

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	5
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	6

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	7
10.2 - Resultado operacional e financeiro	14
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	17
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	19
10.5 - Políticas contábeis críticas	21
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	22
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	23
10.8 - Plano de Negócios	24
10.9 - Outros fatores com influência relevante	26

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 já no 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, complementando-se a seguir:

Com relação aos riscos identificados relacionadas à própria Companhia (emissor):

Do ponto de vista dos riscos relacionados ao emissor, no que diz respeito as **relações laborais**, no item 4.1 está detalhada a atual prática adotada pela Diretoria de Pessoas, Organização e Cultura (Recursos Humanos), que a denomina como uma Política de Passivos Trabalhistas. A área é responsável pelo acompanhamento das demandas judiciais trabalhistas e acompanhamento de contingências. A área de Compras da Companhia é responsável pelo acompanhamento das contratações das empresas terceirizadas.

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 cerca de 15% das ações em varas cíveis (justiça comum), nos últimos anos.

Do ponto de vista dos **passivos judiciais tributários** a área responsável pelo acompanhamento das demandas e acompanhamento de contingências é a Gerência Fiscal da Companhia.

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.

Com relação aos riscos identificados relacionadas aos seus clientes, distribuídos entre os **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). As Diretorias Comercial, de Gestão de Rede e a Área de Serviços a Clientes possuem estruturas específicas para o acompanhamento dos clientes de cada seguimento.

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, as operações financeiras de valores elevados (conforme piso fixado no próprio Estatuto Social) a serem 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. Portanto, a Diretoria Financeira da Companhia identifica, avalia e aplica práticas de proteção contra eventuais riscos financeiros, 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 quinzenal 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 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;**

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. No Relatório de Recomendações para o aprimoramento dos controles internos, elaborado em conexão com o exame das demonstrações financeiras referente ao exercício findo em **31.12.2016, foram identificadas apenas duas Deficiências Significativas (DS)**, além de dezoito outras deficiências, sendo destacadas a seguir as DS, acompanhadas dos comentários de cada Diretoria respectivamente responsável, as quais já estão adotando as medidas necessárias ao aprimoramento do respectivo controle:

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

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
2016	2015						
DS	N/A	1-Contábil	<p>O controle de ativação de projetos em andamento deve ser aprimorado para garantir a exatidão dos dados gerados para mensuração da depreciação e capitalização de juros de empréstimos.</p> <p>Projetos de construções e expansão de rede são ativados, ou seja, sinalizados como “concluídos”, meses após a sua efetiva conclusão, resultando em erros na mensuração da depreciação dos ativos e da capitalização de encargos financeiros de projetos em andamento.</p>	Depreciação calculada a menor e juros capitalizados indevidamente, gerando impactos nas demonstrações financeiras da Companhia.	<p>Implementar controle que permita a identificação dos projetos concluídos e a comunicação tempestiva, ao setor contábil, para a baixa dos projetos em andamento no período correto.</p> <p>Acerto da depreciação e da capitalização de juros de projetos já finalizados que apresentaram a mencionada inconsistência de dados.</p>	Apresentação correta dos saldos nas demonstrações financeiras.	<p>Com o apoio da área de auditoria interna, foram adotadas medidas visando melhorar o procedimento de comunicação tempestiva, ao setor contábil, pelas áreas responsáveis.</p> <p>Será verificado quanto ao acerto da capitalização de juros de projetos já finalizados.</p>
DS	N/A	2-Contábil	<p>Há inconsistências na base de dados de participantes dos planos de benefício pós-emprego, resultando em mensuração incorreta da provisão de benefício pós-emprego. Como exemplo, podemos destacar:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Inclusão de participantes falecidos na base de participantes ativos para Plano de pensão; - Dados de participantes para o benefício de plano de saúde não conferem com a documentação suporte ou não há documentação que comprove as informações. 	Mensuração incorreta do passivo atuarial.	<p>Revisar os dados inseridos na base de participantes e conciliar com documentação suporte;</p> <p>Adotar política de revisão periódica em base amostral.</p>	Apresentação correta dos saldos nas demonstrações financeiras.	<p>Ref. Beneficiários de plano de saúde: As Informações foram validadas após a identificação de um erro identificado na amostragem feita. Após o levantamento, foram encontradas poucas inconsistências que foram remetidas a Mercer, que por sua vez, considerou a inconsistência irrelevante.</p> <p>Ref. participantes: Estamos incluindo este como um dos pontos a ser verificado por ocasião das avaliações atuariais futuras, bem como já estamos submetendo o tema a nossos consultores atuariais acerca da correção ou não de mantermos na base de dados participante já falecido, mas ainda sem definição, pelo INSS, de qual é a verdadeira beneficiária da complementação da pensão por morte a ser paga pelo Gasius.</p>

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 **2014**, o Brasil experimentou outro ano 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 473,4TWh. 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 no Brasil atingiu patamar recorde com uma média de 100 Milhões de m³/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 mm³/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 m³/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 m³/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 mm³/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 m³/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**, observou-se um cenário desafiador para o Brasil e países da América Latina, com uma depreciação generalizada da cotação das moedas, um fluxo de saída de capitais e encarecimento do custo de dívida. Na Ásia, a matriz econômica da China, principal demandante das commodities exportadas pelo Brasil, deixou de priorizar investimentos em infraestrutura e aumentou sua dependência do consumo doméstico. Esta mudança levou a uma desaceleração do crescimento da economia do país. Além disso, a recuperação da economia Norte Americana, que causou uma elevação de juros básicos após dez anos pelo Federal Reserve, refletiu 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. Assim, o governo brasileiro adotou medidas 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, atravessou uma crise derivada da política de congelamento do preço da gasolina que visava 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

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

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.

Apesar, da conjuntura adversa o Pré-sal alcançou ao final de 2015 o patamar recorde de 1,091 Mboe/d, representando 34,4% da produção total do país de 3,164 Mm3/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 Mm3/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 Mm3/dia importada via gasoduto Brasil-Bolívia e a regasificação de 17,94 Mm3/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 Mm3/dia. O segmento industrial, com uma demanda média de 43 Mm3/dia, recuou apenas 0,4% mostrando importante resiliência apesar da forte retração da atividade industrial no ano. 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.

Em 2016, o Brasil começou a superar a grave crise política que culminou ao final do mês de agosto no *impeachment* da presidente Dilma Rousseff, após menos de dois anos de sua reeleição. Esta crise política acentuou a crise econômica e a recessão que o país já vinha enfrentando desde 2015, tanto por fatores domésticos como externos. Com a posse do vice-presidente Michel Temer no cargo de Presidente da República, o novo governo iniciou o desenvolvimento de propostas e medidas visando a estabilização da economia. Dentre as medidas de prudência fiscal adotadas, destaca-se a Proposta de Emenda à Constituição (PEC) 55, aprovada pelo Senado, que institui por 20 anos um teto para o gasto primário da União. Além disso, iniciou-se o debate para uma reforma no sistema previdenciário, considerada pelo Governo uma questão chave para a sustentabilidade das contas públicas no futuro do país.

Como resultado da melhora na confiança nas medidas adotadas, verificou-se uma redução da cotação do Dólar frente a moeda brasileira ao final de 2016, que ficou nos patamares ainda altos de 3,25. A inflação medida pelo IPCA também apresentou melhora fechando 2016 em 6,29%, lembrando que em 2015 encerrou o ano em 10,67%. A taxa básica de juros (SELIC) teve sua primeira redução em outubro de 2016, depois de um ciclo de aperto monetário.

Contudo, os desafios para equilibrar a economia e buscar o retorno do crescimento não seriam fáceis diante do desequilíbrio das contas públicas, da queda da produtividade no país nos últimos dois anos, do forte endividamento das famílias e do índice de desemprego que alcançou em 2016 o número de 12,3 milhões de desempregados (12% da força de trabalho do país).

Os Governos Estaduais, por sua vez, também enfrentaram os efeitos da queda da arrecadação, produto da recessão econômica e queda do valor de *commodities* exportáveis (ex.: petróleo e minério). Assim os Estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e Rio Grande do Sul decretaram estado de calamidade financeira. Neste contexto, o Governo Federal decidiu adotar um plano de resgate aos Governos Estaduais que implicava no compromisso dos Estados de iniciarem reformas econômicas estruturantes que permitissem sua sustentabilidade financeira no longo prazo.

