

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	6
5.3 - Descrição - Controles Internos	8
5.4 - Alterações significativas	9

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	10
10.2 - Resultado operacional e financeiro	23
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	26
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	27
10.5 - Políticas contábeis críticas	31
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	34
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	35
10.8 - Plano de Negócios	36
10.9 - Outros fatores com influência relevante	37

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1. Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros:

A Concessionária mantém operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado através de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Concessionária.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo, sua cotação representa o valor de mercado e para os demais os respectivos valores contábeis, devido a sua natureza de realização.

Gerenciamento de Riscos Financeiros

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto a Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS, Fundação ELETROCEEE, FIDC II, IV e VI e aos Consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações.

As contas a receber de consumo de energia elétrica de poderes públicos, federal, estadual e municipal (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$90.985. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, possui também registrado nas contas patrimoniais parcelamentos com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul no montante de R\$21.946 e com Prefeituras Municipais no montante de R\$69.039. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Concessionária são os seguintes:

Risco de Crédito

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

O valor contábil dos ativos financeiros que representam a exposição máxima ao risco do crédito na data das demonstrações financeiras foi:

	31/12/2012	31/12/2011
Caixa e Equivalentes de Caixa	193.677	54.142
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	24.777	18.590
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	423.360	396.764
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC	1.181.321	1.753.204
Ativo Financeiro da Concessão	845.413	557.313
Total	2.668.548	2.780.013

Os saldos apresentados em caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras de longo prazo referem-se respectivamente a recursos depositados em instituições bancárias e a montantes aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa – SIAC/BANRISUL bem como as quotas subordinadas do FIDC IV e VI.

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Concessionária possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B- NTN-B.

A Concessionária atua no mercado de distribuição de energia elétrica, atendendo a todos os clientes cativos na sua área de concessão conforme previsto nos contratos de concessão

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

assinados com o Poder Concedente. O risco de crédito se origina quando a Concessionária incorre em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus consumidores. Para amenizar os riscos decorrentes do fornecimento de energia na distribuição, a Concessionária tem o direito de interromper o fornecimento, caso o cliente deixe de realizar seus pagamentos.

No geral a Administração entende que não há risco de crédito significativo no qual a Concessionária está exposta, considerando as características das contrapartes, níveis de concentração e relevância dos valores em relação ao faturamento.

I. Perdas por redução no valor recuperável – (Impairment)

A Concessionária identificou evidências de perda por redução no valor recuperável nas contas a receber que já são reduzidas de provisão para crédito de liquidação duvidosa.

II. Garantias

A Concessionária concedeu garantia quando da captação de recursos através do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC, sendo que parte das contas a receber é repassada ao Fundo no momento do faturamento, até o limite da parcela mensal.

III. Derivativos

A Concessionária não possui operações com derivativos.

Risco de Preço

As tarifas são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e, anualmente, são reajustadas pelas variações dos custos não gerenciáveis (denominado Parcela A) e pela variação do IGP-M para custos gerenciáveis (denominado Parcela B). O Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas.

Outro mecanismo de atualização das tarifas é a Revisão Tarifária Periódica que tem como principal objetivo, analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Risco de Mercado

A quantidade de energia comprada para atendimento à Concessionária está baseada na previsão de consumo para os próximos 5 anos. A legislação (Lei nº 10.848 de março de 2004 e Decreto nº 5.163 de julho de 2004) permite que a Concessionária descontrate mensalmente a energia correspondente ao atendimento de consumidores livres, quando de sua saída. Também prevê a possibilidade de descontratação de energia decorrente da entrada em operação de energia contratada anteriormente a 16 de março de 2004, anualmente por variação de mercado até 4% da energia contratada nos leilões de energia existente, duas vezes no ano através de cessões para outras distribuidoras em função de outros desvios de mercado, sem limites de montante de declaração. A Resolução Normativa nº 21/06 prevê alterações nas quotas-parte de Itaipu para cada concessionária, essas alterações podem gerar sobras ou déficits que também podem ser compensadas através do mecanismo de compensação de sobras e déficits.

Além do recurso de descontratação, a Concessionária tem cobertura tarifária para uma sobrecontratação de até 3% do seu requisito regulatório (mercado faturado acrescido das

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

perdas regulatórias). Em 2012, os compromissos assumidos com compra de energia estão elencados conforme quadro a seguir:

ORIGEM		TIPO	MWh	%
1º LEILÃO EE	2005-2012	CCEAR COM MCSD	2.201.627,13	24,42%
1º LEILÃO EE	2006-2013	CCEAR COM MCSD	1.061.991,23	11,78%
1º LEILÃO EE	2007-2014	CCEAR COM MCSD	393.537,44	4,37%
2º LEILÃO EE	2008-2015	CCEAR COM MCSD	334.316,54	3,71%
4º LEILÃO EE	2009-2016	CCEAR COM MCSD	224.450,77	2,49%
5º LEILÃO EE	2007-2014	CCEAR COM MCSD	29.419,50	0,33%
8º LEILÃO EE	2010-2014	CCEAR	251.375,94	2,79%
9º LEILÃO EE	2011-2013	CCEAR	31.275,28	0,35%
10º LEILÃO EE	2012-2014	CCEAR	154.023,02	1,71%
1º LEILÃO EN.	2008-2037	CCEAR	20.218,93	0,22%
1º LEILÃO EN.	2009-2038	CCEAR	7.525,62	0,08%
1º LEILÃO EN.	2010-2039	CCEAR	242.643,42	2,69%
3º LEILÃO EN.	2011-2040	CCEAR	101.793,69	1,13%
5º LEILÃO EN.	2012-2041	CCEAR	94.217,87	1,05%
1º LEILÃO EN.	2008-2022	CCEAR	144.448,74	1,60%
1º LEILÃO EN.	2009-2023	CCEAR	96.963,90	1,08%
1º LEILÃO EN.	2010-2024	CCEAR	237.735,84	2,64%
3º LEILÃO EN.	2011-2025	CCEAR	96.869,29	1,07%
4º LEILÃO EN.	2010-2024	CCEAR	35.929,71	0,40%
5º LEILÃO EN.	2012-2026	CCEAR	152.739,85	1,69%
6º LEILÃO EN.	2011-2025	CCEAR	59.093,16	0,66%
11º LEILÃO AJUSTE	2012	CCEAR	81.270,69	0,90%
PIRATINI		BILATERAL	45.462,25	0,50%
ENERCAN		BILATERAL	192.477,87	2,14%
JAGUARI		BILATERAL	49.204,80	0,55%
CERAN		BILATERAL	417.276,00	4,63%
PROINFA		PROINFA	189.742,43	2,10%
ITAIPU		ITAIPU	1.675.874,29	18,59%
CONTABILIZAÇÃO DE CURTO PRAZO			391.417,09	4,34%
TOTAL			9.014.922,29	100,00%

O risco de mercado para a Concessionária, no que se refere à contratação de energia, pode ser considerado como relativamente baixo. Os riscos existentes são:

- Não atendimento a 100% do mercado – exposição ao mercado de curto prazo e sujeito a penalidades aplicadas pela ANEEL;
- Repasse não integral da energia comprada;
- Outras variações de mercado;
- Saída de consumidores livres especiais (com demanda superior a 500 KW, suprido por fontes renováveis) – não há na regulamentação vigente procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras quando da saída destes consumidores para o mercado livre;

Risco da Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da Concessionária é afetado pelo fator do risco cambial em virtude do seu endividamento atrelado à moeda estrangeira.

O risco cambial está atrelado aos contratos de compra de energia de Itaipu e Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2012 não há nenhum montante indexado ao dólar exceto a expectativa de exposição cambial que está sendo tratada no tópico de análise de sensibilidade a seguir:

I. Análise de sensibilidade

A Concessionária fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Itens	31/12/2012	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	2,0435	70.620	88.275	105.930
Fornecedores (Itaipu Binacional)	2,0435	38.699	48.374	58.049
Passivo Líquido Exposto		109.319	136.649	163.979
Efeito Líquido da Variação Cambial			27.330	54.660

Risco de Liquidez

Risco de liquidez é o risco que a Concessionária irá encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas com seus passivos financeiros. A Concessionária se utiliza do monitoramento constante de seu fluxo de caixa, observando a política de caixa mínimo visando à necessidade de captação de recursos para assegurar a capacidade de pagamentos. A gestão das aplicações financeiras tem como foco instrumento de curtíssimo prazo, com liquidez diária.

A tabela abaixo demonstra os valores esperados de liquidação em cada faixa de tempo.

	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros					
Caixa e equivalentes de caixa	193.677	193.677	-	-	-
Aplicações Financeiras	24.777	5.586	19.191	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	682.958	168.365	221.615	154.780	138.198
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC	1.181.321	1.181.321	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	845.413	-	-	845.413	-
	2.928.146	1.548.949	240.806	1.000.193	138.198
Passivos Financeiros					
Empréstimos e Financiamentos	682.958	168.365	221.615	154.780	138.198
Fornecedores	320.596	320.596	-	-	-
	1.003.554	488.961	221.615	154.780	138.198

Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Concessionária vir a incorrer em perdas por conta da flutuação da taxa de juros e também da variação dos índices atrelados a inflação, visto que seus empréstimos e financiamentos são vinculados a esses índices. Também há a possibilidade de redução na receita financeira relativa às aplicações financeiras. Estas taxas são constantemente monitoradas no sentido de se avaliar o impacto das mesmas no resultado da Concessionária.

I. Análise de sensibilidade

As operações da Concessionária são indexadas a taxas pré e pós-fixadas, sendo as taxas pós-fixadas, por CDI e IPCA. A Concessionária desenvolveu a análise de sensibilidade com o objetivo de mensurar o impacto das taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre os seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2012 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores CDI e IPCA previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2012. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

	Índices	Cenário Base em 31/12/2012	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros					
Empréstimos e Financiamentos					
Banco Máxima	IPCA	82.598	101.966	110.691	119.416
FIDC IV	IPCA	93.374	111.409	120.018	128.627
FIDC VI	CDI	150.360	157.196	172.589	180.835
Caixa II	CDI	42.666	46.245	49.013	51.781
Caixa III	CDI	64.583	69.239	72.539	76.416
Santander	CDI	32.909	35.651	40.928	43.236
Eletrobras - RGR	Sem Risco	28.936	28.936	28.936	28.936
		495.426	550.642	594.714	629.247
Exposição Líquida		(495.426)	(550.642)	(594.714)	(629.247)
Efeito esperado no Resultado			(55.216)	(99.288)	(133.821)

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Concessionária avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus passivos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS 7.

Sendo assim, a administração de uma maneira geral, entende que os possíveis efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna do cenário projetado provável da tabela acima.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**5.2. Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias e instrumentos, indicando:****a. riscos para os quais se busca proteção**

A empresa está atenta ao risco cambial e focará a gestão deste risco responsabilmente, levando em conta o potencial grau de dispersão do dólar e o prazo dos compromissos futuros relacionados à dívida. A empresa direcionará a gestão do risco de curto prazo usando métodos específicos que permitam a contratação de proteção a custos que sejam condizentes com o nível de risco que se pretende eliminar.

b. estratégia de proteção patrimonial (hedge)

A Companhia, tendo em vista o histórico dos últimos anos, não se utiliza de mecanismo de proteção em relação ao seu patrimônio, apenas segura alguns bens patrimoniais que considera de maior risco.

c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

A companhia não se utiliza da prática de contratar hedge em suas operações financeiras.

d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

Não existem parâmetros para este gerenciamento.

e. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

A empresa não opera instrumentos de proteção financeiros (hedge), mas sim monitora os possíveis riscos.

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Os ativos com cobertura para incêndio, raio, explosão, implosão, fumaça e danos elétricos foram àqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará na possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço. O seguro patrimonial foi contratado junto à TOKIO MARINE BRASIL SEGURADORA S/A, contrato 0596000629 e tem vigência a partir de 24 h 11/04/2013 até as 24 h de 11/04/2014. O valor do contrato segurado no segmento Distribuição é de R\$ 60.987.197,98 com o prêmio de R\$ 143.113.14.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada**

A CEEE-D possui um conjunto de Políticas para atender ao seu Estatuto Social, bem como às exigências legais e aquelas emanadas dos órgãos reguladores.

Essas Políticas têm como objetivo refletir todas as práticas desenvolvidas na empresa com base na sua missão e valores fundamentada nos princípios de ética, sustentabilidade, segurança, excelência técnica e valorização das pessoas.

Além disso, a empresa vem trabalhando na elaboração das políticas de Gerenciamento de Capitais, Riscos Financeiros, Equivalente de Caixa, Investimentos, Destinação de Resultados e Reconhecimento da Receita, tendo sido implantada pela Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, em 2012, uma Política de Monetização das NTN-B's recebidas da União.

A referida Política tem como objetivo garantir a gestão dos recursos, transparência de preços e segurança nas operações de monetização no mercado secundário através de plataforma eletrônica, buscando aumentar a base de investidores, levando a uma melhor precificação dos títulos públicos, e, conseqüentemente, preservar o valor do patrimônio da CEEE-D, além de atender os princípios fundamentais da Administração Pública.

Ainda em 2012, foi aprovada a revisão da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante, bem como foi criada a Política de Negociação de Valores Mobiliários.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada:

Conforme descrito nos itens 5.1 e 5.2, a companhia não utiliza práticas de proteção a riscos, especificamente aos financeiros. Em relação ao último exercício social não houve grandes variações, principalmente em relação ao risco cambial, pois o nível de comprometimento, em relação ao total do passivo, não é significativo.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

5.4. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes:

Não existem outras informações consideradas relevantes além das informadas nos itens anteriores.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais:

Os Diretores da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D comentam, que o exercício de 2012, foi de profundas mudanças no rumo da empresa com o anúncio oficial pela Excelentíssima Presidenta da República, do desfecho de uma ação judicial que perdurava por quase 20 anos, na qual as empresas que compõem o Grupo CEEE firmaram acordo com a União.

Para o êxito final, foi importante a participação efetiva da Advocacia Geral da União, da Secretaria do Tesouro Nacional, da Agência Nacional de Energia Elétrica, das Centrais Elétricas do Brasil, da Receita Federal do Brasil, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, da Procuradoria Geral do Estado do Rio Grande do Sul e do Acionista Controlador Estado do Rio Grande do Sul, resultando no reconhecimento de mais de R\$ 1,8 bilhões de reais à CEEE-D.

Os valores recebidos foram convertidos em Títulos Públicos denominados Notas do Tesouro Nacional – NTN-B, a serem utilizados em investimentos prudentes e regulatórios na concessão de distribuição, ou despesas intra-setoriais.

Em 11 de setembro de 2012, após o anúncio da Medida Provisória nº 579/2012, pela Presidenta Dilma Rousseff, convertida na Lei nº 12.783/2013, estabeleceu um novo marco regulatório no Setor Elétrico Nacional, assim como o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP), no qual a parcela B da CEEE D foi reduzida em aproximadamente R\$ 200 milhões, trazendo como resultados, ajustes de premissas, gerando projeções com resultados negativos para os próximos exercícios.

Em decorrência disso, no resultado de 2012 foi registrada a baixa do ativo fiscal diferido relativo ao imposto de renda e contribuição social no valor de R\$ 226 milhões, efetuados com base em estudo técnico de realização do Ativo, conforme determina a Instrução CVM nº 371/2002, fato que afetou o resultado do exercício de 2012, aliado ao aumento nos custos do serviço de energia elétrica.

Os diretores entendem que a adoção de medidas estratégicas, através de um Programa de Recuperação Financeira, com incremento da receita, redução de despesas e reformulação do plano de investimentos, é peça-chave na busca da excelência nos serviços e na viabilidade econômico-financeira da empresa.

Nesse sentido, o trabalho de redução de perdas técnicas e comerciais, denominado Energia Legal, deve ser destacado como importante medida consolidada no ano de 2012.

No que se refere ao plano de investimentos, a Companhia busca aumentar a confiança do sistema elétrico já que, especificamente no Estado do Rio Grande do Sul, a demanda de energia elétrica exigiu uma elevação de mais de 7% em relação a 2011, gerado pelo incremento da economia. Além disso, há, ainda, grandes eventos que necessitam maior disponibilidade e confiabilidade no sistema de energia elétrica, entre eles a Copa do Mundo FIFA de Futebol 2014.

Aliado aos investimentos realizados no exercício de 2012, temos o grande desafio de executar novas obras para o Ciclo Tarifário que se inicia, o que agregará melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica, através de incremento de performance e redução de perdas técnicas e comerciais.

Para garantir que esses investimentos ocorram em médio prazo e com a maior eficácia possível, a Companhia conta com dois importantes financiamentos contratados com instituições de fomento internacionais que, juntos, totalizam US\$ 218 milhões. Com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), o contrato soma US\$ 131 milhões e, junto à Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD), o montante é de US\$ 87 milhões, destinado a financiar a totalidade da contrapartida ao BID.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Na mesma linha, a Companhia buscou financiamentos a taxas de juros civilizados no mercado financeiro local, firmando contratos com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor de R\$ 218 milhões e com a Eletrobrás no montante de R\$ 122 milhões.

Esses aportes internacionais e nacionais totalizam juntos, R\$ 776 milhões de reais, e serão destinados para investimentos prudentes nas concessões, buscando o incremento da base remuneratória e dos índices de qualidade do serviço, melhorando, cada vez mais, a prestação de seus serviços à sociedade rio-grandense.

Os diretores da CEEE-D entendem que a estrutura de capital da companhia está equilibrada, com destaque para o novo perfil dessas dívidas, com taxas aderentes, e prazos mais alongados, em consonância com a política financeira da Companhia.

Em 2010, a estrutura de endividamento registrava 25% do seu passivo no curto prazo e 75% no longo prazo.

No ano de 2011, a estrutura de endividamento aumentou para 41% no curto prazo e ficou em 59% em longo prazo, reduzindo em 2012 para 29% no curto prazo e 71% em longo prazo, apresentando um endividamento em 31 de dezembro de 2012 de R\$ 572,5 Milhões.

Entende também que no geral os indicadores estão aderentes a situação econômica da empresa, com tendências de melhora futura após a implantação das medidas constantes no Programa de Recuperação Financeira da CEEE- D.

