

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	2
5.3 - Descrição - Controles Internos	3
5.4 - Alterações significativas	4

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	5
10.2 - Resultado operacional e financeiro	11
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	13
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	15
10.5 - Políticas contábeis críticas	17
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	18
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	19
10.8 - Plano de Negócios	20
10.9 - Outros fatores com influência relevante	21

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 contração 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	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Contratos de "swaps" - curto prazo										
Posição ativa										
Moeda estrangeira		5.733		5.683						
Posição passiva										
Variação do CDI		5.391		5.380		343		40	(566)	

As operações com swap existentes em 31 de dezembro de 2011 foram liquidadas no exercício 2012.

(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 **2010**, passados os efeitos da crise econômica mundial, o Brasil tornou-se uma das economias com maiores perspectivas de crescimento. A produção da indústria colocou o setor como 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%). Vale destacar que em 2010 começou a produção do pré-sal. O volume diário de gás natural consumido foi de aproximadamente 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 vem atraindo cada vez mais o investidor estrangeiro. O Brasil foi classificado como a sexta maior economia do mundo. As três maiores agências mundiais de risco elevaram a nota do Brasil, que permanecia inalterada no nível máximo desde 1941. No terceiro trimestre deste ano, porém, o PIB brasileiro ficou estagnado, depois que o consumo das famílias e a indústria tiveram ligeira queda, fechando o ano com um crescimento de 2,7%.

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.

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 termoeletrônico, 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.

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.

Em **2012**, Devido à crise mundial, o desempenho econômico não conseguiu cumprir com as expectativas tanto do Governo quanto do setor privado. A atividade industrial foi reduzida em 2,7% o que teve um impacto direto na economia, que encerrou o ano com baixo crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), que ficou em 0,9%.

Mas graças à política de ajuste implantada, a inflação acumulada em 2012 comportou-se positivamente passando de 6,5%, em 2011, para 5,84%. Essa desaceleração da economia e menor inflação permitiram que o Banco Central reduzisse substancialmente a taxa de juros, chegando a 7,25% ao ano, ao final de 2012, fato que tornou-se um dos destaques econômicos do ano.

Merece também destaque a trajetória da taxa de câmbio no período, quando o governo conseguiu depreciar moderadamente a moeda local frente ao dólar. O Real iniciou o ano bastante valorizado, sendo apontado como um dos grandes responsáveis pela perda de competitividade da indústria nacional. Ao longo do ano, em especial a partir da segunda metade, esta tendência se reverteu, com um processo de depreciação da moeda local frente ao dólar, até alcançar o nível desejado pelo governo. Desde então, o Banco Central passou a realizar intervenções no mercado de forma a mantê-lo em torno dos R\$ 2,00, parecendo ser este o novo patamar buscado no curto prazo.

Outro indicador a se considerar na análise do cenário de 2012 é o setor de energia elétrica, que passou por mudanças importantes. O fato a se destacar foi a decisão do governo sobre as condições de prorrogação antecipada das concessões de geração e transmissão, que vencerão em 2015, com redução das tarifas elétricas.

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

O consumo de energia elétrica apresentou um crescimento moderado de 3,5% no período de janeiro a dezembro de 2012, situando-se em 448,3 TWh. Grande parcela da expansão verificada no período foi liderada pelos setores comercial e residencial que tiveram, respectivamente, elevações de 7,9% e 5% em relação ao igual período em 2011. Já o acumulado do consumo energético do setor industrial ficou estável, quando comparado a 2011, reflexo do baixo nível de atividade do setor.

O nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas (UHEs) em 2012 manteve-se bem abaixo do observado em 2011. Em decorrência das baixas vazões hidrológicas, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que determina o valor da comercialização da energia no mercado livre, alcançou altos níveis em 2012, passando dos R\$ 500/MWh, o maior patamar desde 2008, com o registro de R\$ 569,59/MWh.

Por outro lado, derivado da baixa demanda de energia por parte das concessionárias de distribuição, os leilões A-3 e A-5 foram constantemente remarcados. Assim, em 2012, foi apenas realizado o Leilão A-5 de 14 de dezembro, sendo contratados doze projetos de geração, sendo duas hidrelétricas e dez eólicas, somando capacidade instalada de 574,3 MW dos 14.181 MW habilitados. O preço médio final alcançou R\$ 91,25/MWh – um deságio médio de 18,53% em relação ao preço inicial.

Em 2012, o mercado de gás natural no Brasil foi impactado pela demanda destinada à produção termoeletrica, que apresentou crescimento significativo devido ao baixo nível dos reservatórios das hidroelétricas, sendo suprida, sobretudo, com importação via GNL.

De janeiro a novembro de 2012, o consumo médio brasileiro de gás natural atingiu 92,8 milhões de metros cúbicos por dia (m³/dia), registrando crescimento de 4% sobre o consumo do mesmo período do ano anterior. O volume médio comercializado pelas distribuidoras de gás natural e concessionárias existentes no país foi de 56,3 milhões de m³/d, volume 13,5% maior do que nos onze primeiros meses de 2011. Dos 36,3 milhões de m³/dia restantes, 17,4 milhões de m³/dia foram consumidos diretamente pelo produtor em refinarias, fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFENS) e termoeletricas e, o restante, consumido na produção, processamento e transporte de gás.

O preço médio do gás natural da Região Sudeste fechou, em dezembro de 2012, a US\$ 12,34 /MMBTU, valor superior ao mesmo período de 2011, que foi de US\$ 11,87/MMBTU, representando uma variação de 4,00%, com taxa média de crescimento de 0,33% ao mês. Já o preço médio do gás natural no mercado spot Henry Hub – preço que não inclui impostos, transporte, nem margem do distribuidor – fechou, em novembro de 2012, a US\$3,42/MMBTU, valor inferior à média de 2011 (US\$ 4,00 MMBTU).

A produção nacional média foi de 73 milhões de m³/dia até novembro de 2012. A oferta nacional média disponível ao mercado foi de 39,3 milhões de m³/dia, aumento de 16%, comparada com igual período do ano anterior, tendo o gás natural não associado sido determinante para suprir esse aumento. A oferta importada de gás natural atingiu os 34,4 milhões de m³/dia, havendo acréscimo de 25% em 2012, comparado com o mesmo período de 2011. Esse acréscimo deve-se ao elevado aumento da importação de GNL em 2012, crescimento de 498% comparado com os onze primeiros meses do ano anterior. Cabe ressaltar que no Brasil praticamente a metade da oferta de gás natural deriva da importação tanto de GNL quanto do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol).

Quanto à produção nacional média de petróleo, até outubro de 2012 foram registrados 2,15 milhões de barris por dia (b/d), uma queda de 1,0% em relação à produção média observada em 2011, de 2,17 milhões de b/d no mesmo período. Segundo dados da Petrobras, que representa cerca de 92% da produção média diária de petróleo no país, até outubro foi de 1,97 milhões de b/d, o que significa uma queda de 1,8% em relação ao período anterior.

A crise mundial, no entanto, não afetou em 2012 os preços internacionais do barril de petróleo, que se mantiveram historicamente em alta. O preço médio do petróleo tipo WTI no ano 2012 foi US\$ 94,1/barril, praticamente estável em relação ao verificado em 2011, de US\$ 94,9/barril. O Brent apresentou comportamento semelhante, sendo observado um preço médio de US\$ 111,6/barril, também em linha com o do ano anterior, de US\$ 111,2/barril. Desta forma, os preços médios do barril de petróleo estabilizaram-se nos níveis historicamente altos, que foram alcançados pelo energético no ano passado.

Apesar das dificuldades apresentadas em 2012 e a alta competitividade, o mercado de gás natural cresceu e a previsão para o próximo ano é de recuperação dos indicadores.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**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 2012, o capital social da Companhia estava representado por 51.927.546.473 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de propriedade dos seguintes acionistas:

Acionista	Participação no capital social (%)
Grupo Gas Natural	54,16
Gas Natural Internacional SDG S.A	35,26
Gas Natural SDG S.A	18,9
BNDES Participações S.A – BNDESPAR	34,56
Fundo em Investimento em ações Dinâmica Energia	8,78
Pluspetrol Energy Sociedad Anônima	2,26
Demais acionistas	0,23
Ações em tesouraria	0,0047
Total	100

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 2012 a companhia apresentou uma redução da dívida financeira bruta de cerca de R\$ 34 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. Essas linhas de crédito possuem um custo médio de captação de 129,0% ao ano e não tem garantias oferecidas.

Recursos do BNDES:

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

(ii) para os projetos de expansão e saturação, substituição e conversão da rede de gás. Esse financiamento possui vencimento final em 2016 e tem como garantia, fiança bancária com custo médio de 0,72% ao ano. O saldo é atualizado pela TJLP acrescido de juros 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 possuía prazo de carência de dois anos e vencimento final em 2012. Os encargos foram calculados pela variação do dólar acrescida da libor mais 0,15% ao ano e tem "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 foram prestadas por dois agentes garantidores ao custo de 0,45% ao ano, tiveram, como lastro, recebíveis da Companhia na proporção de 20% do saldo devedor. As referidas garantias foram dadas por prazo de quatro

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

anos e possuíam vencimento em março de 2012, data em que foi liquidada a referida operação bem como a respectiva garantia.

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.

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

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

	2012			2011			2010		
	Ativos	Passivos	Dívida líquida	Ativos	Passivos	Dívida líquida	Ativos	Passivos	Dívida líquida
Circulante	31.865	173.939	(142.074)	48.807	213.374	(164.567)	97.543	317.210	(219.667)
Não circulante		287.572	(287.572)		282.681	(282.681)		355.437	(355.437)
	<u>31.865</u>	<u>461.511</u>	<u>(429.646)</u>	<u>48.807</u>	<u>496.055</u>	<u>(447.248)</u>	<u>97.543</u>	<u>672.647</u>	<u>(575.104)</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 2012 com um custo médio de captação de 113 % do CDI (103,8% - 31 de dezembro de 2011).

A composição dos empréstimos e financiamentos pode ser assim demonstrada:

		2012		2011		2010	
		Curto prazo	Longo prazo	Curto prazo	Longo prazo	Curto prazo	Longo prazo
(a) Em moeda nacional							
Banco Itaú BBA S.A.						13.106	
União de Bancos Brasileiros S.A. - Unibanco	100%	17.310		18.712	16.667	54.094	33.333
Banco Bradesco S.A.	100%					16.447	
Banco Safra S.A.	100%					47.527	
Banco Alfa de Investimento S.A.	100%			21.286		29.760	20.800
Banco HSBC S.A.	100%	50.831		1.234	50.000	1.204	50.000
Banco de Tokyo-Mitsubishi UFJ Brasil S.A.	100%	1.029	30.000	31.505		31.451	
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	100%	53.405	170.253	44.394	166.411	42.757	151.290
Banco Santander S.A.	100%		42.067	43.101		40.195	
ING Bank	100%	51.364		47.406	49.603	29.647	94.800
Banco do Brasil S.A.	100%		45.252				
		<u>173.939</u>	<u>287.572</u>	<u>207.638</u>	<u>282.681</u>	<u>306.188</u>	<u>350.223</u>
(b) Em moeda estrangeira							
European Investment Bank - BEI	100%			5.736		10.489	5.214
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES	100%					533	
				5.736		11.022	5.214
Total empréstimos e financiamentos (**)		<u>173.939</u>	<u>287.572</u>	<u>213.374</u>	<u>282.681</u>	<u>317.210</u>	<u>355.437</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, substituição e conversão da rede de gás.
- ii. 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

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 2012, as receitas líquidas da Companhia foram de R\$ 2.735.833 mil, o que representou um aumento de 18,74%, com relação a 2011, quando somaram R\$2.304.053 mil. Desta forma, e como apontam os demais índices do sumário financeiro, a Companhia manteve-se em um bom ritmo de crescimento.

Lucro Bruto: O lucro bruto em 2012 chegou a R\$ 846.505 mil, superando em 8,47% o resultado obtido no ano anterior, o que representa uma margem bruta de 30,94%, margem essa um pouco inferior a apresentada em 2011 (33,87%).

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

Resultado Financeiro: A política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN), no início de 2012, foi de redução da taxa básica de juros (Selic). A partir do agravamento da crise europeia, o Banco Central alterou a política monetária, passando a reduzir a taxa Selic em seguidos cortes, passando a taxa de 11,00% para 7,25%, em dezembro de 2012.

Com esta política de redução da Selic implantada pelo BACEN, a Companhia teve em 2012 um menor custo financeiro, em função principalmente da redução do endividamento, o que gerou menor gasto financeiro com dívida. O resultado financeiro apresentou, em 2012, o valor negativo de R\$ 47.221 mil, frente ao valor negativo de R\$ 67.586 em 2011.

O endividamento financeiro da empresa, que era de 38,3% em 2011, caiu para 34,3% em 2012.

Lucro Operacional: O lucro operacional do período foi de R\$ 470.568 mil, resultado superior ao obtido em 2011, que foi de R\$ 429.225 mil, e representa incremento de 9,63%.

Lucro Líquido: O lucro líquido do exercício fechou em R\$ 290.377 mil, o que representa um aumento de R\$ 38.710 mil, ou seja, 15,38% superior ao exercício anterior.

Conta de Resultados (R\$ mil)	2012	2011	Variação 2012/2011 (%)	Variação 2012/2011 (R\$)	2010	Variação 2011/2010 (%)
Rec. líq. das vendas e serviços	2.735.833	2.304.053	18,74%	431.780	2.263.645	1,79
Lucro bruto	846.505	780.371	8,47%	66.134	674.634	15,67
Lajida (Ebitda)	572.514	527.781	8,48%	44.733	508.160	6,16
Lucro operacional	470.568	429.225	9,63%	41.343	400.652	7,13
Lucro líquido do exercício	290.377	251.667	15,38%	38.710	230.043	9,40

Lajida (Ebitda): A Comissão de Valores Mobiliários editou em 04/10/2012 a Instrução Normativa 527/2012 que dispõe sobre a divulgação voluntária de informações de natureza não contábil, denominadas Lajida (Ebitda) e LAJIR (EBIT). A Instrução determina os critérios para o cálculo do Lajida (Ebitda) com o objetivo de uniformizar a divulgação deste dado, melhorar a sua compreensão pelo mercado e, ao mesmo tempo, torná-la comparável entre as companhias abertas. Desta forma, os dados a seguir já estão adaptados à nova forma de cálculo determinada pela CVM, inclusive os valores relativos a 2011, possibilitando a correta comparação do dado entre os exercícios de 2011 e 2012.

O Lajida (lucro antes dos juros, impostos, depreciações e amortizações) de R\$572.514 mil do ano de 2012 supera em 8,48% o obtido em 2011. Este aumento 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 10,54% nos últimos 06 seis anos.

LAJIDA (R\$ mil)	2012	2011	Variação 2012/2011 (%)	Variação 2012/2011 (R\$)	2010	Variação 2011/2010 (%)
Lajida	572.514	527.781	8,48%	44.733	501.074	5,33%
Lucro líquido do exercício	290.377	251.667	15,38%	38.710	230.043	9,40%
Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	132.970	109.972	22,99%	22.998	88.349	24,47%
Resultado Financeiro	47.221	67.586	-20,36%	-20.365	82.260	-17,84%
Depreciação e amortização	101.946	98.556	3,44%	3.390	100.422	-1,86%

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 2010, a CEG celebrou com a Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS aditivo de prazo ao contrato de fornecimento de gás natural vigente pra o mercado convencional, prorrogando-o por mais dois anos, até 31/12/2014. Essa prorrogação permitirá que a demanda de vendas de gás projetada para os próximos anos sejam plenamente atendidas.

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 permitiu que a demanda de vendas de gás projetada para os próximos anos fossem 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.

Em 2012 foram assinados novos aditivos ao CONTRATO de fornecimento de gás com a Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS para CEG e CEG RIO S/A e em 01.12.12 para a Gas Natural São Paulo Sul S/A, todas empresas controladas pelo Grupo Gás Natural Fenosa, grupo controlador da CEG, estabelecendo-se novo acordo global de retirada de gás (compras de gás), que passou a contemplar as 3 concessionárias, o novo limite deixa de ser calculado individualmente, passando a considerar as três empresas do grupo, mantendo-se o percentual de 80% de retirada mínima, o que assegura maior flexibilidade no seu cumprimento. Não houve pagamento de penalidade (TOP) no ano de 2012 e não há previsão de pagamento para 2013. Além disso, o prazo de vigência do contrato de fornecimento de gás de longo prazo foi prorrogado até 2019.

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 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.

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

Em 2012, a Companhia obteve um crescimento das captações por ação comercial, frente ao real 2011 (8,4%), bem como um incremento líquido de clientes (+6,7%) contra o real 2011. No segmento de Geração Elétrica, a Companhia incrementou em 132,7% as vendas de gás, percentual comparado à realidade de 2011. As vendas para o segmento industrial apresentaram retração na ordem de 13%, tendo como principal causa a crise econômica que afetou a economia. Os segmentos comercial e residencial apresentaram crescimento com relação ao volume de vendas de 1,62%, frente ao volume de vendas realizado em 2011. Apesar das menores vendas do mercado convencional a margem convencional foi incrementada em +5,6% frente 2011.

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.

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 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.

Em 2012, 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 11,00% para 7,25%, em dezembro de 2012. Com esta política de redução da Selic implantada pelo BACEN, a Companhia teve em 2012 um menor custo financeiro, em função principalmente da redução do endividamento, o que gerou menor gasto financeiro com dívida. O resultado financeiro apresentou, em 2012, o valor negativo de R\$ 47.221 mil, frente ao valor negativo de R\$ 67.586 em 2011. O endividamento financeiro da empresa, que era de 38,3% em 2011, caiu para 34,3% em 2012.

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

Em 2011 e 2012 não houve introdução ou alienação de segmento operacional pela Companhia.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não houve efeito relevante na composição acionária da companhia em 2012 e nem nos últimos três exercícios.

c. eventos ou operações não usuais**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 escape 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.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs**Em 2012:**

No ano de 2012 a Companhia cumpriu integralmente o Termo de Compromisso celebrado com o Ministério Público, a AGENERSA e o Município do Rio de Janeiro, renovando a rede de distribuição de gás natural dos seguintes bairros: (i) Copacabana (28Km); e (ii) Centro (31Km). Tal compromisso gerou impacto no investimento da Companhia (+41,0%).

.

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 e 2012 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.

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

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 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. 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 é efetuada 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 8, a receita estimada nessas condições em 31 de dezembro de 2012 foi de R\$ 157.153 (R\$ 79.257 em 31 de dezembro de 2011).
- (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.
- (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 Companhia é parte envolvida em processos tributários, trabalhistas e cíveis que se encontram em instâncias diversas. As provisões para contingências, constituídas para fazer face a potenciais perdas decorrentes dos processos em curso, são estabelecidas e atualizadas com base na avaliação da administração, fundamentada na opinião de seus assessores legais e requerem elevado grau de julgamento sobre as matérias envolvidas.
- (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, a Companhia 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).

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

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

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

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

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.

a. os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

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

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

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

ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

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

iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

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

iv. contratos de construção não terminada

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

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

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

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não se aplica. Não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

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 se aplica. Não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

- 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**

Não se aplica. Não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

- b. natureza e o propósito da operação**

Não se aplica. Não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

- c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação**

Não se aplica. Não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.