



Dois fatores preponderantes foram responsáveis por esse comportamento empresarial: o primeiro, diz respeito à crise setorial exacerbada com o problema da escassez hídrica, com as repercussões já conhecidas nas geradoras; o segundo, refere-se à perda da questão arbitral demandada pela Serveng Civilsan S.A. contra a Corumbá Concessões S.A., relativa a questões da época da construção da Usina Corumbá IV.

Em decorrência desse quadro, houve resultados negativos em todos os níveis de apuração, causando ainda, a redução do Patrimônio Líquido de R\$ 262.364 mil em 2013, para R\$ 194.998 mil em 2014. Por outro lado, para suprir os recursos para pagamento da referida perda arbitral, foi concebida uma operação de financiamento de grande porte, que terá repercussões nos futuros resultados da Empresa, uma vez que as margens para obtenção de lucros foram reduzidas, em função das despesas financeiras da citada captação. Assim, restará aos acionistas, destinar atenção redobrada para o desempenho do negócio, de maneira a preservar uma rentabilidade mínima que justifique o investimento realizado.

**EMPRESA CONTROLADA EM CONJUNTO**  
**Energética Corumbá III S.A.**

A Energética Corumbá III S.A. é uma sociedade por ações, constituída em 25 de julho de 2001, que detém 40% do Consórcio Empreendedor UHE Corumbá III, tendo como consorciada a empresa Neoennergia S.A., com parcela restante de 60%. A empresa é concessionária de serviços públicos de energia elétrica, na condição de produtora independente da UHE Corumbá III, com potência instalada de 93,6 MW e com prazo de concessão a encerrar-se em 2036. A UHE está localizada no Rio Corumbá, município de Luziânia, Estado de Goiás.

Energética Corumbá III S.A. (Em Números) – 2014/2013			
Econômico – Financeiro – (R\$ Mil)	2014	2013	
Receita Operacional Bruta	35.095	35.357	
Receita Operacional Líquida	35.387	33.726	
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	6.071	13.501	
EBITDA	15.265	23.704	
Lucro Líquido (Prejuízo)	4.752	12.326	
Patrimônio Líquido	151.394	147.608	

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

Assim como os demais negócios relacionados com a produção de energia de origem hídrica, a Energética Corumbá III S.A. também foi submetida às dificuldades causadas pela crise hidrológica que acentuou-se em 2014.

A nota positiva, diz respeito ao fato da Empresa notabilizar-se pela prática de baixos custos operacionais, resultando uma situação empresarial equilibrada, que foi capaz de fazer frente aos custos impostos pela exposição ao Mercado de Curto Prazo para honrar o contrato de suprimento efetivado com a CEB Distribuição S.A..

Destaque-se, portanto, que o negócio registrou lucro em 2014, ainda que abaixo dos resultados anuais que vinham sendo praticados desde a entrada em operação da Usina Hidrelétrica Corumbá III.

Para o exercício de 2015, a Administração está mantendo caixa preventivo, visando eventual enfrentamento das necessidades decorrentes da continuidade da citada crise hídrica.

**EMPRESA LIGADA**  
**BSB Energética S.A.**

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

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

BSB Energética S.A. (Em Números) – 2014/2013			
Econômico – Financeiro – (R\$ Mil)	2014	2013	
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	(7.800)	7.662	
Lucro Líquido (Prejuízo)	(7.803)	7.662	
Patrimônio Líquido	16.135	28.093	

Fonte: Demonstrações Contábeis da BSB Energética S.A.

A crise hidrológica ocorrida em 2014 também afetou as produções de energia por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs.

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

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

Nos exercícios de 2011, 2012 e 2013, foram distribuídos dividendos relativos à participação de 9% da CEB na BSB Energética S.A., correspondentes a R\$ 594 mil, R\$ 517 mil e R\$ 520 mil, respectivamente.

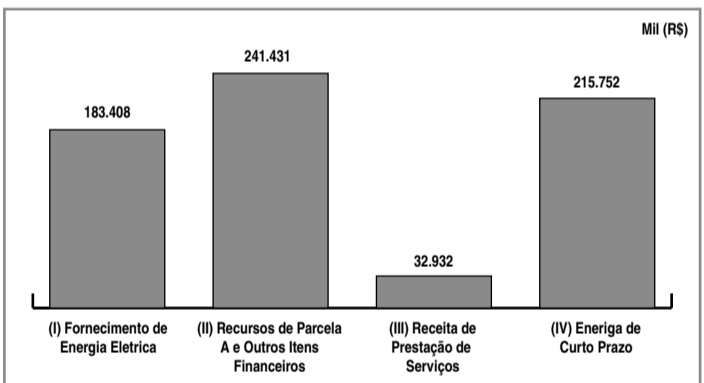
Em função do mencionado problema hidrológico, a BSB Energética S.A. registrou prejuízo no exercício de 2014, rompendo a trajetória de resultados positivos que ocorreram desde a entrada em operação dos empreendimentos associados.

**DESEMPENHO ECONÔMICO – FINANCEIRO CONSOLIDADO**

**Resultados Consolidados**

Receita Operacional Bruta				
Receita Bruta – R\$ Mil	Ano			2014
	2014	2013	(R\$ Mil)	
Fornecimento de Energia Elétrica	1.972.674	1.789.266	183.408	10,3
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros	241.431		241.431	
Receita de Construção	121.314	186.967	(65.653)	(35,1)
Receita de Prestação de Serviços	80.086	47.154	32.932	69,8
Aporte de Recursos da CDE	38.630	18.892	19.738	104,5
Energia de Curto Prazo	305.068	89.316	215.752	241,6
Suprimento de Energia	32.500	30.297	2.203	7,3
Disponibilidade do Sistema de Distribuição	17.396	17.602	(206)	(1,2)
Receita de Venda de Gás	4.608	5.575	(967)	(17,3)
Outras Receitas	25.978	26.472	(494)	(1,9)
Receita Operacional Bruta	2.839.685	2.211.541	628.144	28,4
Deduções da Receita Operacional Bruta	(716.902)	(602.868)	(114.034)	18,9
Receita Operacional Líquida	2.122.783	1.608.673	514.110	32,0

A Receita Operacional Bruta consolidada apurada no ano de 2014 totalizou R\$ 2.839,6 milhões, R\$ 628,1 milhões superior à receita obtida no ano de 2013, correspondente a R\$ 2.211 milhões. As principais variações foram:



(I) Em 2014, a receita de Fornecimento de Energia Elétrica foi de R\$ 1.972,6 milhões, R\$ 183,4 milhões superior à obtida em 2013 (10,3% em termos percentuais). O crescimento apresentado no ano de 2014 está diretamente ligado ao reajuste tarifário concedido pela ANEEL no percentual de 18,88%, que passou a ser aplicado a partir de 26 de agosto de 2014, portanto, produzindo uma repercussão da ordem de 6,3% na apuração da receita do exercício; e aos crescimentos do número de unidades consumidoras em 3,3%, que contribuiu e elevou o consumo em 3,6% (desconsiderando o consumo próprio).

(II) A receita de Recursos da Parcela A e Outros Itens Financeiros no ano de 2014, ocorreu devido à contabilização dos ativos e passivos regulatórios de acordo com a OCPCC 08, que teve como contrapartida a Receita Operacional Bruta de R\$ 241,4 milhões.

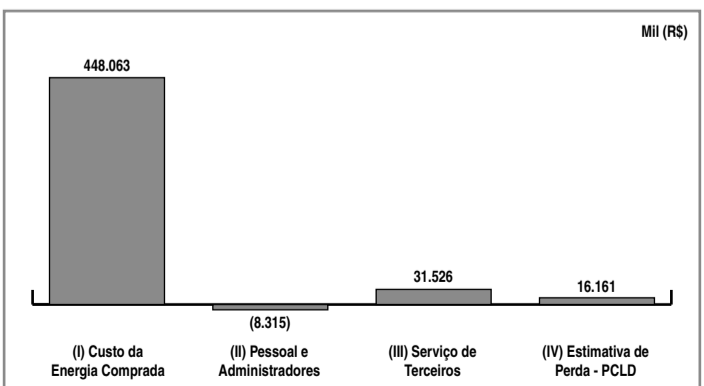
(III) A receita de prestação de serviços alcançou o montante de R\$ 80,0 milhões no ano de 2014, 68,8% superior à receita gerada no mesmo período do ano anterior da ordem de R\$ 47,1 milhões. O acréscimo no período comparado justifica-se pelo volume maior de manutenções e obras de Iluminação Pública.

(IV) A receita de energia de curto prazo em 2014 atingiu R\$ 305,0 milhões, (R\$ 89,3 milhões em 2013). A variação positiva no período, R\$ 215,7 milhões, é justificada pela maior sobre de energia contratada no período e pelos elevados preços médios da PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, que favoreceram as vendas dos excedentes de energia produzidos (valor médio de R\$ 689,99 em 2014, enquanto em 2013, o valor médio foi de R\$ 262,54).

**Custos e Despesas Operacionais (Exceto Depreciação e Amortização)**

RS Mil	Δ Ano			2014
	2014	2013	(R\$ Mil)	
<b>Custo da Energia Comprada</b>				
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.077.077)	(877.147)	(199.930)	22,8
Energia Elétrica Comprada para Revenda – Curto Prazo	(273.341)	(111.395)	(161.946)	145
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(95.353)	(101.313)	5.960	(5,9)
Ressarcimento de Recursos da CDE	7.053	147.110	(140.057)	(95,2)
Repasse de Recursos da CONTA – ACR	47.910		47.910	100
<b>Subtotal</b>	<b>(1.390.808)</b>	<b>(942.745)</b>	<b>(448.063)</b>	<b>47,5</b>
<b>Demais Custos e Despesas Operacionais</b>				
Pessoal e Administradores	(194.736)	(203.051)	8.315	(4,1)
Serviço de Terceiros	(186.702)	(155.176)	(31.526)	20,3
Custo de Construção – Concessão	(121.314)	(186.967)	65.653	(35,1)
(Estimativa) / Reversão Para Créditos de Liquidações Duvidosas	(70.709)	(54.548)	(16.161)	29,6
Arendamento	(40.131)	(38.386)	(1.745)	4,5
Material	(8.310)	(5.948)	(2.362)	39,7
Entidade de Previdência Privada	(7.810)	(7.727)	(83)	1,1
Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos	(6.277)	(5.446)	(831)	15,3
Gás Comprado Para Revenda	(3.335)	(4.029)	694	(17,2)
Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica	(2.738)	(3.191)	453	(14,2)
Outras Despesas	(19.235)	(17.391)	(1.844)	10,6
Subtotal	(661.297)	(681.860)	20.563	(3)
<b>Total</b>	<b>(2.052.105)</b>	<b>(1.624.605)</b>	<b>(427.500)</b>	<b>26,3</b>

Os custos e despesas operacionais consolidados em 2014, exceto a depreciação e a amortização do período, totalizaram R\$ 2.052,1 milhões, um aumento de R\$ 427,5 milhões (26,3%) em relação ao montante apresentado em 2013. As principais variações foram:



(I) O Custo da Energia Elétrica Comprada registrou no ano de 2014 um crescimento de R\$ 448,0 milhões (47,5%) em relação ao mesmo período do ano anterior. O acréscimo está diretamente ligado ao despacho das usinas termelétricas. A CEB Distribuição S.A. tem 17,4% da sua aquisição de energia vinculada aos contratos por disponibilidade (termelétricas) precificados por Custo Variável Unitário – CVU, geralmente bem superior ao custo das hidrelétricas. Estes preços de energia só são aplicados quando as usinas termelétricas são obrigadas a despachar. Em 2014, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD em média foi de R\$ 689,99, enquanto em 2013 foi de R\$ 262,54.

No caso da energia de curto prazo, o aumento do custo está relacionado com os custos de risco hidrológico assumido pelas distribuidoras, quando da participação do sistema de cotas de garantia física instituída na Medida Provisória Nº 589/2013.

Nos meses mais secos, com a hidrológica desfavorável, a exposição das usinas hidroelétricas aumenta e esta ocorrência é repassada às distribuidoras cotistas.

O Custo da Energia Elétrica Comprada foi parcialmente amortizado pelo ressarcimento de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e pelo repasse da CONTA – ACR, que totalizaram no ano de 2014 o valor de R\$ 54,9 milhões (R\$ 147,1 milhões em 2013).

(II) O Custo / Despesa de Pessoal e Administradores: apresentou em 2014 uma redução de R\$ 8,3 milhões (-4,1%) em relação a 2013. Em 2014 os principais eventos ocorridos na rubrica de Pessoal e Administradores foram:

- reajuste salarial em decorrência do acordo coletivo da categoria que reajustou os salários pela variação do INPC + 1% de ganho real (7,59%);
- abono salarial no valor de R\$ 5 mil reais pagos a cada empregado, concedido por ocasião da aprovação do acordo coletivo de 2013 e que será destinado mensalmente até o primeiro semestre de 2015;
- concessão de 1,25% de ganho real sobre a tabela salarial, retroativo a 01/11/2013 e mais 1,25% de ganho real, também incidente sobre a tabela salarial, que foi pago em 01/11/2014 a todos os empregados; e
- transferências dos gastos com pessoal alocados ao projeto SYN (implantação do sistema ERP SAP) para investimento. O montante transferido no exercício foi de R\$ 6,5 milhões e vinham sendo contabilizados no resultado.

(III) Os Serviços de Terceiros totalizaram R\$ 186,7 milhões (R\$ 155,1 milhões em 2013), representando um acréscimo de R\$ 31,5 milhões. As principais variações do período foram:

RS Mil	Δ Ano			2014
	2014	2013	(R\$ Mil)	
Consultoria	1.184	3.776	(2.592)	(68,6)
Emprego em Comissão – EC/Pessoal Requisitado	12.086	7.678	4.408	57,4
Leitura de Medidores, Entrega de Faturas	15.877	22.930	(7.053)	(30,8)
Levantamento Físico de Ativos	9.173	4.060	5.113	125,9
Manutenção do Sistema Elétrico (Linhas e Redes)	6.468	7.347	(879)	(12,0)
Recebimento de Fatura de Energia Elétrica	7.289	8.825	(1.536)	(17,4)
Serviço Contratado	5.942	6.474	(532)	(8,2)
Serviços de Terceiros (Inclui Serviços de Manutenção de Iluminação Pública)	55.931	28.883	27.048	93,6
<b>Total</b>	<b>113.950</b>	<b>89.973</b>	<b>23.977</b>	<b>26,6</b>

a) **Levantamento Físico de Ativos:** o incremento é justificado pelo fato do contrato para este serviço ter estabelecido o início dos trabalhos no final do primeiro semestre de 2013. Desta forma, os valores reconhecidos no ano de 2014 foram superiores aos valores reconhecidos no ano anterior;

b) **Consultoria:** a redução do serviço de consultoria em 2014 ocorreu devido à conclusão da consultoria para reestruturação organizacional e de processos;

c) **Emprego em Comissão / Pessoal Requisitado:** o aumento é justificado pelo crescimento do Quadro de Empregados em Comissão e aos reajustes de 6,34% para este segmento, além de 7,59% para as Funções Gratificadas, concedido por ocasião da data base do exercício de 2013 aos empregados da CEB;

d) **Leitura de Medidores / Entrega de Faturas:** a redução ocorreu em função do novo contrato, que contemplou a redução de empregados e de valores no ano de 2014; e

e) **Serviços de Terceiros (Custo dos Serviços Prestados):** o aumento está relacionado com a maior realização de serviços prestados na execução de obras e manutenções de Iluminação Pública.

(IV) A Estimativa de Perda Para a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa totalizou R\$ 70,7 milhões, um acréscimo de R\$ 16,1 milhões, em comparação com o ano anterior. O aumento está diretamente relacionado ao reconhecimento de estimativas de perdas com o Governo do Distrito Federal, no montante de R\$ 47,7 milhões.

**Depreciação / Amortização**

RS Mil	2014	2013	Δ Ano (%)
Depreciação / Amortização	(52.880)	(50.105)	5,5

A despesa com depreciação e amortização atingiu R\$ 52,8 milhões em 2014, um aumento de R\$ 2,7 milhões (5,5%) em relação ao total apresentado em 2013. O acréscimo está ligado à entrada em serviço de novos ativos.

**Outras Receitas / (Despesas) Operacionais**

RS Mil	Δ Ano			2014
	2014	2013	(R\$ Mil)	
<b>Outras Receitas Operacionais</b>				
Reversão de Provisão de Benefícios Pós-Emprego	35.138	35.498	(360)	(1,0)
Ressarcimento de CCEArS	27.327	9.431	17.896	189,8
Recuperação de Créditos Baixados por Perdas	16.822	9.603	7.219	75,2
Dividendos Prescritos	4.372		4.372	
Outras Receitas	8.060	16.098	(8.038)	(50,0)
<b>Total</b>	<b>91.719</b>	<b>70.630</b>	<b>21.089</b>	<b>20,3</b>
<b>Outras Despesas Operacionais</b>				
Provisão de Benefícios Pós-Emprego	(37.800)	(38.193)	(393)	(1,0)
Provisão para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios	(15.143)	(23.658)	(8.515)	(36,0)
Compensação de Descontinuidade de Energia	(13.000)	(13.740)	(740)	(5,4)
Outras Despesas	(9.868)	(11.075)	(1.207)	(10,8)
<b>Total</b>	<b>(75.811)</b>	<b>(86.666)</b>	<b>(10.855)</b>	<b>12,5</b>
<b>Outras Receitas (Despesas) Operacionais</b>	<b>15.908</b>	<b>(16.036)</b>	<b>(31.944)</b>	

No ano de 2014 o resultado líquido de Outras Receitas / Despesas Operacionais foi positivo, no montante de R\$ 15,9 milhões (R\$ 16,0 milhões negativo em 2013). Os itens que mais contribuíram para este resultado foram:

- a) Ressarcimento de CCEArS, que teve no período, uma variação de R\$ 17,8 milhões. Deste total, R\$ 10,6 milhões ocorreu em função de penalidade aplicada sobre fornecedor de energia a favor da CEB Distribuição S.A.;
- b) Dividendos prescritos no valor de R\$ 4,3 milhões, devido à prescrição do direito dos acionistas detentores de receber tais dividendos; e
- c) Recuperação de Créditos Baixados por Perdas, no montante de R\$ 7,2 milhões, em função de negociações realizadas através do Programa Pró-Luz 2, que isentou os devedores da cobrança de juros e multas e concedeu parcelamento dos débitos em até 36 meses.

**Resultado Financeiro**

R\$ Mil	Δ Ano			2014
	2014	2013	(R\$ Mil)	
<b>Receitas Financeiras</b>				
Atualização a Valor Justo – Ativo Financeiro Indenizável - Concessão	12.754	34.166	(21.412)	(62,7)
Juros / Variações Monetárias Sobre Ativos	20.932	12.018	8.914	74,2
Atualização Monetária de Ativos Regulatórios	14.516		14.516	
Outras Receitas Financeiras	23.263	19.411	3.852	19,8
<b>Total</b>	<b>71.465</b>	<b>65.595</b>	<b>5.870</b>	<b>8,9</b>
<b>Despesas Financeiras</b>				
Encargos de Dívidas	(26.938)	(25.729)	(1.209)	4,7
Juros / Variações Monetárias Sobre Passivos	(34.765)	(30.285)	(4.480)	14,8
Atualização Monetária de Passivo Regulatório	(6.504)		(6.504)	
Outras Despesas Financeiras	(13.596)	(13.011)	(585)	4,0
<b>Total</b>	<b>(81.803)</b>	<b>(69.025)</b>	<b>(12.778)</b>	<b>18,5</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(10.338)</b>	<b>(3.430)</b>	<b>(6.908)</b>	<b>201,4</b>

O resultado financeiro acumulado no ano de 2014 foi negativo em R\$ 10,3 milhões (R\$ 3,4 milhões em 2013), ocorrendo então, uma variação percentual de 201,4%. O desempenho foi impactado pela redução de R\$ 21,4 milhões da Atualização do Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável, que em 2014 totalizou R\$ 12,7 milhões (R\$ 34,1 milhões em 2013). Ainda no exercício de 2014, foram contabilizadas Atualizações Monetárias dos Ativos e Passivos Regulatórios, que geraram uma repercussão positiva de R\$ 8,0 milhões.

**OUTROS INDICADORES**

**EBITDA (LAJIDA)**

R\$ Mil	Δ Ano			2014
	2014	2013	(R\$ Mil)	
Lucro / Prejuízo Consolidado do Exercício	(96.319)	(75.163)	(21.156)	28,1
(+/-) Imposto de Renda e Contribuição Social	104.759	30.285	74.474	245,9
(+/-) Resultado Financeiro	10.338	3.430	6.908	201,3
(+/-) Depreciação / Amortização	52.880	50.105	2.775	5,5
<b>EBITDA</b>	<b>71.658</b>	<b>8.657</b>	<b>63.001</b>	<b>727,7</b>
<b>Itens não Recorrentes:</b>				
(+/-) Resultado na Venda de Bens	(1.610)	114	(1.724)	(1.515,2)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>70.048</b>	<b>8.771</b>	<b>61.277</b>	<b>698,6</b>
<b>Margem EBITDA %</b>	<b>3,40</b>	<b>0,54</b>	<b>2,86</b>	<b>529,6</b>

**COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRÁSILIA - CEB**

**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS – 2014**

**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013**  
EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado		Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013			31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>Circulante</b>						<b>Circulante</b>					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	7.177	8.895	66.006	96.786	Fornecedores	16	7.857	6.902	390.327	344.101
Contas a Receber	6	56.059	3.722	441.174	308.840	Obrigações Tributárias	17	1.483	821	189.119	118.091
Aplicações Financeiras	10				295	Contribuição de Iluminação Pública	18			83.603	121.144
Estoques		689	2.673	19.327	34.615	Encargos Regulatórios	19			40.980	30.193
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	10.082	8.291	27.091	29.307	Empréstimos e Financiamentos	20			69.417	119.207
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	8			138.837		Obrigações Societárias		18.692	18.692	30.322	32.233
Demais Créditos	9	12.655	17.031	86.976	50.959	Obrigações Sociais e Trabalhistas	21	308	239	36.862	35.124
<b>Total do Circulante</b>		<b>86.662</b>	<b>40.612</b>	<b>779.411</b>	<b>520.802</b>	Benefícios Pós Emprego	22			60.863	66.075
						Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	23	54	94	5.901	4.850
						Demais Obrigações	24	333	215	99.605	26.284
								<b>28.727</b>	<b>26.963</b>	<b>946.999</b>	<b>897.302</b>
<b>Não Circulante</b>						<b>Não Circulante</b>					
Aplicações Financeiras						Fornecedores	16				4.552
Contas a Receber	6			7.733	54.097	Obrigações Tributárias	17	97.287	97.380	244.382	145.822
Depósitos e Bloqueios Judiciais	11	4.653	4.476	13.885	12.628	Contribuição de Iluminação Pública	18			129.500	
Tributos e Contribuições Compensáveis	7			15.676	22.199	Empréstimos e Financiamentos	20			251.694	142.141
Ativo Financeiro Indenizável	12			841.273	729.119	Obrigações Sociais e Trabalhistas	21				2.420
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	8			138.738		Benefícios Pós Emprego	22			294.899	286.670
Demais Créditos	9	184	128	1.941	1.834	Encargos Regulatórios	19			145.955	127.908
		<b>4.837</b>	<b>4.604</b>	<b>1.019.246</b>	<b>819.877</b>	Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	23	8.251	8.223	78.464	66.982
						Demais Obrigações	24	212.000	212.000	215.791	218.270
								<b>317.538</b>	<b>317.603</b>	<b>1.360.685</b>	<b>994.765</b>
Investimentos	13	415.823	592.181	658.575	684.537	<b>Patrimônio Líquido</b>	25				
Imobilizado	14	15.948	15.513	122.714	138.507	Capital Social		342.056	342.056	342.056	342.056
Intangível	15	79		129.881	271.108	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		11.969	11.969	11.969	11.969
<b>Total do Não Circulante</b>		<b>436.687</b>	<b>612.298</b>	<b>1.930.416</b>	<b>1.914.029</b>	Ajuste de Avaliação Patrimonial		20.325	48.498	20.325	48.498
						Prejuízos Acumulados		(197.266)	(94.179)	(197.266)	(94.179)
						<b>Atribuível aos acionistas controlador</b>		<b>177.084</b>	<b>308.344</b>	<b>177.084</b>	<b>308.344</b>
						<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>					
						<b>Total do Patrimônio Líquido</b>		<b>177.084</b>	<b>308.344</b>	<b>402.143</b>	<b>542.764</b>
						<b>Total do Passivo</b>		<b>523.349</b>	<b>652.910</b>	<b>2.709.827</b>	<b>2.434.831</b>
Total do Ativo		<u>523.349</u>	<u>652.910</u>	<u>2.709.827</u>	<u>2.434.831</u>						

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013**  
EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA

Eventos	Capital Social	Recursos destinados a aumento de capital	Reserva Legal	Dividendos Adicionais Propostos	Ajuste de Avaliação Patrimonial/Outros Resultados Abrangentes	Prejuízos Acumulados	Subtotal	Atribuído aos acionistas controladores		Total do Patrimônio Líquido
								Participação de Acionistas não Controladores	Total do Patrimônio Líquido	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>342.056</b>	<b>11.969</b>	<b>2.050</b>	<b>29.222</b>	<b>41.325</b>	<b>(608)</b>	<b>426.014</b>	<b>230.124</b>	<b>656.138</b>	
Integralização de Capital								373	373	
Dividendos Adicionais Pagos de Exercícios Anteriores								(6.518)	(6.518)	
Juros sobre Capital Próprio Creditados								(5.835)	(5.835)	
Remuneração de Partes Beneficiárias								(4.209)	(4.209)	
Aprovação de Dividendo Adicional				(29.222)			(29.222)		(29.222)	
Ganho na Diluição de Percentual de Participação Societária					16		16		16	
<b>Transações de Capital com Acionistas:</b>				<b>(29.222)</b>	<b>16</b>		<b>(29.206)</b>	<b>(16.189)</b>	<b>(45.395)</b>	
<b>Prejuízo do Exercício</b>						<b>(95.621)</b>	<b>(95.621)</b>	<b>20.458</b>	<b>(75.163)</b>	
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Coligadas						33	33	27	60	
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego					7.124		7.124		7.124	
<b>Compensação de Reserva Legal</b>			<b>(2.050)</b>							
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013 - Reapresentado</b>	<b>342.056</b>	<b>11.969</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>48.498</b>	<b>(94.179)</b>	<b>308.344</b>	<b>234.420</b>	<b>542.764</b>	
Dividendos Adicionais Pagos de Exercícios Anteriores								(12.256)	(12.256)	
Juros sobre Capital Próprio Creditados								(4.848)	(4.848)	
Remuneração de Partes Beneficiárias								(2.057)	(2.057)	
Ganho na Diluição de Percentual de Participação Societária						133	133		133	
<b>Transações de Capital com Acionistas:</b>						<b>133</b>	<b>133</b>	<b>(19.161)</b>	<b>(19.028)</b>	
<b>Ajustes da Lei 12.973/2014</b>							<b>3.020</b>		<b>3.020</b>	
<b>Prejuízo do Exercício</b>						<b>(106.107)</b>	<b>(106.107)</b>	<b>9.788</b>	<b>(96.319)</b>	
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Coligadas						19	19	12	31	
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego						(28.325)	(28.325)		(28.325)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>342.056</b>	<b>11.969</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20.325</b>	<b>(197.266)</b>	<b>177.084</b>	<b>225.059</b>	<b>402.143</b>	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013**

EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA

Nota	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>68.878</b>	<b>38.234</b>	<b>2.122.783</b>	<b>1.608.673</b>
Custo com Energia Elétrica	27a		(1.390.808)	(942.745)
Custo de Operação	27b		(354.750)	(413.275)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	27c	(61.362)	(32.813)	(62.566)
<b>Lucro Bruto</b>	<b>7.516</b>	<b>5.421</b>	<b>314.659</b>	<b>218.561</b>
<b>Receitas (Despesas) Operacionais</b>	<b>(115.312)</b>	<b>(96.743)</b>	<b>(295.881)</b>	<b>(260.009)</b>
Despesas com Vendas	27c	(1.392)	(133.377)	(115.035)
Despesas Gerais e Administrativas	27c	(9.714)	(9.238)	(163.484)
Resultado de Equivalência Patrimonial	13	(102.934)	(86.365)	(14.928)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	27d	(1.272)	(1.140)	15.908
Outras Receitas Operacionais		18	1.214	91.719
Outras Despesas Operacionais		(1.290)	(2.354)	(75.811)
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro</b>	<b>(107.796)</b>	<b>(91.322)</b>	<b>18.778</b>	<b>(41.448)</b>
<b>Receitas (Despesas) Financeiras</b>	<b>27e</b>	<b>2.858</b>	<b>(1.998)</b>	<b>(10.338)</b>
Receitas Financeiras		3.044	1.925	71.465
Despesas Financeiras		(186)	(3.923)	(81.803)
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional antes dos Tributos</b>	<b>(104.938)</b>	<b>(93.320)</b>	<b>8.440</b>	<b>(44.878)</b>
<b>Imposto de Renda e Contribuição Social</b>	<b>17</b>	<b>(1.169)</b>	<b>(2.301)</b>	<b>(104.759)</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(1.169)	(2.301)	(6.095)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido				(98.664)
<b>Prejuízo do Exercício</b>	<b>(106.107)</b>	<b>(95.621)</b>	<b>(96.319)</b>	<b>(75.163)</b>
Atribuído aos Acionistas Controladores			(106.107)	(95.621)
Atribuído aos Acionistas não Controladores			9.788	20.458
<b>Prejuízo Básico e Diluído por Ação em Reais:</b>	<b>28</b>			
Ações Ordinárias – Básicas e diluídas		(11.5547)	(10,4128)	(11,5547)
Ações Preferenciais – Básicas e diluídas		(11,5547)	(10,4128)	(11,5547)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA - MÉTODO DIRETO**

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA

Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Recebimento de Consumidores	23.391	41.778	2.340.062	2.242.884
Resgate do Fundo de Aplicação - FIP Corumbá				3.760
Rendimento de Aplicações Financeiras	689	1.345	6.564	11.289
Ressarcimento do Custo de Energia - Recursos da CDE			66.394	163.501
Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio Recebidos	46.772	29.090	16.064	16.778
Outros Recebimentos	32	75	125	107
<b>Recebimentos</b>	<b>70.884</b>	<b>72.288</b>	<b>2.429.209</b>	<b>2.438.319</b>
Fornecedores - Materiais e Serviços	(58.266)	(36.693)	(278.195)	(263.023)
Fornecedores - Energia Elétrica			(1.310.911)	(1.107.460)
Contribuição de Iluminação Pública			(87.371)	(85.000)
Salários e Encargos Sociais	(8.938)	(8.239)	(278.171)	(263.759)
Pagamentos de Encargos da Dívida		(1.304)	(24.269)	(27.192)
Impostos e Contribuições	(3.909)	(4.907)	(414.916)	(480.738)
Encargos Setoriais			(31.789)	(29.806)
Constituição de Caução CCEE			(2.410)	
Outras Pagamentos	(1.285)	(4.330)	(30.373)	(22.931)
<b>Pagamentos</b>	<b>(72.398)</b>	<b>(55.473)</b>	<b>(2.458.405)</b>	<b>(2.279.909)</b>
<b>Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais</b>	<b>(1.514)</b>	<b>16.815</b>	<b>(29.196)</b>	<b>158.410</b>
<b>Fluxos de Caixa das Atividades de Investimento</b>				
Aquisição de Ativos Financeiros da Concessão, Intangíveis e Imobilizados	(201)		(44,956)	(83,606)
Aquisição de Investimento		(653)		(576)
Alienação de Imobilizado			1,972	
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(3)	(4)	(3)	(4)
<b>Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Investimento</b>	<b>(204)</b>	<b>(657)</b>	<b>(42.987)</b>	<b>(84,186)</b>
<b>Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento</b>				
Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio Pagos		(11,050)	(15,974)	(26,327)
Empréstimos e Financiamentos Obtidos			252,120	88,221
Amortização de Empréstimos e Financiamentos		(85,000)	(193,823)	(221,995)
Custos de Transação			(920)	
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital				373
<b>Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Financiamento</b>		<b>(96,050)</b>	<b>41,403</b>	<b>(159,728)</b>
<b>Aumento (Redução) do Saldo Líquido de Caixa e Equivalente</b>	<b>(1,718)</b>	<b>(79,892)</b>	<b>(30,780)</b>	<b>(85,504)</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	8,895	88,787	96,786	182,290
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	7,177	8,895	66,006	96,786

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES**

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA

Prejuízo do Exercício	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013

**1. CONTEXTO OPERACIONAL E INFORMAÇÕES GERAIS**

**1.1. Objetivo Social**

A Companhia Energética de Brasília – CEB (“Companhia” ou “CEB”) é uma sociedade de economia mista de capital aberto, autorizada pela Lei nº 4.545, de 10 de dezembro de 1964, com sede social localizada na cidade de Brasília, no Distrito Federal, SGCVS Iote 15 bloco C, 2º E 3º andares, ed. Jade Home Office, registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM como Companhia Aberta na categoria A (emissores autorizados a negociar quaisquer valores mobiliários) e tem suas ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&F Bovespa). Em 4 de julho de 1994, a Companhia iniciou a negociação de suas ações na BM&F Bovespa, sob os códigos de negociação CEBR3, CEBRS e CEBR6, para as ações ordinárias e preferenciais. A CEB tem por objeto social a participação em outras sociedades, como sócia-quotista ou acionista e a exploração direta ou indireta, conforme o caso, de serviços de energia elétrica, compreendendo os sistemas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica, bem como serviços correlatos.

**1.2. Participações societárias**

As participações societárias da CEB em sociedades controladas, controladas em conjunto e coligadas estão representadas conforme a seguir:

Empresas	Atividade	31/12/2014	31/12/2013
<b>Participações diretas</b>			
<b>Em controladas</b>			
CEB D	Distribuição	100%	100%
CEB Geração S.A.	Geração	100%	100%
CEB Participação S.A.	Comercialização	100%	100%
CEB Lajeado S.A.	Comercialização	59,93%	59,93%
Companhia Brasileira de Gás	Gás	17%	17%
<b>Em controlada em conjunto</b>			
Energética Corumbá III S.A.	Geração	37,50%	37,50%
<b>Em coligada</b>			
Corumbá Concessões S.A.	Geração	47,57%	47,57%
<b>Participações indiretas</b>			
<b>Em coligada</b>			
Investco S.A.	Geração	11,99%	11,99%
<b>Outras Participações</b>			
BSB Energética S.A.	Geração	9,00%	9,00%

**a) Controladas**  
**• CEB D** – A CEB Distribuição S.A. (“CEB D”) é uma sociedade anônima, de capital fechado, organizada em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710, 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.  
 A CEB D é uma concessionária pública de energia elétrica e tem por objeto principal a distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito e atividades associadas no Distrito Federal.

**(I) Informações sobre a concessão de distribuição de energia elétrica da CEB D**  
 A CEB D é detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 66/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da ANEL, com prazo de vencimento em 7 de julho de 2015.

Conforme determina o contrato de concessão, todos os bens e instalações vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica e que tenham sido realizados pela concessionária são considerados reversíveis e integram o acervo da respectiva concessão. Esses bens serão revertidos automaticamente ao poder concedente ao término do contrato procedendo-se às avaliações e determinação do montante da indenização devida à concessionária, observados os valores e as datas de incorporação ao sistema elétrico.

As principais obrigações da CEB D, previstas no contrato de concessão, consistem em:  
 I) Fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, pelas tarifas homologadas pelo poder concedente, nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação.

- ii) Realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a qualidade e a eficiência dos serviços.
- iii) Manter registro o inventário dos bens vinculados à concessão e zelar pela sua integridade. A venda, cessão ou doação em garantia hipotecária dos bens imóveis ou de partes essenciais das instalações depende de prévia e expressa autorização do poder concedente.
- iv) Cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo ao poder concedente, aos usuários e a terceiros, pelas eventuais consequências danosas da exploração dos serviços.
- v) Atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo poder concedente.
- vi) Permitir aos encarregados da fiscalização do poder concedente, livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados na prestação dos serviços, bem como aos seus registros contábeis.
- vii) Prestar contas ao poder concedente e aos usuários, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas, da gestão dos serviços concedidos.
- viii) Manter as reservas de água e de energia elétrica necessárias ao atendimento dos serviços de utilidade pública.
- ix) Observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais consequências de seu descumprimento.
- x) Realizar programas de treinamento, de modo a assegurar, permanentemente, a melhoria da qualidade e mais eficiência na prestação dos serviços concedidos.
- xi) Participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes.
- xii) Aderir ao Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica e assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição.
- xiii) Integrar o Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, operando suas instalações de acordo com as regras vigentes, devendo a concessionária acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, recomendações e instruções emitidas pelo GCOI.
- xiv) Respeitar, nos termos da legislação em vigor, os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, a jusante de seus aproveitamentos hidrelétricos, devendo considerar, nas regras operativas, a alocação de volume de espera nos reservatórios de suas usinas, de modo a minimizar os efeitos adversos das cheias.
- xv) Efetuar, quando determinado pelo poder concedente, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e às interligações que forem necessárias.

Pela execução dos serviços, a concessionária tem o direito de cobrar dos consumidores as tarifas determinadas e homologadas pelo Poder Concedente que é representado pela ANEEL. Os valores das tarifas são reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis. A revisão tarifária periódica ocorre a cada quatro anos e tem por objetivo restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A data da última revisão tarifária da CEB D foi no dia 26 de agosto de 2012. Neste processo, a ANEEL procedeu ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da CEB D, estimulando a eficiência e a modernidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A CEB D também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da CEB D. Não poderá ocorrer transferência de controle acionário majoritário da CEB D sem anuência prévia do poder concedente. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão.  
**(II) Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional da CEB D**  
 Os planos da Administração para o aprimoramento das atividades da CEB D consistem na busca da eficiência operacional e financeira para garantir, tanto a renovação da Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica no DF, com retorno compatível aos investimentos realizados e em curso, quanto à eficiência técnica no atendimento aos consumidores do Distrito Federal.

A Administração tem desenvolvido medidas para a redução de seu custo visando a atingir a necessária liquidez da Companhia. Dentre as medidas em curso e de grande repercussão econômica e financeira ressaltam-se:  
 a) estudos de reavaliação do Plano de Saúde, objetivando a implantação de uma nova modalidade de plano assistencial lastreada em estudos técnicos;  
 b) estudos para alienação de imóveis inservíveis à Concessão.  
 Ainda nesse contexto, a administração está em processo de negociação com o Poder Executivo para reconhecer a dívida de consumo de energia elétrica dos órgãos do Governo do Distrito Federal - GDF, e quitação do montante para com a Companhia, débitos já reconhecidos nos processos de prestações de contas anuais. Esses recursos trarão significativa melhoria para a situação econômica e financeira da CEB D.  
**(III) Prorrogação das concessões**  
**Medida Provisória nº 579 e Decreto Lei nº 7.805**  
 O Governo Federal oficializou, por meio da Medida Provisória nº 579/2012 assinada em 11 de setembro de 2012, e convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, a redução nos custos de energia elétrica para consumidores residenciais e industriais e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vigentes entre 2015 e 2017. Para as concessões de Distribuição haverá condições específicas a serem estabelecidas pela ANEEL em contrato de concessão e/ou seus termos aditivos. Adicionalmente, a referida Lei elimina os encargos setoriais CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) e RGR (Reserva Global de Reversão), e reduz o encargo CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) em 75%. Em 24 de janeiro de 2013, conforme disposto na Medida Provisória nº 579/2012, assinada em 11 de setembro de 2012, e convertida na Lei nº 12.783 em 11 de janeiro de 2013, a ANEEL efetuou o cálculo da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE para a CEB D, por meio da Resolução Homologatória Nº 1.446, de 24 de janeiro de 2013 que homologou as novas tarifas de energia para a Companhia, apurando uma redução média de 18,11% para os consumidores residenciais de baixa tensão. Para as demais classes de consumidores, os efeitos variaram entre 15% e 22%. A redução média da receita regulatória, considerada para o cálculo da RTE ocorrida em 2013 foi de 17,38%.

Para a Companhia a concessão poderá ser prorrogada, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modernidade tarifária e o atendimento aos critérios de racionalidade operacional e econômica.  
 A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão e/ou nos termos aditivos. A partir da decisão do Poder Concedente pela prorrogação, a Companhia deverá assinar o contrato de concessão e/ou de seus termos aditivos no prazo de até trinta dias contados da convocação.  
**(IV) Reajuste Tarifário Anual**  
 O reajuste tarifário anual, visa repassar à tarifa os impactos produzidos pelos custos não gerenciáveis da concessão (compra de energia, os encargos setoriais e os custos de transmissão). Vislumbra também ajustar os custos gerenciáveis da distribuidora (custos operacionais, remuneração pelos investimentos realizados e quota de depreciação) com a incidência parcial, da atualização monetária (pela dedução do fator X, que significa o compartilhamento com os consumidores dos ganhos de produtividade). Inicialmente, de acordo com a Nota Técnica nº 267/2014-SRE/ANEEL, de 13/8/2014, o componente financeiro fora calculado em 9,70%. Não obstante, e pedido da Concessionária, houve o diferimento parcial de 9% deste (o equivalente a R\$ 136.250, a preços de agosto de 2014, a ser objeto de devolução nos próximos processos tarifários, atualizado pela variação do IGP-M). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Homologatória nº 1779, de 19 de agosto de 2014, estabeleceu o reajuste tarifário 2014 da CEB D. O reajuste médio, que passou a vigorar a partir de 26 de agosto de 2014, ficou em 17,12% para o período de 12 meses, sendo 16,42% o reajuste econômico e 0,70% o relativo aos componentes financeiros. O efeito médio é ser percebido pelos consumidores é de 18,88%, sendo de 19,90%, para os atendidos em alta tensão e de 18,38% para os atendidos em baixa tensão. Em 2013, o reajuste médio ficou em 7,64% para o período de 12 meses, sendo 9,22% o reajuste econômico e de -1,58% relativos aos componentes financeiros pertinentes.

**(V) Repasses de Recursos da CDE e da Conta ACR**  
 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 modernidade 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 modernidade tarifária; 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 3 de junho de 2013, a CDE teve seu rol de destinações ampliado, quais sejam: prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (na vigência da MP 605/2013); e prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição (na vigência da MP nº 605/2013). Em caráter excepcional, visando atenuar os efeitos da conjuntura hidrológica desfavorável, diante das medidas empreendidas pelo Governo Federal em prol da modernidade tarifária, foi aprovado o Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013, que introduziu novas alterações nos instrumentos de repasse de recursos da CDE. Assim, a CDE passou a prover ainda: recursos para o risco hidrológico, exposição involuntária, ESS por segurança energética e o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial nº MME/MF nº 25/2002, relativo ao ESS e à energia comprada para revenda (CVA Energia e CVA ESS). Esse repasse terá apuração anual, nos processos de reajuste e revisão tarifária das concessionárias de distribuição realizada no período de março de 2013 a fevereiro de 2014. Sendo assim, a Resolução Homologatória 1.589/2013 que reajustou as tarifas da CEB D, estabeleceu também, um valor mensal correspondente a R\$ 1.763 a ser repassado pela Eletrobrás à Companhia, no período de competência de dezembro de 2013 a julho de 2014, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em 19 de agosto de 2014, a Resolução Homologatória nº 1.779/2014 reajustou as tarifas da CEB Distribuição S.A., estabeleceu também um valor mensal correspondente a R\$ 2.574 a ser repassado à empresa pela Eletrobrás, no período de competência de agosto de 2014 a julho de 2015, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.  
 Em 07 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, de forma a incluir a neutralização da exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, para a competência de janeiro de 2014, decorrente da compra frustrada na compra de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. Adicionalmente, em 2 de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/2014 garantindo o direito das distribuidoras de reembolso dos custos extraordinários provenientes de energia termoeletrica através de contratos por disponibilidade além daquelas adquiridas no mercado de curto prazo para o período de fevereiro até dezembro de 2014. O decreto define que caberá à CCEE contratar operações de crédito destinadas à cobertura prevista no parágrafo anterior e gerir a CONTA-ACR, assegurando o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.  
 A CONTA-ACR foi criada por meio do Decreto nº 8.221/2014 e regulamentada pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 612/2014. 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.  
 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). Tais operações custearão as despesas de fevereiro até dezembro de 2014. Também cabe à CCEE prestar as garantias necessárias aos credores das operações de crédito, incluindo cessão fiduciária dos créditos diretos e do saldo da Conta - ACR.  
 O valor mensal que será repassado a cada concessionária é homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio de Despacho da Superintendência de Regulação Econômica – SRE e considera a cobertura tarifária vigente. No exercício de 2014, o montante reconhecido destes repasses totalizou R\$ 47.910 (Nota 27b) e foram registrados com uma compensação dos custos com energia elétrica comprada.  
 O recolhimento dos valores repassados pela União será realizado por meio de quotas da CDE, a partir dos processos tarifários de 2015, com atualização do IPCA.

**(VI) Prorrogação da Concessão**  
 O Contrato de Concessão da Companhia nº 066/1999 - ANEEL foi celebrado com a ANEEL (representando o Poder Concedente) em 26 de agosto de 1999 e tem vigência até 7 de julho de 2015. Nele está prevista a possibilidade de renovação por mais vinte anos, desde que subordinada ao interesse público e que o pedido fosse apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo contratual, ou seja, até 7 de julho de 2012.  
 Em 29 de junho de 2012, a CEB D protocolou na ANEEL sob o nº 48513.022210/2012-00 o requerimento de prorrogação de Concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, anexando, para tanto, os comprovantes de regularidade e adimplemento, conforme exigência contratual vigente. Nos termos da Medida Provisória nº 579, de 12 de setembro de 2012, e do Decreto nº 7.805, de 17 de setembro de 2012, em 5 de outubro de 2012 a CEB D ratificou o protocolo ANEEL nº 48513.033465/2012-00, referente ao pedido de prorrogação da concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal por um período adicional de 30 (trinta) anos.  
 Em 11 de janeiro de 2013, a Medida Provisória foi convertida na Lei 12.783, entre outros, “típico sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modernidade tarifária” e no Capítulo II trata “DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”. Especificamente o Art. 7º estabelece a possibilidade de prorrogação das concessões, entre outras, as de distribuição de energia elétrica (a critério do poder concedente) por uma única vez pelo prazo de até 30 (trinta) anos.  
 Em 17 de janeiro de 2014, a ANEEL manifestou-se sobre o requerimento de prorrogação dos Contratos de Concessões vigentes em 2015 e 2017 informando que, dentro de sua competência regulatória, realiza a análise dos requerimentos de prorrogação das concessões de distribuição, cabendo ao Poder Concedente a decisão final sobre a aprovação ou a rejeição de tais pedidos.  
 Conforme consta no Contrato de Concessão, na análise do pedido de prorrogação, a ANEEL levará em consideração todas as informações sobre o serviço público de distribuição de energia elétrica prestado, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração o cumprimento dos requisitos de serviço adequado, por parte da concessionária, conforme relatórios técnicos fundamentados, emitidos pela fiscalização da ANEEL.  
 Sobre esse aspecto, a Distribuidora encaminhou as seguintes providências:  
 a) O Contrato de Concessão Nº 066/1999-ANEEL foi celebrado pela CEB com o Poder Concedente, em 26/8/1999, e tem vigência até 7 de julho de 2015. Nele, está prevista a possibilidade de prorrogação por mais vinte anos, desde que subordinada ao interesse público e que o pedido seja apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo contratual, ou seja, até 7 de julho de 2012.

b) Em 29 de junho de 2012, por meio da Carta Nº 267/2012-DD, a CEB Distribuição S.A. protocolou na ANEEL, sob o Nº 48513.022210/2012-00, o requerimento de prorrogação da concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, anexando, para tanto, os comprovantes de regularidade e adimplemento, conforme exigência contratual vigente.  
 c) Nos termos da MP Nº 579 e do Decreto Nº 7.805/2012, em 5 de outubro de 2012, por intermédio da Carta Nº 367/2012-DD, sob o protocolo da ANEEL de Nº 48513.033465/2012-00, a CEB Distribuição S.A. ratificou o pedido de prorrogação da concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, por um período adicional de 30 (trinta) anos, formulado originalmente pela Carta Nº 267/2012-DD. Conforme exigido no Art. 2º do Decreto Nº 7.805/2012, também foram entregues por essa carta, os documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial, assim como de qualificação jurídica, econômico-financeira e técnica.  
 d) A Lei Nº 12.783/2013, em seu Art. 8º estabeleceu que as concessões que não forem prorrogadas, nos termos da lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos. O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base, a metodologia de valor novo de reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento do Poder Concedente. Além dessa revisão do cálculo da reversão, foi incluído pela ANEEL, dispositivo de garantia de que, valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) e outros itens financeiros, também façam parte do referido cálculo de reversão, quando da extinção da concessão.

e) Visando a adequação da prestação de serviço de distribuição para a pretendida prorrogação da concessão, a CEB Distribuição S.A., em conjunto com a ANEEL, elaborou diagnóstico da atual situação da qualidade do serviço e do atendimento, bem como da sustentabilidade econômico-financeira da concessão. Em atenção à solicitação da ANEEL, a Distribuidora está elaborando um Plano de Resultados, com o objetivo de explicitar as ações necessárias à adoção de medidas de curto e médio prazos, para o restabelecimento da qualidade do serviço, contemplando os seguintes aspectos: Indicadores de Continuidade; Plano de Gerenciamento da Gestão; Obras - PDD; Reclamações e IASC; Segurança do Trabalho e da População; e Situação Econômico-Financeira.

Destaca-se que a CEB Distribuição S.A. já manifestou sua determinação em realizar as ações que estão sendo planejadas, com a expectativa de que o mencionado PLANO possibilite a adequação da prestação do serviço pela Empresa. No que diz respeito à sustentabilidade econômico-financeira, será adotado padrão utilizado pelo mercado de no máximo 3(três) vezes a relação entre a dívida líquida e a geração de caixa (dívida líquida/EBITDA). Para o indicador de capacidade financeira (cumprimento das obrigações assumidas relativas às despesas operacionais, investimentos e juros da dívida), será utilizada a referência da ANEEL, que corresponde a no máximo sete vezes a relação entre a dívida líquida(EBITDA – CAPEX). No entanto, as regras para prorrogação da concessão das distribuidoras de energia elétrica ainda estão em fase de elaboração, mas já é certo que as concessionárias terão que cumprir um plano de recuperação, de modo a alcançar referências estabelecidas pela Agência, tanto no que se refere aos índices da situação econômico-financeira, assim como quanto à qualidade do serviço prestado, por meio dos indicadores DEC e FEC, que atualmente encontram-se fora dos padrões exigidos pela ANEEL.

**(VII) Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão**  
 Em 10 de dezembro de 2014, foi celebrado com a União, por intermédio da ANEEL, o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 066/1999-ANEEL, cujo objeto é a inclusão de dispositivo de garantia de que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) e outros itens financeiros sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão, correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.  
 Destaca-se que esse Aditivo foi condição imprescindível para que os ativos e passivos resultantes de variações da Parcela A sejam registrados como ativos financeiros no âmbito da contabilidade societária.

**• CEB Geração S.A.** – sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 2.648, de 26 de dezembro de 2000, constituída como subsidiária integral, concessionária do serviço público de energia elétrica, atuando na geração de energia elétrica.  
**(I) Prorrogação das concessões**  
**Medida Provisória nº 579/12 convertida na Lei nº 12.783/13 e Decreto Lei nº 7.805/12**  
 Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal, com o objetivo de reduzir os custos de energia elétrica para consumidores residenciais e industriais, publicou a Medida Provisória nº 579 (“MP 579”). Em 14 de setembro de 2012, o Decreto Lei nº 7.805 foi emitido, definindo alguns dos procedimentos operacionais para a implementação do que foi estabelecido na MP 579. Esta Medida Provisória permitiu aos concessionários com contratos vencendo entre 2015 e 2017, a possibilidade de prorrogação das suas concessões, mediante condições nela estabelecidas. Para as concessionárias de geração, as principais condições referem-se à mudança para um regime tarifário, com revisões periódicas e quando da renovação haverá indenização dos ativos residuais pelo Valor Novo de Reposição – VNR. Os investimentos futuros deverão ser submetidos previamente à aprovação do agente regulador. A remuneração dos geradores pela operação e manutenção, deverá ser definida em normatização específica que será elaborada pela ANEEL.

Conforme noticiado pelo Governo, essa medida reduzirá as tarifas de energia elétrica em 20,2%, em média (16,2% para residenciais e de 19,7% a 28% para os consumidores industriais) e baseia-se em dois pontos principais:  
 (i) eliminação dos encargos setoriais RGR e CCC e redução da CDE, que contribuirá para a redução das tarifas finais em 7% e;  
 (ii) definição de novas condições para a prorrogação de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, com datas de vencimento entre 2015 e 2017, com um impacto médio de 13,2% nas tarifas finais.  
 A subsidiária integral CEB Geração S.A., possui 2 (duas) concessões de geração de energia, conforme descrito a seguir:  
 (i) UTE Brasília, outorgada pela Portaria do Ministério de Minas Energia - MME Nº 255, e termo final da concessão em 7/7/2015. Para essa concessão, a Companhia apresentou à ANEEL, no dia 15 de outubro de 2012, requerimento de prorrogação da concessão de geração de energia elétrica destinada a serviço público, definida como Usina Termelétrica.  
 Em cumprimento ao disposto na Instrução CVM nº 358, de 03 de janeiro de 2002, a Companhia comunicou aos acionistas da Companhia Energética de Brasília – CEB e aos demais segmentos do mercado de capitais, que a subsidiária integral CEB Geração S.A. protocolou no dia 15 de outubro de 2012, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o pedido de prorrogação da concessão de geração de energia elétrica destinada a serviço público relativo à Usina Termelétrica de Brasília, conforme consta na Medida Provisória nº. 579, de 11 de setembro de 2012 e na aprovação na 35ª Assembleia Geral Extraordinária da CEB Geração S.A.  
 (ii) UHE Paranáo, outorgada pelo Decreto no. 65.664, de 29/10/69 e prorrogada pela Portaria MME no. 255, e termo final da concessão em 29 de outubro de 2019.  
 Considerando que a concessão da UHE Paranáo expira apenas em 2019, as regras introduzidas pela MP 579 não se aplicam a essa concessão neste momento.

**• CEB Participações S.A. – CEBPar** – sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 1.788 de 27 de novembro de 1997, constituída como subsidiária integral, atuando na compra e venda de participações acionárias ou cotas de outras empresas energéticas, de telecomunicações e de transmissão de dados, majoritariamente.  
 A sociedade também atua na comercialização da energia elétrica, na proporção de sua cota-parte de 17,5% no Consórcio CEMIG-CEB, produzida pela Usina Hidrelétrica de Queimado, na condição de produtora independente de energia elétrica.

**• CEB Lajeado S.A.** – sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 2.515 de 31 de dezembro de 1999, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 59,93% (cinquenta e nove vírgula noventa e três por cento) do total das ações, representada por ações ordinárias. As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETRONBRÁS, detém 40,07% (quarenta vírgula zero sete por cento) do total das ações, representada por ações preferenciais.  
 A CEB Lajeado S.A. em conjunto com a EDP Lajeado Energia S.A. e a Paulista Lajeado Energia S.A. são titulares de ações representativas de 100% do capital votante da INVESTCO S.A. sobre este capital a CEB Lajeado S.A detém 20% de participação.  
 As referidas sociedades, juntamente com a Investco, são parte do consórcio denominado “Consórcio Lajeado” cujo objeto é a exploração compartilhada da concessão de uso de bem público para a exploração do Aproveitamento Hidroelétrico Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, nos termos do Contrato de Concessão nº 05/97 e respectivos aditivos da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos contados a partir de 16 de dezembro de 1997.  
**• Companhia Brasileira de Gás – CEBGÁS** – sociedade de economia mista, constituída em 20 de março de 2001, com autorização da Lei Distrital no. 2.518, de 10 de janeiro de 2000, e tem por objeto social a exploração, com exclusividade, do serviço de distribuição e comercialização de gás combustível canalizado, de produção própria ou de terceiros, podendo inclusive importar, para fins comerciais, industriais, residenciais, automóveis, de geração termelétrica ou quaisquer outras finalidades e usos possibilitados pelos avanços tecnológicos, em todo território do Distrito Federal. A Companhia também:  
 • elevará à implantação e a operação das redes de distribuição de gás canalizado, podendo ainda adquirir e importar diretamente gás natural e executar os serviços de transporte;  
 • poderá exercer atividades correlatas à sua finalidade principal, especialmente execução de estudos, pesquisas e projetos relacionados com o setor de gás, inclusive, sob a forma de prestação de serviços de consultoria técnica a terceiros; e  
 • poderá constituir ou participar de outras sociedades, inclusive subsidiárias integrais, visando o êxito na realização de suas atividades.

A concessão da exploração tem prazo de vigência até 9 de janeiro de 2000, podendo ser prorrogado por mais 30 anos.  
 A CEBGÁS entrou em operação em 8 de novembro de 2007, através do suprimento de GNL (Gás Natural Liquefeito), proveniente da cidade de Paulínia, no Estado de São Paulo, para o Distrito Federal, e a sua distribuição a partir da celebração de contratos de compra e venda com seus distribuidores no Brasil. Para que sua operação seja similar à de outras empresas Distribuidoras de Gás Canalizado no Brasil, faz-se necessária a viabilização de um suprimento adequado às necessidades do Distrito Federal por meio de um gasoduto de transporte de gás natural.  
 A Companhia Energética de Brasília – CEB, é controladora da CEBGÁS com 51% (cinquenta e um por cento) das ações ordinárias, e 17% do total das ações.  
**(b) Controlada em conjunto com outros acionistas**  
**• Energética Corumbá III S.A.** – sociedade por ações de capital fechado, constituída em 25 de julho de 2001, concessionária do serviço público de energia elétrica, na condição de produtora independente de energia elétrica. A CEB detém uma participação de 37,5% do capital social, sendo 25,0% das ações ordinárias e 50,0% das ações preferenciais.  
**(c) Coligada**  
**• Corumbá Concessões S.A.** – sociedade por ações de capital fechado, constituída em 06 de dezembro de 2000, concessionária do serviço público de energia elétrica, atuando na geração de energia elétrica, na condição de produtora independente de energia elétrica. A participação do Grupo no capital social da empresa é de 47,57% (47,57% em 31/12/2013), sendo 45,21% (45,21% em 31/12/2013) de propriedade da CEB e 2,36% (2,36% em 31/12/2013) de propriedade da CEB Participações S.A.

**(II) Ressarcimento e perdas e danos**  
 Em dezembro de 2006, o fornecedor e acionista Serveng- Civilsan S.A. (“Serveng”) requereu o reconhecimento de compensação por perdas e danos nos contratos de obras gerado por atrasos no recebimento das faturas no montante de R\$ 31.416, sendo recalculado e atualizado para dezembro de 2009 em cerca de R\$ 71.086. Foi ainda apresentado em julho de 2009 uma complementação desse montante, relativo à correção e juros de mora também gerados pelos atrasos nos pagamentos das faturas que, em valores recalculados para dezembro de 2009, totalizavam R\$ 51.515. Este último deve ser somado ao primeiro valor pleiteado de perdas e danos, totalizando, portanto, R\$ 122.601 em 31 de dezembro de 2009. Dando continuidade à matéria, em abril de 2010 (2º Reunião do Conselho de Administração – RECA), a Corumbá Concessões S.A contratou consultores jurídico e contábil, experts na matéria, para avaliar o pleito e recalcular os valores apresentados pela Serveng, tendo sido em seguida, convocada reunião do Conselho de Administração (4ª RECA de agosto de 2010) para apreciação dos valores resultantes (Serveng versus consultores jurídico e contábil).  
 Não obstante a apresentação dos consultores, os quais expuseram valores cerca de 40% menores que o pleiteado, os Conselheiros concluíram e fizeram registrar em ata que não dispunham de dados suficientes para deliberar sobre quaisquer dos dois valores (Serveng ou Consultores), naquele momento, autorizando a Diretoria a dar prosseguimento na matéria mantendo o Conselho informado.  
 Em 16 de dezembro de 2010, a Serveng-Civilsan S.A., dando continuidade à sua demanda, instaurou o procedimento arbitral junto à Câmara de Conciliação, Mediação e Arbitragem de São Paulo – CIESP, de forma que seja dado andamento ao seu pleito.  
 Após realização de perícia técnica, foi realizada audiência de instrução e julgamento na data de 04 de dezembro de 2013, na sede da Corte Arbitral, onde foram ouvidos os peritos, e testemunhas arroladas pela Serveng, após, foi deferido prazo para a Corumbá Concessões S.A ofertar minuta rechamando os pareceres relacionados pela Serveng, acerca do tema “prescrição”, em obediência aos princípios da ampla defesa e do contraditório. A Corumbá Concessões S.A. o fez, contudo temporariamente minuta rechamando as alegações da Serveng, com lastro em 02 (dois) sólidos pareceres jurídicos.  
 Por conseguinte, as partes ofertaram suas alegações finais na data de 18 de fevereiro de 2014. Durante toda a evolução do processo, a administração, em conjunto com seus assessores jurídicos, estimava que a chance de perda era remota e, por isso, nenhuma provisão vinha sendo registrada nas informações financeiras.  
 Em 23 de julho de 2014 o Tribunal Arbitral deu conhecimento da sentença às partes, reconhecendo a procedência do pleito formulado pela Serveng, para condenar a Corumbá Concessões S.A. ao pagamento do valor de R\$118.254, atualizado para data de 30 de junho de 2014, a ser pago no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da intimação da sentença, sendo estabelecido ainda que nesse período incidirão juros de 1% a.n. (simples) e correção monetária pelo índice IGP-M. A Companhia pediu esclarecimentos adicionais à Câmara de Conciliação, Mediação e Arbitragem de São Paulo – CIESP porém o mesmo manteve sua decisão.  
 Desta forma, por meio da referida sentença arbitral deu-se liquidez aos valores devidos pela Corumbá Concessões S.A à Serveng a título de ressarcimento e de perdas e danos decorrentes dos atrasos nos pagamentos das faturas contratuais, sendo reconhecido integralmente como despesa.  
 Após tomar ciência da manutenção da condenação, foi realizada em 13 de outubro de 2014 a 2ª Reunião do Conselho de Administração - RECA da Corumbá Concessões S.A, onde foi deliberado por unanimidade, acatar a referida decisão arbitral, orientando a Corumbá Concessões S.A a quitar tal obrigação o mais rapidamente possível, aprovando ainda avanço financeira com este fim.  
 Com a 2ª emissão de debêntures e a reestruturação da dívida da Corumbá Concessões S.A, os valores da condenação retrocitada foram quitados em 19 de dezembro de 2014.

**(III) 2ª Emissão de Debêntures**  
 A 2ª Emissão de Debêntures, não conversíveis em ações da Corumbá Concessões S.A, é dividida em duas séries, uma Primeira Série da espécie quirográfrica com garantia fidejussória e real adicionais, a ser convolada em da espécie com garantia real e com garantia fidejussória adicional; enquanto as Debêntures da Segunda Série serão da espécie quirográfrica, a ser convolada em da espécie com garantia real, cuja emissão foi aprovada na 1ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de novembro de 2014.  
 As Debêntures foram objeto de oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM 476, sob o regime de garantia firme de colocação no montante total da Emissão, com a intermediação do Banco BTG Pactual S.A. (“Coordenador Líder”) e do Banco Bradesco BBI S.A. (“BBI”), em conjunto com o Coordenador Líder, “Coordenadores”. Como banco liquidante e escriturador/mandatário o Bradesco S/A.  
 Características da Emissão:  
 • Valor Nominal Unitário: R\$ 500;  
 • Quantidade de Debêntures: 963 (Novecentas e sessenta e três) Debêntures, sendo 540 (Quinhentas e quarenta) debêntures relativas à primeira série (“Debêntures da Primeira Série”) e 423 (Quatrocentas e vinte e três) Debêntures relativas à segunda série (“Debêntures da Segunda Série”);

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

## 2. BASE DE PREPARAÇÃO DAS DEMONSTROÇES FINANCEIRAS E RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

### 2.1. Base de Preparação das Demonstrações Financeiras

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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;
- Os ativos financeiros disponíveis para venda mensurados pelo valor justo;
- O ativo atuarial de benefício definido é reconhecido como o total líquido dos ativos dos planos, acrescido do custo de serviço passado não reconhecido e perdas atuariais não reconhecidas, deduzido dos ganhos atuariais não reconhecidos e do valor presente da obrigação do benefício definido.

#### (a) Demonstrações financeiras consolidadas

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

#### (b) Demonstrações financeiras individuais

As demonstrações financeiras individuais da controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e que estão alinhadas às normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), exceto quanto ao assunto descrito no parágrafo a seguir. Essas demonstrações financeiras individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

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

Em 23 de dezembro de 2014 foram emitidas alterações ao Pronunciamento Técnico CPC 35 - Demonstrações Separadas em função de alterações feitas na IAS 27 - *Separate Financial Statements* pelo IASB, com a inclusão da possibilidade da adoção do método da equivalência patrimonial em controladas nas demonstrações separadas e consequentes alterações nos Pronunciamentos Técnicos CPC 37 – Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade e CPC 18 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto. Dessa forma, essas demonstrações financeiras individuais passaram a estar em conformidade com as IFRSs a partir de 2014, em virtude de já adotar o método da equivalência patrimonial para valorização dos seus investimentos em controladas, em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto.

#### (c) Estimativas e julgamentos contábeis críticos

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

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

#### (i) Benefícios de planos de pensão

O valor atual de obrigações de planos de pensão depende de uma série de fatores que são determinados com base em cálculos atuariais, que utilizam uma série de premissas. Entre as premissas usadas na determinação do custo (receita) líquido para os planos de pensão, está a taxa de desconto. Quaisquer mudanças nessas premissas afetarão o valor contábil das obrigações dos planos de pensão.

O Grupo determina a taxa de desconto apropriada ao final de cada trimestre. Esta é a taxa de juros que deveria ser usada para determinar o valor presente de futuras saídas de caixa estimadas, que devem ser necessárias para liquidar as obrigações de planos de pensão. Ao determinar a taxa de desconto apropriada, o Grupo considera as taxas de juros de títulos públicos de primeira linha, sendo estes mantidos na moeda em que os benefícios serão pagos e que têm prazos de vencimentos próximos aos prazos das respectivas obrigações de planos de pensão. Outras premissas importantes para as obrigações de planos de pensão se baseiam, em parte, em condições atuais do mercado. Informações adicionais estão divulgadas na Nota 22.

#### (ii) Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa

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

#### Consumidores

- Classe residencial: consumidores com contas vencidas há mais de 90 dias;
- Classe comercial: consumidores com contas vencidas há mais de 180 dias;
- Classe industrial e rural e outros, com contas vencidas há mais de 360 dias.

O cálculo considerou todas as unidades consumidoras ligadas e desligadas, utilizando-se dos critérios estabelecidos na Nota 2.7 (a). Informações adicionais estão divulgadas na Nota 6.c.

#### (iii) Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros (*impairment*)

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento até o final da concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais o Grupo ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação (Nota 2.14).

#### (iv) Valor justo de instrumentos financeiros

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

#### (v) Provisões para riscos tributários, civis, trabalhistas e regulatórios

O Grupo reconhece provisão para causas civis, trabalhistas, tributárias e regulatórias. A avaliação da probabilidade de perda inclui as evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados internos e externos.

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

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Administração do Grupo revisa suas estimativas e premissas em bases mensais. Informações adicionais estão divulgadas na Nota 23.

#### (vi) Contrato de concessão (ativo intangível da concessão e ativo financeiro indenizável) – Atividade de distribuição

Conforme as normas contábeis o concessionário não controla os ativos subjacentes, a infraestrutura de concessões (incluindo energia elétrica) não pode ser reconhecida como ativo imobilizado, passando a ser reconhecida de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação ICPC 01, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido com o concedente, conforme contrato estabelecido entre as partes, que são o modelo do ativo intangível e o modelo bifurcado.

Na atividade de concessão de distribuição de energia elétrica, é aplicado o modelo denominado “bifurcado” em razão de as empresas do segmento possuírem o direito às seguintes fontes de remuneração, derivadas da concessão:

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

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

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a CEB D 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.

Com o advento da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, a Administração entendeu que a melhor estimativa para cálculo da indenização a ser paga pelo poder concedente ao término do contrato de concessão seria utilizar a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR). Esta metodologia é atualmente adotada pelo regulador para fins de determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e da consequente remuneração do acionista, no momento das revisões tarifárias periódicas. Desta maneira, o valor justo do ativo financeiro a ser recebido do poder concedente ao final da concessão foi determinado pela CEB D utilizando o valor residual da BRR, ao final do prazo contratual da concessão. Esse ativo financeiro está classificado em 31 de dezembro de 2014 como um ativo disponível para venda, avaliado a valor justo, pois a Administração entende que esta classificação é a mais adequada, já que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimado. Até 31 de dezembro de 2011, esse ativo financeiro estava classificado como empréstimos e recebíveis, avaliado a custo amortizado.

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 579, confirmou-se que as variações no valor da indenização decorrentes da atualização monetária ou dos valores de reposição constituem-se em elemento do fluxo de caixa esperado e consequentemente devem ser registrados no resultado.

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 CEB D mensura seu valor justo utilizando os mesmos componentes da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC Regulatório). Caso a CEB D verifique uma mudança no WACC regulatório durante o período de revisão tarifária, essa nova taxa de juros é utilizada pela CEB D para trazer a valor presente os fluxos de caixa estimados. A Administração entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado, uma vez que a taxa de retorno estabelecida pela ANEEL leva em consideração, além das taxas livres de riscos, os demais riscos inerentes ao setor. Portanto, os ajustes decorrentes da diferença entre o WACC de mercado e o WACC regulatório serão reconhecidos no Patrimônio Líquido. Em 31 de dezembro de 2014, não há saldo registrado em outros resultados abrangentes uma vez que a CEB D concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

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

A Companhia mantém outros ativos intangíveis que têm vidas úteis finitas e que são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas para redução ao valor recuperável, quando aplicável (Nota 15).

#### (vii) Depreciação de ativos tangíveis

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

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

As taxas de depreciação para os ativos de usinas hidrelétricas estão de acordo com a Resolução Normativa nº 474/12, emitida pela ANEEL, onde novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço foram estabelecidas, a partir de 1º de Janeiro de 2012, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367/09. As taxas de depreciação refletem a vida útil dos ativos e são as utilizadas pela Investco para a depreciação dos seus ativos imobilizados. O valor residual é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, pois, conforme estabelecido e contrato assinado entre a Geradora e a União, ao final da concessão os ativos serão revertidos para a União que, por sua vez, indenizará à Geradora pelos ativos ainda não totalmente depreciados. A Administração entende que existe o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados e reversíveis, suportada por seus assessores legais e considerando os fatos e circunstâncias disponíveis no momento. Eventuais alterações serão acompanhadas e analisadas os seus impactos se existentes.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais serão revistos a cada encerramento de exercício financeiro e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis (Nota 14).

#### (xi) Amortização de ativos intangíveis

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

Métodos de amortização, vidas úteis e valores residuais são revistos a cada encerramento de exercício financeiro e ajustados caso seja adequado (Nota 15).

#### (d) Emissão das demonstrações financeiras

A emissão dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo foi autorizada pelo Conselho de Administração em 18 de março de 2015.

### 2.2. Consolidação de demonstrações contábeis e contabilização de investimentos societários

#### (a) Participação de acionistas não-controladores

É registrado como transações entre acionistas. Consequentemente nenhum ágio é reconhecido como resultado de tais transações.

#### (b) Investimentos em controladas e controladas em conjunto

As demonstrações financeiras de controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que o controle deixa de existir. As controladas em conjunto que possuem controles compartilhados (*Joint Venture*) com outras entidades, são avaliadas pelo método de equivalência patrimonial tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas consolidadas. As políticas contábeis das controladas e controladas em conjunto estão alinhadas com a política contábil adotada pelo Grupo (Nota 13(e)).

#### (c) Investimentos em coligadas

As coligadas são aquelas entidades nas quais a Companhia, direta ou indiretamente, tenha influência significativa, mas não controle sobre as políticas financeiras e operacionais. A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20% e 50% das ações ou quotas com poder de voto da outra entidade.

Os investimentos em coligadas são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo. Os investimentos da Companhia estão líquidos de quaisquer perdas por redução do valor recuperável, quando aplicável. As demonstrações financeiras consolidadas incluem as receitas e despesas e as variações patrimoniais de companhias coligadas, após a realização de ajustes para alinhar as suas políticas contábeis com aquelas do Grupo, a partir da data em que uma influência significativa ou controle conjunto começam a existir até a data em que aquela influência significativa ou controle conjunto cessam. Quando a participação do Grupo nos prejuízos de uma companhia investida cujo patrimônio líquido tenha sido contabilizado exceda a sua participação acionária nessa companhia registrada por equivalência patrimonial, o valor contábil daquela participação acionária, incluindo quaisquer investimentos de longo prazo, é reduzido a zero, e o reconhecimento de perdas adicionais é encerrado, exceto nos casos em que o Grupo tenha obrigações constitutivas ou efetuou pagamentos em nome da companhia investida, quando, então, é constituída uma provisão para a perda de investimentos, ou obrigação por passivo a descoberto.

#### (d) Operações controladas em conjunto

Operações controladas em conjunto são aqueles empreendimentos sobre cujas atividades a Companhia, direta ou indiretamente, controla em conjunto com outro(s) investidor(es), por meio de acordo contratual que exige consentimento unânime para as decisões financeiras e operacionais.

Uma operação controlada em conjunto é uma operação na qual cada empreendedor utiliza seus próprios ativos com o objetivo das operações em conjunto. As demonstrações financeiras consolidadas incluem os ativos que o Grupo controla e os passivos nos quais ele incorre durante o curso das atividades visando a operação conjunta, e as despesas nas quais o Grupo tenha incorrido e sua participação nas receitas que aufera da operação conjunta (Nota 13(f)).

É registrada a quota-parte dos ativos, passivos e resultados das operações de consórcio na controlada que possui a correspondente participação.

#### (e) Perda de Controle

Quando da perda de controle, o Grupo desreconhece os ativos e passivos da subsidiária, qualquer participação de não-controladores e outros componentes registrados no patrimônio líquido referentes a esta subsidiária. Qualquer ganho ou perda originado da perda de controle é reconhecido no resultado. Se o Grupo retém qualquer participação na antiga investida, então esta participação é mensurada pelo seu valor justo na data em que há a perda de controle. Subsequentemente, esta participação é mensurada através da utilização da equivalência patrimonial em coligadas ou pelo custo ou valor justo em um ativo disponível para venda, dependendo do nível de influência retido.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem as da Companhia Energética de Brasília - CEB e as de suas controladas em 31 de dezembro de 2014 e de 2013, como segue:

<b>Empresas Controladas</b>	<b>Atividade</b>	<b>Participação</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
CEB Distribuição S.A	Distribuição	Direta	100,00%	100,00%
CEB Geração S.A.	Geração	Direta	100,00%	100,00%
CEB Participação S.A.	Comercialização	Direta	100,00%	100,00%
CEB Lajeado S.A.	Comercialização	Direta	59,93%	59,93%
Companhia Brasileira de Gás	Distribuição e Comercialização de Gás Combustível Canalizado	Direta	17,00%	17,00%

#### (e) Transações eliminadas na consolidação

Saldos e transações intragrupu, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intragrupu, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas registrado por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Controladora na Companhia investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

#### 2.3. Conversão de moeda estrangeira

#### (a) Moeda funcional e moeda de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a Companhia atua (“a moeda funcional”). As demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e, também, a moeda de apresentação do Grupo.

#### (b) Transações em moeda estrangeira

A Companhia definiu que sua moeda funcional para todo o Grupo é o Real de acordo com as definições do Pronunciamento Técnico CPC nº 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 na demonstração de resultados.

#### 2.4. Caixa e equivalentes de caixa

Incluem saldos de caixa, de depósitos bancários em contas-correntes e de aplicações financeiras resgatáveis sem custo no prazo máximo de 90 dias das datas dos balanços e com risco insignificante de mudança de seu valor de mercado. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais (Nota 5).

### 2.5. Ativos financeiros

#### 2.5.1. Classificação

O Grupo classifica os ativos financeiros não derivativos nas seguintes categorias: ativos mensurados ao valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, ativos financeiros mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos.

#### (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 o Grupo 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 do Grupo. 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 consideradas as Aplicações Financeiras registradas em caixa e o equivalente de caixa (Nota 5) e as Aplicações Financeiras com prazo superior a noventa dias (Nota 10).

#### (b) Ativos financeiros mantidos até o vencimento

O Grupo tem a intenção e a capacidade de manter títulos de dívida até o vencimento, então tais ativos financeiros são classificados como mantidos até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após o seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

#### (c) 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: Caixa e Bancos (Nota 5), Contas a receber (Nota 6), e Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiro (Nota 8).

#### (d) 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, eles 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.

O Grupo classificou o ativo financeiro indenizável da concessão dentro da categoria de ativos financeiros disponíveis para venda(Nota 12).

#### 2.5.2. Reconhecimento e mensuração

O Grupo reconhece os empréstimos e recebíveis e depósitos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros (incluindo os ativos designados pelo valor justo por meio do resultado) são reconhecidos inicialmente na data da negociação na qual a Companhia ou suas controladas e coligadas se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento.

O Grupo desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia ou suas controladas e coligadas transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual essencialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Eventual participação que seja criada ou retida pela Companhia nos ativos financeiros são reconhecidos como um ativo ou passivo individual.

Os ativos ou passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no balanço patrimonial quando, somente quando, a Companhia ou suas controladas e coligadas tenha o direito legal de compensar os valores e tenha a intenção de liquidar em uma base líquida ou de realizar os ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

#### 2.5.3. Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros (*impairment*)

#### (a) Ativos mensurados ao custo amortizado

O Grupo avalia na data de cada balanço se há evidência objetiva de que um ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e as perdas por *impairment* são incorridas somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos (um “evento de perda”) e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

Os critérios que o Grupo usa para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem:

i. dificuldade financeira relevante do emissor ou devedor;

ii. uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;

iii. o Grupo, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, estende ao tomador uma concessão que um credor normalmente não consideraria;

iv. torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;

v. o desaparelamento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou

vi. dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos futuros fluxos de caixa estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo:

• mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira; e

• condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O montante de perda por *impairment* quando incorrido é registrado no resultado e, se, num período subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão dessa perda reconhecida anteriormente será reconhecida na Demonstração do Resultado.

#### 2.6. Instrumentos financeiros derivativos

O Grupo não opera com instrumentos financeiros derivativos.

#### 2.7. Contas a receber

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

Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionárias e permissionárias incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica e de prestação de serviços de manutenção e obras de iluminação pública; incluem ainda o uso do sistema de distribuição por clientes livres, bem como o saldo de energia vendida no mercado de curto prazo comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Nota 6).

#### (a) Estimativa de Perdas com créditos de liquidação duvidosa

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

#### Consumidores

- Classe residencial: consumidores com contas vencidas há mais de 90 dias;
- Classe comercial: consumidores com contas vencidas há mais de 180 dias;
- Classe industrial e rural e outros, com contas vencidas há mais de 360 dias.

#### 2.8. 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.

#### 2.9. Reconhecimento dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica – OCPC08 (“OCPC08”) que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciación destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que eliminou, a partir da adesão (assinatura) das Concessionárias aos referidos contratos, as eventuais incertezas quanto à probabilidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo desses itens originados das discussões tarifárias entre as entidades e o regulador, e que até então eram consideradas impeditivas para o reconhecimento desses ativos e passivos.

Por se tratar de evento novo, a Companhia efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e outros componentes financeiros de forma prospectiva, a partir da assinatura dos respectivos aditivos contratuais. O registro dos valores a receber foi efetuado em contas de ativo em contrapartida ao resultado deste exercício na rubrica de receita de vendas de bens e serviços (Nota 8).

#### 2.10. Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável) – Atividade de distribuição

A interpretação ICPC 1/IFRIC 12 prevê que uma vez

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA – CEB-7

## 2.15. Passivos financeiros

O Grupo reconhece títulos de dívida e passivos subordinados inicialmente na data em que são originados. Todos os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia ou suas controladas e coligadas se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. O Grupo baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

O Grupo classifica os passivos financeiros não derivativos na categoria de outros passivos financeiros. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transações atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método de juros efetivos.

O Grupo tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: Empréstimos e Financiamentos (Nota 20), Fornecedores (Nota 16), Obrigações Societárias e Outras Contas a Pagar.

## 2.16. Contas a pagar aos fornecedores

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por bens ou serviços que foram adquiridos no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano. Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante.

## 2.17. Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor total a pagar é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os empréstimos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros (Nota 20).

Os empréstimos são classificados como passivo circulante, a menos que o Grupo tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

## 2.18. Provisões

### (i) Provisão para riscos tributários, trabalhistas, cíveis e regulatórios

Uma provisão é reconhecida no balanço patrimonial quando a Companhia ou suas controladas e coligadas possui uma obrigação presente (legal ou construtiva) como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para liquidar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. O Grupo é parte em diversos processos judiciais e administrativos. Provisões para riscos tributários, trabalhistas, cíveis e regulatórios são constituídas para todos os processos judiciais e administrativos para os quais seja provável uma saída de recursos para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser efetuada. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia e de suas controladas e coligadas inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos e internos.

As provisões são revisadas e ajustadas para considerar alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais (Nota 23).

### (ii) Benefícios a empregados

#### (a) Benefícios de curto prazo

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

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo se a Companhia ou suas controladas e coligadas 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.

#### (b) Benefícios pós emprego

A Companhia e suas controladas em especial a CEB-D (“Patrocinadoras”) patrocinam planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial de previdência social. As Patrocinadoras concedem também determinados benefícios de assistência à saúde pós-emprego para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários – plano assistencial (Nota 22).

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

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos de benefícios definidos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado. Os ganhos e perdas auferidos na avaliação atuarial dos benefícios gerados por alterações nas premissas, compromissos atuariais sobre o passivo atuarial são contabilizados no patrimônio líquido em conta denominada “ajustes de avaliação patrimonial” (resultado abrangente), conforme requerido pelo CPC 33 (I1) – Benefícios a Empregados. Esses ganhos ou perdas são reconhecidos ao longo do tempo de serviço médio de trabalho remanescente esperado dos funcionários que participam do plano.

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

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

## 2.19. Obrigações Tributárias

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social, que são apurados de acordo com 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. O imposto de renda e a contribuição social correntes são reconhecidos pelo regime de competência.

As antecipações ou os 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, as quais a regulamentação fiscal requer interpretações e estabelece provisões quando apropriado (Nota 17).

A Administração do Grupo decidiu pela não constituição de ativo fiscal diferido até que os planos de recuperação econômico-financeira do Grupo resultem na apuração de lucro tributário futuro de forma consistente.

O Grupo registrou passivo fiscal diferido sobre o ganho na utilização Custo atribuído (deemed Cost), aplicado sobre os imóveis dos Grupo quando da convergência para o IFRS, sobre o ganho no registro do VNR (Valor Novo de Reposição) aplicado sobre os bens objeto da concessão e também sobre o registro dos Ativos e Passivos Regulatórios reconhecidos de acordo com a orientação técnica OCPC 08 (Nota 17).

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

Os registros das operações de compra e venda de energia elétrica estão reconhecidos pelo regime de competência, com base em informações divulgadas pela CCEE, responsável pela apuração dos valores e quantidades de compras e vendas realizadas no âmbito desta, ou por estimativa da Administração, quando essas informações não estão disponíveis.

## 2.21. Demais ativos e passivos

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

## 2.22. Capital Social

As ações ordinárias e as preferências são classificadas no patrimônio líquido.

### • Ações Ordinárias

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opção de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquido de quaisquer efeitos tributários.

### • Ações Preferenciais

Ações preferenciais são classificadas no patrimônio líquido caso não sejam resgatáveis, ou resgatáveis somente à escolha da Companhia e quaisquer dividendos sejam discricionários. Dividendos pagos são reconhecidos no patrimônio líquido quando da aprovação dos acionistas da Companhia.

Os dividendos mínimos obrigatórios conforme definido em estatuto são reconhecidos como passivo.

## 2.23. Reconhecimento de Receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma.

### (a) Receita de prestação de serviços

A receita de serviços prestados é reconhecida no resultado com base no estágio de conclusão do serviço na data de apresentação das demonstrações financeiras. O estágio de conclusão é avaliado por referência a pesquisas de trabalhos realizados.

### (b) Receita de distribuição de energia elétrica

Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela concessionária. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita de serviços registrada à medida que as faturas são emitidas, ou seja, pela competência. Os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa (fornecimento não faturado).

### (c) Receita de construção

A ICPC 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 (IAS 18) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica) como componentes separados do mesmo contrato de concessão.

A CEB-D (“concessionária”) contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é praticamente nula, considerando que: (i) a atividade fim da concessionária é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a concessionária terceiriza a construção da infraestrutura. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

### (d) Receita de juros

É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia ou suas controladas e coligadas e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, 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.

## 2.24. Receitas e despesas financeiras

As receitas financeiras referem-se principalmente a receita de aplicação financeira, acréscimos moratórios em contas de energia elétrica, juros sobre ativos financeiros da concessão e juros sobre outros ativos financeiros. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método de juros efetivos. A receita de dividendos é reconhecida no resultado na data em que o direito da Companhia ou suas controladas e coligadas em receber o pagamento é estabelecido. As distribuições recebidas de investidas registradas por equivalência patrimonial reduzem o valor do investimento.

As despesas financeiras abrangem encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos e financiamentos. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos.

Os ganhos e perdas cambiais são reportados em uma base líquida.

## 2.25. Informações por segmento de negócios

Um segmento operacional é um componente do Grupo que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do Grupo. Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revistos frequentemente pela Administração da Companhia para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis. Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Os itens não alocados compreendem principalmente os elementos patrimoniais e de resultado da CEB (Nota 26).

## 2.26. Legislação Tributária – Lei 12.973/2014

Em 14 de maio de 2014 a Medida Provisória nº 627 foi convertida na Lei 12.973/2014. Este novo normativo trata de forma geral, da distribuição de dividendos e de juros sobre capital próprio e definem que para fins de apuração do lucro real e da base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) da pessoa jurídica sujeita ao RTT – Regime Tributário de Transição, devem ser considerados os métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007, dentre outras disposições.

A Companhia amparada pelo diagnóstico realizado avaliou os possíveis impactos de sua aplicabilidade até o ano base de 2014 e não identificou efeitos relevantes sobre suas informações contábeis. A Companhia não optou pela aplicação dos efeitos da Lei 12.973/2014 para o ano-calendário de 2014, conforme prevê o artigo 75. Desta forma, os impactos dessa Lei deverão ocorrer somente a partir de 1º de janeiro de 2015.

## 2.27. NOVAS NORMAS E INTERPRETAÇÕES AINDA NÃO ADOTADAS

(i) Novos Pronunciamentos do IFRS, emissões, alterações e interpretações emitidas pelo IASB aplicável às demonstrações contábeis

As seguintes novas normas, alterações e interpretações de normas foram emitidas pelo IASB e possuem adoção inicial em 01 de janeiro de 2014:

• IAS 32 – Compensação de ativos financeiros e passivos financeiros: em dezembro de 2011, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 32. A alteração desta norma aborda aspectos relacionados à compensação de ativos e passivos financeiros. Esta norma é efetiva desde 01 de janeiro de 2014 A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

• IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27 - “Entidades de Investimento”, em outubro de 2012, o IASB emitiu uma revisão das normas IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27, as quais definem entidade de investimento e introduzem uma exceção para consolidação de controladas por entidade de investimentos, estabelecendo o tratamento contábil nestes casos. As alterações destas normas são efetivas para períodos anuais iniciando desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

• IFRIC 21 - “Impostos”, em maio de 2013, o IASB emitiu a interpretação IFRIC 21. Esta interpretação aborda aspectos relacionados ao reconhecimento de um passivo de impostos quando esse tiver origem em requerimento do IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. Esta interpretação de norma é efetiva para períodos anuais desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

• IAS 36 - “Redução ao Valor Recuperável de Ativos”, em maio de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 36. A alteração desta norma requer a divulgação das taxas de desconto que foram utilizadas na avaliação atual e anterior do valor recuperável dos ativos, se o montante recuperável do ativo deteriorado for baseado em uma técnica de avaliação a valor presente baseada no valor justo menos o custo da caixa. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

• IAS 39 - “Mudanças em Derivativos e Continuidade da Contabilidade de Hedge”, em junho de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 39. A alteração desta norma tem o objetivo de esclarecer quando uma entidade é requerida a descontinuar um instrumento de hedge, em situações em que este instrumento expirar, for vendido, terminado ou exercido. Esta norma é efetiva para períodos anuais desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

• IAS 19 - “Benefícios a empregados”, em novembro de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 19. A Alteração desta norma tem o objetivo de estabelecer aspectos relacionados ao reconhecimento das contribuições de empregados ou terceiros e seus impactos no custo do serviço e períodos de serviços. Esta norma é efetiva para períodos anuais desde 01 de julho de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

• IAS 27 – “Demonstrações separadas”, em 12 de agosto de 2014, o IASB emitiu revisão da norma IAS 27, permitirá o método de equivalência patrimonial para contabilizar os investimentos em subsidiárias, *joint ventures* e associadas em suas demonstrações contábeis separadas. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016 nas IFRS e para as práticas contábeis adotadas no Brasil já é aceito a partir de 31 de dezembro de 2014, conforme aprovação do Conselho Federal de Contabilidade e adoção antecipada das IFRS. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

### (ii) Normas, alterações e interpretações de normas que ainda não estão em vigor

As seguintes novas normas, alterações e interpretações de normas foram emitidas pelo IASB, mas não foram editadas pelo CPC:

IAS 1 – “Apresentação das demonstrações financeiras” – em 18 de dezembro de 2014, o IASB publicou “Iniciativa de Divulgação” (Alterações ao IAS 1). As alterações visam esclarecer o IAS 1 e direcionar os impedimentos percebidos sobre o julgamento para a preparação e apresentação das demonstrações contábeis. Esta norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ após 01 de janeiro de 2016, com aplicação antecipada permitida. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 9 – Instrumentos financeiros – em julho de 2014, o IASB emitiu versão final da norma IFRS 9, a qual tem o objetivo de substituir a norma IAS 39 – Instrumentos financeiros; Reconhecimento e mensuração. Estas alterações endereçam algumas questões sobre a aplicação da norma e introduzem o conceito de “valor justo contra os resultados abrangentes” para a mensuração de alguns tipos de instrumentos de dívida. Adicionalmente, o IASB incluiu na norma IFRS 9 requerimentos de reconhecimento de perdas pela não recuperabilidade de ativos relacionadas ao registro de perdas esperadas com créditos sobre os ativos financeiros e compromissos de renegociação destes créditos. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01/01/2018. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 14 – Contas de diferimento regulatório, em janeiro de 2014, o IASB emitiu a norma IFRS 14, a qual tem o objetivo específico de regular o reconhecimento de ativos e passivos regulatórios quando da primeira adoção das normas IFRS. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 11 – “Acordos de compartilhamento”, em maio de 2014, o IASB emitiu uma revisão da norma IFRS 11. A Alteração da norma IFRS 11 aborda critérios relacionados ao tratamento contábil para aquisições de participações em acordos de compartilhamento que constituam um negócio de acordo com os conceitos constantes no IFRS 3. Esta alteração na norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

IAS 16 e IAS 38 – “Eclarecimentos sobre Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização”, em maio de 2014, o IASB emitiu revisão das normas IAS 16 e IAS 38. Esta revisão tem o objetivo de esclarecer sobre métodos de depreciação e amortização, observando o alinhamento ao conceito de benefícios econômicos futuros esperados pela utilização do ativo durante sua vida útil econômica. Esta alteração na norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 15 – “Receitas de contratos com clientes”, em maio de 2014, o IASB emitiu a norma IFRS 15. A norma substitui a IAS 18 – “Receitas” e a IAS 11 – “Contratos de construção” e uma série de interpretações relacionadas a receitas. Esta norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2017. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IAS 16 e IAS 41 – em julho de 2014, o IASB emitiu revisão das normas IAS 16 – Ativo Imobilizado e IAS 41 – Ativo Biológico, para incluir ativos biológicos que atendam a definição de “*Bearer plants*” (definidos como “plantas vivas” que são usadas na produção de produtos agrícolas), essa alteração requer que os “*Bearer plants*” sejam registrados como ativo imobilizado de acordo com o IAS 16, registrando a custo histórico ao invés de serem mensurados ao valor justo conforme é requerido pelo IAS 41. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de julho de 2016. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 10 e IAS 28 – em 11 de setembro de 2014, o IASB emitiu revisão das normas IFRS 10 – Demonstrações Consolidadas e IAS 28 – Investimento em Coligada, em Controladas e em Empreendimento Controlado em Conjunto, essas alterações têm como consequência a inconsistência reconhecida entre as exigências da IFRS 10 e aqueles na IAS 28, para lidar com a venda ou a entrada de ativos de um investidor, coligada ou empreendimento controlado em conjunto. A principal consequência das alterações é que o ganho ou perda é reconhecido quando uma transação envolve um negócio (se ele está instalado em uma subsidiária ou não). Um ganho ou perda parcial é reconhecido quando uma transação envolve ativos que não constituam um negócio, mesmo que esses ativos estejam alocados em uma subsidiária. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de julho de 2016. A Companhia está avaliando o impacto da adoção destas alterações em suas demonstrações contábeis.

• Melhoria anual das IFRS de setembro de 2014 - o IASB emitiu uma revisão das normas IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 e IAS 34. Estas normas são efetivas para os períodos anuais iniciando em/ ou após 01 de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando o impacto da adoção destas alterações em suas demonstrações contábeis.

## 3. RECLASSIFICAÇÕES NA DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DE 31/12/2013

A Companhia realizou reclassificação de alguns saldos na demonstração do valor adicionado para atender as disposições de alocações de saldos dos Itens 14 e 15 do CPC 09. Estas reclassificações envolveram os subgrupos de Insumos Adquiridos de Terceiros, Empregados e Impostos, Taxas e Contribuições. Estas reclassificações não afetaram os saldos do Valor Adicionado a Distribuir e da Distribuição do Valor Adicionado. A demonstração do valor adicionado do exercício de 2013 com as respectivas classificações está apresentada abaixo:

	Controladora				
	31/12/2013 Divulgado	Reclassificações Empregados	INSS Empregador	PIS/COFINS não Cumulativos	31/12/2013 Reapresentado
<b>Receitas</b>	<b>43.134</b>				<b>43.134</b>
Venda de Energia, Serviços	43.081				43.081
Outras Receitas	53				53
<b>Insumos Adquiridos de Terceiros</b>	<b>(32.454)</b>			<b>(2.829)</b>	<b>(35.283)</b>
Serviços de Terceiros	(30.643)			(2.829)	(33.472)
Material	(625)				(625)
Provisões/Reversões	(1.192)				(1.192)
Outros	6				6
<b>Valor Adicionado Bruto</b>	<b>10.680</b>			<b>(2.829)</b>	<b>7.851</b>
<b>Retenções</b>	<b>(184)</b>				<b>(184)</b>
Depreciação e Amortização	(184)				(184)
<b>Valor Adicionado Líquido Produzido</b>	<b>10.496</b>			<b>(2.829)</b>	<b>7.667</b>
<b>Valor Adicionado Recebido em Transferência</b>	<b>(84.400)</b>				<b>(84.400)</b>
Receitas Financeiras	1.368				1.368
Resultado de Equivalência Patrimonial	(86.365)				(86.365)
Dividendos Recebidos	557				557
<b>Valor Adicionado Total a Distribuir</b>	<b>(73.944)</b>			<b>(2.829)</b>	<b>(76.773)</b>
<b>Distribuição do Valor Adicionado</b>	<b>(73.944)</b>			<b>(2.829)</b>	<b>(76.773)</b>
<b>Empregados</b>	<b>10.424</b>		<b>(205)</b>		<b>10.219</b>
Salários e Encargos	10.408	(10.203)	(205)		
Remuneração Direta		9.971			9.971
FGTS		232			232
Benefícios	16				16
Participação nos Resultados					
<b>Impostos, Taxas e Contribuições</b>	<b>7.280</b>		<b>205</b>	<b>(2.829)</b>	<b>4.656</b>
Federal	6.410		205	(2.829)	3.786
Estadual e Municipal	870				870
<b>Remuneração de Capitais de Terceiros</b>	<b>3.973</b>				<b>3.973</b>
Aluguéis	50				50
Despesas Financeiras	3.923				3.923
<b>Remuneração de Capitais Próprios</b>	<b>(95.621)</b>				<b>(95.621)</b>
Prejuízos Retidos	(95.621)				(95.621)

	Consolidado				
	31/12/2013 Divulgado	Reclassificações Empregados	INSS Empregador	PIS/COFINS não Cumulativos	31/12/2013 Reapresentado
<b>Receitas</b>	<b>2.166.535</b>				<b>2.166.535</b>
Venda de Energia, Serviços	2.211.541				2.211.541
Provisão/Rev. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(54.548)				(54.548)
Receita de Alienação de Ativo Imobilizado	(114)				(114)
Outras Receitas	9.656				9.656
<b>Insumos Adquiridos de Terceiros</b>	<b>(1.338.521)</b>			<b>(114.862)</b>	<b>(1.453.383)</b>
Custos com Serviços de Energia Elétrica	(942.745)			(108.106)	(1.050.851)
Custos de Construção	(186.967)				(186.967)
Serviços de Terceiros	(155.176)			(2.829)	(158.005)
Material	(5.948)				(5.948)
Provisões/Reversões	(8.777)				(8.777)
Outros	(38.908)			(3.927)	(42.835)
<b>Valor Adicionado Bruto</b>	<b>828.014</b>				<b>713.152</b>
<b>Retenções</b>	<b>(50.105)</b>				<b>(50.105)</b>
Depreciação e Amortização	(50.105)				(50.105)
<b>Valor Adicionado Líquido Produzido</b>	<b>777.909</b>				<b>663.047</b>
<b>Valor Adicionado Recebido em Transfer</b>					

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	119.629	5,50%	6,88%	8,25%
		126.209	127.853	129.498
		(6.580)	(8.224)	(9.869)
Efeito da Variação da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	90.842	5,00%	6,88%	8,25%
		95.384	97.087	98.336
		(4.542)	(6.245)	(7.494)
Alta do IGPM	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	24.659	5,71%	7,14%	8,57%
		26.067	26.419	26.771
		(1.408)	(1.760)	(2.112)
Efeito da Variação do IGPM	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	40.250	5,77%	7,14%	8,57%
		42.572	43.123	43.697
		(2.322)	(2.873)	(3.447)
Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	14.391	4,10%	6,74%	7,76%
		14.981	15.360	15.508
		(590)	(969)	(1.117)

## Efeito da Variação do UMBNDES

### Impactos no Resultado

#### Cenário Possível - Cenário Provável

CDI		(4.033)	(3.988)
TJLP		(1.645)	(1.338)
IGPM		(352)	(745)
UMBNDES		(379)	
<b>Cenário Remoto - Cenário Provável</b> CDI		(8.066)	(7.976)
TJLP		(3.290)	(2.676)
IGPM		(704)	(1.491)
UMBNDES		(527)	

#### (d) Risco Cambial

Relativamente à aquisição de energia para revenda, a CEB D está exposta à oscilação cambial em cerca de 20% do custo total das aquisições, em função da energia oriunda da Itaipu Binacional ter cotação em dólares estadunidenses.

A exposição é minimizada pela Compensação Financeira de Variação dos Itens da Parcela "A", mecanismo setorial que compensa variações financeiras ocorridas durante o exercício tarifário que, no caso da Distribuidora, situa-se entre os meses de agosto e julho. Nesse sentido, com a garantia de reposição de eventuais perdas financeiras relacionadas ao evento citado, por força das normas do Órgão Regulador, ANEEL, a concessionária não contrata mecanismos de proteção (hedge) para as variações cambiais. Observa-se que não há identificação de outros itens sujeitos à proteção cambial nas demonstrações financeiras da Companhia.

A Companhia e sua Controlada CEB D desenvolveram análise de sensibilidade, conforme determinado pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM por meio da Instrução nº 475, de 17.12.2008, que requer que sejam apresentados mais dois cenários com deterioração de 25% e 50% da variável de risco considerada, o que reproduzimos de forma a clarear o cenário cambial.

Em 31 de dezembro de 2014, a Administração estimou em um cenário provável que o valor de um dólar americano em 31 de dezembro de 2015 será de R\$ 2,8700 (cenário de um ano). A metodologia utilizada para o cenário provável foi considerar a melhor estimativa para as taxas de câmbio em 31 de dezembro de 2015 com base em fontes externas de taxa de câmbio futuro (Boletim Focus). Por se tratar de uma análise de sensibilidade o impacto no resultado para os próximos 12 meses, foi considerado o saldo da dívida em 31 de dezembro de 2014. Ressaltar-se que o comportamento do saldo da dívida respeitará seus respectivos contratos. Assim, foi confeccionada análise dos efeitos na compra de energia de Itaipu, advindos de eventual elevação no câmbio em relação a 31 de dezembro de 2014.

Alta do dólar	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	2.6556	2,8700	3,5875	4,3050
	58.448	63.167	78.959	94.750
		(4.719)	(20.511)	(36.302)

Efeito da Variação do Dólar	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	22.677	2,4100	3,0125	3,6150
		23.355	29.194	35.033
		35.093	29.254	23.415
			31/12/2014	31/12/2013
			(15.792)	(5.839)

#### Efeito da Variação do Dólar

### Impactos no Resultado

#### Cenário Possível - Cenário Provável

Dólar		(15.792)	(5.839)
<b>Cenário Remoto - Cenário Provável</b>		(31.583)	(11.678)

Faz-se imprescindível salientar que a Companhia, suas controladas e coligadas não apresentam riscos não apresentam riscos nas taxas de juros por contratações de empréstimos e/ou financiamentos em moedas estrangeiras.

#### (e) Risco operacional

Risco operacional é o risco de prejuízos diretos ou indiretos decorrentes de uma variedade de causas associadas a processos, pessoal, tecnologia e infraestrutura do Grupo e de fatores externos, exceto riscos de crédito, mercado e liquidez, como aqueles decorrentes de exigências legais e regulatórias e de padrões geralmente aceitos de comportamento empresarial. Riscos operacionais surgem de todas as operações do Grupo.

O objetivo da Administração da Companhia é administrar o risco operacional para todo o Grupo para evitar a ocorrência de prejuízos financeiros e danos à reputação da Companhia e de suas controladas e coligadas, buscar eficácia de custos e para evitar procedimentos de controle que restrinjam a iniciativa e a criatividade.

#### 4.2. Gestão de capital

Os objetivos do Grupo ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade do Grupo para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura de capital do Grupo, a administração pode, ou propõe, nos casos em que os acionistas precisam aprovar, rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

O Grupo monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim sumariados:

Total dos empréstimos (Nota 20)		31/12/2014	31/12/2013
Menos: caixa e equivalentes de caixa (Nota 5)		321.111	261.348
		(66.006)	(96.786)
<b>Dívida líquida</b>		<b>255.105</b>	<b>164.562</b>
Total do patrimônio líquido		177.084	308.344
<b>Total do capital</b>		<b>432.189</b>	<b>472.906</b>
<b>Índice de alavancagem financeira - %</b>		<b>59,03</b>	<b>34,80</b>

#### 4.3. 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 pelo Grupo.

#### 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 e de suas controladas e coligadas ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 / 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. 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 e suas controladas e coligadas devem 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 a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxo de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa.

De acordo com o CPC 40 / IFRS 7, o Grupo 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 2014 e 31 dezembro 2013.

A seguir, os principais instrumentos financeiros ativos e passivos:

	Avaliação	Hierarquia do Valor justo	31/12/2014			
			Controladora		Consolidado	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	
<b>Ativos Financeiros</b>						
<b>Valor Justo por meio do Resultado</b>						
Aplicações Financeiras	Valor Justo	Nível 2	7.163	7.163	37.474	37.474
<b>Empréstimos e Recebíveis</b>						
Caixa e Bancos	Valor Justo	Nível 1	14	14	28.532	28.532
Contas a Receber	Custo Amortizado		56.059	56.059	448.907	448.907
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado				277.575	277.575
<b>Mantidos até o Vencimento</b>						
Títulos de Crédito a Receber	Custo Amortizado			1.146	1.146	
<b>Disponível para Venda</b>						
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	Nível 3		841.273	841.273	
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Outros Passivos Financeiros</b>						
Fornecedores	Custo Amortizado		7.857	7.857	390.327	390.327
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado				321.111	321.111
Obrigações Societárias	Custo Amortizado				30.322	30.322
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado				186.935	186.935
					31/12/2013	
	Avaliação	Hierarquia do Valor justo	Controladora		Consolidado	
		Valor justo	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil

<b>Ativos Financeiros</b>						
<b>Valor Justo por meio do Resultado</b>						
Aplicações Financeiras	Valor Justo	Nível 2	8.833	8.833	74.632	74.632
<b>Empréstimos e Recebíveis</b>						
Caixa e Bancos	Valor Justo	Nível 1	62	62	22.154	22.154
Contas a Receber	Custo Amortizado		3.722	3.722	362.938	362.938
<b>Mantidos até o Vencimento</b>						
Títulos de Crédito a Receber	Custo Amortizado				1.160	1.160
<b>Disponível para Venda</b>						
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	Nível 3		729.119	729.119	
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Outros Passivos Financeiros</b>						
Fornecedores	Custo Amortizado		6.902	6.902	344.101	344.101
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado				261.348	261.348
Obrigações Societárias	Custo Amortizado				32.233	32.233
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado				168.209	168.209

## 5. CAIXAS E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Caixa e Bancos conta Movimento	14	62	28.532	22.154
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata	7.163	8.833	37.474	74.632
<b>Total</b>	<b>7.177</b>	<b>8.895</b>	<b>66.006</b>	<b>96.786</b>

As aplicações financeiras classificadas no ativo circulante correspondem às operações contratadas em instituições financeiras nacionais. Todas as operações são de alta liquidez, com recompra diária garantida pela instituição financeira, a uma taxa previamente estabelecida pelas partes e a remuneração de 98,00% do Certificado de Depósito Bancário – CDI.

## 6. CONTAS A RECEBER

### (a) Composição do contas a receber

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias			432.945	350.771
Títulos de Créditos a Receber			29.663	28.294
Serviços Prestados a Terceiros	76.345	22.616	82.531	28.706
<b>Total a Receber Bruto</b>	<b>76.345</b>	<b>22.616</b>	<b>545.139</b>	<b>407.771</b>
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(20.286)	(18.894)	(96.232)	(44.834)
<b>Total a Receber Líquido</b>	<b>56.059</b>	<b>3.722</b>	<b>448.907</b>	<b>362.937</b>
<b>Circulante</b>	<b>56.059</b>	<b>3.722</b>	<b>441.174</b>	<b>308.840</b>
<b>Não Circulante</b>			<b>7.733</b>	<b>54.097</b>

### (b) Valores a receber por idade de vencimento

	Saldos Vincendos		Vencidos há mais de 90 dias		Total	Total
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>Classes de Consumidor</b>						
Residencial	36.142	39.735	12.424	88.301	76.795	
Poder Público	13.926	12.699	46.066	72.691	50.999	
Comércio, Serviços e Outros	29.262	21.859	18.601	69.722	77.902	
Iluminação Pública	7.500	7.449	24.908	39.857	38.054	
Serviço Público	8.505	7.360	598	16.463	8.591	
Industrial	4.077	1.661	1.374	7.112	5.595	
Rural	1.453	1.535	1.438	4.426	3.973	
<b>Subtotal Consumidores</b>	<b>100.865</b>	<b>92.298</b>	<b>105.410</b>	<b>298.572</b>	<b>261.909</b>	
Fornecimento Não Faturado				91.121	87.166	
Serviços Prestados a Terceiros Não Faturado (Serviço de IP)				719		
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE				57.535	17.710	
Serviços Prestados a Terceiros (Serviço de IP)	3.463	23.001	49.162	75.626	22.616	
Acordo CAESB (Nota 4e)				3.958	10.134	
Concessionárias e Permissionárias	4.129		449	4.578	5.426	
Parcelamentos a Faturar CP e LP				15.000	4.984	
Serviço Taxado	358	364	453	1.175	1.113	
Outros				1.262	1.360	
Arrecadação a Classificar				(4.407)	(4.647)	
<b>TOTAL</b>	<b>108.816</b>	<b>115.663</b>	<b>155.474</b>	<b>545.139</b>	<b>407.771</b>	
Estimativa de Perdas com Créditos Liquidação Duvidosa				(96.232)	(44.834)	
<b>Contas a receber líquido</b>	<b>108.816</b>	<b>115.663</b>	<b>155.474</b>	<b>448.907</b>	<b>362.937</b>	

### (c) Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa

A estimativa de perdas com créditos 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. A base de constituição da estimativa 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:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>Poder Público</b> - Vencidos há mais de 360 dias				
<b>Iluminação Pública</b> - Vencidos há mais de 360 dias	20.286	20.013	49.967	41.580

**Comercial** - Vencidos há mais de 180 dias

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

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. Dentre eles podemos citar:

a) 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:

• CVA Energia – Tem por objetivo registrar as diferenças incorridas entre o custo efetivo da compra de energia para atendimento do mercado da distribuidora e o custo tarifário homologado pela ANEEL no último reajuste tarifário. Em razão da crise energética atual, o custo com aquisição de energia elétrica demonstra se superior ao previsto pela ANEEL, quando do reajuste tarifário em agosto de 2014.

• CVA Encargos – Nesse grupo encontra-se cobertura para os seguintes encargos: CDE, Proinfla, ESS, Transporte de Itaipu e Rede Básica.

b) Demais itens financeiros:

• Diferimento parcial dos Componentes Financeiros: Em 19/8/2014, por meio da Carta nº 221/2014-DD, o Governo do Distrito Federal solicitou junto a concessionária o diferimento parcial de 9% de seus componentes financeiros. O montante diferido deverá ser considerado como componente financeiro no cálculo dos próximos processos tarifários da CEB, atualizado pela variação do IGP-M.

• Despacho nº 4.282/2013 (Corumbá IV): Trata-se de valor a ser pago pela CEB D à Corumbá Concessões S/A, em virtude do Despacho nº 3.168/2013, cujos efeitos da obrigação de pagamento foram, para fins de repasse à tarifa dos consumidores da CEB D, considerados no processo tarifário da distribuidora.

• Ajuste Financeiro referente ao recálculo do RTA de 2013: Refere-se ao ajuste financeiro decorrente do recálculo do processo tarifário anterior, em razão de Pedido de Reconsideração interposto contra o reajuste da distribuidora de 2013. Conforme deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, foi concedido provimento parcial ao recurso interposto pela concessionária.

• Diferencial Eletro nuclear: Refere-se à diferença entre a tarifa praticada e a tarifa de referência entre Furnas e Eletro nuclear, conforme determinado na Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009. A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 - 1ª Leilão e seu valor está sendo mensalmente pago pelas distribuidoras à Eletro nuclear nos anos de 2013 a 2015, conforme parcelas homologadas pela REH nº 1.406/2012.

• Exposição de Submercados: Conforme dispõe o artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes das diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEARs na modalidade de quantidade de energia.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Serviços em Curso (a)		4.662	30.225	22.117
Aportes da CDE – Decreto 7.945/2013 (d)			27.820	621
Desativações em Curso (b)			8.514	6.754
Dividendo/JSCP s a Receber	12.637	11.539	7.752	10.256
Previdência Privada dos Empregados			5.417	4.888
Despesas Pagas Antecipadamente	15		3.420	3.537
Crédito com Empregados	3	13	1.511	1.435
Titulos de Crédito a Receber (c)			1.146	1.160
Coligadas e Controladas	184	128		
Outros Créditos		817	3.112	2.025
<b>Total</b>	<b>12.839</b>	<b>17.159</b>	<b>88.917</b>	<b>52.793</b>
<b>Circulante</b>	<b>12.655</b>	<b>17.031</b>	<b>86.976</b>	<b>50.599</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>184</b>	<b>128</b>	<b>1.941</b>	<b>1.834</b>

a) 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, conforme legislação regulatória.

b) Refere-se ao valor das desativações dos bens anteriormente em serviço registrado na CEB-D, cujo valor dos itens, quando desativados, é classificado pelo seu valor residual nesta rubrica. Tais bens são classificados nesta conta até que sua destinação seja definida, conforme os critérios de desativação estabelecidos pelo órgão regulador.

c) Títulos de Crédito a Receber: refere-se a ações preferenciais cumulativas e resgatáveis das classes "A" e "B", emitidas pela Investco, que são caracterizadas como instrumento financeiro na controlada CEB Lajeado S.A.

d) 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.

	Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013
Aplicações Financeiras		295
<b>Circulante</b>		<b>295</b>

Em 17 de outubro 2012, os acionistas da coligada Corumbá Concessões S.A se reuniram em Assembleia Geral Extraordinária e decidiram exercer a opção de resgate da totalidade das ações preferenciais classe B de propriedade do Fundo de Investimento em Participações BRB-Corumbá. Em virtude dessa opção, a CEB Participações S.A. resgatou em janeiro de 2013 94% das posições dos valores aplicados no fundo e os 6% restantes permaneceram para manutenção de contingências oferecidas em desfavor do Fundo. Em dezembro de 2013, a CEB Participação S.A realizou depósito judicial no montante de R\$ 304 para atender a ação de litígio vinculada ao fundo.

Em 8 de dezembro de 2014, os cotistas do fundo se reuniram e decidiram pelo resgate dos valores do fundo. Desta forma, cada cotista realizou através da cessão de ativos o resgate dos valores restantes do fundo. O valor de R\$ 304 continua registrado como depósito judicial para atender a ação de litígio vinculada ao fundo.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Bloqueios Judiciais	3.926	3.803	5.334	5.092
Cauções	727	673	9.656	6.777
Depósitos Recursais			5.215	4.922
(-) Provisão para Perdas de Depósitos Recursais			(6.320)	(4.163)
<b>Total</b>	<b>4.653</b>	<b>4.476</b>	<b>13.885</b>	<b>12.628</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>4.653</b>	<b>4.476</b>	<b>13.885</b>	<b>12.628</b>

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Bloqueios Judiciais	3.926	3.803	5.334	5.092
Cauções	727	673	9.656	6.777
Depósitos Recursais			5.215	4.922
(-) Provisão para Perdas de Depósitos Recursais			(6.320)	(4.163)
<b>Total</b>	<b>4.653</b>	<b>4.476</b>	<b>13.885</b>	<b>12.628</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>4.653</b>	<b>4.476</b>	<b>13.885</b>	<b>12.628</b>

Os ativos da concessão (ativo financeiro indenizável e intangível da concessão) são remunerados por meio do WACC regulatório, que consiste nos juros remuneratórios incluídos na tarifa cobrada dos clientes da Companhia e seu montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente.
O ativo financeiro da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente depreciada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Os ativos financeiros relacionados ao contrato da concessão são classificados como disponíveis para venda e nos exercícios apresentados, foram valorizados com base na BRR – Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras.

De acordo, ainda, com o pronunciamento técnico CPC 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 são reconhecidos no Patrimônio Líquido. Em 31 de dezembro de 2014, não há saldo registrado em outros resultados abrangentes uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

A movimentação do saldo referente ao ativo financeiro indenizável (concessão) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 está assim apresentada:

<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>622.486</b>
Adições	94.388
Baixas	(21.921)
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	34.166
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>729.119</b>
Adições	103.799
Baixas	(4.399)
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	12.754
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>841.273</b>

A Movimentação da Base de Remuneração Regulatória – BRR para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 esta apresentada a seguir:

<b>BRR Líquida em 26/08/2012 - (1)</b>	<b>671.038</b>
Atualização da BRR Líquida para 31/12/2014 - (2)	72.517
Depreciação Regulatória recebida na tarifa - (1)	(136.334)
Adições líquidas de março de 2012 a dezembro de 2014	258.268
<b>BRR Ajustada para 31/12/2014</b>	<b>865.490</b>
(-) Ativo Intangível em 31/12/2014	(24.217)
Ativo Financeiro Atualizado em 31/12/2014	841.273
(-) Ativo Financeiro Contábil em 31/12/2014	(686.335)
<b>Atualização do Ativo Financeiro em 31/12/2014</b>	<b>154.938</b>
(-) <b>Atualização do Ativo Financeiro Registrada em 31/12/2013</b>	<b>(142.184)</b>
<b>Efeito no Resultado Societário de 2014 (antes dos impostos)</b>	<b>12.754</b>
(-) IRPJ e CSLL	(4.336)
<b>Efeito Líquido no Resultado Societário de 2014</b>	<b>8.418</b>

(1) - Nota Técnica SRE ANEEL Nº 291, de 16/08/2012

(2) - Atualização pela variação do IGPIM

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.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Avaliados por Equivalência Patrimonial	410.832	587.193	377.469	403.434
Propriedade para Investimento (c)			276.115	276.115
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	3.232	3.232	3.232	3.232
Outros	1.759	1.756	1.759	1.756
<b>Total</b>	<b>415.823</b>	<b>592.181</b>	<b>658.575</b>	<b>684.537</b>

	Controladora		Consolidado			
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013		
<b>Investidas</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>Participação no Capital Social (%)</b>	<b>Participação nas Ações Ordinárias (%)</b>	<b>Número de Ações Detidas pela CEB e Controladas</b>	<b>Valor Contábil</b>
CEB Distribuição S.A	580.532	103.749	100,00	100,00	350.532.450	103.749
CEB Lajeado S.A (i)	145.656	330.218	59,93	59,93	82.013.911	106.309
Corumbá Concessões S.A	235.259	194.998	45,20	9,30	256.009.911	88.160
Energética Corumbá III S.A	119.373	151.394	37,50	25,00	45.594.783	56.774
CEB Participações S.A	41.271	43.322	100,00	100,00	41.270.415	43.322
CEB Geração S.A	7.575	12.282	100,00	100,00	7.575.212	12.282
Companhia Brasileira de Gás	4.921	1.386	17,00	51,00	30.600	236
<b>Total</b>					<b>410.832</b>	<b>587.193</b>

(i) A diferença existente no investimento registrado na Companhia e o resultado da aplicação do percentual de 59,93% sobre o patrimônio líquido da CEB Lajeado, é devido ao registro no patrimônio líquido da CEB Lajeado de Partes Beneficiárias no valor de R\$ 151.225, emitidas a favor da ELETROBRÁS S.A e que fez parte da negociação de reestruturação societária da Investco. As partes beneficiárias deverão ser convertidas em ações preferenciais ao final do período de concessão

	Controladora		Consolidado			
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013		
<b>Investidas</b>	<b>Ativos</b>	<b>Passivos</b>	<b>Receta Líquida</b>	<b>Ativos</b>	<b>Passivos</b>	<b>Receta Líquida</b>
CEB Distribuição S.A	2.111.312	2.007.563	2.029.225	1.748.264	1.527.327	1.545.727
Corumbá Concessões S.A	764.359	569.361	138.489	721.433	459.069	159.321
CEB Lajeado S.A	373.949	43.731	117.966	396.158	36.190	112.758
Energética Corumbá III S.A	234.127	82.734	35.387	237.948	90.340	33.726
CEB Participações S.A	44.276	954	13.725	53.275	2.390	13.360
CEB Geração S.A	14.642	2.361	17.713	16.320	2.379	16.262
Companhia Brasileira de Gás	1.662	276	3.629	2.222	317	4.390

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>Investidas</b>	<b>Lucro / (Prejuízo) do Exercício</b>	<b>Resultado de Equivalência Patrimonial</b>	<b>Lucro / (Prejuízo) do Exercício</b>	<b>Resultado de Equivalência Patrimonial</b>
CEB Distribuição S.A	(88.863)	(88.863)	(145.269)	(145.269)
CEB Lajeado S.A (i)	18.517	10.355	37.883	21.185
Energética Corumbá III S.A	4.752	1.782	12.326	4.622
CEB Geração S.A	8.018	8.018	7.977	7.977
Corumbá Concessões S.A	(74.049)	(33.479)	41.975	18.978
CEB Participações S.A	(659)	(659)	6.234	6.234
Companhia Brasileira de Gás	(5.19)	(88)	(541)	(92)
<b>Total</b>	<b>(132.284)</b>	<b>(102.934)</b>	<b>(39.415)</b>	<b>(86.365)</b>

(i) O cálculo da equivalência patrimonial sobre o resultado do exercício da CEB Lajeado S.A é realizado aplicando o percentual de 55,923% sobre o resultado obldo no exercício. Este percentual é fruto do acordo de acionistas, que garantiu a ELETROBRÁS S.A rendimentos equivalentes a 49,67% do resultado de cada exercício. O percentual de 49,67% inclui o percentual de Participação Societária 44,077% e 10% de Partes Beneficiárias.

	Controladora		Consolidado					
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013				
<b>Investidas</b>	<b>CEB Distribuição S.A</b>	<b>CEB Lajeado S.A</b>	<b>Corumbá Concessões S.A</b>	<b>Energética Corumbá III S.A</b>	<b>CEB Participações S.A</b>	<b>CEB Geração S.A</b>	<b>Companhia Brasileira de Gás - CEBGAS</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>359.082</b>	<b>121.589</b>	<b>101.444</b>	<b>51.342</b>	<b>48.356</b>	<b>13.212</b>	<b>339</b>	<b>695.364</b>
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio		(15.676)	(1.803)	(1.203)	(3.705)	(7.246)		(29.633)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(145.269)	21.185	18.978	4.622	6.234	7.977	(92)	(86.365)
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Controladas e Coligadas	7.124	34						7.158
Aumento de Capital				576			77	653
Gainho na Variação de Percentual				16				16
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>220.937</b>	<b>127.132</b>	<b>118.619</b>	<b>55.353</b>	<b>50.885</b>	<b>13.943</b>	<b>324</b>	<b>587.193</b>
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio		(31.197)	(39)	(460)	(6.905)	(9.678)		(48.279)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(88.863)	10.355	(33.479)	1.782	(659)	8.018	(88)	(102.934)
Efeitos da Lei 12.973/2014 em Coligada			3.020					3.020
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Controladas e Coligadas	(28.325)	19	39					(28.267)
Gainho na Variação de Percentual				99				99
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>103.749</b>	<b>106.309</b>	<b>88.160</b>	<b>56.774</b>	<b>43.321</b>	<b>12.283</b>	<b>236</b>	<b>410.832</b>

	Investco S.A		Corumbá Concessões S.A		Energética Corumbá III S.A		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>Investidas</b>	<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>221.908</b>	<b>106.707</b>	<b>51.342</b>	<b>379.957</b>			
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio		(14.705)	(1.832)	(1.203)	(17.740)			
Resultado de Equivalência Patrimonial		16.040	19.963	4.622	40.625			
Aumento de Capital				576	576			
Gainho na Variação de Percentual				16	16			
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>223.243</b>	<b>124.838</b>	<b>55.353</b>	<b>403.434</b>				
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio		(13.667)	(63)	(460)	(14.190)			
Resultado de Equivalência Patrimonial		18.507	(35.218)	1.782	(14.929)			
Efeitos da Lei 12.973/2014			3.020		3.020			
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Coligadas			35		35			
Gainho na Variação de Percentual				99	99			
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>228.118</b>	<b>92.577</b>	<b>56.774</b>	<b>377.469</b>				

As datas de 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013, a Controlada CEB D transferiu os bens que estavam registrados na rubrica de "Ativos Mantidos para Venda" para a rubrica de "Propriedade para Investimento". Em

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

## 14. IMOBILIZADO

### (a) Movimentação

	Imobilizado em Serviço						Controladora	
	Terrenos	Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Imobilizado em Curso	Total	
<b>Eventos</b>								
Custo do Imobilizado								
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>13.130</b>	<b>1.098</b>	<b>874</b>	<b>97</b>	<b>148</b>	<b>2</b>	<b>15.349</b>	
Adições						828	828	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>13.130</b>	<b>1.098</b>	<b>874</b>	<b>97</b>	<b>148</b>	<b>830</b>	<b>16.177</b>	
Adições		1.365	21				1.386	
Transferências			(189)			221	(798)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>13.130</b>	<b>2.463</b>	<b>706</b>	<b>97</b>	<b>369</b>		<b>16.765</b>	
Depreciação Acumulada								
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>		(129)	(223)	(97)	(31)		(480)	
Depreciação		(44)	(92)		(48)		(184)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>		(173)	(315)	(97)	(79)		(664)	
Depreciação		(76)	(52)		(25)		(153)	
Transferências			118		(118)			
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>		(249)	(249)	(97)	(222)		(817)	
<b>Imobilizado Líquido – 31/12/2014</b>	<b>13.130</b>	<b>2.214</b>	<b>457</b>	<b>147</b>	<b>147</b>		<b>15.948</b>	
<b>Imobilizado Líquido – 31/12/2013</b>	<b>13.130</b>	<b>925</b>	<b>559</b>	<b>69</b>	<b>830</b>		<b>15.513</b>	
<b>Taxas Anuais de Depreciação</b>		<b>2,0% a 4,0%</b>	<b>3,3% a 6,7%</b>	<b>20%</b>	<b>10%</b>			

	Imobilizado em Serviço								Consolidado	
	Terrenos	Reservatórios, Barragens e Adutoras	Edificações Obras Civis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Outros	Imobilizado em Curso	Total	
<b>Custo do Imobilizado</b>										
<b>Saldo em 31 de dezembro 2012</b>	<b>14.097</b>	<b>13.418</b>	<b>17.023</b>	<b>42.982</b>	<b>12.622</b>	<b>6.985</b>	<b>143</b>	<b>59.554</b>	<b>166.824</b>	
Adições				2.609	3.343	1.100		141.537	148.589	
Baixas				(4)					(4)	
Transferências		410	(424)	(30)		(13)	20	(124.048)	(124.085)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>14.097</b>	<b>13.828</b>	<b>16.599</b>	<b>45.557</b>	<b>15.965</b>	<b>8.072</b>	<b>163</b>	<b>77.043</b>	<b>191.324</b>	
Adições			3.242	1.139	2.950	1.163	1	61.085	69.580	
Transferências			1.365	(189)			221	(81.877)	(80.480)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>14.097</b>	<b>13.828</b>	<b>21.206</b>	<b>46.507</b>	<b>18.915</b>	<b>9.456</b>	<b>164</b>	<b>56.251</b>	<b>180.424</b>	
Depreciação Acumulada										
<b>Saldo em 31 de dezembro 2012</b>		(3.082)	(8.396)	(26.300)	(7.903)	(2.533)	(118)		(48.332)	
Depreciação/Amortização		(295)	(488)	(1.735)	(1.356)	(547)	(4)		(4.425)	
Transferências		(127)	164	(95)		6	(8)		(60)	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>(3.504)</b>	<b>(8.720)</b>	<b>(28.130)</b>	<b>(9.259)</b>	<b>(3.074)</b>	<b>(130)</b>	<b>(130)</b>		<b>(52.817)</b>	
Depreciação		(297)	(562)	(1.854)	(1.651)	(526)	(3)		(4.893)	
Transferências				118		(118)				
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>(3.801)</b>	<b>(9.262)</b>	<b>(29.866)</b>	<b>(10.910)</b>	<b>(3.718)</b>	<b>(133)</b>	<b>(133)</b>		<b>(57.710)</b>	
<b>Imobilizado Líquido - 31/12/2014</b>	<b>14.097</b>	<b>10.027</b>	<b>11.924</b>	<b>16.641</b>	<b>8.005</b>	<b>5.738</b>	<b>31</b>	<b>56.251</b>	<b>122.714</b>	
<b>Imobilizado Líquido - 31/12/2013</b>	<b>14.097</b>	<b>10.324</b>	<b>7.879</b>	<b>17.427</b>	<b>6.706</b>	<b>4.998</b>	<b>33</b>	<b>77.043</b>	<b>138.507</b>	
<b>Taxas Anuais de Depreciação</b>		<b>2,0% a 7,7%</b>	<b>2,0% a 4,0%</b>	<b>3,3% a 6,7%</b>	<b>20%</b>	<b>10%</b>				

Não houve indícios de perdas ao valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

### (i) Valores Onerados em Garantias

A Companhia ofereceu o terreno localizado no Setor Norte, A-E-1N, Lotes "G" e "H" – Brazlândia-DF, em garantia de litígios fiscais junto a Receita Federal de Brasil. O Terreno esta avaliado conforme laudo pelo valor de R\$ 1.426. A Companhia não tem permissão para alienar, mas pode oferecê-lo como nova penhora, desde que garantido o crédito da Fazenda Nacional.

### (ii) Revisão de Vida Útil Promovida pelo Poder Concedente

A ANEEL através da Resolução Normativa nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, estabeleceu as taxas anuais de depreciação para os ativos "em Serviço" outorgados no setor elétrico, com base na revisão da vida útil dos ativos. A aplicação dessas taxas ocorreu em 1º de janeiro de 2012.

A Companhia processou as alterações das taxas e recalculou o valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão, do montante atribuível ao Ativo Intangível.

## 15. INTANGÍVEL

	Consolidado					
	Direito de Uso da Concessão		Outros Intangíveis		Direito de Exploração da Concessão	
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	Outros	Total
<b>Custo do Intangível</b>						
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>						
Adições						83
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>						<b>83</b>
<b>Amortização Acumulada</b>						
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>						
Amortizações						(4)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>						<b>(4)</b>
<b>Intangível Líquido - 31/12/2014</b>						<b>79</b>

	Consolidado					
	Direito de Uso da Concessão		Outros Intangíveis		Direito de Exploração da Concessão	
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	Outros	Total
<b>Custo do Intangível</b>						
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>238.898</b>	<b>90.230</b>	<b>50.435</b>	<b>2.854</b>	<b>158.946</b>	<b>541.363</b>
Adições	9.390	195.701	2.917	3.820		211.828
Baixas	(2.273)	(103.615)		(3.076)		(108.964)
Obrigações Especiais	(935)	(86.998)				(87.933)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>245.080</b>	<b>95.318</b>	<b>53.352</b>	<b>3.598</b>	<b>158.946</b>	<b>556.294</b>
Adições	5.228	103.798	83	13.842		122.951
Baixas	(30)	(146.831)				(146.861)
Obrigações Especiais	10.750	(46.539)				(35.789)
OE's - Ultrapassagem de Demanda e Excedentes de Reativos (ii)					(27.840)	(27.840)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>261.028</b>	<b>5.746</b>	<b>53.435</b>	<b>17.440</b>	<b>158.946</b>	<b>468.755</b>
<b>Amortização Acumulada</b>						
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>(158.055)</b>	<b>(41.283)</b>	<b>(41.209)</b>	<b>(5.886)</b>	<b>(240.547)</b>	<b>(446.979)</b>
Amortizações	(35.513)	(3.240)		(5.886)		(44.639)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>(193.568)</b>	<b>(44.523)</b>	<b>(47.095)</b>	<b>(5.887)</b>	<b>(285.186)</b>	<b>(592.959)</b>
Amortizações	(44.313)	(3.488)		(5.887)		(53.688)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>(237.881)</b>	<b>(48.011)</b>	<b>(52.982)</b>	<b>(52.982)</b>	<b>(338.874)</b>	<b>(728.726)</b>
<b>Intangível Líquido - 31/12/2014</b>	<b>23.147</b>	<b>5.746</b>	<b>5.424</b>	<b>17.440</b>	<b>(27.840)</b>	<b>129.881</b>
<b>Intangível Líquido - 31/12/2013</b>	<b>51.512</b>	<b>95.318</b>	<b>8.829</b>	<b>3.598</b>	<b>111.851</b>	<b>271.108</b>

Não houve indícios de perdas ao valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

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

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

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

### (i) Direito de Exploração de Concessão de Geração

A Controladora consolida a empresa CEB Lajeado S.A. que é detentora do direito de exploração de concessão da Usina Lajeado que integra a operação de geração da Investo S.A. Esse direito, se trata de uma operação de reestruturação societária da Lajeado que foi decorrente do Contrato de Venda e Compra de Ações entre a Investo S.A e seus acionistas. Este Instrumento estabelece para a CEB Lajeado S.A o valor de compra de 20% (conforme sua participação ordinária) das ações preferenciais classe "R", nominativas, sem valor nominal, de emissão da Investo S.A, totalizando 46.890.423 ações, por R\$ 213.452, que também representa 20% da dívida da Investo S.A com a Eletrobrás. Do total de R\$ 213.452 mil, R\$ 54.506 mil representam o valor patrimonial das ações detidas na Investo S.A pela Eletrobrás em 30 de novembro de 2005, data da última correção da dívida. Com a efetivação do negócio, foi reconhecido um ágio no valor de R\$ 158.946 mil que foi fundamentado como direito de exploração de concessão. Esse direito de exploração de concessão será amortizado até o ano de 2032, que representa o fim da concessão, em conformidade com o disposto no art. 1, § 2º, alínea "b" da Instrução CVM nº 285, de 31 de julho de 1998. O total do ágio, R\$ 158.946 mil, a ser amortizado por 27 anos (a partir de janeiro de 2006 até dezembro de 2032), resulta em R\$ 5.887 mil de amortização ao ano.

Em novembro de 2014 a controlada CEB Lajeado S.A realizou o teste de perda por redução ao valor recuperável do direito de exploração de concessão. A base para realização do teste de recuperabilidade foi o fluxo de caixa descontado, que resultou em um valor presente de fluxo de caixa descontado de R\$ 530.905. Este valor quando comparado com o valor contábil do investimento avaliado pelo método de equivalência patrimonial, acrescido do valor contábil do direito de exploração de concessão, no montante de R\$ 338.259, não apresentou indicação de perda por redução ao valor recuperável. A taxa de desconto usada foi de 7,16%, que representa o WACC real depois dos impostos publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, submódulo 12.3 – Custo de Capital da Geração. O período contemplado para elaboração dos fluxos de caixa foi até o fim da concessão, ou seja, o ano de 2032.

### (ii) Obrigações Especiais - Receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos

A receita de ultrapassagem de demanda é oriunda de Contratos de Fornecedor com grandes consumidores de energia, no qual é definida a demanda a ser utilizada pela unidade consumidora. Caso a demanda realizada exceda a demanda contratada, a diferença é cobrada com base na tarifa de ultrapassagem de demanda que é bem superior as tarifas regulares. As tarifas de ultrapassagem de demanda possuem caráter de penalidade ao consumidor e visam a incentivar o consumidor a não utilizar a rede além do que foi contratado, funciona como uma penalidade e está prevista no art. 93 da Resolução 414/2010.

A receita de excedente de reativos é uma penalidade ao consumidor decorrente da não instalação de equipamentos adequados para controle da energia reativa que podem prejudicar o funcionamento dos sistemas elétricos, gerando custos adicionais a rede distribuidora. O órgão regulador define um limite para essa energia reativa e, violado esse limite, a distribuidora cobra uma tarifa adicional de energia reativa excedente.

No procedimento de regulação tarifária ("PRORET 2.7"), aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 463 de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, a partir da revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, deverão ser contabilizadas como obrigações especiais e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

Em conformidade com o Despacho nº 4.991 da ANEEL, de 29 de dezembro de 2011, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, a Companhia efetuou o ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, reduzindo as contas de receitas de "Fornecimento de Energia Elétrica" em contrapartida à conta de Obrigações Especiais.

A determinação pela ANEEL dessas receitas para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, foi objeto de questionamento judicial pela ABRADEE, o que ainda está em discussão.

A Companhia está aguardando o julgamento da ação e tais valores estão provisionados em Obrigações Especiais e apresentados como Obrigações Vinculadas à Concessão.

## 16. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Suprimento de Energia Elétrica			319.381	240.877
Materiais e Serviços (*)		6.902	59.396	100.547
Encargos de Uso de Rede Elétrica			11.349	7.003
Fornecedores de Gás			201	226
<b>Total</b>	<b>7.857</b>	<b>6.902</b>	<b>390.327</b>	<b>348.653</b>
<b>Circulante</b>	<b>7.857</b>	<b>6.902</b>	<b>390.327</b>	<b>344.101</b>
<b>Não Circulante</b>				<b>4.552</b>

**Eventos não recorrentes que impactaram a rubrica de Suprimento de Energia Elétrica:**

### a) Diferença de tarifa de Energia de Angra I e Angra II – ELETRONUCLEAR

Diferença de tarifa proveniente de alteração na regulamentação por parte da ANEEL, estabelecendo nova metodologia para cálculo da tarifa entre Furnas e Eletro nuclear. A Lei 12.111 de 09 de dezembro de 2009, definiu que o diferencial entre essas tarifas seria rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, de 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005. O valor do diferencial a que se refere o artigo 12º da Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009, apresentado por último pela Resolução nº 1.585 de 13 de agosto de 2013 que compete a esta CEB D é de R\$ 11.552. Deste montante, R\$ 4.821 foi pago em 2014 (R\$ 3.572 em 2013), o valor mensal estimado da parcela é de R\$ 402.

### b) Diferença de tarifa de Energia Adquirida de Corumbá Concessões

No período da construção da Usina de Corumbá Concessões ocorreram atrasos na entrada em operação comercial definida originalmente no contrato. Para cumprir o contrato, Corumbá buscou energia no mercado de Curto Prazo. O preço da energia adquirida no curto prazo estava inferior ao preço contratual. Diante disso, à época, a ANEEL foi consultada e manifestou-se que a Resolução Normativa - RN nº 165 de 19 de setembro de 2005 se aplicava ao caso em questão. Referiu-se, inclusive ao Art. 3º que previa o seguinte: "Qualquer que seja o custo incorrido pelo agente vendedor na celebração dos contratos de compra e venda de energia, só será considerado, para fins de repasse aos contratos de venda originais e consequentemente às tarifas dos consumidores finais, o menor valor entre, o valor da energia do contrato de compra; .....; o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, acrescido de 10% (dez por cento); ou o preço da energia no contrato de venda original".

Em 17 de setembro de 2013, a ANEEL, por meio do Despacho nº 3.168, contrariando o posicionamento constante do Ofício nº 326, resolve declarar que não são aplicáveis os termos da RN 165 ao Contrato de Compra e Venda de Energia celebrado entre Corumbá Concessões e esta Companhia, e que, portanto, o valor a ser aplicado no custo da compra da energia é o valor original do contrato. Aplicando o preço original e as regras de correção previstas no instrumento contratual, resultou para a CEB Distribuição S.A uma obrigação no montante de R\$ 42.705. Ainda de acordo com instrumento contratual, a dívida com Corumbá Concessões foi atualizada pelo IGP-M, resultando no montante de R\$ 1.040 de atualização monetária.

Este valor foi integralmente repassado como componente financeiro à tarifa do consumidor final da CEB D, conforme disposto na Resolução Homologatória n. 1.779, de 19 de agosto de 2014, que homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2014 da CEB D e fixa em R\$ 43.745 (quarenta e três mil, quatrocentos e quarenta e cinco mil), que começou a ser repassado a Corumbá Concessões S/A pela CEB Distribuição S.A em 12 (doze) parcelas mensais iguais, a partir de outubro de 2014.

### c) Passivo decorrente de energia de curto prazo

A CEB D constituiu provisão no montante de R\$ 117.386 devido à ausência de leituras dos consumos em linhas de interligação com Furnas e nas conexões de fronteira. Do total provisionado, R\$ 88.000 refere-se a duas linhas de interligação com Furnas e a ausência de mediação deste consumo ocorreu no período de abril/2013 a outubro/13, o valor foi provisionado em 2013. O montante de R\$ 20.308 foi provisionado no primeiro trimestre de 2014 e é relativo à ausência de consumos nas conexões de fronteira das Linhas de Samambaia Oeste de Celidária Norte. Em abril de 2014 foi contabilizado o montante de R\$ 9.078, referente às Linhas de Samambaia Oeste.

No mês julho de 2014 a COEE realizou a compensação de parte dos valores provisionados no montante de R\$ 50.182, referente aos meses de abril, junho e setembro de 2013 e no mês de dezembro foi reposto, com as devidas correções, o total de \$ 17.066, referente ao mês de maio de 2013, assim o montante compensado totalizou R\$ 67.248. O saldo a ser reposto pela CEB D em reprocessamentos das contabilizações do mercado de curto prazo ao longo do ano de 2015 é de R\$ 50.138.

## 17. OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

### (a) Resumo das Obrigações Tributárias

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (b)	97.475	97.305	244.821	153.837
Outros Tributos (c)	1.295	896	188.680	110.076
<b>Total</b>	<b>98.770</b>	<b>98.201</b>	<b>433.501</b>	

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

O contrato conta com garantias de recebíveis da Companhia, com o Distrito Federal como Interveniente/Garantidor e o Banco de Brasília S/A (BRB), como Interveniente 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.

**(a) Garantias dos empréstimos e financiamentos**

Os empréstimos estão garantidos por cessão de direitos creditórios da controlada CEB D

Os empréstimos da controlada CEB D não possuem cláusulas de *covenants*.

Os montantes das dívidas classificadas no passivo não circulante em 31 de dezembro de 2014 têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

	<b>Consolidado</b>
2016	44.609
2017	42.452
2018	49.342
2019	42.710
2020 em diante	72.581
<b>Total</b>	<b>251.694</b>

**(b) Movimentação dos Empréstimos e Financiamentos**

	<b>Consolidado</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>261.348</b>
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	252.120
Encargos Incorridos no Período	26.655
Custo de Transação	(920)
Encargos Financeiros Pagos	(24.269)
Amortizações de principal	(193.823)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>321.111</b>

21. OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS				
	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Provisão de Férias	151	118	14.312	11.152
Encargos sobre Provisões	157	121	10.369	10.437
Abono Assiduidade			6.618	6.758
Abono Indenizatório			2.345	7.260
Participação nos Lucros			3.016	1.904
Outros			202	33
<b>Total</b>	<b>308</b>	<b>239</b>	<b>36.862</b>	<b>37.544</b>
<b>Circulante</b>	<b>308</b>	<b>239</b>	<b>36.862</b>	<b>35.124</b>
<b>Não Circulante</b>				<b>2.420</b>

## 22. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

**a) Planos de benefícios**

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB, que tem por objetivo suplementar os benefícios assegurados pela Previdência Social aos empregados da CEB D e da FACEB e aos seus dependentes, conforme a seguir:

Planos	Benefícios	Classificação	Patrocinadora
Plano Complementar de Benefícios Previdenciários	Aposentadoria e pensão	Benefício definido	CEB D
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano Assistencial	Assistência médica	Benefício definido	CEB D
Plano CEB Saúde	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado

O passivo do benefício pós-emprego dos planos previdenciários foi avaliado apenas para o plano denominado Plano Complementar de Benefícios Previdenciários, 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 como passivos com benefícios pós-emprego.

A CEB D mantém junto à FACEB dois planos previdenciários, sendo um constituído na modalidade de benefício definido (BD) e outro na modalidade de contribuição definida (CD). Além disso, a empresa mantém para os seus empregados e familiares planos de saúde que são administrados pela FACEB, sendo que a CEB D tem responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas apenas no plano denominado CEB - Assistencial, uma vez que a sua participação no plano denominado CEB-Saúde está limitada ao aporte da despesa gerada pelos participantes ativos e seus dependentes, não lhe cabendo responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas e, dessa forma, não existe passivo com benefícios pós-emprego. O Plano de Saúde Assistencial é administrado pela FACEB como uma autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS). Participam do plano os empregados ativos, aposentados, pensionistas e aqueles vinculados ao programa de demissão voluntária da CEB D.

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

Quanto aos planos previdenciários, o passivo com benefícios pós-emprego foi avaliado apenas para o plano denominado Plano Complementar de Benefícios Previdenciários, 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 como passivos com benefícios pós-emprego.

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

As informações que fundamentaram o trabalho atuarial são constituídas de bases cadastrais referentes ao plano previdencial e plano de saúde, de informações sobre a utilização do plano de saúde nos últimos vinte e um meses, informações contábeis posicionadas em 30 de novembro de 2014 e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado na mesma data.

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

	Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013
Plano de Previdência	50.765	74.361
Plano de Assistência	302.987	271.999
Programa de Demissão Voluntária	2.010	6.385
<b>Total</b>	<b>355.762</b>	<b>352.745</b>
<b>Circulante</b>	<b>60.863</b>	<b>66.075</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>294.899</b>	<b>286.670</b>

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

	Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013
Previdência	7.810	5.263
Assistência	32.309	23.538
<b>Total</b>	<b>40.119</b>	<b>28.801</b>

**b) Planos Previdenciário e Assistencial**

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

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>Valor presente das obrigações atuariais</b>				
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(985.140)	(1.236.263)	(271.999)	(271.338)
Custo do serviço corrente	(11.012)	(10.606)	(2.463)	(2.669)
Custo de juros	(116.247)	(113.860)	(37.862)	(24.990)
Ganhos/(Perda) atuariais	(91.994)	316.383	(26.819)	(6.688)
Benefícios Pagos pelo plano	66.858	59.206	33.356	35.686
<b>Valor presente da obrigação atuarial no final do período</b>	<b>(1.137.535)</b>	<b>(985.140)</b>	<b>(305.787)</b>	<b>(271.999)</b>
Análise da obrigação atuarial do plano:				
	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da obrigação atuarial	1.137.535	985.140	305.787	271.999
Valor justo dos ativos do plano	(1.108.746)	(962.786)		
Valor presente da obrigação coberta	1.108.746	962.786		
Valor presente da obrigação sem cobertura	28.789	22.354	305.787	271.999
Status do Plano	Parcialmente Fundado	Parcialmente Fundado	Sem Cobertura	Sem Cobertura

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

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	962.786	1.139.775		
Rendimento esperado dos ativos do plano	113.609	104.973		
Contribuições recebidas pelo fundo - Patrocinador	39.117	31.225	33.357	35.686
Contribuições recebidas pelo fundo - Participantes	10.766	11.891		
Benefícios Pagos pelo fundo	(66.858)	(59.206)	(33.357)	(35.686)
Ganhos/(Perda) atuariais	49.326	(265.872)		
<b>Valor justo dos ativos do plano no final do período</b>	<b>1.108.746</b>	<b>962.786</b>		
Cconciliação dos valores reconhecidos no balanço:				
	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura	28.789	22.354		
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos (Item 92)			52.004	
Passivo/(Ativo) líquido reconhecido no final do período (Saldo da dívida com a FACEB)			52.276	74.358

**Movimentação do passivo (ativo) líquido reconhecido no balanço**

Passivo (ativo) reconhecido no início do exercício	22.354	75.893
Contribuições aportadas no plano	(39.117)	(31.225)
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais	42.668	(29.916)
Despesas do exercício	2.884	7.602
<b>Passivo/(ativo) reconhecido no final do período</b>	<b>28.789</b>	<b>22.354</b>
	Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura	305.787	271.999
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos (Item 92)		
Passivo/(Ativo) líquido reconhecido no final do período	305.787	271.999

**Valores reconhecidos no balanço patrimonial**

Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos (Item 92)
Passivo/(Ativo) líquido reconhecido no final do período
**Movimentação do passivo (ativo) líquido reconhecido no balanço**

Passivo (ativo) reconhecido no início do exercício	271.999	110.914
Contribuições aportadas no plano	(33.357)	(35.686)
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais	26.819	168.112
Despesas do exercício	40.326	27.659
<b>Passivo/(ativo) reconhecido no final do período</b>	<b>305.787</b>	<b>271.999</b>

**(i) Plano Previdenciário**

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.137.535, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.108.746 resultou em um déficit de R\$ 28.789, constituindo-se, portanto em um passivo atuarial. Atualmente a CEB D, tem contabilizado em seu passivo o montante de R\$ 52.276, devido ao contrato de dívida que mantém junto à FACEB. O valor justo dos ativos do plano foi informado pela FACEB e, segundo a entidade, está precificado a mercado na posição de 30 de novembro de 2014. Do ativo total informado pela FACEB (R\$ 1.126.992) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exígível operacional (R\$ 3.398), exígível contingencial (R\$ 4.704) e fundos (R\$ 10.144), resultando no valor justo de R\$ 1.108.746, uma vez que essas parcelas do ativo não se destinam à cobertura das provisões matemáticas. Ressalte-se que o saldo do contrato de dívida da CEB 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, conforme demonstrado nos quadros anteriores, tendo apresentado, em 31 de dezembro de 2014, um déficit atuarial. A variação no resultado atuarial, quando comparado com a situação em 31 de dezembro de 2013 se deve às alterações cadastrais ocorridas no período, à redução na quantidade total de participantes e assistidos, conforme se observa nas estatísticas do plano, e, em especial, à expressiva elevação do Valor Justo dos Ativos do Plano, que aumentou 15,16% no período, enquanto a Obrigação Atuarial teve elevação de 15,47%. Os resultados apresentados pelo plano ao longo dos últimos períodos estão listados no quadro abaixo:

	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da Obrigação atuarial	1.137.535	985.140
Valor justo dos ativos do plano	(1.108.746)	(962.786)
<b>Resultado</b>	<b>28.789</b>	<b>22.354</b>
O quadro a seguir contém a despesa do plano de responsabilidade da patrocinadora, estimada para o exercício de 2015, calculada com base nos custos normais, no custo dos juros incidentes sobre a obrigação atuarial, nos rendimentos esperados do valor justo dos ativos do plano e nas contribuições estimadas dos participantes e assistidos.		
	2015	
Custo do serviço corrente	10.339	
Custo dos juros	136.125	
Rendimento esperado dos ativos do plano	(132.680)	
Contribuições dos participantes	(10.228)	
<b>Total da despesa estimada</b>	<b>3.556</b>	

O plano CEBPREV, por ser constituído na modalidade de contribuição definida, não imputa riscos às suas patrocinadoras e, por conseguinte, não gera a necessidade de provisão de benefícios pós-emprego para as patrocinadoras. Conforme o balancete desse plano posicionado em 30 de novembro de 2014, as provisões matemáticas de benefícios a conceder são iguais a R\$ 13.723 e o patrimônio de cobertura do plano é de R\$ 13.723, comprovando o equilíbrio atuarial do citado plano de benefícios. Não existem benefícios concedidos no plano na data desta reavaliação e além do patrimônio de cobertura do plano existem fundos previdenciais no montante de R\$ 194 para dar suporte à solvência do plano de benefícios.

**(iii) Plano CEB-SAÚDE**

O plano CEB-SAÚDE não gerou provisão de benefícios pós-emprego em função das disposições de seu regulamento que prevêm a participação da CEB Distribuição S/A, bem como das demais Associadas, apenas em relação aos participantes ativos e seus dependentes, não lhes imputando responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas. Dessa forma, não há qualquer provisão de benefícios pós-emprego a contabilizar em função desse plano de saúde.

**(iv) Plano Assistencial**

A avaliação atuarial do plano CEB-ASSISTENCIAL, posicionada em 31 de dezembro de 2014, revelou que a obrigação atuarial deste plano é de R\$ 305.787. Considerando-se que este plano não possui valor justo de ativos, então a obrigação atuarial calculada em 31 de dezembro de 2014 se encontra sem lastro de ativos financeiros. A composição deste passivo se dá da seguinte forma: a) passivo de curto prazo dos ativos: R\$ 11.595; b) passivo de longo prazo dos ativos: R\$ 73.173; c) passivo de curto prazo dos assistidos: R\$ 18.075 e d) passivo de longo prazo dos assistidos: R\$ 202.944.

O passivo líquido em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 271.999 e, computadas as variações ocorridas em 2014, conforme demonstradas nos quadros anteriores, têm-se um passivo líquido calculado atuarialmente em 31 de dezembro de 2014 de R\$ 305.787, sendo este o valor da obrigação de benefícios pós-emprego para o plano CEB-ASSISTENCIAL.

Considerando-se que a provisão atualmente contabilizada no montante de R\$ 313.087 é superior ao montante aqui informado, não há necessidade de aumento dessa provisão. A variação na obrigação atuarial decorreu da modificação na taxa de juros, conforme apresentada no quadro das premissas, que foi reduzida de 6,47%a.a. para 6,20%a.a. Além disso, o custo por usuário cresceu de R\$ 512,29 para R\$ 561,92, representando uma elevação de 9,69% e a quantidade de beneficiários experimentou uma pequena redução de 0,33%.

Despesa estimada para o exercício:

Custo do serviço corrente	2.463
Custo dos juros	37.863
<b>Total da despesa estimada</b>	<b>40.326</b>

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

	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da Obrigação atuarial	305.787	271.999
Valor justo dos ativos do plano	-	-
<b>Resultado</b>	<b>305.787</b>	<b>271.999</b>

Quadro demonstrativo da despesa total reconhecida na demonstração dos resultados:

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Custo do serviço corrente	11.012	(10.606)	(2.463)	(2.669)
Contribuições recebidas pelo fundo - Participantes	(10.766)	11.891		
Custo de juros	116.247	(113.860)	(37.862)	(24.990)
Rendimento esperado dos ativos do plano	(113.609)	104.973		
<b>Total da (despesas)/receita reconhecida no período</b>	<b>2.884</b>	<b>(7.602)</b>	<b>(40.325)</b>	<b>(27.659)</b>

Segue abaixo a abertura do valor justo dos ativos do plano por tipo de investimento. A maior parte dos ativos está concentrada em investimentos de renda fixa, como demonstrado a seguir:

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>Composição dos ativos</b>				
Disponível	0,24%	0,27%	N/A	N/A
Renda Fixa	86,34%	83,29%	N/A	N/A
Renda Variável	1,44%	6,00%	N/A	N/A
Investimentos estruturados	7,65%	6,40%	N/A	N/A
Investimentos Imobiliários	1,67%	1,24%	N/A	N/A
Empréstimos com Participantes	2,66%	2,80%	N/A	N/A
<b>Total percentual dos ativos do plano</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>

**(iii) Premissas Atuariais**

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>Premissas atuariais adotadas</b>				
<b>Financeira</b>				
Taxa de juros anual para cálculo do valor presente da obrigação	6,20%	6,47%	5,65%	6,47%
Expectativa de retorno do valor justo dos ativos do plano	11,97%	11,80%	0,00%	0,00%
Taxa anual de inflação	5,43%	5,01%	5,01%	5,01%
Taxa nominal de crescimento anual dos salários	5,43%	5,01%	5,01%	5,01%
Taxa nominal de crescimento dos benefícios do plano	5,43%	5,01%	5,01%	5,01%
Taxa de crescimento nominal anual dos custos de saúde	0,00%	0,00%	7,00%	7,00%
<b>Demográficas</b>				
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			
Assistidos	Família informada no cadastro			

**Comparativo evidenciando retorno esperado e o retorno real dos ativos do plano**

	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Taxa nominal de rendimento esperada sobre os ativos do plano	11,97%	11,80%	N/A	N/A

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

## 24. DEMAIS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Recursos para Futuro Aumento de Capital (a)	212.000	212.000	212.000	212.000
Consignações a Favor de Terceiros	73	89	13.230	4.996
Consumidores	1		12.477	10.108
Parcelamento de Multa ANEEL			6.415	7.425
Arrendamento			3.685	3.525
Adiantamento de Clientes			1.702	
Compensação Financeira Utilização de Recursos Hídricos			1.184	952
Retenção de Quotas RGR			724	724
Cauções e Garantia			705	732
Obrigações com Empresas Ligadas	167	107		
Outras Obrigações	92	19	3.274	4.092
<b>Total</b>	<b>212.333</b>	<b>212.215</b>	<b>255.396</b>	<b>244.554</b>
<b>Circulante</b>	<b>333</b>	<b>215</b>	<b>39.605</b>	<b>26.284</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>212.000</b>	<b>212.000</b>	<b>215.791</b>	<b>218.270</b>

(a) Refere-se a adiantamento efetuado pelo controlador, Governo do Distrito Federal, que necessita de aprovação na assembleia de acionistas para que seja incorporado ao capital da Companhia. O valor será incorporado ao capital pelo seu valor histórico.

## 25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### (a) Capital Social

O Capital autorizado é de R\$ 368.724, conforme art. 7º do Estatuto da Companhia, e o Capital Social subscrito e integralizado é de R\$ 342.056 (R\$ 342.056 em 31/12/2013). As ações são escriturais e sem valor nominal, sendo que as ações preferenciais de ambas as classes não têm direito a voto.

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

	31/12/2014	31/12/2013
<b>Capital Total em Ações</b>		
<b>Ações Ordinárias</b>	<b>4.576.432</b>	<b>4.576.432</b>
<b>Ações Preferenciais</b>	<b>4.607.026</b>	<b>4.607.026</b>
Classe A	1.313.002	1.313.002
Classe B	3.294.024	3.294.024
<b>Total</b>	<b>9.183.458</b>	<b>9.183.458</b>
<b>Valor Patrimonial por Ação:</b>		
Patrimônio Líquido	177.084	308.344
(-) Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(11.969)	(11.969)
<b>Total</b>	<b>165.115</b>	<b>296.375</b>
<b>Quantidade de Ações</b>	<b>9.183.458</b>	<b>9.183.458</b>
<b>Valor Patrimonial por Ação - Em (R\$)</b>	<b>17,98</b>	<b>32,27</b>

### (b) Ajuste de Avaliação Patrimonial

Neste grupo estão contabilizados os seguintes eventos:

#### (i) Custo Atribuído (Deemed Cost)

A reserva para ajustes de avaliação patrimonial foi constituída em decorrência dos ajustes por adoção do custo atribuído do ativo imobilizado na data de transição, no montante de R\$ 195.191, líquido de efeitos tributários.

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

O efeito decorrente da adoção do custo atribuído em 1º de janeiro de 2009 é demonstrado conforme quadro a seguir:

	Controladora	Consolidado
<b>Terrenos</b>		
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2008</b>	<b>1.442</b>	<b>1.442</b>
Ajustes por adoção do custo atribuído	295.744	295.744
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2009</b>	<b>297.186</b>	<b>297.186</b>
Alienação de Terreno - Exercício de 2009	(11.099)	(11.099)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2010 e 2011 – Valor Bruto</b>	<b>286.087</b>	<b>286.087</b>
Eleito Fiscal (IRPJ/CSLL 34%)	(97.270)	(97.270)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013, líquido do efeito fiscal</b>	<b>188.817</b>	<b>188.817</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014, líquido do efeito fiscal</b>	<b>188.817</b>	<b>188.817</b>

#### (ii) Ganhos/Perdas na Variação de Percentual em Participações Societárias

Em dezembro de 2011, foi contabilizado uma perda de capital por diluição de percentual no capital da Controlada em conjunto Energética Corumbá III S.A, o valor desta perda foi de R\$ 847 e foi apurado pelo cálculo da equivalência patrimonial. No Exercício de 2013, ocorreram os seguintes eventos: Em abril de 2013, houve novo aporte de capital pelos acionistas, os quais não foram proporcionais às participações detidas por cada acionista, este fato gerou uma perda de R\$ 31. O outro evento foi a declaração de dividendos destinados a CEB, que em relação ao percentual de participação total sobre o Capital Social da Controlada gerou um ganho de R\$ 47. Em abril de 2014, os acionistas Energy Power S.A e Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A realizaram aporte de capital no montante de R\$ 221. Esta operação gerou um ganho de capital a favor da CEB no valor de R\$ 83. Ainda em 2014, houve ganho de R\$ 10 devido a diluição de percentual em virtude de declaração de dividendos pela coligada Energética Corumbá III S.A. A perda acumula registrada com a Controlada Energética Corumbá III S.A na rubrica de ajuste de avaliação patrimonial em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 766.

Em outubro de 2012, os acionistas da coligada Corumbá Concessões S.A se reuniram em assembleia geral extraordinária e aprovaram e formalizaram a opção de compra da totalidade das ações preferenciais classe "B" de propriedade do Fundo de Investimento em Participações BRB Corumbá. Após a aquisição, estas ações foram contabilizadas na Coligada na rubrica de Ações em Tesouraria e gerou alteração na estrutura societária da Coligada, desta forma, a participação do Grupo na Coligada passou de 39,07% para 45,57% gerando um ganho na variação de percentual de R\$ 18.623. Em 2014, ocorreu o registro R\$ 39 gerado por ganho por diluição de percentual devido a dividendos pagos do exercício de 2013.

#### (iii) Perdas Atuariais – Plano Assistencial e Previdenciário

A Companhia reconheceu em 1º de janeiro de 2013 perdas atuarial referente aos planos assistencial e previdenciário dos empregados da Controlada CEB D no montante de R\$ 165.240. O valor desta perda foi registrada no patrimônio líquido da Companhia de acordo com a regra estabelecida no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. Em 31 de dezembro de 2014, o montante da perda atuarial é de R\$ 186.441 (R\$ 158.116 em 2013).

Em 31 de dezembro de 2014, a composição do saldo da rubrica "Ajustes de avaliação patrimonial" é a seguinte:

	31/12/2014	31/12/2013
Custo atribuído do Ativo Imobilizado	188.817	188.817
Ganho na Variação de Percentual – Corumbá Concessões S.A (ii)	18.662	18.623
Perda de Capital na Diluição de Percentual – Energética Corumbá III S.A	(766)	(859)
Perdas Atuarial - Plano Assistencial (iii)	(186.441)	(158.116)
Outras Movimentações - Coligadas	53	33
<b>Total</b>	<b>20.325</b>	<b>48.498</b>

### (c) Resultado do exercício

Em 2014, a Companhia apurou um Prejuízo no exercício de R\$ 106.107 (R\$ 95.621 em 2013).

### (d) Reserva de lucros

**Reserva legal:** É constituída à razão de 5% do lucro líquido apurado a cada exercício nos termos do art. 193 da Lei 6404/76, até o limite de 20% do capital social. A destinação é facultativa quando a reserva legal, somada às reservas de capital, exceder em 30% o capital social. A reserva somente é utilizada para aumento do capital social ou para absorção de prejuízos.

### (f) Distribuição de Dividendos

A política de dividendos da entidade consta no Art. 9º do Estatuto vigente, em relação às ações preferenciais classe A:

I - Prioridade no recebimento de dividendos mínimos de 10% ao ano, calculados proporcionalmente ao que elas representem do capital social integralizado até a data do encerramento do exercício correspondente.

II - Prioridade no reembolso do capital até o valor do patrimônio líquido das ações, em caso de liquidação da Companhia, sem prêmio.

O Art. 10º apresenta o seguinte texto relacionado aos titulares das ações preferenciais classe B: "[...] gozarão de prioridade no reembolso do capital até o valor do patrimônio líquido das ações, sem prêmio, após o reembolso da classe A, em caso de liquidação da Companhia.", Ainda, em Parágrafo único, no mesmo artigo "[...] ações preferenciais classe B não têm direito a dividendo fixo ou mínimo". Conforme consta no Estatuto Art. 38 parágrafo 1º "Será sempre assegurado às ações preferenciais classe B, [...] o recebimento de dividendos 10% maiores do que os pagos às ações ordinárias.

## 26. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

O Grupo possui quatro segmentos divulgáveis, conforme descrito abaixo, que são as unidades de negócio estratégicas do Grupo. Para cada uma das unidades de negócios estratégicas, a Administração do Grupo analisa os relatórios internos periodicamente. O seguinte resumo descreve as operações em cada um dos segmentos reportáveis do Grupo:

- Distribuição e comercialização de energia elétrica: tem como atribuição distribuir e comercializar energia, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos. Atua por intermédio da CEB D;

- Geração de energia – tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulicas. Atua por intermédio da empresa CEB Geração S/A.;

- Comercialização de energia elétrica – tem como atribuição comercialização de energia. Atua por intermédio da CEB Lajeado S.A e CEB Participações S.A.;

- Outros – Neste segmento estão a Companhia Energética de Brasília - CEB – que tem como atribuição a participação em outras sociedades, como sócia-quotista ou acionista e a prestação de serviços de manutenção do parque de iluminação pública do Distrito Federal e a Companhia Brasileira de Gás – CEBGAS, que tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás canalizado.

Em 2014 a Receita Operacional Bruta registrada pelo fornecimento de energia elétrica e prestação de serviços com o Governo do Distrito Federal (Administrações Regionais, Empresas Públicas, Secretarias de Estado de Governo e demais Órgãos) totalizou R\$ 371.271, representando 13,02% da Receita Operacional Bruta Consolidada (R\$ 346.876 – 15,68% da Receita Operacional Bruta Consolidada em 2013).

Informações referentes aos resultados de cada segmento reportável para os períodos findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013 estão incluídas abaixo:

	Distribuição		Geração		Comercialização		Outros		Eliminações		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.029.225</b>	<b>1.545.727</b>	<b>17.713</b>	<b>16.262</b>	<b>131.891</b>	<b>126.119</b>	<b>72.506</b>	<b>42.624</b>	<b>(128.352)</b>	<b>(122.059)</b>	<b>2.122.783</b>	<b>1.608.673</b>
Energia Elétrica comprada para												
Relevada	(1.364.658)	(979.132)	(270)	(715)	(58.105)	(12.877)			127.577	121.239	(1.295.456)	(871.485)
Encargos de uso da rede elétrica	(83.844)	(58.819)	(782)	(776)	(11.497)	(12.441)			771	776	(95.352)	(71.260)
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>(1.448.502)</b>	<b>(1.037.951)</b>	<b>(1.052)</b>	<b>(1.491)</b>	<b>(69.602)</b>	<b>(25.318)</b>	<b>128.348</b>	<b>122.015</b>	<b>(1.390.808)</b>	<b>(942.745)</b>		
Pessoal	(176.827)	(187.620)	(2.860)	(2.347)	(2.576)	(2.405)	(12.467)	(10.679)		(194.730)	(203.051)	
Entidade de Previdência Privada	(7.810)	(7.727)					(5)			(7.815)	(7.727)	
Material	(5.210)	(5.260)	(48)	(36)	(8)	(23)	(3.045)	(629)		(8.311)	(5.948)	
Serviço de Terceiros	(121.059)	(116.830)	(4.287)	(2.933)	(5.818)	(4.455)	(55.538)	(30.958)		(186.702)	(155.176)	
Depreciação e Amortização	(45.494)	(42.694)	(357)	(359)	(6.800)	(6.593)	(429)	(461)		(52.880)	(50.107)	
Provisões	(16.598)	(19.538)	(44)	(26)	(1.217)	(1.118)	(1.271)	(1.269)	(7.870)	(19.130)	(28.821)	
Custo de Construção	(121.314)	(186.967)										
Estimativas (Reversão) de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(69.317)	(54.548)								(1.392)	(70.709)	(54.548)
Arrendamento					(40.131)	(38.386)					(40.131)	(38.386)
Outras	15.110	(14.628)	(1.205)	(1.035)	(6.667)	(5.367)	(3.789)	(4.154)	4	7.914	3.453	(17.270)
<b>DESPESAS E CUSTOS OPERACIONAIS</b>	<b>(548.519)</b>	<b>(635.812)</b>	<b>(8.801)</b>	<b>(6.736)</b>	<b>(63.017)</b>	<b>(57.347)</b>	<b>(77.936)</b>	<b>(48.150)</b>	<b>4</b>	<b>44</b>	<b>(698.269)</b>	<b>(748.001)</b>
Equivalência Patrimonial					16.769	17.025	(102.934)	(96.365)	71.237	109.965	(14.928)	40.625
<b>RESULTADO BRUTO</b>	<b>32.204</b>	<b>(128.036)</b>	<b>7.860</b>	<b>8.035</b>	<b>15.841</b>	<b>60.479</b>	<b>(108.364)</b>	<b>(91.891)</b>	<b>71.237</b>	<b>109.965</b>	<b>18.778</b>	<b>(41.448)</b>
Receita Financeira	58.346	58.852	1.140	721	8.884	6.931	3.095	1.953	(2.862)	71.465	65.595	
Despesa Financeira	(80.749)	(64.415)	(43)	(34)	(825)	(3.515)	(186)	(3.923)	2.862	(81.803)	(69.025)	
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(22.403)</b>	<b>(5.563)</b>	<b>1.097</b>	<b>687</b>	<b>8.059</b>	<b>3.416</b>	<b>2.909</b>	<b>(1.970)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.338)</b>	<b>(3.430)</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS</b>	<b>9.801</b>	<b>(133.599)</b>	<b>8.957</b>	<b>8.722</b>	<b>23.900</b>	<b>63.895</b>	<b>(105.455)</b>	<b>(93.861)</b>	<b>71.237</b>	<b>109.965</b>	<b>8.440</b>	<b>(44.878)</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(53)	(939)	(746)	(3.987)	(15.569)	(1.169)	(2.301)			(6.095)	(18.669)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(98.664)	(11.616)										(98.664)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>(88.863)</b>	<b>(145.268)</b>	<b>8.018</b>	<b>7.976</b>	<b>19.913</b>	<b>48.326</b>	<b>(106.624)</b>	<b>(96.162)</b>	<b>71.237</b>	<b>109.965</b>	<b>(96.319)</b>	<b>(75.163)</b>
Atribuído ao Acionista Controlador											(106.107)	(95.621)
Atribuído aos Acionistas não Controladores											9.788	20.458
<b>INFORMAÇÕES ADICIONAIS</b>												
Receita Operacional Líquida	2.029.225	1.545.727	17.713	16.262	131.891	126.119	72.506	42.624			2.251.135	1.730.732
Receita entre Segmentos	(775)	(820)			(127.577)	(121.239)					(128.352)	(122.059)
Receitas com Clientes Externos	2.028.450	1.544.907	17.713	16.262	4.114	4.880	72.506	42.624			2.122.783	1.608.673

## 27. DESDOBRAMENTO DAS CONTAS DO RESULTADO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Fornecimento de Energia Elétrica (*)			1.972.674	1.789.266
Energia de Curto Prazo			305.068	89.316
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros			241.431	
Receita de Construção			121.314	186.967
Receita de Prestação de Serviços			80.086	47.154
Aporte de Recursos da CDE			38.630	18.892
Suprimento de Energia			32.500	30.297
Arrendamento e Aluguéis			24.341	23.317
Disponibilidade do Sistema de Distribuição			17.396	17.602
Receita de Venda de Gás			4.608	5.575
Outras Receitas			1.637	3.155
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>77.610</b>	<b>43.081</b>	<b>2.839.685</b>	<b>2.211.541</b>
Impostos	(1.553)	(862)	(400.296)	(365.038)
Contribuições	(7.179)	(3.985)	(268.672)	(202.333)
Encargos do Consumidor			(47.933)	(35.497)
Descontos Incondicionais			(1)	
<b>Deduções da Receita Operacional Bruta</b>	<b>(8.732)</b>	<b>(4.847)</b>	<b>(716.902)</b>	<b>(602.868)</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>68.878</b>	<b>38.234</b>	<b>2.122.783</b>	<b>1.608.673</b>

(\*) 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. Em 31 de dezembro de 2014, o valor corresponde a R\$ 63.096 (R\$ 52.121 em 31/12/2013).

A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013)

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA – CEB

	<b>Notas</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
<b>Receitas</b>		<b>77.610</b>	<b>43.081</b>
<b>Receita de Prestação de Serviços</b>		<b>77.610</b>	<b>43.081</b>
Governo do Distrito Federal	<b>g</b>	77.610	43.081
<b>Despesas</b>		<b>1.396</b>	<b>930</b>
<b>Despesas Financeiras</b>			<b>886</b>
<b>Juros de empréstimos</b>			<b>886</b>
CEB Lajeado S.A	<b>h</b>		886
<b>Outras Despesas</b>		<b>1.396</b>	<b>44</b>
<b>Despesa de Locação de Imóvel</b>		<b>4</b>	<b>44</b>
CEB Distribuição S.A	<b>i</b>	4	44
<b>Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa</b>		<b>1.392</b>	
Governo do Distrito Federal	<b>j</b>	1.392	

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

b) Representa valores a receber de dividendos declarados e Juros sobre o Capital Próprio sobre o resultado das controladas.

c) Representa valores de repasse de faturas de órgãos públicos que foram creditados em conta corrente da CEB D e que serão repassados através de encontro de contas a CEB.

d) Trata-se de dividendos a pagar ao acionista controlador.

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

f) Refere-se a valores a pagar de depósito de faturas de órgãos públicos realizado na conta corrente da Companhia Energética de Brasília – CEB e que é repassado através de encontro de contas a CEB D.

g) Representa a receita pelos serviços de iluminação pública (obras e manutenção da rede) prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF (Administrações Regionais, Empresas Públicas, Secretarias de Governo e Outros). Estes serviços são faturados de acordo com os contratos firmados entre a CEB e o Governo de Distrito Federal – GDF e totalizaram R\$ 77.610 no exercício de 2014 e a margem líquida média dos contratos de manutenção e obras é de 7,74%.

h) Representa o valor de encargos financeiros sobre repasse de empréstimo realizado pela controlada CEB Lajeado S.A a CEB. Os encargos cobrados sobre este empréstimo eram CDI + spread de 0,28 a.m, o empréstimo foi quitado em fevereiro de 2013.

i) Trata-se de contrato de aluguel de salas utilizadas pela Companhia Energética de Brasília – CEB, reajustado anualmente pelo IGP-M com vencimento em 17 de fevereiro de 2014. O contrato foi rescindido em janeiro de 2014 e teve sua última parcela paga em fevereiro de 2014 referente à competência de Janeiro.

j) Representa a estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa com o Governo do Distrito Federal – GDF, pelos serviços de manutenção e obras de IP por serviços prestados pela CEB.

(ii) **Operações do Grupo e seus acionistas controladores e colgadas**

	<b>Notas</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
<b>Transações com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)</b>			<b>Consolidado</b>
<b>Ativo</b>		<b>124.611</b>	<b>121.696</b>
<b>Contas a Receber, Líquida da PCLD</b>		<b>116.255</b>	<b>110.710</b>
Corumbá Concessões S/A	<b>a</b>	200	192
Energética Corumbá III S/A	<b>a</b>	53	34
Governo do Distrito Federal	<b>b</b>	116.002	110.484
<b>Demais Ativos</b>		<b>8.356</b>	<b>10.986</b>
<b>Dividendos/JSCP</b>	<b>c</b>	<b>7.773</b>	<b>10.227</b>
Corumbá Concessões S/A			1.803
Energética Corumbá III S/A		482	1.203
Investco S/A		7.291	7.221
<b>Outras Operações</b>		<b>583</b>	<b>759</b>
Governo do Distrito Federal	<b>d</b>	583	759
<b>Passivo</b>		<b>478.177</b>	<b>420.624</b>
<b>Fornecedores</b>		<b>53.074</b>	<b>56.599</b>
Corumbá Concessões S/A	<b>e</b>	48.727	53.567
Energética Corumbá III S/A	<b>e</b>	4.347	3.032
<b>Contribuição de Iluminação Pública</b>		<b>213.103</b>	<b>129.031</b>
Governo do Distrito Federal	<b>f</b>	213.103	129.031
<b>Dividendos</b>		<b>18.623</b>	<b>22.994</b>
Governo do Distrito Federal	<b>g</b>	18.623	22.994
<b>Outras Obrigações</b>		<b>212.000</b>	<b>212.000</b>
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – Governo do Distrito Federal	<b>h</b>	212.000	212.000
	<b>Notas</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>

	<b>Notas</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
<b>Receitas</b>		<b>374.639</b>	<b>350.511</b>
<b>Receita de Comercialização de Energia</b>	<b>i</b>	<b>2.949</b>	<b>3.117</b>
Corumbá Concessões S/A		2.332	2.462
Energética Corumbá III S/A		616	655
<b>Receita de Prestação de Serviços e Fornecimento de Energia Elétrica</b>		<b>371.271</b>	<b>346.876</b>
Governo do Distrito Federal	<b>j</b>	371.271	346.876
<b>Receita de Dividendos</b>	<b>k</b>	<b>419</b>	<b>518</b>
BSB Energética S.A		222	518
Investco S.A		197	
<b>Despesas</b>		<b>222.818</b>	<b>245.693</b>
<b>Energia Comprada para Revenda</b>		<b>176.314</b>	<b>207.134</b>
Corumbá Concessões S/A	<b>l</b>	139.683	171.988
Energética Corumbá III S/A	<b>l</b>	36.631	35.146
<b>Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa</b>		<b>46.504</b>	
Governo do Distrito Federal	<b>m</b>	46.504	
<b>Perdas com Contas a Receber</b>			<b>38.559</b>
Governo do Distrito Federal	<b>n</b>		38.559

a) As empresas Corumbá Concessões S.A e Energética Corumbá S.A são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da CEB D e pagam pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

b) Trata-se do fornecimento de energia elétrica (CEB D) e serviços de iluminação pública (obras e manutenção da rede) (Companhia Energética de Brasília – CEB) prestado ao Governo do Distrito Federal - GDF. Pelo fornecimento de energia elétrica é cobrada a tarifa homologada pelo órgão regulador para a classe Poder Público e pelos serviços de obras e manutenção da rede de Iluminação Pública a cobrança é feita com base em contratos firmados entre a CEB e o Governo do Distrito Federal - GDF. Em 2011 a CEB D firmou contrato de parcelamento de dívidas com a Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal – CAESB no montante de R\$ 28.237 para pagamento em 48 parcelas fixas, atualizados pelo INPC até a data da renegociação e acrescidas de encargos de 1% ao mês. Pelo serviço de iluminação pública os valores são acordados entre as partes mediante contrato de prestação de serviços.

c) Representa valores a receber de dividendos declarados e Juros sobre o Capital Próprio sobre o resultado das colgadas.

d) A CEB D possui empregados cedidos a órgãos do Governo do Distrito Federal. Os órgãos beneficiários efetuam mensalmente o ressarcimento do custo efetivo dos salários e dos benefícios dos empregados cedidos da CEB D. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais.

e) A CEB D tem contratos bilaterais de Suprimento de Energia com as empresas Corumbá Concessões S.A e Energética Corumbá III S.A., com prazos de vigência até 07/07/2015. Os valores das tarifas praticadas em 31 de dezembro de 2014 para estes contratos são R\$ 212,85 MWh e R\$ 211,21 MWh respectivamente, e são atualizados pelo IGP -M.

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

A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica e devida ao Governo do Distrito federal (GDF). Em 31 de dezembro de 2014 o montante a repassar ao GDF era de R\$ 213.103, atualizado pelo INPC.

g) Trata-se de dividendos a pagar ao acionista controlador.

h) Representa o valor dos adiantamentos para futuro aumento de capital (AFAC) realizado do Governo do Distrito Federal – GDF, para aportes no capital da Companhia Energética de Brasília – CEB.

i) As empresas Corumbá Concessões S/A e Energética Corumbá III são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da CEB D e pagam pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

j) Representa a receita pelos serviços de iluminação pública (obras e manutenção da rede) e do fornecimento de energia elétrica ao Governo do Distrito Federal – GDF. O serviço de fornecimento de energia elétrica apresentou um montante de R\$ 293.661 que é cobrado de acordo com a tarifa homologada pelo órgão regulador – ANEEL. Para os serviços de obras e manutenção da rede de Iluminação Pública os valores são faturados de acordo com os contratos firmados entre a CEB e o Governo de Distrito Federal – GDF. Estes serviços totalizaram o montante de R\$ 77.610 e a margem líquida média dos contratos de manutenção e obras é de 7,74%.

k) Representa a receita de dividendos recebidos pela CEB pelo investimento em participação societária em empresas avaliadas pelo custo.

l) A CEB D tem contratos bilaterais de Suprimento de Energia com as empresas Corumbá Concessões S.A e Energética Corumbá III S.A., com prazos de vigência até 07 de julho de/2015. Os valores das tarifas praticadas em 31 de dezembro de 2014 para estes contratos são R\$ 212,85 MWh e R\$ 211,21 MWh respectivamente, e são atualizados pelo IGP.M.

m) Representa a estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa com o Governo do Distrito Federal – GDF, de créditos vencidos há mais de 360 dias cuja natureza do serviço inclui o fornecimento de energia elétrica registrado na CEB D no montante de R\$ 46.312 e serviços de manutenção e obras de IP por serviços prestados pela CEB no valor de R\$ 1.392.

n) Trata-se de valores registrados como perdas com contas a receber com o Governo do Distrito Federal – GDF, devido a prescrição dos créditos.

(iii) **Operações com a FACEB**

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB. Vide detalhes das transações na Nota 22.

(d) **Acordo de Cooperação Técnica**

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

## 30. SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2014, a cobertura de seguros contra riscos operacionais da CEB D incluiu danos materiais, não havendo cobertura para lucros cessantes e responsabilidade civil. Os bens móveis e imóveis compostos por equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios e demais instalações relacionadas aos prédios administrativos, operacionais, laboratórios e subestações de distribuição, componentes do Ativo Imobilizado, conforme os critérios de riscos constantes do relatório técnico estão cobertos até 30 de dezembro de 2015, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos, cujo custo do prêmio foi de R\$ 1.001 e a importância segurada de R\$ 426.197. Os bens das Usinas Luis Eduardo Magalhães, Queimado, Corumbá III e Corumbá IV também estão devidamente segurados.

## 31. EVENTOS SUBSEQUENTES

**Revisão Tarifária Extraordinária**

Em reunião pública realizada em 27 de fevereiro de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou um índice médio de reajuste tarifário extraordinário de 24,14%, da controlada CEB Distribuição S.A, com vigência a partir de 02 de março de 2015. A Revisão Tarifária Extraordinária (“RTE”) está prevista nos contratos de concessão das distribuidoras sendo permitido que a Aneel revise suas tarifas quando houver um desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos resultante de alterações nos custos não gerenciáveis das concessionárias, tais como custos de compra de energia e encargos. Esse reajuste tem por finalidade cobrir os custos do setor elétrico decorrentes da aquisição da energia comprada para revenda, da elevação da tarifa de Itaipu Binacional e da revisão das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

## 32. CONCILIAÇÃO DO RESULTADO DO PERÍODO E O FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS

		<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>
		<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2013</b>
<b>Resultado antes do Impostos de Renda e da Contribuição Social</b>		<b>(104.938)</b>	<b>(93.320)</b>	<b>8.440</b>
<b>Ajustes ao Lucro/(Prejuízo) Líquido do Exercício</b>				
Depreciação e Amortização		160	184	52.880
Resultado de Equivalência Patrimonial		102.934	86.365	14.928
Perda na Alienação de Imobilizado e Intangível				(1.610)
Receita de Construção				(121.314)
Custo de Construção - Concessão				121.314
Dividendos Prescritos				(4.372)
Atualização Monetária - Ativo Financeiro Indenizável				(12.754)
Encargos da Dívida			886	26.655
Ajuste a Valor Presente				14
Custo da Transação com Empréstimos			2.974	2.974
Prov./Reversões de Riscos Trabalhista, Cível, Tributários e Regulatórios		22	1.226	12.576
Dividendos Recebidos - Custo		(520)	(557)	(520)
Outros			1	
		<b>102.596</b>	<b>91.079</b>	<b>87.797</b>

**(Acréscimos)/Decréscimos nos Ativos Operacionais**

Aplicações Financeiras			295	9.510
Contas a Receber	(52.337)	(374)	(85.970)	43.663
Estoques	1.984	(1.744)	15.288	(26.075)
Depósitos e Bloqueios Judiciais	(177)	(9)	(1.257)	(860)
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros			(277.575)	
Tributos e Contribuições Compensáveis	(867)	2.467	13.536	(10.327)
Demais Créditos	5.418	(4.531)	(38.641)	(14.824)
	<b>(45.979)</b>	<b>(4.191)</b>	<b>(374.324)</b>	<b>1.087</b>

**Acréscimos/(Decréscimos) nos Passivos Operacionais**

Fornecedores	955	3.930	41.674	179.219
Obrigações Tributárias	(279)	(3.045)	66.847	985
Contribuição de Iluminação Pública			91.959	75.845
Encargos Regulatórios			28.834	4.240
Obrigações Sociais e Trabalhistas	69	112	(682)	8.540
Obrigações Societárias		(54)		(1.661)
Benefícios Pós Emprego			(25.270)	(25.145)
Demais Obrigações	118	(170)	10.842	(11.601)
Outras Variações Ativas e Passivas	(473)	(828)	49.750	(30.172)
	<b>390</b>	<b>(55)</b>	<b>263.954</b>	<b>200.250</b>

**Caixa Proveniente das Atividades Operacionais**

Recebimento de Dividendos/Juros s/ Capital Próprio	46.772	29.086	16.064	16.778
Pagamento de Imposto Renda e Contribuição Social	(321)	(2.097)	(6.815)	(9.181)
Pagamento de Encargos da Dívida		(1.534)	(24.269)	(27.192)
Pagamento de Riscos Trabalhista, Cível, Tributárias e Regulatórios	(34)	(2.153)	(43)	(2.153)
	<b>46.417</b>	<b>23.302</b>	<b>(15.063)</b>	<b>(21.748)</b>

**Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais**

	<b>(1.514)</b>	<b>16.815</b>	<b>(29.196)</b>	<b>158.410</b>
--	----------------	---------------	-----------------	----------------

Brasília, 18 de março de 2015.

<b>FRANCISCO AURÉLIO SAMPAIO SANTIAGO</b> <b>Diretor-Presidente</b>	<b>PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO</b> <b>Diretor Técnico</b>
<b>FERNANDO OLIVEIRA FONSECA</b> <b>Diretor de Geração e Negócios</b>	<b>ARI JOAQUIM DA SILVA</b> <b>Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores</b>
<b>THIAGO CAVALCANTE SANTOS</b> <b>Contador - CRC – DF 022977/0</b>	

## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Administradores e Acionistas da

**COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA S.A.**

Brasília – DF

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da **COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA S.A.** (“Companhia”), respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

**Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações contábeis**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

**Responsabilidade dos auditores independentes**

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as Demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas Demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

**Opinião sobre as demonstrações contábeis**

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética de Brasília S.A. em 31 de dezembro de 2014, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

**Ênfases**

Chamamos a atenção para o fato de que a controlada direta CEB Distribuição S.A. apresenta um histórico de deficiência de capital de giro e de negativa rentabilidade. Adicionalmente, em razão das características inerentes à sua atividade operacional e por exigência dos órgãos concedente e regulador, existe a necessidade de constantes e relevantes investimentos para manutenção e desenvolvimento das suas atividades. Esses fatos indicam a existência de incerteza significativa que pode levantar dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da Administração para manutenção das atividades estão descritos na Nota Explicativa nº 1.2 (ii). Ademais, conforme nota explicativa nº 1.2 (vi), a Companhia é detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 066/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da ANEEL, com prazo de vencimento em

## PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Energética de Brasília - CEB, no âmbito das suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório Anual da Administração referente ao exercício de 2014, e examinou o Balanço Patrimonial Individual e Consolidado da Companhia Energética de Brasília - CEB, levantados em 31 de dezembro de 2014, as respectivas Demonstrações de Resultados, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa. As peças foram apresentadas de forma comparativa aquelas encerradas no exercício findo em 31 de dezembro de 2013, todas elaboradas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, instruções da CVM, normas reguladoras do Tribunal de Contas do Distrito Federal e Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). O Colegiado tomou conhecimento do parecer da BDO Auditores Independentes, emitido sem ressalvas.

Com base nos documentos apresentados e no relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras, o Conselho Fiscal concluiu, por maioria, à exceção dos Conselheiros Luis Antonio Esteves Noel e Marcello Joaquim Pacheco, que apresentaram votos apartados, que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, sendo de opinião que se encontram em condições de serem submetidas à deliberação final da Assembleia Geral Ordinária da Companhia Energética de Brasília - CEB.

## DECISÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Companhia Energética de Brasília - CEB, com amparo na Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e no Estatuto Social da Companhia, art. 20, inciso I, examinou o Relatório da Administração da Empresa e as Demonstrações Financeiras, acompanhadas dos respectivos documentos complementares, relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014; e tomou conhecimento do parecer da BDO Auditores Independentes, emitido sem ressalvas. O Conselho de Administração manifestou-se, por maioria, que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, à exceção dos Conselheiros Maria Lúcia Barbosa Lins e Rafael Lycurgo Leite, que apresentaram votos apartados, e **DECIDIU** submetê-las à deliberação da Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia.

FRANCISCO AURÉLIO SAMPAIO SANTIAGO	ARI JOAQUIM DA SILVA
EDUARDO LEVY CARDOSO MOREIRA	ENÉAS FERNANDES DE AGUIAR
JOSÉ JORGE DE VASCONCELOS LIMA	RICARDO BERNARDO DA SILVA
SAVIO DE FARIA CARAM ZUQU	