No caso particular do Rio de Janeiro, 2016 foi um ano histórico pelo fato da cidade receber os Jogos Olímpicos e Paralímpicos. Foi a primeira vez que uma cidade de América do Sul foi responsável pela organização deste evento esportivo de importância mundial. O megaevento transcorreu com sucesso e elogios da imprensa e do público internacional, apesar de ter enfrentando alguns protestos na véspera de sua realização. Movimentou-se cerca de US\$ 1,8 bilhão na economia fluminense e 1,17 milhão de turistas visitaram a cidade. Foram incorporadas na cidade importantes melhorias na área de transporte e soluções habitacionais, com a expansão da rede de metro e de BRT, criação do VLT e a revitalização da região do Porto do Rio de Janeiro com a construção do Porto Maravilha. Além disso, a Ceg foi a fornecedora oficial de gás para os Jogos Olímpicos atendendo a Vila dos Atletas, Parque Olímpico e também fornecendo o gás que manteve a Pira Olímpica acesa durante todo o período dos Jogos.

No setor de óleo e gás, o ano de 2016 também foi de mudanças e transição. O ano foi marcado pela intensificação da queda da cotação do barril do petróleo no início do ano quando o Brent chegou a alcançar os US\$ 35, mas no final do ano os preços internacionais se recuperaram na casa dos US\$ 50 o barril.

A Petrobras, única fornecedora de gás natural da Ceg, teve mudança no seu comando diretivo e avançou em temas sensíveis, entre outros: a reestruturação de seu modelo de governança, a implantação de uma nova política de preços e o programa de desinvestimentos com a venda de mais de US\$ 10 bilhões em ativos, só em 2016. Esses avanços se refletiram na mudança da percepção do mercado. No processo de desinvestimento foram incluídos ativos chaves do setor de gás natural, como a participação nas distribuidoras estaduais e o controle da propriedade dos gasodutos da malha sudeste.

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

Neste cenário, o Governo lançou o plano “Gás para Crescer”, que visa a liberação dos mercados de gás introduzindo mudanças estruturais que viabilizarão um maior investimento e participação privada em toda a cadeia (produção, comercialização, importação, transporte e distribuição) do setor de gás natural.

Em continuidade com o desenvolvimento dos recursos do Pré-sal a produção de petróleo e gás do país alcançou em dezembro de 2016 um novo patamar recorde de 3.433 Mboe/dia com um crescimento de 8,5% frente ao mesmo mês de 2015. O Pré-sal consolida um avanço considerável, sendo responsável por 46% da produção total do país.

A produção total de gás natural cresceu 7,5% no ano, superando o patamar de 110 Mm3/dia. Porém uma porção importante da produção de gás nos poços *offshore* é consumida na mesma atividade de E&P ou é reinjetada. Com isso a oferta líquida de gás natural ao mercado representa apenas 58% de produção bruta. Assim é fundamental para incrementar a oferta doméstica o desenvolvimento de infraestruturas de escoamento de produção bem como de tecnologia para o processamento e separação *offshore* do gás natural.

Embora no curso de 2016 também tenha sido necessária a importação de gás natural da Bolívia (média aproximada de 30 Mm3/dia) a menor demanda para geração elétrica térmica provocou uma queda expressiva dos volumes importados de gás natural liquefeito (GNL) que passaram de 18 Mm3/dia em 2015 a uma média de apenas 4 Mm3/dia em 2016.

De acordo com a Abegás, o volume de gás natural consumido no país experimentou uma forte queda de 21%, impactada principalmente pela redução de 40% ao ano da demanda para geração termelétrica. O menor crescimento da demanda elétrica e a recuperação dos reservatórios das hidroelétricas reduziu significativamente a venda de gás natural para este segmento. Por sua vez, o setor industrial, em consonância com a recessão econômica, teve uma queda de 10% no consumo de gás natural no ano. Os setores industrial e termelétrico continuam sendo a principal fonte de demanda do mercado de gás com uma participação de 42% e 35% respectivamente.

Por outro lado, os segmentos residencial e comercial continuaram com crescimento de demanda provocada pela contínua expansão dos mercados de distribuição. O número de clientes residenciais e comerciais no país cresceu 8% em 2016, com destaque para o segmento residencial que superou a marca de 3 milhões de clientes em todo o Brasil. A demanda de gás do segmento residencial cresceu 15% em 2016, de acordo com a Abegás.

Após mais de 5 anos consecutivos de queda, o segmento de gás natural veicular (GNV) experimentou um crescimento de 3% em 2016. Ainda, segundo a Abegás, a normalização da política de preços da gasolina da Petrobras teve um impacto favorável na demanda deste combustível no setor automotivo.

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 2016, após a realização de um grupamento de ações no curso de 2016, o capital social da Companhia que era representado por 51.927.546.473, passou a ser representado por 259.637.732 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, mantidas as proporções das propriedades dos acionistas, conforme quadro abaixo:

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

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, mantendo a proporção da participação de todos os seus acionistas.

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.

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

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 2015, subiu para 43% em 2016, 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 107,0% do CDI e não tem garantias oferecidas e cláusulas de *covenants*.

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.

Empréstimos e financiamentos	2016	2015
Financiamentos	38.739	65.691
Linhas de crédito	899.550	811.888
	<u>938.289</u>	<u>877.578</u>
 Total do passivo		
Circulante	426.934	333.834
Não circulante	511.355	543.744
	<u>938.289</u>	<u>877.578</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 107% do CDI.

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

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

		2016		2015		
		Curto prazo	Longo prazo	Curto prazo	Longo prazo	
	<u>Fn (*)</u>	<u>Lc (*)</u>				
Em moeda nacional						
Banco HSBC S.A.		100%	280.866	100.000	69.961	310.000
Banco de Tokyo-Mitsubishi UFJ Brasil S.A.		100%	37.889	120.000	110.750	
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES	100%		24.580	14.160	26.972	38.719
Banco Santander S.A.		100%		117.927	54.590	
ING Bank		100%	2.809	50.000	2.873	50.000
Banco do Brasil S.A.		100%	48.969		68.233	44.800
Banco Intesa San Paolo		100%		49.268		40.225
Banco Scotiabank		100%	31.821	60.000	455	60.000
Total empréstimos e financiamentos			426.934	511.355	333.834	543.744

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

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:

	2016	2015
2017		326.650
2018	461.355	217.094
2019	50.000	-
	<u>511.355</u>	<u>543.744</u>

O 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.

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

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, 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

Receita Líquida: As receitas líquidas da Companhia em 2016 foram de R\$ 3.120.276 mil, o que representou uma redução de 16,30%, com relação a 2015, quando somaram R\$ 3.728.091 mil. Esta redução é resultado da queda nas vendas de gás (-26,14% frente a 2015), sobretudo para a geração elétrica (-36,25%).

Lucro Bruto: O lucro bruto, em 2016, chegou a R\$ 915.968 mil, observando-se um aumento de 5,76% em relação ao resultado obtido no ano anterior (R\$ 866.058 mil), o que representa uma margem bruta de 29,36%, superando a margem apresentada em 2015 que foi de 23,23%, portanto com um aumento de 6,13% na margem bruta frente ao ano anterior. Esse resultado foi beneficiado pelo impacto do IGPM que incide na margem e pelo aumento da base de clientes, que teve um incremento de 3,86%.

Lucro Operacional: A Companhia encerrou o ano de 2016 com um lucro operacional de R\$ 521.496 mil, com um aumento de R\$ 3.877 mil frente a 2015, quando o lucro operacional foi de R\$ 517.619 mil. Esse índice apresentou um leve aumento de 0,75% em comparação com o ano anterior.

Lucro Líquido: O lucro líquido do exercício fechou 2016 em R\$ 290.704 mil, que representa um aumento de R\$ 6.312 mil, ou seja, 2,22% superior a 2015. Apesar desse discreto aumento, considerando o cenário econômico desfavorável enfrentado em 2016, que impactou as vendas da Companhia, esse resultado se mostra bastante positivo.

Resultado Financeiro: A política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) até o terceiro trimestre de 2016 foi de manutenção da taxa básica de juros (Selic). Com a baixa atividade econômica e com os sinais consistentes do controle e da redução da inflação, o Banco Central iniciou a política monetária de redução da taxa Selic, passando a taxa de 14,25% para 13,75%, em dezembro de 2016.

A Companhia apresentou em 2016 um maior custo financeiro, impactado principalmente pela manutenção da taxa Selic e em função da elevação do endividamento, o que gerou maior gasto financeiro com dívida. O resultado financeiro apresentou, em 2016, o valor negativo de R\$ 111.530 mil, frente ao valor negativo de R\$ 101.419 em 2015.

A dívida bruta da Companhia passou de R\$ 877.579 milhões em 2015 para R\$ 938.290 milhões em 2016.

Conta de Resultados (R\$ mil)	2016	2015	Variação (R\$)	Variação (%)
Receita líquida	3.120.276	3.728.091	(607.815)	-16,30
Lucro bruto	915.968	866.058	49.910	5,76%
Lajida (Ebitda)	630.172	626.191	3.981	0,64%

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

Lucro operacional	521.496	517.619	3.877	0,75%
Lucro líquido do exercício	290.704.	284.392	6.312	2,22%

Margem Bruta	29,36%	23,23%	6,14%	26,39%
---------------------	--------	--------	-------	--------

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\$ 630.173 mil do ano de 2016 manteve-se praticamente em linha com o resultado obtido em 2015, apresentando um pequeno aumento inferior a 1% frente a ano anterior.

LAJIDA	2016	2015	Variação(R\$)	Variação (%)
Lajida (R\$ mil)	630.172.976,12	626.191.505,87	3.981.470,25	0,64%
Lucro líquido do exercício	290.704.206,99	284.392.021,28	6.312.185,71	2,22%
Tributos sobre o lucro (IR/CSLL)	119.261.587,31	131.807.843,69	(12.546.256,38)	-9,52%
Depreciação e amortização	108.676.616,05	108.572.384,56	104.231,49	0,10%

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.

Em 03 de novembro de 2016 foi firmado o aditivo nº 11 ao contrato vigente de fornecimento de gás com a Petrobras, com prazo de vigência até 31/12/2021, visando ajustar as Quantidades Diárias Contratuais – QDC para alinhar as retiradas de gás junto aos compromissos contratuais.

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

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

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.

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.

Em 2016, o cenário econômico desfavorável enfrentado em 2015 não apresentou recuperação. Com a forte desaceleração da economia e a consequente redução da atividade industrial desde 2015, o consumo de energia elétrica continuou afetado em 2016, observando-se na verdade um excedente de energia elétrica. As vendas médias diárias totais de gás natural atingiram 10.591,9 Mil m³/dia, apresentando uma redução de -26,1% no total frente a 2015, quando somaram 14.339,7 Mil m³/dia. Esse resultado negativo decorreu principalmente da redução de -36,3% nas vendas para a Geração Elétrica. As vendas de gás convencional apresentaram uma redução de -0,8% com relação a 2015, impactadas principalmente pelas vendas para a indústria. O número total de clientes da Ceg ao final de 2016 somou 907.309, havendo um aumento de 3,9% com relação a 2015, quando a Companhia encerrou o ano com 873.585 clientes. Desta forma, a diversificação de seus mercados e os constantes investimentos na captação de novos clientes em cada um dos segmentos garantem à Ceg melhores condições de suportar crises que afetem mais diretamente a um determinado seguimento.

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.

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

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.

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.

Em **2016**, A política monetária adotada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) até o terceiro trimestre de 2016 foi de manutenção da taxa básica de juros (Selic). Com a baixa atividade econômica e com os sinais consistentes do controle e da redução da inflação, o Banco Central iniciou a política monetária de redução da taxa Selic, passando a taxa de 14,25% para 13,75%, em dezembro de 2016. A Companhia apresentou em 2016 um maior custo financeiro, impactado principalmente pela manutenção da taxa Selic e em função da elevação do endividamento, o que gerou maior gasto financeiro com dívida. O resultado financeiro apresentou, em 2016, o valor negativo de R\$ 111.530 mil, frente ao valor negativo de R\$ 101.419 em 2015. A dívida bruta da Companhia passou de R\$ 877.579 milhões em 2015 para R\$ 938.290 milhões em 2016. O endividamento financeiro da empresa, que era de 42,3% em 2015, subiu para 43% em 2016.

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 e 2016 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 relevantes 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 e 2016 não houve eventos ou operações não usuais que causem efeitos relevantes nas Demonstrações Financeiras da Companhia ou em seus resultados.

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** :

OCP 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.

A seguir indicamos as alterações que foram adotadas pela primeira vez para o exercício iniciado em **1º de janeiro de 2017**, que não tiveram impactos materiais para a Companhia.

(i) **CPC 27 - Ativo Imobilizado e CPC 04 - Ativo Intangível** - Esclarece que a depreciação de um item do ativo imobilizado com base na receita gerada pelo uso do ativo não é apropriada. Esclare também que, somente em raras circunstâncias, a amortização de um ativo intangível com base na receita gerada pelo uso do ativo pode ser adequada, a depender da correlação entre a receita e o consumo dos benefícios econômicos gerados.

(ii) **CPC 40 – Instrumentos Financeiros: Evidenciação** - Foram acrescentadas orientações específicas sobre divulgação de transferência de ativos financeiros, além de orientações para auxiliar a decidir se um contrato de prestação de serviços sobre a carteira transferida tem características de envolvimento contínuo. A alteração da norma traz também orientação sobre a divulgação de compensação de ativos e passivos financeiros, que não é exigida para todos os períodos intermediários.

3 Estimativas e julgamentos contábeis críticos

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

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

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

(a) Reconhecimento da receita de venda de gás

Para a mensuração da receita pela venda de gás é efetuada estimativas, com base no consumo histórico e em projeções de consumo, para mensurar o gás entregue mas ainda não considerado pelas medições anteriores ao fechamento do período. Conforme apresentado na Nota 8, a receita estimada nessas condições em 31 de dezembro de 2016 foi de R\$ 138.778 (R\$ 197.318 em 31 de dezembro de 2015).

(b) 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.

(c) 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 2016 de R\$ 39.097 (R\$ 68.853 em 31 de dezembro de 2015).

(d) 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 não superior ao período de concessão. Anualmente a Companhia revisa a vida útil desses ativos.

(e) 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.

(f) 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 21 das 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 das Demonstrações Financeiras da Companhia, a receita estimada nessas condições em 31 de dezembro de 2016 foi de R\$ 138.778 (R\$ 197.318 mil em 31 de dezembro de 2015).

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 2016 de R\$ 39.097 (R\$ 68.853 em 31 de dezembro de 2015).

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 22 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 à 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 2016, foram investidos R\$ 257.037 mil na operação da Companhia, montante -3,7% inferior ao mesmo período do ano anterior, no qual o total dos investimentos operacionais chegaram a R\$ 266.915 mil.

A maior redução (16,47%) ocorreu principalmente nos investimentos destinados à Expansão de rede, que em 2015 somaram R\$ 108.185 mil e em 2016 resultaram em R\$ 90.368 mil. O principal motivo foi uma maior demora nos procedimentos para obtenção de licenças de obras e ambientais necessárias às obras dos projetos de expansão para os Municípios de Maricá e Mangaratiba.

A maior parte dos investimentos realizados pela Companhia em 2016, no montante de R\$ 139.164 mil, e que corresponde a 54,1% do total dos investimentos, foi destinada à Conversão e Renovação de Redes, obras relacionadas principalmente ao remanejamento de redes, à manutenção das tubulações de gás, estações de medição e regulação e outros ativos da Companhia. Com relação ao ano anterior, a Companhia aumentou em 4,59% esses investimentos, que totalizaram naquele período R\$ 133.051 mil.

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.

Em 2016 foi efetuada a venda de um terreno de sua propriedade, pelo valor de R\$ 802 mil, por meio de um leilão eletrônico, localizado em Coelho Neto, Rio de Janeiro, RJ, o qual, por seu valor, e por se tratar de imóvel que não estava sendo utilizado pela Companhia e não possui nenhuma importância estratégica, não é considerado relevante.

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

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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.

- 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