

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	3
5.3 - Descrição - Controles Internos	4
5.4 - Alterações significativas	5

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	6
10.2 - Resultado operacional e financeiro	12
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	14
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	16
10.5 - Políticas contábeis críticas	18
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	19
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	20
10.8 - Plano de Negócios	21
10.9 - Outros fatores com influência relevante	22

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****5. Riscos de mercado****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) Riscos de mercado:**

(i) Risco cambial. O risco cambial decorre de operações de empréstimos indexadas a moeda estrangeira, notadamente operações em relação ao dólar dos Estados Unidos. A política adotada está descrita nas Demonstrações Financeiras da Companhia nas Notas Explicativas denominadas Gestão de Riscos Financeiros e Empréstimos e Financiamentos.

(ii) Risco com taxa de juros. O risco associado é oriundo da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes de flutuações nas taxas de juros que aumentam as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado.

A Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de operações para proteger-se contra o risco de volatilidade dessas taxas.

(iii) Derivativos (Deliberação CVM nº550). Os instrumentos derivativos contratados pela Companhia têm o propósito de proteger suas operações de empréstimos e financiamento contra os riscos de flutuação nas taxas de câmbio, e não são utilizados para fins especulativos. As perdas e os ganhos com as operações de derivativos de "swap" são reconhecidos mensalmente no resultado, considerando-se o valor justo (mercado) desses instrumentos.

Metodologia de cálculo do valor justo dos derivativos

Swaps - são avaliados pelo valor presente, à taxa de mercado na data-base, do fluxo futuro apurado pela aplicação das taxas contratuais até o vencimento.

Em conformidade com a deliberação CVM nº 550, os derivativos da Companhia podem ser assim demonstrados:

	Valor de referência (nacional)		Valor justo		Valores a receber		Valores a pagar		Ganhos (perdas) realizados	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Contratos de "swaps" - curto prazo										
Posição ativa										
Moeda estrangeira	5.733	10.895	5.683	10.899						
Posição passiva										
Variação do CDI	5.391	11.429	5.380	11.855	343	2	40	958		(210)
Contratos de swap - longo prazo										
Posição ativa										
Moeda estrangeira		5.268		5.170						
Posição passiva										
Variação do CDI		5.379		4.814		467		149		

Análise de sensibilidade

Apresentamos, a seguir, quadro demonstrativo de análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos, que descreve os riscos que podem gerar prejuízos materiais para a Companhia, com cenário mais provável (considerando a manutenção dos mesmos níveis de câmbio e de CDI de 31 de dezembro de 2011), segundo avaliação efetuada pela administração para os próximos três meses, quando deverá ser divulgada as próximas informações financeiras contendo tal análise.

Adicionalmente, dois outros cenários são demonstrados, nos termos determinados pela CVM, por meio da Instrução nº 475/08, a fim de apresentar 25% e 50% de deterioração na variável de risco considerada, respectivamente (cenários II e III). Os resultados demonstrados simulam efeitos no resultado do exercício para 12 meses.

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

Risco	Instrumento/operação	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Cambial	Instrumentos financeiros derivativos - "Swap"			
	Despesa financeira	(54)	(68)	(81)
	Receita financeira	(993)	(1.242)	(1.490)
		<u>(1.047)</u>	<u>(1.310)</u>	<u>(1.571)</u>
CDI	Aplicações financeiras e empréstimos e financiamentos			
	Despesa financeira	(66.723)	(83.404)	(100.085)
	Receita financeira	4.020	5.026	6.031
		<u>(62.703)</u>	<u>(78.378)</u>	<u>(94.054)</u>

A análise de sensibilidade apresentada acima considera mudanças com relação a determinado risco, mantendo constante todas as demais variáveis, associadas a outros riscos.

(b) Risco de crédito

A política de vendas da Companhia considera o nível de risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios. A concentração de risco de crédito com respeito às contas a receber é minimizada devido à grande base de clientes. Adicionalmente, em caso de inadimplência no pagamento de faturas, a distribuição do gás é paralisada nos prazos descritos na Nota Explicativa das Demonstrações Financeiras denominada Contas a receber de clientes. Uma provisão para contas de cobrança duvidosa é estabelecida em relação àqueles que a administração acredita que não serão recebidos integralmente.

(c) Risco de liquidez

É o risco de a Companhia não dispor de recursos líquidos suficientes para honrar seus compromissos financeiros, em decorrência de descasamento de prazo ou de volume entre os recebimentos e pagamentos previstos.

Para administrar a liquidez do caixa em moeda nacional e estrangeira, são estabelecidas premissas de desembolsos e recebimentos futuros, sendo monitoradas diariamente pela área de Tesouraria, conforme mencionados na Nota Explicativa das Demonstrações Financeiras denominada Instrumentos Financeiros – Endividamento Financeiro.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****5. 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; b. estratégia de proteção patrimonial (hedge); c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge); d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos; e. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos; f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos; g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.

Gestão de risco financeiro

As atividades da Companhia a expõem a riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de taxa de juros de valor justo; risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. O programa de gestão de risco da Companhia se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia. A Companhia usa instrumentos financeiros derivativos para proteger certas exposições a risco.

A gestão de risco é realizada pela tesouraria da Companhia, segundo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração. A Diretoria Financeira da Companhia identifica, avalia e aplica política de proteção contra eventuais riscos financeiros. O Conselho de Administração estabelece princípios, para a gestão de risco, bem como para áreas específicas, como risco cambial, risco de taxa de juros, risco de crédito, uso de instrumentos financeiros derivativos e não derivativos e investimento de excedentes de caixa.

A Companhia não está exposta ao risco de volatilidade no preço do gás distribuído, uma vez que as tarifas aplicadas são autorizadas pelo Poder concedente e levam em consideração o aumento dos custos do gás distribuído. Além disso, embora o custo do gás adquirido para distribuição esteja atrelado ao dólar estadunidense, oscilações averiguadas na margem de contribuição estipulada são revisadas e aplicadas a cada revisão tarifária efetuada.

Para gerenciamento de risco de variação cambial, a Companhia tem como estratégia a obrigatoriedade de que 100% dos empréstimos e financiamentos indexados a uma moeda estrangeira possuam também, um instrumento financeiro de troca de moeda (swap de dólar para CDI). Com a adoção dessa prática, a Companhia pode contratar empréstimos em moeda estrangeira sem o ônus da variação cambial.

A Companhia tem os juros de seus empréstimos indexados ao CDI e TJLP. O risco associado é oriundo da possibilidade de ocorrer perdas resultantes de flutuações nas taxas de juros que podem aumentar as despesas financeiras relativas aos empréstimos e financiamentos contratados. A Companhia monitora continuamente as flutuações das taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de operações de derivativos para proteger, parte ou total de seus empréstimos, contra o risco de volatilidade dessas taxas. No exercício encerrado, não existiu nenhum derivativo contratado com a finalidade de proteção à exposição dessas taxas de juros.

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

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG

5. Riscos de mercado

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.

Não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada.

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

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG

5. Riscos de mercado

5.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes sobre riscos de mercado

Não há outras informações relevantes sobre os riscos de mercado, além daquelas já descritas nos demais itens deste Formulário de Referência.

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

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG

10. Comentários dos diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 2007 a Companhia completou o primeiro decênio após a privatização, com resultados positivos no período e no exercício findo naquele ano. Dentre os fatos mais marcantes do exercício, destacam-se: a conclusão do projeto de conversão do gás manufaturado para o gás natural iniciado em 1998; redução do nível de endividamento da empresa se comparado com o exercício anterior (2006); o aumento das vendas no segmento automotivo; e a certificação da Companhia pela ISO 9001/2000 e do Laboratório de Controle e Qualidade de gás pelo Inmetro.

Em 2008 os fatos mais marcantes foram: o aumento de 41% no volume de vendas, com destaque para as vendas de gás para geração de energia elétrica que foram 280% superiores ao exercício anterior (2007); a assinatura do novo contrato de suprimento de gás com a Petrobras, que estabeleceu uma política de preços e a flexibilização ao sistema de distribuição em situações de emergência; além disso, a companhia alcançou os melhores índices de segurança de sua história, tanto do ponto de vista laboral como do ponto de vista industrial, em matéria de distribuição e de utilização; foi também implantada a Oficina de Garantia de Serviço ao Cliente (uma área exclusiva com o objetivo de atender aos clientes insatisfeitos com os canais de relacionamento convencionais), resultando na melhoria do índice de satisfação dos clientes que atingiu 88%.

Em 2009, apesar da crise econômica, iniciada no final de 2008 que afetou o setor produtivo e a econômica mundial ao longo do ano, a Companhia manteve sua trajetória de crescimento, pautada pela orientação ao cliente, nos compromissos com resultados, na sustentabilidade e na responsabilidade social corporativa. Assim, apesar da recuperação da economia a no segundo semestre de 2009, o ano foi fortemente impactado pela crise econômica mundial. Este cenário gerou recuo da atividade industrial em todo país, (-5,5%), influenciada pela queda do dinamismo dos produtos tipicamente de exportação, particularmente as commodities (minérios de ferro e produtos siderúrgicos), e pelo forte ajuste na produção de bens de consumo duráveis (automóveis e eletrodomésticos) e de máquinas e equipamentos. O volume diário de gás natural consumido em 2009 foi de 36,7 milhões de metros cúbicos, 26% abaixo de 2008. Esta redução foi provocada pela menor atividade industrial e pela situação hidrológica favorável, que tornou desnecessário o uso intensivo do insumo nas termelétricas. A aprovação da Lei do Gás, que em 2009 ainda dependia de regulamentação, estabeleceu novo marco regulatório e modernizou e atualizou as regras para transporte, exploração, estocagem, processamento, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural no Brasil.

Em 2010, passados os efeitos da crise econômica mundial, o Brasil tornou-se uma das economias com maiores perspectivas de crescimento. A produção industrial tornou este setor o principal motor da economia brasileira, com crescimento de 10,5%. O melhor desempenho foi da indústria extrativa mineral (13,5%), seguida pela construção civil (10,7%), indústria de transformação (10,5%) e eletricidade e gás, água, esgoto e limpeza urbana (6,6%). Teve início a produção do pré-sal. O volume diário de gás natural consumido foi de cerca de 48 milhões m³/dia, 37% acima de 2009. Este aumento foi provocado pela maior atividade industrial – o uso de gás pela indústria cresceu 20,15%, mas o consumo das termelétricas se destacou devido à situação hidrológica desfavorável, elevando-se 171%. A cogeração registrou alta de 19,6% e as residências demandaram mais 7,2% de gás natural, seguidas do segmento comercial, com alta de 6,26% no consumo. A grande evolução em 2010 foi a efetivação da Lei do Gás, com a publicação do Decreto nº 7.382 em 03 de dezembro de 2010, o qual, remete aos Estados a regulamentação da distribuição e comercialização do gás natural. Vale lembrar que os marcos regulatórios dos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo já estabelecem condições para a distribuição de gás canalizado para o consumidor livre, assim como suas tarifas referentes ao serviço de distribuição. Dessa forma, cabe aos Estados regulamentar as condições e as tarifas para as novas operações previstas na Lei/Decreto. Os principais pontos do Decreto são a instituição do Plano Decenal de Expansão da Malha de Gasodutos – PEMAT; a regulamentação do período de exclusividade; e a regulamentação do acesso de terceiros aos gasodutos de transporte e da troca operacional de gás (swap). A nova lei contribuirá, no médio e longo prazo, para o aumento da competitividade no mercado de gás.

Em 2011, com o agravamento da crise na União Européia e a fraca perspectiva de crescimento nos Estados Unidos, a solidez da economia brasileira representou maior atração ao investidor estrangeiro. As três maiores agências mundiais de risco elevaram a nota do Brasil, ao mesmo tempo em que reduziram a de diversos países europeus e dos Estados Unidos – que permanecia inalterada no nível máximo desde 1941.

O Brasil foi classificado como a sexta maior economia do mundo depois de ultrapassar a Grã-Bretanha. No terceiro trimestre deste ano, porém, o PIB brasileiro ficou estagnado, depois que o consumo doméstico teve ligeira queda, fechando o ano com um crescimento de 2,7%. O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA de 2011 encerrou o ano no teto da meta do governo, 6,50%, por conta principalmente do aumento dos preços das *commodities*. No acumulado do ano, o dólar experimentou uma valorização de 12,15%, a maior desde 2008, ano da crise financeira internacional, fechando a taxa de câmbio em 1,8685 real para venda. O preço médio ponderado do gás natural no mercado spot Henry Hub – preço que não inclui impostos, transporte, nem margem do distribuidor - fechou 2011 em US\$ 2,98/MMBtu, valor bem inferior à média de 2010 (US\$ 4,38/MMBtu).

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

O gás natural tem se tornado, cada vez mais, um energético estratégico, representando 21% da matriz energética mundial. No Brasil, apesar das reservas abundantes, esse percentual é de 9%. De acordo com a Agência Internacional de Energia – EIA, o gás natural deve atingir, até 2035, um quarto da demanda de energia do mundo. Atualmente, já existe uma grande produção de gás natural no Brasil, e perspectivas concretas de aumento significativo desse volume com as descobertas do pré-sal. Há ainda uma enorme demanda para consumo industrial como matéria prima do processo de produção. A produção de gás e de petróleo, em 2011, foi a maior já registrada no Brasil, de acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo – ANP. Segundo a agência, foram produzidos 768 milhões de barris de petróleo e 24 bilhões de metros cúbicos de gás natural. Isso representa um aumento de 2,5% na produção de petróleo e de 4,9% na de gás natural, em relação ao ano anterior. Em 2011, houve redução de 27% na prática de queima do gás, em relação ao ano anterior. Em média, foram queimados 4,8 milhões de metros cúbicos por dia, contra a média de 6,6 milhões em 2010.

O volume diário de gás natural consumido pelas distribuidoras brasileiras foi de 47,6 milhões de m³/dia, 4% abaixo do volume registrado no ano anterior. Essa redução foi provocada pelo menor consumo termoeletrico, uma vez que o maior nível dos reservatórios das hidroelétricas diminuiu o acionamento das térmicas a gás natural, que registraram um consumo 37% inferior ao consumido em 2010. Entretanto, o segmento de cogeração apresentou um aumento de 3,1% no consumo de gás natural.

Já com relação à indústria, com a retomada da produção, o setor industrial apresentou acréscimo de 9,8% no consumo de gás natural, aproximadamente o mesmo percentual alcançado pelo segmento residencial no período, porém, como a demanda residencial representa menos que 2% da demanda total, este resultado teve pouco impacto sobre o somatório final. No mercado comercial, houve acréscimo de 8,6% no consumo de 2011 ante 2010, enquanto o consumo automotivo teve baixa de 1,7%. As distribuidoras continuaram investindo em infraestrutura para disponibilizar o gás natural em áreas ainda não abastecidas e o mercado brasileiro encerrou o ano com, aproximadamente, 21 mil km de rede de distribuição e mais de 2 milhões de clientes de gás natural.

No que se refere à energia elétrica, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE foram consumidos, em 2011, 430,1 mil GWh de eletricidade, 3,6% a mais do que em 2010. Este crescimento, contudo, é praticamente a metade do verificado em 2010, quando a economia teve expansão de 7,5% e o consumo de energia subiu 7,8%. O crescimento do consumo de energia foi motivado principalmente pela atividade do comércio, seguido pelo consumo das famílias. Os leilões de energia realizados neste ano fecharam a contratação de cerca de 5,1GW em potência instalada. Por um lado, houve a surpresa positiva da energia eólica, que viabilizou 2,9GW, o equivalente a 56,7% das usinas contratadas no ano. Em contraponto, houve uma freada brusca no desenvolvimento de hidrelétricas. Se em 2010 foram licitados projetos de grande porte, como Belo Monte e Teles Pires, em 2011 tudo ficou somente na expectativa, devido principalmente a problemas na obtenção de licença ambiental, respondendo apenas por cerca de 10% da contratação do ano. Por sua vez, as usinas a gás voltaram a participar dos leilões e conseguiram viabilizar 1.029MW, através dos projetos da Petrobras e MPX, que produzem o próprio combustível.

Neste cenário, a Companhia celebrou com a PETROBRAS novo aditivo ao contrato de fornecimento de gás firmado em 2008, visando: (i) prorrogar a vigência do contrato de 2014 para 2016; (ii) reduzir as quantidades diárias contratuais de volumes (QDCs) para o período de prorrogação e (iii) extinguir a modalidade de contratação firme-flexível. Essa prorrogação permitirá que a demanda de vendas de gás projetada para os próximos anos sejam plenamente atendidas.

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

- (i) hipóteses de resgate;
- (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Em 31 de dezembro de 2011, o capital social da Companhia estava representado por 51.927.546.473 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de propriedade dos seguintes acionistas:

	Participação no capital social (%)
Grupo Gas Natural	54,16
Gas Natural Internacional SDG S.A	35,26
Gas Natural SDG S.A	18,90
BNDES Participações S.A – BNDESPAR	34,56
Fundo em Investimento em ações Dinâmica	8,78
Energia	
Pluspetrol Energy Sociedad Anônima	2,26
Demais acionistas	0,23
Ações em tesouraria	0,0047
Total	100

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

Não foram emitidas ações nos últimos três exercícios sociais, sendo mantida a mesma configuração acionária (mesmos acionistas), e mesma quantidade de ações que integram o capital social, todas ordinárias nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Não há hipóteses de resgate de ações de emissão da Companhia além das legalmente previstas. Por uma determinação judicial a companhia efetuou a recompra de ações de um acionista, que foram mantidas em tesouraria.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia tem como fonte de financiamento o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e bancos comerciais. Os compromissos financeiros assumidos em relação a essas operações de empréstimos e financiamentos são cobertos parte pela geração de caixa da Companhia e parte por novos financiamentos contratados, em substituição as operações de empréstimos e financiamentos que vencem. No ano de 2011 a companhia apresentou uma redução da dívida financeira bruta, de cerca de R\$ 170 milhões.

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

Capital de giro:

operações de crédito de curto e longo prazo contratadas junto a bancos comerciais, negociadas durante o ano. Para essas linhas de crédito, a Companhia emitiu notas promissórias como garantia dos empréstimos recebidos, e possuem um custo médio de captação de 115% ao ano.

Recursos do BNDES:

(i) **para os projetos de ampliação da rede de gás.** Esse financiamento possuiu vencimento final em 2011 e caução de contas a receber da Companhia correspondente a cinco vezes o valor da parcela vincenda como garantia. Parte do financiamento teve encargos calculados pela variação cambial e tem "swap" para 129% da variação do CDI. O saldo restante foi atualizado pela TJLP acrescido de 4% ao ano.

(ii) **para os projetos de ampliação, substituição e conversão da rede de gás.** Esse financiamento possuiu vencimento final em 2015 e tem como garantia, fiança bancária ao custo de 0,5% ao ano. O saldo é atualizado pela TJLP acrescido de 2,8% ao ano.

(iii) **para os projetos de expansão e saturação, substituição e conversão da rede de gás.** Esse financiamento possuiu vencimento final em 2016 e tem como garantia, fiança bancária ao custo médio de 0,72% ao ano. O saldo é atualizado pela TJLP acrescido de 2,3% ao ano.

Recursos do Banco Europeu de Investimentos (BEI):

Em 21 de novembro de 2003, a Companhia assinou contrato de financiamento com o Banco Europeu de Investimentos - BEI, no montante de quarenta milhões de dólares. Esse financiamento possui prazo de carência de dois anos e vencimento final em 2012. Os encargos são calculados pela variação do dólar acrescida, da libor mais 0,15% ao ano e foram trocados ("swap") para 101,9% da variação do CDI. Esse financiamento também está destinado aos projetos de ampliação, renovação e conversão da rede de gás. É condição suspensiva para utilização dos recursos captados com o BEI, que as obrigações da Companhia previstas no contrato de financiamento sejam garantidas por meio de uma prestação de garantia. Dessa forma, a Companhia firmou um Contrato de Prestação de Garantia com instituições financeiras (Partes Garantidas) e, nos termos do referido contrato, as garantias estão sendo prestadas por dois agentes garantidores ao custo de 0,45% ao ano e têm, como lastro, recebíveis da Companhia na proporção de 20% do saldo devedor. As referidas garantias foram dadas por prazo de quatro anos e possuem vencimento em março de 2012.

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

A política da Companhia é financiar a maior parte de seus investimentos com linhas de crédito de longo prazo do BNDES. A empresa contratou, junto ao BNDES, financiamento de R\$ 239 milhões para realização dos investimentos do triênio de 2010 a 2012. A previsão de recebimento para esse financiamento vai até maio de 2013. O restante das necessidades de caixa é suprido e administrado com empréstimos e financiamentos de curto e longo prazo com entidades financeiras. No ano de 2010 foram contratadas duas operações de empréstimos de longo prazo no valor de R\$ 100 milhões com os bancos ING e HSBC pelo prazo de três anos com vencimento em julho de 2013. Essas operações substituíram dívidas cujos vencimentos ocorreram durante o ano de 2010.

A Companhia não tem encontrado dificuldades para refinarçar seus empréstimos e financiamentos, bem como para a captação de novos recursos junto às instituições bancárias.

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

O endividamento financeiro líquido compreende os ativos (disponibilidades e aplicações financeiras) e passivos financeiros (empréstimos) que podem ser assim apresentados:

	2011			2010			2009		
	Ativos	Passivos	Dívida líquida	Ativos	Passivos	Dívida líquida	Ativos	Passivos	Dívida líquida
Circulante	48.807	213.374	(164.567)	97.543	317.210	(219.667)	55.003	219.926	(164.923)
Não circulante		282.681	(282.681)		355.437	(355.437)	1.802	485.524	(483.722)
	<u>48.807</u>	<u>496.055</u>	<u>(447.248)</u>	<u>97.543</u>	<u>672.647</u>	<u>(575.104)</u>	<u>56.805</u>	<u>705.450</u>	<u>(648.645)</u>

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

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Os empréstimos e financiamentos estão representados por recursos captados para utilização no incremento das operações da Companhia, principalmente nos projetos de conversão de rede e de obtenção de novos clientes. A Companhia encerrou o ano de 2011 com um custo médio de captação de 103,8 % do CDI (110,6% - 31 de dezembro de 2010).

A composição dos empréstimos e financiamentos pode ser assim demonstrada:

		31 de dezembro de 2011		31 de dezembro de 2010		31 de dezembro de 2009	
		Curto prazo	Longo prazo	Curto prazo	Longo prazo	Curto prazo	Longo prazo
Fn (*)	Lc (*)						
(a) Em moeda nacional							
Banco Itaú BBA S.A.	100%			13.106			11.571
BNP Paribas Brasil S.A.	100%					9.901	
União de Bancos Brasileiros S.A. - Unibanco	100%	18.712	16.667	54.094	33.333	19.715	80.562
Banco Eradesco S.A.	100%			16.447			14.876
Banco Safra S.A.	100%			47.527		30.373	24.667
Banco Alfa de Investimento S.A.	100%	21.286		29.760	20.800	23.349	49.600
Banco HSBC S.A.	100%	1.234	50.000	1.204	50.000	8.372	
Banco de Tokyo-Mitsubishi UFJ Brasil S.A.	100%	31.505		31.451		1.173	30.000
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	100%	44.394	166.411	42.757	151.290	45.113	193.377
Banco Santander S.A.	100%	43.101		40.195		160	40.000
Outros	100%	47.406	49.603	29.647	94.800	68.112	25.000
		<u>207.638</u>	<u>282.681</u>	<u>306.188</u>	<u>350.223</u>	<u>206.268</u>	<u>469.653</u>
(b) Em moeda estrangeira							
European Investment Bank - BEI	100%		5.736	10.489	5.214	10.903	16.178
Banco ABN AMRO Real S.A.	100%						
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	100%			533		1.559	554
		<u>5.736</u>		<u>11.022</u>	<u>5.214</u>	<u>12.462</u>	<u>16.732</u>
Total empréstimos e financiamentos (**)		<u>213.374</u>	<u>282.681</u>	<u>317.210</u>	<u>355.437</u>	<u>218.730</u>	<u>486.385</u>

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

(*) Fn - Financiamento, Lc - Linha de Crédito.

(**) Valores demonstrados sem efeito do valor justo das operações dos instrumentos financeiros.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Entre os financiamentos destacamos as operações de longo prazo realizadas com os bancos BNDES e BEI:

Recursos do BNDES:

- i. para os projetos de ampliação da rede de gás.
- ii. para os projetos de ampliação, substituição e conversão da rede de gás.
- iii. para os projetos de expansão e saturação, substituição e conversão da rede de gás.

Recursos do Banco Europeu de Investimentos (BEI):

Conforme descrito detalhadamente na letra (d) “fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas” acima.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Vide ordem apontada no item (f.i) acima.

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

Não há limitações para o nível de endividamento da companhia, para distribuição de dividendos, para alienação de ativos, emissão de valores mobiliários ou alienação do controle societário, seja em estatuto ou em acordos de acionistas.

Contudo há as seguintes regras:

- A assunção de obrigações que envolvam valores acima de R\$ 5 Milhões depende de autorização do Conselho de Administração (valores abaixo desse limite dependem da representação da Companhia por dois Diretores);
- Os dividendos devem ser fixados em no mínimo 25% do lucro líquido do exercício (após dedução do IR e prejuízos acumulados), sem limitação de valor máximo;
- A alienação de bens do ativo permanente depende de aprovação do Conselho de Administração;
- A emissão de valores mobiliários depende de aprovação da Assembléia de Acionistas, que pode delegar tal competência ao Conselho (sobretudo a emissão de debêntures);
- A alienação do controle societário depende da autorização do poder concedente.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia contratou junto ao BNDES financiamento de R\$ 252 milhões para realização de parte dos investimentos do triênio de 2007 a 2009, cujo último desembolso teve data prevista em janeiro de 2011, no valor de R\$ 16 milhões.

Desta forma, dando prosseguimento a sua política de financiamento de parte de seus investimentos com linhas de crédito de longo prazo do BNDES, em dezembro de 2010, a empresa contratou novo financiamento no montante total de R\$ 239 milhões para realização dos investimentos do triênio de 2010 a 2012, com previsão de desembolsos até o ano de 2013.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Receita Líquida: Em 2011, as receitas líquidas da Companhia corresponderam a R\$ 2.304.053 mil, o que representou um aumento de 1,79%, com relação a 2010, mantendo-se praticamente em linha em comparação com o ano anterior, quando somaram R\$ 2.263.645 mil. Desta forma, e como apontam os demais índices do sumário financeiro, a Companhia manteve-se em ritmo de crescimento, embora um pouco mais tímido do que nos anos anteriores.

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

Lucro Bruto: O lucro bruto em 2011 foi de R\$ 780.371 mil, superando em 15,67% o resultado obtido no ano anterior, o que representa uma margem bruta de 33,87%. Essa margem é superior em 03 pontos percentuais a apresentada em 2010.

Resultado Financeiro: A política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN), no início de 2011, foi de elevação da taxa básica de juros (Selic). A partir do agravamento da crise européia, o Banco Central alterou a política monetária, passando a reduzir a taxa Selic em seguidos cortes, passando a taxa de 12,50% para 11,00%, em dezembro de 2011.

Apesar do impacto referente à subida da Selic frente ao ano de 2010, a Companhia apresentou em 2011 um menor custo financeiro, em função principalmente da redução do endividamento, o que gerou menor gasto financeiro com dívida. O resultado financeiro apresentou, em 2011, o valor negativo de R\$ 67.586 mil, frente ao valor negativo de R\$ 82.260 em 2010.

O endividamento financeiro da empresa, que era de 49,2% em 2010, caiu para 38,3% em 2011.

Lucro Operacional: O lucro operacional do período foi de R\$ 429.225 mil, resultado maior, portanto, do que o obtido em 2010, que foi de R\$ 400.652 mil, e representa incremento de 7,13%.

Lucro Líquido: O lucro líquido do exercício fechou em R\$ 251.667 mil, verificando-se um aumento de R\$ 21.624 mil, ou seja, 9,40% superior ao exercício anterior.

	2011	2010	Variação 2011/2010(%)	Variação 2011/2010(R\$)	2009	Variação 2010/2009(%)
Conta de Resultados (R\$ mil)						
Receita líquida das vendas e serviços	2.304.053	2.263.645	1,79	40.408	1.737.885	30,25
Lucro bruto	780.371	674.634	15,67	105.737	607.234	11,10
Lajida (Ebitda)	539.469	508.160	6,16	31.309	401.503	26,56
Lucro operacional	429.225	400.652	7,13	28.573	296.251	35,24
Lucro líquido do exercício	251.667	230.043	9,40	21.624	155.323	48,11

Lajida (Ebitda): O Lajida (lucro antes dos juros, impostos, depreciações e amortizações) de R\$ 539.469 mil do ano supera em 6,16% o obtido em 2010. É resultado da redução de custos operativos, aumento da margem do gás, e demonstra o comportamento favorável que apresentam os negócios da Companhia, o qual se reflete na manutenção do crescimento médio anual do Lajida em torno dos 10,92% nos últimos 06 seis anos.

	2011	2010	Variação 2011/2010(%)	Variação 2011/2010(R\$)	2009	Variação 2010/2009(%)
Lajida (R\$ mil)	539.469	508.160	6,16	31.309	401.503	26,56
Lucro antes do resultado financeiro	429.225	400.652	7,13	28.573	296.251	35,24
Depreciação e amortização	98.556	100.422	-1,86	-1.866	97.562	2,93
Perdas e Recuperação de Créditos	11.688	7.086	64,94	4.602	7.690	-7,35

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****10. Comentários dos diretores****10.2 Resultados das operações do emissor, em especial:****i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita:**

As receitas da companhia são compostas, sobretudo, pela margem das vendas de gás, cujo custo de aquisição para distribuição é fixado por meio de contrato de longo prazo de suprimento de gás firmado com a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobrás.

Em 2011, a CEG celebrou com a Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS novo aditivo ao contrato de fornecimento de gás firmado em 2008, visando: (i) prorrogar a vigência do contrato de 2014 para 2016; (ii) reduzir as quantidades diárias contratuais de volumes (QDCs) para o período de prorrogação e (iii) extinguir a modalidade de contratação firme-flexível. Essa prorrogação permitirá que a demanda de vendas de gás projetada para os próximos anos sejam plenamente atendidas. Além disso, a Companhia melhorou a relação entre suas vendas e o compromisso de Take or Pay, adequando o CONTRATO ao seu atual nível de vendas, bem como o previsto para os próximos anos, em contrapartida a PETROBRAS estendeu por mais dois anos a vigência do Contrato de Fornecimento de Gás Natural com Take or Pay de 80%. Embora os valores pagos a título de Take or Pay possam ser compensados durante todo o prazo do contrato, contra retiradas futuras superiores ao compromisso mínimo de retirada do respectivo ano em que se estiver realizando a compensação, não houve pagamento de TOP no ano de 2011.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais:

Conforme contrato de concessão do serviço de distribuição de gás natural canalizado na região metropolitana do Estado do Rio de Janeiro (área de concessão da CEG), as tarifas cobradas sofrem revisões quinquenais, por meio de procedimentos junto à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENRSA.

Em 2009, com a conclusão do procedimento de revisão tarifária para o quinquênio 2008-2012, os resultados operacionais da companhia foram impactados em 11,32%. Além disso, o lucro líquido também foi positivamente afetado pela aplicação do IGPM, fixado em 11,88%.

Em 2010 os resultados operacionais foram positivamente impactados em razão do maior despacho das termelétricas, que não estava previsto em orçamento, gerando um incremento de 164% no volume de gás fornecido a este seguimento, em comparação com 2009, o que representa um aumento de 67% (cerca de 17,7 milhões de reais). O volume de vendas para o seguimento industrial também apresentou aumento, com destaque para as indústrias que puderam se beneficiar dos leilões de gás natural de curto prazo, realizados pela Petrobrás, e que lhes garantiu a aquisição do insumo com tarifa reduzida (reflexo da redução do custo do gás negociado nos leilões), somando-se a isso a recuperação econômica no pós-crise econômica mundial. Além disso, em razão de um esforço comercial realizado ao longo do ano por meio de campanhas de incentivo ao consumo do gás natural canalizado, observou-se um importante incremento no número de clientes.

Em 2011, exatamente ao contrário do que ocorreu em 2010, os resultados operacionais foram negativamente impactados pelo menor despacho das termelétricas em razão dos altos níveis dos reservatórios de água, reduzindo a necessidade de acionamento das térmicas. Desta forma, o volume de vendas para o segmento de geração elétrica sofreu queda de 52% com relação a 2010. As vendas para o segmento industrial se mantiveram praticamente em linha com o ano anterior (-0,2%), apesar da crise econômica européia que afetou a economia global. Os segmentos comercial e residencial apresentaram crescimento com relação ao volume de vendas (7,8% e 4,2% respectivamente) contribuindo para manter positivo o resultado das vendas convencionais, que ficaram em linha com as vendas em 2010 (acréscimo de apenas 0,3%). O ano de 2011 foi sobretudo um ano de investimentos com acréscimo de 47% se comparado ao ano anterior, principalmente em razão da decisão de antecipar investimentos para o programa de renovação de redes de gás canalizado sobretudo nos bairros de Copacabana e Centro da Cidade que concentraram cerca de 50% do total dos investimentos e, ainda, com a expansão e instalação de redes.

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

Toda a variação ocorrida é informada no item seguinte, destacando-se que não houve introdução de novos produtos e serviços pela companhia.

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

Em 1º de janeiro de 2008, as tarifas foram atualizadas pela variação do índice de inflação de 6,23% ocorrida no período de 1º de dezembro de 2006 a 30 de novembro de 2007, sendo o aumento do custo de aquisição do gás natural de 10,35%. Em 03 de abril, 1º de junho, 1º de julho, 1º de agosto, e 1º de novembro de 2008, ocorreram aumentos do custo de aquisição do gás natural, impactando as tarifas nos referidos meses em 5,53%, 8,67%, 19,25%, 6,76% e 6,22%, respectivamente.

Em 1º de janeiro de 2009, com o objetivo de cobrir o impacto da inflação de 11,88% ocorrido no período de 1º de dezembro de 2007 a 30 de novembro de 2008 as tarifas foram reajustadas. Em fevereiro, maio, e novembro de 2009 ocorreram reduções do custo médio de aquisição do gás natural, diminuindo as tarifas nos referidos meses em 11,08%, 7,86% e 1,29%, respectivamente. Adicionalmente, nos meses de junho e agosto de 2009 ocorreram aumentos de: 11,32% relativo à revisão tarifária, e 2,22% pelo aumento do custo de aquisição do gás natural de produção nacional.

Em janeiro de 2010, as tarifas foram atualizadas pela variação do índice de inflação de 1,59% ocorrida no período de 1º de dezembro de 2008 a 30 de novembro de 2009, além da aplicação do percentual de 2,00% sobre as margens vigentes em 31 de dezembro de 2009, visando à compensação tarifária autorizada no §1º do Art. 2º da Deliberação AGENERSA nº 427, de 27/08/09. Em fevereiro, maio, agosto e novembro de 2010, ocorreram aumentos do custo de aquisição do gás natural, impactando as tarifas nos referidos meses em 3,16%, 9,81%, 3,01% e 2,77% respectivamente.

Em janeiro de 2011, as tarifas foram atualizadas pela variação do índice de inflação de 10,27% ocorrida no período de 1º de dezembro de 2009 a 30 de novembro de 2010, além da aplicação do percentual de 3,79% sobre as margens praticadas em 31 de dezembro de 2010, visando à compensação tarifária autorizada no §1º do Art. 2º da Deliberação AGENERSA nº 427, de 27/08/09. Em fevereiro, ocorreu aumento do custo de aquisição do gás natural, resultante do custo de gás de longo prazo, impactando sobre as tarifas em 4,63%.

Em 2007 verificou-se a diminuição da dívida financeira (resultante de menores gastos com juros) e da reestruturação do passivo financeiro da Companhia (resultante da substituição de obrigações de longo prazo a custos mais baixos), o resultado financeiro representou impacto positivo. Em 2008 e 2009, com a implementação da política monetária do Banco Central do Brasil (BACEN), por meio da qual foi reduzida a taxa básica de juros (Selic), a companhia sofreu um impacto negativo.

A política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) em 2009 sofreu reversão ao final de 2010 com tendência de elevação da taxa básica de juros (Selic) visando conter a alta da inflação. Apesar do impacto referente à subida da Selic, a Companhia apresentou em 2010 um menor custo financeiro, frente ao ano de 2009. Este impacto, somado à redução do endividamento, gerou menor gasto financeiro com dívida, frente ao exercício anterior. O resultado financeiro apresentou em 2010 o valor negativo de R\$ 82.260 mil, frente ao valor negativo de R\$ 74.637 em 2009. Apesar do menor custo financeiro citado anteriormente, a Companhia apresentou um maior gasto com atualização monetária de processos em tramitação nas vias judiciais e variação monetária positiva ocorrida em 2009, o que não se repetiu no ano de 2010.

No início de 2011 a política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) também foi de elevação da taxa básica de juros (Selic), contudo, a partir do agravamento da crise européia, o Banco Central alterou a política monetária, passando a reduzi-la em seguidos cortes, passando de 12,50% para 11,00%, em dezembro de 2011. Apesar do impacto referente à subida da Selic frente ao ano de 2010, a Companhia apresentou em 2011 um menor custo financeiro, em função principalmente da redução do endividamento, o que gerou menor gasto financeiro com dívida. O resultado financeiro apresentou, em 2011, o valor negativo de R\$ 67.586 mil, frente ao valor negativo de R\$ 82.260 em 2010. O endividamento financeiro da empresa, que era de 49,2% em 2010, caiu para 38,3% em 2011.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****10. Comentários dos diretores**

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

Em 2004 e 2005, a Companhia assinou dois termos aditivos ao Contrato de Concessão de Prestação de Serviços de Distribuição de gás natural canalizado na região metropolitana do Rio de Janeiro. Assim, a Companhia assumiu o compromisso de estender o fornecimento de gás canalizado aos municípios de Guapimirim, Mangaratiba e Maricá. O município de Guapimirim já se encontrava atendido por rede de gás canalizado ao final de 2009.

Em 2009, no curso do processo administrativo no qual foi analisada a revisão quinquenal das tarifas (2008-2012), a Companhia apresentou à agência reguladora um Plano de Investimentos, e obteve a aprovação da revisão dos compromissos assumidos relativamente aos municípios de Mangaratiba e Maricá. Desta forma, foram ajustados novos compromissos por meio dos quais a companhia comprometeu-se a fornecer Gás Natural Comprimido – GNC a estes municípios, representando a introdução do seguimento operacional de fornecimento de GNC.

Em 2010 a Companhia cumpriu o compromisso assumido em relação ao município de Maricá dando início ao abastecimento com GNC (gás natural comprimido).

Em 2011 não houve introdução ou alienação de segmento operacional pela Companhia.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não houve alterações relevantes na composição acionária da companhia no exercício encerrado ou nos últimos três exercícios, sendo mantida a mesma configuração societária.

c. eventos ou operações não usuais**Em 2007:**

Conclusão, no dia 19 de julho de 2007, do Projeto de Conversão para gás natural, tendo sido convertidos 482.189 clientes desde 1998, com a desativação de estações de gás manufaturado. Embora a Companhia tenha realizado um plano de aproveitamento para os funcionários da fábrica de gás ligados ao projeto de conversão e à produção do gás manufaturado, pôde observar que o saldo das provisões para processos trabalhistas evoluiu de R\$ 19.667 de dezembro de 2006 para R\$ 26.120 em 31 de dezembro de 2007 (crescimento de 32,81%), em consequência do número de demandas trabalhistas por parte de ex-empregados de empresas terceirizadas, principalmente das áreas comercial e de conversão do gás manufaturado para gás natural, que tiveram seus contratos encerrados entre o final de 2006 e julho de 2007.

Em 2008:

Assinatura do novo contrato de suprimento com a Petrobrás que garantiu os volumes negociados durante o ano e que permitirá o atendimento de suas demandas até o ano de 2012 (prorrogado até 2014), o que representou uma média de 6,6 milhões de metros cúbicos/dia. O acordo estabeleceu uma nova política de preços do gás natural e introduz elementos de flexibilidade ao sistema de distribuição, em situações de emergência.

Em 2009:

Regularização de impostos atrasados do terreno da fábrica em 3,8 MR\$, eliminando um risco de cerca de 14,0 MR\$, em caso de uma eventual execução de cobrança judicial.

Venda do terreno onde se localizava a filial de Botafogo, pelo valor de 10,5 MR\$, cujo sinal de 10% do valor foi depositado na conta da CEG. O registro contábil da operação será realizado em 2010, devido ação judicial que questiona a venda do terreno (ainda sem decisão definitiva).

Medidas adotadas no plano de melhorias e eficiência que possibilitaram uma redução de cerca de 13,3% do OPEX, frente ao previsto no orçamento (181,0 MR\$ vs 208,7 MR\$).

Revisão quinquenal de tarifas pelo quinquênio 2008-2012, aprovada em junho/2009, implicando num aumento de margem de 11,32%, com impacto no resultado de 40,0 MR\$ de julho a dezembro de 2009 e aprovação em Agosto/2009 da retroatividade da RTI, referente ao período de 01/2008 à 06/2009, com impacto no resultado de 2009 em mais 100,7 MR\$, gerando um impacto total no resultado total de 2009 de 140,7 MR\$.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs**Em 2010:**

Foi realizado o registro contábil da operação de venda do terreno onde se localizava a filial de Botafogo, após realização de acordo nos autos da ação judicial que questionou a venda do terreno no ano anterior.

Revisão quinquenal de tarifas pelo quinquênio 2008-2012. Em 2009, a Companhia, de acordo com o BR GAAP antigo, efetuou o registro contábil da retroatividade da revisão tarifária, reconhecendo seu direito de recebimento no ativo, assim como os impostos incidentes sobre a referida receita, repassados à tarifa conforme contrato de concessão. Como resultado da aplicação das novas práticas contábeis, o ativo regulatório foi revertido por não atender aos critérios para reconhecimento de ativo, uma vez que não há certeza de que os benefícios econômicos futuros dele provenientes fluirão para a entidade. No entanto, o referido ativo está sendo registrado na medida em que é realizado o faturamento adicional.

Foi realizado acordo em contenda judicial com a CEDAE. Em 2010, a Companhia realizou um acordo com a referida empresa, no processo judicial, no qual questionava pagamentos indevidos no período compreendido entre o ano 1980 a 1999, visto que, neste período, apenas 1/5 da água consumida pela CEG era coletada pela CEDAE, sem que nenhuma parcela fosse efetivamente tratada. Com a realização do citado acordo, a CEG recuperou os gastos que eram discutidos na referida ação judicial, no valor de R\$ 58 milhões. Assim sendo, a Companhia procedeu ao reconhecimento contábil do acordo, registrando a recuperação dos gastos em "Outras Receitas Operacionais", tendo em, 31 de dezembro de 2010, contra partida no ativo no valor de R\$ 19.333 com expectativa de realização a curto prazo, e R\$ 33.833 com expectativa de realização a longo prazo. Esse recebível será pago em 33 parcelas mensais remanescentes, sendo que sobre o saldo devedor incide atualização anual pelo IGP-M.

Em 2011:

Em decorrência dos acidentes ocorridos nas caixas subterrâneas da Light, o Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro - MPERJ propôs uma Ação Civil Pública Coletiva nº 0101795-61.2011.8.19.0001, em face da Light e da CEG, visando prevenir a ocorrência de novos acidentes. Após a Light firmar um Termo de Compromisso com o MPERJ, a CEG, o MPERJ, a AGENERSA e o Município do Rio de Janeiro, visando encerrar a ação judicial, em 28 de julho de 2011, firmaram um acordo por meio de um Termo de Compromisso, que foi homologado pelo Juiz da 4ª. Vara Empresarial da Comarca do Rio de Janeiro, no dia 03 de agosto de 2011, extinguindo o processo em relação à CEG. No acordo a CEG assumiu o compromisso de: (i) antecipar os investimentos previstos para renovação de sua rede de distribuição de gás localizada no Centro e Copacabana, considerando o atual programa de investimentos para manutenção e renovação de redes subterrâneas; (ii) as obras deverão ser concluídas no período de 12 (doze) meses; e (iii) duplicar no ano de 2011, em relação a 2010, o número de inspeções previstas em seu Programa de Monitoramento da rede de distribuição localizada no Centro e Copacabana. O descumprimento do acordo ou a ocorrência de novo acidente em que haja lesão corporal ou fatal, ou dano ao patrimônio público ou privado, decorrente de acidente comprovadamente causado por escapamento de gás natural canalizado, será aplicada à CEG uma multa no valor de R\$ 100 mil. Previamente à aplicação da multa, a CEG poderá se manifestar sobre a causa do evento, nos autos da ação judicial, ficando isenta do pagamento se comprovar que o gás canalizado de sua rede de distribuição não contribuiu ou foi causador do acidente. Desta forma, o pagamento da multa somente será devido após análise do Juiz acerca da responsabilidade da CEG, respeitado o devido processo legal e a ampla defesa.

Em março de 2012, foi assinado um Aditivo ao Termo de Compromisso estabelecendo procedimentos para a recomposição, recapeamento e restauração do pavimento asfáltico em vias públicas que forem objeto de obras realizadas pela Companhia, visando garantir as condições originais do pavimento, principalmente, nos logradouros já abrangidos pelo projeto "Asfalto Liso". O descumprimento da obrigação resulta em aplicação de multa à Companhia por parte do poder concedente.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****10. Comentários dos diretores****10.4 Os diretores devem comentar:****a. mudanças significativas nas práticas contábeis**

Em 28 de dezembro de 2007, foi promulgada a Lei nº 11.638, alterada pela Medida Provisória - MP nº 449, de 03 de dezembro de 2008, convertida na lei 11.941/09, que modificaram e introduziram novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações. Essas Leis tiveram como principal objetivo atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade que são emitidas pelo "*International Accounting Standard Board - IASB*". A aplicação da referida Lei e MP foi obrigatória para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2008.

As demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 são as primeiras demonstrações em conformidade com os CPCs. A Companhia aplicou os CPCs 37 e 43 na preparação destas demonstrações financeiras. A data de transição é 1 de janeiro de 2009. A Administração preparou os balanços patrimoniais de abertura segundo os CPCs nessa data.

As estimativas utilizadas na preparação destas demonstrações financeiras em 1º de janeiro de 2009 e em 31 de dezembro de 2009 são consistentes com as estimativas feitas nas mesmas datas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil anteriormente ("BR GAAP antigo"). As outras exceções obrigatórias não se aplicaram, pois não houve diferenças significativas com relação ao BR GAAP antigo nessas áreas: (i) Reversão de ativos e passivos financeiros e, (ii) Participação de não controladores.

Não há novos pronunciamentos ou interpretações de CPCs vigindo a partir de 2011 que poderiam ter impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Abaixo seguem explicações sobre os ajustes relevantes nos balanços patrimoniais e na demonstração do resultado

Instrumentos financeiros: Os saldos a receber e a pagar de contratos de instrumentos financeiros derivativos passaram a ser apresentados em linhas separadas no balanço considerando o prazo de vencimento dos contratos. Esses montantes foram calculados a valor justo nas respectivas datas-bases.

Imposto de renda e contribuição social: Os ajustes referem-se à compensação de ativos e passivos de imposto de renda e contribuição social que têm a mesma natureza (antecipação de impostos correntes).

Impostos diferidos: Conforme o CPC 32 os saldos de Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos classificados como circulante, passaram a ser classificados como não circulante.

Contrato de concessão: Até 31 de dezembro de 2009, nos termos do BR GAAP antigo a Companhia reconhecia os gastos com a infraestrutura da concessão como ativo imobilizado. Como resultado da adoção e da interpretação do ICPC01, em 1º de janeiro de 2010, a Companhia reclassificou para a rubrica "Intangível" o montante referente a esses bens vinculados à concessão que estão sujeitos à reversão no final do prazo da concessão, conforme previsto no Contrato de Concessão, divulgado na Nota 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia. Adicionalmente, os gastos de construção da rede de gás passaram a ser reconhecidos nas rubricas de receitas de vendas e custo dos serviços prestados.

Dividendos não aprovados: De acordo com o BR GAAP antigo, os juros sobre o capital próprio e os dividendos são reconhecidos no final do exercício, ainda que os dividendos não tenham sido oficialmente declarados, o que ocorrerá no exercício seguinte. De acordo com as políticas contábeis novas, os dividendos são somente reconhecidos quando se constitui a obrigação legal. Dessa forma, qualquer pagamento acima do dividendo mínimo obrigatório, somente é reconhecido quando declarado. O montante de R\$ 28.638 refere-se aos dividendos reconhecidos acima do dividendo mínimo obrigatório. Da mesma forma, o montante de R\$ 53.843 em 31 de dezembro de 2009 foi também ajustado para reconhecimento no ano seguinte.

Plano de pensão: A Companhia passou a adotar o método de reconhecimento imediato dos ganhos e perdas atuariais conforme disposições do CPC 33. No BR GAAP antigo, as perdas e os ganhos atuariais decorrentes de ajustes com base

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

na experiência e mudanças de premissas, que excediam 10% dos ativos ou passivos do plano eram reconhecidas no resultado no período esperado de serviço remanescente dos participantes do plano.

Ajuste a valor presente: Esse ajuste é relativo ao CPC 12, que já estava em vigor em 2009, mas, como o efeito não era material, a Companhia não o registrou naquele exercício. Refere-se a impostos indiretos parcelados (ICMS CIAP).

Reservas de lucros: Exceto pelos itens de reclassificação, os ajustes acima foram registrados contra lucros acumulados e posteriormente transferidos para reserva de expansão em 1º de janeiro de 2009. As seguintes conciliações apresentam a quantificação do efeito da transição para os CPCs -nas seguintes datas: (i) Patrimônio líquido na data de transição de 1º de janeiro de 2009; (ii) Patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2009; (iii) Lucro líquido para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

Ativo regulatório: Em 2009, a Companhia, de acordo com o BR GAAP antigo, efetuou o registro contábil da retroatividade da revisão tarifária, reconhecendo seu direito de recebimento no ativo, assim como os impostos incidentes sobre a referida receita, repassados à tarifa conforme contrato de concessão. Como resultado da aplicação das novas práticas contábeis, o ativo regulatório foi revertido por não atender aos critérios para reconhecimento de ativo, uma vez que não há certeza de que os benefícios econômicos futuros dele provenientes fluirão para a entidade. No entanto, o referido ativo está sendo registrado na medida em que é realizado o faturamento adicional.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Não houve ressalvas ou ênfases no parecer dos auditores independentes nos últimos três exercícios.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG

10. Comentários dos diretores

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 estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

Estimativas e premissas contábeis críticas

Com base em premissas, a Companhia faz estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício social, estão contempladas abaixo.

(a) Reconhecimento da receita de venda de gás: Para a mensuração da receita pela venda de gás são efetuadas estimativas, com base no consumo histórico e em projeções de consumo, para mensurar o gás entregue mas ainda não considerado pelas medições anteriores ao fechamento do período. Conforme apresentado na Nota Explicativa denominada Contas a receber de clientes das Demonstrações Financeiras, a receita estimada nessas condições em 31 de dezembro de 2011 foi de R\$ 79.257 (R\$ 115.203 em 31 de dezembro de 2010).

(b) Valor justo de derivativos e outros instrumentos financeiros: O valor justo de instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. A Companhia usa seu julgamento para escolher esses métodos e definir premissas que se baseiam principalmente nas condições de mercado existentes na data do balanço.

(c) Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais: Esses impostos diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para serem utilizados na compensação das diferenças temporárias e/ou prejuízos fiscais, com base em projeções de resultados futuros, elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

(d) Provisão para créditos de liquidação duvidosa: A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base no julgamento da Companhia sobre sua capacidade de cobrar todos os valores devidos considerando os prazos originais das contas a receber. Caso todas as contas a receber vencidas e não *impaired* fossem consideradas não recuperáveis, a Companhia sofreria uma perda em 31 de dezembro de 2011 de R\$ 24.468 (R\$ 56.156 em 31 de dezembro de 2010).

(e) Vida útil do ativo intangível: A vida útil dos ativos classificados no ativo intangível reflete o período em que se espera que os benefícios econômicos futuros serão consumidos pela Companhia. Anualmente a Companhia revisa a vida útil desses ativos.

(f) Provisão para contingência: A administração da Companhia, com base na opinião de seus consultores jurídicos, estabelece o valor da provisão para contingências, a qual reflete os montantes das prováveis saídas de recursos para liquidação das obrigações decorrentes de ações judiciais de natureza cíveis, trabalhistas e tributárias.

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

A Companhia determina a taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício. Essa é a taxa de juros que deveria ser usada para determinar o valor presente de futuras saídas de caixa estimadas, que devem ser necessárias para liquidar as obrigações de planos de pensão. Ao determinar a taxa de desconto apropriada, o Grupo considera as taxas de juros de títulos privados de alta qualidade, sendo estes mantidos na moeda em que os benefícios serão pagos e que têm prazos de vencimento próximos dos prazos das respectivas obrigações de planos de pensão. Outras premissas importantes para as obrigações de planos de pensão se baseiam, em parte, em condições atuais do mercado.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****10. Comentários dos diretores**

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 é responsável pelo planejamento, pela implantação e pela operação dos sistemas contábil e de controles internos. No cumprimento dessa responsabilidade, ela faz estimativas e toma decisões para determinar os custos e os correspondentes benefícios esperados com a implantação dos procedimentos de controle interno.

O objetivo do sistema de controle interno contábil é proporcionar à administração uma base para que esta possa assegurar-se de que os ativos estão salvaguardados contra perdas e de que as transações vêm sendo efetuadas mediante autorização, bem como registradas adequadamente para permitir a preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A companhia entende que o grau de eficiência é satisfatório tendo em vista os sistemas de controles internos e a existência de uma área específica responsável dentro da companhia.

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

Em conexão com o exame das Demonstrações Financeiras da companhia, conduzido de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, os auditores independentes procedem ao estudo e à avaliação dos sistemas contábil e de controles internos visando estabelecer a natureza, a oportunidade e a extensão necessárias para a aplicação dos procedimentos de auditoria, a fim de emitir a sua opinião sobre as referidas demonstrações financeiras. Embora não expressem uma opinião ou conclusão sobre os sistemas contábil e de controles internos da Companhia, apresentam recomendações para o aprimoramento desses sistemas resultantes das constatações feitas no decorrer de seus trabalhos de auditoria.

A administração da companhia, por meio de suas áreas de auditoria interna e de controles internos, observa as recomendações, no sentido de atender aos pontos com os quais concorde, eventualmente implementando ações que visem o atendimento, bem como, numa análise detalhada, justifica eventual entendimento divergente. As recomendações versaram sobre o aprimoramento dos procedimentos contábeis e controles internos relacionados; dos sistemas informatizados e dos procedimentos fiscais e controles internos relacionados.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****10. Comentários dos diretores**

10.7 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar: a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados; b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição; c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios:

Não foram feitas ofertas públicas ao mercado nos últimos 03 (três exercícios).

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****10. Comentários dos diretores**

10.8 Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando: a. os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como: (i) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos; (ii) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos; (iii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços; (iv) contratos de construção não terminada; (v) contratos de recebimentos futuros de financiamentos:

Não existem ativos e passivos detidos pela companhia que não sejam evidenciados em seu balanço patrimonial.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante**FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA
COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DO RIO DE JANEIRO - CEG****10. Comentários dos diretores**

10.9 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar: (a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor; b. natureza e o propósito da operação; c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação:

Não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia.