

CEB DISTRIBUIÇÕES.A.

Informações Trimestrais - ITR  
Em 31 de março de 2015

CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.

Informações Trimestrais - ITR  
Em 31 de março de 2015

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis

Balancos patrimoniais

Demonstrações dos resultados

Demonstração dos resultados abrangentes

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Demonstrações dos fluxos de caixa - método direto

Demonstrações do valor adicionado

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis

## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE A REVISÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS (ITR)

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da  
CEB Distribuição S.A.  
Brasília - DF

### Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da CEB Distribuição S.A. (“Companhia”), referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2015, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

A Administração é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

### Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de informações intermediárias executada pelo auditor da entidade e ISRE 2410 - *Review of interim financial information performed by the independent auditor of the entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente, às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

## Conclusão sobre as informações contábeis intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21 (R1), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis a elaboração das Informações Trimestrais (ITR).

## Ênfases

Chamamos a atenção para o fato de que a Companhia 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 1.11. Ademais, conforme Nota Explicativa nº 1.4, 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 vencimento em 7 de julho de 2015. As informações contábeis intermediárias mencionadas no primeiro parágrafo foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios e, assim, não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos, que seriam requeridos na impossibilidade de a Companhia continuar operando. Nossa conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

## Outros assuntos

### Demonstrações do Valor Adicionado

Revisamos, também, a Demonstração do Valor Adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2015, elaborada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR). Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.



As demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2014 e 31 de março de 2014, utilizadas para fins de comparação foram auditadas/revisadas por nós, contendo ressalva quanto à ausência de conciliação dos fornecedores, regularizada no exercício de 2014 e ênfases quanto aos seguintes assuntos: i) créditos junto ao Governo do Distrito Federal, vencidos há longa data, provisionados integralmente no exercício de 2014; ii) Não repasse da contribuição da iluminação pública ao Governo do Distrito Federal, já devidamente parcelada junto ao Governo do Distrito Federal; iii) pelo histórico de deficiência no capital de giro da Companhia.

Brasília, 13 de maio de 2015.



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

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

Fernando Eduardo Ramos dos Santos  
Contador CRC 1 GO 014553/O-0 – S - DF

**Balancos Patrimoniais em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014**

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	31/03/2015	31/12/2014	Passivo	Nota	31/03/2015	31/12/2014
<b>Ativo circulante</b>				<b>Passivo circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	6	46.139	30.845	Fornecedores	17	454.315	386.514
Contas a receber	7	418.349	380.998	Tributos e contribuições sociais	19	322.571	189.448
Créditos com empregados		2.188	1.497	Contribuição de iluminação pública	20	105.701	83.603
Tributos e contribuições sociais compensáveis	9	9.766	12.741	Empréstimos e financiamentos	18	84.867	69.418
Estoques	10	16.230	18.547	Benefícios a empregados	25	73.681	60.859
Ativo Financeiro Setorial	12	398.294	204.972	Consumidores		15.158	12.476
Outros créditos	8	90.104	76.660	Passivo Financeiro Setorial	12	52.164	66.427
				Provisões e encargos sobre folha de pagamento	21	31.778	31.732
Total do circulante		981.070	726.260	Encargos do consumidor a recolher		37.522	2.726
				Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	33.826	33.461
				Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	23	6.111	5.844
				Obrigações Societárias		-	-
				Outras obrigações	24	33.313	22.290
<b>Não circulante</b>							
<b>Realizável a longo prazo</b>				Total do circulante		1.251.007	964.798
Contas a receber	7	7.803	7.733				
Tributos e contribuições sociais compensáveis	9	13.909	15.676	<b>Não circulante</b>			
Ativo financeiro de concessões	13	854.444	841.273	Tributos e contribuições sociais	19	52.654	147.006
Cauções e depósitos vinculados	11	900	900	Contribuição de iluminação pública	20	127.402	129.500
Ativo Financeiro Setorial	12	-	138.738	Empréstimos e financiamentos	18	240.860	251.694
Outros créditos	8	648	610	Benefícios a empregados	25	283.594	294.899
		877.704	1.004.930	Superávit de baixa renda	26	111.922	108.557
<b>Propriedades para Investimento</b>	14	276.114	276.114	Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	23	70.763	70.212
				Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	42.121	37.106
				Outras obrigações	24	3.132	3.791
<b>Imobilizado</b>	15	76.961	82.652				
				Total do não circulante		932.448	1.042.765
<b>Intangível</b>	16	9.805	21.356				
				<b>Patrimônio líquido</b>	27		
				Capital social realizado		580.532	580.532
				Prejuízos acumulados		(542.333)	(476.783)
Total do não circulante		1.240.584	1.385.052				
				Total do patrimônio líquido		38.199	103.749
<b>Total do ativo</b>		<u>2.221.654</u>	<u>2.111.312</u>	<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<u>2.221.654</u>	<u>2.111.312</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

**Demonstrações dos resultados**  
**Exercícios findos em 31 de março de 2015 e 2014**  
 (Em milhares de Reais)

	Notas	31/03/2015	31/03/2014
<b>Receita líquida</b>	29.a	<u>573.881</u>	<u>387.510</u>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	29.b	<u>(504.705)</u>	<u>(414.286)</u>
Custo com energia elétrica		(444.639)	(333.997)
Custo de operação		(60.066)	(80.289)
<b>Custo dos serviços prestados a terceiros</b>		<b>(123)</b>	<b>(433)</b>
<b>Lucro bruto</b>		<u>69.053</u>	<u>(27.209)</u>
<b>Despesas operacionais</b>	29.c	<u>(61.037)</u>	<u>(56.022)</u>
Despesas com vendas		(29.788)	(20.233)
Despesas gerais e administrativas		(31.879)	(35.565)
Outras Receitas/Despesas Operacionais, líquidas		630	(224)
<b>Resultado do serviço</b>		<u>8.016</u>	<u>(83.231)</u>
<b>Resultado financeiro</b>	29.d	<u>(42.429)</u>	<u>(5.004)</u>
Receitas financeiras		15.673	7.635
Despesas financeiras		(58.102)	(12.639)
<b>Lucro líquido (prejuízo) antes da CSLL e do IRPJ</b>		<u>(34.413)</u>	<u>(88.235)</u>
Imposto de renda e contribuição social - Corrente		-	-
Imposto de renda e contribuição social - Diferido	18	<u>(23.309)</u>	<u>-</u>
<b>Lucro líquido (prejuízo) do período</b>		<u>(57.722)</u>	<u>(88.235)</u>
<b>Lucro (prejuízo) por ações básico</b>		<b>(0,0994)</b>	<b>(0,1520)</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

**Demonstrações dos resultados abrangentes**  
**Exercícios findos em 31 de março de 2015 e 2014**

*(Em milhares de Reais)*

	<b>31/03/2015</b>	<b>31/03/2014</b>
<b>Resultado Líquido do período</b>	(57.722)	(88.235)
(+-) Outros resultados abrangentes		
Ganhos(Perdas) Atuariais Benefícios Pós-Emprego	<u>7.828</u>	<u>2.090</u>
<b>Resultado Abrangente do Período</b>	<u><u>(49.894)</u></u>	<u><u>(86.145)</u></u>



**Demonstrações das mutações do patrimônio líquido dos exercícios findos em 31 de março de 2015 e 2014**

*(Em milhares de Reais)*

	<b>Capital social realizado</b>	<b>Lucros/ prejuízos acumulados</b>	<b>Total do Patrimônio Líquido</b>
<b>Saldo em 01 de janeiro de 2014</b>	<b>580.532</b>	<b>(359.595)</b>	<b>220.937</b>
Prejuízo do exercício	-	(88.863)	(88.863)
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	(28.325)	(28.325)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>580.532</b>	<b>(476.783)</b>	<b>103.749</b>
Prejuízo do exercício	-	(57.722)	(57.722)
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	(7.828)	(7.828)
<b>Saldo em 31 de março de 2015</b>	<b><u>580.532</u></b>	<b><u>(542.333)</u></b>	<b><u>38.199</u></b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

**Demonstrações de Fluxo de Caixa - Método direto**  
**Exercícios findos em 31 de março de 2015 e 2014**

(Em milhares de Reais)

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/03/2014</u>
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
Recebimento de consumidores	666.747	560.103
Rendimento de aplicações	61	24
Ressarcimento Custo de Energia -Recursos da CDE	(12.068)	-
Juros pagos	(9.089)	(5.148)
Fornecedores - Materiais e serviços	(32.939)	(47.072)
Fornecedores - Energia elétrica	(366.060)	(278.452)
Salários e encargos sociais	(63.872)	(67.409)
Impostos e contribuições	(127.248)	(77.069)
Contribuição de Iluminação Pública (CIP)	(30.467)	(34.000)
Encargos do consumidor	(673)	(4.476)
Outros encargos operacionais	(8.024)	(15.334)
	<u>16.369</u>	<u>31.167</u>
<b>Caixa líquido proveniente das atividades operacionais</b>		
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimentos</b>		
Aquisição de ativos financeiros da concessão, intangíveis e imobilizados	(3.998)	(21.331)
Receita de leilão	-	-
	<u>(3.998)</u>	<u>(21.331)</u>
<b>Caixa líquido proveniente das atividades de investimento</b>		
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		
Empréstimos e financiamentos obtidos	20.000	14.600
Serviço da dívida - principal	(16.662)	(31.629)
Custos de transação	(415)	-
Adiantamento para aumento de Capital	-	-
	<u>2.923</u>	<u>(17.029)</u>
<b>Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento</b>		
<b>Aumento/diminuição do saldo líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>15.294</u>	<u>(7.193)</u>
<b>Saldo de caixa no início do período</b>	<u>30.846</u>	<u>22.065</u>
<b>Saldo de caixa no final do período</b>	<u>46.139</u>	<u>14.872</u>
<b>Variação Líquida de caixa</b>	<u>15.294</u>	<u>(7.193)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

## Demonstrações do Valor Adicionado

### Exercícios findos em 31 de março de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	<b>31/03/2015</b>	<b>31/03/2014</b>
<b>Receitas</b>	<b>828.172</b>	<b>531.037</b>
Vendas e serviços	820.584	499.923
Provisão crédito liquidação duvidosa	(12.574)	(6.641)
Receita de construção - concessão	20.209	37.766
Outros resultados operacionais	(47)	(11)
<b>(-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>495.028</b>	<b>406.806</b>
Custo de energia elétrica	444.639	333.996
Custo de construção - Concessão	20.209	37.766
Material	878	1.270
Serviço de terceiros	26.350	28.108
Provisões/reversões (exceto PDD)	1.552	3.515
Outros	1.400	2.151
<b>(=) Valor adicionado bruto</b>	<b>333.144</b>	<b>124.231</b>
(-) Retenções (depreciação e amortização)	11.299	11.692
<b>(=) Valor adicionado líquido</b>	<b>321.845</b>	<b>112.539</b>
<b>(+) Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>15.673</b>	<b>7.635</b>
Receitas financeiras	15.673	7.635
<b>(=) Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>337.518</b>	<b>120.174</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>	<b>337.518</b>	<b>120.174</b>
<b>Pessoal e encargos</b>	<b>42.056</b>	<b>41.297</b>
Remunerações	24.200	26.405
Encargos sociais (exceto INSS)	4.183	1.828
Entidade de previdência privada	2.015	2.155
Benefícios	3.191	2.868
Convênio assistencial	8.467	8.041
<b>Governo</b>	<b>295.082</b>	<b>154.473</b>
Federal	104.657	50.659
Estadual e Municipal	121.325	93.907
<b>Obrigações intrassetoriais</b>	<b>69.100</b>	<b>9.907</b>
<b>Financiadores</b>	<b>58.102</b>	<b>12.639</b>
Despesas financeiras	58.102	12.639
<b>Acionistas</b>	<b>(57.722)</b>	<b>(88.235)</b>
Lucro líquido (prejuízo) do período	<b>(57.722)</b>	<b>(88.235)</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias

## **Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras Intermediárias em 31 de março de 2015 e 2014**

*(Em milhares de Reais)*

### **1. CONTEXTO OPERACIONAL E INFORMAÇÕES GERAIS**

#### **1.1 Objetivo social e informações gerais sobre a Companhia e a concessão**

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

A CEB D é uma concessionária pública de energia elétrica e tem por objeto principal a distribuição e a 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.

#### **1.2 Informações sobre a concessão de distribuição de energia elétrica**

A Companhia é detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº.066/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 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 Companhia 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 Companhia, observados os valores e as datas de incorporação ao sistema elétrico.

As principais obrigações da Companhia, 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 e 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 estabelecidos 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 Companhia 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 foi no dia 26 de agosto de 2014. Neste processo, a ANEEL procedeu ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária 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 concessionária.

Não poderá ocorrer transferência de controle acionário majoritário da concessionária 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.

### **1.3 Prorrogação da Concessão**

A renovação do Contrato de Concessão está amparada pelo seguinte fundamento legal:

- a) O Art. 175 da Constituição Federal de 1988 estabeleceu que “Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos”.
- b) A Lei nº. 8.987 de 13 de fevereiro de 1995 (Lei das Concessões) “Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências” e no Capítulo II estabelece o conceito de “Serviço Adequado”.
- c) A Lei nº. 9.074 de 07 de julho de 1995 “Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências” e no Capítulo II trata especificamente “DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA”, estabelecendo, entre outros, os critérios para as Concessões de Distribuição e os requisitos de prorrogação.
- d) A Lei nº. 9.427 de 26 de dezembro 1996 “Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências”.
- e) A Lei nº. 10.848 de 15 de março de 2004 estabeleceu, entre outros, que as concessionárias de distribuição de energia elétrica não podem exercer atividades de geração e transmissão de energia elétrica (segregação de atividades: desverticalização).
- f) A Medida Provisória nº. 579 de 12 de setembro de 2012 “dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências”.
- g) O Decreto nº. 7.805 de 17 de setembro de 2012, que regulamenta a MP nº.579/2012.
- h) A Lei nº. 12.783 de 11 de janeiro de 2013, entre outros, “dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade 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.

### **1.4 O caso específico da CEB Distribuição S/A**

- 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 D 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 D 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 estabelece 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 previsão 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 D, 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.

Destaque-se que a CEB D 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 Companhia. 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.

### **1.5 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



## **1.6 Repasse da CDE**

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

A CDE tem como finalidade promover a universalização do serviço de energia elétrica; garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa dos consumidores Residencial Baixa Renda; prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade 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. 579/2012, convertida na Lei nº. 12.783/2013, e da Medida Provisória nº. 605/2013, vigente no período de 23 de janeiro a 03 de junho de 2013, a CDE teve seu rol de destinações ampliados, 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 nº.605/2013); e prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição (na vigência da MP nº. 605/2013).

Em caráter excepcional, visando atenuar os efeitos da conjuntura hidrológica desfavorável, diante das medidas empreendidas pelo Governo Federal em prol da modicidade tarifária, foi publicado o Decreto nº. 7.945/2013, 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 (CVAess e CVAenergia).

Sendo assim, a Resolução Homologatória nº. 1.779 de 19 de agosto de 2014, que reajustou as tarifas da CEB D, estabeleceu também um valor mensal correspondente a R\$ 2.574 milhões a ser repassado à empresa pela Eletrobrás, no período de competência de agosto de 2014 a fevereiro de 2015, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em março, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) homologada pela ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de Fevereiro de 2015, alterou o valor do repasse mensal para R\$ 3.130 milhões a serem repassados de março a julho de 2015 pela Eletrobras.

No período de janeiro a março de 2015 a CEB D não recebeu recursos de repasse da conta da CDE.

## **1.7 Repasse da Conta ACR**

A Conta no Ambiente de Contratação Regulada (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). Também cabe à CCEE prestar as garantias necessárias aos credores das operações de crédito, incluindo cessão fiduciária dos direitos creditórios e do saldo da Conta - ACR.

O valor mensal que é repassado a cada concessionária é homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio de Despacho da Superintendência de Regulação Econômica – SRE, no período de fevereiro a dezembro de 2014, e no caso da CEB D, até o momento, foram repassados os valores publicados em Despachos conforme a tabela adiante:

<b>Mês de Competência</b>	<b>Data Limite para Repasse</b>	<b>Repasse R\$</b>	<b>Último Ato Regulatório</b>	<b>Outros Atos Regulatórios</b>
fev/14	28/04/2014	7.904	Despacho nº. 1.256, de 22/04/2014.	
mar/14	12/05/2014	9.204	Despacho nº. 1.378, de 05/05/2014.	Despacho nº. 1.443, de 09/05/2014.
mai/14	28/08/2014	16.357	Despacho nº. 3.186, de 18/08/2014.	Despacho nº. 2.866, de 29/07/2014; e Despacho nº. 2.415, de 09/07/2014.
set/14	05/11/2014	4.650	Despacho nº. 4.288, de 30/10/2014.	
out/14	08/12/2014	9.795	Despacho nº. 4.657, de 02/12/2014.	Despacho nº. 4.647, de 28/11/2014.
<b>Total</b>		<b>47.910</b>		

Cabe ressaltar que esses valores serão atualizados e recolhidos dos consumidores por meio de quotas da CDE, a partir dos processos de atualização tarifária de 2015.

No período de janeiro a março de 2015 a CEB D não recebeu recursos repassados via conta ACR.

### **1.8 Reajuste Tarifário 2014 - IRT/2014**

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 de agosto de 2014, o componente financeiro fora calculado em 9,70%. Não obstante, a 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 ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº. 1.779, 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 a ser percebido pelos consumidores foi de 18,88%, sendo de 19,90% para os atendidos em alta tensão e de 18,38% para os atendidos em baixa tensão

## **1.9 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 revisão tarifária extraordinária 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).

### **1.10 Bandeiras Tarifárias**

A partir de 2015, foi instituído o mecanismo de bandeiras tarifárias, após testes realizados nos anos de 2013 e 2014, com a finalidade de sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica das permissionárias de distribuição, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia.

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado pelas bandeiras verde, amarela e vermelha que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. A bandeira verde, indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário, e as bandeiras amarela e vermelha, indicam condições menos favoráveis e críticas de geração de energia, resultando em adicionais à Tarifa de Energia.

O repasse dos recursos provenientes do faturamento das Bandeiras Tarifárias será realizado pelas distribuidoras à Conta Centralizadora, administrada pela CCEE, e os recursos disponíveis nessa conta serão repassados mensalmente às distribuidoras, considerando os custos realizados da geração de energia por fonte termelétrica e das exposições ao mercado de curto prazo.

Os valores vigentes, a partir de 1º de março de 2015, para mecanismo das bandeiras tarifárias correspondem a R\$2,50/100kWh para Bandeira Amarela e R\$ 5,50/100kWh para a bandeira vermelha.

### **1.11 Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional**

Os planos da Administração para o aprimoramento das atividades da Companhia consistem na busca da eficiência operacional e financeira para garantir, tanto a prorrogação 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 custeio 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 que estão sendo cobrados judicialmente. Tais débitos foram provisionados em 2014 (Nota Explicativa nº 7).

## **2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS**

### ***Base de preparação***

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

### ***Base de mensuração***

As demonstrações financeiras intermediárias 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 (Nota Explicativa nº. 5).
- Ativo financeiro indenizável disponível para venda e mensurado pelo valor justo (Nota Explicativa nº. 16).
- O ativo atuarial dos planos de benefício definido (Nota Explicativa nº. 25).

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras ocorreu em reunião realizada pela Diretoria Colegiada em 13 de Maio de 2015.

## **3. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS**

### **a. Considerações gerais**

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, cujos limites de exposição aos riscos de crédito são aprovados e revisados periodicamente pela Administração. Todos os instrumentos financeiros são inerentes à atividade operacional da Companhia que não opera com instrumentos financeiros derivativos.

### **b. Valor justo**

Os instrumentos financeiros ativos e passivos são registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais e ajustados pelas estimativas de perda. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios podem ser considerados a melhor estimativa para apuração do valor justo dos instrumentos financeiros detidos pela Companhia.

**c. Gerenciamento de risco**

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e para analisar os riscos enfrentados, para definir limites e controles de riscos apropriados e para monitorar riscos e aderência aos limites. As políticas e os sistemas de gerenciamento de riscos são revisados frequentemente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia, através de suas normas e de procedimentos de treinamento e gerenciamento, objetiva desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual todos os empregados entendem os seus papéis e as suas obrigações.

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

**i. Risco de crédito**

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente das contas a receber de clientes e de outros instrumentos financeiros ativos. No que se refere ao contas a receber de clientes, a Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de programas de renegociação de débitos pendentes, negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte no fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente.

Com 74,54% do consumo de energia baseado nos consumidores residenciais, comerciais e industriais, a Companhia apresenta forte pulverização do risco de crédito. Para o restante, os maiores devedores continuam sendo os órgãos públicos, responsáveis por cerca de 23% do consumo total.

**ii. Risco de liquidez**

A CEB D tem financiado suas operações com recursos oriundos de suas atividades operacionais e do mercado financeiro. A situação econômica e financeira é constantemente avaliada por meio de informações tratadas em ambiente de executivos da Companhia.

No que concerne ao acompanhamento de caixa, a Administração tem buscado efetividade no gerenciamento orçamentário, com a contratação de recursos de baixo custo financeiro, na medida do possível, visando ao financiamento de seu CAPEX.

Os planos da Administração para manutenção das atividades da concessionária passam, entre outros, pelo equilíbrio econômico-financeiro, na rentabilidade futura dos investimentos em andamento, na capacidade de obter novas linhas de financiamentos e na prorrogação da concessão, cujo término do atual contrato ocorrerá em julho de 2015. Assim, as demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios da concessionária e não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos que seriam requeridos na impossibilidade de a Companhia continuar operando.

O fluxo de pagamentos para os passivos financeiros da CEB D é apresentado como segue:

Passivos financeiros não Derivativos	Valor	Até 6 meses	De 6 meses a 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	454.315	401.872	52.443	-		
Obrigações Tributárias	375.225	156.037	48.874	170.314		
Encargos Regulatórios	292.713	104.844	33.826	42.121	111.922	
Empréstimos e Financiamentos	325.727	38.179	36.796	43.753	134.467	72.532
Obrigações Societárias	-	-				
Obrigações Sociais e Trabalhistas	31.778	18.148	13.630	-	-	
Benefícios Pós Emprego	357.275	42.310	42.223	78.930	92.148	101.664
Provisões riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	76.874	2.597	2.597	5.404	66.277	
Demais Obrigações	269.548	69.507	69.507	130.534		
<b>Total</b>	<b>2.183.455</b>	<b>833.494</b>	<b>299.895</b>	<b>471.056</b>	<b>404.814</b>	<b>174.196</b>

### iii. Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo das flutuações nas taxas de juros com relação aos itens patrimoniais à que está exposta. A Companhia possui passivos remunerados por taxas de expectativas inflacionárias e/ou encargos de juros, em especial das variações atreladas aos indexadores IGPM, CDI, TJLP e UMBNDES. Esses passivos incluem relevantemente os créditos a receber em atraso ou renegociado na data-base do balanço e as obrigações com empréstimos e financiamentos. Vide detalhamento desses encargos na Nota Explicativa nº 18.

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

22. que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de março de 2015 seja mantido em 2016;

23. que os respectivos indexadores anuais acumulados para esta data base permaneçam estáveis;

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

- a) Para o cenário provável, estimou-se o CDI para março de 2016 em 11,67% a.a., e o IGP-M em 5,40%, de acordo com dados do Relatório Focus do Banco Central do dia 02 de abril de 2015 (Média Curto Prazo - Top 5), disponibilizado em sua página eletrônica. No caso da TJLP atribuímos que permaneça a mesma taxa de 6% a.a., determinada para o segundo trimestre de 2015, pela Resolução nº. 4.404 do BACEN, que não foi alterada. Assim, também, espera-se que a taxa de 4,081% da UMBNDES se mantenha estável para os próximos trimestres de 2015.

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

Passivos Financeiros	Risco	Base 31/03/2015	Cenários Projetados - 31/03/2016		
			Provável	Possível	Remoto
<b>Cenário</b>			11,67%	14,59%	17,51
Empréstimos e Financiamentos	CDI	141.816	158.366	162.503	166.641
<b>Cenário</b>			6,0%	7,50%	9,00%
Empréstimos e Financiamentos	TJLP	102.345	108.274	109.806	111.339
<b>Cenário</b>			5,40%	6,75%	8,10%
Empréstimos e Financiamentos	IGP-M	20.766	21.887	22.168	22.448
<b>Cenário</b>			4,08%	5,10%	6,12%
Empréstimos e Financiamentos	UMBNDDES	16.745	17.428	18.317	19.438
<b>Cenário</b>			6,00%	6,00%	6,00%
Empréstimos e Financiamentos	6%	44.054	46.698	46.698	46.698
<b>Exposição Líquida</b>		<b>325.727</b>	<b>352.653</b>	<b>359.492</b>	<b>366.563</b>

**iv. Risco cambial**

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

Dentre as atividades da CEB D é considerada de risco relevante apenas a exposição cambial relacionada às variações derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, que são atrelados ao dólar norte-americano. A companhia mantém constante monitoramento das taxas de câmbio.

Com isso, em conformidade à instrução CVM nº. 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de ilustrar sua sensibilidade às mudanças em variáveis de mercado.

A base consiste nos saldos da conta – Eletrobrás (Itaipu) em 31/03/2015, no cenário provável considera-se os saldos com variação da taxa de câmbio – média do período (R\$ /US\$ 3,33) – prevista nas expectativas de mercado para 2016 do relatório Focus/BACEN de 02/04/2015 (Média Curto Prazo - Top 5), disponibilizado em sua página eletrônica. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Passivos Financeiros	Risco	Cenários Projetados - 31/03/2016			
		Base (R\$/US\$ 3,21)	Provável (R\$/US\$ 3,33)	Possível - 25% (R\$/US\$ 4,16)	Remoto - 50% (R\$/US\$ 5,00)
<b>Fornecedores</b>					
Eletrobrás (Itaipu)	Alta do dólar	140.090	145.327	181.659	217.991
<b>Efeitos da Variação do Dólar</b>		-	5.237	41.569	77.901
<b>Exposição Líquida</b>		140.090	145.327	181.659	217.991

**v. Risco operacional**

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

O objetivo da Administração da Companhia é acompanhar o risco operacional de modo a evitar danos à recuperação da Companhia, buscar eficácia de custos e para evitar procedimentos de controle que restrinjam a iniciativa e a criatividade.

#### vi. Estimativa do valor justo

Os instrumentos financeiros ativos e passivos são registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais e ajustados pelas estimativas de perda. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios podem ser considerados a melhor estimativa para apuração do valor justo dos instrumentos financeiros detidos pela Companhia.

Apresentamos a seguir os principais instrumentos financeiros ativos e passivos:

Descrição	Avaliação	31/03/2015		31/12/2014	
		Valor		Valor	
		Valor Justo	Contábil	Valor Justo	Contábil
<b><u>Ativos Financeiros</u></b>		2.332.168	2.332.168	1.307.161	1.307.161
<b>Valor Justo por meio do Resultado</b>		1.110	1.110	2.383	2.383
Aplicações Financeiras	Valor Justo	1.110	1.110	2.383	2.383
<b>Empréstimos e Recebíveis</b>		471.181	471.181	463.505	463.505
Caixa e Bancos	Valor Justo	45.029	45.029	28.462	28.462
Contas a Receber	Custo Amortizado	426.152	426.152	435.043	435.043
<b>Disponível para Venda</b>		854.444	854.444	841.273	841.273
Ativo financeiro de concessões	Valor Justo	854.444	854.444	841.273	841.273
<b><u>Passivos Financeiros</u></b>		1.005.433	1.005.433	902.243	902.243
<b>Outros Passivos Financeiros</b>		1.005.433	1.005.433	902.243	902.243
Fornecedores	Custo Amortizado	454.315	454.315	386.514	386.514
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado	325.727	325.727	321.112	321.112
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado	225.391	225.391	260.753	260.753

#### vii. 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 à 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 à dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (“*non performancerisk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia 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 deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pelas empresas.

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

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

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

As tabelas abaixo demonstram, de forma resumida, nossos ativos financeiros registrados a valor justo em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Descrição	Nível	31/03/2015	31/12/2014
Caixa e Bancos	1	45.029	28.462
Aplicações Financeiras	1	1.110	2.383
Ativo Financeiro Indenizável	3	854.444	841.273
<b>Total</b>		<b>900.583</b>	<b>872.118</b>

#### 4. Caixa e equivalentes de caixa

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Numerário disponível	45.029	28.462
Aplicações financeiras	<u>1.110</u>	<u>2.383</u>
<b>Total</b>	<b>46.139</b>	<b>30.845</b>

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

## 5. Contas a receber

### 5.a) Composição

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Consumidores, concessionárias e permissionárias	475.417	428.829
Serviços prestados a terceiros	9.558	9.866
Títulos de créditos a receber	23.346	25.981
<b>Subtotal</b>	<b>508.321</b>	<b>464.676</b>
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(82.169)	(75.945)
<b>Total</b>	<b>426.152</b>	<b>388.731</b>
Circulante	418.349	380.998
Não Circulante	7.803	7.733

### 5.b) Valores a receber por idade de vencimento

Descrição	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há	Total 31/03/2015	Total 31/12/2014
			mais de 90 dias		
<b>Classes de Consumidor</b>					
Residencial	56.726	39.308	14.001	110.035	88.301
Industrial	3.683	1.712	1.863	7.258	7.113
Comércio, Serviços e Outros	40.523	22.912	21.303	84.738	69.722
Rural	2.098	1.418	1.476	4.992	4.427
Poder Público	15.063	15.225	55.421	85.709	72.691
Iluminação Pública	12.109	17.851	24.829	54.789	39.857
Serviço Público	14.913	1.471	3.932	20.316	16.463
<b>Subtotal Consumidores</b>	<b>145.115</b>	<b>99.897</b>	<b>122.825</b>	<b>367.837</b>	<b>298.574</b>
Serviço Taxado	436	300	389	1.125	1.173
Concessionárias e Permissionárias	540	-	34	574	621
Fornecimento Não Faturado				105.835	91.121
Parcelamentos a Faturar CP e LP				13.386	15.001
Acordo CAESB (Nota 4e)				2.295	3.958
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE				36.417	57.535
Arrecadação a Classificar				(19.147)	(4.404)
Outros				-	1.097
<b>TOTAL</b>	<b>146.091</b>	<b>100.197</b>	<b>123.247</b>	<b>508.321</b>	<b>464.676</b>
Prov. Crédito Liquidação Duvidosa				(82.169)	(75.945)
<b>Contas a receber líquido</b>	<b>146.091</b>	<b>100.197</b>	<b>123.247</b>	<b>426.152</b>	<b>388.731</b>

### 5.c) Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

#### i) Composição da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

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

Descrição	<u>31/03/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
<b>Residencial</b> - Vencidos há mais de 90 dias	9.812	8.324
<b>Industrial</b> - Vencidos há mais de 360 dias	831	835
<b>Comercial</b> - Vencidos há mais de 180 dias	14.277	11.763
<b>Rural</b> - Vencidos há mais de 360 dias	316	445
<b>Poder Público</b> - Vencidos há mais de 360 dias	32.310	29.680
<b>Iluminação Pública</b> - Vencidos há mais de 360 dias	24.044	24.233
<b>Serviço Público</b> – Vencidos há mais de 360 dias	579	581
<b>Concessionários</b> - Vencidos há mais de 360 dias	-	84
<b>Total</b>	<b><u>82.169</u></b>	<b><u>75.945</u></b>

### ii) Movimentação da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

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

<b>Saldo em 31/12/2014</b>	<b><u>(75.945)</u></b>
Adições	(11.931)
Baixa para perda - Lei 9.430/96	5.707
Reversões	-
Provisão - Controlador	-
<b>Saldo em 31/03/2015</b>	<b><u>(82.169)</u></b>

### iii) Créditos com o Governo do Distrito Federal

Apresentamos a seguir a composição dos créditos com o Governo do Distrito Federal - GDF por idade de vencimentos em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Data-base	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos de 91 a 360 dias	Vencidos há mais de 360 dias	Saldo
31/03/2015	32.595	27.964	22.613	49.092	132.264
31/12/2014	21.961	26.216	11.766	46.312	106.255
31/12/2013	17.741	21.597	20.912	46.512	106.762

Em 25 de setembro de 2014, o Grupo de Trabalho – GT foi instituído pelo Decreto nº 35.848, que objetivou a proposição de medidas suplementares necessárias à operacionalização normal da CEB D, dentre elas a liquidação dos débitos do GDF relativos ao consumo de energia elétrica.

Iniciou-se um processo de negociação com o controlador, o Governo do Distrito Federal, com o objetivo de constituir um mecanismo para a liquidação definitiva da dívida de consumo de energia elétrica de órgãos e entidades da administração pública distrital. No entanto permaneceu a incerteza quanto ao prazo final de conclusão das medidas administrativas a serem implementadas tendo em vista que o GDF encaminhará projeto de lei requerendo autorização legislativa para proceder-se à transação de encontro de contas entre os passivos, incluindo os débitos com a CEB D.

Mantendo a indicação do GT feita em dezembro de 2014, a Administração considerou necessária a constituição de provisão para perdas no montante de R\$ 49.092 de valores vencidos há mais de 360 dias.

Os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Governo do Distrito Federal - GDF, cujo valor total monta em R\$ 83.172 (R\$106.762 em 31 de dezembro de 2014).

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

Apresentamos a seguir a composição dos créditos com o GDF por idade de vencimentos:

**Valores a receber por idade de vencimento**

Descrição	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos	Vencidos a	(-) Provisão	Total 31/03/2015	Total 31/12/2014
			de 91 a 360 dias	mais de 360 dias			
Governo do Distrito Federal - GDF	32.595	27.964	22.613	49.092	(49.092)	83.172	59.943

Os débitos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília - CAESB descritos no item (iv) Acordo realizado com o Governo do Distrito Federal, foram retirados do quadro acima.

**iv) Acordo realizado com o Governo do Distrito Federal**

Em agosto de 2011 a Companhia celebrou um acordo de parcelamento para liquidação dos débitos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília - CAESB relativa encargos por atraso no pagamento de faturas de energia elétrica. O valor do débito reconhecido no referido Acordo de Parcelamento corresponde à quantia de R\$ 28.237, dividido em 48 (quarenta e oito) parcelas mensais fixas, atualizados pelo INPC até a data da renegociação e acrescidas de encargos de 1% ao mês. Apresentamos a seguir o montante em 31 de março de 2015:

<b>Valor original do débito</b>	<b>14.800</b>
Encargos Financeiros	7.539
<b>Valor dívida reconhecida</b>	<b>22.339</b>
Encargos a transcorrer	5.898
<b>Valor do parcelamento na data do Acordo</b>	<b>28.237</b>
Amortização	(25.884)
Ajuste a Valor Presente	(58)
<b>Valor do parcelamento em 31/03/2015</b>	<b>2.295</b>
Circulante	2.295
Não Circulante	-

O Acordo celebrado com a CAESB não contemplou nenhum tipo de desconto sobre o valor original do contas a receber.

## 6. Outros Créditos

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Despesas pagas Antecipadamente (a)	4.278	3.405
Fundação de Previdência - FACEB (b)	6.753	5.417
Serviços em Curso (c)	27.799	26.786
Desativações em Curso (d)	9.054	8.504
Aporte CDE - Decreto 7.945/2013 (e)	39.700	27.820
Pessoal Cedido	796	3.010
Outros	2.372	2.326
<b>Total</b>	<b>90.752</b>	<b>77.268</b>
Circulante	90.104	76.658
Não circulante	648	610

- (a) Os valores registrados em despesas pagas antecipadamente referem-se a quota do Programa de Fontes Alternativas - PROINFA no montante de R\$ 4.278.
- (b) Refere-se a antecipações de valores relativos ao Plano Assistencial.
- (c) Os serviços em curso são referentes aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética os quais, após término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.
- (d) Refere-se ao valor das desativações em andamento de Unidades de Adição e Retirada - UAR, por motivos técnico-operacionais e sinistros, através do sistema de Ordem de Desativação - ODD. Seu saldo representa os valores líquidos da UAR desativada e todos os gastos incorridos com a sua remoção.
- (e) Refere-se à diferença mensal de receita - DMR, no âmbito da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE às unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda; e à subvenção da CDE para custear descontos tarifários.

## 7. Tributos e contribuições sociais compensáveis

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
ICMS/ISSQN a Compensar	16.638	15.705
IRPJ Antecipações - saldo	3.910	2.888
CSLL Antecipações - saldo	3.048	6.914
Outros créditos compensáveis	80	2.910
<b>Total</b>	<b>23.675</b>	<b>28.417</b>
Circulante	9.766	12.741
Não circulante	13.909	15.676

Os valores relativos a Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se às retenções-fonte por órgãos públicos, em razão de a opção de apuração ser Lucro Real Anual. A utilização dos créditos do ICMS é diferida em 48 parcelas mensais, de acordo com a Lei Complementar nº 102/2000.

## 8. Estoques

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Material de Almoxarifado	11.431	13.845
Material destinado à alienação	2.676	2.623
Outros Materiais	2.123	2.079
<b>Total material de custeio</b>	<b>16.230</b>	<b>18.547</b>

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

## 9. Cauções e depósitos vinculados

Estão classificadas neste grupo as penhoras judiciais on-line efetuadas pelas instituições financeiras nas contas-correntes da Companhia, em atendimento ao convênio de cooperação entre o Tribunal Superior do Trabalho e o Banco Central do Brasil e cauções referentes a leilões de energia.

## 10. Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 31 de Março de 2015, foram reconhecidos prospectivamente, os seguintes ativos e passivos setoriais:

### Ativos Financeiros Setoriais

	31/03/2015			31/12/2014		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
<b>Parcela A</b>						
Conta de Consumo de Combustível - CCC	159	-	159	317	-	317
Transporte de Energia pela rede básica	9.517	-	9.517	8.531	-	8.531
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	-	-	-	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.893	-	8.893	4.289	-	4.289
PROINFA	198	-	198	392	-	392
Custo de Aquisição de Energia	232.932	-	232.932	181.116	-	181.116
Sobrecontratação	221	-	221	455	-	455
Transporte Energia Elétrica Itaipu	69	-	69	75	-	75
Outros Componentes Financeiros	4.753	-	4.753	9.798	-	9.798
<b>Diferimento da Tarifa</b>	<b>141.552</b>	<b>-</b>	<b>141.552</b>	<b>-</b>	<b>138.738</b>	<b>138.738</b>
<b>Total</b>	<b>398.294</b>	<b>-</b>	<b>398.294</b>	<b>204.973</b>	<b>138.738</b>	<b>343.711</b>

### Passivos Financeiros Setoriais

	31/03/2015			31/12/2014		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
<b>Parcela A</b>						
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	-	-	-	-
Transporte de Energia pela rede básica	-	-	-	-	-	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	47.613	-	47.613	57.692	-	57.692
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	670	-	670	1.339	-	1.339
PROINFA	573	-	573	269	-	269
Transporte Energia Elétrica Itaipu	-	-	-	-	-	-
<b>Sobrecontratação</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Neutralidade	1.599	-	1.599	3.296	-	3.296
Outros Componentes Financeiros	1.709	-	1.709	3.539	-	3.539
<b>Total</b>	<b>52.164</b>	<b>-</b>	<b>52.164</b>	<b>66.135</b>	<b>-</b>	<b>66.135</b>

De acordo com o Contrato de Concessão nº. 066/1999, o Reajuste Tarifário Anual ocorrerá dia 26 de agosto, e tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita, obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária.

A receita da concessionária de distribuição é composta por duas parcelas: a “Parcela A, representada pelos custos não-gerenciáveis da empresa (encargos setoriais, encargos de transmissão e compra de energia para revenda), e a “Parcela B”, que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção, despesas de capital). No Reajuste Tarifário Anual, a Parcela A é totalmente recomposta de acordo com os custos vigentes naquele momento, enquanto a Parcela B é simplesmente atualizada pelo IGP-M – Fator X.

Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, devidamente comprovados pela distribuidora. 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:

- CVAEnergia – Tem por objetivo de registrar as diferenças incorridas entre o custo efetivo da compra de energia para atendimento do mercado da distribuidora e o custo tarifário homologada pela ANEEL no último reajuste tarifário. Em razão da crise energética atual, o custo com aquisição de energia elétrica demonstrando-se superior ao previsto pela ANEEL, quando do reajuste tarifário em agosto de 2014.
- CVAencargos – Nesse grupo encontra-se cobertura para os seguintes encargos: CDE, Proinfa, 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, a concessionária, atendendo a solicitação do Governo do Distrito Federal, solicitou 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 Eletronuclear: Refere-se à diferença entre a tarifa praticada e a tarifa de referência entre Furnas e Eletronuclear, 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 - 1º Leilão e seu valor está sendo mensalmente pago pelas distribuidoras à Eletronuclear 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 preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEARs na modalidade de quantidade de energia.

## **11. Ativo financeiro de concessão**

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão (IFRIC 12), a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, para refletir a atividade principal da Companhia, e refere-se a infraestrutura investida nas concessões que serão objeto de indenização do Poder concedente ao final da concessão.

A Resolução Normativa ANEEL nº. 474, de 07 de fevereiro de 2012, estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgados no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição.

Considerando que essa alteração implicou, em média, em um alongamento da vida útil dos referidos bens, houve uma diminuição da amortização do ativo intangível e um aumento da parcela residual da infraestrutura que a Companhia espera receber como indenização ao final do período da Concessão. Como consequência, houve uma redistribuição da infraestrutura que é classificada no ativo intangível e no ativo financeiro, em decorrência da adoção do IFRIC 12/OCPC 5 - Contratos de Concessão.

Considerando os aspectos econômicos, regulatórios e o melhor entendimento técnico-contábil, a remensuração da infraestrutura resultou, em 30 de junho de 2012, na reclassificação de R\$ 24.344 da rubrica de ativo intangível para o ativo financeiro, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do IFRIC 12/OCPC 5 - Contratos de Concessão.

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 Companhia utilizando o valor residual da BRR, ao final do prazo contratual da concessão.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda, 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 estimável.

Conforme estabelecido pelo pronunciamento técnico CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, as variações na estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício. Portanto, com o advento da Medida Provisória nº 579, confirmou-se que as variações no valor da indenização decorrentes da atualização monetária ou dos valores de reposição constituem-se em elemento do fluxo de caixa esperado e consequentemente devem ser registrados no resultado.

De acordo, ainda, com o pronunciamento técnico CPC 38, as alterações resultantes de mudanças nas condições de mercado (variações em taxas de juros) são registradas no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes. Por não existir um mercado ativo para negociação deste ativo financeiro, a Companhia mensura seu valor justo utilizando os mesmos componentes da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC Regulatório). Caso a Companhia verifique uma mudança no WACC regulatório durante os períodos de revisão tarifária, essa nova taxa de juros é utilizada pela Companhia para trazer a valor presente os fluxos de caixa estimados.



A Companhia entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado, uma vez que a taxa de retorno estabelecida pela ANEEL leva em consideração, além das taxas livres de riscos, os demais riscos inerentes ao setor. Portanto, os ajustes decorrentes da diferença entre o WACC de mercado e o WACC regulatório serão reconhecidos no Patrimônio Líquido.

Para os ativos vinculados à concessão (ativos financeiros e ativos intangíveis), a Companhia avaliou o valor de recuperação desses ativos comparando-os com o valor da Base de Remuneração Regulatória - BRR definido pela ANEEL no 3º Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (Nota Técnica SER nº. 291/2012, de 16 de agosto de 2012).

O ativo financeiro foi atualizado para 31 de março de 2015. A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está assim apresentada:

<b>Saldos em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>841.273</b>
Adições	13.171
Baixas	-
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	-
<b>Saldos em 31 de março de 2015</b>	<b>854.444</b>

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

## 12. Propriedade para investimento

Imóveis	Localidade	Tamanho	31/12/2014	31/12/2013	Vlr última avaliação	última avaliação
Terreno	QI 10 lotes 25 a 38/DF	10.500 m <sup>2</sup>	897	897	20.207	mai/14
Terreno	Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF	284.160 m <sup>2</sup>	274.400	274.400	373.349	fev/14
Terreno	Outros	1.825 m <sup>2</sup>	817	817	4.541	fev/14
			<b>276.114</b>	<b>276.114</b>	<b>398.097</b>	

A Companhia adota a mensuração desses investimentos a valor justo de mercado, em consonância com as avaliações emitidas por empresa com “*expertise*”, registrando o montante de R\$398.097, não havendo indicativo de redução ao valor recuperável (*impairment*).

## 13. Imobilizado

### 15.1 Composição do Imobilizado:

A composição do imobilizado está demonstrada conforme a seguir:

Descrição	Taxas anuais de depreciação	Custos	depreciação acumulada	Valor Líquido 31/03/2015	Valor Líquido 31/12/2014
<b>Imobilizado em Serviço</b>					
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	2,0 a 4%	8.650	(2.881)	5.769	5.838
Máquinas e Equipamentos	3,3 a 6,7%	27.509	(20.005)	7.504	7.857
Veículos	20%	20.065	(11.148)	8.917	7.988
Móveis e Utensílios	10%	8.682	(3.424)	5.258	5.364
<b>Total Imobilizado em Serviço</b>		<b>64.906</b>	<b>(37.458)</b>	<b>27.448</b>	<b>27.047</b>
<b>Imobilizado em Curso</b>		<b>49.513</b>	-	<b>49.513</b>	<b>55.605</b>
<b>Total do Imobilizado</b>		<b>114.419</b>	<b>(37.458)</b>	<b>76.961</b>	<b>82.652</b>

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

## 15.2 Movimentação do Imobilizado:

Segue a movimentação do ativo imobilizado:

Descrição	Saldo em 31/12/2014	Adições	Baixas	Saldo em 31/03/2015
<u>Imobilizado em Serviço</u>				
<u>Custo</u>				
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	8.650	-	-	8.650
Máquinas e Equipamentos	27.509	-	-	27.509
Veículos	18.680	1.385	-	20.065
Móveis e Utensílios	8.682	-	-	8.682
<b>Total do Imobilizado em Serviço - Custo</b>	<b>63.518</b>	<b>1.385</b>	<b>-</b>	<b>64.906</b>
<b>(-) Depreciação</b>				
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	(2.812)	(69)		(2.881)
Máquinas e Equipamentos	(19.652)	(353)		(20.005)
Veículos	(10.692)	(456)		(11.148)
Móveis e Utensílios	(3.314)	(110)		(3.424)
<b>Total do Imobilizado em Serviço - Depreciação</b>	<b>(36.471)</b>	<b>(988)</b>	<b>-</b>	<b>(37.458)</b>
<u>Imobilizado em Curso</u>				
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	21	-	(21)	-
Veículos	1.386	-	(1.386)	-
Móveis e Utensílios	248	-	(34)	214
Material em Depósito	53.820	-	(5.134)	48.686
Compras em andamento	10	2.086	(2.075)	21
Adiantamento a Fornecedor	120	472	-	592
<b>Total do Imobilizado em Curso</b>	<b>55.605</b>	<b>2.558</b>	<b>(8.650)</b>	<b>49.513</b>
<b>Total do ativo Imobilizado</b>	<b>82.652</b>	<b>2.955</b>	<b>(8.650)</b>	<b>76.961</b>

## 14. Intangível

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

### 16.1 Composição do Intangível:

Descrição	Custo Histórico	Depreciação amortização acumulada	Valor Líquido 31/03/2015	Valor Líquido 31/12/2014
<b><u>Intangíveis direito de uso da concessão</u></b>				
Direito de uso da concessão	271.171	(254.221)	16.950	28.071
(-) Obrigações Especiais (*)	(2.222)		(2.222)	(3.854)
<b>Em Serviço</b>			<b>14.728</b>	<b>24.217</b>
Direito de uso da concessão	219.816	-	219.816	217.218
(-) Obrigações Especiais (*)	(245.971)	-	(245.971)	(240.270)
<b>Em Curso</b>			<b>(26.155)</b>	<b>(23.052)</b>
<b>Total do direito de uso da concessão</b>			<b>(11.427)</b>	<b>1.166</b>
<b>Outros Intangíveis</b>				
Em serviço	48.952	(46.703)	2.249	2.753
Em curso	18.983		18.983	17.438
<b>Total outros Intangíveis</b>			<b>21.232</b>	<b>20.191</b>
<b><u>Total dos Intangíveis</u></b>			<b>9.805</b>	<b>21.356</b>

(\*) Obrigações vinculadas à concessão - São representadas pelos valores e/ou bens recebidos de consumidores, relativos a doações e participações em investimentos realizados em parceria com a concessionária. Os valores dessas obrigações foram deduzidos do ativo intangível. 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 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 da infraestrutura da concessão que ultrapassa o prazo de vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro - ativo indenizável da concessão.

## 16.2 Movimentação do Intangível:

Descrição	Direito de uso da concessão			Outros Intangíveis		Total
	EmServiço	EmCurso	Outros	EmServiço	EmCurso	
<b>Ativo Intangível em 31/12/2014</b>	<b>24.217</b>	<b>4.788</b>	<b>(27.840)</b>	<b>2.753</b>	<b>17.438</b>	<b>21.356</b>
Adições	298	16.063		108	1.545	18.012
Baixas	(14)	(13.466)		-	-	(13.480)
Amortização	(11.408)	-		(612)	-	(12.020)
Obrigações Especiais - OE's	1.635	(1.508)		-	-	125
*OE's - Ultrapassagem de Demandas e Excedente de Reativos			(4.192)	-	-	(4.192)
<b>Ativo Intangível em 31/03/2015</b>	<b>14.728</b>	<b>5.877</b>	<b>(32.032)</b>	<b>2.249</b>	<b>18.983</b>	<b>9.805</b>

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

### \* Obrigações Especiais - Receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos

A receita de ultrapassagem de demanda é oriunda de Contratos de Fornecimento 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 Nº 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 redea 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 apresentados líquidos no ativo intangível da concessão.

A determinação pela ANEEL dessas receitas para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, foi objeto de questionamento judicial pela ABRADDEE, 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.

## 15. Fornecedores

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

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Encargos de uso da rede elétrica	10.951	10.066
Suprimento de energia elétrica	394.082	323.070
Materiais e serviços	<u>49.282</u>	<u>53.378</u>
<b>Total</b>	<b><u>454.315</u></b>	<b><u>386.514</u></b>
Circulante	454.315	386.514
Não Circulante	-	-

A rubrica Suprimento de energia em 2015 é composta, além da compra de energia normal, dos seguintes passivos:

### 15.1 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 Eletronuclear. A Lei nº.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, apresentado por último pela Resolução nº. 1.585, de 13 de agosto de 2013, que compete a esta Companhia é de R\$ 11.552. Deste montante, R\$ 3.572 foi pago em 2013, R\$ 4.821 de janeiro a dezembro de 2014, sendo a parcela mensal no valor aproximado de R\$ 402, e ficando o restante dividido para pagamento em 2015.

### 15.2 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 nº.165 ao Contrato de Compra e Venda de Energia celebrada 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 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 nº. 1.779, de 19 de agosto de 2014, que homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2014 da CEB D, e fixa em seu Art. 10 o valor de R\$ 43.745, que começou a ser repassado a Corumbá Concessões S/A pela CEB D, em 12 (doze) parcelas mensais iguais em outubro de 2014.

### **15.3 Passivo decorrente de energia de curto prazo**

A apuração da receita de energia de curto prazo dos meses de janeiro a abril de 2014, contabilizou um valor adicional de R\$ 29.387, em função de ausências de leituras dos consumos de duas novas Linhas de interligação com Furnas para Samambaia Oeste e Ceilândia Norte, que já está regularizado junto à CCEE a partir da liquidação de maio/2014. Esta receita apurada está registrada como Passivo decorrente de energia de curto prazo e deverá ser repostada pela CEB D, em reprocessamentos das contabilizações do mercado de curto prazo ao longo do ano de 2014 ou como sobre contratação no processo de reajuste tarifário de julho de 2015.

Os valores de energia de curto prazo dos meses de abril a outubro de 2013, correspondente a R\$ 88 milhões, a Câmara Comercializadora de Energia – CCEE em reunião ocorrida no dia 21 de maio de 2014, decidiu, por unanimidade aprovar, de ofício, a recontabilização. No mês de julho foi realizada a primeira parcela de recontabilização que envolveram os meses de Abril, Junho e Setembro de 2013, sendo então repostado pela CEB D o valor de R\$ 50.182. No mês de dezembro foi repostado, com as devidas correções, o total de R\$ 17.066, referente ao mês de maio de 2013, tendo ambos os valores mencionados sido abatidos do valor previsto (sem correções) de R\$ 88 milhões. Desta forma, restam ainda como previsão para os demais meses de julho e agosto de 2013, ainda não recontabilizados o valor estimado de R\$ 50,14 milhões.

## 16. Empréstimos e financiamentos

ENTIDADES	31/03/2015	31/12/2014	GARANTIAS	ENCARGOS
ELETROBRÁS	20.766	24.659	Cessão de Direitos Creditórios	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% de Tx. de Adm. + variação da UFIR/IGP-M
Banco do Brasil S.A.(FCO I a IV)	64.701	69.173	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 10% a.a. atualizacão pela TJLP e Bonus de Adimplencia de 15%
Banco do Brasil S.A.(FINAME)	4.750	5.000	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 4,5% a.m.
Banco do Brasil S.A. (Capital de Giro)	13.636	17.727	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 1,7% a.a.
Caixa Econômica Federal	91.956	91.956	Cessão de Direitos Creditórios	140% do CDI cetip (durante o período de utilização).
Caixa Econômica Federal/BNDES	44.054	45.456	Cessão de Direitos Creditórios	6% a.a.
Caixa Econômica Federal/BNDES	16.745	14.391	Cessão de Direitos Creditórios	5% a.a. + UMBNDES
Caixa Econômica Federal/BNDES	31.994	33.578	Cessão de Direitos Creditórios	5% a.a. + TJLP
Banco Daycoval	17.499	19.172	Cessão de Direitos Creditórios	0,5% a.m. + CDI cetip
Banco BCV	19.625	-	Direitos Creditórios	6,5% a.a. + CDI cetip
<b>Total Geral</b>	<b>325.727</b>	<b>321.112</b>		
<b>Circulante</b>	<b>84.667</b>	<b>69.418</b>		
<b>Não Circulante</b>	<b>241.060</b>	<b>251.694</b>		

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

	2015	2016	2017	2018	2019	2020+	Total
Indexadores							
UFIR/RGR	11.411	8.488	348	174	147	198	20.766
CDI	21.449	20.426	33.204	27.525	23.886	15.326	141.816
TJLP	16.438	21.650	21.650	18.500	11.894	12.214	102.345
UBNDES	2.093	3.023	3.023	3.023	3.023	2.558	16.745
6% a.a.	3.509	4.678	4.678	4.678	4.678	21.832	44.054
<b>Total por indexador</b>	<b>54.900</b>	<b>58.266</b>	<b>62.904</b>	<b>53.900</b>	<b>43.628</b>	<b>52.129</b>	<b>325.727</b>

A movimentação dos Empréstimos e Financiamentos é como segue:

<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>321.111</b>
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	20.000
Encargos Financeiros Pagos	(9.089)
Custo de Transação	57
Encargos Incorridos	10.310
Amortizações de principal	(16.662)
<b>Saldo em 31 de março de 2015</b>	<b>325.727</b>

A Companhia não possui cláusulas de *covenants* nos contratos de empréstimos.



## 17. Tributos e contribuições sociais

ICMS	157.349	148.604
ISS	1.582	1.451
IRPJ Diferido*	125.219	108.081
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS	2.517	2.607
COFINS	5.710	4.986
COFINS Diferida**	26.306	21.077
PIS	1.240	1.082
PIS Diferido**	5.711	4.580
CSLL Diferida*	45.095	38.925
INSS	3.539	3.678
Outros	956	1.383
<b>Total</b>	<b>375.225</b>	<b>336.454</b>
Circulante	322.571	189.448
Não circulante	52.654	147.006

\*Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre o Valor Novo de Reposição – VNR e a receita dos ativos financeiros setoriais.

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

Demonstramos abaixo a memória de cálculo do imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício de 31 de março de 2015:

Descrição	31/03/2015		31/03/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
<b>Lucro antes dos tributos</b>	(34.417)	(34.417)	(88.235)	(88.235)
Ajuste RTT (a)	-	-	120.048	120.048
Adições(exclusões) permanentes	8.908	8.908	550	550
Adições(exclusões) temporárias	(73.525)	(73.525)	(99.825)	(99.825)
<b>Total</b>	<b>(99.034)</b>	<b>(99.034)</b>	<b>(67.462)</b>	<b>(67.462)</b>
(-)Compensação Prejuízo fiscal	-	-	-	-
<b>Base de Cálculo</b>	<b>(99.034)</b>	<b>(99.034)</b>	<b>(67.462)</b>	<b>(67.462)</b>
Alíquota aplicável (*)	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social corrente	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social ajuste 2012	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferido	17.139	6.170	-	-
<b>Total despesa de imposto de renda e contribuição social no período</b>	<b>17.139</b>	<b>6.170</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

(\*)15% e 10% adicional.

O Regime Tributário de Transição (RTT) é um procedimento exclusivamente fiscal utilizado para neutralizar os efeitos tributários decorrentes da convergência às normas internacionais de contabilidade (IFRS).

### 19.1 Ativos fiscais diferidos não reconhecidos

A Companhia não registrou os efeitos fiscais diferidos de imposto de renda e contribuição social (crédito tributário), decorrentes de diferenças temporárias até que os planos de recuperação econômico-financeira da Companhia resultem na apuração de lucro tributável sustentável. Segue abaixo o demonstrativo dos créditos não ativados em 31 de março de 2015:

Diferenças Temporárias	IRPJ e CSLL sobre diferenças Temporárias não reconhecidos	
	31/03/2015	31/12/2014
Provisões para Riscos Regulatórios	64.440	20.283
Provisões para Riscos Cíveis	2.006	2.383
Provisões para Riscos Trabalhistas	3.122	3.004
Provisão para Participação nos Resultados	724	724
Provisões Devedores Duvidosos	28.309	26.193
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	62.555	62.555
Provisão Perda Atuarial dos Planos de Benefícios Pos-Emprego	14.586	14.330
Provisão Suprimento de Energia	15.200	27.925
Outras provisões	14.947	4.374
<b>Total</b>	<b>205.889</b>	<b>161.771</b>

### 19.2 Conversão em Lei nº. 12.973/2014 da Medida Provisória nº. 627/2013

A Lei nº 12.973/2014, trouxe mudanças relevantes para as regras tributárias federais em vigor obrigatoriamente a partir de janeiro de 2015, sendo facultada a opção de aplicação antecipada de seus dispositivos a partir do ano-calendário de 2014.

Entre as principais alterações nas regras tributárias a Lei revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e prevê a entrega de nova obrigação acessória, a Escrituração Contábil Fiscal (ECF) em substituição da Declaração de Informações Econômico-fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ). A referida legislação já foi regulamentada pela Instrução Normativa nº 1.515/2014, entretanto, alguns temas relevantes estão pendentes de regulamentação pela Receita Federal do Brasil.

A Companhia elaborou estudos dos possíveis efeitos da aplicação dessa nova norma e concluiu que a sua adoção antecipada, ou não, não resultaria em impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

## 18. Contribuição de iluminação pública - CIP

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

O custeio do serviço de iluminação pública compreende:

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

A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica e o saldo ainda não repassado é atualizado pelo INPC.

Os valores não repassados ao Governo do Distrito Federal apresentavam a seguinte composição:

<b>Saldo em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>213.103</b>
CIP Arrecadada	26.885
CIP Faturada e Não Arrecadada	17.668
Atualização Monetária	5.914
Repasse ao GDF	(30.467)
<b>Saldo em 31 de março de 2015</b>	<b>233.103</b>
Circulante	105.701
Não Circulante	127.402

Em 23 de dezembro de 2014 foi publicada a Lei nº. 5.434 que estabeleceu medidas de apoio à CEB D, preparatórias à renovação do Contrato de Concessão de distribuição de energia. Dentre as medidas adotadas foi autorizado o parcelamento, em 60 parcelas mensais e sucessivas, do saldo arrecadado e não repassado da CIP nos exercícios de 2013 e 2014, que serão corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC, a partir do segundo mês subsequente ao da sua arrecadação, até o mês de início do pagamento do parcelamento. Este saldo corresponde à R\$ 161.875 e as parcelas tem vencimento no 15º dia útil de cada mês, iniciadas em fevereiro de 2015.

## 19. Provisões e encargos sobre folha de pagamento

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Provisão de Férias	12.957	14.041
Abono Assiduidade	5.869	6.618
Contribuições recolhíveis ao INSS	4.361	4.624
FGTS	1.265	1.089
Provisão de 13º Salário	1.960	-
Provisão Participação no Resultado *	3.016	3.016
Indenização Cláusula ACT	2.257	2.344
Outras provisões e encargos	93	-
<b>Subtotal</b>	<b>31.778</b>	<b>31.732</b>
Circulante	31.778	31.732
Não Circulante	-	-

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

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

A Companhia, por ser uma distribuidora do segmento de energia elétrica é obrigada a aplicar 1% de sua receita operacional líquida em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. A obrigatoriedade na aplicação desses recursos está prevista em lei e no contrato de concessão, cabendo à ANEEL regulamentar o investimento no programa, acompanhar a execução dos projetos e avaliar seus resultados. O montante 1% sobre a receita da Companhia é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de

cada um dos programas está definida pelas Leis nº. 10.848 e nº. 11.465, de 15 de março de 2004 e 28 de março de 2007, respectivamente.

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

Por meio da Resolução Normativa nº. 233, de 24 de outubro de 2006, com validade a partir de 1º de janeiro de 2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do PEE. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

<b>Descrição</b>	<b>31/03/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)	759	640
Ministério de Minas e Energia (MME)	379	320
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	22.901	21.293
Programa de Eficiência Energética (PEE)	<u>51.908</u>	<u>48.314</u>
<b>Total</b>	<b><u>75.947</u></b>	<b><u>70.567</u></b>
Circulante	33.826	33.461
Não Circulante	42.121	37.106

## 21. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios

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

### 23.1 Composição:

<b>Provisões</b>	<b>31/03/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Trabalhistas	9.253	8.905
Cíveis	6.369	7.496
Regulatórias	61.252	59.655
<b>Subtotal</b>	<b><u>76.874</u></b>	<b><u>76.056</u></b>
Circulante	6.111	5.844
Não circulante	70.763	70.212

**23.1 Movimentação:**

Descrição	Saldo em			Saldo em	
	31/12/2014	Constituição	Baixa/Reversão	Atualização	31/03/2015
Trabalhistas	8.905	150	-	198	9.253
Cíveis	7.496	62	(1.341)	152	6.369
Regulatórias	59.655	-	-	1.597	61.252
<b>Total</b>	<b>76.056</b>	<b>212</b>	<b>(1.341)</b>	<b>1.947</b>	<b>76.874</b>

**23.2 Demandas trabalhistas**

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

**23.3 Demandas cíveis**

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

**23.4 Demandas regulatórias**

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

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

**23.5 Contingências - Risco possível**

A Companhia possui processos trabalhistas e cíveis nos quais a Administração, baseada na opinião de seus assessores legais, acredita que os riscos de perda são possíveis, e por este motivo, nenhuma provisão foi constituída. O valor quantificável no momento, em tais processos, é de R\$ 2.351 em 31 de março de 2015 (R\$ 2.368 em 31 de dezembro de 2014).

**22. Outras obrigações**

<b>Outras Obrigações</b>	<b>31/03/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Parcelamento Multa ANEEL	4.204	6.415
Consignações em Favor de Terceiros	15.082	13.086
Cauções em Garantia	429	406
Retenção de quotas RGR	724	724
Outras obrigações	16.006	5.450
<b>Total</b>	<b>36.445</b>	<b>26.081</b>
Circulante	33.313	22.290
Não Circulante	3.132	3.791

## 23. Benefícios a empregados

### 23.1 Planos de benefícios

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

<b>Planos</b>	<b>Benefícios</b>	<b>Classificação</b>
Plano Complementar de Benefícios Previdências	Aposentadoria e pensão	Benefício definido
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida
Plano Assistencial	Assistência médica	Benefício definido
Plano CEB Saúde	Assistência médica	Contribuição definida

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

A CEB D mantém junto à FACEB dois planos previdenciais, 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 coparticipação pelos usuários, no momento em que utilizam o plano, cujos percentuais são definidos no respectivo regulamento, ficando a patrocinadora com a responsabilidade por complementar os pagamentos dos usuários de forma a custear as despesas do plano.

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

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

<b>Descrição</b>	<b>31/03/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Plano de Previdência	44.385	50.762
Plano de Assistência	311.569	302.986
Programa de Demissão Voluntária	<u>1.321</u>	<u>2.010</u>
<b>Total</b>	<b>357.275</b>	<b>355.758</b>
Circulante	73.681	60.859
Não Circulante	283.594	294.899

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

<b>Descrição</b>	<b>31/03/2015</b>	<b>31/03/2014</b>
Previdência	2.015	1.948
Assistência	8.467	8.041
<b>Total</b>	<b>10.482</b>	<b>9.989</b>

### 23.2 Planos Previdenciário e Assistencial

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

	<u>Plano Previdenciário</u>		<u>Plano Assistencial</u>	
	<b>28/02/2015</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>28/02/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
<b>Valor presente das obrigações atuariais</b>				
Valor presente da obrigação atuarial em 31/12/2015	(1.137.535)	(985.140)	(305.787)	(271.999)
Custo do serviço corrente	(2.733)	(11.012)	(625)	(2.464)
Custo de juros	(32.647)	(116.247)	(8.776)	(37.862)
Ganhos/(Perda) atuariais	(1.087)	(91.994)	(6.248)	(26.819)
Benefícios Pagos pelo plano	18.121	66.858	9.885	33.357
<b>Valor presente da obrigação atuarial em 28/02/2015</b>	<b>(1.155.881)</b>	<b>(1.137.535)</b>	<b>(311.551)</b>	<b>(305.787)</b>

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

	<u>Plano Previdenciário</u>		<u>Plano Assistencial</u>	
	28/02/2015	31/12/2014	28/02/2015	31/12/2014
<b>Valor justo dos ativos do plano</b>				
Valor justo dos ativos do plano em 31/12/2014	1.108.746	962.786		
Retorno esperado dos ativos do plano	31.821	113.608		
Ganhos/(Perda) atuariais	(11.187)	49.327		
Contribuições do empregador	6.700	39.117	9.885	33.357
Contribuições do participante do plano	2.785	10.766		
Benefícios Pagos pelo plano	(18.121)	(66.858)	(9.885)	(33.357)
<b>Valor justo dos ativos do em 28/02/2015</b>	<b>1.120.744</b>	<b>1.108.746</b>	-	-

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

	<u>Plano Previdenciário</u>		<u>Plano Assistencial</u>	
	28/02/2015	31/12/2014	28/02/2015	31/12/2014
<b>Valores reconhecidos no balanço patrimonial</b>				
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura	35.136	28.788	311.551	305.787
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos (item 92)				
(Passivo)/Ativo líquido reconhecido no final do exercício	46.272	52.276	303.723	313.087
<b>Movimentação do passivo(ativo) líquido reconhecido no balanço</b>				
Passivo(ativo) reconhecido no início do exercício	(28.788)	(22.354)	(305.787)	(271.999)
Contribuições aportadas no plano	6.700	39.117	9.885	33.357
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais	(12.274)	(42.667)	(6.248)	(26.819)
Despesas do exercício	(774)	(2.884)	(9.401)	(40.326)
<b>(Passivo)/ATIVO reconhecido no final do exercício</b>	<b>(35.136)</b>	<b>(28.788)</b>	<b>(311.551)</b>	<b>(305.787)</b>



### *Plano Previdenciário*

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciários apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.155.881, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.120.744 resultou em um déficit de R\$ 35.136 sendo, portanto, inferior ao valor do passivo atuarial atualmente registrado, relativo ao Plano Previdenciário no montante de R\$ 46.272 relativo ao contrato de dívida que mantém junto à FACEB. Observa-se que o montante contabilizado pela CEB D é suficiente para a cobertura da provisão total de benefícios pós-emprego do Plano Complementar de Benefícios Previdenciários.

O valor justo dos ativos do plano foi informado pela FACEB e, segundo a entidade, está precificado a mercado. Do ativo total informado pela FACEB (R\$ 1.137.592) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exigível operacional (R\$ 2.185), exigível contingencial (R\$ 4.773) e fundos (R\$ 9.890), resultando no valor justo de R\$ 1.120.744, uma vez que essas parcelas do ativo não se destinam à cobertura das provisões matemáticas. Ressalta-se que o saldo do contrato de dívida junto à entidade não está incluído no valor justo dos ativos do plano.

### *Plano Assistencial*

A avaliação atuarial do plano Assistencial, posicionada em 28 de fevereiro de 2015, revelou que a obrigação atuarial deste plano é de R\$ 311.551. Considerando-se que este plano não possui valor justo de ativos, então a obrigação atuarial calculada em 28 de fevereiro de 2015 se encontra sem lastro de ativos financeiros. A composição deste passivo se dá da seguinte forma: a) passivo de curto prazo dos ativos: R\$ 11.862; b) passivo de longo prazo dos ativos: R\$ 75.337; c) passivo de curto prazo dos assistidos: R\$ 18.527; e d) passivo de longo prazo dos assistidos: R\$ 205.787.

O passivo líquido contabilizado em 31 de dezembro de 2014 era de R\$ 305.787 e, computadas as variações ocorridas em 2015, conforme demonstradas nos quadros anteriores têm-se um passivo líquido em 28 de fevereiro de 2015 de R\$ 311.551 sendo este o valor da provisão de benefícios pós-emprego para o Plano Assistencial.

As informações que fundamentaram a avaliação atuarial são constituídas de bases cadastrais referentes ao plano previdencial e plano de saúde, de informações sobre a utilização do plano de saúde nos últimos vinte e um meses, informações contábeis posicionadas em 28 de fevereiro de 2015 e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado na mesma data, necessitando de aumento dessa provisão em R\$ 7.828.

Quadro demonstrativo da despesa total reconhecida na demonstração de resultados

Valores reconhecidos na DRE	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	28/02/2015	31/12/2014	28/02/2015	31/12/2014
Custo do serviço corrente	2.733	11.012	(625)	(2.463)
Contribuições dos participantes	(2.785)	(10.766)		-
Custo de juros	32.647	116.247	(8.776)	(37.862)
Retorno esperado dos ativos do plano	(31.821)	(113.609)		
Amortização de ganhos/(perdas) atuariais				-
Total da (despesas)/receita reconhecida	(774)	(2.884)	(9.401)	(40.326)
<b>Total da (despesa)/receita no exercício</b>	<b>(774)</b>	<b>(2.884)</b>	<b>(9.401)</b>	<b>(40.326)</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:

Composição dos ativos	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	28/02/2015	31/12/2014	28/02/2015	31/12/2014
Disponível	0,27%	0,24%	N/A	N/A
Renda Fixa	87,11%	86,34%	N/A	N/A
Renda Variável	1,43%	1,44%	N/A	N/A
Investimentos estruturados	6,79%	7,65%	N/A	N/A
Investimentos Imobiliários	1,65%	1,67%	N/A	N/A
Empréstimos com Participantes	2,75%	2,66%	N/A	N/A
Total percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%	N/A	N/A

### 23.3 Premissas atuariais

Premissas atuariais adotadas	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	28/02/2015	31/12/2014	28/02/2015	31/12/2014
<b>Financeira</b>				
Taxa de juros anual para cálculo do valor presente da obrigação	6,27%	6,20%	6,27%	6,20%
Expectativa de retorno do valor justo dos ativos do plano	12,04%	11,97%	0,00%	0,00%
Taxa anual de inflação	5,43%	5,43%	5,43%	5,43%
Taxa nominal de crescimento anual dos salários	5,43%	5,43%	5,43%	5,43%
Taxa nominal de crescimento dos benefícios do plano	5,43%	5,43%	5,43%	5,43%
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.	
<b>Composição familiar para cálculo de pensão e reversão</b>				
Ativos	90% casados com cônjuge feminino 4 anos mais jovem			
Assistidos	Família informada no cadastro			
<b>Comparativo evidenciando retorno esperado e o retorno real dos ativos do plano</b>				
	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	28/02/2015	31/12/2014	28/02/2015	31/12/2014
Taxa nominal de rendimento esperada sobre os ativos do plano	12,04%	11,97%	N/A	N/A
Retorno real anual dos ativos do plano	N/A	N/A	N/A	N/A

### 23.4 Contrato de dívida atuarial

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

Esses compromissos decorrem das alterações ocorridas quando da implantação do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais (aprovado pela Secretaria de Previdência Complementar em 1992), principalmente de verbas salariais introduzidas nas remunerações dos empregados da Companhia e que passaram desde então a compor os salários de participação da FACEB, tais como: adicionais de periculosidade e penosidade, décimo quarto salário e participação nos lucros. Até aquele ano, as reservas correspondentes às citadas rubricas eram amortizadas pela CEB por meio do pagamento à FACEB de parcelas mensais extraordinárias ou quitação anual por período. Essa contribuição foi denominada “suplementar”, pois é uma contribuição adicional além da contribuição normal, e foi decorrente do custo do serviço passado dos empregados.

As características dessa contratação e que foram incluídas no Regulamento do Plano, conforme descrevemos: encargos financeiros de 6% ao ano; correção monetária igual à variação INPC, capitalizada mensalmente; prazo de amortização de 180 meses sucessivos. Demonstramos, a seguir, o montante atualizado, líquido das amortizações, até 31 de dezembro de 2014:

Descrição	Total	Circulante	Não Circulante
<b>Passivo em 31/12/2014</b>	<b>49.237</b>	<b>31.368</b>	<b>17.869</b>
Amortização no exercício	(7.842)	(7.842)	
Atualização no exercício	2.229	2.016	213
Transferências para o circulante	-	18.082	(18.082)
<b>Passivo em 31/03/2015</b>	<b>43.624</b>	<b>43.624</b>	-

A composição do passivo está assim contabilizada:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Contribuições para o plano	761	1.525
Contrato de dívida	43.624	49.237
<b>Total</b>	<b>44.385</b>	<b>50.762</b>
Circulante	44.385	32.893
Não Circulante	-	17.869

Para cálculo do passivo a ser registrado, foram consideradas já no resultado as contribuições a pagar, dessa forma, o valor restante já se encontra contabilizado por meio do Contrato de Equacionamento de Déficit pactuado entre a Companhia e a FACEB. Assim, o resultado da avaliação atuarial de 28 de fevereiro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 revelou a necessidade de reversão parcial de provisão.

### 23.5 Programa de desligamento voluntário

Em continuidade ao programa implementado em 2005, a Companhia implementou o Programa de Desligamento Voluntário II que contou com a adesão de 185 empregados que possuem condições de se aposentar no INSS e que completam as condições com a FACEB no decorrer de 2006 a 2015.

Demonstramos, a seguir, a movimentação das verbas indenizatórias do Programa de Desligamento Voluntário II:

Descrição	Total	Circulante	Não Circulante
<b>Passivo em 31/12/2014</b>	<b>2.010</b>	<b>2.010</b>	-
Amortização no exercício	(664)	(664)	-
Atualização no exercício	(7)	(14)	7
Transferências para o circulante	<u>(17)</u>	<u>(10)</u>	<u>(7)</u>
<b>Passivo em 31/03/2015</b>	<b>1.322</b>	<b>1.322</b>	-

### 24. Superávit de baixa renda

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

Demonstramos, a seguir, a movimentação ocorrida no exercício:

Descrição	2015
<b>Saldo inicial em 31 de dezembro de 2014</b>	<b>108.557</b>
Amortização no exercício	
Atualização no exercício	3.365
<b>Saldo final em 31 de março de 2015</b>	<b>111.922</b>
Não Circulante	111.922

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

## 25. Patrimônio líquido

### 25.1 Capital social

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

### 25.2 Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio

A política de distribuição de JCP e dividendos da Companhia está de acordo com o estatuto e com o que determinam os parágrafos a seguir: § 2º “A Diretoria da CEB Distribuição poderá, em obediência à deliberação tomada pelo acionista único, determinar o levantamento de balanços semestrais ou em períodos menores e, observando as limitações legais, declarar dividendos com base nos lucros apurados nesses balanços” e § 3º “A CEB D, por deliberação do acionista único, poderá pagar os dividendos a título de juros sobre o capital próprio”. A Companhia nos exercícios de 2014 e de 2013 apurou respectivamente um prejuízo de R\$ 88.863 e R\$ 145.269, sendo que considerando o saldo de prejuízos acumulados, não houve destinação de dividendos ou juros sobre o capital próprio.

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

	31/03/2015	31/03/2014
Lucro (prejuízo) do período	(57.722)	(88.235)
Número médio ponderado de ações ordinárias	580.532	580.532
<b>Resultado por ação</b>	<b>(0,0994)</b>	<b>(0,1520)</b>

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

## 26. Transações com partes relacionadas

### Controladora e parte controladora final

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

### **Operações com pessoal-chave da Administração**

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

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

<b>Descrição</b>	<b>31/03/2015</b>	<b>31/03/2014</b>
<b>Remuneração Administradores</b>		
Remuneração	528	586
Encargos	<u>95</u>	<u>103</u>
<b>Total</b>	<b><u>623</u></b>	<b><u>689</u></b>

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

### **Outras transações com partes relacionadas**

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

Descrição		31/03/2015	31/12/2014
<b>Ativos da CEB Distribuição</b>		<b><u>85.375</u></b>	<b><u>64.006</u></b>
Créditos a receber da CODHAB GDF	a)	5	-
Créditos a receber do Governo do GDF	a)	92	-
Créditos a receber da Sec. Geral do Governo do Distrito Federal	a)	13	-
Créditos a receber da Procuradoria Geral do DF	a)	-	-
Créditos a receber da Secretaria da Fazenda do DF	a)	36	-
Créditos a receber da Secretaria de Educação do DF	a)	-	-
Créditos a receber da Controladora Companhia Energética de Brasília-CEB	a)	687	2.768
Créditos a receber da empresa CEB Geração S.A.	a)	149	193
Créditos a receber da empresa CEB Participação S.A.	a)	66	143
Créditos a receber da empresa CEB Lajeado S.A.	a)	22	47
Créditos a receber da Secretaria de Fazenda do DF	a)	-	-
Créditos a receber da Secretaria Geral do DF	a)	-	-
Créditos a receber da Secretaria de Educação do DF	a)	-	-
Créditos a receber da Terracap	a)	480	338
Créditos a receber da Secretaria de Planejamento do DF	a)	12	28
Créditos a receber da Defensoria Pública do DF	a)	5	-
Créditos a receber do DFTRANS	a)	11	11
Créditos a receber da Secretaria de Políticas p/ Mulher GDF	a)	29	21
Crédito a receber da Adm. Reginal do Riacho Fundo I	a)	3	3
Créditos a receber da Secretaria de Estado do Governo	a)	126	41
Créditos a receber da Adm. Regional de Taguatinga - GDF	a)	-	-
Créditos a receber da Câmara Legislativa do DF	a)	126	161
Contas a receber de energia elétrica (fornecimento e serviço) - GDF	b)	83.153	59.933
Encargos de Uso da Rede Elétrica - CEB Geração S/A	f)	69	66
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Corumbá Concessões S/A	f)	217	200
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Energética Corumbá III	f)	74	53
<b>Passivo da CEB Distribuição</b>		<b><u>284.457</u></b>	<b><u>277.551</u></b>
Fornecedor Suprimento - CEB Lajeado S.A.	c)	14.311	11.374
Fornecedor Suprimento - Corumbá Concessões S.A.	c)	33.908	48.727
Fornecedor Suprimento - Energética Corumbá III	c)	3.135	4.347
Contribuição Iluminação Pública - GDF	e)	233.103	213.103
Dividendos GDF	g)	-	-
		<b><u>31/03/2015</u></b>	<b><u>31/03/2014</u></b>
<b>Resultado da CEB Distribuição</b>		<b><u>(667)</u></b>	<b><u>1.591</u></b>
Energia comprada para revenda da CEB Lajeado S.A.	c)	(31.676)	(29.966)
Energia comprada para revenda da Corumbá Concessões S.A.	c)	(34.958)	(32.579)
Energia comprada para revenda da Energética Corumbá III	c)	(9.097)	(8.740)
Receita de fornecimento de energia e serviços (GDF)	b)	73.882	71.977
Receita pela Disponibilidade da Rede - CEB Geração S/A	f)	201	192
Receita pela Disponibilidade da Rede - Corumbá Concessões S/A	f)	804	570
Receita pela Disponibilidade da Rede - Energética Corumbá III S/A	f)	177	133
Receita de locação à controladora	d)	-	4



- (a) A CEB D possui empregados cedidos a outras empresas do Grupo CEB e também a órgãos do Governo do Distrito Federal. As empresas e os órgãos beneficiários efetuam mensalmente o ressarcimento do custo efetivo dos salários e dos benefícios dos empregados cedidos à CEB D. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais.
- (b) Fornecimento de energia elétrica ao GDF, onde é cobrada a tarifa homologada pelo órgão regulador para a classe Poder Público. 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\$ 20.478 (vinte milhões, quatrocentos e setenta e oito mil) para pagamento em 48 parcelas fixas, atualizados pelo INPC até a data da renegociação e acrescidas de encargos de 1% ao mês.
- (c) Contratos bilaterais de Suprimento de Energia com empresas do grupo, com prazos de vigência até 07/07/2015. As tarifas são homologadas e revisadas pelo órgão regulador para cada empresa/contrato.
- (d) Contrato de aluguel de salas utilizadas pela Companhia Energética de Brasília - CEB, reajustado anualmente pelo IGP-M, com vencimento previsto para 17 de fevereiro de 2014. O referido contrato foi rescindido em janeiro de 2014.
- (e) A Contribuição de Iluminação Pública - CIP foi instituída no Distrito Federal pela Lei Complementar nº 673, de 27 de dezembro de 2002, para o custeio dos serviços de iluminação pública prestados aos contribuintes nas vias e nos logradouros públicos do Distrito Federal. A arrecadação da CIP é efetuada pela CEB D na fatura de consumo de energia elétrica dos consumidores.
- (f) As empresas CEB Geração S/A, Corumbá Concessões S/A e Energética Corumbá III são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da Companhia e pagam pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

## **27. Desdobramento de outros itens da demonstração de resultados**

### **c) Receita operacional líquida**

Descrição	Consumidores *		MWh *		Valor	
	31/03/2015	31/03/2014	01/01/2015	01/01/2014	01/01/2015	01/01/2014
			a	a	a	a
<b>Consumidores</b>			<b>31/03/2015</b>	<b>31/03/2014</b>	<b>31/03/2015</b>	<b>31/03/2014</b>
Residencial	864.657	831.571	573.412	590.156	243.756	186.710
Industrial	1.729	1.708	47.764	60.815	21.212	19.338
Comercial	107.145	105.321	514.621	513.638	215.696	159.337
Rural	10.138	9.992	32.129	33.042	9.556	6.945
Poder Público	6.234	5.931	152.553	161.284	68.984	54.104
Iluminação Pública	19	19	107.417	102.476	29.630	17.089
Serviço Público	315	315	68.557	84.267	24.129	18.229
<b>(=)Fornecimento faturado (**)</b>	<b>990.237</b>	<b>954.857</b>	<b>1.496.453</b>	<b>1.545.678</b>	<b>612.963</b>	<b>461.752</b>
Consumo Próprio	49	48	426	504	-	-
Fornecimento Não Faturado Líquido					14.714	(25.190)
Encargo de Capacidade Emergencial					-	2
Efeito Líquido - Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					60.333	-
Ultrapassagem de Demanda e Exc de Reativos					(4.192)	-
Aportes Recursos CDE					11.880	12.752
<b>(=)Fornecimento de Energia Elétrica</b>	<b>990.286</b>	<b>954.905</b>	<b>1.496.880</b>	<b>1.546.182</b>	<b>695.698</b>	<b>449.316</b>
Energia elétrica de curto prazo					112.179	40.194
Disponibilização do Sistema de Distribuição					5.600	3.921
Receita de construção					20.209	37.766
Receita da prestação de serviços					123	-
Arrendamentos e Aluguéis					6.553	5.766
Outras receitas e rendas					431	726
<b>Total da receita operacional</b>					<b>840.793</b>	<b>537.689</b>
<b>Deduções da Receita</b>					<b>(266.912)</b>	<b>(140.809)</b>
<b>Impostos</b>					<b>(121.325)</b>	<b>(93.907)</b>
ICMS					(121.038)	(93.612)
ISS					(287)	(295)
<b>Contribuições</b>					<b>(77.160)</b>	<b>(46.902)</b>
PIS/PASEP					(13.760)	(8.366)
COFINS					(63.400)	(38.536)
<b>Encargos do Consumidor</b>					<b>(68.427)</b>	<b>(9.370)</b>
Encargo de Capacidade Emergencial					-	(2)
Reserva Global de Reversão - RGR						-
Programa de Eficiência Energética - PEE					(2.828)	(1.829)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (***)					(46.865)	(5.710)
Conta de Consumo de Combustível - CCC					-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D					(2.828)	(1.829)
Outros Encargos					(15.906)	-
					<b>(266.912)</b>	<b>(150.179)</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>					<b>573.881</b>	<b>387.510</b>

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

(\*\*) Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são remunerados pelo WACC regulatório (custo médio ponderado de capital) e essa remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor. Em 31 de março de 2014, o valor corresponde a R\$ 64.083 (R\$ 56.249 em 31/03/2014).

(\*\*\*) Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.857, que estabeleceu a Cota Anual de Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, a ser repassada pela CEB Distribuição à Eletrobras, em 2015, no montante de R\$ 391.473. No 1º trimestre de 2015 os valores devidos pela CEB Distribuição à Eletrobras totalizaram R\$ 46.865. Esses valores foram reconhecidos e homologados na Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, para serem repassados aos consumidores de energia da CEB Distribuição.

**d) Custo do Serviço com energia elétrica**

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/03/2014</u>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>		
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(334.126)	(279.761)
Energia Elétrica Comprada p/ revenda Curto Prazo	(80.629)	15.380
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(29.884)	(51.173)
Aportes de Recursos da CDE/ACR(b.1)	-	(18.443)
<b>Subtotal</b>	<b>(444.639)</b>	<b>(333.997)</b>
<b>Custo de Operação</b>		
Pessoal e Administradores	(19.090)	(17.965)
Entidade de Previdência Privada	(746)	(732)
Material	(518)	(713)
Custo de Construção	(20.209)	(37.766)
Serviço de Terceiros	(8.149)	(11.152)
Depreciação e Amortização	(10.335)	(11.005)
Taxa de Fiscalização Serv. EE	(673)	(537)
Outros Custos	(346)	(419)
<b>Subtotal</b>	<b>(60.066)</b>	<b>(80.289)</b>
<b>Total</b>	<b>(504.705)</b>	<b>(414.286)</b>

**b.1) Repasse de Recursos da CONTA - ACR (CCEE)**

Valor relativo ao repasse de recursos através da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica – CCEE referente aos meses de fevereiro a dezembro de 2014. Tais valores foram contabilizados como redução do custo de energia.

**e) Despesas operacionais**

**c.1) Despesas com Vendas**

Descrição	<u>31/03/2015</u>	<u>31/03/2014</u>
Pessoal	(5.106)	(4.661)
Material	(17)	(41)
Serviço de Terceiros	(11.517)	(8.302)
Propaganda e Publicidade	(114)	-
Provisão(Reversão) Devedores Duvidos	(12.574)	(6.641)
Outras Despesas com Vendas	(460)	(588)
<b>Total</b>	<b>(29.788)</b>	<b>(20.233)</b>

**c.2) Despesas Gerais e Administrativas**

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/03/2014</u>
<b>Despesas gerais e administrativas</b>		
Pessoal e Administradores	(20.033)	(20.451)
Entidade de Previdência Privada	(1.269)	(1.246)
Material	(344)	(515)
Serviço de Terceiros	(6.683)	(8.654)
Depreciação e Amortização	(963)	(687)
Outras Despesas Gerais e Administrativas	(2.587)	(4.012)
<b>Total</b>	<b>(31.879)</b>	<b>(35.565)</b>

**c.2) Outras Receitas/(Despesas)Operacionais**

	31/03/2015	31/03/2014
<b>Outras Receitas/(Despesas)Operacionais</b>		
<b>Outras Receitas</b>	<b>15.339</b>	<b>17.332</b>
Reversões contingências Cíveis, Trabalhistas e Regulatórias	1.342	-
Reversões Benefício Pós - Emprego	8.104	7.828
Outras Receitas e reversões	(48)	-
Recuperação de perdas	4.973	2.378
Ressarcimentos CCEARs	968	7.126
Baixa de Dividendos 2001	0	-
<b>Outras Despesas</b>	<b>(14.709)</b>	<b>(17.556)</b>
Provisões contingências Cíveis e Trabalhistas	(563)	(358)
Provisões contingências regulatórias	(1.597)	(1.171)
Provisão Benefício Pós - Emprego	(8.859)	(9.815)
Outras Provisões	20	-
Compensação a consumidores	(3.710)	(6.212)
<b>Total</b>	<b>630</b>	<b>(224)</b>

**f) Resultado Financeiro**

Descrição	31/03/2015	31/03/2014
<b>Receitas (Despesas) Financeiras</b>		
<b>Receita Financeira</b>		
Acréscimo Moratório em Conta de Energia	2.922	2.674
Varição Cambial sobre Faturas de Energia	-	843
Atualizações Monetárias	10.542	1.224
Multas e Penalidades Aplicadas	190	1.318
Rendimentos de Aplicações Financeiras	61	24
Atualização do Ativo Financeiro	-	-
Outras Receitas Financeiras	1.958	1.552
<b>Subtotal</b>	<b>15.673</b>	<b>7.635</b>
<b>Despesas Financeiras</b>		
Encargos de Dívidas	(10.367)	(5.034)
Varição Cambial sobre Faturas de Energia	(21.757)	-
Atualizações Monetárias	(14.769)	(6.167)
Atualização Benefício Pós Empregos	(698)	(1.041)
Outras Despesas Financeiras	(10.511)	(397)
<b>Subtotal</b>	<b>(58.102)</b>	<b>(12.639)</b>
<b>Total</b>	<b>(42.429)</b>	<b>(5.004)</b>

Brasília, 13 de maio de 2015

**Ari Joaquim da Silva**

Diretor Geral

**Raphael Ehlers dos Santos**

Diretor de Gestão

**Mauricio Alvares da Silva Velloso Ferreira**

Diretor Comercial

**Mauro Martinelli Pereira**

Diretor de Distribuição

**Júlio César de Oliveira Freitas**

Diretor Financeiro

**Tatiana Lopes Nonato Trindade**

Superintendente de Contabilidade

Contadora CRC/DF nº. 021590/O-6

**Lucas Mendes da Costa**

Gerente de Patrimônio

Contador CRC/DF nº. 022288/O-6

**Danielle Couto de Paiva**

Gerente de Contabilidade

Contadora CRC/DF nº. 021482/O-9