



***Relatório da
Administração
2011***



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2011

Senhores Acionistas,

A CEB Distribuição S.A. (CEB D), por meio de sua Diretoria e em cumprimento às disposições legais, tem a satisfação de apresentar o Relatório da Administração relativo ao exercício social de 2011, bem como as demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e acompanhados do Relatório dos Auditores Independentes.

1. Mensagem da Diretoria

A atual Diretoria da CEB Distribuição S.A., empossada em janeiro de 2011, encontrou um quadro financeiro e operacional comprometido, linhas e redes do sistema elétrico sobrecarregadas, subestações operando acima de suas capacidades, manutenção preventiva insuficiente, obsolescência nos sistemas de Tecnologia da Informação, frota de veículos sucateada e mais de 10 anos sem contratação de novos empregados.

Na última década, os investimentos no sistema elétrico de distribuição foram muito aquém do necessário para atendimento à demanda do crescente mercado consumidor, implicando na deterioração da prestação dos serviços (qualidade e continuidade) e resultando em constantes falhas e interrupções no fornecimento de energia ao cliente consumidor. Entretanto, pode-se afirmar que a Companhia começa a recuperar sua energia para enfrentar seus problemas acumulados por mais de uma década.

Finalmente, a Diretoria da Companhia ressalta a sintonia com as diretrizes estabelecidas pelo atual Governo, entre elas a de recuperar a CEB D de sua atual situação. Para alcançar esse objetivo, a Empresa trabalhará permanentemente na busca de soluções baseadas na competência, na austeridade, na transparência, na inovação tecnológica, na ética e na convicção de que a população do Distrito Federal tem direito a um serviço de distribuição de energia com qualidade, considerando especialmente os três poderes instalados na Capital Federal.

Rubem Fonseca Filho

Diretor-Geral

2. CEB Distribuição S.A.

A CEB D é uma empresa subsidiária integral da Companhia Energética de Brasília (CEB) e tem por objeto a distribuição e comercialização de energia elétrica no Distrito Federal, nos termos do Contrato de Concessão nº 66/1999 - Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou em outras áreas do País, cuja concessão para exploração seja-lhe outorgada.

A Companhia foi criada pela Lei Distrital nº 2.710, de 24/05/2001, e constituída por intermédio da escritura pública em 20/06/2005. É uma sociedade de economia mista, regida pela Lei das Sociedades Anônimas, e segue as orientações do Ministério das Minas e Energia (MME) e da ANEEL, por ser o órgão fiscalizador da concessão da CEB Distribuição.

Os ativos da CEB D são resultantes da versão de parte do patrimônio da Companhia Energética de Brasília, em função da reestruturação societária realizada em 2006, nos termos das Resoluções nº 167/2001, nº 593/2002, nº 22/2003 e da Resolução Autorizativa nº 318/2005, da ANEEL.

A área de concessão abrange todo o Distrito Federal, dividido em 30 regiões administrativas, com uma extensão de 5.801,937 km², e atende 880.061 (dez/11) clientes.

3. Diretrizes Estratégicas

Focada na melhoria da qualidade do serviço prestado aos seus clientes e no saneamento econômico e financeiro da Companhia, a CEB Distribuição procura retomar o seu papel de entidade pública, a empresa foca seus esforços também para a sociedade do Distrito Federal e revisa o seu planejamento estratégico, apresentando a seguinte Missão: *“Distribuir energia elétrica com qualidade, continuidade e rentabilidade, visando à satisfação dos consumidores e ao desenvolvimento do Distrito Federal”*.

A CEB Distribuição tem como princípio organizacional a melhoria da qualidade de sua gestão operacional, posicionando-se entre as melhores empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil, tendo como Visão: *“Ser uma das dez melhores empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil até 2015”*.

Para alcançar a situação desejada, a CEB Distribuição se estrutura nos seguintes valores organizacionais:

- **Qualidade:** Excelência na prestação do serviço.
- **Ética:** Profissionalismo, competência, honestidade e solidariedade com bases do trabalho.
- **Comprometimento:** Engajamento com a empresa e seus resultados.
- **Transparência:** Disponibilização de dados e informações da empresa a toda a sociedade.

4. Sistema Elétrico

O sistema de distribuição da CEB D, nas tensões entre 15 e 138 KV, encontra-se interligado com o sistema supridor de FURNAS e constitui-se atualmente de 33 subestações, sendo 14 alimentadas em 138 kV, 05 em 69 kV, 14 em 34,5 kV, perfazendo a capacidade instalada de transformação de 2.130 MVA.

O suprimento de energia ao Distrito Federal é realizado, principalmente, por FURNAS por meio das subestações Brasília Sul – 345/138 kV, Brasília Geral – 230/34,5 kV e Samambaia – 345/138 kV, com capacidade de 900 MVA, 240 MVA e 450 MVA, respectivamente, de Corumbá IV com 127 MW de potência instalada e Corumbá III com 93 MW de potência instalada.

Para a alimentação dessas subestações dispõe-se de um sistema de distribuição acima de 15 kV, constituído de circuitos de 138 kV e 34,5 kV, com extensão de 915 km.

5. Mercado

5.1 Desempenho Comercial

Em 2011 a CEB D forneceu 5.470 GWh de energia elétrica a seus clientes finais, representando um crescimento de 1,6% quando comparado ao ano anterior. Registrou um total de 880.061 consumidores, identificando um aumento de 3,3% em relação à mesma data no ano anterior, sendo a classe com maior crescimento a residência l(22.150), seguido pela classe comercial(5.733) consumidores.

Tabela 1 – N° de consumidores e consumo

Classes	N° de Consumidores		Consumo – GWh	
	2011	2010	2011	2010
Residencial	762.414	740.264	2.005	1.967
Industrial	1.734	1.688	232	420
Comercial	100.901	95.168	1.832	1.651
Rural	9.561	9.497	131	124
Poder Público	5.097	4.818	570	548
Iluminação Pública	19	19	364	345
Serviço Público	288	287	334	326
Próprio	47	46	2	2
TOTAL	880.061	851.787	5.470	5.383

Semelhante ao observado nos anos anteriores, grande parte do suprimento de energia elétrica à CEB D foi oriunda de aquisições realizadas no Ambiente de Contratação Regulado - ACR. Itaipu ainda é o maior fornecedor de energia elétrica, sendo responsável por 16,99% das compras realizadas.

Tabela 2 - Energia Elétrica Comprada para Revenda

Composição da Compra de Energia em 2011			
Descrição	Fornecedor	GWh	Percentual
Cota Parte	ITAIPU	1.114	16,99%
	PROINFA	143	2,18%
Contratos Bilaterais	Corumbá IV	666	10,15%
	Corumbá III	446	6,80%
	CEB Lajeado	886	13,51%
	Investco	8	0,13%
Ambiente de Contratação Regulado - ACR	CCEAR	3.295	50,24%
Total		6.558	100,00%

5.2 Reajuste Tarifário

O reajuste tarifário acontece anualmente entre as revisões tarifárias e tem por objetivo propiciar a concessionária o equilíbrio econômico financeiro de sua concessão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 1190, de 16 de agosto de 2011, estabeleceu o reajuste tarifário anual da CEB D. O reajuste médio, que passou a vigorar a partir de 26 de agosto de 2011, ficou em 8,15 % para o período de 12 meses, sendo 6,86% econômico e 1,29% de componente financeiro.

O efeito médio desse reajuste sobre as tarifas dos consumidores foi de 6,36%, sendo de 5,58% para os consumidores atendidos em alta tensão e de 6,74% para aqueles atendidos em baixa tensão.

5.3 Revisão Tarifária

O processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

No momento da revisão tarifária periódica é calculada a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

No 3º CRTP, o cálculo dos custos operacionais eficientes deixará de ser realizado pela metodologia da empresa de referência. A partir do 3º CRTP serão adotados parâmetros de custos operacionais eficientes, baseados na média de desempenho das empresas no último ciclo, atualizados pela inflação, pelo aumento de unidades consumidoras, do consumo em megawatt/hora e da rede de distribuição.

Com relação à taxa de remuneração do capital houve uma redução de 9,95% para 7,5%, reflexo o comportamento da economia brasileira nos últimos anos, com diminuição do risco do negócio de distribuição de energia no Brasil e das taxas de juros aplicadas à captação de recursos pelo setor elétrico.

Outra mudança ocorrida foi na metodologia referente ao cálculo do índice Fator X, que repassará ao consumidor os ganhos médios de produtividade da distribuidora, considerando a trajetória de custos operacionais eficientes, e também, a partir desse ciclo, passará a incentivar a melhoria da qualidade do fornecimento de energia da distribuidora.

No requisito “Outras Receitas” houve uma ampliação de produtos que geram receitas às distribuidoras, as quais serão parcialmente revertidas à modicidade tarifária.

Por fim, a metodologia adotada pela ANEEL para o 3º ciclo de Revisões Tarifário, tem como objetivo incentivar as empresas a adotar melhores práticas de gestão, com foco na eficiência, o que contribuirá para redução das tarifas aos consumidores.

5.4 Conselho de Consumidores

O Conselho de Consumidores tem a finalidade de estreitar relações entre a CEB D e seus clientes. É formado por representantes das classes de consumidores de energia elétrica, existentes no Distrito Federal: residencial, comercial, industrial, rural e poder público, contando ainda com representantes do Ministério Público e PROCON.

As condições para sua constituição, funcionamento e operacionalização são estabelecidas pela ANEEL, por meio da Resolução n.º 138/ANEEL, de 10 de maio de 2000, que tornou obrigatória a existência de conselhos em todas as concessionárias e permissionárias de energia elétrica do país.

6. Indicadores de Qualidade DEC e FEC

Os principais indicadores de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica constantes do Contrato de Concessão e fiscalizados pela ANEEL são o DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor.

Em 2011 a instalação de equipamentos operacionais com tecnologia mais moderna, adequação de parte das redes de distribuição para padrões de melhor desempenho e entrada em operação de novas Linhas e Subestações contribuiu para uma redução no FEC de 11,8%, ficando dentro do limite estabelecido pela ANEEL. Apesar da melhora no indicador de continuidade FEC ficando dentro do limite estabelecido pela ANEEL, o valor obtido para DEC ainda está maior que o limite máximo regulatório.

A implantação de novas subestações, previstas no Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, e a consequente redução do comprimento dos circuitos, bem como o crescimento da capacidade de transformação, irão impactar positivamente, ajustando os indicadores de desempenho do sistema de distribuição da CEB D aos limites estabelecidos pela Agência Reguladora.

7. Obras no Sistema Elétrico

A Companhia investiu em rede de distribuição subterrânea e aérea de até 15 kV, obras de distribuição de alta tensão (subestações e linhas de distribuição) preservação do sistema elétrico e melhorias.

As principais obras em curso para melhoria do sistema de distribuição da Companhia são:

- Implantação da Linha de Distribuição Aérea Circuito Duplo 138 kV Samambaia x Riacho Fundo
- Implantação da Linha de Distribuição Aérea Circuito Simples 138 kV Riacho Fundo x Sudoeste
- Implantação da Linha de Distribuição Aérea Circuito Simples 138 kV Santa Maria x Mangueiral
- Reforma completa da Subestação Gama para 138 kV (2ª etapa)
- Implantação da Subestação Riacho Fundo
- Implantação da Subestação Samambaia Oeste
- Implantação da Subestação Setor Hípico
- Implantação da Linha de Distribuição Subterrânea Circuito Simples 138 kV Riacho Fundo x Setor Hípico X Setor de Embaixadas Sul.

8. Programas de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e de Eficiência Energética – PEE

8.1 Programa de Eficiência Energética – PEE

O projeto Agente CEB foi estruturado a partir da identificação das Regiões Administrativas com maior número de unidades consumidoras de baixa renda, de acordo com a estratégia de atuação estipulada pela CEB.

O Projeto prevê: identificação e visita a 80.000 unidades consumidoras de baixa renda, troca de 300.000 lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas nas unidades consumidoras visitadas pelo projeto, substituição de 6.500 refrigeradores considerados ineficientes por refrigeradores novos identificados com a ENCE/INMETRO de classificação “A” ou Selo PROCEL, 100 palestras sócio-educativas com ênfase na eficiência energética, manufatura reversa e recolhimento dos gases refrigerantes dos refrigeradores substituídos de acordo com a legislação ambiental vigente, reciclagem das lâmpadas incandescentes substituídas e campanhas de medição e verificação que deverá abranger no mínimo 80 unidades consumidoras que tiveram seus refrigeradores substituídos e 315 unidades consumidoras que tiveram suas lâmpadas substituídas.

a) Projetos em andamento

a.1) Projeto Agente CEB (Serviços e Material)

- Contratação de Serviços de Identificação, Cadastramento, Treinamento, Divulgação e Avaliação referente à Substituição de Eletrodomésticos Eficientes em Comunidades de Baixo Poder Aquisitivo;
- Contratação de Serviços referente à entrega de refrigeradores e lâmpadas eficientes, aliado ao recolhimento dos equipamentos antigos e seu envio para a manufatura reversa e sua correta destinação do ponto de vista ambiental;
- Contratação de fornecimento de materiais para implementação do Projeto de Substituição de Eletrodomésticos – aquisição de 6500 refrigeradores eficientes e,

- Contratação de fornecimento de materiais para implementação do Projeto de Substituição de Eletrodomésticos – aquisição de 300.000 lâmpadas fluorescentes compactas;

Área de Atuação – DF

Ceilândia, Estrutural, Itapoã, Paranoá, Recanto das Emas, Riacho Fundo II, Samambaia, Santa Maria, Varjão, Sobradinho, Vila São José (Brazlândia).

PEE em números

Valor total do Projeto – Agente CEB	R\$ 9.815
Valor desembolsado em 2011	R\$ 3.490
Quantidade de Unidades Consumidoras visitadas	69.501
Quantidade de lâmpadas indicadas para substituição	219.442
Quantidade de refrigeradores selados para substituição	5.100

a.2) Projeto CEB nas Escolas

Firmado Termo de Cooperação Técnica com o objetivo principal de treinar professores e orientar alunos das escolas públicas de ensino fundamental e médio sobre a importância de utilizar a energia elétrica de forma racional, garantindo o entendimento sobre a economia de energia e sua relação com a sustentabilidade ambiental e social. O projeto será baseado no programa PROCEL nas Escolas, adaptado com a inserção de aspectos locais sobre o meio ambiente e hábitos de consumo de energia elétrica;

a.3) Projeto de Eficientização Energética nas Escolas do Distrito Federal

Firmado Termo de Cooperação Técnica que tem por objeto estabelecer cooperação entre a CEB Distribuição S/A. e a Secretaria de Educação do Distrito Federal – SEDF, visando inicialmente a implementação de projeto de eficientização energética com substituição do sistema de iluminação e reforma das instalações elétricas inicialmente em 40 escolas em Comunidades de Baixo Poder Aquisitivo.

b) Audiência Pública – Projetos 2011

Na busca do cumprimento de seu papel institucional e visando o estreitamento de suas relações com seus clientes e a sociedade em geral, ainda, em conformidade com o Manual do Programa de Eficiência Energética, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 300, de 12/2/2008, a CEB Distribuição S/A comunicou e disponibilizou os projetos do Programa de Eficiência Energética, instituídos pela Lei nº 9.991/2000, a serem realizados no ano de 2011 com o objetivo de obter contribuições para aprimoramento dos Projetos de Eficiência Energética e propiciar em especial aos

seus clientes a possibilidade de encaminhamento de seus pleitos, opiniões e sugestões, garantindo desta forma uma participação ampla e democrática no período de 16/3 à 15/4/2011.

c) Outras Ações Realizadas

Obrigações Legais

As concessionárias devem aplicar anualmente um percentual mínimo de sua receita operacional líquida no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica de acordo com o estabelecido na Lei nº 9.991/2000.

Recolhimento das Obrigações Legais correspondentes a 1,3% da Receita Operacional Líquida – ROL são recolhidos conforme legislação específica junto ao Ministério de Minas e Energia – MME, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico – FNDCT e Secretaria do Tesouro Nacional – STN.

Maquetes Energizadas

Em 2011 foram emprestadas 17 maquetes energizadas de simulação do consumo de energia elétrica em residências típicas para os centros de ensino e a comunidade em geral.

Apresentações e Palestras sobre o Uso Racional de Energia Elétrica:

Foram realizadas 102 palestras em Comunidades de Baixo Poder Aquisitivo distribuídas pelas Regiões Administrativas do Distrito Federal (Ceilândia, Estrutural, Itapoã, Paranoá, Recanto das Emas, Riacho Fundo II, Samambaia, Santa Maria, Varjão, Sobradinho, Vila São José (Brazlândia)) e em eventos da CODHAB, BRB, Feira do Livro e Conselho de Consumidores.

Órgãos de Controle e Reguladores

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
Controladoria – Secretaria de Estado de Transparência e Controle
Tribunal de Contas do DF – TCDF

Participação em eventos, reuniões e grupos de trabalho promovidos pela ABRADDEE, ANEEL e demais órgãos do Setor Elétrico.

d) Ações Realizadas em Parceria Público-Privadas e com a Comunidade

Evento na Região Administrativa do Itapoã (Mandala) no âmbito do Projeto Agente CEB, com a parceria do Governo do Distrito Federal – GDF e da SEDEST, realizado em 3/12/2011 com a presença do Governador e demais autoridades do Governo.

Não houve atividades realizadas pelos Fundos Especiais na Estrutura do Órgão em 2011.

8.2 Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

a) Projetos Cooperados

a.1) Projeto Estratégico – M&V

Em atendimento ao disposto na Lei nº 9.991/2000, Resolução ANEEL nº 316/2008 e em conformidade com o item 2.13 do Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética – Versão 2008, a CEB Distribuição em conjunto com 22 concessionárias de distribuição, firmou contrato de prestação de serviços com o Instituto ABRADDEE da Energia – IABRADEE para coordenação do desenvolvimento das atividades necessárias para a elaboração de procedimentos para medição e verificação dos resultados dos projetos de eficiência energética regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, identificando as práticas ainda não utilizadas, mas consideradas necessárias, como é o caso de ações para projetos de baixa renda, visando estabelecer requisitos mínimos que possam ser aplicados aos projetos dos Programas de Eficiência Energética – PEEs, considerando as características dos projetos normalmente desenvolvidos pelas distribuidoras e a metodologia de avaliação estabelecida no Protocolo para Medição e Verificação de Performance (PIMVP).

Contrato de Prestação de Serviços firmado em 9/4/2010 com o Instituto ABRADDEE da Energia - IABRADEE, com prazo de execução 12 meses, prazo de vigência 18 meses, valor global R\$ 663 sendo a participação da CEB Distribuição de R\$ 30 mil.

a.2) Projeto Estratégico – ESTRUTURA TARIFÁRIA

Prestação de serviços de pesquisa e desenvolvimento para abordar e analisar os atuais modelos e técnicas mundialmente utilizados para a definição da estrutura das tarifas de energia elétrica apontando as principais características de cada sistema, as vantagens, as desvantagens e as limitações de cada metodologia, bem como as melhores práticas internacionais e os respectivos casos reais em que foram aplicadas para equacionamento de problemas similares aos identificados no Brasil.

Contrato de prestação de serviços com o IABRADEE e 32 Distribuidoras, sendo os serviços cobrados conforme a proporção estabelecida com base na Receita Operacional Líquida – ROL utilizada para fins de investimentos em P&D de que trata a Resolução ANEEL nº 316/2008, cabendo a CEB Distribuição 1,45% do valor global do projeto, ou seja, R\$ 4.548. O prazo de execução dos serviços foi de 24 meses a partir de 22/5/2009 e vigência até 21/11/2011.

a.3) Projeto Estratégico – REDES INTELIGENTES

Objetivando a elaboração de proposta para um Plano Nacional para a migração tecnológica do setor elétrico brasileiro do estágio atual para a adoção plena do conceito de Rede Inteligente em todo o país, foi firmado contrato de prestação de serviços com o IABRADEE e 37 Distribuidoras em 17/12/2010, prazo de execução de 12 meses, participação da CEB Distribuição de R\$ 120 mil (1,553%) do valor global de R\$ 7.724 mil.

Contrato aditado considerando a alteração junto à ANEEL do prazo de execução do Projeto Estratégico de P&D Redes Inteligentes, com término previsto para 17/3/2012.

a.4) Chamada Pública – Projetos de P&D 2011.

Em cumprimento ao disposto na Lei nº 9.991/2000 e Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008, a CEB Distribuição S/A comunicou aos consumidores e à sociedade em geral a realização de Chamada Pública, mediante intercâmbio documental, no período de 25/5 a 27/6/2011, posteriormente prorrogado até 11/7/2011, com o objetivo de obter subsídios para o aprimoramento do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento a ser implementado em 2011/2012.

A Chamada Pública originou 30 propostas de projetos de P&D das quais o Comitê Permanente de Avaliação e Seleção de Projetos de P&D priorizou e selecionou 8 projetos a serem contratados e implementados pela Companhia.

O processo encontra-se na fase de Avaliação Prévia da SPE/ANEEL e encaminhamentos internos para finalização da contratação.

9. Gestão de Pessoas

A Superintendência de Recursos Humanos – SRH da CEB Distribuição tem como objetivo promover meios de excelência do potencial humano, tendo como princípio a valorização, a integridade e o comprometimento pessoal e das equipes, estimulando o ritmo e a natureza das mudanças organizacionais visando atingir a Missão da Empresa.

Os principais projetos executados pela área de recursos humanos em 2011 foram voltados para capacitação, saúde e segurança no trabalho dos empregados e o fiel cumprimento dos dispositivos constitucionais, CLT, legislação previdenciária, tributária e Normas próprias da empresa.

Em 2011 foram contratados 272 colaboradores das mais diversas áreas por meio da realização de concurso público.

10. Reconhecimento

Em setembro de 2011, mais uma vez, a CEB Distribuição S.A. foi premiada pela Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica (ABCE), pela dedicação à segurança de sua força de trabalho e da população, com a Medalha Eloy Chaves. A Companhia foi classificada em 1º lugar como a melhor empresa do País, na categoria com mais de 500 empregados, por ter registrado os melhores indicadores de acidentes em 2010, dentro de seu Grupo.

11. Responsabilidade SocioAmbiental

Consolidando a imagem da Companhia de atuar como agente de melhorias sociais, com investimentos em projetos que promovam o desenvolvimento regional, a geração de renda e a educação, cujos resultados contribuam com a redução das desigualdades sociais a CEB D esta envolvida em dois grandes projetos: Gente de Sucesso e Luz das Letras.

O objetivo desses projetos é oferecer melhores expectativas de vida e inserção social a crianças e adolescentes em risco social no DF, com atividades complementares às da escola, com prática de esportes, atividades de lazer e

acompanhamento escolar, bem como de resgate da cidadania a jovens, adultos e idosos proporcionando-lhes a alfabetização.

No desempenho das atividades operacionais, a CEB D trabalha com a preservação e minimização dos impactos ambientais.

Em 2011 a Companhia despendeu o valor de R\$ 503,5 mil com pagamento de licenças ambientais, contratações de estudos e compensação ambiental para a implantação de linhas de distribuição e subestação em tensão de 69 e 138 kV. O valor apresentado se relaciona com a operação da empresa.

12. Investimentos

Em 2011 a CEB D investiu o montante de R\$ 202,2 milhões, inferior ao realizado no mesmo período de 2010 (R\$ 252,2 milhões). Do total dos investimentos realizados em 2011, R\$ 42,1 milhões já estão em serviço (R\$ 83,6 milhões em 2010).

13. Desempenho Econômico-Financeiro

A receita operacional bruta apresentou um crescimento de 10,82%, passando de R\$ 1.734 milhões em 2010 para R\$ 1.921,7 milhões em 2011. Esse aumento foi decorrente do crescimento na venda de energia elétrica em 10,05%, do aumento médio de 8,15% em 26 de agosto de 2011 na tarifa média de fornecimento de energia ao consumidor final. Vale acrescentar que a receita de construção foi excluída para a análise, por fazer parte dos efeitos da adoção das Normas Internacionais de Contabilidade, pela Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2009, e não constitui efeito real sobre a receita, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2010 quanto para 2011) aparecem no custo de operação, resultando em efeito zero no EBITDA.

As deduções da receita apresentaram crescimento de 14,1% em razão do aumento na rubrica Encargos do Consumidor – RGR e CCC – custos não gerenciáveis.

O custo com energia elétrica, composto por compra de energia e encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição, atingiu R\$ 798 milhões em 2011, portanto 5,39% acima dos R\$ 757,2 milhões verificados em 2010. Esse crescimento foi consequência da combinação dos seguintes fatores:

- Aumento de 4,76% na compra de energia onde contempla o aumento de 3,25% no preço médio da tarifa nos reajustes dos contratos de compra e incremento no volume comprado em razão do aumento de demanda de 5.382.635 MWh em 2010 para 5.469.453 MWh em 2011;
- Aumento de 8,74% nos custos dos encargos do sistema.

Nesse mesmo período, o custo de operação atingiu R\$ 168 milhões em 2011, representando um aumento de 26,44% em relação aos R\$ 132,9 milhões em 2010, devido principalmente ao acréscimo nas rubricas Pessoal – novas contratações e Amortização dos ativos intangíveis devido a expansão da rede de distribuição. Para uma correta análise, o custo de

construção foi excluído desses totais, uma vez que existem as respectivas contrapartidas (em 2010 e 2011) contabilizadas como receita.

As despesas operacionais demonstram variação negativa de 19,9% quando comparadas com 2010, influenciadas principalmente pelas reversões de provisões e ganho na alienação de bens.

O EBITDA da Companhia, que compreende o resultado do serviço acrescido da amortização e depreciação, passou de R\$ 58,2 milhões em 2010 para R\$140,1 milhões em 2011, representando um aumento de 140,55%. Esse resultado foi influenciado principalmente pela venda de imóveis.

O resultado financeiro passou de uma despesa líquida de R\$ 42,4 milhões em 2010 para R\$ 64,8 milhões em 2011, representando um aumento de R\$ 22,4 milhões de um período para o outro. A rubrica que mais influenciou esse aumento foi a de Encargos de dívidas que passou de R\$ 37 milhões em 2010 para R\$ 49,3 milhões em 2011, representando uma variação de R\$ 12,3 milhões em razão da aquisição de novos empréstimos.

Como consequência dos itens analisados acima, o resultado líquido do exercício em 2011 foi um prejuízo de 3,15 milhões em relação ao prejuízo de 31,5 de prejuízo milhões em 2010.

14. Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 350,5 milhões, dividido em 350.532.450 (trezentos e cinquenta 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.

15. CEB D em números

Atendimento	Unidade	2011	2010
Número de Empregados	U	1.012	802
Relação Clientes/Empregados	U	857	1.062
Área de Concessão	km ²	5.801,937	5.801,937
Número de Consumidores	U	880.061	851.787
Consumo Médio Residencial	KWh/ano	222,40	223,90
Perdas de Energia	%	11,70	12,76
Demanda	MW	1.086,1	1.027,3
Receita Operacional Bruta	R\$ mil	2.038.911	1.822.416
Receita Operacional Líquida	R\$ mil	1.328.393	1.199.677
Resultado Financeiro	R\$ mil	-64.812	-42.351
EBITDA	R\$ mil	140.135	58.257
Margem EBITDA	%	10,55%	5,10%
Lucro (Prejuízo)	R\$ mil	-3.150	-31.532
Resultado Por Ações (*)	R\$ mil	-0,0090	-0,09
Patrimônio Líquido	R\$ mil	257.306	260.456

16. Balanço Social

Em Milhares de Reais

1) Base de Cálculo	2011	2010
Receita Líquida (RL)	1.328.393	1.199.677
Resultado Operacional (RO)	19.624	(21.763)
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	153.727	131.861

2) Indicadores Sociais Internos	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	8.854	5,76%	0,67%	6.218	4,72%	0,47%
Encargos sociais compulsórios	29.564	19,23%	2,23%	22.333	16,94%	1,68%
Previdência privada	5.927	3,86%	0,45%	5.418	4,11%	0,41%
Saúde	21.655	14,09%	1,63%	18.810	14,27%	1,42%
Segurança e medicina no trabalho	92	0,06%	0,01%	43	0,03%	0,00%
Educação	376	0,24%	0,03%	109	0,08%	0,01%
Capacitação e desenvolvimento profissional	383	0,25%	0,03%	213	0,16%	0,02%
Creches ou auxílio-creche	128	0,08%	0,01%	149	0,11%	0,01%
Outros	2.554	1,66%	0,19%	2.132	1,62%	0,16%
Total - Indicadores Sociais Internos	69.533	45,23%	5,23%	55.425	42,03%	4,62%

3) Indicadores Sociais Externos	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL
Educação	704	3,59%	0,05%	368	-1,69%	0,03%
Cultura	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Esporte	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Outros	180	0,92%	0,01%	427	-1,96%	0,04%
Total das Contribuições para a Sociedade	884	4,50%	0,07%	795	-3,65%	0,07%
Tributos (excluídos encargos sociais)	572.461	2917%	43,09%	505.442	-2322,48%	42,13%
Total – Indicadores Sociais Externos	573.345	2922%	43,16%	506.237	-2326,14%	42,20%

4) Indicadores Ambientais	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL
Relacionados com a operação da empresa	504	2,57%	0,04%	-	0,00%	0,00%
Em Programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total dos Investimentos em Meio Ambiente	504	2,57%	0,04%	-	0,00%	0,00%

5) Indicadores do Corpo Funcional	2011	2010
Nº de empregados ao final do período	1.012	802
Nº de admissões durante o período	275	141
Nº de empregados terceirizados	1.341	969
Nº de empregados acima de 45 anos	358	440
Nº de mulheres que trabalham na empresa	174	137
Nº Portadores de deficiência física (conveniados)	60	60
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	41%	46%

6) Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial				2011		2010	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa				29,04		37,48	
Número total de acidentes de trabalho				9		8	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos:	<input type="checkbox"/> pela direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos os empregados	<input type="checkbox"/> pela direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos os empregados	
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos:	<input type="checkbox"/> pela direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos os empregados	<input type="checkbox"/> pela direção	<input checked="" type="checkbox"/> direção e gerências	<input type="checkbox"/> todos os empregados	
A previdência privada contempla:	<input type="checkbox"/> pela direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos os empregados	<input type="checkbox"/> pela direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos os empregados	
A participação nos lucros ou resultados contempla:	<input type="checkbox"/> pela direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos os empregados	<input type="checkbox"/> pela direção	<input type="checkbox"/> direção e gerências	<input checked="" type="checkbox"/> todos os empregados	
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos	<input type="checkbox"/> não são considerados	<input type="checkbox"/> são sugeridos	<input checked="" type="checkbox"/> são exigidos	
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input checked="" type="checkbox"/> apóia	<input type="checkbox"/> organiza e incentiva	<input type="checkbox"/> não se envolve	<input checked="" type="checkbox"/> apóia	<input type="checkbox"/> organiza e incentiva	
Valor adicionado total a distribuir	2011			2010			
	979.855			818.838			
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	76,96	% governo		79,33	% governo		
	13,82	% colaboradores		14,52	% colaboradores		
	-0,32	% acionistas		-3,85	% acionistas		
	9,54	% financiadores		9,99	% financiadores		
7) Outras Informações				2011		2010	
Desconto total na conta de energia elétrica destinado a organizações sem fins lucrativos				556		643	

17. Declaração da Diretoria

De acordo com o artigo 25 da instrução CVM nº 480/09, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com estas Demonstrações Financeiras e com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes referente às mesmas.



CNPJ 07.522.669/0001-92
Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2011 e 2010
(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	31/12/2011	31/12/2010	Passivo	Nota	31/12/2011	31/12/2010
Ativo circulante				Passivo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	26.339	62.015	Fornecedores	14	156.728	136.181
Contas a receber	6	275.650	278.712	Tributos e contribuições sociais	16	114.953	89.227
Créditos com empregados		633	1.670	Contribuição de iluminação pública	17	58.014	54.318
Tributos e contribuições sociais compensáveis	8	17.739	17.393	Empréstimos e financiamentos	15	123.472	145.745
Estoques	3.6	7.508	7.436	Benefícios a empregados	22	53.080	55.614
Outros créditos	7	45.384	17.466	Consumidores		7.607	6.043
				Provisões e encargos sobre folha de pagamento		18.798	19.423
				Encargos do consumidor a recolher		19.231	14.871
				Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	18	34.501	30.937
				Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	19	4.316	9.805
				Obrigações societárias		4.371	4.371
				Outras obrigações	21	17.663	8.028
Total do circulante		<u>373.253</u>	<u>384.692</u>	Total do circulante		<u>612.734</u>	<u>574.563</u>
Não circulante				Não circulante			
Realizável a longo prazo				Realizável a longo prazo			
Contas a receber	6	117.568	110.371	Tributos e contribuições sociais	16	11.246	-
Tributos e contribuições sociais compensáveis	8	15.955	20.517	Empréstimos e financiamentos	15	269.225	300.039
Ativo financeiro de concessões	11	374.965	343.738	Benefícios a empregados	22	199.502	215.657
Cauções e depósitos vinculados	9	3.131	8.702	Superávit de baixa renda	23	83.367	74.688
Bens e direitos destinados a venda	10	276.115	276.147	Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	19	36.426	54.276
Outros créditos	7	15.908	229	Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	18	8.671	-
				Recurso destinado aumento de capital	20	25.500	-
				Outras obrigações	21	10.050	1.051
Total do não circulante		<u>1.140.774</u>	<u>1.096.038</u>	Total do não circulante		<u>643.987</u>	<u>645.711</u>
				Patrimônio líquido			
					24		
				Capital social realizado		350.532	350.532
				Prejuízos acumulados		(93.226)	(90.076)
				Total do patrimônio líquido		<u>257.306</u>	<u>260.456</u>
Total do ativo		<u><u>1.514.027</u></u>	<u><u>1.480.730</u></u>	Total do passivo e patrimônio líquido		<u><u>1.514.027</u></u>	<u><u>1.480.730</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos Resultados dos Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010
(Em milhares de Reais)

	Notas	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Receita líquida	27.a	1.328.393	1.199.677
Custo do serviço de energia elétrica	27.b	(1.083.261)	(978.527)
Custo com energia elétrica		(798.030)	(757.219)
Custo de operação		(285.231)	(221.308)
Lucro bruto		245.132	221.150
Despesas operacionais	27.c	(160.696)	(200.562)
Despesas com vendas		(83.734)	(62.942)
Despesas gerais e administrativas		(116.139)	(119.192)
Outras Receitas/Despesas Operacionais		39.177	(18.428)
Resultado do serviço		84.436	20.588
Resultado financeiro	27.d	(64.812)	(42.351)
Receitas financeiras		28.684	39.480
Despesas financeiras		(93.496)	(81.831)
Lucro (prejuízo) antes da CSLL e do IRPJ		19.624	(21.763)
Imposto de renda e contribuição social - Corrente	16	(11.528)	(1.253)
Imposto de renda e contribuição social - Diferido	16	(11.246)	(8.516)
Lucro (prejuízo) do exercício		(3.150)	(31.532)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010
(Em milhares de Reais)

	Capital social realizado	Lucros/prejuízos acumulados	Total do Patrimônio Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2009	350.532	(58.544)	291.988
Prejuízo do exercício		(31.532)	(31.532)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	350.532	(90.076)	260.456
Prejuízo do exercício	-	(3.150)	(3.150)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	350.532	(93.226)	257.306

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos fluxos de caixa dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010 - Método direto
(Em milhares de Reais)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Recebimento de consumidores	2.020.816	1.798.936
Rendimento de aplicações	947	176
Juros pagos	(48.926)	(48.630)
Fornecedores - Materiais e serviços	(146.625)	(119.913)
Fornecedores - Energia elétrica	(848.254)	(812.381)
Salários e encargos sociais	(213.638)	(185.560)
Impostos e contribuições	(449.872)	(374.893)
Contribuição de Iluminação Pública (CIP)	(112.092)	(82.050)
Encargos do consumidor	(157.616)	(107.650)
Outros encargos operacionais	(14.812)	(16.743)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	<u>29.928</u>	<u>51.292</u>
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Alienação de Imóvel	20.413	-
Aquisição de ativos financeiros da concessão, intangíveis e imobilizados	(57.066)	(34.891)
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento	<u>(36.653)</u>	<u>(34.891)</u>
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	103.031	133.259
Serviço da dívida - principal	(157.482)	(111.437)
Adiantamento para aumento de Capital	25.500	-
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	<u>(28.951)</u>	<u>21.822</u>
Aumento/diminuição do saldo líquido de caixa e equivalentes de caixa	(35.676)	38.223
Saldo de caixa no início do exercício	<u>62.015</u>	<u>23.792</u>
Saldo de caixa no final do exercício	<u><u>26.339</u></u>	<u><u>62.015</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor Adicionado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010
(Em milhares de Reais)

	2011	2010
Receitas	2.067.422	1.821.205
Vendas e serviços	1.921.722	1.734.015
Provisão crédito liquidação duvidosa	(27.497)	(1.487)
Receita de construção - concessão	117.189	88.401
Ganhos e Perdas de Capital no Imobilizado	56.029	-
Outros resultados operacionais	(21)	276
(-) Insumos adquiridos de terceiros	1.060.551	1.004.178
Custo de energia elétrica	798.030	757.219
Custo de construção - Concessão	117.189	88.401
Material	7.742	6.159
Serviço de terceiros	104.118	109.318
Provisões/reversões (exceto PDD)	16.853	18.645
Outros	16.619	24.436
(=) Valor adicionado bruto	1.006.871	817.027
(-) Retenções (depreciação e amortização)	55.700	37.669
(=) Valor adicionado líquido	951.171	779.358
(+) Valor adicionado recebido em transferência	28.684	39.480
Receitas financeiras	28.684	39.480
(=) Valor adicionado total a distribuir	979.855	818.838
Distribuição do valor adicionado	979.855	818.838
Pessoal e encargos	135.396	118.914
Remunerações	85.136	75.991
Encargos sociais (exceto INSS)	11.260	7.369
Entidade de previdência privada	5.927	5.418
Benefícios	11.418	8.802
Convênio assistencial	21.655	18.810
Participação nos Lucros	-	2.524
Governo	754.113	649.625
Impostos e contribuições	591.020	520.438
Federal	218.715	185.109
Estadual e Municipal	372.305	335.329
Obrigações intrassetoriais	163.093	129.187
Financiadores	93.496	81.831
Despesas financeiras	93.496	81.831
Acionistas	(3.150)	(31.532)

CEB DISTRIBUIÇÃO S.A

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E DE 2010**

(em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

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”) é uma sociedade anônima, de capital fechado, organizada em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710, de 24 de maio de 2001, constituída em 20 de junho de 2005 e com início das suas atividades em 12 de janeiro de 2006, como resultado do processo de desverticalização das atividades de distribuição e geração da Companhia Energética de Brasília - CEB, controladora da Companhia.

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

A Companhia é detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 66/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com prazo de vencimento em 7 de julho de 2015, podendo ser prorrogado por prazo adicional de, no máximo, 30 anos, nos termos do referido contrato de concessão.

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

As principais obrigações da concessionária, 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 dependem de prévia e expressa autorização do poder concedente.
- iv) Cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo perante 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 concessionária tem o direito de cobrar dos consumidores as tarifas determinadas e homologadas pelo poder concedente. Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será 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 cinco anos e tem por objetivo restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A próxima data-base de revisão tarifária é 26 de agosto de 2012. Neste processo, a ANEEL procede 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 Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional

A Companhia vem apresentando deficiência de capital de giro e acumulando prejuízos. Os planos da Administração para manutenção das atividades da Companhia consistem, entre outros, na venda de ativos não operacionais, na rentabilidade futura dos investimentos em andamento, na capacidade de obter novas linhas de financiamentos e na renovação da concessão, cujo término do atual contrato ocorrerá em julho de 2015. Assim, as demonstrações financeiras foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios da Companhia e não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos, que seriam requeridos na impossibilidade de a Companhia continuar operando. A Administração acredita que a execução de ações para a implementação dos referidos planos, associada ao apoio de seu controlador indireto, Governo do Distrito Federal, serão suficientes para a continuidade normal das operações no curto prazo e possibilitará colocar a Companhia em um patamar de rentabilidade e segurança financeira no médio e longo prazos.

Foi elaborado um plano de recuperação da empresa, em conjunto com o quadro gerencial, e este plano tem sido acompanhado mensalmente pela Administração.

As despesas financeiras deverão ser reduzidas nos próximos exercícios, como consequência da capitalização da Companhia, a ser realizado pelo controlador. Em 27 de setembro de 2011 a Companhia Energética de Brasília – CEB comunicou ao mercado fato relevante onde demonstra a determinação do Governo do Distrito Federal – GDF em capitalizar a Companhia via contratação de empréstimo junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Essa operação envolve a aquisição de terreno referido na Nota Explicativa 10.a. Entretanto, a possível aquisição do terreno pelo GDF dependerá do desfecho final da operação de empréstimo junto ao BNDES, cuja carta consulta foi protocolada pelo GDF no dia 5 de janeiro de 2012.

Além das ações acima, a Companhia tem realizado uma agressiva política de cobrança junto aos devedores buscando reduzir substancialmente o seu contas a receber. Está em andamento ações em conjunto com a Secretaria da Fazenda para o reconhecimento das dívidas do GDF para com a CEB e após definido o montante atual da dívida buscar-se-á recursos e formas de pagamento.

As ações de cobrança judiciais tem sido monitoradas constantemente pelo jurídico buscando acelerar o andamento das ações e também a execução dos créditos quando for o caso.

Além dos fatos acima, foi determinado pela ANEEL uma capitalização pelo acionista majoritário na Companhia no valor de R\$ 146 milhões, sendo que R\$25,5 milhões ocorreram em dezembro de 2011 e o restante deverá ocorrer em duas parcelas de R\$ 60,25 milhões programadas para junho e dezembro de 2012.

Por fim, em 2011 iniciou-se um programa de venda de imóveis não operacionais e esta política de vendas será intensificada em 2012 e nos próximos anos visando à redução do endividamento e também possibilitar a retomada dos investimentos com recursos próprios.

Este conjunto de ações com certeza contribuirá para a melhoria e o equilíbrio financeiro da Companhia nos próximos anos.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Base de preparação

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas e preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP), 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*.

A Companhia não está apresentando a demonstração dos resultados abrangentes em razão de não haver transação passível de alocação nessa demonstração.

A Companhia adotou todas as normas, pronunciamentos técnicos, interpretações técnicas e orientações técnicas emitidas pela CVM e CPC que entraram em vigor até 31 de dezembro de 2011. Não há novas normas emitidas e que entrarão em vigor em períodos vindouros e que possam ter impactos relevantes na Companhia.

A autorização para a emissão das demonstrações financeiras ocorreu na Reunião da Diretoria realizada em 28.03.2012.

Moeda funcional e moeda de apresentação

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

Uso de estimativas e julgamentos

A elaboração de demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as IFRS requer que a Administração use de julgamento na determinação e no registro de estimativas contábeis, quando for o caso. Ativos e passivos significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem o ativo financeiro de concessão, (Nota Explicativa nº 11), contas a receber por fornecimento de energia, registradas com base em estimativa do fornecimento ainda não faturado (Nota Explicativa nº 3.1.1a) os ativos não circulantes destinados à alienação (Nota Explicativa nº 10), a provisão para crédito de liquidação duvidosa (Nota Explicativa nº 6c), o cálculo das depreciações do ativo imobilizado (Nota Explicativa nº 12a), as amortizações dos ativos intangíveis (Nota Explicativa nº 13a), as provisões para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios (Nota Explicativa nº 19), avaliação de eventual obrigação decorrente de benefícios a empregados (Nota Explicativa nº 22) e outras provisões. Os valores definitivos das transações envolvendo essas estimativas somente são conhecidos por ocasião da sua realização ou liquidação. A Administração revisa essas estimativas trimestralmente, com exceção das estimativas relacionadas aos benefícios pós emprego cuja periodicidade é anual.

3. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

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

3.1 Apuração do resultado

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

3.1.1 Reconhecimento de receitas

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

a. Receita de fornecimento de energia elétrica

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

b. Receita de construção

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

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

Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

c. Receita de juros

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

3.2 Instrumentos financeiros

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

a. Ativos financeiros

Os principais ativos financeiros não derivativos reconhecidos pela Companhia são: caixa e equivalentes de caixa e os recebíveis relativos a serviços de concessão de distribuição de energia elétrica, sendo estes classificados como recebíveis, pois representam ativos financeiros com recebimentos fixos ou determináveis e não cotados em mercado ativo. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais e ajustes ao valor recuperável, quando devido. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios estão próximos do valor justo dos ativos financeiros detidos pela Companhia.

b. Passivos financeiros

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

3.3 Transações em moeda estrangeira

A Companhia definiu que sua moeda funcional é o Real de acordo com as definições do Pronunciamento Técnico CPC nº 02 (R1) Efeitos nas Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Financeiras (IAS 21).

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

3.4 Caixa e equivalentes de caixa

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

3.5 Contas a receber

A Companhia classifica os valores a receber dos consumidores, dos revendedores, das concessionárias e das permissionárias na rubrica contas a receber. Os recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo, estão apresentados pelo valor presente e são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de provisão para créditos de liquidação duvidosa. Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionárias e permissionárias incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica; incluem ainda o uso do sistema de distribuição por clientes livres, bem como o saldo de energia vendida no mercado de curto prazo comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – Nota Explicativa nº 6.

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

Consumidores

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

A Companhia exclui do cálculo acima os créditos com entidades e órgãos ligados ao seu controlador, Governo do Distrito Federal (GDF).

3.6 Estoques

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

3.7 Bens destinados à venda

Os bens destinados à venda são avaliados pelo valor de custo ou valor justo, dos dois o menor.

3.8 Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável)

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

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

- (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor contábil da infraestrutura ao final do contrato de concessão (ativo financeiro da concessão); e
- (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica (ativo intangível).

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Esses ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito, são mantidos ao custo amortizado e remunerados, via tarifa, pela taxa média de remuneração do investimento, representado pelo custo de capital (WACC regulatório), estipulado pela ANEEL.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da Companhia de cobrar os consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público. Os ativos intangíveis foram mensurados pelo valor contábil na data de transição para os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidas pelo CPC e IFRS (1 de janeiro de 2009). Esses ativos foram mensurados com base nas práticas contábeis anteriores à transição e eram mensurados com base nos mesmos critérios do ativo imobilizado descritos abaixo. As adições subsequentes são reconhecidas inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção. Após o seu reconhecimento inicial, os ativos intangíveis são amortizados com base no prazo de benefício econômico esperado até o final do prazo da concessão.

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

3.9 Ativo imobilizado (bens da administração)

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (impairment) acumuladas, quando aplicável.

O custo inclui gastos que são diretamente atribuível à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

- O custo de materiais e mão de obra direta;
- Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessários para que esses sejam capazes de operar de forma adequada; e
- Custos de empréstimos e financiamento sobre ativos qualificáveis.

Ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/despesas operacionais no resultado.

Gastos subseqüentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados com os gastos serão auferidos pela Companhia. Gastos com manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

A depreciação e amortização são calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados às atividades de energia elétrica, e refletem a vida útil estimada dos bens (Nota Explicativa nº 12).

3.10 Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros (impairment)

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

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

3.11 Provisões

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

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

As provisões são revisadas e ajustadas para considerar alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais (vide Nota Explicativa nº 19).

3.12 Benefícios a empregados

i) Benefícios de curto prazo a empregados

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

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

ii) Benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social. A Companhia concede, também, benefícios de assistência à saúde pós-emprego para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários – plano assistencial (vide Nota Explicativa nº 22).

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

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos de benefícios definidos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado. Ganhos e perdas atuariais são reconhecidos como receita ou despesa quando os ganhos ou as perdas atuariais acumulados líquidos não reconhecidos para cada plano no final do período-base anterior ultrapassarem 10% da obrigação por benefícios definidos ou o valor justo dos ativos do plano naquela data, dos dois o maior (método do corredor). Esses ganhos ou perdas são reconhecidos ao longo do tempo de serviço médio de trabalho remanescente esperado dos funcionários que participam do plano.

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

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

3.13 Imposto de renda e contribuição social correntes

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

As antecipações ou os valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização. A Administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações, para as quais a regulamentação fiscal requer interpretações e estabelece provisões quando apropriado (Nota Explicativa nº 16).

A Administração da Companhia decidiu pela não constituição de ativo fiscal diferido até que os planos de recuperação econômico-financeira do grupo (Nota Explicativa nº 1) resultem na apuração de lucro tributário futuro de forma consistente.

3.14 Empréstimos e financiamentos

Estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos até a data do balanço, de acordo com a taxa efetiva de juros (vide Nota Explicativa nº 15).

3.15 Taxas regulamentares

- a. Reserva Global de Reversão (RGR)** - Encargo do setor elétrico brasileiro, pago mensalmente pelas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços.
- b. Conta Consumo de Combustível (CCC)** - Parcela da receita tarifária, paga pelas empresas distribuidoras de energia, com dupla finalidade: pagar as despesas com o combustível usado nas usinas térmicas, utilizadas para garantir as incertezas hidrológicas; e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para equalizar as tarifas aos níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.
- c. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)** - Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, possibilitando a universalização do serviço de energia elétrica.
- d. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Programa de Eficiência Energética (EPE) e Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)** - As empresas distribuidoras de energia elétrica estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para reinvestimentos nesses programas.
- e. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)** - Calculada pela ANEEL, incidente sobre a distribuição de energia, considerando o valor econômico agregado pela concessionária.
- f. Encargo do Serviço do Sistema (ESS)** - Tem como objetivo manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema interligado nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e é pago pelas distribuidoras às geradoras.

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

Os registros das operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência, de acordo com informações fornecidas por aquela entidade e/ou por estimativa.

3.17 Demais ativos e obrigações

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

3.18 Demonstrações dos fluxos de caixa

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

3.19 Demonstrações do valor adicionado

A Companhia elaborou de forma espontânea as demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do Pronunciamento Técnico nº 09 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), as quais não são requeridas para empresas de capital fechado e pelas normas IFRS.

3.20 Novas normas e interpretações ainda não adotados

Diversas normas, emendas a normas e interpretações IFRS emitidas pelo IASB ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011, as quais seguem demonstradas abaixo:

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
Alteração ao IAS 12 - "Impostos sobre a Renda" sobre tributos diferidos	<p>Atualmente, o IAS 12 - "Impostos sobre a Renda" requer que os tributos diferidos sejam mensurados com base na expectativa de recuperação do valor contábil do ativo, pelo seu uso ou venda.</p> <p>No entanto, para as "Propriedades para Investimento" mensuradas pelo valor justo segundo o IAS 40, pode ser difícil e subjetivo avaliar se a recuperação será através de uso ou venda. Esta alteração, portanto, introduz uma exceção ao princípio existente para mensurar o imposto diferido ativo ou passivo sobre propriedade para investimento mensurada ao valor justo. A alteração ao IAS 12 resultou na incorporação do SIC 21 - "Impostos sobre Renda - Recuperação de ativos não depreciáveis reavaliados" não mais será aplicável a propriedades para investimento lançadas a valor justo. As alterações também incorporam ao IAS 12 as orientações anteriormente contidas no SIC 21, que foi eliminado.</p>	1º de janeiro de 2012
Alteração ao IAS 19 - "Benefícios a Empregados"	Estas alterações eliminam a abordagem do corredor e requerem que se calcule os custos financeiros com base na captação líquida.	1º de janeiro de 2013
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	O IFRS 9 é a primeira norma emitida como parte de um projeto maior para substituir o IAS 39. O IFRS 9 mantém, mas simplifica, o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável.	1º de janeiro de 2013
IFRS 13 - "Mensuração do Valor Justo"	<p>O objetivo do IFRS 13 é aprimorar a consistência e reduzir a complexidade da mensuração ao valor justo, fornecendo uma definição mais precisa e uma única fonte de mensuração do valor justo e suas exigências de divulgação para uso em IFRS.</p> <p>As exigências, que estão bastante alinhadas entre IFRS e US GAAP, não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas IFRS ou US GAAP.</p>	1º de janeiro de 2013

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes aos IFRSs acima citados, sendo que a adoção antecipada dos pronunciamentos do IFRS está condicionada à aprovação prévia por meio de resolução do Conselho Federal de Contabilidade. A Companhia está analisando o impacto destas novas normas em suas demonstrações financeiras.

4. 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, vide informações adicionais na Nota Explicativa nº 3.2.

c. Gerenciamento de risco

A Administração tem total responsabilidade pelo estabelecimento e pela supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. A Administração tem na sua Auditoria Interna, no Comitê Executivo - COEX e no Comitê de Planejamento - CPLAN os responsáveis pelo desenvolvimento e pelo acompanhamento das políticas de gerenciamento de risco da Companhia.

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 contra-parte 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 (Nota Explicativa nº 6). 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 75% 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 20% do consumo total. Nas Notas Explicativas nºs 3.5 e 6 estão descritos os critérios e os valores registrados relativos à redução ao valor recuperável dos recebíveis da Companhia.

ii. Risco de liquidez

Risco de liquidez é o risco em que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas com seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos à vista ou com outro ativo financeiro. Conforme descrito na Nota Explicativa nº 1, a Companhia vem apresentando deficiência de capital de giro e acumulando prejuízos nos resultados dos últimos exercícios. Os planos da Administração para manutenção das atividades da Companhia também estão descritos na Nota Explicativa nº 1.

iii. Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de 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 indexados CDI e TJLP. 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 15.

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:

- (i) que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2011 seja mantido em 2012 e
- (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados para esta data base permaneçam estáveis (CDI: 11,59 % a.a.; TJLP: 5,99 % a.a.)

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

- (i) Para o cenário provável estimou-se o CDI para o ano de 2012 em 9% a.a, de acordo com dados do Relatório Focus do Banco Central, disponibilizado em 06 de janeiro de 2012. No caso da TJLP atribuiu-se que permaneça a mesma taxa de 6% a.a.;
- (ii) Para o cenário adverso possível e adverso extremo foi considerada uma variação positiva da taxa de juros de 25% e 50%, respectivamente.

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.

Na atividade da Companhia, é considerado de risco 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 tendências das taxas de câmbio.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia da Eletrobrás (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da CEB Distribuição.

Com isso, em conformidade com a instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008 e com Pronunciamento Técnico CPC 40 (IAS 39) a Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de ilustrar sua sensibilidade às mudanças em variáveis de mercado.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes na conta – Eletrobrás (Itaipu) em 31/12/2011 e para o cenário provável considerou-se os saldos com variação da taxa de câmbio – média do período (R\$/US\$ 1,79) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2012 do relatório Focus do BACEN de 06/01/2012. Para os cenários adversos possíveis e adversos extremos, foram consideradas uma variação positiva de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

	Risco	31/12/2011	Cenários projetados			
		Base (R\$/US\$ 1,8758)	Provável (R\$/US\$ 1,79)	Adverso possível 25% (R\$/US\$ 2,34)	Adverso extremo 50% (R\$/US\$ 2,81)	
Passivos Financeiros						
Fornecedores						
	Eletrobrás (Itaipu)	Alta do dólar	20.691	19.745	24.681	29.618
	Efeitos da variação do dólar		(946)	4.936	9.872	
Exposição			20.691	19.745	24.681	29.618
Efeito líquido da Depreciação Cambial				(946)	3.990	8.927

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 administrar o risco operacional para evitar a ocorrência de prejuízos financeiros e danos à reputação da Companhia, buscar eficácia de custos e para evitar procedimentos de controle que restrinjam a iniciativa e a criatividade.

A Companhia destaca neste contexto o risco operacional quanto à possibilidade da não renovação do Contrato de Concessão pelo Poder Concedente, referido na Nota Explicativa nº 1, que se expira em junho de 2015.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
Numerário disponível	21.473	50.334
Aplicações financeiras	4.866	11.681
Total	<u>26.339</u>	<u>62.015</u>

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

6. CONTAS A RECEBER

a. *Composição*

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
Consumidores, concessionários e permissionários	416.827	409.146
Serviços prestados a terceiros	28.041	21.830
Títulos de créditos a receber	43.542	25.802
Subtotal	488.410	456.778
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(95.192)	(67.695)
Total	393.218	389.083
Circulante	275.650	278.712
Não Circulante	117.568	110.371

b. Valores a receber por idade de vencimento

Descrição	Saldos	Vencidos até	mais de 90	Total	Total
Classes de Consumidor	Vincendos	90 dias	dias	31/12/2011	31/12/2010
Residencial	28.180	29.480	30.668	88.328	74.442
Industrial	2.854	3.750	2.981	9.585	6.114
Comércio, Serviços e Outros	20.824	14.863	44.250	79.937	60.329
Rural	873	1.343	5.108	7.324	7.461
Poder Público	7.522	1.137	63.879	72.538	88.762
Iluminação Pública	5.926	-	47.039	52.965	54.488
Serviço Público	6.406	1	1.238	7.645	11.176
Subtotal Consumidores	72.585	50.574	195.163	318.322	302.772
Serviço Taxado	444	402	717	1.563	1.306
Concessionárias e Permissionárias	877	874	2.089	3.840	3.856
Fornecimento Não Faturado				89.328	86.891
Acréscimo Moratário Conta de Energia				47.378	56.535
Parcelamentos a Faturar CP e LP				28.843	5.703
Arrecadação a Classificar				(1.628)	(1.567)
Outros				764	1.282
TOTAL	73.906	51.850	197.969	488.410	456.778
Prov. Crédito Liquidação Duvidosa				(95.192)	(67.695)
CONTAS A RECEBER LÍQUIDO	73.906	51.850	197.969	393.218	389.083

c. Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

c.1 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 a mais de 90 dias, da classe comercial vencidos a mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, incluindo parcelamento de débitos. Engloba os recebíveis faturados, até o encerramento do balanço, contabilizados com base no regime de competência. Segue um resumo das faixas de atraso sujeitas à provisão:

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
Residencial - Vencidos há mais de 90 dias	33.757	24.914
Industrial - Vencidos há mais de 360 dias	2.727	2.000
Comercial - Vencidos há mais de 180 dias	48.786	32.569
Rural - Vencidos há mais de 360 dias	4.819	3.794
Poder Público - Vencidos há mais de 360 dias	59.380	72.398
Iluminação Pública - Vencidos há mais de 360 dias	41.522	28.851
Serviço Público – Vencidos há mais de 360 dias	1.232	3.926
Concessionários - Vencidos há mais de 360 dias	2.327	2.000
Governo Distrito Federal - Acionista controlador não provisionado	<u>(99.358)</u>	<u>(102.757)</u>
Total	<u>95.192</u>	<u>67.695</u>

c.2 Movimentação da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

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

Saldo em 31 de dezembro de 2009	<u>66.208</u>
Adições	7.776
Baixas	(6.289)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	<u>67.695</u>
Adições	27.497
Baixas	-
Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>95.192</u>

d. Créditos com o Governo do Distrito Federal

Os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal e não provisionados conforme quadro acima são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Distrito Federal vencidos há mais de 360 dias, compostos por fornecimento de energia elétrica, multa, juros e atualização monetária incidentes sobre faturas pagas em atraso no período de 2001 a 2005. A Administração, com base no atual estágio de cobrança e negociação dos referidos valores, principalmente com o seu controlador, o Governo do Distrito Federal, considera não necessária a constituição de provisão para perdas. Apresentamos a seguir a composição dos créditos com o acionista controlador:

Créditos a receber do GDF vencidos há mais de 360 dias	31/12/2011	31/12/2010
Secretarias de Governo	52.870	52.564
Administrações Regionais	44.912	32.024
Empresas do GDF	979	15.215
Outras	597	2.954
Total	<u>99.358</u>	<u>102.757</u>

Os débitos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília – CAESB descritos no item seguinte, estão excluídos do quadro acima.

e. 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 mil, 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 dezembro de 2011:

Valor original do débito	14.800
Encargos Financeiros	7.539
Valor dívida reconhecida	22.339
Encargos a transcorrer	5.898
Valor do parcelamento na data Acordo	28.237
Amortização	(2.941)
Ajuste a Valor Presente	(4.818)
Valor parcelamento em 31/12/2011	20.478
Circulante	9.069
Não Circulante	11.409

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

7. OUTROS CRÉDITOS

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
Alienação de Bens (a)	38.956	-
Despesas pagas Antecipadamente	5.639	4.400
Fundação de Previdência - FACEB	2.928	1.919
Serviços em Curso (b)	3.310	522
Desativações em Curso (c)	8.160	7.880
Pessoal Cedido	837	1.650
Outros	1.462	1.324
Total	61.292	17.695
Circulante	45.384	17.466
Não circulante	15.908	229

- Em 2011 a Companhia efetuou a venda de 4(quatro) terrenos de sua propriedade mediante licitação. Um dos terrenos, o de valor mais relevante, foi vendido de forma parcelada em 24 prestações mensais, corrigidas pela variação do índice IGP-M e remuneradas a taxa de juros de 1% (um por cento) ao mês vide Nota Explicativa nº 27c. O custo contábil dos imóveis vendidos soma R\$ 1.895 mil, os valores de venda somam R\$ 57.524 mil, obtendo um ganho na alienação de R\$ 56.029 mil.
- Os serviços em curso são referentes aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética os quais, após término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim, conforme legislação regulatória.
- 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.

8. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS COMPENSÁVEIS

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
ICMS	16.102	17.796
IRPJ	11.025	11.683
CSLL	6.398	7.429
Outros	169	1.002
Total	<u>33.694</u>	<u>37.910</u>
Circulante	17.739	17.393
Não circulante	<u>15.955</u>	<u>20.517</u>

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.

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. Ainda encontram-se registrados os depósitos recursais que são oriundos das demandas judiciais.

10. BENS E DIREITOS DESTINADOS À VENDA

Imóveis	Localidade	Tamanho	31/12/2011	31/12/2010
Terreno	QI 10 lotes 25 a 38/DF	10.500 m ²	896	1.569
Terreno	Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF(a)	284.160 m ²	274.400	274.400
Terreno	Outros		819	178
			<u>276.115</u>	<u>276.147</u>

- a) Em 2009, o controlador aumentou o capital da Companhia por meio de um terreno avaliado pelo seu valor justo na data do referido aumento de capital a fim de atender o “Compromisso de Subscrição de Ações” constante da Resolução Autorizativa nº 958, de 12 de junho de 2007. A ANEEL, por meio do Ofício 1.358/2009 – SFF/ANEEL, de 18 de setembro de 2009 ressaltou que a Resolução nº 958/2007 somente seria cumprida após a alienação do imóvel. A Companhia fez duas tentativas de venda do terreno, mediante licitação, em 22 de julho de 2010 e 03 de agosto de 2010 e não compareceram proponentes, restando deserta a licitação. Em 27 de setembro de 2011 a Companhia Energética de Brasília – CEB comunicou ao mercado fato relevante onde demonstra a determinação do Governo do Distrito Federal – GDF em capitalizar a Companhia via contratação de empréstimo junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Essa operação envolve a aquisição do terreno referido acima pelo GDF. Entretanto, a possível aquisição do terreno pelo GDF dependerá do desfecho final da operação de empréstimo junto ao BNDES, cuja carta consulta foi protocolada pelo GDF no dia 05 de janeiro de 2012. O imóvel continua registrado pelo valor que ingressou na Companhia por meio do mencionado aumento de capital que não supera o valor justo, que foi apurado com base em avaliação realizada por empresa especializada.

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 infra-estrutura investida nas concessões que serão objeto de indenização do Poder concedente ao final da concessão.

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está assim apresentada:

Saldos em 31 de dezembro de 2009	239.157
Adições	104.603
Baixas	(22)
Saldos em 31 de dezembro de 2010	343.738
Adições	32.647
Baixas	(1.420)
Saldos em 31 de dezembro de 2011	374.965

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

12. IMOBILIZADO

a) Composição do Imobilizado:

A composição do imobilizado está demonstrada a seguir:

Descrição	Taxas anuais de depreciação	Custos	depreciação acumulada	Valor Líquido 31.12.2011	Valor Líquido 31.12.2010
Imobilizado em Serviço					
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	2,0 a 4%	5.428	(2.253)	3.175	3.377
Máquinas e Equipamentos	3,3 a 6,7%	27.406	(19.551)	7.855	9.259
Veículos	20%	7.147	(6.913)	234	587
Móveis e Utensílios	10%	4.688	(2.283)	2.405	835
Total Imobilizado em Serviço		44.669	(31.000)	13.669	14.058
Imobilizado em Curso		62.004	-	62.004	65.844
Total do Imobilizado		106.673	(31.000)	75.673	79.902

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

b) Movimentação do Imobilizado:

Segue a movimentação do ativo imobilizado:

Descrição	Saldo em			Saldo em 2010	Adições	Baixas	Saldo em 2011
	2009	Adições	Baixas				
<u>Imobilizado em Serviço</u>							
<u>Custo</u>							
Terrenos	179	-	(179)	-	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	3.666	1.762		5.428	-	-	5.428
Máquinas e Equipamentos	25.480	4.039	(489)	29.030	3	(1.627)	27.406
Veículos	7.610	-		7.610	-	(463)	7.147
Móveis e Utensílios	3.153	-	(102)	3.051	2.357	(720)	4.688
Total do Imobilizado em Serviço - Custo	40.088	5.801	(770)	45.119	2.360	(2.810)	44.669
(-) Depreciação							
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	(1.877)	(173)		(2.050)	(203)	-	(2.253)
Máquinas e Equipamentos	(18.881)	(1.324)	434	(19.771)	(1.407)	1.627	(19.551)
Veículos	(6.599)	(424)		(7.023)	(353)	463	(6.913)
Móveis e Utensílios	(2.154)	(165)	102	(2.217)	(192)	126	(2.283)
Total do Imobilizado em Serviço - Depreciação	(29.511)	(2.086)	536	(31.061)	(2.155)	2.216	(31.000)
<u>Imobilizado em Curso</u>							
Terrenos	-	942	-	942	-	(942)	-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	-	-	-	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	-	-	-	-	4.697	(4.696)	1
Material em Depósito	65.167	27.037	(27.302)	64.902	28.847	(32.670)	61.079
Adiantamento a Fornecedores	-	-	-	-	7.767	(6.843)	924
Total do Imobilizado em Curso	65.167	27.979	(27.302)	65.844	41.311	(45.151)	62.004
Total do ativo Imobilizado	75.744	31.694	(27.536)	79.902	41.516	(45.745)	75.673

13. 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 através do consumo e conseqüente faturamento aos consumidores.

A Companhia adota a prática contábil definida pelo Pronunciamento Técnico CPC 20 – Custo de Empréstimos, refletindo o requerimento de capitalização de custos de empréstimos atribuíveis à aquisição ou construção de ativo qualificável. O cálculo é definido pela aplicação da taxa média ponderada dos custos dos empréstimos, líquidos dos rendimentos auferidos nas aplicações financeiras, sobre os gastos do ativo intangível em fase de formação. O valor capitalizado no exercício de 2011 foi de R\$ 957 mil.

a) Composição do Intangível:

A composição do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

Descrição	Custo Histórico	amortização acumulada	Valor Líquido 2011	Valor Líquido 2010
<u>Intangíveis direito de uso da concessão</u>				
Direito de uso da concessão	266.790	(119.397)	147.393	199.569
(-) Obrigações Especiais (*)	(24.930)	-	(24.930)	(32.053)
Em Serviço	241.860	(119.397)	122.463	167.516
Direito de uso da concessão	156.299	-	156.299	80.964
(-) Obrigações Especiais (*)	(29.803)	-	(29.803)	(3.782)
Em Curso	126.496	-	126.496	77.182
Total do direito de uso da concessão	368.356	(119.397)	248.959	244.698
<u>Outros Intangíveis</u>				
Em serviço	45.935	(37.270)	8.665	10.036
Em curso	3.835	-	3.835	1.698
Total outros Intangíveis	49.770	(37.270)	12.500	11.734
Total dos Intangíveis	418.126	(156.667)	261.459	256.432

(*) **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

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil econômica estimada de cada bem integrante da infra estrutura 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 infra estrutura, via tarifa. Assim sendo, o intangível é amortizado pelo prazo esperado desse retorno, limitado ao prazo de vencimento da concessão.

Segue a movimentação do ativo intangível:

b) Movimentação do Intangível:

Descrição	Direito de uso da concessão		Outros Intangíveis		Total
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	
Ativo Intangível em 31/12/2009	171.572	153.242	308	4.554	329.676
Adições	32.885	88.401	12.016	9.212	142.514
Baixas	(153)	(165.315)	-	(12.068)	(177.536)
Amortização	(33.327)	-	(2.288)	-	(35.615)
Obrigações Especiais	(3.461)	854	-	-	(2.607)
Ativo Intangível em 31/12/2010	167.516	77.182	10.036	1.698	256.432
Adições	7.368	117.367	1.147	3.310	129.192
Baixas	(1.294)	(42.032)	-	(1.173)	(44.499)
Amortização	(51.127)	-	(2.518)	-	(53.645)
Obrigações Especiais	-	(26.021)	-	-	(26.021)
Ativo Intangível em 31/12/2011	122.463	126.496	8.665	3.835	261.459

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

14. FORNECEDORES

A rubrica Fornecedores - Suprimento de Energia é composta pelas obrigações com fornecedores relativos a contrato inicial (Itaipu), contratos de comercialização em ambiente regulado - CCEAR (leilão) e contratos bilaterais que a Companhia mantém com partes relacionadas (CEB Lajeado, Corumbá Concessões e Energética Corumbá III) e Energia Livre.

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
Encargos de uso da rede elétrica	13.164	11.098
Suprimento de energia elétrica	95.197	76.772
Materiais e serviços	48.367	48.311
Total	156.728	136.181

15. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Entidades	31/12/2011	31/12/2010	GARANTIAS	ENCARGOS
ELETOBRÁS	64.552	66.371	Cessão de Direitos Creditórios	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% a.a de Tx. de Adm. + variação da UFIR/IGP-M
Banco do Brasil S.A.	-	4.426	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + SPREAD de 1,57% a.a.
Banco do Brasil S.A.(FCO I a IV)	92.510	94.492	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 10% a.a. atualização pela TJLP e Bonus de Adimplencia de 15% sobre o valor da parcela
Banco do Brasil S.A.(FINAME)	8.001	8.501	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 4,5% a.m. atualização pela TJLP
Banco do Brasil S.A.	-	21.542	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 2,99% a.a.
Banco Mercantil do Brasil S.A.	-	15.020	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 0,65% a. m.(durante o período de utilização).
Caixa Econômica Federal	177.046	200.598	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 2,16% a.a.
Caixa Econômica Federal	-	5.834	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 0,32% a.m.
Caixa Econômica Federal	50.588	-	Cessão de Direitos Creditórios	129% a a. do CDI cetip (durante o período de utilização).
Banco BicBanco	-	29.000	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 0,50% a.m.
Total Geral	392.697	445.784		
Total do Circulante	123.472	145.745		
Total do Não Circulante	269.225	300.039		

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

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018+	Total
Indexadores								
UFIR/RGR	23.417	19.135	9.031	8.312	3.802	347	508	64.552
CDI	85.726	44.244	56.792	40.872	-	-	-	227.634
TJLP	14.329	13.817	13.817	13.817	13.817	13.817	17.097	100.511
Total por indexador	123.472	77.196	79.640	63.001	17.619	14.164	17.605	392.697

b) A movimentação dos Empréstimos e Financiamentos é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2009	435.591
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	133.259
Encargos Financeiros Pagos	(48.630)
Encargos Incorridos	37.001
Amortizações	(111.437)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	445.784
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	103.031
Encargos Financeiros Pagos	(48.926)
Encargos Incorridos	50.290
Amortizações	(157.482)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	392.697

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

16. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
ICMS	99.339	76.534
ISS	1.523	1.351
IRPJ Diferido	8.263	-
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS	2.456	1.949
COFINS	6.011	4.788
PIS	1.305	1.104
CSLL Diferida	2.983	-
INSS	3.103	2.521
Outros	1.216	<u>980</u>
Total	<u>126.199</u>	<u>89.227</u>
Circulante	114.953	89.227
Não circulante	11.246	-

As obrigações diferidas circulante e não circulante de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se ao reconhecimento da tributação pelo Regime de Caixa, da venda de um terreno com recebimentos parcelados, art. 421 do Decreto 3.000/99 (Nota Explicativa nº 7).

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas de 10% sobre o lucro tributável que exceder R\$ 240 para o imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para a contribuição social, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. A opção de tributação da Companhia é lucro real anual com antecipações mensais.

Demonstramos abaixo a memória de cálculo do imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício de 2011:

Descrição	31.12.2011		31.12.2010	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro antes dos tributos	19.624	19.624	(21.763)	(21.763)
Ajuste RTT (a)	(167.546)	(167.546)	(18.367)	(18.367)
Adições(exclusões) permanentes	15.374	15.374	16.316	16.316
Adições(exclusões)temporárias	174.928	174.928	29.180	29.180
Total	42.380	42.380	5.366	5.366
(-)Compensação Prejuízo fiscal	(12.714)	(12.714)	(1.610)	(1.610)
Base de Cálculo	29.666	29.666	3.756	3.756
Alíquota aplicável (*)	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social corrente	7.278	2.670	615	338
Imposto de renda e contribuição social diferido	8.263	2.983		
Ajuste de IRPJ e CSLL do exercício de 2010	1.153	426	-	-
Total despesa de imposto de renda e contribuição social no período	16.694	6.079	615	338

(*) 15% e 10% adicional.

a) 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).

16.1 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 dezembro de 2011:

Diferenças Temporárias	IRPJ e CSLL sobre diferenças Temporárias não reconhecidos	
	2011	2010
Contingências Regulatórias	10.320	17.600
Contingências Cíveis	1.993	1.670
Contingências Trabalhistas	1.322	1.627
Devedores Duvidosos	13.926	4.577
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	183	4.505
Total	27.744	29.979

17. CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A Contribuição de Iluminação Pública 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, eficientização e ampliação do sistema de iluminação pública.

A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica.

18. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

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 1644/2009-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.

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)	402	238
Ministério de Minas e Energia (MME)	201	114
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	9.968	6.811
Programa de Eficiência Energética (PEE)	<u>32.601</u>	<u>23.774</u>
Total	<u>43.172</u>	<u>30.937</u>
Circulante	34.501	30.937
Não Circulante	8.671	-

19. 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.

a) Composição:

Provisões	31/12/2011	31/12/2010
Trabalhistas	3.994	4.891
Cíveis	6.323	7.356
Regulatórias	30.425	51.834
Subtotal	<u>40.742</u>	<u>64.081</u>
Circulante	4.316	9.805
Não circulante	36.426	54.276

b) Movimentação:

Descrição	Saldo em 31.12.2010	Constituição	Baixa/Reversão	Atualização	Saldo em 31.12.2011
Trabalhistas	4.891	1.178	(2.583)	509	3.995
Cíveis	7.356	1.395	(2.577)	148	6.322
Regulatórias	51.834	2.474	(30.853)	6.970	30.425
Total	64.081	5.047	(36.013)	7.627	40.742

Descrição	Saldo em 31.12.2009	Constituição	Baixa/Reversão	Atualização	Saldo em 31.12.2010
Trabalhistas	13.532	648	(10.766)	1.477	4.891
Cíveis	14.377	2.453	(10.318)	844	7.356
Regulatórias	23.721	31.331	(7.653)	4.435	51.834
Total	51.630	34.432	(28.737)	6.756	64.081

c) *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).

d) *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.

e) *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 movimentação ocorrida em 2011 refere-se substancialmente a reversão de provisão no montante de R\$ 21.831 cuja decisão da Companhia foi de assumir o pagamento de multas aplicadas pelo órgão regulador. A Companhia, juntamente com seus assessores legais, concluiu pela precariedade de êxito no Judiciário para desconstituição dos efeitos dos Autos de Infração. Em razão disso a provisão foi revertida e constituído o passivo para quitação dessas multas. O montante atualizado em 31 de dezembro de 2011 é de R\$ 19.170 (Nota Explicativa nº 21).

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

f) *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\$ 479 em 31 de dezembro de 2011 (R\$ 1.329 em 2010), substancialmente.

20. RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL

Em dezembro de 2011, por meio das Resoluções de Diretoria de n.ºs. 081, de 01.12.2011, 084, de 13.12.2011 e 087, de 20.12.2011, a controladora da Companhia (Companhia Energética de Brasília – CEB) autorizou o aporte de capital no montante de R\$ 25,5 milhões, a fim de atender ao compromisso de subscrição de ações, conforme Resoluções ANEEL n.ºs. 318/2005 e 958/2007. Os recursos aportados tiveram o seguinte cronograma: R\$ 3,0 milhões em 01.12.2011, R\$ 2,5 milhões em 14.12.2011 e R\$ 20,0 milhões em 21.12.2011.

21. OUTRAS OBRIGAÇÕES

Outras Obrigações	31/12/2011	31/12/2010
Parcelamento Multa ANEEL	19.170	-
Consignações em Favor de Terceiros	3.812	3.566
Encargos Ex-isolados Lei 12.111/09	607	1.587
Cauções em Garantia	320	626
Retenção de quotas RGR	724	724
Outras obrigações	3.080	2.576
Total	27.713	9.079
Circulante	17.663	8.028
Não Circulante	10.050	1.051

22. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

a. 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 Distribuição S.A. e da FACEB e aos seus dependentes, conforme a seguir:

Planos	Benefícios	Classificação
Plano Complementar de Benefícios Previdenciais	Aposentadoria e pensão	Benefício definido
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida
Plano Assistencial	Assistência médica	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.

Em atendimento ao disposto no item 92 do Pronunciamento CPC 33, cabe reconhecer no exercício a parcela dos ganhos ou perdas atuariais que exceda o maior valor entre: 10% do valor presente da obrigação atuarial do benefício definido e 10% do valor justo dos ativos do plano.

A Companhia, valendo-se da faculdade permitida pelo item 92 da norma CPC 33, decidiu, contabilmente e quando aplicável, reconhecer a parcela excedente a 10% (dez por cento) do corredor de forma progressiva, ao longo do tempo médio futuro de serviço dos seus empregados.

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 913.179 em 31 de dezembro de 2011, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano R\$ 910.549 resultou em um déficit de R\$ 2.630, (déficit de R\$ 97.257 em 2010) evidenciando que a provisão atualmente registrada no montante de R\$ 105.487, relativa ao contrato de dívida que mantém junto à FACEB, mostra-se suficiente para a cobertura da provisão com benefícios pós-emprego do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais, não havendo necessidade de aumento da provisão.

O Plano de Saúde Assistencial é administrado pela FACEB como uma autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS). Participam do plano os empregados ativos, aposentados, pensionistas e aqueles vinculados ao programa de demissão voluntária da CEB D.

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

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

Descrição	31/12/2011	31/12/2010
Plano de previdência	108.446	118.213
Plano de assistência	115.891	109.699
Programa de demissão voluntária	<u>28.245</u>	<u>43.359</u>
Subtotal	<u>252.582</u>	<u>271.271</u>
Circulante	53.080	55.614
Não circulante	199.502	215.657

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

Descrição	2011	2010
Previdência	5.927	5.245
Assistência	21.655	18.659
Total	27.582	23.904

a.1. Planos Previdencial e Assistencial

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

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2011	2010	2011	2010
Valor presente das obrigações atuariais				
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(783.147)	(766.552)	(182.538)	(179.765)
Custo do serviço corrente	(87.008)	(53.088)	(2.437)	(3.494)
Custo de juros	(12.096)	(11.727)	(20.280)	(17.227)
Ganhos/(Perda) atuariais	(72.354)	9.937	(4.340)	(839)
Benefícios Pagos pelo plano	41.426	38.283	24.856	18.788
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(913.179)	(783.147)	(184.739)	(182.537)

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

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2011	2010	2011	2010
Valor justo dos ativos do plano				
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	685.890	554.320	-	-
Retorno esperado dos ativos do plano	76.202	57.721	-	-
Ganhos/(Perda) atuariais	148.678	80.995	-	-
Contribuições do empregador	31.319	25.892	24.855	18.788
Contribuições do participante do plano	9.886	5.245	-	-
Benefícios Pagos pelo plano	(41.426)	(38.283)	(24.855)	(18.788)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	910.549	685.890	-	-

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2011	2010	2011	2010
Valores reconhecidos no balanço patrimonial				
Valor presente da obrigação atuarial	2.630	97.257	184.739	182.537
Montante não reconhecido como ativo/(passivo)(item 58b)(*)	(43.050)	(48.628)	-	-
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos (item 92)	145.908	69.584	(68.849)	(72.837)
(Passivo)/Ativo líquido reconhecido no final do exercício	105.488	118.213	115.890	109.700
Movimentação do passivo(ativo)líquido reconhecido no balanço				
Pagamentos para o plano líquido da administração	(118.213)	(128.204)	(109.700)	(97.048)
Provisão para plano de benefícios e outros benefícios pós-emprego	31.319	25.891	24.855	18.788
(Passivo)/ATIVO reconhecido no final do exercício	(105.488)	(118.213)	(115.890)	(109.700)

(*) Calculado em conformidade com as disposições da Lei Complementar nº 109/2001 e Resolução CGPC nº 26/2008, observando-se as contribuições atuais e futuras, de patrocinadoras e participantes, inclusive assistidos, de acordo com as regras estabelecidas no Plano de Custeio vigente.

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2011	2010	2011	2010
Valores reconhecidos na DRE				
Custo do serviço corrente	(12.096)	(11.727)	(2.437)	(3.494)
Contribuições dos participantes	9.886	5.245	-	-
Custo de juros	(87.008)	(53.088)	(20.280)	(17.227)
Retorno esperado dos ativos do plano	76.202	57.721	-	-
Amortização de ganhos/(perdas) atuariais	-	-	(7.833)	(10.719)
Efeito do limite do item 58 (b)	(5.578)	(14.051)	-	-
Total da (despesas)/receita a reconhecida	(18.594)	(15.900)	(30.550)	(31.440)
Administração do Plano	(3.500)	(2.876)	-	-
Total da (despesa)/receita no exercício	(22.094)	(18.776)	(30.550)	(31.440)

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	
	2011	2010	2011	2010
Renda Fixa	82,54%	81,63%	N/A	N/A
Renda Variável	9,26%	10,99%	N/A	N/A
Investimentos estruturados	4,08%	3,40%	N/A	N/A
Investimentos Imobiliários	1,29%	0,61%	N/A	N/A
Empréstimos com Participantes	2,83%	3,37%	N/A	N/A
Total percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%	N/A	N/A

a.2. Premissas atuariais

Premissas atuariais adotadas	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2011	2010	2011	2010
Taxa de juros anual para cálculo do valor presente da obrigação	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Expectativa de retorno do valor justo dos ativos do plano	11,11%	10,36%		
Taxa anual de inflação	4,82%	4,11%	4,82%	4,11%
Taxa nominal de crescimento anual dos salários	4,82%	5,15%	4,82%	5,15%
Taxa nominal de crescimento dos benefícios do plano	4,82%	4,11%	4,82%	4,11%
Taxa de crescimento nominal anual dos custos de saúde			7,00%	5,68%
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Capacidade real dos salários e dos benefícios	100,00%	100,00%		
Tábuas biométricas:				
Mortalidade geral	AT 83 por sexo	AT 83 por sexo	AT 83 por sexo	AT 83 por sexo
Entrada em invalidez	TASA 1927	TASA 1927	TASA 1927	TASA 1927
Mortalidade de inválidos	IAPC	IAPC	IAPC	IAPC
Grupo de dependentes para pensão	Família média regional	Família média regional	Família média regional	Família média regional

Comparativo evidenciando retorno esperado e o retorno real dos ativos do plano	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2011	2010	2011	2010
Taxa nominal de rendimento esperada sobre os ativos do plano	10,11%	10,11%	N/A	N/A
Retorno real anual dos ativos do plano	11,11%	10,36%	N/A	N/A

b. 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 2011:

Descrição	Total	Circulante	Não Circulante
Passivo Contratual em 31/12/2009	122.269	75.811	46.458
Amortização no exercício	(21.624)	(21.624)	-
Atualizações no exercício	13.553	5.313	8.240
Transferências para o circulante	-	(33.841)	33.841
Passivo Contratual em 31/12/2010	114.198	25.659	88.539
Amortização no exercício	(23.010)	(23.010)	-
Atualizações no exercício	14.299	2.975	11.324
Transferências para o circulante	-	19.794	(19.794)
Passivo Contratual em 31/12/2011	105.487	25.418	80.069

A composição do passivo está assim contabilizada:

Descrição	2011	2010
Contribuições para o plano	2.959	4.015
Contrato de dívida	<u>105.487</u>	<u>114.198</u>
Total	<u>108.446</u>	<u>118.213</u>

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 (vide letra a.2) pactuado entre a Companhia e a FACEB. Dessa forma, o resultado da avaliação atuarial de 2011 e 2010 não revelou a necessidade de constituição adicional de provisão.

c. 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
Passivo em 31/12/2009	58.300	18.536	39.764
Amortização no exercício	(19.307)	(19.307)	-
Atualizações no exercício	4.366	-	4.366
Transferências para o circulante	-	<u>17.623</u>	<u>(17.623)</u>
Passivo em 31/12/2010	43.359	16.852	26.507
Amortização no exercício	(16.797)	(16.797)	-
Atualizações no exercício	1.683	-	1.683
Transferências para o circulante	-	<u>13.748</u>	<u>(13.748)</u>
Passivo em 31/12/2011	28.245	13.803	14.442

23. 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. A ANEEL deverá estabelecer os procedimentos a serem adotados para o ressarcimento aos consumidores.

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.

No exercício de 2009, foi realizado o montante de R\$ 22.984, relativo ao valor homologado em 26 de agosto de 2008.

24. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(i) Capital social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 350.532 dividido em 350.532.450 (trezentos e cinquenta 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.

(ii) Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio

A política de distribuição de JCP e dividendos da Companhia está de acordo com o estatuto e com o que determinam os parágrafos a seguir: § 2º “A Diretoria da CEB Distribuição poderá, em obediência à deliberação tomada pelo acionista único, determinar o levantamento de balanços semestrais ou em períodos menores e, observando as limitações legais, declarar dividendos com base nos lucros apurados nesses balanços” e § 3º “A CEB Distribuição, por deliberação do acionista único, poderá pagar os dividendos a título de juros sobre o capital próprio”. A Companhia no exercício de 2010 e 2011 apurou prejuízo no valor de R\$ 31.532 e R\$ 3.150 respectivamente e associado ao fato de haver prejuízos acumulados, não houve destinação de dividendos ou juros sobre capital.

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

	31.12.2011	31.12.2010
Lucro (prejuízo) do período	(3.150)	(31.532)
Número médio ponderado de ações ordinárias	350.532	350.532
Resultado por ação	(0,0090)	(0,0900)

A Companhia, em 2011 e 2010 não emitiu nenhum instrumento conversível em ação. Assim, não está sendo apresentado o lucro/prejuízo diluído por ação.

25. 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:

Descrição	31.12.2011	31.12.2010
Remuneração da Administração		
Remuneração	1.971	1.295
Encargos	449	391
Total	2.420	1.686

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		31.12.2011	31.12.2010
Ativos da CEB Distribuição		<u>145.431</u>	<u>104.776</u>
Créditos a receber da Controladora Companhia Energética de Brasília-CEB	a)	856	1.562
Créditos a receber da empresa CEB Geração S.A.	a)	124	54
Créditos a receber da empresa CEB Participação S.A.	a)	50	-
Créditos a receber da empresa CEB Lajeado S.A.	a)	10	-
Créditos a receber da Secretaria de Fazenda do DF	a)	26	-
Créditos a receber da Secretaria Geral do DF	a)	25	-
Créditos a receber da Secretaria de Educação do DF	a)	85	-
Contas a receber de energia elétrica (fornecimento e serviço) - GDF	b)	143.787	102.756
Encargos de Uso da Rede Elétrica - CEB Geração S/A	f)	65	56
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Corumbá Concessões S/A	f)	291	270
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Energética Corumbá III	f)	112	78
Passivo da CEB Distribuição		<u>89.004</u>	<u>79.148</u>
Fornecedor Suprimento - CEB Lajeado S.A.	c)	9.588	8.847
Fornecedor Suprimento - Corumbá Concessões S.A.	c)	13.299	9.063
Fornecedor Suprimento - Energética Corumbá III	c)	3.732	2.549
Contribuição Iluminação Pública - GDF	e)	58.014	54.318
Dividendos GDF	g)	4.371	4.371
Resultado da CEB Distribuição		<u>(246.314)</u>	<u>(228.837)</u>
Energia comprada para revenda da CEB Lajeado S.A.	c)	(105.397)	(99.543)
Energia comprada para revenda da Corumbá Concessões S.A.	c)	(115.510)	(106.205)
Energia comprada para revenda da Energética Corumbá III	c)	(30.451)	(27.902)
Receita pela Disponibilidade da Rede - CEB Geração S/A	f)	724	683
Receita pela Disponibilidade da Rede - Corumbá Concessões S/A	f)	3.325	3.150
Receita pela Disponibilidade da Rede - Energética Corumbá III S/A	f)	959	945
Receita de locação à controladora	d)	36	35

As transações com partes relacionadas são praticadas conforme as condições resumidas abaixo:

- A CEB Distribuição S.A. possui empregados cedidos a outras empresas do Grupo CEB e também a órgãos do Governo do Distrito Federal. As empresas e os órgãos beneficiários efetuam mensalmente o ressarcimento do custo efetivo dos salários e dos benefícios dos empregados cedidos à CEB D. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais.
- 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.
- 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 11 de fevereiro de 2012.
- 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 e repassada mensalmente ao GDF.
- 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.

26. SEGUROS

Os bens móveis e imóveis compostos por equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios e demais instalações relacionadas aos prédios administrativos, operacionais, laboratórios e subestações de distribuição componentes do Ativo Imobilizado, conforme os critérios de riscos constantes do relatório técnico, que não fazem parte do escopo dos exames de auditoria independente estão cobertos, até 20 de dezembro de 2012, por com trato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos, cujo custo do prêmio foi de R\$ 931 e importância segurada R\$ 356.965.

27. DESDOBRAMENTO DE OUTROS ITENS DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

a. Receita operacional líquida

Descrição	Consumidores *		MWh *		Valor	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Consumidores						
Residencial	751.397	740.264	2.005.410	1.966.598	730.427	671.021
Industrial	1.715	1.688	231.665	419.733	91.931	114.111
Comercial	98.842	95.168	1.831.741	1.651.029	635.026	531.883
Rural	9.512	9.497	131.370	124.208	29.701	26.226
Poder Público	4.958	4.818	569.703	548.026	215.531	196.979
Iluminação Pública	19	19	364.038	344.640	66.486	58.874
Serviço Público	288	287	333.660	326.001	76.408	70.872
(=)Fornecimento faturado	866.731	851.741	5.467.587	5.380.235	1.845.510	1.669.966
Consumo Próprio	46	46	1.866	2.400	-	-
Fornecimento Não Faturado Líquido					2.429	8.841
Encargo de Capacidade Emergencial						6
(=)Fornecimento de Energia Elétrica **	866.777	851.787	5.469.453	5.382.635	1.847.939	1.678.813
Energia elétrica de curto prazo					11.233	10.564
Disponibilização do Sistema de Distribuição					33.349	23.239
Receita de construção					117.189	88.401
Arrendamentos e Aluguéis					18.482	14.739
Outras receitas e rendas					10.719	6.660
Total da receita operacional					2.038.911	1.822.416
Deduções da Receita						
Impostos					(372.305)	(335.329)
ICMS					(371.099)	(334.539)
ISS					(1.206)	(790)
Contribuições					(177.610)	(160.345)
PIS/PASEP					(31.682)	(28.602)
COFINS					(145.928)	(131.743)
Encargos do Consumidor					(160.603)	(127.065)
Reserva Global de Reversão - RGR					(10.830)	(5.432)
Programa de Eficiência Energética - PEE					(5.895)	(5.299)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE					(56.949)	(49.550)
Conta de Consumo de Combustível - CCC					(77.347)	(58.176)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D					(5.899)	(5.302)
Outros Encargos					(3.683)	(3.306)
Receita Operacional Líquida					1.328.393	1.199.677

(*) 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 dezembro de 2011, o valor corresponde a R\$ 37.309 (R\$ 34.202 em 31 de dezembro de 2010).

b. Custo com energia elétrica

Descrição	2011	2010
Custo com Energia Elétrica		
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(657.148)	(619.464)
Energia Elétrica Comprada p/ revenda	(9.929)	(17.327)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(130.953)	(120.428)
Subtotal	(798.030)	(757.219)
Custo de Operação		
Pessoal e Administradores	(70.658)	(55.756)
Entidade de Previdência Privada	(2.667)	(2.438)
Material	(2.399)	(3.110)
Serviço de Terceiros	(33.945)	(34.002)
Custo de Construção	(117.189)	(88.401)
Depreciação e Amortização	(53.529)	(35.503)
Taxa de Fiscalização Serv. EE	(2.490)	(2.122)
Outros Custos	(2.354)	24
Subtotal	(285.231)	(221.308)
Total	(1.083.261)	(978.527)

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é igual a zero, considerando que:

- (iii) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica;
- (iv) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e
- (v) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura.

Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção e receita de construção.

c. Despesas operacionais
c.1)

	2011	2010
Despesas Com Vendas		
Pessoal	(10.111)	(10.849)
Material	(2.980)	(564)
Serviço de Terceiros	(40.711)	(41.363)
Propaganda e Publicidade	(769)	(1.484)
Provisão(Reversão) Devedores Duvidosos	(27.497)	(1.487)
Outras Despesas com Vendas	(1.666)	(7.195)
Total	(83.734)	(62.942)

A variação em Provisão para Devedores Duvidosos tem como principal motivo a inclusão na provisão dos encargos financeiros das faturas de energia elétrica registrados contabilmente e ainda não faturados ao consumidor.

c.2)

	2011	2010
Despesas gerais e administrativas		
Pessoal e Administradores	(67.031)	(61.887)
Entidade de Previdência Privada	(3.260)	(2.980)
Material	(2.363)	(2.485)
Serviço de Terceiros	(29.463)	(33.953)
Depreciação e Amortização	(2.170)	(2.166)
Outras Despesas Gerais e Administrativas	(11.852)	(15.721)
Total	(116.139)	(119.192)

c.3)

	2011	2010
Outras Receitas/Despesas Operacionais		
Outras Receitas	83.029	54.062
Reversões contingências Cíveis e Trabalhistas	5.160	21.155
Reversões contingências regulatórias	815	7.653
Reversões Benefício Pós - Emprego	20.825	18.580
Ganho na Alienação de Bens	56.029	-
Outras reversões	200	6.674
Outras Despesas	(43.852)	(72.490)
Provisões contingências Cíveis e Trabalhistas	(3.230)	(5.492)
Provisões contingências regulatórias	(9.444)	(35.767)
Provisão Benefício Pós - Emprego	(27.015)	(31.231)
Outras Provisões	(4.163)	
Total	39.177	(18.428)

A variação em “Provisões (Reversões) contingenciais e regulatórias refere-se a reversão de provisões regulatórias pela decisão da Companhia de assumir algumas multas aplicadas pelo órgão regulador em razão de não se vislumbrar êxito no ajuizamento de ação judicial. As referidas multas saíram da rubrica provisão para despesa efetiva no grupo de despesas financeiras.

Em 2011, a Companhia efetuou a venda de vários terrenos de sua propriedade. O terreno de valor mais relevante foi o imóvel situado na L2 Norte Lote “H” da Quadra 601 que foi vendido por R\$ 54.223 mil, nas seguintes condições: R\$ 2.684 mil correspondente ao valor da caução, R\$ 13.556 mil correspondente a entrada de 25% e o restante R\$ 37.983 mil parcelado em 24 prestações mensais, remuneradas à taxa de juros de 1% (um por cento) ao mês mais IGP-M.

d. Resultado Financeiro

Descrição	2011	2010
Receitas (Despesas) Financeiras		
Receita Financeira		
Acréscimo Moratório em Conta de Energia	8.605	18.879
Variação Cambial sobre Faturas de Energia	2.341	2.547
Rendimentos de aplicações Financeiras	1.572	197
Atualizações Monetárias	6.136	10.729
Multas e penalidades aplicadas	2.612	1.744
Outras Receitas Financeiras	7.418	5.384
Subtotal	28.684	39.480
Despesas Financeiras		
Encargos de Dívidas	(49.270)	(37.001)
Variação Cambial sobre Faturas de Energia	(3.638)	(1.797)
Atualizações Monetárias	(25.605)	(22.022)
Atualização Benefício Pós Empregos	(7.698)	(13.553)
Compensação Descontinuidade de Energia	(4.560)	(5.660)
Outras Despesas Financeiras	(2.725)	(1.798)
Subtotal	(93.496)	(81.831)
Total	(64.812)	(42.351)

28. EVENTOS SUBSEQUENTES

Mudança de estimativa da vida útil dos bens integrantes da infra estrutura da concessão

Em 7 de fevereiro de 2012, a ANEEL, por meio da Resolução nº 474, estabeleceu as novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico com base na revisão da vida útil dos ativos. A aplicação das novas taxas será a partir de 1º de janeiro de 2012. A Companhia está em processo de avaliação quanto aos impactos decorrentes dessa alteração em seu ativo financeiro, intangível e imobilizado, sendo que seus efeitos serão prospectivos em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Brasília-DF, 28 de março de 2012

Rubem Fonseca Filho
Diretor Geral

Caubi Pereira de Santana
Diretor de Gestão

Edgard Ketelhut Minari
Diretor de Comercialização

Mauro Martinelli Pereira
Diretor de Engenharia

Fábio Tadeu Antonio Batista
Diretor de Operação

Joel Antonio de Araújo
Diretor Econômico e Financeiro

Marly Gomes Araújo
Superintendente Contábil
Contadora CRC/DF nº 007901/O-8

Vicência Lopes da S. Almeida
Técnico Contábil CRC/DF nº 005776/O-9



KPMG Auditores Independentes
SBS - Qd. 02 - Bl. Q - Lote 03 - Salas 708 a 711
Edifício João Carlos Saad
70070-120 - Brasília, DF - Brasil
Caixa Postal 8723
70312-970 - Brasília, DF - Brasil

Central Tel 55 (61) 2104-2400
Fax 55 (61) 2104-2406
Internet www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

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

Examinamos as demonstrações financeiras da CEB Distribuição S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

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

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



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

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CEB Distribuição S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Ênfases

Conforme divulgado na Nota Explicativa nº 6.d, faturamentos relativos ao fornecimento de energia elétrica a certas entidades e órgãos da administração pública do Distrito Federal, bem como valores referentes a encargos por pagamentos em atraso, não foram liquidados financeiramente e estão registrados na rubrica “Contas a receber”, no ativo não circulante, cujo saldo, em 31 de dezembro de 2011, totaliza R\$ 99,4 milhões. A Administração, com base no atual estágio do processo de cobrança e negociação dos referidos créditos, principalmente perante o seu controlador, o Governo do Distrito Federal, considera não necessária a constituição de provisão para perdas. A realização desses créditos depende do sucesso dos processos de cobrança e negociações que estão andamento, e os mencionados créditos podem ser liquidados por valores diferentes daqueles que estão registrados.

A Companhia apresenta um histórico de deficiência de capital de giro e de baixa ou negativa rentabilidade. Adicionalmente, em razão das características inerentes às atividades operacionais e por exigência dos órgãos concedente e regulador, existe a necessidade de constantes e relevantes investimentos para manutenção e desenvolvimento das suas atividades. Os planos da Administração para manutenção das atividades, conforme mencionado na Nota Explicativa nº 1, consistem, entre outros, na venda de ativos não operacionais, na rentabilidade futura dos investimentos em andamento e na capacidade de obter novas linhas de financiamentos. As demonstrações financeiras referidas 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.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, apresentada como informação suplementar, uma vez que não é requerida pela legislação societária brasileira para companhias de capital fechado e nem pelas IFRS. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

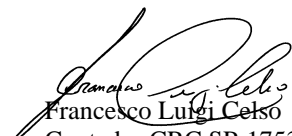


Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

As demonstrações financeiras correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foram por nós examinadas, e nosso relatório de auditoria, datado de 30 de maio de 2011, foi emitido com ressalva relacionada com os seguintes assuntos: 1) impraticabilidade de executar procedimentos de auditoria para concluir sobre os saldos das contas “Cauções e depósitos vinculados - Ativo não circulante” no valor de R\$ 7,4 milhões; 2) ausência de controle analítico dos créditos de ICMS pagos na aquisição de bens utilizados na atividade de distribuição de energia; e 3) ausência de controles que possibilitavam a identificação dos custos dos empréstimos que são diretamente atribuíveis à construção ou produção dos ativos utilizados em sua atividade operacional. As referidas ressalvas foram solucionadas pela Companhia no exercício de 2011.

Brasília, 30 de março de 2012

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-DF


Francesco Luigi Celso
Contador CRC SP-175348/O-5 S-DF


Alexandre Dias Fernandes
Contador CRC DF-012460/O-2