INDICADORES - 2010/2012	2012	2011	2010
1- Liquidez			
Liquidez Geral (AC+ARLP) / (PC+PNC)	1,43	1,47	1,61
2 - Endividamento			
Grau de Endividamento (PC+PNC) / AT	70%	68%	62%
Endividamento Financeiro (Empréstimos +Encargos) / AT	16%	13%	16%
3 - Estrutura de Endividamento			
Endividamento de Curto Prazo (Empréstimos CP) / Empréstimos Total	29%	41%	25%
Endividamento de Longo Prazo (Empréstimos LP) / Empréstimos Total	71%	59%	75%
Dívida Líquida (Empréstimos e Financiamentos - Caixa e Equivalentes de Caixa)	378.914	443.635	559.395
4 - Rentabilidade			
ROE - Taxa de Retorno sobre os Investimentos (LL/AT)	-8,84%	-5,30%	-5,16%
5 - Lucratividade			
Margem Líquida (LL/ROL)	-14,10%	-10,00%	-10,69%
6 - Análise Avançada			
Capital Circulante Líquido (AC - PC)	756.742	359.719	(522.191)
7 - Retorno sobre o Capital Investido			
EBITDA (Resultado do Serviço + Depreciação)	(75.449)	(29.319)	(95.214)
Margem EBITDA (EBITDA / ROL)	-3,45%	-1,45%	-5,23%

Assim, os investimentos, aliados à qualidade técnica do quadro de pessoal da Companhia, dão a certeza da melhoria nos resultados a serem apresentados nas Demonstrações Financeiras futuras, fortalecendo uma relação de vínculo do maior ativo das empresas que são seus trabalhadores, ao mesmo tempo em que consolida a existência e a missão nobre da empresa pública CEEE-D de ser um dos mais

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

importantes vetores do desenvolvimento econômico e social do Estado, como protagonista na prestação do essencial serviço de energia elétrica à sociedade gaúcha em níveis de qualidade contínuos e crescentes para as próximas três décadas.

b. Estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

A CEEE-D tem sua estrutura de capital formada conforme quadro a seguir:

Estrutura Capital	2012	%	2011	%	2010	%
Capital Terceiros	2.437.630	69,79%	2.603.253	67,98%	2.342.339	62,11%
Capital Próprio	1.055.154	30,21%	1.225.918	32,02%	1.428.810	37,89%
Capital Total	3.492.784	100,00%	3.829.171	100,00%	3.771.149	100,00%

O Padrão de financiamentos das operações da Companhia por capital próprio e de terceiros pode ser percebido ao longo dos anos pela relação entre o endividamento e o patrimônio líquido. Os Diretores da Companhia entendem que o aumento da participação de capital de terceiros, situados em 69,79% em 31/12/2012, 67,98% em 31/12/2011 e 62,11% em 31/12/2010 estão em níveis adequados e não comprometem o desempenho da Concessionária.

i. Hipóteses de resgate

ii. Fórmula de cálculo do valor de resgate

Não há hipóteses de resgate ou fórmula de cálculo, além das legalmente previstos.

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos:

A Concessionária se utiliza do monitoramento constante de seu fluxo de caixa, observando a política de caixa mínimo visando à necessidade de captação de recursos para assegurar a capacidade de pagamentos.

Em 2012 a Dívida Líquida da Companhia (empréstimos e financiamentos menos caixa e equivalentes de caixa) totalizou R\$ 378,9 milhões.

Em 2011 a Dívida Líquida da Companhia totalizou R\$ 443,6 milhões.

Em 2010 a Dívida Líquida da CEEE-D totalizou R\$ 559,4 milhões.

A capacidade de pagamento dos contratos de financiamentos é avaliada e planejada quando da definição da estrutura de pagamento das captações de recursos necessários aos negócios da Companhia de acordo com sua capacidade de pagamento, com prévia homologação e anuência do órgão regulador – ANEEL.

d. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas:

Em 2012, a Concessionária iniciou uma terceira estruturação de captação de recursos através de um Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC VI. A disponibilização do referido fundo ocorreu em 14 de setembro de 2012 e as entregas dos Direitos de Crédito serão realizadas diariamente, até o pagamento da última parcela da amortização das Quotas Seniores. A operação foi lastreada em recebíveis de distribuição (créditos originários da operação comercial) no valor total de R\$158.100, no qual

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

R\$150.000 referiram-se a quotas sênior (investidores) e o saldo de R\$8.100 referiram-se a quotas subordinadas (tomadora).

Em 19 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2700/OC-BR entre a CEEE-D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS Distribuição (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE –D) no valor de US\$218.015. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$130.557, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 22 de novembro de 2012, no valor de US\$10.175. Em 26 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1015, entre a CEEE-D e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$87.458, sendo que a liberação da primeira parcela ocorreu em 04 de dezembro de 2012, no montante de US\$24.383.

Na data de 25 de junho de 2012 foram assinados os contratos ECF 2990 e ECF 2991 junto à Eletrobras, com a finalidade de financiar as obras de melhoria do sistema elétrico na área rural da CEEE-D, no montante de R\$ 122 milhões, com contrapartida estimada em R\$ 27 milhões. Os investimentos referentes ao contrato ECF 2990/2012 junto à Eletrobras resumem-se em construção de 525 km de linhas de transmissão, adição de fase – conversão de 750 km de linhas primárias de distribuição rural, recondutoramento de 1.090 km de linhas primárias de distribuição rural, recondutoramento de 85 km de redes secundárias de distribuição rural, instalação de 350 transformadores, assim como reforço de equipamentos e instalação de 15.492 postes. O objeto do contrato ECF 2991/2012, compreende a construção de seis subestações, ampliação de uma subestação, construção de quatro linhas de transmissão e dois ramais de linhas de transmissão. Os contratos contam com a garantia de recebíveis aprovadas pela ANEEL através do Despacho ANEEL nº 1.923/2012. O ingresso dos recursos relativos à primeira parcela de cada um dos contratos ocorreu em agosto, no montante total de R\$ 28,7 milhões, correspondendo a 30% do valor total contratado.

Em 28 de dezembro de 2012 foi firmado o contrato de financiamento pela CEEE-D junto ao BNDES, com valor total de R\$ 218,8 milhões, sendo que o BNDES irá aportar R\$ 145 milhões e a CEEE-D caberá a contrapartida de R\$ 73,8 milhões. O objeto do contrato entre a CEEE-D e o BNDES engloba a construção de oito novas linhas de transmissão, ampliações e/ou construção de onze subestações, além de investimentos em novos sistemas de medição de energia, aquisição de duas subestações móveis e substituição de módulo de média tensão de duas subestações. A referida operação foi aprovada em Reunião de Diretoria e Conselho de Administração da CEEE-D, em 26 de dezembro de 2012, assim como pela Diretoria do BNDES em 18 de dezembro de 2012, através da Decisão nº Dir. 1.392/2012.

Em 2011, foram captados R\$ 6,3 milhões na CEEE-D através de financiamentos da Eletrobrás para o Programa Reluz, R\$ 4,3 milhões para o Programa Luz para Todos e R\$ 24,5 milhões por meio da subvenção econômica relacionada com a política tarifária aplicável a consumidor de baixa renda.

Em 2010, foram captados R\$ 8,1 milhões na CEEE-D através de financiamentos da Eletrobrás para o Programa Reluz, R\$ 44,2 milhões para o Programa Luz para Todos e R\$ 19,3 milhões por meio da subvenção econômica relacionada com a política tarifária aplicável a consumidores de baixa renda.

e. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez.

Estão em estudos pela CEEE-D a estruturação de operações financeiras, além daquelas já contratadas junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e Eletrobras, a fim de suprir suas necessidades para cobertura de deficiências de Liquidez.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Considerando tal fato, a companhia se utiliza de estruturas financeiras complexas para alavancar seus projetos e capital de giro, tais como: fundo de investimentos em direitos creditórios, cédula de crédito bancária com garantia em duplicatas, debêntures, notas promissórias, entre outras.

Essas operações, via de regra, comprometem os recebíveis da companhia, fator este limitante à obtenção de créditos, além de exigirem prévia autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

As operações de créditos estruturadas pela Companhia junto aos agentes financeiros são criteriosamente analisadas, no intuito de obter a oferta nas características mais vantajosa à Concessionária. Os níveis de endividamento são constantemente monitorados pela Companhia e analisados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL sempre que a CEEE-D estrutura uma operação financeira, o qual para sua efetivação depende de autorização do regulador.

Em 2012 o endividamento total da companhia atingiu o índice de 69,79% onde o saldo das dívidas oriundas de empréstimos e financiamentos nacionais e internacionais da CEEE-D totalizou R\$ 568,7 milhões, cujas características estão demonstradas no quadro a seguir:

Agentes Financeiros	Indexador	Vencido	Saldo (R\$ mil)	% total	*Endividamento
Eletrobrás - RGR	RGR	2025	29.132	5,12%	
FIDC	IPCA/DI	2015	243.734	42,86%	
Banco Santander	CDI	2015	32.909	5,79%	
Caixa Econômica Federal	CDI	2016	108.134	19,01%	
Banco Máxima	IPCA	2015	84.170	14,80%	
Saldo Dívida Moeda Nacional			498.079	-	14,26%
Agência Francesa de Desenv.- AFD	US\$/Libor	2036	49.827	8,76%	
Banco Interamericano de Desenv.-BID	US\$/Libor	2036	20.793	3,66%	
Saldo Dívida Moeda Externa			70.620	-	2,02%
Saldo da Dívida Total			568.699	100%	16,28%

* Índice de endividamento de empréstimos e financiamentos, calculados sobre o Ativo Total

Em 2011 o endividamento total da companhia atingiu o índice de 67,98% onde o saldo das dívidas oriundas de empréstimos e financiamentos nacionais da CEEE-D totalizou R\$ 491,9 milhões, cujas características estão demonstradas abaixo:

Agentes Financeiros	Indexador	Vencido	Saldo (R\$ mil)	% total	*Endividamento
Eletrobrás - RGR	RGR	2025	74.316	15,11%	
FIDC	IPCA/DI	2015	117.437	23,87%	
Banco Santander	CDI	2015	45.648	9,28%	
Caixa Econômica Federal	CDI	2016	150.088	30,51%	
Banco Máxima	IPCA	2015	104.405	21,23%	
Saldo da Dívida Total			491.894	100%	12,85%

* Índice de endividamento de empréstimos e financiamentos, calculados sobre o Ativo Total

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 2010 o endividamento total da companhia atingiu o índice de 62,11% onde o saldo das dívidas oriundas de empréstimos e financiamentos nacionais da CEEE-D totalizou R\$ 588,5 milhões, cujas características estão demonstradas abaixo:

Agentes Financeiros	Indexador	Vencido	Saldo (R\$ mil)	% total	*Endividamento
Eletrobrás - RGR	RGR	2021	70.355	12,37%	
Banco do Brasil	CDI	2011	1.198	0,21%	
FIDC	IPCA/DI	2015	154.730	27,21%	
Banco Santander	CDI/CETIP	2015	58.457	10,28%	
Caixa Econômica Federal	CDI	2016	181.666	31,94%	
Banco Máxima	IPCA	2015	122.134	21,48%	
Saldo da Dívida Total			588.540	100%	15,61%

* Índice de endividamento de empréstimos e financiamentos, calculados sobre o Ativo Total

i. Contratos de empréstimos e financiamentos relevantes

A empresa possui contrato de empréstimo nº 2700/OC-BR entre a CEEE-D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS Distribuição (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE –D) no valor de US\$ 218 milhões. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$ 131 milhões sendo que as liberações ocorrerão em parcelas.

Em 26 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1015, entre a CEEE-D e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$ 87 milhões sendo que as liberações ocorrerão em parcelas.

A empresa também firmou contrato em 2012 com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) no valor de R\$ 218 milhões, cujas liberações deverão ocorrer ao longo do ano de 2013.

Não houve empréstimos e financiamentos relevantes nos anos de 2011 e 2010.

ii. Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Todas as relações de longo prazo com instituições financeiras foram demonstradas nos itens anteriores.

iii. Grau de subordinação entre dívidas

A CEEE-D possui recebíveis dados como garantia dos seus empréstimos e financiamentos junto às Instituições Financeiras, cujos percentuais são monitorados pelo Regulador, não havendo sobreposição de garantias das dívidas da Distribuidora. Em relação a subordinação das dívidas, a estrutura dos Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios – FIDC foi constituída de forma subordinada, com preferência do FIDC II em relação ao FIDC IV e preferência deste último em relação ao FIDC VI.

FIDC's	2012	2011	2010
FIDC II	-	1.511	32.173
FIDC IV	93.374	115.926	122.557
FIDC VI	150.360	-	-
Total	243.734	117.437	154.730

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

iv. Eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, a alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e a alienação de controle societário

Não há restrições impostas nos contratos de financiamentos junto às instituições que limitem endividamentos ou contratação de novas dívidas à distribuição de dividendos, a alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e a alienação de controle societário. Como forma de monitoramento há cláusulas contratuais de Índices de Cobertura que são periodicamente medidos pelos agentes financeiros e pela Concessionária para que não haja o desenquadramento desse índice, o que pode ocasionar um evento de avaliação antecipado da dívida.

Também como forma de monitoramento da situação financeira da Concessionária pelos financiadores Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID e Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD, a Concessionária deverá estar em conformidade com os indicadores de margem EBITDA estabelecidos contratualmente. Caso não sejam atingidos tais indicadores, a Concessionária deverá apresentar prontamente aos bancos a atualização do Programa de Recuperação Financeira – PRF, em curso na empresa, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas bem como seu respectivo cronograma de modo a atingir os referidos índices.

g. Limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os Limites de utilização dos financiamentos já contratados são aqueles estipulados nos contratos firmados junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e Eletrobras baseados nos cronogramas físico-financeiros das obras financiadas.

h. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica encerrou o exercício de 2012 com um prejuízo de R\$ 308 milhões, representando um aumento do prejuízo em relação ao exercício anterior em R\$ 106 milhões, o qual foi de R\$ 202 milhões negativos.

O aumento deste prejuízo deve-se principalmente ao registro da baixa do ativo fiscal diferido, relativo ao imposto de renda e contribuição social, no valor de R\$ 226 milhões, efetuados com base no estudo técnico de realização do Ativo, conforme determina a Instrução CVM nº 371/200.

Ainda contribuiu para esse resultado negativo, o aumento em 20,97% nos custos do serviço de energia elétrica que totalizaram em R\$1.742 milhões em dezembro de 2011 e R\$ 2.108 milhões em dezembro de 2012, decorrentes do crescimento em 31,19% da energia comprada para revenda. Este comportamento foi impactado pela necessidade de utilização de energia proveniente das usinas termelétricas e elevação do PLD e Encargos de Serviços de Sistema, devido à redução no nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país.

Por outro lado, alguns fatores positivos contribuíram para que o resultado não sofresse maior ônus, podemos citar como principal, o reconhecimento da atualização dos títulos disponíveis para venda (NTN-B), decorrente da liquidação do processo judicial da CRC no valor de R\$174 milhões.

Ainda como efeito positivo, citamos o reajuste tarifário concedido em 2011, com um incremento médio na tarifa de 7,82% a partir de 25 de outubro de 2011, reajuste tarifário médio de 2,57% para o mesmo período de 2012 e o ajuste do saldo do ativo financeiro com base no valor novo de reposição depreciado utilizando-se a Base de Remuneração Regulatória – BRR, aprovada na Revisão Tarifária de 2012 através da Nota Técnica ANEEL nº 374 de 16/10/2012.

Abaixo, apresentamos quadro, contendo as contas de resultado da empresa, comparados em relação aos três últimos exercícios sociais, com as variações percentuais das rubricas e comentários, cujos valores estão expressos em milhares de reais:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	31/12/2012	ANÁLISE VERTICAL	ANÁLISE HORIZONTAL	31/12/2011	ANÁLISE VERTICAL	ANÁLISE HORIZONTAL	31/12/2010	ANÁLISE VERTICAL
RECEITA OPERACIONAL	3.299.371	51%	9%	3.029.838	49%	12%	2.702.427	48%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.187.503	-46%	8%	1.095.995	-46%	5%	1.043.176	-43%
Suprimento de Energia Elétrica	1.015	-100%	115%	471	-100%	100%	-	-100%
Disponibilização do Sistema de Distribuição	1.965.499	-10%	13%	1.738.006	-14%	14%	1.522.526	-16%
Energia Elétrica de Curto Prazo	563	-100%	97%	286	-100%	-97%	8.210	-100%
Receita de Construção	116.543	-95%	-14%	134.862	-93%	11%	121.328	-93%
Outras Receitas Operacionais	28.248	-99%	-53%	60.218	-97%	738%	7.187	-100%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(1.110.421)	-151%	11%	(1.001.337)	-149%	14%	(880.888)	-148%
ICMS	(702.773)	-132%	11%	(631.621)	-131%	11%	(571.487)	-131%
PASEP e COFINS	(157.618)	-107%	7%	(147.699)	-107%	16%	(127.150)	-107%
Quota RGR	(24.170)	-101%	125%	(10.741)	-101%	37%	(7.837)	-100%
Outros Encargos	(8.500)	-100%	11%	(7.646)	-100%	8%	(7.054)	-100%
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(21.424)	-101%	19%	(17.931)	-101%	4%	(17.298)	-101%
Subvenções CCC	(107.664)	-105%	1%	(106.860)	-105%	36%	(78.376)	-104%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(88.272)	-104%	12%	(78.839)	-104%	10%	(71.686)	-104%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.188.950	0%	8%	2.028.501	0%	11%	1.821.539	0%
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(2.108.165)	-196%	21%	(1.742.720)	-186%	6%	(1.651.370)	-191%
Custo com Energia Elétrica	(1.494.361)	-168%	28%	(1.169.863)	-158%	6%	(1.106.025)	-161%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.233.218)	-156%	31%	(940.047)	-146%	5%	(898.217)	-149%
Encargo de Uso do Sistema	(261.143)	-112%	14%	(229.816)	-111%	11%	(207.808)	-111%
Custo de Operação	(613.804)	-128%	7%	(572.857)	-128%	5%	(545.345)	-130%
Pessoal e Administradores	(312.831)	-114%	21%	(258.642)	-113%	9%	(237.509)	-113%
Material	(19.640)	-101%	20%	(16.408)	-101%	-20%	(20.582)	-101%
Serviço de Terceiros	(68.662)	-103%	-2%	(70.103)	-103%	-7%	(75.542)	-104%
Depreciação e Amortização	(4.145)	-100%	-23%	(5.390)	-100%	-21%	(6.834)	-100%
Custo de Construção	(116.543)	-105%	-14%	(134.862)	-107%	11%	(121.328)	-107%
Amortização do Intangível da Concessão	(60.162)	-103%	-16%	(71.360)	-104%	2%	(70.020)	-104%
Outros	(31.821)	-101%	98%	(16.092)	-101%	19%	(13.530)	-101%
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	80.785	-96%	-72%	285.781	-86%	68%	170.169	-91%
Despesas Operacionais	(453.760)	-121%	-8%	(493.319)	-124%	36%	(363.487)	-120%
Despesas com Vendas	(38.045)	-102%	-26%	(51.635)	-103%	75%	(29.501)	-102%
Despesas Gerais e Administrativas	(135.876)	-106%	89%	(71.756)	-104%	-3%	(73.832)	-104%
Outras Despesas Operacionais	(279.839)	-113%	-24%	(369.928)	-118%	42%	(260.154)	-114%
Outras Receitas	258.818	-88%	142%	107.077	-95%	326%	25.117	-99%
Outras Despesas	(29.615)	-101%	228%	(9.038)	-100%	46%	(6.185)	-100%
RESULTADO DO SERVIÇO	(143.772)	-107%	31%	(109.499)	-105%	-37%	(174.386)	-110%
Receita/Despesa Financeira	108.023	-95%	-216%	(93.393)	-105%	359%	(20.348)	-101%
Renda de Aplicações Financeiras	4.127	-100%	-17%	4.986	-100%	-20%	6.242	-100%
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	42.101	-98%	5%	40.169	-98%	5%	38.083	-98%
Variações Monetárias - Energia Comprada	(6.331)	-100%	-72%	(22.741)	-101%	-1512%	1.611	-100%
Variações Monetárias - Empréstimos e Financiamentos	(35.477)	-102%	-54%	(77.246)	-104%	64%	(47.074)	-103%
Encargos de Dívidas	(22.983)	-101%	-12%	(26.150)	-101%	23%	(21.296)	-101%
Outras Receitas/Despesas Financeiras	126.586	-94%	-1120%	(12.411)	-101%	-695%	2.086	-100%
LUCRO ANTES DO IR E CS	(35.749)	-102%	-82%	(202.892)	-110%	4%	(194.734)	-111%
Imposto de Renda Corrente	-	-100%	0%	-	-100%	0%	-	-100%
Imposto de Renda Diferido	(204.920)	-109%	100%	-	-100%	0%	-	-100%
Contribuição Social Corrente	-	-100%	0%	-	-100%	0%	-	-100%
Contribuição Social Diferida	(68.011)	-103%	100%	-	-100%	0%	-	-100%
PREJUÍZO DO PERÍODO	(308.680)	-114%	52%	(202.892)	-110%	4%	(194.734)	-111%
Prejuízo Básico e Diluído por Ação - R\$	(0.80)			(0.52)			(0.50)	
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	(0.80)			(0.52)			(0.50)	

Exercício de 2012 comparado com 2011:

A Receita Operacional Bruta no exercício de 2012 foi de R\$3.299.371, 9% superior ao registrado no mesmo exercício de 2011, que foi de R\$3.029.838, decorrente principalmente pelo aumento da receita de disponibilização do sistema de distribuição em 13%, passando de R\$1.738.006 em 2011 para R\$1.965.499 em 2012 aos efeitos dos ajustes tarifários conforme Resoluções Homologatórias nº 1.221 de 18/10/2011, nº 1.371 de 23/10/2012 e Nota Técnica nº 374/2012 – SER ANEEL de 16/10/2012 e o crescimento de 2,23% no número de consumidores, passando de 1.500.683 para 1.534.113 em 2012.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As deduções da receita operacional sofreram um aumento de 11% em dezembro de 2012, passando de R\$1.001.337 em dezembro de 2011 para R\$1.110.421, cujo fator principal foi o aumento das Quotas RGR, que passaram de R\$10.741 para R\$24.170 em dezembro de 2012, conforme Despacho ANEEL nº 3.366 de 26/10/2012.

A receita líquida foi maior em 8%, em comparação com o mesmo período do ano anterior, aumentando de R\$2.028.501 em 2011 para R\$2.188.950 em 2012.

Os custos do serviço de energia elétrica apresentaram um aumento de 21%, passando de R\$1.742.720 para R\$2.108.165, em dezembro de 2012, decorrente principalmente, pelo aumento em 31% da energia comprada para revenda, diante do Despacho de usinas termelétricas, elevação do PLD e Encargos de Serviços de Sistema, devido à redução no nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país.

Em função desta redução nos níveis de armazenamento dos reservatórios e da previsão de baixas afluências, o preço de curto prazo se eleva, e para preservar os reservatórios são despachadas usinas termelétricas que tem um custo mais caro, uma vez que a CEEE-D encontra-se exposta involuntariamente no mercado de curto prazo.

Ainda com relação ao aumento da Energia comprada, também deve ser considerado a elevação do dólar e o crescimento do volume de energia comprada no curto prazo.

Também refletiu para o aumento dos custos do serviço de energia elétrica e redução do Lucro Operacional Bruto em 2012, o aumento em 14% do Encargo do Uso do Sistema.

As Despesas Operacionais apresentaram um decréscimo de 8% sendo que em dezembro de 2011 foi R\$493.319, passando para R\$453.760 em dezembro de 2012.

O crescimento das Outras Receitas e Despesas Operacionais em 2012 refere-se principalmente pelo reconhecimento do valor novo de reposição para os ativos das concessão, adequação da bifurcação do ativo financeiro e intangível impactados pelas novas taxas de depreciação.

Exercício de 2011 comparado com 2010:

Os resultados da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica referentes ao exercício de 2011 foram de um prejuízo de R\$ 202 milhões, representando um aumento de R\$ 8 milhões em relação a 2010, o qual foi de R\$ 194 milhões também negativos.

A receita operacional bruta foi de R\$3.029.838 em dezembro de 2011, 12% superior ao registrado no mesmo período de 2010, que foi de R\$2.702.427. A variação ocorreu principalmente pela receita de disponibilização do sistema de distribuição cujo aumento foi de 14%, sendo em 2010 de R\$1.522.526 e em 2011 de R\$1.738.006 e aos efeitos dos ajustes tarifários conforme Resoluções Homologatórias nº 1.074/2010, nº 1.221 de 18/10/2011 e Nota Técnica nº 281– SRE ANEEL de 11/10/2011.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As deduções da receita operacional sofreram um acréscimo de 14% em dezembro de 2011, passando de R\$ 880.888 em dezembro de 2010 para R\$1.001.337 decorrente do aumento das Quotas CCC, de R\$78.376 em dezembro de 2010 para R\$106.860 em dezembro de 2011.

As Despesas Operacionais apresentaram um acréscimo de 36% em relação a dezembro de 2010 que foi de R\$ 363.487 milhões, refletido um acréscimo na Despesa com Vendas pelo aumento das Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa e das Outras Despesas Operacionais pelo aumento da Provisão para Contingências Trabalhistas, Provisão para Baixa dos Ativos e Acordos Judiciais Trabalhistas.

Em 2011 foram registrados as negociações de acordos judiciais na ordem de R\$ 22 milhões com desembolsos futuros e despesa de R\$ 58 milhões oriundo da conciliação físico-contábil dos bens patrimoniais pela adequação da base de ativo imobilizado para atendimento à Resolução ANEEL 367/2009.

O Resultado Financeiro apresentou um aumento negativo de R\$ 73 milhões em relação a 2010 decorrentes do aumento nas Variações Monetárias e Cambiais referente aos empréstimos e Energia Comprada.

Alguns fatores contribuíram positivamente para que o resultado não sofresse maior ônus, como o reconhecimento da atualização monetária sobre o acordo do processo da CRC na ordem de R\$ 67 milhões; Reajuste Tarifário concedido em 2010, com um incremento médio na tarifa de 6,97% a partir de 25 de outubro de 2010, reajuste tarifário médio de 7,82% para o mesmo período de 2011, crescimento de 2,37% no número de consumidores, passando de 1.465.879, para 1.500.683 consumidores e a Avaliação dos Ativos Biológicos por seu valor justo, significando o valor de receita de R\$ 28 milhões. Esses fatores contribuíram para o aumento de 68% em 2011 no Lucro Operacional Bruto da CEEE- D em relação ao ano anterior, passando de R\$ 170.169 milhões para R\$ 285.781 milhões em 2011.

EBITDA – (Lucro antes dos Juros, impostos, depreciação e Amortização)

A seguir, apresentamos o comportamento do EBITDA para os exercícios de 2010/2011 e 2012, decorrente dos efeitos lançados no resultado do serviço, comentados anteriormente.

Como podemos observar abaixo, o EBITDA teve uma evolução de 2010 que foi de R\$ 95.214 negativos para R\$ 29.319 milhões ainda negativos em 2011 revertendo novamente em 2012 para um resultado negativo de R\$ 75.449milhões.

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2012	2011	2010	Variação % 2012/2011	Variação % 2011/2010
Receita Operacional Líquida - ROL	2.188.950	2.028.501	1.821.539	7,91	11,36
Custo do Serviço de Energia Elétrica	-2.108.165	-1.742.720	-1.651.370	20,97	5,53
Despesas Operacionais	-453.760	-493.319	-363.487	-8,02	35,72
(-) Despesas com Vendas	-38.045	-51.635	-29.501	-26,32	75,03
(-) Despesas Gerais e Administrativas	-135.876	-71.756	-73.832	89,36	-2,81
(-) Outras Despesas Operacionais	-279.839	-369.928	-260.154	-24,35	42,20
Outras Receitas/Despesas	229.203	98.039	18.932	133,79	417,85
Resultado da Atividade ou EBIT	-143.772	-109.499	-174.386	31,30	-37,21
(+) Depreciação/Amortização	68.323	80.180	79.172	-14,79	1,27
EBITDA	-75.449	-29.319	-95.214	157,34	-69,21
Margem EBITDA	-3,45%	-1,45%	-5,23%	2,0 p.p	-3,78 p.p

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Abaixo apresentamos as variações patrimoniais dos três últimos exercícios:

	31/12/12	ANÁLISE VERTICAL	ANÁLISE HORIZONTAL	31/12/11	ANÁLISE VERTICAL	ANÁLISE HORIZONTAL	31/12/10	ANÁLISE VERTICAL
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e Equivalentes de Caixa	193.677	6%	258%	54.142	1%	50%	36.198	1%
Investimento em Títulos do Governo	652.035	19%	100%	-	0%	0%	-	0%
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	313.585	9%	14%	274.075	7%	5%	260.848	7%
Tributos a Recuperar	34.827	1%	126%	15.425	0%	-27%	21.229	1%
Estoques	12.544	0%	14%	11.040	0%	9%	10.103	0%
Conta de Resultados a Compensar - CRC	529.286	15%	-61%	1.342.073	35%	100%	-	0%
Outros Créditos a Receber	69.140	2%	-31%	100.734	3%	11%	90.914	2%
	1.805.094	52%	0%	1.797.489	47%	329%	419.292	11%
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	155.487	4%	-5%	164.493	4%	-3%	169.505	4%
Tributos a Recuperar	11.936	0%	14%	10.493	0%	-20%	13.079	0%
Aplicações Financeiras	24.777	1%	33%	18.590	0%	-7%	20.061	1%
Depósitos Judiciais	107.566	3%	2%	105.321	3%	3%	102.075	3%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	0%	-100%	226.035	6%	0%	226.035	6%
Ativo Financeiro da Concessão	845.413	24%	52%	557.313	15%	7%	518.880	14%
Conta de Resultados a Compensar - CRC	-	0%	-100%	411.131	11%	-76%	1.746.622	46%
Bens e Direitos Destinados à Alienação e Renda	12.631	0%	-3%	13.062	0%	-4%	13.638	0%
Outros Créditos a Receber	13.213	0%	0%	13.208	0%	0%	13.207	0%
Ativo Biológico	39.926	1%	0%	40.027	1%	188%	13.899	0%
Imobilizado	173.499	5%	193%	59.198	2%	-7%	63.481	2%
Intangível	303.242	9%	-27%	412.811	11%	-9%	451.375	12%
	1.687.690	48%	-17%	2.031.682	53%	-39%	3.351.857	89%
TOTAL DO ATIVO	3.492.784	100%	-9%	3.829.171	100%	2%	3.771.149	100%
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	320.596	9%	-23%	414.895	11%	117%	191.621	5%
Obrigações Trabalhistas	48.037	1%	14%	42.172	1%	-12%	47.868	1%
Obrigações Fiscais	60.682	2%	5%	57.957	2%	-1%	58.708	2%
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	165.818	5%	-18%	203.108	5%	39%	146.251	4%
Provisões para Benefícios a Empregados	113.290	3%	1%	112.576	3%	4%	108.485	3%
Obrigações da Concessão	130.656	4%	-50%	259.409	7%	153%	102.499	3%
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	163.206	5%	-7%	174.707	5%	-4%	182.480	5%
Outros Passivos	46.067	1%	-73%	172.946	5%	67%	103.571	3%
	1.048.352	30%	-27%	1.437.770	38%	53%	941.483	25%
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	406.773	12%	38%	294.669	8%	-34%	449.342	12%
Comercialização de Energia na CCEE	40.607	1%	0%	40.607	1%	0%	40.607	1%
Provisões para Benefícios a Empregados	587.175	17%	-1%	592.823	15%	-3%	613.918	16%
Obrigações Fiscais	37.426	1%	100%	-	0%	-100%	435	0%
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	151.949	4%	-27%	208.157	5%	-14%	243.403	6%
Obrigações da Concessão	15.375	0%	17%	13.127	0%	-3%	13.574	0%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	117.946	3%	100%	-	0%	0%	-	0%
Outros Passivos	32.027	1%	99%	16.100	0%	-59%	39.577	1%
	1.389.278	40%	19%	1.165.483	30%	-17%	1.400.856	37%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital Social	23.703	1%	0%	23.703	1%	0%	23.703	1%
Reserva de Incentivos Fiscais	1.592.060	46%	0%	1.592.060	42%	0%	1.592.060	42%
Outros Resultados Abrangentes	137.916	4%	100%	-	0%	0%	-	0%
Reserva de Lucros	-	0%	0%	-	-	-	-	-
Prejuízos Acumulados	(698.525)	-20%	79%	(389.845)	-10%	109%	(186.953)	-5%
	1.055.154	30%	-14%	1.225.918	32%	-14%	1.428.810	38%
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.492.784	100%	-9%	3.829.171	100%	2%	3.771.149	100%

Apresentamos a seguir as principais variações ocorridas no Exercício de 2012 comparado com 2011:

Ativo Circulante:

Investimentos em Títulos do Governo: O aumento de 100% refere-se à transferência da rubrica Conta de Resultados a Compensar onde apresentou uma redução de 61%.

Tributos a recuperar: o aumento de 126% refere-se, principalmente, ao imposto de renda e contribuição social recolhidos na forma de estimativa em de 2012.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Ativo não Circulante:

Aplicações Financeiras de Longo Prazo: O aumento de 33% refere-se ao registro das Quotas subordinadas do FIDC VI em setembro de 2012.

Imposto de Renda e Contribuições Social Diferidos: A redução de 100% deve-se reversão do Ativo foi Fiscal realizado com base em estudo técnico de realização deste Ativo elaborado pelos técnicos da Companhia, conforme estabelece Instrução CVM nº371/2002.

Imobilizado: O aumento de 193% refere-se aos investimentos em Bens em Construção efetuados no exercício de 2012.

Passivo Circulante:

Fornecedores: a redução de 23% refere-se à liquidação da dívida repactuada relativa à energia comprada de Itaipu Binacional.

Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações: a redução de 18% refere-se a liquidação de dívidas com a Eletrobrás relativas ao Acordo de liquidação do processo da Conta de Resultados a Compensar – CRC.

Obrigações da Concessão: A redução de 50% está relacionada à liquidação de encargos setoriais de CCC e CDE repactuados com a Eletrobrás em 2011 e liquidados com o Acordo da Conta de Resultados a Compensar – CRC.

Outros Passivos: A redução de 73% refere-se, principalmente, ao pagamento devido ao Acordo da Conta de Resultados a Compensar – CRC, de autos de infração no montante de R\$73.025 e da repactuação de dívida com PROINFA.

Passivo não Circulante:

Empréstimos e Financiamentos: O aumento de 38% deve-se a captação do FIDC IV e da liberação da 1ª parcela de empréstimos em moeda estrangeira com o BID e a AFD.

Obrigações Fiscais: O aumento refere-se a parcelamento de PIS/COFINS e ICMS efetuados no exercício de 2012.

Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos: Refere-se ao registro de impostos diferidos sobre variação do valor justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda, a Excluídas Temporárias e à Atualização do Ativo Financeiro da Concessão.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Patrimônio Líquido:

Outros Resultados Abrangentes: O saldo refere-se a variação do valor justo do ativo financeiro disponível para venda (Investimentos em Títulos do Governo e Conta de Resultados a Compensar- CRC).

Principais variações ocorridas no Exercício de 2011 comparado com 2010:

Ativo Circulante:

Conta de Resultados a Compensar: A variação refere-se a liquidação do processo da Conta de Resultados a Compensar – CRC que durante o exercício de 2011 foram realizadas inúmeras tratativas junto à União, que culminaram, em 26 de janeiro de 2012, com a assinatura de um Termo de Acordo, o qual foi homologado judicialmente em 31 de janeiro de 2012.

O saldo de R\$1.342.073 em 2011 refere-se a 1ª e 2ª tranches previstas para recebimento em fevereiro e dezembro de 2012, respectivamente.

Ativo não Circulante:

Conta de Resultados a Compensar: A redução deve-se a transferência para o Ativo Circulante.

Ativo Biológico: O aumento refere-se ao reconhecimento do valor justo dos investimentos nos hortos florestais de produção e usinas de preservação de madeiras e viveiros de mudas nativas e exóticas.

Passivo Circulante:

Fornecedores: O aumento de 117% refere-se, principalmente, ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida de Repasse de Itaipu, no montante de R\$191,3 milhões.

Obrigações da Concessão: O aumento de 153% apresentado deve-se a Repactuação de Dívida dos Encargos Intra-setoriais (CCC e CDE).

Outros Passivos: aumento de 67% relativa à repactuação de dívida de PROINFA.

Todas as demais informações estão apresentadas em notas explicativas das Demonstrações Financeiras encerradas em 31/12/2012, 31/12/2011 e 31/12/2010.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Os diretores devem comentar:

a. resultados das operações do emissor

Em 2010, na CEEE-D, com um aumento de 27.805 novas unidades consumidoras, seu mercado de distribuição de energia elétrica atingiu a marca de 1.466 mil clientes. A distribuição de energia apresentou um crescimento de 6,2% em relação a 2009 totalizando 7.729 GWh de consumo faturado total. Neste comportamento destacamos a recuperação do consumo industrial, que após uma queda de 11% em 2009, apresentou um crescimento de 12,1%, sendo 12,4% no consumo industrial cativo e 10,9% no consumo industrial livre.

Esta recuperação, apesar de muito significativa, ainda não foi suficiente para repor a perda de consumo ocorrida durante o ano de 2009 na classe industrial livre, mais afetada pela crise financeira internacional iniciada em outubro de 2008, devido ao seu perfil exportador, do que a indústria cativa.

Destacamos ainda o forte crescimento das classes residencial com 4,8% e comercial com 4,1%, fortemente impulsionado pelo crescimento da renda do trabalho, redução do desemprego, ampliação do crédito direto ao consumidor e das políticas fiscais de redução de impostos sobre o consumo, postas em prática pelo governo federal como forma de enfrentamento da crise durante 2009.

No exercício de 2011, a CEEE-D atingiu a marca de 1,5 milhões de clientes, o que representou um aumento de 2,4% em relação a 2010. Neste acréscimo de 34.803 novas unidades consumidoras, destaca-se, principalmente, a classe comercial que apresentou uma variação de 14,5% no total da área de concessão, e de 17,1% somente na região metropolitana. Já na região sul, a classe de maior destaque foi a industrial, com o incremento de 13,5%, ou seja, 507 novas unidades em contrapartida à região litoral norte que apresentou uma queda de 26,4% unidades industriais.

A distribuição de energia apresentou um crescimento de 4,7% em relação a 2010, totalizando 8.094 GWh de consumo faturado total. Neste comportamento destaca-se o consumo industrial livre, que apresentou um aumento significativo de 12,9% em relação ao ano anterior, impulsionado pela migração de um consumidor cativo, da área de alimentos, para o mercado livre.

Ainda, destacam-se fortes crescimentos apresentados nas classes comercial e rural. A classe comercial apresentou um desempenho de 9% em relação a 2010, corroborando com as informações divulgadas pela EPE, que apontam tal classe como a de maior destaque no nível Brasil. Já a classe rural, apresenta um índice de 6% em relação a este mesmo ano, principalmente pela necessidade do uso da irrigação na área de concessão, visto que ocorreu uma forte seca no período.

A CEEE-D aumentou 2,2% sua base de clientes, atingido a marca de 1.534.113 unidades consumidoras em 2012, além de seis acessantes – geradores independentes – atendidos pela Companhia. Neste acréscimo, destaca-se, principalmente, a Classe Industrial que apresentou uma variação de 6,25% no total da área de concessão, sendo que no Centro Regional Litoral Sul, a classe cresceu 28,56%, efeito atribuído as obras no porto de Rio Grande, sede da Região. O número de clientes livres cresceu 40%.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

A CEEE-D apresentou um crescimento de 2,45% em relação a 2011, totalizando 8.292 GWh de consumo faturado total.

	2012	%	2011	%	2010
Fornecimento de Energia Elétrica	1.187.503	8,35%	1.095.995	5,06%	1.043.176
Disponibilização do Sistema de Distribuição	1.965.499	13,09%	1.738.006	14,15%	1.522.526
Outras Receitas Operacionais	146.369	-25,26%	195.837	43,23%	136.725
Deduções da Receita Operacional	(1.110.421)	10,89%	(1.001.337)	13,67%	(880.888)
Total da Receita Operacional Líquida	2.188.950	7,91%	2.028.501	11,36%	1.821.539

(Valores expressos em milhares de reais)

b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

De acordo com o estabelecido no Contrato de Concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, a cada 4 anos a Concessionária passa pelo processo de revisão tarifária periódica e anualmente pelo reajuste tarifário. Nos anos 2011 e 2012 os índices homologados pelo órgão regulador foram os seguintes:

Em 2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.221 de 18 de outubro de 2011 aprovou o reajuste tarifário anual de 7,82% em média (7,60% para clientes de baixa tensão e 8,23% para os de alta tensão).

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.371 de 23 de outubro de 2012 aprovou a Revisão Tarifária de 2,57% em média (-0,67% para clientes de baixa tensão e 8,44% para os de alta tensão).

A Nota Técnica nº 374/2012 – SRE ANEEL de 16 de outubro de 2012 apurou o montante de R\$9.688 a ser devolvido ao consumidor via tarifa no período de 2012/2013.

Em janeiro de 2013, a ANEEL aprovou Revisão Tarifária Extraordinária para todas as concessionárias de distribuição de energia do Brasil, resultando em significativa redução nas tarifas, que impactará a receita da empresa durante o exercício de 2013.

As novas tarifas da CEEE-D foram estabelecidas pela Resolução Homologatória nº 1.448, de 24 de janeiro de 2013, sendo que o efeito médio da redução foi de 18,97% (-18,13% para clientes de baixa tensão e -20,24% para os de alta tensão).

Esta redução é resultado da Lei nº 12.783/2013 (conversão da Medida Provisória nº 579, de 2012), que promoveu a renovação das concessões de transmissão e geração de energia que venciam até 2017, e das medidas provisórias 591/2012 e 605/2013. As principais alterações que permitiram a redução da fatura de energia foram:

- alocação de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessão renovadas, a um preço médio de R\$ 32,81/ MWh;
- redução dos custos de transmissão;
- redução dos encargos setoriais;
- retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto do Tesouro Nacional.

O efeito dessa redução é estrutural, ou seja, promoverá uma mudança permanente no nível das tarifas, a partir do ano de 2013, pois retira definitivamente custos que compunham as tarifas anteriores.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**c. impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor:**

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D adquiriu energia em moeda estrangeira (US\$) através das cotas de Itaipú e o respectivo impacto no resultado financeiro está representado como segue:

	2012	2011	2010
Receita Financeira	4.459	9.132	5.122
Despesa Financeira	(6.331)	(31.874)	(3.511)
Total	(1.872)	(22.742)	1.611

Em 2010, verifica-se que o dólar permanece no patamar de R\$ 1,77 e encerra o exercício em R\$ 1,67, contribuindo para um aumento na receita financeira.

Em 2011, o exercício inicia com o dólar no patamar de R\$ 1,68 e encerra o exercício em R\$ 1,87, resultando em um impacto negativo, apresentando assim uma despesa financeira.

Já em 2012, o dólar do início do exercício está no patamar de R\$ 1,73 e finaliza o exercício em R\$ 2,04, justificando assim o crescimento da despesa financeira.

Em 19 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo entre a CEEE-D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS Distribuição (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE –D) no valor de US\$218.015. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$130.557, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 22 de novembro de 2012, no valor de US\$10.175.

Em 26 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1015, entre a CEEE-D e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$87.458, sendo que a liberação da primeira parcela ocorreu em 04 de dezembro de 2012, no montante de US\$24.383.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3. Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não houve.

c. eventos ou operações não usuais

A Companhia não passou por eventos ou realizou operações não usuais que possam impactar suas demonstrações financeiras ou resultados.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

10.4. Os diretores devem comentar:

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou inicialmente as normas internacionais de contabilidade (IFRS) para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2010, estando em conformidade com os pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC até a data atual.

Os Pronunciamentos e Interpretações Técnicos aprovados pela CVM durante o exercício de 2012 são:

- CPC 17 (R1) - Deliberação CVM nº 691 de 08/11/2012 - Contratos de Construção. Esta norma já estará em vigor para o exercício findo em 31/12/2012.
- CPC 18 (R2) - Deliberação CVM nº 696 de 13/12/2012 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto. A norma entrará em vigor a partir de 01/01/2013.
- CPC 19 (R2) – Deliberação CVM nº 694 de 23/11/2012 - Negócios em Conjunto – Esta norma entrará em vigor em 01/01/2013.
- CPC 30 (R1) – Deliberação CVM nº 692 de 08/11/2012 – Receitas. Esta norma já estará em vigor para o exercício findo em 31/12/2012.
- CPC 33 (R1) – Deliberação CVM nº 695 de 13/12/2012 - Benefícios a Empregados. Esta norma entrará em vigor a partir de 01/01/2013.
- CPC 35 (R2) – Deliberação CVM nº 693 de 08/11/2012 – Receitas. Esta norma já estará em vigor para o exercício findo em 31/12/2012.
- CPC 36 (R3) – Deliberação CVM nº 698 de 20/12/2012 - Demonstrações Consolidadas - Esta norma entrará em vigor a partir de 01/01/2013.
- CPC 40 (R1) – Deliberação CVM nº 684 de 30/08/2012 - Instrumentos Financeiros - Esta norma já estará em vigor para o exercício findo em 31/12/2012.
- CPC 45 – Deliberação CVM nº 697 de 13/12/2012 - Divulgação de Participações em Outras Entidades – Esta norma entrará em vigor a partir de 01/01/2013.
- CPC 46 – Deliberação CVM nº 699 de 20/12/2012 - Mensuração do Valor Justo – Esta norma entrará em vigor a partir de 01/01/2013.
- ICPC 08 (R1) – Deliberação CVM nº 683 de 30/08/2012 – Contabilização da Proposta de Pagamento de Dividendos. Esta norma já estará em vigor para o exercício findo em 31/12/2012.
- ICPC 09 (R1) – Deliberação CVM nº 687 de 04/10/2012 – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método da Equivalência Patrimonial. Esta norma já estará em vigor para o exercício findo em 31/12/2012.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Não existem mudanças significativas na adoção dos Pronunciamentos e Interpretações Contábeis para as Demonstrações Financeiras do exercício de 31 de dezembro de 2012.

As outras normas e interpretações que entrarão em vigor a partir de 01/01/2013 a Companhia avaliou o seu impacto e espera ter impacto significativo quanto a adoção do CPC 33 (R1) Benefícios a Empregados.

Durante o exercício de 2011, A CVM aprovou os seguintes pronunciamentos técnicos do CPC:

- CPC 00 - Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro (R1) - aprovado pela Deliberação CVM nº 675, de 13 de dezembro de 2011.
- CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios - aprovado pela Deliberação CVM Nº 665, de 04 de agosto de 2011.
- CPC 19 (R1) - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto (Joint Venture) - aprovado pela Deliberação CVM Nº 666, de 04 de agosto de 2011.
- CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos - aprovado pela Deliberação CVM Nº 672, de 20 de outubro de 2011.
- CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis - aprovado pela Deliberação CVM Nº 676, de 13 de dezembro de 2011.
- CPC 35 (R1) Demonstrações Separadas aprovado pela Deliberação CVM nº667, de 04 de agosto de 2011.
- CPC 36 (R2) Demonstrações Consolidadas aprovado pela Deliberação CVM nº668, de 09 de agosto de 2011, Interpretação Técnica ICPC 01(R1) e Interpretação Técnica ICPC 17 - Contabilização e Evidenciação de Contratos de Concessão - aprovado pela Deliberação CVM Nº 677, de 13 de dezembro de 2011.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Conforme descrito no item anterior, não houve mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010.

Para as normas e interpretações que entrarão em vigor a partir de 01/01/2013 a Companhia espera ter impacto quanto a adoção do CPC 33 (R1) Benefícios a Empregados, visto que a aplicação desta norma excluirá a possibilidade de utilização do “método do corredor” e consequente registro dos ganhos e perdas atuarial não registrada em contrapartida a outros resultados abrangentes.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

As Demonstrações Financeiras da CEEE-D referente aos exercícios sociais de 2010, 2011 e 2012 foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Em relação aos Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as Demonstrações Financeiras emitidas no período em referência, a Companhia identificou parágrafo de ênfase apenas nos exercícios de 2010 e 2011, conforme abaixo:

Exercício de 2011:

Parágrafo de Ênfase: Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para as companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação do DVA. 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 financeiras tomadas em conjunto.

Exercício de 2010:

Parágrafo de Ênfase: Conforme descrito na nota explicativa número 17, a Companhia contabilizou o montante de R\$ 2.064.645 nas demonstrações financeiras. O valor é decorrente do trânsito em julgado em 31 de março de 2009 da decisão proferida nos autos da Ação Ordinária ajuizada em face da União Federal, onde foi reconhecido o direito de computar na Conta de Resultados a Compensar (CRC) os valores pagos a título de complementação/suplementação de aposentadoria com os servidores ex-autárquicos que integravam seu quadro. A Companhia aguarda designação do perito judicial, no processo de liquidação de sentença, o montante contabilizado está suportado pelo cálculo realizado por especialista contratado pela Administração em 31 de dezembro de 2009. Esse montante permanece no exercício findo em 31 de dezembro de 2010 considerando que não houve nenhuma decisão em definitivo que alterasse os critérios de liquidação. Consequentemente, somente após a homologação dos cálculos do perito pelo juízo da liquidação será possível determinar os reflexos nas demonstrações financeiras, se houver, bem como a realização destes créditos, considerando que as formas de utilização do saldo credor da Conta de Resultados está disciplinada em lei federal (Lei nº 8.631/93).

Parágrafo de Ênfase: Conforme detalhado na nota explicativa nº 51.b às demonstrações contábeis, em 31 de dezembro de 2010, a Companhia tem registrado no ativo não circulante valores a receber nos montantes de R\$ 37.952 mil, referentes ao reembolso a receber da Revisão Tarifária Extraordinária e no passivo não circulante R\$ 13.307 mil referentes a Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e R\$ 27.400 mil, relativos às transações de venda e compra de energia realizada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica — CCEE (anteriormente Mercado Atacadista de Energia Elétrica — MAE) ocorridas em exercícios anteriores. Esses valores foram registrados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE e podem estar sujeitos à modificação dependendo de decisão de processos judiciais em andamento movidos pela Companhia e por outras empresas do setor, relativos, em sua maioria, à interpretação das regras do mercado em vigor para aquele período. Os demais

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

assuntos regulatórios que impactam as demonstrações financeiras estão descritos na nota explicativa nº 51 às demonstrações financeiras.

Parágrafo de Ênfase: Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. 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 financeiras tomadas em conjunto.

Diante dos parágrafos acima apontados pelos Auditores Independentes nos Relatórios emitidos para os exercícios findos de 31 de dezembro de 2010 e 2011, os diretores da Companhia entendem que os apontamentos não causaram impacto significativo nas operações da Companhia. Ressaltam que no parecer dos Auditores Independentes, referentes ao exercício findo de 2012, os parágrafos de ênfase foram totalmente atendidos e suprimidos.

Nos três exercícios analisados, as demonstrações contábeis da empresa não contiveram ressalvas, ou outro tipo de relatório com opinião modificada, o que, conforme a opinião dos diretores da companhia demonstra de forma clara e apropriada, em todos os aspectos relevantes, que o conteúdo apresentado nas demonstrações contábeis e ITRs, refletem adequadamente a posição patrimonial e financeira da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros:

As políticas contábeis críticas adotadas pela empresa estão divulgadas na nota explicativa nº. 4 das demonstrações financeiras.

Em relação a este item os diretores da companhia entendem que é necessário um acompanhamento constante dos principais itens afetados pelas políticas, tendo em vista que existem questões incertas e relevantes que demandam avaliações complexas, exigindo a utilização de informações qualificadas disponíveis, fundamentadas em premissas, cuja análise e revisão são realizadas periodicamente.

Contudo, devido à complexidade na elaboração destas estimativas, os diretores entendem que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, levando em conta também as mudanças que freqüentemente ocorrem no setor elétrico e suas implicações do ponto de vista regulatório. Qualquer divergência constatada entre o critério utilizado e o realizado é reconhecido no período no qual as estimativas são revisadas.

Desta forma, visando proporcionar um entendimento de como a Companhia formula as suas projeções, levando em conta as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, adicionamos comentários relativos a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

Vida útil do ativo intangível:

O ativo intangível da concessão abrange os valores dos serviços de construção e melhorias na infraestrutura a serviço da concessão de distribuição que serão recebidos como remuneração por meio da cobrança de tarifa. A fim de determinar essa tarifa, cada bem integrante da infraestrutura possui vida útil-econômica estimada pela ANEEL. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

Transações de energia elétrica na CCEE:

Estas transações estão registradas pelo regime de competência sendo que nos meses em que as informações não são recebidas em tempo hábil, faz-se o registro baseados em estudos técnicos da área competente que leva em consideração parâmetros disponível no mercado.

Provisões para créditos de liquidação duvidosa:

As provisões são calculadas de acordo com critérios estabelecidos pelo órgão regulador. Este critério tem como objetivo ajustar o contas a receber da empresa de maneira que reflita adequadamente o montante a ser recebido.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Passivos contingentes:

A empresa possui atualmente ações de natureza trabalhista, fiscal, tributária, regulatória e ambiental. Os passivos são registrados utilizando-se critérios que contemplem o cálculo que permita a apuração dos valores de forma mais real possível. Os valores constantemente são ajustados de acordo com a fase processual e informados mediante parecer jurídico que contemplem o possível desfecho de cada ação, reconhecidos no resultado do exercício os casos que representam perdas prováveis, conforme análise efetuada pelo corpo jurídico da Companhia.

Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego:

Em relação aos ganhos e perdas atuariais a Companhia utilizava a abordagem do “corredor” (onde o valor do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais correspondia à parcela de ganho ou perda que excedia o maior entre 10% do Valor Presente da Obrigação Atuarial ou 10% do Valor Justo dos Ativos do Plano) para diferir o seu reconhecimento no resultado e reconhece o custo de serviço passado do plano de contribuição definido implantado em outubro de 2002, no tempo remanescente de serviço de empregados, conforme item 96 do CPC 33, aprovado pela Deliberação CVM nº.600. O item constantemente está sendo revisado e o cálculo efetuado por meio de avaliação atuarial, pois na sua estimativa contempla variáveis, como idade e taxa de juros que não são do domínio da empresa.

Para o exercício de 2013 foram contempladas as alterações na legislação vigente, CPC 33(R1) Deliberação CVM 695 de 13/12/2012. A nova norma eliminou a possibilidade de amortização dos ganhos ou perdas atuariais pelo método do “corredor” e o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais não registrados no balanço foram reconhecidos em outros resultados abrangentes no Patrimônio Líquido da Companhia.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido:

O cálculo leva em consideração as diferenças temporárias, constituídas principalmente por provisões. O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das Demonstrações Financeiras e reduzido pelo montante que não é mais realizável através dos lucros tributáveis futuros

Premissa fundamental utilizada na constituição do mesmo é a existência de lucro tributável no período de 10 anos.

No exercício de 2012, conforme indicaram os estudos técnicos de viabilidade, submetidos ao Conselho de Administração, houve a desconstituição total deste ativo tendo em vista as alterações ocorridas no setor elétrico que afetaram significativamente as projeções dos resultados da empresa.

Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo:

A fim de apurar os instrumentos financeiros pelo valor justo, a companhia utiliza-se de suas cotações de mercado ou estima o seu valor justo por meio de metodologia de avaliação/apreçamento quando o instrumento financeiro não possui mercado ativo.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas**Ativo Financeiro da Concessão:**

O ativo financeiro da concessão corresponde ao direito de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente ao final da concessão. Corresponde a parcela estimada dos investimentos na infraestrutura a serviço da concessão de distribuição realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. A fim de determinar o valor da indenização dos bens reversíveis ao final da concessão, cada bem integrante da infraestrutura possui vida útil-econômica estimada pela ANEEL. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

Receita de fornecimento e uso da rede de distribuição não faturada:

Contempla o cálculo estimado do montante consumido e não faturado no mês, referente ao período posterior a medição mensal até o ultimo dia do mês.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

10.6. Com relação aos controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, os diretores devem comentar:

- a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las:**

A Administração da Companhia tem como responsabilidade a gestão dos controles internos. A companhia com o objetivo de minimizar, detectar e evitar erros, possui sistemas de informações razoáveis e um conjunto de instrumentos normativos visando instruir todos os colaboradores para correta execução dos serviços, contemplando aspectos legais e regulatórios. Estes controles têm como objetivo fornecer confiança suficiente relativo às informações para a elaboração das Demonstrações Contábeis.

A Administração entende que a Companhia pratica níveis adequados de controles internos de forma a assegurar a confiabilidade dos relatórios financeiros e contábeis. Os aspectos do relatório que forem julgados pertinentes pela administração são encaminhados às áreas responsáveis com objetivo de verificar a eficiência dos processos e a correção das informações, visando atender as normas internas e externas.

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D tem suas contas auditadas pela auditoria independente, pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio Grande do Sul, pela Contadoria e Auditoria Geral do Estado, bem como pelo órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o qual recebe anualmente o Relatório de Controles Internos da CEEE-D.

- b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente:**

A Administração da Companhia avalia detalhadamente as recomendações elaboradas pelos auditores independentes quando do recebimento do relatório que aborda os controles internos da Empresa, apurando as oportunidades de melhorias nos aspectos do relatório que forem julgados pertinentes pela Administração. Cabe destacar que não foram apontadas deficiências relevantes que possam vir a prejudicar a confiabilidade das demonstrações financeiras elaboradas pela CEEE-D para os exercícios de 2010, 2011 e 2012. O relatório dos auditores independentes, emitido em 25/03/2013, referente ao exercício de 2012, não apresenta qualquer apontamento contrário, como parágrafos de ênfase ou ressalvas.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados

10.7. Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:

A Companhia não efetuou oferta pública nos três últimos exercícios.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8. Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

A Companhia não possui ativos ou passivos materiais que não estejam refletidos nesse formulário e nas demonstrações financeiras e suas notas explicativas.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar:

Conforme relatado no item 10.8, não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras e suas notas explicativas.