

## 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	13
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	14

### 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	15
10.2 - Resultado operacional e financeiro	22
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	25
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	27
10.5 - Políticas contábeis críticas	28
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	29
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	30
10.8 - Plano de Negócios	31
10.9 - Outros fatores com influência relevante	33

**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. Gerenciamento de riscos e controles internos**

**5.1 em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar: a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamentos de riscos destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política; b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo: i. os riscos para os quais se busca a proteção; ii. Os instrumentos utilizados para proteção; iii. A estrutura organizacional de gerenciamento de riscos; c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada.**

A Companhia não possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos aprovada formalmente por um órgão da administração, relativa aos riscos identificados no item 4.1 deste Formulário de Referência. Isso porque, de acordo com o seu Estatuto Social no qual estão descritas as Competências exclusivas de cada órgão da Administração, entende-se que todos os riscos aos quais a Companhia esteja sujeita devem ser analisados individualmente e/ou pontualmente pelo Conselho de Administração.

Destaque-se que nas informações descritas no próprio item 4.1 deste Formulário de Referência, nos comentários acerca de cada um dos quesitos identificados são apontadas medidas de mitigação de eventuais riscos que possam ser identificados, que podem ser complementadas a seguir:

Do ponto de vista dos riscos relacionados ao emissor, no que diz respeito às **relações laborais**, ao final da conclusão do projeto de conversão do gás manufaturado para gás natural, em meados de 2007, observou-se um aumento no número de reclamações trabalhistas propostas por terceiros em face da Companhia. Tal fato decorreu do término de grandes contratos mantidos pela área Comercial e de Conversão com empresas que prestavam serviços exclusivamente para a CEG. Tais empresas encerraram suas atividades deixando um passivo Trabalhista. Desta forma, desde o segundo semestre de 2008, a Companhia adotou um conjunto de ações, que pode ser tida como uma política de gerenciamento de riscos adotada pela diretoria de recursos Humanos, com o objetivo de reduzir o passivo trabalhista. Essas ações têm representado uma redução do passivo trabalhista em cerca de 7% desde então. As ações que são adotadas de acordo com essa política são:

- a) Retenção de caução das empresas prestadoras de serviços;
- b) Realização de acordos na Justiça do Trabalho logo na primeira audiência;
- c) Contratação de empresa para realizar auditoria nas terceirizadas, a fim de verificar o cumprimento da legislação;
- d) Revisão dos critérios da avaliação e seleção de terceiros, buscando empresas maiores e que tenham maior amplitude nos serviços prestados.

Do ponto de vista dos **passivos judiciais cíveis**, a diretoria jurídica mantém políticas de redução dos passivos, buscando a realização de acordos. O objetivo é a redução do passivo para 10% das previsões de condenação, observando-se a realização de acordos em média em 50% dos casos nas ações judiciais distribuídas em Juizados Especiais e de 26% das ações em varas cíveis (justiça comum), nos últimos anos.

Do ponto de vista da **regulamentação do setor** e submissão às normas regulatórias, a Companhia mantém setores especificamente voltados para análise e cumprimentos das normas e ao atendimento à fiscalização (regulatórios e ambientais), visando o cumprimento de todas as obrigações e compromissos assumidos no Contrato de Concessão.

Do ponto de vista dos **segmentos de mercados**, a Companhia busca diversificar o atendimento aos diversos setores (residencial, industrial, comercial, gás natural veicular e termelétrico), evitando a concentração num determinado segmento, inclusive por meio de investimentos na expansão de redes de distribuição (tubulações).

**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. Gerenciamento de riscos e controles internos**

**5.2 em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2, informar: a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamentos de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política; b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo: i. os riscos de mercado para os quais se busca a proteção; ii. A estratégia de proteção patrimonial (hedge); iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge); iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos; v. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos; vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado.**

A Companhia não possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado aprovada formalmente por um órgão da administração, relativa aos riscos identificados no item 4.2 deste Formulário de Referência. Isso porque, de acordo com o seu Estatuto Social no qual estão descritas as Competências exclusivas de cada órgão da Administração, entende-se que todos os riscos aos quais a Companhia esteja sujeita devem ser analisados individualmente e/ou pontualmente pelo Conselho de Administração, assim, todas as operações financeiras contratadas pela Companhia devem ser previamente e individualmente aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia de acordo com as regras previstas no Estatuto Social.

Assim, a Companhia adota e mantém uma gestão de risco financeiro que é entendida como uma orientação à Diretoria, a qual adota um programa de gestão de riscos, que se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia.

Conforme descrito no item 4.2 deste Formulário de Referência, as atividades da Companhia a expõem a riscos financeiros, quais sejam: (a) 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); (b) risco de crédito e (c) risco de liquidez.

Assim, a gestão de risco é realizada pela área de Tesouraria, segundo as orientações adotadas pelo Conselho de Administração. Portanto, 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, quando for o caso.

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 possa estar atrelado ao dólar estadunidense, oscilações averiguadas na margem de contribuição estipulada são revisadas e aplicadas a cada revisão quinquenal tarifária efetuada.

Para gerenciamento de risco de variação cambial, a Companhia tem como estratégia a obrigatoriedade de que 100% dos empréstimos e financiamentos (que vierem a ser feitos) 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. Atualmente a Companhia não possui nenhum empréstimo ou financiamento contratado em moeda estrangeira.

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. Nos últimos três exercícios não foi contratado nenhum derivativo com a finalidade de proteção à exposição dessas taxas de juros e risco cambial.

Em razão deste monitoramento, a Companhia divulgou em suas Demonstrações Financeiras anuais uma análise de sensibilidade à variação das taxas do CDI e TJLP, apontada também no item 4.2 deste Formulário de Referência.

**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. Gerenciamento de riscos e controles internos****5.3 Em relação aos controles adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:**

- a. as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as 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. as estruturas organizacionais envolvidas**

A Companhia possui uma área responsável pelo desenvolvimento e aplicação das condutas relacionadas aos controles internos, a qual se reporta à Diretoria Econômico Financeira e de Relações com Investidores e é responsável pelo relacionamento com o auditor independente, para o acompanhamento das recomendações e para o aprimoramento dos controles internos.

- c. se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento**

A eficiência dos controles internos é acompanhada pela Diretoria Econômico Financeira e de Relações com Investidores que realiza reuniões periódicas com as diversas áreas envolvidas na Companhia.

O Conselho Fiscal da companhia também acompanha o desenvolvimento das recomendações e para o aprimoramento dos controles internos da Companhia em suas reuniões e cobra efetividade na implementação de medidas capazes de atenderem as recomendações apontadas pelo auditor externo.

- d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente;**

- e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas**

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 (riscos gerais).

No Relatório de Recomendações para o aprimoramento dos controles internos, elaborado em conexão com o exame das demonstrações financeiras referente ao exercício findo em 31.12.2015, não foram apontadas Deficiências Significativas (DS), mas apenas Outras Deficiências (OD), aquelas que não são deficiências significativas, mas que merecem a atenção da administração, das quais destacam-se aquelas que possuem maior relevância:

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

Classificação		Sequencial	Observação	Possível impacto	Recomendação	Benefício da recomendação	Comentário e plano de ação da administração
2015	2014						
OD	N/A	1-Contábil	Verificamos que há depósitos judiciais que deveriam ser reclassificados para a conta de despesa, pois já foram encerrados e/ou arquivados, indicando uma ausência de controle tempestivo.	Contabilização indevida de depósitos judiciais que não existem mais.	Recomendamos a implementação de um controle tempestivo para o monitoramento dos depósitos judiciais mantidos pela Companhia e os adequados reflexos contábeis.	Exatidão dos saldos contábeis e monitoramento periódico do andamento dos depósitos judiciais.	<b>CSC</b> Comunicamos em comitê de direção realizado em Mar/16 e as áreas estão criando controles mais eficientes para o ano de 2016
OD	N/A	2-Contábil	Verificamos que a Companhia não realizou a amortização do 3º aditivo do Contrato de Concessão de maneira tempestiva entre janeiro de 2015 e setembro de 2015. Ao efetuar a correção em outubro de 2015, foi calculada uma amortização baseada numa vida útil de 15 anos, quando o correto seria de 12 anos, que é o prazo remanescente do contrato.	Amortização incorreta do ativo intangível de concessão.	Recomendamos a implementação de um controle de revisão das taxas indicadas no sistema.	Exatidão dos saldos contábeis e revisão tempestiva das vidas úteis dos bens incluídos no sistema.	<b>CSC</b> Este tema foi regularizado ainda em 2015, a partir de 2016 não existe mais diferenças.
OD	N/A	3-Contábil	Rateio de gastos administrativos com partes relacionadas reconhecido como receita de vendas.	Apresentação indevida das demonstrações financeiras.	Recomendamos que os rateios de gastos administrativos sejam classificados como despesas operacionais.	Apresentação adequada das demonstrações financeiras.	<b>CSC</b> Contabilizamos em receita apenas os serviços de prestação de assessoria, suportado por contrato. Por favor enviar evidências.
OD	OD	4-Contábil	Constatamos que a CEG não provisiona na PDD as faturas em aberto a menos de 180 dias para clientes com faturas em atraso (acima de 180 dias).	A PDD está contabilizada com valor menor que o real. Desta forma, o contas a receber fica supervalorizado.	Ajuste PDD de faturas vencidas a menos de 180 dias:  Despesas Gerais e Administrativas: R\$ 8.959  Contas a Receber: R\$ (8.959)	Contabilização conforme a norma (CPC 01).	<b>CSC</b> Seguimos o critério do Grupo Gás Natural Fenosa. Numa análise dos créditos de liquidação duvidosa, os títulos vencidos representam o histórico de atraso. A mitigação de eventual risco decorre do corte de fornecimento de gás legalmente autorizado em determinados prazos legalmente previsto.
OD	N/A	5-Processos	Não identificamos um controle que garanta a totalidade dos contratos vigentes ou que possam ter tido algum impacto contábil ou financeiro no exercício 2014.	Contabilização ou divulgação incorreta de termos contratuais que não foram devidamente tratados pelas equipes pertinentes.	Implantar um controle que possibilite a captação dos principais dados dos contratos vigentes para avaliação do impacto contábil e que garanta a totalidade dos contratos vigentes.	Mitigar o risco de contabilização e divulgação incorreta de saldos contábeis.	<b>CSC</b> Pelo porte do Grupo se optou por fazer este controle na entrada do lançamento, onde para todo lançamento superior a 3.000 EUR se faz necessário apresentação de contrato e na análise das variações mensais durante os fechamentos mensais.

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

OD	N/A	6-Tributário	A Sociedade contabiliza as receitas financeiras em duas contas (#32001 e #3110115020). Em outubro de 2015, a movimentação da conta #3110115020 foi devedora, não constituindo uma receita, não devendo constar na base de cálculo de Pis e Cofins sobre receita financeira. Porém, a Sociedade utiliza essa conta, o que gera uma redução da base de cálculo devido à seu saldo devedor. Calculamos a contingência considerando multa de mora de 20% do valor devido. Contingência imaterial	Risco de questionamento pelas autoridades fiscais.	Adequar-se à legislação fiscal, tributando corretamente o valor referente à receita financeira.	Adequação à legislação.	<b>Setor Fiscal</b> Informamos que estaremos ajustando a base de cálculo de Pis e Cofins sobre a receita financeira e efetuando o pagamento da diferença conforme determina a legislação fiscal
OD	OD	8-Tributário	Identificamos que a Companhia possui uma política interna de distribuição de eventuais bônus aos seus empregados, inclusive diretores. A Sociedade não consegue segregar a parcela paga aos diretores e o restante pago aos demais funcionários.	Entendimento da RFB que as despesas com bonificação repassada a diretores não seria dedutível para fins de IRPJ e CSLL.	Recomendamos que seja efetuado a segregação dessa despesa entre diretores e demais funcionários.	Diminuição do risco de eventuais contingências fiscais.	<b>Setor Fiscal</b> “A CEG paga aos diretores estatutários o que chamamos de DPO referente ao cumprimento de metas. Trata-se de uma remuneração por uma contraprestação de objetivo alcançado. Para os demais funcionários efetuamos o pagamento de PLR (Participação nos Lucros da empresa).”
OD	OD	9-Tributário	De acordo com o informado pela CEG, parte dos créditos de PIS/Pasep e Cofins são primeiramente contabilizados como estimativa e, posteriormente, com a disponibilização da Nota Fiscal o valor estimado é revertido e registra-se na contabilidade o efetivo montante.	Esse procedimento é adotado no decorrer do exercício, inclusive em dezembro, afetando o exercício posterior.	Recomendamos que esse procedimento seja efetuado, se possível, somente de janeiro a novembro, efetuando em dezembro o registro do efetivo, com o objetivo de evitar que possíveis contabilizações do presente exercício sejam efetuadas no exercício posterior.	Evitam-se eventuais contabilizações extemporâneas.	<b>CSC</b> “Contabilizamos por estimativa, pois a Petrobras possui um regime especial que permite a emissão da nota fiscal em mês subsequente ao evento.”
OD	OD	10-TI	OM01 - Oportunidade de Melhoria - Não identificamos política de backup corporativa	A inexistência de uma Política de Backup permite que as ações tomadas pelos funcionários não estejam atendendo as necessidades da companhia. Além disso, a falta de testes nas fitas de backup acarreta no risco de perda de acesso aos dados, devido à possibilidade da mesma estar inacessível no momento de sua efetiva utilização.	Recomendamos a elaboração de uma política com todos os procedimentos relacionados aos processos de backup.	Redução do risco de indisponibilidade e perda dos dados, uma vez que os funcionários da Companhia possuam conhecimento dos procedimentos adequados e de suas responsabilidades relacionadas à realização de backups periódicos.	<b>Informática</b> “Está sendo elaborada e será divulgada ainda em 2016 a política de backup”
OD	OD	11-TI	OM02 - Oportunidade de Melhoria - Não identificamos um plano de continuidade de negócios e/ou um plano de	A ausência de um Plano de Continuidade de Negócios para a	Sugerimos que seja elaborado um Plano de Continuidade de Negócios que	Fornecer uma solução adequada nos casos de	<b>Informática</b> “Nenhuma ação será realizada pois, os sistemas serão

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

			recuperação de desastres para a área de TI.	<p>organização permite que não seja realizado adequadamente um planejamento quanto à recuperação de processos de negócios da organização por meio do desenvolvimento de uma estratégia com procedimentos devidamente estruturados, documentados e testados.</p> <p>Os desastres naturais, intenções dolosas e acidentes catastróficos ou de menor proporção podem interromper a disponibilidade de informações e causar um impacto negativo nos principais processos da empresa.</p>	<p>forneça uma solução adequada às necessidades da companhia e que contemple assuntos, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Envolvimento das áreas de tecnologia da informação e de negócio;</li> <li>• Identificação dos processos críticos;</li> <li>• Avaliação do nível do impacto no negócio;</li> <li>• Definição pelas áreas de negócio do tempo de recuperação dos processos críticos;</li> <li>• Conhecimento pela alta administração dos impactos financeiros, de imagem e operacionais;</li> <li>• Identificação pelas áreas de negócios dos recursos mínimos necessários para um ambiente de recuperação;</li> <li>• Relação de pessoas que devem ser notificadas e respectivos telefones;</li> <li>• Definição das responsabilidades de cada membro que participará do plano de continuidade;</li> <li>• Definição de quais sistemas (ou subsistemas) são prioritários;</li> <li>• Local alternativo para execução dos sistemas;</li> <li>• Definição de procedimentos manuais alternativos;</li> <li>• Existência de um plano formalizado;</li> <li>• Existência de um planejamento formal para a realização de testes periódicos.</li> </ul>	<p>situações adversas. Contempla assuntos fundamentais para a continuidade da Companhia, tais como:</p> <p>Identificação dos processos críticos, avaliação do nível do impacto no negócio, relação de pessoas que devem ser notificadas e respectivos telefones, definição das responsabilidades de cada membro que participará do plano de contingências, definição de quais sistemas (ou subsistemas) são prioritários etc., o que possibilita a retomada das operações em menor tempo</p>	<p>descontinuados até 2018. As áreas de negócio já foram informadas da ausência de um PCN e já adotaram processos manuais de contingência.</p> <p>Em janeiro 2015 foi implantado o sistema ZEUS EPS (fase 1) que já substitui parte dos sistemas escopo.</p> <p>Até final de 2018 será implantado o sistema ZEUS GPS (fase 2) que descontinuará os sistemas escopo”</p>
OD	OD	12-TI	OM03 - Oportunidade de Melhoria - Não identificamos atualização periódica das documentações técnicas no que se refere aos sistemas SGC, CI, Siebel 6.0, Siebel 7.8 e SAP 4.6.	Dependência da empresa quanto ao conhecimento dos analistas e operadores dos sistemas, podendo acarretar instabilidade nos sistemas no caso de um possível afastamento.	<p>Recomendamos a adequação deste procedimento, e sugerimos que tal documentação contenha documentos atualizados, quanto a assuntos tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Atualização de versões;</li> </ul>	Minimizar os riscos de má utilização dos sistemas, facilitar o entendimento das diversas funções e funcionalidades dos sistemas a todos os usuários.	<p><b>Informática</b></p> <p>“Os sistemas SGC, CI e Siebel serão descontinuados até 2018. Será estabelecido o processo de atualização periódica da documentação técnica para os demais sistemas.</p> <p>Em janeiro de 2015 foi</p>

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

					<ul style="list-style-type: none"> <li>• Especificações gerais;</li> <li>• Modificação das especificações;</li> <li>• Descrições e diagramas (fluxogramas, DFDs, DER, etc.) do sistema;</li> <li>• Dicionário de dados;</li> <li>• Descrição e diagrama dos programas;</li> <li>• Especificações dos dados de entrada, relatórios, arquivos e tabelas;</li> <li>• Listagens dos programas fonte; e</li> <li>• Instruções para os usuários.</li> </ul>		<p>implantado o sistema ZEUS EPS (fase 1) que já substitui parte dos sistemas escopo.</p> <p>Até final de 2018 será implantado o sistema ZEUS GPS (fase 2) que descontinuará os sistemas escopo."</p>
OD	OD	13-TI	PC01 - Não identificamos controle de alteração de acesso aos sistemas escopo e diretórios de rede. Caso algum usuário seja remanejado de área dentro da empresa, os acessos anteriores não são revogados, possibilitando assim, acesso indevido a informações críticas da empresa.	Permissão de acessar aplicações/módulos com suas credenciais ativas possibilitando alteração indevida das informações do sistema ou rede.	Recomendamos que seja criado um controle de alteração de acesso aos diretórios de rede.	Garantir inexistência de acessos indevidos.	<p><b>Informática</b></p> <p>" Para o desligamento de funcionários existe um processo de comunicação do RH para área de TI para fins desligamento, movimentação interna e admissão. Está em fase de transição o novo modelo de atenção ao usuário do grupo que deverá contemplar essa atividade.</p>
OD	OD	14-TI	PC02 - Não identificamos controle de revogação de acesso para os prestadores de serviço (terceiros).  Identificamos que a revogação de acesso dos prestadores de serviço somente ocorre pela data de expiração cadastrada no momento de criação do usuário na rede, assim, para os casos de saída do terceiro (demissão, afastamento e/ou similares) não existe qualquer revogação tempestiva, seja de rede ou dos sistemas avaliados no escopo.	Permissão de acessar aplicações/módulos com suas credenciais ativas possibilitando alteração indevida das informações do sistema.	Sugerimos que seja elaborado e adotado um procedimento formal para que na ocorrência de afastamento ou desligamento de funcionários, o departamento de Recursos Humanos comunique imediatamente ao departamento de informática para bloqueio de acessos aos recursos informatizados da Companhia.	Garantir inexistência de acessos indevidos.	<p><b>Informática</b></p> <p>"Atualmente o controle de acesso de terceiros à rede é feito pelo gestor de cada área, que deve solicitar a revogação do acesso. Além disso, o acesso é concedido pelo prazo do contrato de prestação de serviço, sendo revogado automaticamente ao final do prazo. Está em fase de transição o novo modelo de atenção ao usuário do grupo que deverá contemplar essa atividade."</p>
OD	OD	16-TI	PC04 - Não identificamos controles para a utilização de usuário genérico diretamente no banco de dados Oracle.  Identificamos que somente os DBA's possuem acesso de administrador ao banco de dados, entretanto estes utilizam os mesmos logins (SYS e SYSADM) para o sistema Siebel 6.0 e SAP 4.6, onde a diferença entre os 2 logins está no tipo de manutenção que ser realizada no banco.	A ausência da rastreabilidade das ações executadas por um único usuário tornar extremamente difícil a atribuição de responsabilidade no caso de ações indevidas sobre os dados dos sistemas SAP 4.6 e Siebel 6.	Recomendamos que os DBA's bem como os administradores de sistemas não compartilhem usuários, principalmente usuários genéricos.  Quando da necessidade de utilização do Super Usuário, este acesso deve ser controlado por meio de autorizações para utilização e o	Rastreabilidade e controle das alterações realizadas no banco de dados.	<p><b>Informática</b></p> <p>" O usuário SYS é utilizado somente pelo DBA e existe uma limitação do ORACLE onde não é possível se criar um novo usuário com as mesmas permissões do usuário SYS. Por este motivo não é possível deixar de usar este usuário genérico."</p>



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

					acesso concedido temporariamente com expiração de senha de acordo com o período solicitado. Deve também haver uma revisão para verificar se a ação requerida pelo Super Usuário foi a ação realizada.		
OD	OD	18-TI	<p>PC06 - Não identificamos controles para implementação das mudanças corretivas nos sistemas SGC e CI.</p> <p>A partir de nossas análises identificamos que os responsáveis pelas mudanças de programas corretivas nos sistemas SGC e CI não solicitam aos Business Partners que sejam realizados testes em ambiente de homologação antes de uma mudança ser transportada ao ambiente de produção.</p>	Alterações indevidas nos sistemas no ambiente de produção, possibilitando afetar a integridade e confiabilidade das informações.	<p>Sugerimos o desenvolvimento de uma metodologia formal aplicada que deve conter entre outros itens:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprovação formal de todos os envolvidos, a cada etapa, antes de iniciar uma nova etapa;</li> <li>• Utilização de rígidos padrões e procedimentos de testes, que envolvam a definição do escopo e a extensão dos testes, elaboração da massa de testes utilizando dados fictícios próprios para a cobertura de todas as possíveis situações que possam ocorrer dentro do sistema;</li> <li>• A participação do usuário com aprovação formal na definição do projeto, anteprojeto, cronograma, documentação padrão, teste do sistema e implantação;</li> <li>• Reuniões periódicas e formais para acompanhamento e priorização das mudanças/ desenvolvimentos de sistemas;</li> <li>• Ambientes de desenvolvimento, testes e homologação</li> <li>• Documentação das especificações técnicas e funcionais refletindo as modificações realizadas nos sistemas</li> <li>• Atualização dos manuais dos usuários</li> <li>• Procedimento formal de transferência dos</li> </ul>	<p>Entendemos que a falta de uma metodologia formal de desenvolvimento e manutenção de sistemas, torna a organização dependente do conhecimento dos analistas, programadores e fornecedores. Esta dependência poderá afetar a continuidade desses sistemas em caso do desligamento desses profissionais e empresas. A falta da metodologia compromete a manutenção dos sistemas, gerando custos adicionais e maior tempo de dedicação à tarefa.</p>	<p><b>Informática</b></p> <p>"Os sistemas SGC e CI serão descontinuados até 2018. Em janeiro de 2015 foi implantado o sistema ZEUS EPS (fase 1) que já substitui parte dos sistemas escopo. Até final de 2018 será implantado o sistema ZEUS GPS (fase 2) que descontinuará os sistemas escopo." Para os demais, essa política já é aplicada."</p>

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

					programas do ambiente de desenvolvimento para produção		
OD	OD	19-TI	<p>PC07 - Não identificamos controle de monitoramento de usuários administradores de sistemas no ambiente de produção para SAP4.6, SGC, CI, Siebel 6.0 e 7.8.</p> <p>Não identificamos qualquer tipo de controle de monitoramento das atividades realizadas pelos usuários do tipo administradores para os sistemas escopo no ambiente de produção.</p>	A ausência de monitoramento sobre as atividades de usuários administradores, cujo cargo por si só possui risco inerente de alterações indevidas coloca em risco a integridade das informações.	Sugerimos que seja implementado controle para avaliação e monitoramento das atividades utilizadas por usuários com perfil de administradores.	Garantir inexistência de acessos indevidos.	<b>Informática</b> “ Em avaliação a possibilidade de implementação de monitoramento.”
OD	OD	21-TI	<p>PC09 - Não identificamos controle de revogação de acesso dos usuários aos sistemas SAP4.6, SGC, CI, Siebel 6.0 e 7.8.</p> <p>Durante a avaliação do ambiente de tecnologia da informação da CEG, identificamos que não existem atividades de controle de revogação de acesso de usuários aos sistemas SAP4.6, SGC, CI, Siebel 6.0 e 7.8.</p>	Permissão de acessar aplicações/módulos com suas credenciais ativas possibilitando alteração indevida das informações do sistema.	Recomendamos que seja elaborado um procedimento formal para que os usuários que necessitem ter seus acessos de sistema revogados os mesmos sejam feitos tempestivamente.	Garantir inexistência de acessos indevidos	<b>Informática</b> “ Está em fase de transição o novo modelo de atenção ao usuário do grupo que deverá contemplar essa atividade.”
OD	OD	23-TI	<p>PC11 - Não identificamos aprovação para acesso dos usuários aos sistemas SAP4.6, SGC, CI, Siebel 6.0 e 7.8.</p> <p>Não identificamos aprovação da concessão de acesso para a totalidade dos 15 usuários selecionados em nossa amostra associados aos sistemas em questão.</p> <p>Adicionalmente, para 5 casos dos 15 em selecionados em nossa amostra, não recebemos o registro de solicitação no sistema de gerenciamento de chamados.</p>	Permissão de acessar aplicações/módulos com suas credenciais ativas possibilitando alteração indevida das informações do sistema.	Recomendamos que seja seguido os controles de concessão de acesso a rede, bem como a identificação de cada usuário que teve seu acesso solicitado.	Garantir inexistência de acessos indevidos	<p><b>Informática</b></p> <p>“Será criado um processo que melhore os controles dos acessos à rede.</p> <p>Está em fase de transição o novo modelo de atenção ao usuário do grupo que deverá contemplar essa atividade.</p>
OD	OD	24-TI	<p>PC12 - Não identificamos evidência de tratativas para os Jobs com problemas. Conforme informado pela equipe de produção, todos os JOB's que não são passíveis de serem tratados internamente devem ser direcionados às equipes técnicas para que sejam tomadas medidas para solucionar os problemas.</p> <p>Neste sentido, identificamos 4 JOB's classificados como "direcionáveis para as equipes técnicas" em que não havia abertura de chamados para resolução de chamados, conforme estabelecido no desenho do controle.</p>	A inexistência do monitoramento e/ou de documentação comprobatória possibilita a existência de erros que afetam a integridade das informações por meio de alterações indevidas na execução do processamento do JOB.	Recomendamos que os possíveis erros sejam devidamente classificados e documentados a fim de garantir que estão sendo tratados e direcionados para pessoas responsáveis.	Melhor monitoramento e integridade das informações.	<b>Informática</b> “ Vamos iniciar um estudo para a elaboração de procedimentos com a contratação de uma consultoria especializada.”
OD	OD	25-TI	ITGC Shared Comfort 2014 - Assegurar uma adequada segregação de função no	Risco identificado localmente pela PwC Espanha e	Recomendação informada a Gas Natural Fenosa	Cumprir recomendações da PwC Espanha,	<b>Informática</b> “ Ponto de correção sob responsabilidade da

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

			processo de mudança de programa. Controle: No processo de gestão de mudanças das aplicações existe uma segregação de função adequada ao nível de acesso ao sistema, entre o pessoal que desenvolve a mudança e o pessoal que realiza a transferência ao ambiente de produção do SAP6.0 (SAP EF3_300)	informado a Gas Natural Fenosa.	localmente pela PwC Espanha.	pois tal ponto afeta o sistema de TI no Brasil.	GNF Espanha. O grupo entende que o número de funcionários é o suficiente para a realização de atividades"
OD	OD	26-TI	ITGC Shared Comfort 2014 - Aprimorar o processo de exclusão dos usuários inativos no SAP 6.0 / Aprimorar a configuração do RACF (SGC Internacional Brasil) e a revisão dos usuários com acesso / Revisão dos usuários de informática nas aplicações e bancos de dados. Controle: Os usuários que não acessam o sistema em mais de 45 dias são bloqueados e os usuários que não acessam a mais de 90 dias são excluídos (SAP 6.0 e SGC).	Risco identificado localmente pela PwC Espanha e informado a Gas Natural Fenosa.	Recomendação informada a Gas Natural Fenosa localmente pela PwC Espanha.	Cumprir recomendações da PwC Espanha, pois tal ponto afeta o sistema de TI no Brasil.	<b>Informática</b> " Ponto de correção sob responsabilidade da GNF Espanha."
OD	OD	28-TI	ITGC Shared Comfort 2014 - Restringir o uso de usuários do tipo Serviço no SAP 6.0. / Formalizar a supervisão das atividades realizadas pelos usuários críticos do SAP 6.0. Controle: Os parâmetros de configuração do sistema SAP 6.0 estão em conformidade com as melhores práticas e são aplicados a todos os usuários. Os usuários do tipo Serviço são limitados (SAP EF3_300).	Risco identificado localmente pela PwC Espanha e informado a Gas Natural Fenosa.	Recomendação informada a Gas Natural Fenosa localmente pela PwC Espanha.	Cumprir recomendações da PwC Espanha, pois tal ponto afeta o sistema de TI no Brasil.	<b>Informática</b> " Ponto de correção sob responsabilidade da GNF Espanha."
OD	OD	30-TI	ITGC Shared Comfort 2014 - Habilitar o log de auditoria de alterações no SAP 6.0. Controle: As tabelas de auditoria de dados do sistema SAP estão configuradas conforme as melhores práticas.	Risco identificado localmente pela PwC Espanha e informado a Gas Natural Fenosa.	Recomendação informada a Gas Natural Fenosa localmente pela PwC Espanha.	Cumprir recomendações da PwC Espanha, pois tal ponto afeta o sistema de TI no Brasil.	<b>Informática</b> " Ponto de correção sob responsabilidade da GNF Espanha."
OD	OD	31-TI	ITGC Shared Comfort 2014 - Restringir o acesso de alteração de Roles e a gestão de usuários no SAP 6.0. Controle: O acesso dos usuários a transações críticas relacionadas a gestão dos acessos dos usuários (PFCG, SU01, SU02, SU10 e SU12) no sistema SAP 6.0 está adequada (EF3_300).	Risco identificado localmente pela PwC Espanha e informado a Gas Natural Fenosa.	Recomendação informada a Gas Natural Fenosa localmente pela PwC Espanha.	Cumprir recomendações da PwC Espanha, pois tal ponto afeta o sistema de TI no Brasil.	<b>Informática</b> " Ponto de correção sob responsabilidade da GNF Espanha."
OD	OD	32-TI	ITGC Shared Comfort 2014 - Assegurar uma adequada segregação de função no processo de mudança de programa. Controle: O acesso concedido a usuários para criar pedidos de transporte	Risco identificado localmente pela PwC Espanha e informado a Gas Natural Fenosa.	Recomendação informada a Gas Natural Fenosa localmente pela PwC Espanha.	Cumprir recomendações da PwC Espanha, pois tal ponto afeta o sistema de TI no Brasil.	<b>Informática</b> " Ponto de correção sob responsabilidade da GNF Espanha."

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

			para produção (SE09 e SE10) e autorizar transporte para produção (STMS) no sistema SAP 6.0 é adequado (EF3_300).				
OD	OD	33-TI	ITGC Shared Comfort 2014 - Restringir o acesso ao sistema operacional (SO) através do sistema SAP. Controle: O acesso ao sistema operacional Unix através do sistema SAP 6.0 está adequadamente restringido (EF3_300).	Risco identificado localmente pela PwC Espanha e informado a Gas Natural Fenosa.	Recomendação informada a Gas Natural Fenosa localmente pela PwC Espanha.	Cumprir recomendações da PwC Espanha, pois tal ponto afeta o sistema de TI no Brasil.	<b>Informática</b> "Ponto de correção sob responsabilidade da GNF Espanha."
OD	OD	34-TI	ITGC Shared Comfort 2014 - Aprimorar a configuração de segurança lógica dos bancos de dados do sistema SAP. Controle: A configuração dos parâmetros de segurança lógica do banco de dados está em conformidade com o estabelecido nas melhores práticas (SAP 6.0 e SGC).	Risco identificado localmente pela PwC Espanha e informado a Gas Natural Fenosa.	Recomendação informada a Gas Natural Fenosa localmente pela PwC Espanha.	Cumprir recomendações da PwC Espanha, pois tal ponto afeta o sistema de TI no Brasil.	<b>Informática</b> "Ponto de correção sob responsabilidade da GNF Espanha."
OD	OD	35-TI	Possibilidade de criação de clientes ou de alteração dos seus dados no sistema CI por usuário não autorizado. Verificamos que os grupos "D", "Dx", "D2", "D2X", "9" e "999" possuem acesso à função de inclusão e alteração de dados e os grupos "G", "I", "9" e "999" possuem acesso à função de exclusão de dados no sistema. Obtivemos a listagem dos usuários com acesso às transações e verificamos que existem 2 usuários da área de Informática com acesso à estas funções, sendo que a área de informática é um departamento que não necessita possuir tal acesso. Ademais, identificamos que os grupos "G" e "I" não constam em nenhum agrupamento de funções, mesmo que durante a avaliação de desenho eles tenham sido apontados como grupos com alçada de exclusão de clientes	Alteração, inclusão ou exclusão indevida dos dados de um cliente no sistema CI (usuários não autorizados).	Implementar um processo eficaz de revisão de acesso dos funcionários com permissão devida a esta atividade no sistema CI.	Garantir inexistência de acessos indevidos	<b>Informática</b> "Sistema CI será descontinuado em 2018."
OD	OD	36-TI	Possibilidade de criação de clientes ou de alteração dos seus dados no sistema Siebel (cadastro de clientes residenciais) por usuário não autorizado. Fomos informados que somente as áreas de cadastro e suas demais zonas (departamentos de cadastros de outras localidades do país) possuem acesso a função de incluir, alterar e excluir cadastro de clientes no sistema SIEBEL. Inspecionamos a listagem dos usuários que têm acesso a essas funções no sistema	Alteração, inclusão ou exclusão indevida dos dados de um cliente no sistema Siebel (cadastro de clientes residenciais) (usuários não autorizados).	Implementar um processo eficaz de revisão de acesso dos funcionários com permissão devida a esta atividade no sistema Siebel (cadastro de clientes residenciais).	Garantir inexistência de acessos indevidos	<b>Informática</b> "Está em fase de transição o novo modelo de atenção ao usuário do grupo que deverá contemplar essa atividade."

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

			SIEBEL e identificamos que, dentre os 875 profissionais relacionados, muitos deles integram áreas que não tem nenhuma relação com a função de cadastro/alteração de clientes.				
OD	OD	37-TI	Pagamentos baixados manualmente no sistema CI fora do seu período de competência. Mesmo com a existência da análise de erros não é possível garantir que tudo que foi pago será baixado (automaticamente ou manualmente) no seu período de competência. A baixa de alguns itens só ocorre após o processo de cobrança e o posterior envio do comprovante de pagamento por parte do cliente. Desta forma, devido ao tempo que este processo demora, as baixas manuais dos pagamentos não identificados não ocorrem dentro do período de competência.	Ocorrência de faturas em aberto no sistema para pagamentos já efetuados.	Implementar um procedimento tempestivo de baixa manual das faturas cujos pagamentos não foram identificados.	Melhor controle e tempestividade no conhecimento das faturas em aberto, mitigando o risco.	<b>Informática</b> “ O Sistema CI será descontinuado em 2018
OD	OD	38-TI	Não foi possível validar a eficácia operacional do controle de conferência e aprovação do espelho da fatura para o período auditado considerando que apenas são armazenadas evidências dos dois últimos meses.  Ao solicitarmos a listagem de todos os clientes selecionados para conferência pelo sistema Control-D, fomos informados que a companhia arquiva somente as listagens dos 2 últimos meses. Desta forma, não foi possível validar todo o período auditado, considerando que não há possibilidade de reexecutarmos o controle.	Cobrança indevida de tarifas, consumo, impostos e outros serviços aos clientes.	Voltar a arquivar as evidências de conferência e aprovação do espelho da fatura para o ano fiscal corrente, possibilitando a validação do controle interno.	Melhor gestão e histórico, mitigando assim o risco de haver cobranças indevidas.	<b>Informática</b> “ O control D é um repositório e arquiva o tempo solicitado pelo setor responsável.”
OD	N/A	39-TI	Identificamos divergências motivadas por falha humana no cálculo da estimativa do sistema de clientes industriais (CI).	Erro no cálculo da estimativa.	Sugerimos que o processo do cálculo de estimativa do sistema CI seja realizado de forma automática.	Apresentação adequada das demonstrações financeiras.	<b>FATURAMENTO</b> Observamos que o cálculo da estimativa não traz prejuízo ou risco para o resultado da empresa, pois todo volume/ valor contabilizado como uma estimativa de venda não faturada dentro do período contábil é sistematicamente estornada no período subsequente. Está prevista a implantação da estimativa automatizada no sistema Delta.”

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

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

#### **5. Fatores de risco**

**5.4 Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos**

Não houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou nas práticas de gerenciamento de riscos adotada pela Companhia.

## **5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e**

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

#### **5. Gerenciamento de riscos e controles internos**

##### **5.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes sobre riscos de mercado**

Não há outras informações relevantes sobre os riscos a que a companhia está sujeita, 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 **2013**, ano com crescimento da economia global reduzido, o crescimento do PIB do Brasil ficou, pelo terceiro ano consecutivo, num patamar modesto (2,3%). Ainda assim, maior do que em 2012. No segundo trimestre de 2013, o Bacen iniciou uma política de aperto monetário visando conter a inflação, elevando a taxa básica de juros (Selic) de 7,25% (patamar mínimo histórico) a 10% anual. Também ajudaram a conter a inflação medidas adotadas pelo Governo no último trimestre de 2012, no setor elétrico (redução da tarifa elétrica) e à contenção de aumentos nos preços dos combustíveis por parte da Petrobras. Assim, o IPCA, fechou o ano em 5,91%, abaixo da meta do Governo (6,5%) e levemente acima do registrado em 2012 (5,84%). No setor elétrico, o consumo de energia no sistema integrado nacional (SIN) fechou 2013 com elevação de 3,5% sobre o ano anterior somando 463,7 mil gigawatts-hora (GWh). O aumento foi puxado pelo consumo das residências (+6,1%) que mostrou dinamismo significativo na região Nordeste, com uma taxa de crescimento de 11,5%. No entanto, o consumo de energia elétrica na indústria fechou o ano com avanço de 0,6% em comparação a 2012, alcançando 184,6 GWh. A demanda deste setor demonstrou uma recuperação a partir do segundo semestre de 2013. O crescimento do consumo de energia pressionou os reservatórios das hidrelétricas, que iniciaram 2013 com os mais baixos níveis dos últimos dez anos. E, devido às chuvas mais fracas no fim de 2012 e no início de 2013, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) precisou acionar todas as térmicas do sistema. Assim, o preço de liquidação de diferenças (PLD) fechou o ano num patamar perto de 300 BRL/MWh com picos no começo do ano acima de 500 BRL/MWh. Esse foi o fator que colaborou para o crescimento das vendas de gás natural. De acordo com dados da Associação Brasileira de Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS), em 2013 o consumo nacional de gás natural cresceu 17,8% frente a 2012, aumentando a média diária de 57 milhões para 67,2 milhões de metros cúbicos. O crescimento foi puxado pelo segmento de geração elétrica, que subiu 64,5% com um consumo médio de 26,3 m³/d (milhões de metros cúbicos por dia). Sem considerar a geração elétrica, o consumo nacional de gás natural se manteve estável em relação a 2012, com pequena redução de 0,4%. Os segmentos residencial e comercial cresceram 9,2% e 4%, respectivamente. O volume distribuído para residências alcançou 1 milhão m³/d em todo país, enquanto o comercial chegou a 747 mil m³/d. Enquanto isso, o setor industrial fechou 2013 com a média nacional de consumo de 28,1 milhões m³/d, apresentando uma retração de 0,96% em relação a 2012, refletida pela desaceleração da atividade industrial. O uso do gás pela indústria para matéria-prima teve crescimento 2,06% frente ao ano anterior. Por outro lado, as vendas para o setor automotivo recuaram 3,67% devido a uma perda da competitividade em relação às naftas. A extensão da rede nacional de distribuição de gás natural apresentou crescimento de 9,7% com investimento médio de R\$ 1,5 bilhão. Em relação à oferta, a Petrobras bateu novo recorde de entrega de gás natural ao mercado nacional no ano passado, com média anual de 44,5 milhões m³/d, 3,2% superior à verificada em 2012. O crescimento da demanda também foi sustentado pela maior importação. A oferta do GNL importado teve um incremento expressivo de 80% em 2013, com regaseificação de um volume médio superior a 15 milhões m³/d. No final do ano ficou pronto um terceiro porto de regaseificação do GNL na Bahia, que adicionou uma capacidade de 14 milhões m³/d. As importações da Bolívia aumentaram em 14%, com um volume médio no pico contratual de 14 milhões m³/d. Conforme informação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, a produção de petróleo e gás natural em novembro, no Brasil, foi de 2.578 Mboe/d (mil barris de óleo equivalente por dia), sendo a produção de petróleo 2.081 Mbbbl/d (mil barris por dia). A área do Pré-sal, com 28 poços em operação, aportou 339,4 mil bbl/d de petróleo e 11,5 milhões de m³/d de gás natural, totalizando 412,0 Mboe/d. Vale lembrar que 92,1% da produção total do país é proveniente dos campos operados pela Petrobras. Em outubro de 2013, a ANP realizou o primeiro leilão do Pré-sal (a maior reserva de petróleo do Brasil) pelo modelo de partilha de produção do campo de Libra. O consórcio vencedor foi o único que apresentou uma proposta com um bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões, além do 41,65% do petróleo extraído. O consórcio é integrado por Petrobras, Shell, Total e as chinesas CNPC e CNOOC. Também em 2013, ANP realizou a 12ª rodada de licitações para blocos de gás em terra. Foram oferecidos 240 blocos, dos quais 72 foram arrematados. A Petrobras foi a empresa que arrematou maior quantidade de blocos, num total de 49. De acordo com as últimas previsões feitas pela International Energy Agency (IEA), o Brasil deverá triplicar a sua produção de petróleo até 2035, alcançando uma produção de 6 milhões de bbl/d, tornando-se o sexto maior produtor do mundo.

Em **2014**, o Brasil experimentou outro sem crescimento, com uma variação positiva de apenas 0,1% anual. O PIB do setor industrial apresentou retração de 1,5% frente a 2013 segundo as Federações de Indústria, em razão das pressões inflacionárias (IPCA de 6,41% a.a.) que motivaram a progressiva elevação da taxa referencial de juros Selic (de 10% até 11,75%); da queda no salário real, afetando o consumo doméstico e, da fraca demanda externa, motivada por um menor crescimento da economia mundial. O Real sofreu desvalorização de 9,7% em relação ao dólar americano. O ano foi marcado pela organização da copa do mundo de futebol da FIFA e pelas eleições presidenciais no Brasil, eventos que afetaram a atividade industrial e adiaram decisões de investimento no setor. A presidenta Dilma Rousseff, reeleita, fez mudanças no seu gabinete econômico visando aplicar políticas de ajuste fiscal e aperto monetário para recuperar o ritmo de crescimento do país, com combate à inflação e aumento do investimento externo. Sem sucesso. Foi considerado o risco do país enfrentar um racionamento, devido ao baixo nível dos reservatórios de água. Contudo, no curso de 2014 não foram adotadas políticas restritivas ao consumo elétrico e de água, e o ano se encerrou com o nível dos reservatórios abaixo de 20% de sua capacidade (patamar inferior ao de 2001, quando houve racionamento). As usinas termelétricas foram acionadas praticamente o ano inteiro, elevando o preço da energia elétrica no mercado spot – o atingiu patamares recordes históricos com uma média semanal de 688 BRL/MWh, afetando a atividade de grandes consumidores industriais. O consumo de energia apresentou um crescimento de 2,2% somando 473,4 TWh. Foi a menor taxa de crescimento desde 2009. O pequeno aumento do consumo de energia foi puxado principalmente pelo consumo residencial (+5,7% a.a.), em razão, sobretudo, da instalação maciça de equipamentos de ar condicionado em moradias de regiões mais quentes do país. O consumo de energia elétrica na indústria fechou o ano com um recuo de 3,6% em decorrência da queda da atividade do setor metalúrgico. Influenciado pela geração termelétrica, o consumo de gás natural



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

no Brasil atingiu patamar recorde com uma média de 100 Milhões de m<sup>3</sup>/d. De acordo com dados da ABEGAS, o consumo nacional de gás natural cresceu 16,3% frente a 2013, sendo que o segmento de geração elétrica representou mais da metade do consumo total do país. Excluindo o segmento termelétrico, o consumo nacional de gás natural se manteve estável. O setor industrial fechou o ano com média de consumo de 28,5 mm<sup>3</sup>/d, apresentando uma variação de 1,1% em relação a 2013, impactado pela queda da atividade industrial. Já a demanda residencial sofreu os efeitos da crise hidrológica com uma retração de 3,9% em comparação com 2013, e o segmento comercial cresceu 2,96%. No setor automotivo as vendas de gás natural veicular (GNV) recuaram pelo sexto ano consecutivo com uma retração de 2,3%, porém se espera uma recuperação deste segmento no curto prazo devido ao ganho de competitividade frente aos outros combustíveis, principalmente a gasolina, que teve alta de preço ainda no final de 2014.

A extensão da rede nacional de distribuição de gás natural apresentou crescimento de 9,3% chegando a 27,3 mil km. Em relação à oferta, a Petrobras bateu novo recorde de entrega de gás natural ao mercado nacional com média anual de 95 Milhões de m<sup>3</sup>/d, 16,6% superior à 2013. A produção nacional continuou impulsionada pelo desenvolvimento da área *off-shore* do pré-sal, que em dezembro aportou uma média de 23,6 Milhões m<sup>3</sup>/d. Este crescimento se deveu à produção associada ao petróleo no pré-sal, que também bateu recordes a partir da entrada em operação de novas sondas de perfuração e unidades de processamento flutuantes. Em dezembro, a produção doméstica total de petróleo atingiu 2.497 Mboe/d (mil barris de óleo equivalente por dia), correspondendo 27% ao pré-sal, com 47 poços em operação. A Petrobras permaneceu o principal produtor de petróleo e gás, operando 92% da produção total de hidrocarbonatos do país. O crescimento da demanda de gás natural também foi sustentado pela maior importação. A oferta do GNL importado cresceu 34% em 2014, com regaseificação de um volume médio superior a 20 mm<sup>3</sup>/d, com três terminais de operação no país (Guanabara, Pecem e Bahia). As importações da Bolívia se mantiveram em níveis máximos, com um volume médio de 33 Milhões de m<sup>3</sup>/d. A Agência Nacional do Petróleo (ANP) deu início ao processo para leiloar, em 2015, o primeiro gasoduto a ser operado em regime de concessão, de acordo com a Lei do Gás. Neste primeiro projeto, deverá ser construído um gasoduto de apenas 11 km de extensão.

Em 2015, o ano transcorreu num cenário desafiador para o Brasil e demais países da América Latina. A queda da demanda internacional de commodities afetou as rendas destas economias, pressionando principalmente as atividades exportadoras e as contas fiscais. Isto provocou uma depreciação generalizada da cotação das moedas, um fluxo de saída de capitais e um encarecimento do custo de dívida. No continente asiático, a matriz econômica da China, principal demandante das commodities exportadas pelo Brasil, passou por mudanças significativas, deixando de priorizar investimentos em infraestrutura e aumentando sua dependência do consumo doméstico. Esta reconfiguração levou a uma desaceleração do crescimento da economia do país com previsões de se estabilizar em patamares próximos a 6% – a metade do ritmo de dez anos atrás. Além disso, a recuperação da economia Norte Americana, que ocasionou a primeira elevação de juros básicos após dez anos pelo Federal Reserve, reflete em uma elevação do custo de dívida para economias emergentes como o Brasil. Neste contexto as exportações e os investimentos públicos e privados de países produtores de commodities da América Latina sofreram uma retração com impacto na atividade econômica.

Desta forma, o governo brasileiro adotou uma política visando a contenção do déficit fiscal e manteve o ritmo de arrocho monetário iniciado em 2014, buscando limitar a tendência crescente da inflação, que alcançou o patamar de 10,67%, em 2015, medida pelo IPCA. Porém, o déficit fiscal primário em 2015 foi recorde representando 1,88% do PIB. Diante da falta de medidas eficazes capazes de reduzir efetivamente o déficit fiscal, ao longo do ano as três agências internacionais qualificadoras de risco rebaixaram a nota de crédito do Brasil e tiraram o grau de investimento da dívida soberana.

A Petrobras, que impacta a atividade econômica do país, atravessa uma crise derivada de uma política de congelamento do preço da gasolina adotada pelo governo para controlar a inflação; da queda do preço do petróleo; de um elevado grau de alavancagem e ainda das investigações judiciais por irregularidades na contratação de serviços e realização de investimentos. Este contexto a forçou a reduzir seu plano de investimentos e adotar um programa de desinvestimentos em ativos não estratégicos, propagando o impacto da atividade e o estresse financeiro à atividade industrial do país de uma forma geral e ao ramo de construção civil, com empresas envolvidas nas referidas investigações.

Esta conjuntura aprofundou ainda mais a recessão econômica provocando uma queda de 3,8% do PIB do país.

No setor de petróleo e gás, a atual situação da Petrobras requer que o governo faça uma revisão das políticas chave para o desenvolvimento da indústria, como a regulação de conteúdo local; a possível operação de terceiros no Pré-sal e os desinvestimentos em áreas de gás e energia, trazendo assim, a oportunidade de ampliar a participação de agentes privados num setor onde a Petrobras tem mantido um monopólio.

Apesar, da conjuntura adversa e em função dos investimentos de longo prazo já realizados, o Pré-sal alcançou em Dezembro de 2015 o patamar recorde de 1,091 Mboe/d, representando 34,4% da produção total do país de 3,164 Mm<sup>3</sup>/dia que cresceu 2,2% frente a dezembro de 2014, segundo a Agência Nacional do Petróleo – ANP. Além disso, o Pré-sal também possibilitou a superação da marca de produção de 100 Mm<sup>3</sup>/dia de gás natural ao final do ano, embora praticamente a metade deste volume seja consumida na própria atividade de upstream. Por isso continuou sendo fundamental a importação de gás para fornecer ao mercado interno, com uma média de 32 Mm<sup>3</sup>/dia importada via gasoduto Brasil-Bolívia e a regasificação de 17,94 Mm<sup>3</sup>/dia de gás natural liquefeito (GNL), de acordo com o Boletim do Ministério de Minas e Energia.

Embora o preço do gás importado tenha acompanhado a queda do preço do petróleo, a depreciação do real e o fim da política de descontos praticados pela Petrobras reverteram esse impacto. Assim o preço médio da commodity praticado pela Petrobras teve no ano um acréscimo de 18% quando medido em reais. Do lado da demanda, o volume consumido de gás natural experimentou uma leve queda de 1,3% em 2015, alcançando uma média anual de 98 Mm<sup>3</sup>/dia. O segmento industrial, com uma demanda média de 43 Mm<sup>3</sup>/dia, recuou apenas 0,4% mostrando importante resiliência apesar da forte retração da atividade industrial no ano.

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

O mercado residencial/comercial teve um crescimento do 1,1% impulsionado principalmente pela estratégia de captação de clientes por parte das principais distribuidoras do país. Assim se alcançou a marca de 2,8 milhões de clientes residenciais no Brasil com um incremento no ano de quase 8%. O segmento automotivo (GNV) se contraiu pelo sétimo ano consecutivo com uma queda de 3,2%, em decorrência da recessão econômica.

Exatamente como em 2014, o setor de geração elétrica manteve-se como o principal segmento da demanda de gás natural concentrando quase o 50% do volume total de vendas no país. E isto apesar da queda na demanda elétrica e como consequência da estratégia do governo de manter a geração termelétrica para recuperar os níveis dos principais reservatórios do país. Vale destacar que, no mercado elétrico, a demanda de energia em 2015 foi de 464 TWh com recuo de 2,1% frente ao 2014. A principal motivação desta retração esteve na demanda industrial que experimentou uma queda de 5,3% no ano.

### 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 2015, o capital social da Companhia estava representado por 51.927.546.473 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de propriedade dos seguintes acionistas:

Acionistas	Participação no capital social (%)
Gas Natural Internacional SDG S.A	54,16
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

Conforme Comunicado ao Mercado divulgado em 18/06/2013, ao final do ano, o Grupo Gas Natural concluiu sua reorganização societária, e, desta forma, concentrou as ações da Companhia, que detinha, na empresa Gas Natural Internacional SDG S.A, não havendo nenhuma alteração no controle acionário da Companhia. (vide item 10.3.b). Desta forma, o quadro acima já aponta a nova composição acionária da Companhia.

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.

Na AGOE realizada em 27 de abril de 2016 foi aprovado o grupamento da totalidade das ações da Companhia, todas ordinárias, sem alteração do valor do capital social da Companhia, na proporção de 01 (uma) ação para 200 (duzentas), passando o total do capital social a ser representado por 259.637.732 ações. Também em 2016 a controladora e operadora técnica da Companhia teve alterada sua razão social passando de Gas Natural Internacional SDG S.A para Gas Natural Distribución Lationoamérica S/A.

### c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A política da Companhia de buscar financiamentos preferencialmente junto a entidades multilaterais como o BNDES, tem colaborado para que a CEG mantenha os custos financeiros alinhados com o retorno esperado de seus projetos. As necessidades de caixa são supridas e administradas com empréstimos e financiamentos de curto e longo prazo com entidades financeiras. 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. **O endividamento da empresa, que era de 42,3% em 2014, subiu para 43,2% em 2015**, em razão principalmente, dos investimentos realizados ao longo do ano. Para manter ou ajustar a estrutura do capital nos patamares que a administração julga adequados, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos.

### 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 104,0% do CDI e não tem garantias oferecidas.

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

### Recursos do BNDES:

(i) **para os projetos de ampliação, substituição e conversão da rede de gás.** Esse financiamento teve vencimento final em 2015 e teve, 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.

A Companhia possui, ainda, linhas de crédito não utilizadas no montante de R\$ 30.000 mil com vencimento em um ano, que são revisadas em diferentes datas durante o ano.

#### 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 buscar financiamentos preferencialmente junto a entidades multilaterais como o BNDES, 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 refinarçar 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):

	2014			2015		
	Ativos	Passivos	Dívida líquida	Ativos	Passivos	Dívida líquida
Circulante	50.138	129.804	(79.666)	48.239	333.834	285.595
Não circulante	-	604.484	(604.484)	-	543.744	543.744
	<u>50.138</u>	<u>734.288</u>	<u>(684.150)</u>	<u>48.239</u>	<u>877.578</u>	<u>829.339</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 quarto trimestre de 2014 com um custo médio de captação de 105% do CDI (112% em 31 de dezembro de 2013).

A composição dos empréstimos e financiamentos pode ser assim demonstrada (em milhares de reais):

	Fn (*)	Lc (*)	2015		2014	
			Curto prazo	Longo prazo	Curto prazo	Longo prazo
<b>(a) Em moeda nacional</b>						
Banco HSBC S.A.		100%	69.961	310.000	11.282	310.000
Banco de Tokyo-Mitsubishi UFJ Brasil S.A.		100%	110.750		1.882	80.000
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES	100%		26.972	38.719	57.444	65.400
Banco Santander S.A.		100%	54.590			44.284
ING Bank		100%	2.873	50.000	52.281	
Banco do Brasil S.A.		100%	68.233	44.800	6.915	104.800
Banco Intesa San Paolo		100%		40.225		
Banco Scotiabank		100%	455	60.000		
<b>Total empréstimos e financiamentos</b>			<u>333.834</u>	<u>543.744</u>	<u>129.804</u>	<u>604.484</u>

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

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

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

A Companhia não possui empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras**

Entre os financiamentos destacamos as operações de longo prazo realizadas com o banco BNDES:

**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.

O vencimento dos empréstimos a longo prazo é o seguinte:

	<b>2015</b>	<b>2014</b>
2016		261.001
2017	326.650	329.231
2018	217.094	14.252
	<u>543.744</u>	<u>604.484</u>

Contrato de concessão possui um custo de aquisição no valor de 152.490 referentes ao aditivo contratual firmado entre a CEG. e o Estado do Rio de Janeiro em 01/12/2014, onde a CEG passa a deter o direito de abastecer as regiões de Mangaratiba e Maricá com GNC/GNL. O valor será pago em 3 parcelas de R\$ 50.830, sendo a 1ª parcela paga em 11/12/2014 e as demais serão pagas em 30/12/2015 e 30/12/2016, seus valores estão reconhecidos no passivo circulante e não circulante sobre a denominação de concessão a pagar. A amortização deste valor se dará por 151 meses e terá início em 01/01/2015.

**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\$ 16,1 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 Assembleia 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 e vencimentos em 2015 e 2016.

**h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras**

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

**Receita Líquida:** As receitas líquidas da Companhia em 2015 foram de R\$ 3.728.091 mil, o que representou um aumento de 6%, com relação a 2014, quando somaram R\$ 3.524.104 mil. Este resultado positivo decorreu do aumento na base de clientes da Companhia, principalmente nos seguimentos residencial e comercial, com incrementos de 3,6% e 4,8% no total de clientes.

**Lucro Bruto:** O lucro bruto, em 2015, chegou a R\$ 946.788 mil, observando-se um aumento de 1% em relação ao resultado obtido no ano anterior (R\$ 940.108 mil), o que representa uma margem bruta de 25,39%, mantendo-se praticamente em linha com a margem apresentada em 2014 (26,67%), portanto com uma redução de apenas 1,28% na margem bruta frente ao ano anterior. Esse resultado se mostra bastante positivo considerando-se o cenário econômico desfavorável enfrentado em 2015, no decorrer do qual, apesar do aumento de clientes nos seguimentos residencial, comercial e de GNV, foram desligados 16 clientes industriais.

**Lucro Operacional:** A Companhia encerrou o ano de 2015 com um lucro operacional de R\$ 517.619 mil, com uma redução de R\$ 13.887 mil frente a 2014, quando o lucro operacional foi de R\$ 531.503 mil. Esse índice apresentou uma queda de 3% em comparação com o ano anterior.

**Lucro Líquido:** O lucro líquido do exercício fechou 2015 em R\$ 284.392 mil, o que representa uma redução de R\$ 36.536 mil, ou seja, 11% inferior a 2014.

**Resultado Financeiro:** A política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) no início de 2015 foi de elevação da taxa básica de juros (Selic). A partir do agravamento do descontrole da inflação, o Banco Central manteve a política monetária de elevação da taxa Selic em consecutivos aumentos, passando a taxa de 11,75% para 14,25%, em dezembro de 2015.

A Companhia apresentou em 2015 um maior custo financeiro, impactado principalmente pela elevação da taxa Selic e em função da elevação do endividamento, o que gerou maior gasto financeiro com dívida.

O resultado financeiro apresentou, em 2015, o valor negativo de R\$ 101.419 mil, frente ao valor negativo de R\$ 59.162 em 2014. O endividamento financeiro da empresa, que era de 42,3% em 2014, subiu para 43,2% em 2015.

Conta de Resultados (R\$ mil)	2014	2013	Variação (R\$)	Variação (%)
<b>Receita líquida das vendas e serviços</b>	3.524.104	3.117.739	406.365	13,03%
<b>Lucro bruto</b>	940.108	950.984	-10.876	-1,14%
<b>Lajida (Ebitda)</b>	630.805	645.875	-15.070	-2,33%
<b>Lucro operacional</b>	531.506	544.278	-12.772	-2,35%
<b>Lucro líquido do exercício</b>	320.928	341.258	-20.330	-5,96%
<b>Margem Bruta</b>	26,67%	30,50%		-12,56%

**Lajida (Ebitda):** A Comissão de Valores Mobiliários – CVM 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.

Assim, o Lajida (lucro antes dos juros, impostos, depreciações e amortizações) de R\$626.192 mil do ano de 2015 manteve-se praticamente em linha com o resultado obtido em 2014, apresentando uma pequena redução inferior a 1% frente a ano anterior, apesar da crise econômica atravessada em 2015.

LAJIDA	2015	2014	Variação(R\$)	Variação (%)
<b>Lajida (R\$ mil)</b>	626.192	630.805	(4.613)	-0,73%
<b>Lucro líquido do exercício</b>	284.392	320.928	(36.536)	-11,38%
<b>Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)</b>	131.808	151.415	(19.607)	-12,95%
<b>Depreciação e amortização</b>	108.572	99.299	9.273	9,34%

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

**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 28 de novembro de 2008, entrou em vigência o contrato de fornecimento de gás natural com a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS para uso convencional ("CONTRATO"), assinado em 18 de julho de 2008.

Em 01 de agosto de 2013 foi celebrado o termo aditivo nº 9 ao contrato de fornecimento de gás natural com a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, para uso convencional, no qual foram acordados: (i) a prorrogação da vigência do contrato, passando a vigorar até 31 de dezembro de 2019 e (ii) possibilidade de desconstrução parcial das quantidades diárias contratuais - QDC's a partir de 2013.

Com a efetivação do termo aditivo nº 9, o CONTRATO garante o fornecimento de 5,72 milhões de metros cúbicos por dia (Quantidade Diária Contratual - QDC) para o período de janeiro a julho de 2013, de 5,05 milhões de metros cúbicos por dia, para o período de agosto a dezembro de 2013, de 5,46 milhões de metros cúbicos por dia, para o período de janeiro a dezembro de 2014, de 5,58 milhões de metros cúbicos por dia, para o período de janeiro a dezembro de 2015, e de 5,76 milhões de metros cúbicos por dia, para o período de janeiro de 2016 a dezembro de 2019 com a garantia de fornecimento deste volume (Quantidade Diária Contratual - QDC). Por esse contrato, a CEG se compromete, a cada ano de sua vigência, a retirar da PETROBRAS e, mesmo que não retire, pagar uma quantidade de gás que, na média diária do correspondente ano, seja igual ou superior a 80% da QDC - compromisso Take or Pay para os anos de 2013 a 2019.

Em 31 de março de 2015 foi firmado o aditivo nº 10 ao contrato vigente de fornecimento de gás de longo prazo com a Petrobrás, com prazo de vigência até 31.12.2019.

As modificações introduzidas por este aditivo são: (i) redução de 4,3% a partir de 01.06.2015 da Quantidade Diária Contratual (QDC); (ii) redução de 1,6% da Quantidade Diária Contratual (QDC) a partir de 01.06.2016; (iii) redução de 1,6% da Quantidade Diária Contratual (QDC) a partir de 01.06.2017; e (iv) inclusão da cláusula da vedação ao nepotismo e das práticas anticorrupção.

Embora os valores pagos a título de Take or Pay (TOP) 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, em 2015 não houve pagamento de TOP.

**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 – AGENERSA.

Em **2013**, os resultados operacionais foram positivamente impactados pelo maior despacho das termelétricas, gerando um incremento de 75,1% no volume de gás fornecido a este seguimento, em comparação com 2012, totalizando 7.675,9 mil metros cúbicos por dia, em 2013. As vendas médias diárias totais de gás natural atingiram 11.942,8 mil metros cúbicos, ou seja, 33% acima do ano anterior. As vendas de gás para o mercado convencional (excluídas as vendas para geração elétrica) apresentaram queda de 7,1% em relação ao mesmo período de 2012, impactadas principalmente pela queda de vendas à indústria, que apresentou redução de 15,2%. Ao final de 2013 foi concluído o Processo Regulatório sobre a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas da Concessionária, no qual a Agerensa definiu uma taxa de remuneração (CAPM) de 9,757%, aprovou todo o plano de investimentos proposto para o quinquênio 2013-2017, efetuou pequenos ajustes em contas de custos operacionais, aprovou o redesenho da estrutura tarifária proposto pela Ceg e estabeleceu uma compensação por conta da subexecução de investimentos do quinquênio passado. Como resultado para o quinquênio, as margens da Concessionária sofrem uma redução -1,99%. Além disso, em razão da demora de dez meses para a homologação do resultado da Revisão Tarifária, enquanto aguardava o resultado definitivo do Processo Regulatório, a Companhia manteve o valor das tarifas até então vigentes, resultando numa diferença a maior na arrecadação naquele período. Por isso a Agerensa determinou um fator de retroatividade que também será aplicado às margens durante o quinquênio vigente, o que representa uma redução adicional de -2,85%. No entanto, tais efeitos foram suspensos por uma decisão liminar proferida pelo TJERJ até 18/12/13, quando foi negado o seguimento de tal decisão. Dessa forma, em função da revogação da liminar ficou determinada a aplicação do resultado da RTI a partir de 01/01/2014, com os devidos ajustes de custo de gás, IGP-M e retroatividade.

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

Em **2014**, a entrada em vigor das novas tarifas fixadas pela Agerensa a partir de 01/01/2014, resultou numa maior competitividade principalmente no mercado comercial, que apresentou incremento de 2,0% no volume de vendas (mil m³/dia). Contudo, com a redução da margem sobre a venda de gás determinada pela Agência Reguladora, o resultado da Companhia foi diretamente e negativamente impactado, se comparado ao ano anterior (vide item 10.1.h acima). Além disso, o mercado industrial apresentou retração de 3,0% no volume de vendas (mil m³/dia), em razão da desaceleração da produção industrial observada ao longo do ano, que enfrentou crises política e econômica. Os mercados residencial e GNV também apresentaram retração (3,0% e 1,1% respectivamente). Ainda assim, a Companhia vendeu em 2014 um total de 14.758,9 Mm³/dia de gás natural, ou seja, 23,6% a mais do que no ano anterior, quando as vendas de gás diárias somaram 9.031 Mm³/dia de gás natural. Esse aumento se deu, sobretudo, em razão das vendas para o mercado termelétrico, resultado da crise hídrica que motivou o acionamento de todas as termelétricas situadas na área de concessão da CEG, ao longo de todo o ano.

Em **2015** O número total de clientes da companhia em 2015 soma 873.585, havendo um aumento de 3,6% com relação a 2014. Desta forma, apesar do cenário adverso observado em 2015, que afetou de forma mais severa o seguimento industrial, a Companhia manteve o seu ritmo de crescimento. As vendas médias diárias totais de gás natural atingiram 14.339,7 Mm³/dia, apresentando uma redução de -2,8% frente a 2014 quando somaram 14.758,9 Mm³/dia. Esse impacto negativo decorreu principalmente do cenário econômico desfavorável enfrentado em 2015. Com a forte desaceleração da economia e a consequente redução da atividade industrial, o consumo de energia elétrica também foi afetado. As vendas para a indústria e para as termelétricas sofreram reduções respectivamente de -4,1% e -3,0%. As vendas para o mercado residencial também apresentaram redução de -3,2% frente a 2014. Assim, as vendas diárias de gás para o mercado convencional – excluídas as vendas para geração elétrica – totalizaram 4.090,5 Mm³/dia, apresentando queda de -2,4% em relação ao ano anterior. Apenas o seguimento comercial, que teve aumento de 0,3% das vendas, manteve-se basicamente em linha com o ano anterior. Neste caso, vale lembrar que principalmente para este seguimento, as tarifas tornaram-se mais competitivas após aplicação da redução, a partir de 2014.

### **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, quando relevante**

Em **2013**, A política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) no 1º trimestre de 2013 foi de estabilidade da taxa básica de juros (Selic). A partir do agravamento do descontrole da inflação, o Banco Central alterou a política monetária, subindo a taxa Selic em consecutivos aumentos, passando a taxa de 7,25% para 10,00%, em dezembro de 2013. Apesar do impacto referente à subida da Selic frente ao ano de 2012, a Companhia apresentou em 2013 um menor custo financeiro, em função principalmente da redução do endividamento, o que gerou menor gasto financeiro com dívida. O resultado financeiro apresentou, em 2013, o valor negativo de R\$ 43.101 mil, frente ao valor negativo de R\$ 47.220 em 2013. Ainda em 2013, foi concluído o Processo Regulatório sobre a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas da Concessionária, aprovado pelo Conselho Diretor da AGENERSA, por meio da Deliberação AGENERSA nº 1.796. Assim, a AGENERSA definiu uma taxa de remuneração (CAPM) de 9,757%, aprovou todo o plano de investimentos proposto para o quinquênio 2013-2017, efetuou pequenos ajustes em contas de custos operacionais, aprovou o redesenho da estrutura tarifária proposto pela Ceg e estabeleceu uma compensação por conta da subexecução de investimentos do quinquênio passado. Como resultado para o quinquênio, as margens da Concessionária sofrem uma redução -1,99%. Além disso, em razão da demora de dez meses para a homologação do resultado da Revisão Tarifária, enquanto aguardava o resultado definitivo do Processo Regulatório, a Companhia manteve o valor das tarifas até então vigentes, resultando numa diferença a maior na arrecadação naquele período. Por isso a Agerensa determinou um fator de retroatividade que também será aplicado às margens durante o quinquênio vigente, o que representa uma redução adicional de -2,85%. No entanto, a Deliberação AGENERSA 1.796 e seus efeitos foram suspensos por uma decisão liminar proferida pelo Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro até 18/dez/13, quando foi negado o seguimento de tal decisão. Dessa forma, em função da revogação da liminar, a AGENERSA homologou nova Deliberação de Nº 1.881, que aprovou a estrutura tarifária recalculada pela Concessionária, por conta do atraso ocasionado pela referida liminar, definindo a aplicação do resultado da RTI a partir de 01/01/2014, com os devidos ajustes de custo de gás, IGP-M e retroatividade.

A partir de 01 de janeiro de **2014** entraram em vigor as novas tarifas fixadas pelo órgão regulador, com a redução na margem das vendas de gás. Além disso, a política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) no início de 2014 foi de elevação da taxa básica de juros (Selic). A partir do agravamento do descontrole da inflação, o Banco Central alterou a política monetária, subindo a taxa Selic em consecutivos aumentos, passando a taxa de 10,00% para 11,75%, em dezembro de 2014. A Companhia apresentou em 2014 um maior custo financeiro, impactado pela elevação da taxa Selic e principalmente em função da elevação do endividamento, o que gerou maior gasto financeiro com dívida em decorrência dos investimentos realizados ao longo do ano. O endividamento financeiro da empresa, que era de 30,8% em 2013, subiu para 42,3% em 2014. O resultado financeiro apresentou, em 2014, o valor negativo de R\$ 59.162 mil, frente ao valor negativo de R\$ 43.101 em 2013.

Em **2015**, A política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) no início de 2015 foi de elevação da taxa básica de juros (Selic). A partir do agravamento do descontrole da inflação, o Banco Central manteve a política monetária de elevação da taxa Selic em consecutivos aumentos, passando a taxa de 11,75% para 14,25%, em dezembro de 2015.



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

A Companhia apresentou em 2015 um maior custo financeiro, impactado principalmente pela elevação da taxa Selic e em função da elevação do endividamento, o que gerou maior gasto financeiro com dívida. O resultado financeiro apresentou, em 2015, o valor negativo de R\$ 101.419 mil, frente ao valor negativo de R\$ 59.162 em 2014. O endividamento financeiro da empresa, que era de 42,3% em 2014, subiu para 43,2% em 2015.

**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, 2012 e 2013 não houve introdução ou alienação de segmento operacional pela Companhia.

No final de 2014, a Companhia e o Estado do Rio de Janeiro assinaram novo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que revogou os compromissos regulatórios assumidos nos Aditivos firmados em 2004 e 2005, e, concedeu o direito à CEG de distribuir gás natural por meio dos sistemas GNC e GNL a todos os municípios de sua área de concessão, inclusive para os municípios mencionados naqueles aditivos.

Em 2015 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 nos exercícios anteriores a 2013.

Acionista	Participação no capital social (%)
Grupo Gas Natural Internacional SDG S.A	54,16
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

Conforme Comunicado ao Mercado divulgado em 18/06/2013, ao final do ano, o Grupo Gas Natural Fenosa concluiu sua reorganização societária, na forma da qual, a empresa Gas Natural SDG S.A (que é detentora de 100% das ações da Gas Natural Internacional SDG S.A) transferiu suas ações detidas na CEG, integralmente, para a empresa Gas Natural Internacional SDG S.A – sua subsidiária integral.

Assim, a Gas Natural SDG S.A, que detinha 18,90% de participação na CEG, deixou de ser acionista da Companhia e a empresa Gas Natural Internacional SDG S.A passou a deter sozinha a participação de 54,16% na CEG, concentrando a participação do grupo.

Não houve alteração no quadro de administradores da Companhia, mantendo-se a representatividade de todos os demais acionistas, inclusive os minoritários no Conselho de Administração. Portanto, tal alteração não representa nenhum efeito relevante para a Companhia, tendo em vista que não houve alteração no controle e tomadas de decisões.

Na AGOE realizada em 27 de abril de 2016 foi aprovado o grupamento da totalidade das ações da Companhia, todas ordinárias, sem alteração do valor do capital social da Companhia, na proporção de 01 (uma) ação para 200 (duzentas), passando o total do capital social a ser representado por 259.637.732 ações. Também em 2016 a controladora e operadora técnica da Companhia teve alterada sua razão social passando de Gas Natural Internacional SDG S.A para Gas Natural Distribución Latinoamérica S/A.

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

### c. eventos ou operações não usuais

**Em 2013:** A CEG e a Petrobras, após celebrado o Contrato de Prestação de Serviço de Distribuição de Gás Natural, para atendimento à UTE Baixada Fluminense, em 15 de abril de 2011, resolveram, em comum acordo, firmar o Contrato de Antecipação de Pagamento para Disponibilização Futura de Capacidade e Distribuição, celebrado em 30 de junho de 2011, que tem como objetivo principal garantir a rentabilidade mínima do projeto, considerando o alto valor previsto para o investimento. No Contrato de Antecipação de Pagamento citado, foi definido que a Contratante (Petrobras) pagaria à CEG, a título de pagamento antecipado pelo fornecimento futuro do Serviço de Distribuição de Gás, o valor de R\$ 46.668, em 07 (sete) parcelas pré-fixadas. Adicionalmente, o Contrato de Antecipação de Pagamento, prevê a instituição do Saldo do Pagamento Antecipado (SPA), que se caracteriza como um crédito de Capacidade e Distribuição futura de gás natural para a Petrobras, que será utilizado pela mesma para quitar total ou parcialmente o valor de um ou mais Documentos de Cobrança referentes ao Contrato de Distribuição emitidos pela CEG contra a Petrobras, até que o valor de SPA seja igual a zero. As obras referentes à implantação do referido projeto foram concluídas em dezembro de 2013 e o início da utilização do crédito será dado a partir do faturamento de janeiro de 2014, com o início efetivo do fornecimento de gás natural à usina.

**Em 2014:** Transitou em julgado decisão do STJ, favorável à Companhia, declarando a ilegalidade da cobrança, pelo Município do Rio de Janeiro, da taxa mensal pelo uso das vias públicas sob o domínio municipal, bem como seu subsolo e espaço aéreo, instituída através da Lei Municipal nº 4017/2005, regulamentada pelo Decreto nº 28.002/2007. A cobrança resultava em uma obrigação mensal para a companhia no valor de R\$ 998 mil, com base no Decreto nº 28.887/07, que determinou a base de cálculo da referida taxa aplicável às companhias distribuidoras de gás. Apesar da ação judicial em curso, em dezembro de 2009, foi firmado acordo entre a CEG e a Prefeitura do Município do Rio de Janeiro, na forma do qual a Companhia se comprometeu a efetuar o pagamento de valores cobrados a partir de julho de 2009 (pagamento já efetuado). Com relação aos valores referentes ao período de julho de 2007 a junho de 2009, a Prefeitura abdicou da cobrança da taxa, no entanto, em contrapartida, a Companhia realizará projetos de expansão e modernização de redes de canalização de gás natural para as Olimpíadas de 2016. Em maio de 2014, foi comunicado à Secretaria Municipal de Fazenda que apesar da data do trânsito em julgado da decisão favorável à CEG, a Companhia estaria efetuando o pagamento da taxa pelo uso do subsolo no mês de maio de 2014, cessando o pagamento em junho de 2014, em razão da decisão favorável.

Em **2015** não houve eventos ou operações não usuais.

**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 **2013**, a seguinte nova interpretação de norma foi aplicável: IAS 19 - "Benefícios a Empregados", alterada em junho de 2011. Essa alteração foi incluída no texto do CPC 33 (R1) - "Benefícios a Empregados". A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013. O principal impacto previsto para a sua adoção nas demonstrações contábeis da Companhia é: (i) a reposição dos juros do passivo e do retorno esperado dos ativos por uma única taxa de juros líquida, conforme Nota 22, divulgada nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

As seguintes novas interpretações de norma foram emitidas, mas não estão em vigor para o exercício de 2013. A adoção antecipada dessas normas, embora encorajada pelo IASB, não foi permitida, no Brasil, pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis (CPC).

IFRIC 21 - "Taxas". A interpretação esclareceu quando uma entidade deve reconhecer uma obrigação de pagar taxas de acordo com a legislação. A obrigação somente deve ser reconhecida quando o evento que gera a obrigação ocorre. Essa interpretação é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2014.

IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros", aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. O IFRS 9 foi emitido em novembro de 2009 e outubro de 2010 e substitui os trechos do IAS 39 relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros. O IFRS 9 requer a classificação dos ativos financeiros em duas categorias: mensurados ao valor justo e mensurados ao custo amortizado. A determinação é feita no reconhecimento inicial. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características contratuais do fluxo de caixa dos instrumentos financeiros. Com relação ao passivo financeiro, a norma mantém a maioria das exigências estabelecidas pelo IAS 39. A principal mudança é a de que nos casos em que a opção de valor justo é adotada para passivos financeiros, a porção de mudança no valor justo devido ao risco de crédito da própria entidade é registrada em outros resultados abrangentes e não na demonstração dos resultados, exceto quando resultar em descasamento contábil. O Grupo está avaliando o impacto total do IFRS 9. A norma é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2015.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre a Companhia.

A seguinte nova interpretação de norma foi aplicável ao exercício de **2014** :

OCPC 07 - "Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-financeiros de Propósito Geral", trata dos aspectos quantitativos e qualitativos das divulgações em notas explicativas, reforçando as exigências já existentes nas normas contábeis e ressaltando que somente as informações relevantes para os usuários das demonstrações financeiras devem ser divulgadas.

Em **2015** não houve alterações relevantes nas práticas contábeis, que poderiam resultar em impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia.

**b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis**

Não houve efeitos significativos decorrentes de alterações de práticas contábeis.

**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.**

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.

**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 2015 foi de R\$ 197.318 (R\$ 217.974 em 31 de dezembro de 2014).

**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.

**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, sendo considerado o prazo de 180 dias. Caso todas as contas a receber vencidas e não impaired fossem consideradas não recuperáveis, a Companhia sofreria uma perda adicional em 31 de dezembro de 2015 de R\$ 68.853 (R\$ 52.713 em 31 de dezembro de 2014).

**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.

**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.

**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. Informações adicionais estão divulgadas na Nota 23 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

**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 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; b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.**

Não há itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia, não se aplicando á Companhia as hipóteses descritas neste item.

**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** Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, 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.

**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 indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:**

**a. investimentos, incluindo:****i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos**

Pela própria natureza da atividade de uma distribuidora de gás, os investimentos são contínuos e consistem basicamente na massificação da utilização do gás natural dentro do perímetro da concessão (expansão e renovação de rede de gás natural canalizado, na área de concessão determinada no Contrato de Concessão firmado com o Estado do Rio de Janeiro).

Em 2015, foram investidos na operação da Companhia R\$ 266.915 mil, montante 16,7% superior ao mesmo período do ano anterior, no qual o total dos investimentos operacionais correspondeu a R\$ 174.972 mil.

Quase a metade desses investimentos, R\$ 133.051 mil (49,8% do total), foi direcionada para Conversão e Renovação de Redes. Tais investimentos incluem os remanejamentos de redes necessários às obras do Corredor T5 do BRT e da instalação do Veículo Leve sobre Trilhos – VLT no Centro da Cidade do Rio de Janeiro. Incluem, também, a finalização de obras do reforço de redes no anel metropolitano, iniciadas em 2014.

Os investimentos em Expansão de Redes - num total de R\$ 106.185 mil - representam quase a totalidade do restante dos outros investimentos, que são compostos, em menor parte (R\$ 26.679 mil) por investimentos em tecnologia da informação, frota de veículos e instalações. Os investimentos em expansão das redes de média e baixa pressão foram significativos para o incremento dos cerca de 30 mil novos clientes, sobretudo residenciais, e também comerciais e de GNV. A maior parte dos investimentos realizados em instalações se deu com o remanejamento da Estação de Regulagem e Medição – ERM, localizada na sede operativa da Companhia, em São Cristóvão.

**ii. fontes de financiamento dos investimentos**

Geração de caixa da Companhia, financiamento junto a instituições multilaterais de crédito como o BNDES e captação de recursos também junto à bancos comerciais.

**iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos**

Com a conclusão do projeto de conversão do gás manufaturado para gás natural em 2007, foram desativadas estações de gás manufaturado.

Em 2008, 2009 e 2011 não houve desinvestimentos.

Em 2010 foi realizado o registro contábil da venda do terreno onde se localizava a filial de Botafogo.

Entre 2012 e 2015 não houve desinvestimentos.

**b. desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor**

Os investimentos anuais previstos para expansão de rede (massificação da utilização do gás natural dentro do perímetro da concessão) englobam a aquisição de equipamentos, tubulações e outros ativos diretamente relacionados à atividade da Companhia, visando a ampliação da capacidade produtiva.

**c. novos produtos e serviços, indicando: (i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; (ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; (iii) projetos em desenvolvimento já divulgados; (iv) projetos em desenvolvimento já divulgados:**

Não há desenvolvimento de novos produtos ou serviços.



**10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios****i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas**

Não há desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

**ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços**

Não há desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

**iii. projetos em desenvolvimento já divulgados**

Não há desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

**iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços**

Não há desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

## **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. Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção.**

Não há outros fatores que tenham influenciado de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção