

## **IMPACTOS DA ESTRUTURA DE FINANCIAMENTO SOBRE A DECISÃO DE INVESTIMENTO DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

Marcelo Colomer Ferraro\*

Edmar de Almeida\*\*

### **Resumo**

Este artigo busca analisar os principais condicionantes da estrutura de financiamento sobre a decisão de investimento das empresas de distribuição de gás natural. Assim, a primeira seção irá descrever sucintamente as principais teorias econômicas sobre a determinação da estrutura ótima de financiamento, dando ênfase à teoria do risco financeiro crescente. Posteriormente, busca-se uma análise do balanço das principais empresas do setor, com a finalidade de determinar o nível de endividamento das empresas de distribuição de gás natural. A constatação de que tais empresas apresentam baixos índices de endividamento quando comparado com sua geração de caixa (medida pelo EBTIDA) e de que há uma considerável diferença quanto ao nível de endividamento entre as empresas privadas e estatais mostra que existem obstáculos além da estrutura financeira das empresas ao financiamento de seus investimentos. Assim, a última parte do artigo se propõe a tentar levantar os principais obstáculos ao investimento nas redes de infra-estrutura.

---

\* Mestrando do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

\*\* Prof. Instituto de Economia - UFRJ

## **1 - Introdução**

O crescimento da indústria de gás natural no Brasil depende do grau de competitividade do gás em relação às outras opções energéticas, tanto no setor industrial e residencial quanto no setor de geração elétrica. O desenvolvimento de novos mercados para o gás no Brasil esbarra na falta de uma infra-estrutura de distribuição adequada ao potencial deste energético. Segundo a constituição federal e a Lei nº 9.478, a distribuição de gás canalizado com fins comerciais é de exploração exclusiva dos estados, exercida direta ou indiretamente através de concessões. Atualmente, existem cinco empresas privadas e 15 estatais atuando no segmento de distribuição de gás natural.

A Petrobrás estima que seja necessária a construção de 200 mil quilômetros de rede de distribuição de gás encanado, sendo que este número é ainda maior quando se compara a malha de distribuição brasileira com a de outros países. A rede de distribuição de gás nos Estados Unidos, por exemplo, é de aproximadamente 1,6 milhão de km, controlada por 1300 empresas de distribuição local (Almeida, 2005). Além disso, enquanto no Brasil a rede de distribuição de gás natural era de apenas 8.500 km em 2003, na Argentina essa malha de distribuição era de 124.539 km neste mesmo ano.

Devido às características particulares das redes de infra-estrutura, como a necessidade de grandes volumes de capital imobilizado, longo prazo de maturação dos projetos e a existência de elevados riscos associados aos retornos financeiros, os investimentos nas redes de distribuição de gás natural são feitos normalmente a partir do capital de terceiros. Desta forma, a estrutura do mercado financeiro é um dos principais condicionantes para a decisão de investimento neste segmento.

O presente artigo busca analisar os principais obstáculos ao financiamento da expansão das redes de distribuição de gás natural nacional partindo da constatação que as empresas do setor operam em uma faixa de endividamento subótima, ou seja, não é o nível de endividamento elevado que inviabiliza a captação de recursos. Ao contrário, existe um espaço operacional considerável para o aumento do grau de alavancagem.

Desta forma, seriam outros fatores que não a estrutura de financiamento das empresas que explicariam o baixo nível de investimento do setor.

## **2 - Financiamento: Aspectos Teóricos**

As principais abordagens teóricas referentes ao investimento mostram que diferentes padrões de financiamento levam a diferentes riscos de crédito e, conseqüentemente, a diferentes custos financeiros. Dessa forma, a escolha das fontes e formas de financiamento por parte das empresas é de fundamental importância para explicar a viabilidade econômica de determinados projetos e, assim, o nível de investimento.

Existem quatro fontes básicas de financiamento de longo prazo: ações ordinárias, ações preferenciais, dívidas de longo prazo e capital próprio (lucro retido). Além dessas fontes tradicionais de financiamento de longo prazo, ainda existem outros tipos mais complexos como debêntures conversíveis, arrendamento e securitização. Reconhece-se como padrão de financiamento a escolha das diferentes opções de financiamento dos gastos das empresas. Os autores de filiação teórica *packing order* defendem a idéia de que exista uma hierarquização das preferências das empresas pelas diferentes fontes de recursos, onde a utilização de recursos internos predomina sobre o endividamento que por sua vez predomina sobre a emissão de ações. Na prática, contudo, essa hierarquização das formas de financiamento não aparece tão definida. Em períodos de crescimento econômico, vemos uma maior participação dos recursos internos, dado que os lucros das empresas nestes períodos crescem mais rapidamente do que a necessidade de capital, o que não acontece em períodos de recessão. Outros autores não acreditam que aja uma hierarquização das formas de financiamento, mas sim uma composição ótima que maximiza o valor da empresa.

O conceito de estrutura ótima de capital tem origem nos os trabalhos de Modigliani e Miller, que ficou conhecida na teoria econômica como as duas proposições MM. Segundo estes autores, a preocupação central do administrador financeiro ao escolher um determinado padrão de financiamento é maximizar o valor da empresa<sup>1</sup>. Na ausência

---

<sup>1</sup> Apesar das inúmeras teorias a respeito do conflito de interesse entre a gerência da empresa e seus proprietários (acionistas) os autores consideram que o principal objetivo do administrador financeiro de uma firma é maximizar o valor do acionista

de imposto e de qualquer imperfeição de mercado, estes autores afirmam que não se pode mudar o valor da empresa alterando sua estrutura de capital. Em outras palavras, nenhuma estrutura de capital é melhor ou pior do que outra para os acionistas.

Na presença de imposto de renda, contudo, os autores reconhecem que exista uma estrutura de financiamento ótima. Nesse caso, a utilização de capital de terceiro é preferível à utilização de capital próprio, pela possibilidade de dedução do custo do capital de terceiros do imposto de renda.

Embora a introdução do imposto na análise da MM aproxime seu resultado do que efetivamente ocorre na prática, a preferência pelo endividamento não parece ser uma característica da administração financeira das empresas, já que a análise da estrutura de financiamento mostra níveis de endividamento moderados a baixo. Essa cautela em relação ao endividamento deve-se ao risco financeiro crescente.

O risco de dificuldade financeira está associado à obrigação jurídica que a empresa tem em relação ao pagamento de juros e amortização de empréstimos com a penalidade de perda de seus ativos. Como já explicitado, o pagamento de dividendos não é uma obrigação jurídica da empresa e, por isso, não gera risco de falência. O que se pode perceber é que existe uma integração dos efeitos fiscais e dos custos de dificuldades financeiras. Os benefícios fiscais advindos da utilização do capital de terceiros são contrabalanceados pelo aumento dos custos de dificuldades financeiras decorrentes de um aumento do endividamento das empresas.

O conceito de risco financeiro crescente foi inicialmente desenvolvido por Kalecki e explica o uso moderado de capital de terceiros apesar dos benefícios fiscais oriundos do processo de endividamento. A capacidade de expansão dos negócios de uma firma está associada à taxa de investimento, tanto sob a forma de reposição quanto sob a forma de novos investimentos. Esta capacidade de investir, por outro lado, está associada à capacidade de geração interna de recursos e ao acesso destas firmas às formas de financiamento de longo prazo existentes, incluindo mercado de capitais e o mercado de crédito bancário. Partindo desse pressuposto, o que irá determinar o acesso dessas firmas ao capital de terceiros? A resposta segundo Kalecki é o próprio capital da firma.

Na realidade o que se verifica é que as empresas limitam seus investimentos a um nível mais baixo que seu capital permitiria. Isso decorre do fato de que quanto maior a proporção do capital da empresa alocado em investimento maior o risco do retorno do empréstimo no caso de fracasso do projeto financiado, seja por uma redução dos dividendos<sup>2</sup> ou pelo risco de não pagamento das dívidas, conhecido na literatura econômica como risco financeiro crescente.

O que Kalecki tenta mostrar é que a capacidade de expansão de uma firma depende da sua acumulação de capital a partir de lucros correntes. Esse fato permite que a firma enfrente os problemas impostos pelo mercado de capitais limitado e pelo “risco crescente”. O acúmulo de capital serve tanto para financiar novos investimentos como para facilitar a captação de novos empréstimos. Seja pela redução do risco da emissão de novas ações, elevando o mercado para esses papéis, seja pelo aumento da garantia de pagamento de juros e principal de novos empréstimos.

Uma abordagem complementar ao risco financeiro crescente de Kalecki foi desenvolvida por Minsky. Para o autor o limite ao endividamento da empresa se dá pela existência de um risco crescente tanto para o tomador de empréstimo quanto para o credor. O risco do tomador de empréstimo apresenta duas componentes, primeiramente, em um mundo com incerteza a respeito do retorno dos investimentos realizados, o grau de aversão ao risco não é uma variável fixa. Isto é, existe um ponto a partir de onde o incremento de ativos de capital aumenta a aversão ao risco das firmas, acarretando em uma diminuição do fator de capitalização ou, em outras palavras, em um aumento da taxa de retorno exigida.

A segunda vertente é que, desde que as firmas (tomador de empréstimo) considerem os fluxos de débitos como certos e os retornos esperados como incertos, conforme aumenta

---

<sup>2</sup> Alguns autores afirmam que o limite de emissão de ações só se daria no caso de ações preferenciais devido ao risco de não recebimento de dividendos, mas que a emissão de ações ordinárias não apresentaria limites. Este fato não é realista já que os controladores da empresa possuem alguns incentivos para não emitirem de forma indiscriminada ações deste tipo. O primeiro deles é manter o controle acionário da empresa, o segundo é a redução dos dividendos do grupo controlador caso o rendimento do novo investimento não acompanhe as novas emissões de ações, o que aumenta o risco crescente e por ultimo a limitação que o próprio mercado de capitais impõe a emissão de novas ações ordinárias.

o investimento financiado por dívidas diminui-se a margem de segurança e exige-se um retorno maior sobre o ativo de capital, reduzindo o fator de capitalização.

O risco do credor não aparece de forma explícita nos contratos de financiamento. Para qualquer conjunto de condições de mercado, o risco de credor toma a forma de exigências crescentes nos fluxos de pagamentos dos contratos de financiamento. Isso aparece nos contratos financeiros das mais variáveis formas: taxas de juros mais altas, prazos menores de financiamento, exigência de garantias, restrição quanto ao pagamento de dividendos e quanto à captação de novos empréstimos.

O que Minsky tenta mostrar é que a existência de riscos, tanto para credores quanto para os tomadores de empréstimo, que crescem com a escala de investimento, limita o uso de capital de terceiros, estabelecendo o que seria um ótimo de endividamento. Este ponto ótimo, contudo, irá depender do grau de aversão ao risco de ambas as classes. Isso mostra que além das condições técnicas que determinam o comportamento das curvas de riscos, o estado de confiança dos indivíduos é fundamental para determinar o nível de investimento.

### **3 - Financiamento do Setor de Gás Natural**

Nesta parte do artigo, analisar-se-á a evolução dos investimentos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural no Brasil, mostrando que existe um desequilíbrio entre o volume de investimentos que vem sendo alocados nas diferentes etapas de produção. O grande esforço de investimentos na produção e transporte não vem se reproduzindo no segmento de distribuição. Como consequência, o mercado de gás natural no Brasil se desenvolve em um ritmo menor do que o esperado, com impactos financeiros importantes para os operadores.

A Indústria de Gás Natural – IGN apresenta algumas especificidades técnico-econômicas importantes que determinam sua dinâmica de desenvolvimento. O gás natural ocupa um volume 1000 vezes maior que o do petróleo para um mesmo conteúdo energético. Esta característica faz com que o desenvolvimento da IGN necessite de investimentos enormes em infra-estrutura de transporte e distribuição. Em média, 2/3

dos custos totais para o consumidor do GN são provenientes dessa infra-estrutura (IEA, 1998).

Outras características econômicas importantes da indústria de gás natural é a elevada intensidade em capital, o longo-prazo de maturação para os investimentos e a existência de custos afundados. Isto é, os ativos possuem uma especificidade locacional importante. Uma vez construídos, os gasodutos não podem ser re-allocados para um projeto diferente daquele para o qual foi inicialmente concebido. Estas características fazem com que as atividades de transporte e distribuição não possam ser financiadas apenas com capital próprio. A taxa de crescimento das empresas atuantes no setor tende a ser muito baixa, caso as empresas dependam apenas do seu capital para financiar sua expansão. Ademais, existe um problema de temporalidade importante. Os investimentos nos gasodutos de transporte e distribuição devem ser realizados antes de se começar a desenvolver os mercados. As expressivas economias de escala exigem que os investimentos sejam dimensionados para todo o mercado potencial. Assim, dificilmente as empresas podem expandir adequadamente apenas com sua geração de caixa.

A indústria brasileira de gás natural tem como principal agente a Petrobrás. Além de controlar a produção doméstica, a empresa é a principal comercializadora de gás importado através da sua subsidiária Gaspetro. Essa detém a maioria dos contratos de importação de gás via o gasoduto Bolívia-Brasil. Através de sua subsidiária Transpetro e da participação na Transportadora Brasileira de Gás (TBG, empresa proprietária do gasoduto Bolívia Brasil), a Petrobrás controla cerca de 93% dos gasodutos de transporte de gás no Brasil (7.840 kms de gasodutos). Além disso, a empresa detém ainda 25% de participação na empresa Transportadora Sul Brasileira proprietária do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, ainda em construção.

No setor de distribuição, a participação da Petrobrás não é menos importante. Atualmente, existem 24 empresas de distribuição de gás natural por dutos. Entretanto, apenas 18 dessas empresas estão efetivamente operando. A maioria das empresas do setor (19) são controladas, direta ou indiretamente, pelos governos Estaduais. A Petrobrás detém participação acionária em 18 das empresas constituídas e em 14 das empresas em operação. Apenas cinco empresas são completamente independentes da Petrobrás (CEG, CEG Rio, Comgas, Gás Natural SPG, e Gás Brasileiro).

A maioria das empresas do setor é muito pequena, não possuindo geração de caixa suficiente para financiar seus investimentos com recursos próprios. Nesse sentido, a única fonte de recursos é a capitalização pelos sócios controladores, que na maioria dos casos são os governos dos estados. Assim, para viabilizar os investimentos destas, os governos estaduais precisariam injetar recursos nas empresas. Além da baixa capacidade de geração de recursos próprios, as empresas de distribuição de gás natural, principalmente as estatais, possuem dificuldades de apresentar as contrapartidas necessárias para a obtenção de empréstimos no mercado de capitais.

O problema acima explica o grande diferencial na capacidade de investimento entre empresas de gás já privatizadas e as estatais. Pelo lado das empresas controladas pelo estado, a Companhia Pernambucana de Gás (Copergás), por exemplo, investiu apenas R\$ 22 milhões em 2004; a distribuidora do Rio Grande do Norte, Potigás, não investiu mais que R\$ 5 milhões no ano de 2003, e tem um planejamento quinquenal traçado que prevê um investimento de apenas R\$ 35,75 milhões entre 2003 e 2007; a Algas, de Alagoas, por sua vez, investiu cerca de R\$ 7 milhões em 2004 na ampliação da rede de Maceió; os investimentos da Cegas, do Ceará, não excederam R\$ 3 milhões em 2003. A situação nas empresas estatais do centro-sul do país não é muito diferente: a paranaense Compagas e a gaúcha Sulgás investiu cerca de R\$ 20 milhões em 2004. A recente negociação para venda de 25% do capital da Gasmig para a Petrobras deixa claro o problema acima mencionado. Os recursos aportados pela Petrobras na aquisição de 25% da empresa servirão, justamente, para viabilizar os planos de expansão da empresa. Tendo em vista a sua incapacidade de aportar recursos na empresa, o governo de Minas Gerais aceitou abrir mão de 25% do capital da mesma para viabilizar projetos considerados essenciais, como a extensão da rede de distribuição até as regiões do Vale do Aço e Sete Lagoas. Já empresas privatizadas do setor têm um programa de investimento mais ambicioso. As empresas Ceg e Ceg-Rio, por exemplo, vão investir cerca de R\$ 250 milhões entre 2004 e 2007. A tabela 1 mostra as diferenças existentes entre as empresas privadas e estatais no que se refere ao número de clientes, cidades atendidas e extensão das redes de distribuição.



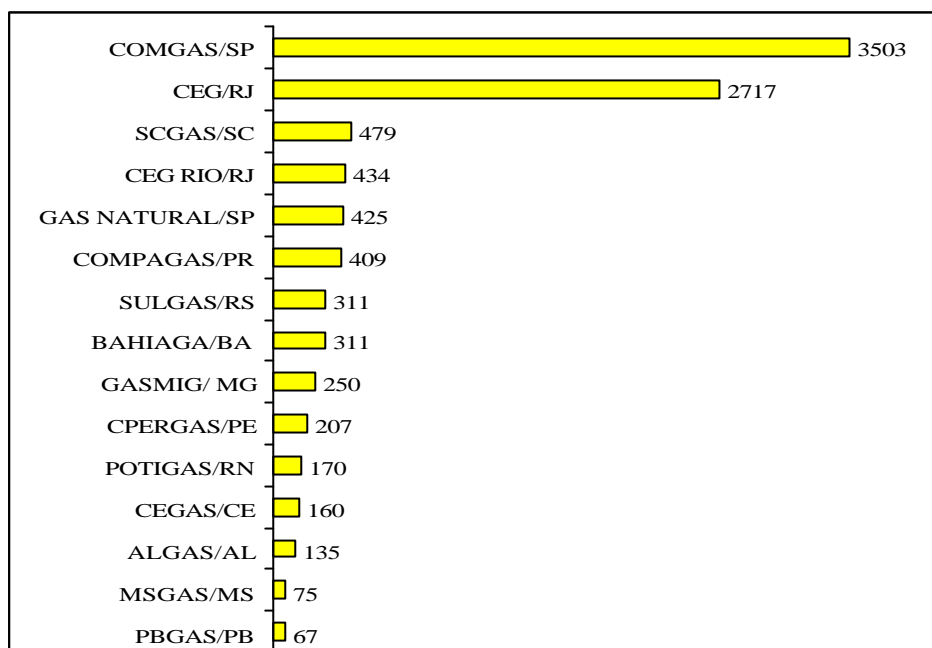
**Tabela 1 – Relação das principais empresas de distribuição de gás natural**

<b>Empresas</b>	<b>Nº de cidades na área de concessão</b>	<b>Nº de cidades atendidas</b>	<b>Nº de clientes</b>	<b>Extensão da rede de distribuição (km)</b>	<b>Vendas em 2005 (1000/m<sup>3</sup> dia)</b>
Algas	22	5	155	106	399
Bahiagás	417	7	144	300	3.976
Cegas	184	7	110	180	714
Copergás	185	13	89	211	813
Sergás	75	5	35	63	201
PB Gás	223	6	56	70	253
Potigás	166	8	53	140	291
Gasmig	853	13	169	185	1.804
BR Distribuidora	77	nd	33	150	1.790
Compagás	399	7	106	402	586
Sulgás	467	16	83	370	2.301
Scgás	293	17	74	409	884
Msgás	78	2	10	58	605
<b>Total das Estatais</b>	<b>3.439</b>	<b>106</b>	<b>1.117</b>	<b>2.644</b>	<b>14.617</b>
Ceg	16	16	606.766	2.560	4.101
Ceg Rio	75	65	1.500	383	3.265
Comgás	177	44	404.256	3.400	9.873
Gás Natural São Paulo Sul s.a.	93	6	7.230	150	334
Gás Brasileiro	375	4	nd	124	128
<b>Total das Privadas</b>	<b>736</b>	<b>135</b>	<b>1.019.752</b>	<b>6.617</b>	<b>17.701</b>
<b>Total</b>	<b>4.175</b>	<b>241</b>	<b>1.020.869</b>	<b>9.261</b>	<b>32.318</b>

FONTE: Elaboração própria a partir dos balanços patrimoniais das empresas, 2003.

Verifica-se a partir dos dados acima que, apesar de 82% das cidades estarem na área de concessão das empresas estatais, apenas 44% das cidades com fornecimento de gás natural são atendidas por essas empresas. Além disso, dos 9.261 km de rede de distribuição, 71% pertencem às empresas privadas. Do número total de indivíduos atendidos pelo fornecimento de gás natural, 99% são clientes das empresas privadas. O gráfico 1 mostra mais claramente a diferença existente entre as malhas de distribuição das empresas privadas e estatais.

**Gráfico 1 - KM de redes em 2003 (1.000)**



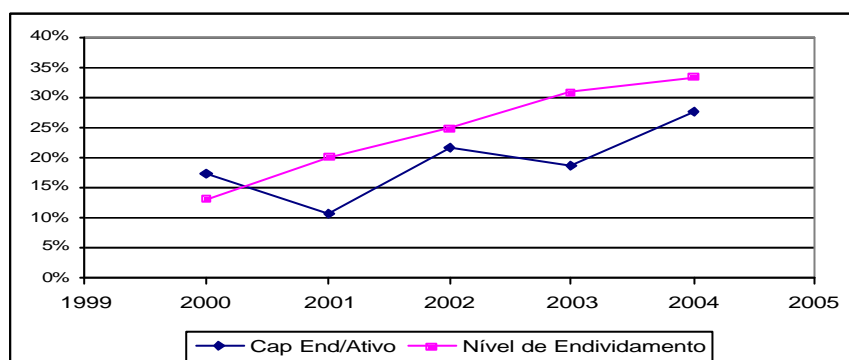
Fonte: BNDES

A fim de explicar o baixo nível de investimento das empresas estatais de distribuição de GN, avaliar-se-á a capacidade de endividamento do setor de distribuição de gás natural, separando-o em dois grupos: o das estatais e o das privadas. Assim, no resto da secção irá se avaliar a capacidade de endividamento das empresas do setor a partir da análise do balanço de 14 empresas de distribuição de gás natural. Para isso, utilizou-se a metodologia de análise de risco empregada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Segundo a metodologia de análise de risco de crédito do BNDES, este se compromete a financiar projetos que totalizem até 3 vezes a sua capacidade de geração de caixa (medida pelo EBITDA), descontadas as dívidas bancárias. Desse total, a empresa deverá financiar 20% com recursos próprios, cabendo 80% ao BNDES, o que limitaria a alavancagem da empresa em 2,4 vezes o EBITDA. Dada essa restrição, é relevante então questionar se as distribuidoras de gás natural brasileiras têm condições financeiras de obter empréstimos, isto é, se estão subalavancadas de acordo com a metodologia do BNDES (ALMEIDA, 2004).

A análise dos indicadores financeiros das empresas de distribuição de gás natural mostra que, na média, mesmo com o crescimento do endividamento financeiro nos anos recentes, existe espaço operacional para que as empresas aumentem a alavancagem, já que se aumentou também a capacidade de endividamento. No caso das empresas privadas de distribuição de gás natural, a capacidade de endividamento do conjunto das empresas passou de 750 milhões em 2002 para 1,2 bilhões de reais em 2004. O gráfico 2 mostra que o aumento do nível de endividamento das empresas privadas vem sendo acompanhado pelo aumento de sua capacidade de endividamento em relação ao ativo das empresas. Segundo a metodologia empregada, o nível de endividamento se encontra ligeiramente acima da capacidade de endividamento, o que mostra que as empresas privadas apresentam um grau de alavancagem moderado para alto.

**Gráfico 2 - Nível de endividamento X Capacidade de Endividamento das Empresas Privadas**



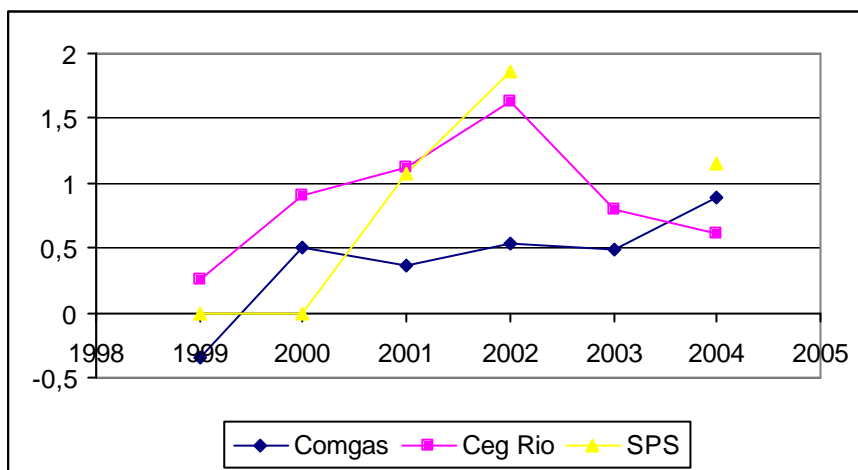
Fonte: Elaboração Própria a partir do Balanço das Empresas

A melhora na capacidade de endividamento nos últimos anos reflete um aumento das receitas das vendas de serviços decorrente da conclusão das obras de novos ramais de distribuição. O crescimento acentuado da receita operacional, o alto nível de liquidez e o baixo índice de endividamento das empresas privadas de distribuição criam um espaço para o aumento da alavancagem, das distribuidoras de gás natural. Esse fato se reflete na capacidade de pagamento de juros<sup>3</sup>. O índice de capacidade de pagamento de juros indica quantos por centos das dívidas bancárias poderiam ser pagos pela geração de caixa da empresa, isto é, qual a taxa de juros sobre a dívida bancária ou onerosa, que

<sup>3</sup> A capacidade de pagamento de juros é calculada dividindo-se o lucro EBITDA pelo total das dívidas bancárias.

poderia ser suportada pela geração de caixa. Em 2004, a capacidade de pagamento de juros das principais empresas de distribuição de gás natural foi de 89% no caso da COMGAS, 115% no caso da Gás Natural SPS e 62% no caso da CEG Rio e 151% no caso da Compagas. O gráfico 3 mostra a evolução da capacidade de pagamento de juros de três das principais companhias privadas de distribuição de gás natural.

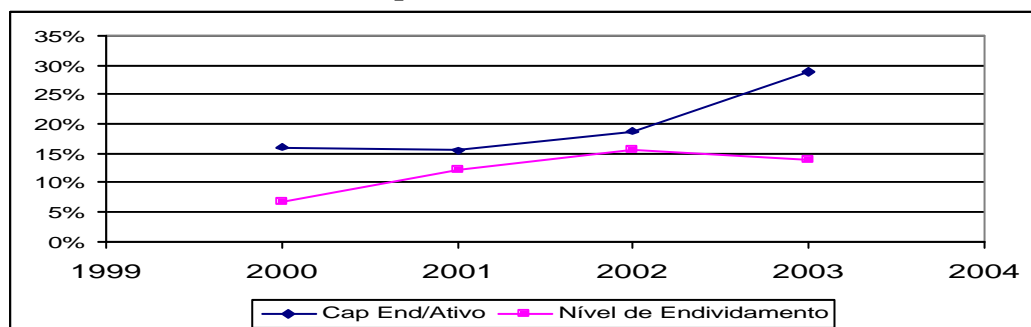
**Gráfico 3 – Capacidade de Pagamento de Juros**



Fonte: Elaboração Própria a partir do Balanço das Empresas

No caso das empresas estatais o nível de alavancagem é ainda menor. Com exceção da Sulgas, da Compagas e da Scgás nenhuma das empresas estatais pertencentes à amostra possuía dívida bancária até 2004, embora os últimos anos tenham mostrado uma melhora na capacidade de endividamento das empresas estatais em decorrência do aumento da capacidade de geração de receita. O EBTIDA da Bahiagás, por exemplo, passou de aproximadamente 13 milhões de reais em 1999 para 74 milhões em 2004. (Cf. gráfico 4).

**Gráfico 4 – Nível de endividamento X Capacidade de Endividamento das Empresas Estatais**

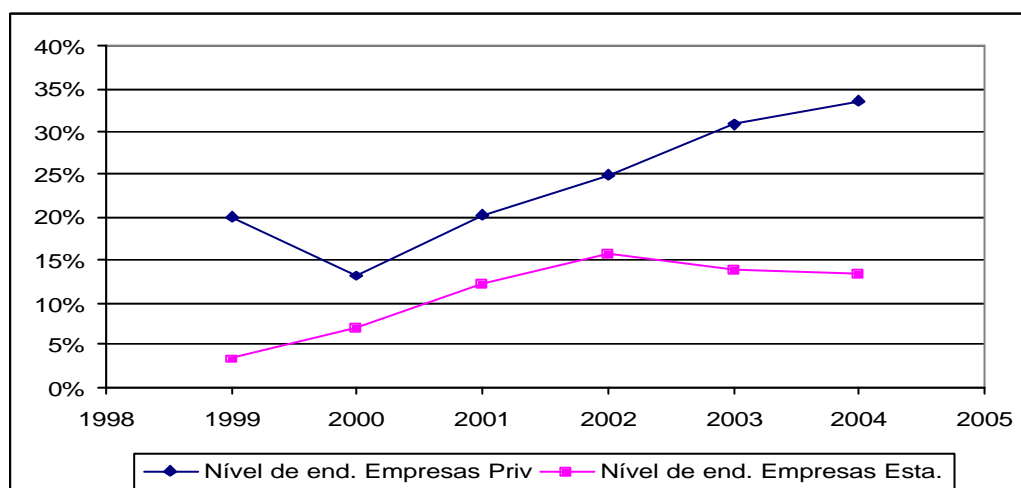


Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados das empresas

Além da elevada capacidade de endividamento, a análise dos índices de liquidez e dos níveis de endividamento das empresas de distribuição de gás natural sugere que existam barreiras não financeiras ao desenvolvimento do setor público de distribuição de gás natural.

Recentemente, vemos um aumento da captação de recursos de terceiros por parte das empresas privadas, o que fica mais bem evidenciado pelo gráfico 5. Por outro lado a participação dos recursos de terceiros no financiamento das empresas estatais, com exceção de algumas poucas empresas do Sul do país, continuou muito baixo.

**Gráfico 5 – Nível de Endividamento Financeiro das Empresas de Distribuição de Gás Privadas e Estatais**

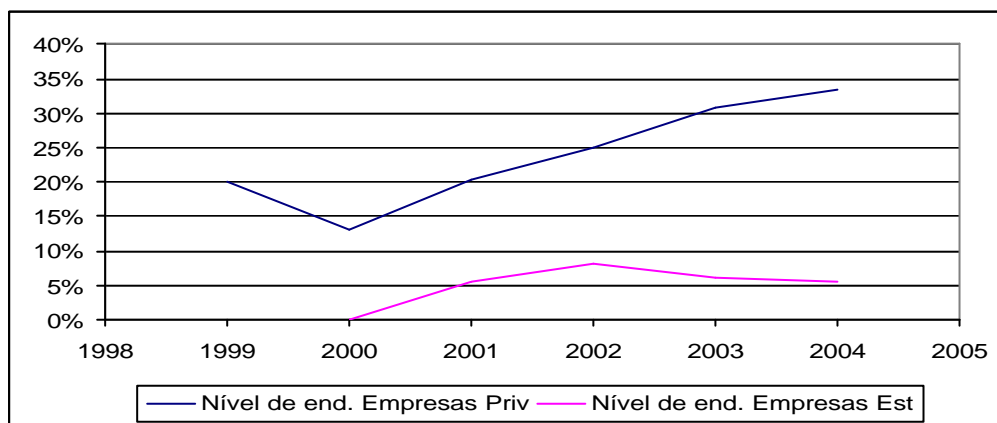


Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados das empresas

O crescimento do nível de endividamento das empresas privadas se deve principalmente ao início das operações da Gás Natural São Paulo Sul em 2000 e ao aumento do nível de endividamento da CEG, que passou de 18,41% em 1999 para 48,10% em 2004. Nos últimos anos, a CEG vem expandindo sua rede de distribuição no estado do Rio de Janeiro. Além disso, vem sendo feito, pela empresa, um maciço investimento na conversão do GLP para gás natural, nas residências do estado, o que explica o aumento no nível de endividamento da empresa. A principal origem dos recursos continuou sendo o BNDES, que expandiu a concessão de crédito para o setor de distribuição de gás natural.

O leve crescimento do nível de endividamento das empresas estatais, mostrado no gráfico 5, não indica um aumento generalizado da capacidade de obtenção de recursos de terceiros das empresas públicas de distribuição de gás. Os dados a respeito dos níveis de endividamento das empresas do sul do país distorcem a média do nível de endividamento das empresas públicas de distribuição. Esse fato fica melhor evidenciado quando comparamos o nível médio de endividamento das empresas estatais com e sem a Sulgás (ver gráfico 6). No primeiro caso o nível de endividamento médio foi de 13,31% em 2004, enquanto que no segundo, esse nível passou para 5,57%, no mesmo ano. A Sulgás aumentou seu nível de endividamento de 33,36% em 1999, para 83 % em 2004. Dessa forma, o crescimento do nível de endividamento do setor estatal de distribuição de gás natural não tem indicado um aumento da disponibilidade de recursos de terceiros para o financiamento do investimento e da expansão das redes de distribuição em todo o país.

**Gráfico 6 – Nível de Endividamento Financeiro das Empresas de Distribuição de Gás Privadas e Estatais (sem a Sulgás)**



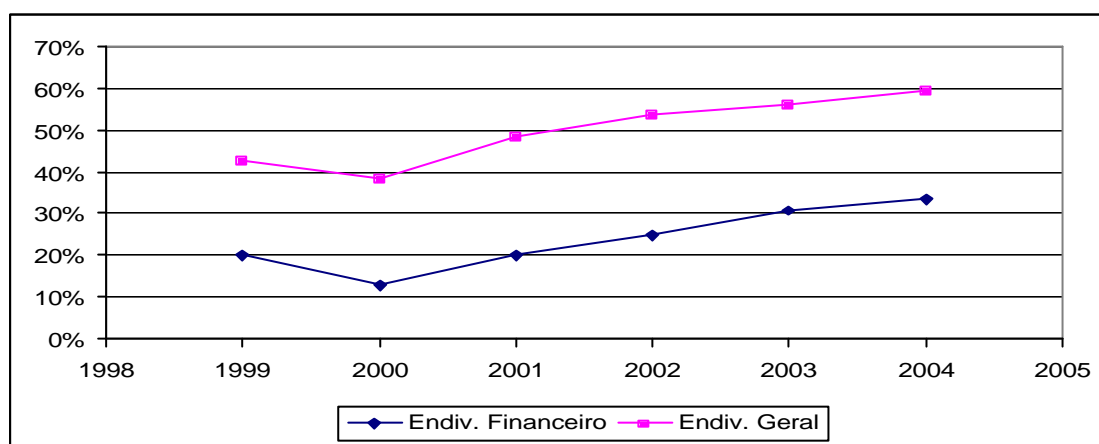
Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados das empresas

O gráfico 5 mostra que além do nível de endividamento das empresas privadas ser maior do que o das empresas estatais, o grau de alavancagem daquelas vem apresentando um crescimento nos últimos anos muito mais acentuado do que o das estatais. O baixo nível de endividamento das empresas estatais, que se reflete em baixo risco de insolvência, como visto anteriormente, levanta a questão da existência de barreiras não financeiras ao acesso das empresas estatais ao capital de terceiros.

O gráfico 7 mostra que o nível de endividamento financeiro tem acompanhado o nível geral de endividamento, o que indica uma preferência das empresas privadas pelos

empréstimos bancários como fonte de recursos de terceiros. A participação das outras fontes de recursos, como emissão de debêntures e ações, sobre o nível de endividamento parece ter se mantido constante no período analisado. Esse fato indica que as empresas possuem um limitado acesso ao mercado de títulos, seja esse de dívida, seja esse de propriedade, isto é explicado, como visto anteriormente, pelo baixo desenvolvimento do mercado de capital brasileiro. A Comgas, por exemplo, até 2004, não havia emitido nenhum debêntures de curto ou longo prazo.

**Gráfico 7– Nível de Endividamento Financeiro X Nível Geral de Endividamento**



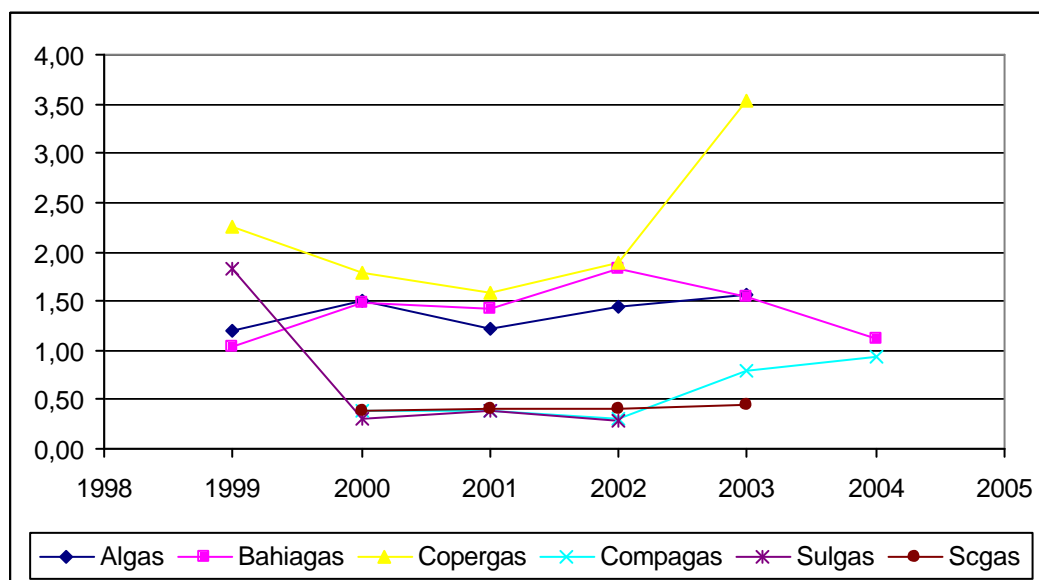
Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados das empresas

Um outro indicador importante é a participação do capital de terceiro sobre o capital total das empresas<sup>4</sup>. No caso das empresas privadas a média desta participação passou de 19,11% em 1999 para 59,23% em 2004, enquanto que a participação do capital de terceiros sobre o capital total das empresas estatais passou de 31,69% em 1999 para 6,16% em 2003. A análise da participação do capital de terceiros das atividades de energia no mundo no período de 1992 à 2001 mostra, que no setor de distribuição e transporte de gás natural o nível de participação dos recursos de terceiros sobre o capital total das empresas esteve acima de 50%. Dessa forma podemos ver que enquanto as empresas privadas aumentaram seu nível de endividamento, aproximando dos índices mundiais, às empresas estatais reduziram a participação dos recursos de terceiros sobre seu capital total, ficando muito abaixo dos padrões internacionais de endividamento.

<sup>4</sup> A participação do capital de terceiro sobre o capital total se calcula dividindo o valor da conta capital de terceiro pela soma do patrimônio líquido com o capital de terceiro.

Além dos baixos níveis de endividamento das empresas estatais em comparação ao das empresas privadas, as empresas públicas de distribuição de gás natural apresentam níveis de liquidez elevados. O índice geral de liquidez é calculado dividindo-se a soma do ativo circulante com o ativo realizável no longo prazo pela soma do passivo circulante com o passivo realizável no longo prazo  $(AC+RLP)/(PC+RLP)$ . Em 2003, por exemplo, a Copergas apresentou um índice de liquidez de aproximadamente 3,5, isto significa que a soma dos seus direitos de curto e longo prazo eram 3,5 vezes maior do que a soma das sua obrigação de curto e longo prazo, dessa forma a empresa poderia pagar todas suas dívidas e ainda ficar com uma margem de 250%. Quando o índice de liquidez de uma empresa é maior do que 1 considera-se que a empresa apresente baixa probabilidade de incorrer em risco financeiro, já que a soma de seus ativos de curto e longo prazo é igual ou maior do que a soma das exigências de curto e longo prazo. O gráficos 8 mostram que as empresas de públicas de distribuição de gás natural apresentam ótimos níveis de liquidez. Das empresas estatais analisadas todas possuíam em 2003 índices de liquidez maiores ou muito próximos a um o que indica uma boa situação financeira, ou seja, uma boa capacidade de pagamento de suas dívidas.

**Gráfico 8 – Nível de Liquidez Geral das Empresas Estatais**



Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados das empresas

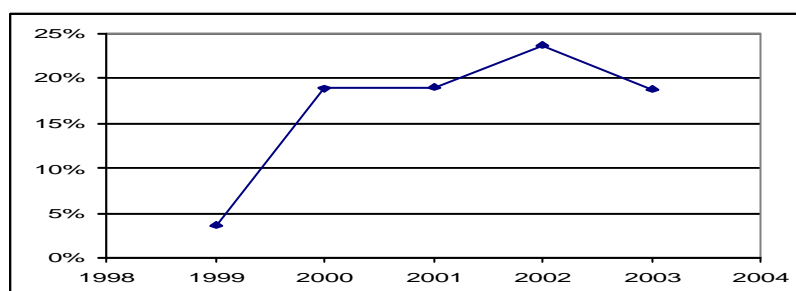


Como mencionado, uma das principais características da indústria de Gás Natural é o fato de terem um custo marginal de expansão decrescente. Ou seja, no período inicial de desenvolvimento do setor, a capacidade de geração de caixa cresce mais rapidamente que os investimentos. Isso acontece porque, à medida que a malha de gasodutos de distribuição cresce, o investimento para vender um metro cúbico adicional de gás diminui. Os consumidores ficam cada vez mais perto dos gasodutos. Para comprovar se a indústria brasileira de gás está usufruindo dessa característica, busca-se analisar se o desempenho financeiro das empresas reflete efetivamente um rendimento crescente de escala. Para tanto, procura-se analisar a evolução da margem operacional vis-à-vis o aumento dos ativos. Dessa forma, analisou-se a evolução do giro do ativo (faturamento líquido/ativo) frente à evolução da margem EBITDA (EBITDA/Faturamento Líquido).

O giro do ativo é a proporção segundo a qual as vendas deveriam crescer para o aumento de uma unidade do ativo. O fato do giro do ativo estar crescendo significa que o faturamento aumentou mais que esta proporção. Isto parece indicar que o aumento do ativo possibilitou à indústria como um todo aumentar mais do que proporcionalmente seu faturamento, o que pode ser interpretado como um deslocamento positivo na curva de escala de produção. O aumento significativo da margem EBITDA em 2001 e 2002 sugere que o aumento da escala de produção melhorou a margem operacional bruta, isto é, possibilitou às empresas aumentarem a diluição de custos (cf. gráfico 9).

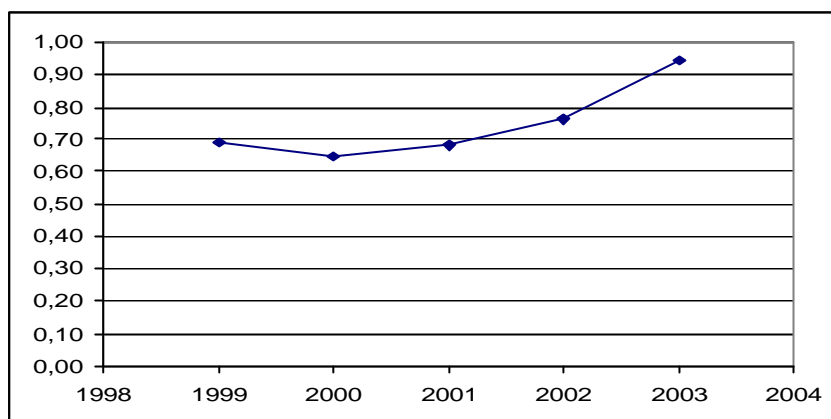
O gráfico 9 deixa claro que a indústria de distribuição de gás natural no Brasil está numa fase de rendimentos crescentes de escala. A expansão dos ativos se traduz numa melhora operacional. Assim, o endividamento das empresas não deve se traduzir numa deterioração da rentabilidade da indústria.

**Gráfico 9– Margem EBITDA**



Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados das empresas

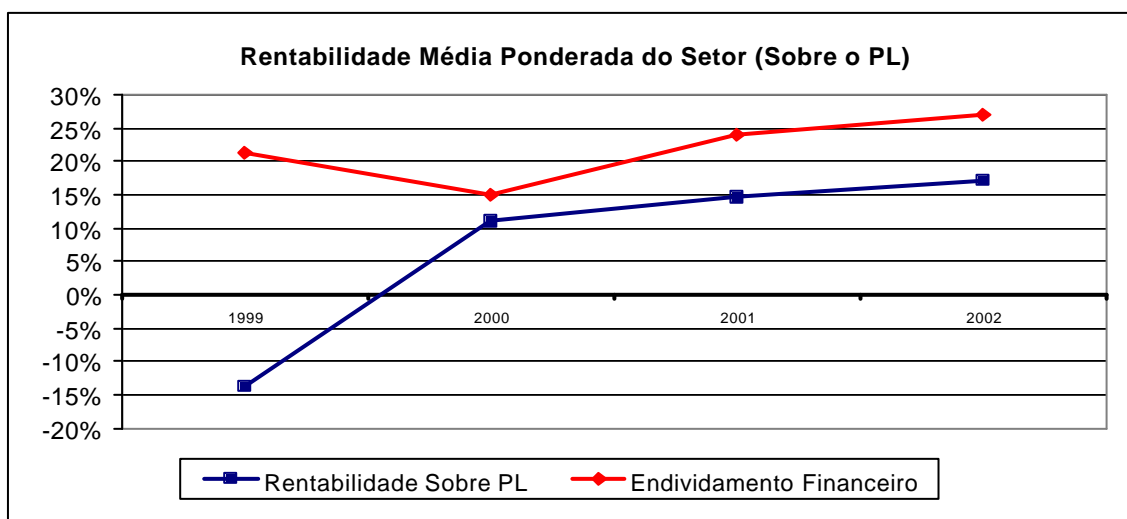
**Gráfico 10 – Giro do Ativo**



Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados das empresas

Para verificar o impacto do endividamento sobre a rentabilidade das empresas, busca-se analisar a evolução da rentabilidade comparada com o nível de endividamento do setor (gráfico 10). O gráfico indica que a rentabilidade média da indústria aumentou ao mesmo tempo em que o nível de endividamento. Portanto, a análise descrita acima parece indicar que as empresas do setor operam em um nível subótimo de escala e que poderiam, através da alavancagem, gerar ganhos operacionais que melhorem a sua rentabilidade, já bastante atraente (a média do setor em 2001 foi de 22,88%).

**Gráfico 10**



Fonte: Elaboração Própria a partir do Balanço das empresas

A análise da capacidade de endividamento das empresas de distribuição de gás natural mostrou que os obstáculos às fontes de financiamento de longo prazo representam uma grande barreira ao investimento na expansão das redes de infra-estrutura. O baixo nível

de endividamento das empresas, principalmente estatais, em conjunto com possibilidade de aumento na geração de caixa, mostra que, uma vez superados os obstáculos às fontes de financiamento, as empresas públicas de distribuição de gás natural podem elevar consideravelmente seus investimentos.

#### 4 - Sistema Financeiro Brasileiro

O sistema financeiro brasileiro praticamente originou-se com as reformas de 1964-66. Até o início da década de 60 predominava no Brasil três tipos de instituições financeiras: bancos comerciais privados, responsáveis pelo financiamento de capital de giro, as caixas econômicas federais e estaduais, que eram responsáveis pelo financiamento imobiliário, e os bancos públicos, com ênfase para o Banco do Brasil e o BNDES, que até o momento eram as únicas instituições que operavam na intermediação financeira com prazos mais longos.

O objetivo da reforma financeira de 1964-66 foi criar condições para que o sistema financeiro brasileiro fosse capaz de financiar o processo de industrialização, a partir da criação de novos mecanismos de captação de poupança. Desta forma, deu-se ênfase ao desenvolvimento do setor financeiro privado de longo prazo, criando instituições, instrumentos e regulamentações adequadas ao desenvolvimento deste setor. O quadro abaixo mostra a estrutura do sistema financeiro após as reformas de 1964-66.

**Quadro 1: Sistema Financeiro após as reformas de 1964-66**

<b>Tipos de Instituições</b>	<b>Área de atuação</b>
Conselho Monetário Nacional	Criado em 1964, em substituição à superintendência da Moeda e do Crédito (SUMOC), com funções normativas e reguladora do sistema financeiro.
Banco Central do Brasil (BACEN)	Criado em 1964, executor das políticas monetárias e financeiras do Governo.
Banco do Brasil (BB)	Atuando como banco comercial e agente financeiro do governo, especialmente na administração de linhas de crédito especiais, de médio e longo prazo, para a agricultura.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE)	Criado em 1952; atuava no financiamento seletivo de longo prazo para áreas consideradas prioritárias, em termos mais favoráveis que os de mercado.
Banco de Desenv. (BD) Reg. e Estaduais	Atuação semelhante ao do BNDE.
Sistema Financeiro de Habitação (SFH)	Criado em 1964, tendo o Banco Nacional da Habitação (BNH) como instituição central, e composto ainda pela Caixa Econômica Federal (CEF), Caixas Econômicas Estaduais (CE), Sociedades de Crédito Imobiliário (SCI), e Associações de Poupança e Empréstimo (APE).
Bancos Comerciais (BCO)	Atuando no segmento de curto e médio prazo do mercado de crédito (basicamente para capital de giro das empresas).
Bancos de Investimento (BI)	Atuando no segmento privado de crédito de longo prazo e no mercado primário de ações (operações de underwriting).
Financeiras - Soc. De crédito, financ. E invst. (SCFI)	Classificadas como instituições não-bancárias e voltadas para o financiamento direto do consumidor (de curto e médio prazo).
Corret. E Distrib. De Valores (CDV)	Atuando nos mercados primários e secundários de ações.

Fonte: OLIVEIRA e PINTO JUNIOR (1998).

No modelo instituído com as reformas de 1964-66, o financiamento de longo prazo dos setores de infra-estrutura ficou a cargo do BNDE, dos BD regionais, dos bancos de investimentos e das corretoras e distribuidoras de valores, ao auxiliarem a colocação de ações no mercado de capitais.

Embora o processo de reforma de 1964-66 tenha conseguido atingir seu objetivo quanto aumentar a participação do setor privado (o volume de empréstimo privado em relação ao PIB cresceu de 26,1% em 1968 para 51,5% no período de 1985-89) e diversificar as fontes de financiamento de longo prazo (a participação dos bancos comerciais nos empréstimos concedidos caiu de 80,8% em 1964 para 43,7% em 1989<sup>5</sup>, o que mostra uma maior participação das instituições não-bancárias no processo de intermediação financeira), não se conseguiu alterar o modo de operação do sistema financeiro durante a década de 80.

<sup>5</sup> HERMANN, Jennifer. *Financiamento de Investimento no Brasil: evolução recente, quadro atual e perspectivas*.

Apesar dos incentivos, principalmente fiscais, dados ao mercado de capitais<sup>6</sup>, esse não apresentou o desenvolvimento desejado. Esse fato deve-se principalmente aos problemas de informação e supervisão do mercado de títulos que, em conjunto com a escassez de poupadores de longo prazo, inviabilizaram a utilização do mercado de ações como fonte de financiamento de investimentos de longo prazo, como acontecia e acontece nos Estados Unidos.

No que se refere ao sistema de crédito privado, a capitalização dos bancos privados decorrente do processo de concentração bancária<sup>7</sup> ocorrida após as reformas de 1964 não resultou em um aumento da oferta de crédito. O aumento do volume de empréstimo ao setor privado, verificado no período decorre principalmente de repasses dos recursos públicos e externos.

O que se verificou no período foi um entrave ao investimento de longo prazo em consequência de um incipiente mercado de capitais e de um setor de crédito bancário pouco desenvolvido. Dessa forma, as principais fontes de financiamento utilizadas pelas empresas continuaram sendo o autofinanciamento, os recursos públicos, em particular os do BNDE, e o financiamento externo. Esse fato fica mais evidente quando se analisa a participação do autofinanciamento sobre o total de recursos utilizados pelas empresas que passou de 58,8% em 1978 para 76,8% em 1984<sup>8</sup>.

Assim, verifica-se neste período que o principal agente financiador de longo prazo da indústria continuou sendo o BNDES, o que configura um modelo de financiamento baseado no crédito público, contrário ao vislumbrado pelos formuladores das reformas de 1964.

---

<sup>6</sup> Redução do imposto de renda a ser pago pelas sociedades de capital aberto e abatimento do imposto de renda decorrente da compra de ações.

<sup>7</sup> “...para os próprios bancos passou a ser interessante redistribuir seu capital, investindo-o nas instituições não-bancárias incentivadas pelas reformas (financeiras, BI, e outras), cujas condições se mostravam mais favoráveis - tanto pela não incidência de recolhimento compulsório, quanto pela autorização para emissão de títulos longos com correção monetária. Estas condições explicam que grande parte dos novos tipos de instituições financeiras surgidos nesse período tenha sido aberta pelos bancos comerciais já existentes ou, mais tarde, a eles incorporada.” HERMANN, Jennifer. *Financiamento de Investimento no Brasil: evolução recente, quadro atual e perspectivas*.

<sup>8</sup> Dados citados em Lees, Bott e Cysne (90), p. 330.

A reforma bancária de 1988, instituída pela resolução 1524 do BACEN (21/09/88), permitiu o funcionamento de bancos múltiplos. Por esta resolução, foi permitido aos bancos caracterizados como múltiplos exercerem as atividades de banco comercial, banco de investimento, financeiras e de associações de poupança e empréstimo. Essa concentração do sistema bancário, contudo, não resultou em um aumento do crédito privado, mantendo o financiamento de longo prazo dependente do tripé: autofinanciamento, crédito público e crédito externo.

A partir de 1992 o volume dos recursos externos aumentou consideravelmente em função do aumento da confiança do investidor estrangeiro e do aumento da liquidez internacional. Esse otimismo decorreu do novo acordo estabelecido com os credores da dívida brasileira, que permitiu a securitização da dívida externa dos países Latinos Americanos (conhecida como Plano Brady), e do novo cenário macroeconômico do país, que se caracterizava por uma estabilidade dos preços, uma política monetária fortemente restritiva e uma redução do déficit público (operacional).

Atualmente o sistema financeiro brasileiro é formado pelas instituições apresentadas no quadro 1 com exceção do BNH que foi extinto em 1986 e com a inclusão dos bancos múltiplos. Embora a participação do sistema bancário sobre o sistema financeiro como um todo tenha crescido consideravelmente nos últimos anos, não se verifica um modelo de financiamento baseado no crédito privado.

A dificuldade de captação de poupança de longo prazo, a concorrência com sistema financeiro internacional, caracterizado pela desintermediação financeira, e a abertura do mercado financeiro brasileiro ao capital externo têm feito com que o sistema financeiro nacional caminhe para a substituição das formas de crédito tradicionais pela aquisição de títulos de dívidas mobiliárias, ou seja, para o processo de securitização. Assim as fontes tradicionais de captação de recursos – depósitos a prazo – têm perdido importância para a captação via fundo de investimentos.

O que se verifica é que este novo modelo de financiamento, caracterizado pelo processo de securitização, depende do desenvolvimento do mercado de capital, tanto primário quanto secundário. Dessa forma, diante da escassez de poupadores individuais dispostos a investirem em títulos de ações o desenvolvimento dos mercados primário e secundário

de capital depende dos investidores institucionais. Atualmente no Brasil existem três principais tipos de investidores institucionais: os fundos mútuos de investimento, as entidades de previdência e os investidores externos.

O que se tem verificado nos últimos anos, é uma redução da participação do crédito público (embora nos setores de infra-estrutura este continue predominado como fonte de recursos) em detrimento de uma maior participação do crédito externo e do autofinanciamento. A oferta de recursos externos, por sua vez, depende do cenário macroeconômico enquanto o autofinanciamento depende da decisão da firma quanto a seu plano de expansão.

## **5 - Obstáculos ao Aumento do Investimento**

A análise desenvolvida acima deixa clara a diferença entre os investimentos realizados pelas empresas privadas e os realizados pelas empresas de capital estatal. A tabela 1 ilustra de forma resumida este diferencial de investimento. A análise do balanço patrimonial das principais empresas do setor mostra que existe um considerável espaço operacional para o aumento da alavancagem das empresas de distribuição de gás natural, principalmente no grupo das estatais.

As empresas do setor possuem um baixo nível de endividamento, uma crescente geração de caixa e estão operando com rendimentos crescente de escalas. Dessa forma, não se pode explicar o baixo nível de acesso ao capital de terceiro a partir do risco financeiro crescente. As empresas de distribuição de gás natural parecem trabalhar em um nível subótimo de endividamento, ou seja, fora no ponto de maximização do valor da empresa.

Assim o baixo nível de investimento do setor de distribuição de gás natural está muito mais associado ao incipiente acesso às fontes de financiamento do que a capacidade de endividamento das empresas. A seguir, serão listados dois possíveis obstáculos aos recursos financeiros necessários à expansão das redes de distribuição.

### *5.1 Resolução 2827 do BACEN*

A Resolução 2827 do Banco Central redefine as regras de contingenciamento de crédito ao setor público. O Banco Central em março de 2001, por meio da Resolução 2827, passou a controlar de forma mais efetiva as operações de crédito ao setor estatal. Dessa forma, passou-se a limitar as operações de crédito de cada instituição financeira e demais instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil com órgãos e entidades do setor público a 45% do patrimônio de referência (PR)<sup>9</sup>.

A Resolução 2827 vem como parte da política econômica dos últimos governos que tem como objetivo a redução do déficit do setor público. Dessa forma, o contingenciamento do crédito as empresas de controle estatal mostra-se como um dos instrumentos do governo para se atingir as metas de superávit.

Assim as operações de crédito, como as operações de empréstimos e financiamentos, as operações de arrendamento mercantil e as operações garantidas pela emissão de títulos mobiliários dos estados, do Distrito Federal e da União ficam sujeitas aos limites impostos pela resolução 2827. As operações de financiamento de licitações internacionais<sup>10</sup> e as operações de financiamento com títulos mobiliários, contudo, não estão sujeitas às restrições de crédito.

---

<sup>9</sup> O patrimônio de referência é usado pelo Banco Central para definir os limites operacionais das instituições financeiras e foi definido pela resolução 2837 do BACEN em maio de 2001.

<sup>10</sup> Licitação internacional é aquela em que se permite a participação de firmas nacionais e estrangeiras, isoladamente ou em consórcio com empresas nacionais. O seu procedimento é o mesmo de qualquer concorrência, apenas com sujeição às diretrizes estabelecidas pelos órgãos federais responsáveis pela política monetária e de comércio exterior, ou seja, às normas expedidas pelo Banco Central do Brasil (ver Res. 153, de 27.8.70) e pelo Ministério da Fazenda (ver Port. GB-6, de 14.1.69). Quando o contrato versar sobre importações, empréstimos, financiamentos e quaisquer outras operações externas de interesse dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios, dependerá de autorização do Senado Federal (CF, art. 52, V)." (52)

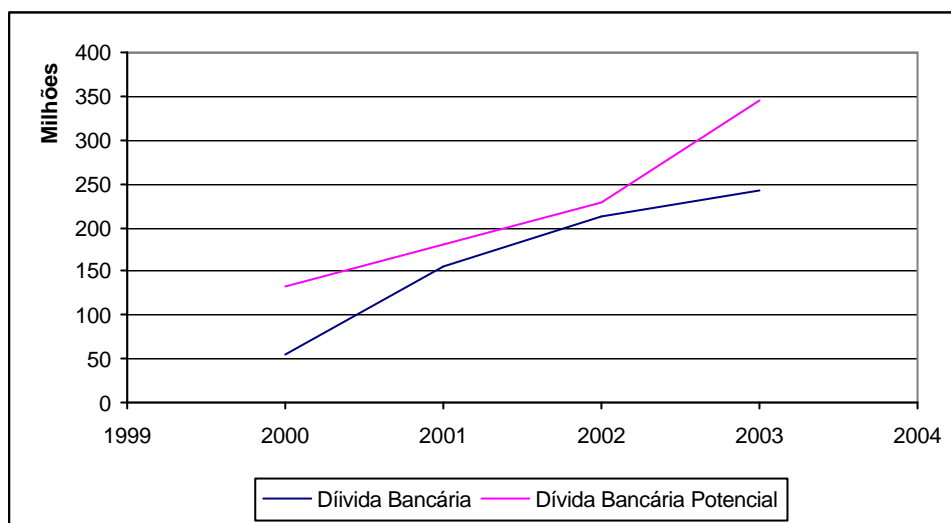


Em 2005, por exemplo, o limite para a alavancagem do setor público com instituições financeiras privadas e estatais foi de R\$1,2 bilhões. Considerando que 15 das 20 empresas em operação na distribuição de gás canalizados são controladas pelos governos estaduais, a restrição de crédito ao setor público mostra-se como uma das principais barreiras ao desenvolvimento do setor de gás no país. Segundo o gerente do Departamento de Gás, Petróleo, Cogeração e Outras Fontes de Energia do BNDES, Rodrigo Matos Huet de Bacellar, referindo-se aos investimentos realizados pelas Petrobrás no aumento da oferta e da capacidade de transporte: “Não adianta investir no início da cadeia do gás se no final há um gargalo” (Diário Popular, 2005)

Segundo estimativas do mercado, em 2005, existiam cerca de R\$ 6 bilhões em projetos parados nas empresas públicas aguardando a liberação de recursos. No caso das empresas de distribuição de gás natural, caso não houvesse restrição de crédito às empresas estatais, e elas fossem capazes de manter níveis de alavancagem próximos aos das empresas privadas, estima-se que, por exemplo, em 2003, o investimento das empresas públicas de distribuição poderia ter sido de R\$ 345 milhões, ou seja, poderia ter sido 43 % maior do os R\$ 242 milhões investidos nesse ano.

Isto é, as empresas privadas possuíam um grau médio de endividamento bancário de cerca de 33% em 2003 contra 13% das empresas estatais. Assim caso não houvesse restrições de crédito e as empresas públicas de distribuição pudessem manter um grau de endividamento bancário de 35% sobre seus ativos, seus investimentos somados poderiam ter sido de R\$ 345 milhões, o que representa um aumento de 43% em relação ao investimento realizado nesse mesmo ano pelas empresas estatais, o que pode ser observado no gráfico 11.

**Gráfico 11 – Potencial de Endividamento Bancário das Empresas Estatais**



Fonte: Elaboração Própria a Partir do Balanço das Empresas

O gráfico 11 mostra que a partir de 2001, data da publicação da Resolução 2827, a diferença entre a dívida bancária realizada e a dívidas bancárias em potencial aumentou. Esse dado mostra que a restrição de crédito ao setor público vem afetando o nível e endividamento e, dessa forma, a capacidade de financiamento dos projetos de expansão das redes de infra-estrutura de distribuição de gás encanado, o que fica mais bem evidenciado pela diferença entre o nível de investimento realizado pelas empresas privadas e pelas estatais, mostrada na tabela 2.

**Tabela 2 – Investimento das Empresas de Distribuição de Gás Natural**

Milhões R\$		2002	2003
CEGAS	Investimento	1,3	1,1
	Lucro Líquido	5,3	10,1
PBGAS	Investimento	1,1	5,3
	Lucro Líquido	2,5	6,0
CPERGAS	Investimento	3,0	11,8
	Lucro Líquido	12,0	21,2

ALGAS	Investimento	2,4	5,1
	Lucro Líquido	3,2	4,6
SERGAS	Investimento	0,0	1,5
	Lucro Líquido	0,0	5,5
BAHIAGAS	Investimento	24,1	42,0
	Lucro Líquido	34,7	45,6
GAS MIG	Investimento	20,8	22,1
	Lucro Líquido	24,8	38,7
CEG/CEG RIO	Investimento	134,3	229,2
	Lucro Líquido	69,1	98,2
COMGAS	Investimento	201,3	235,8
	Lucro Líquido	107,7	103,5
COMPAGAS	Investimento	29,3	11,7
	Lucro Líquido	2,7	29,4
SCGAS	Investimento	38,0	28,0
	Lucro Líquido	9,0	19,0
SULGAS	Investimento	9,8	8,1
	Lucro Líquido	-3,3	14,2
<b>Total</b>	<b>Investimento</b>	<b>465,4</b>	<b>601,7</b>
	<b>Lucro Líquido</b>	<b>267,7</b>	<b>396,0</b>

Fonte: Relatório anual das empresas

Os dados da tabela mostram que dentro do grupo das estatais, apenas a SCGAS, a COMPAGAS e a SULGAS apresentaram níveis de investimentos maiores do que seus lucros líquidos, o que indica a utilização de capitais de terceiros no financiamento de seus investimentos. Além disso, fica clara, a partir da tabela acima, a diferença entre o nível de investimento das empresas privadas e estatais. O contingenciamento de crédito ao setor público, decorrente do enrijecimento do controle fiscal do governo, tem atuado, dessa forma, como um fator condicionante do baixo investimento das empresas estatais de distribuição de gás natural.

### *5.2 Planejamento Energético e Risco de Desabastecimento*

Em 2003 as reservas provadas no Brasil alcançavam 245 bilhões de m<sup>3</sup>, segundo dados da ANP. Nesse mesmo ano, contudo, a descoberta de uma reserva gigante no litoral de São Paulo (reserva de Santos) mudou as estimativas da Petrobrás. Segundo estudos

preliminares, estima-se que a reserva recém descoberta possua um volume de 420 bilhões de m<sup>3</sup>, desse total apenas 78 bilhões de m<sup>3</sup> já foram incorporados às reservas brasileiras, o restante ainda está em fase de análise de viabilidade econômica. Assim, em 2004, as reservas brasileiras de gás natural atingiram 330 bilhões de m<sup>3</sup> (ANP 2006).

A descoberta da reserva de Santos criou uma perspectiva de redução da dependência da importação de gás. Contudo, a Petrobrás estima que o desenvolvimento completo da produção da reserva de Santos leve de 6 a 10 anos. Assim, no curto e médio prazo, o desenvolvimento do setor de gás natural dependerá da importação. Em 2003, 5,2 bilhões de m<sup>3</sup> foram importados da Bolívia ou da Argentina, como pôde ser visto na tabela 3. O gás Argentino destinou-se principalmente ao abastecimento da estação termoeletrica de Uruguaiana. Cerca 90% do gás importado utilizado no Brasil em 2003 teve origem Boliviana.

A oferta de gás natural no Brasil depende atualmente da produção da Bacia de Campos e da importação de gás boliviano. A enorme extensão territorial e a concentração das reservas no sudeste brasileiro fazem com que o desenvolvimento dos mercados regionais de gás, principalmente da região Nordeste, dependa da expansão e da interconexão das redes de transporte de gás no país. Assim, a questão de segurança da oferta e dos contratos de aquisição de gás é fundamental para viabilizar a expansão das redes de distribuição.

**Tabela 3 – Importações de Gás Brasileiras**

Países	Importação de gás natural (milhões m <sup>3</sup> )					
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Total</b>	<b>400</b>	<b>2.211</b>	<b>4.608</b>	<b>5.269</b>	<b>5.947</b>	<b>8086</b>
Argentina	0	106	753	492	350	451
Bolívia	400	2.105	3.855	4.777	5.597	7.635

Fonte: ANP/SCM

Nota: O país começou a importar gás natural em 01/07/99.

A análise dos indicadores financeiros e as características do mercado de gás brasileiro mostram que o risco de crédito e de mercado das empresas de distribuição de gás natural são relativamente baixos quando comparados com o risco de outros setores da economia. Ou seja, o baixo nível de endividamento, o elevado índice de liquidez e a baixa elasticidade da demanda fazem com que o setor de distribuição de gás apresente um baixo risco de “*default*”. Entretanto, a instabilidade política na Bolívia, as incertezas quanto à viabilidade econômica das reservas de Santos e a falta de uma política energética integrada fazem com que o risco de desabastecimento, isto é, o risco de oferta de gás, desestime o investimento em determinados projetos de expansão da rede de distribuição, principalmente na região Nordeste.

Em 1999, com o início das operações do gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL), acreditava-se haver uma escassez de demanda de gás natural no Brasil. A diferença entre o volume de gás contratado da Bolívia e o efetivamente importado indicava a necessidade de estímulo à demanda. A dificuldade de atrair novos clientes para o gás boliviano fez das térmicas a alternativa para o consumo da capacidade ociosa de importação de gás da Bolívia.

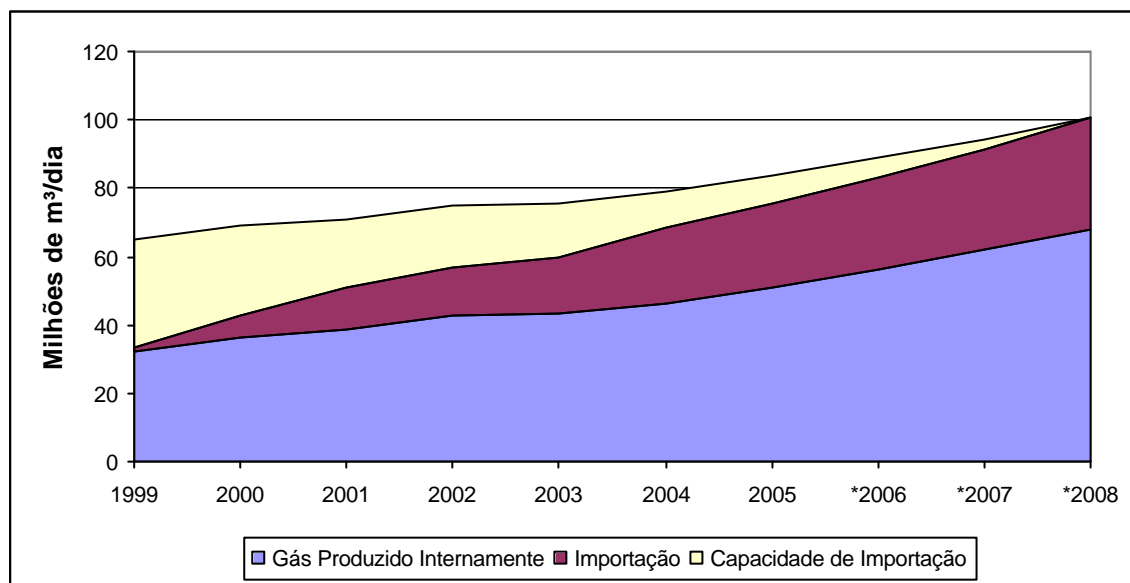
A perspectiva da entrada das novas térmicas em operação levou o governo a estudar o possível aumento do volume de gás importado pelo GASBOL. Assim, em 2001, a Transpetro e a Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG) iniciaram o processo de concurso aberto, que tinha por objetivo vender capacidades de transportes de gás natural pelo GASBOL aos agentes interessados. A crise do setor elétrico brasileiro, contudo, reduziu a demanda por eletricidade criando uma capacidade ociosa no sistema hídrico de geração elétrica e inviabilizando a construção de novas térmicas.

A indefinição sobre a demanda das termoelétricas levou a revisão do concurso aberto que vinha sendo realizado de forma que a capacidade de importação do GASBOL manteve-se nos 30 milhões de m<sup>3</sup> inicialmente contratados. A descoberta das reservas de Santos, em 2003, e a mudança do papel das térmicas no sistema elétrico brasileiro desestimularam o aumento das importações de gás da Bolívia. Entretanto, as reavaliações negativas da real viabilidade econômica da reserva de Santos somadas ao aumento da demanda de gás natural, principalmente dos setores automotivo e industrial (ver tabela 3) levantaram o temor de desabastecimento.

O gráfico 12 mostra a projeção da necessidade de importação frente a um aumento estimado da demanda, da produção e das importações em 10% ao ano, mantendo-se os mesmos volumes de gás natural contratados da Bolívia e da Argentina. Como podemos ver, a partir de 2008, considerando o perfil atual da estrutura de oferta de gás, haverá um esgotamento da capacidade de importação e uma possível situação de escassez de oferta. Esse cenário pode ser antecipado já que a estimativa de 10% de crescimento para demanda e para a produção é extremamente conservadora frente à situação atual da indústria do gás natural. A demanda, de 2003 para 2004, cresceu 17%, a produção, por

sua vez, 7%, segundo dados da Agência Nacional de Petróleo (ANP). Dessa forma, a estimativa de crescimento de 10%, tanto para a demanda quanto para a produção, apresenta uma visão otimista, principalmente quando consideradas as incertezas a respeito da reserva de Santos.

**Gráfico 12 – Projeção de Oferta e Consumo de Gás Natural no Brasil**



\* Os dados a partir de 2006 são estimados  
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

As previsões do Ministério de Minas e Energia são ainda mais pessimistas. A estimativa do MME é que faltarão 20 milhões de m<sup>3</sup> de gás este ano, caso todas as térmicas tenham que operar em plena capacidade ao mesmo tempo. Segundo o MME a situação no Nordeste ainda é mais crítica, estima-se que faltarão 5 milhões de m<sup>3</sup> por dia para a região em 2006. Esse problema é agravado pela falta de conexão entre os gasodutos do Sudeste, que trazem o gás boliviano, e os gasodutos do Nordeste. O problema poderia ser amenizado com a construção do Gasene, que ligará a malha Sudeste com a malha Nordeste. Contudo, a Petrobrás suspendeu temporariamente as obras do Gasene, para reavaliação de sua viabilidade. Acredita-se que a crise na Bolívia e a ameaça de redução do suprimento daquele país seja a principal causa da suspensão das obras do Gasene.

A recente crise política na Bolívia, que culminou com a nacionalização de todas as subsidiárias das empresas multinacionais em operação no país, reacendeu a ameaça de risco de desabastecimento de gás no Brasil. As incertezas a respeito do suprimento de gás no país têm inviabilizado tanto a expansão da capacidade de transporte, quanto à expansão das redes de distribuição. O risco de aumento do preço do gás nacional, como a dificuldade de renovações dos contratos de gás entre as distribuidoras e a Petrobrás, principalmente no Nordeste, têm feito com que muitos dos projetos de expansão das empresas de distribuição sejam adiados ou até mesmo cancelados.

A existência de inúmeros projetos concorrentes à diminuição da dependência do gás boliviano cria incertezas a respeito da estratégia a ser adotada pela Petrobrás. Além disso, a indefinição do papel das térmicas na política energética brasileira impede que se avalie de forma precisa qual o volume de gás demandado pelo mercado nacional. Assim, a definição de um planejamento energético integrado pelo governo brasileiro torna-se fundamental para se diminuir as incertezas e, dessa forma, aumentar os investimentos no setor de distribuição de gás. O quadro 2 mostra de forma resumida a falta de um planejamento energético definido, a partir da alternância de diferentes e antagônicos projetos do governo em relação ao setor de gás natural.



**Quadro 2 – Políticas Setoriais para a Indústria de Gás Natural**

Ano	Marco	Situação de Mercado	Política de Gás
1999	Início das operações do GASBOL	Excesso de Oferta de Gás Natural: gás importado menor que o volume contratado da Bolívia	Expansão da geração térmica (PPT), desenvolvimento do consumo em outros setores (veicular e industrial). Construção do gasoduto ligando a região Sudeste com a região Nordeste, para levar o gás da Bolívia até as térmicas da região (GASENE)
2001	Crise do setor elétrico brasileiro	Perspectiva de excesso de demanda de energia elétrica. Início do Racionamento	Iniciativa de concurso aberto para aumentar o volume de gás contratado da Bolívia
2002	Fim do Racionamento	Redução da demanda por eletricidade e aumento da capacidade ociosa de geração hidroelétrica. Mudança da visão do papel das térmicas no sistema elétrico brasileiro: Backup.	Diminuem-se os incentivos a geração termoelétrica. Revisão do processo de concurso aberto e mantimento do volume de gás contratado da Bolívia.
2003	Descoberta da reserva de Santos	Possibilidade de auto-suficiência de gás natural e menor dependência do gás Boliviano.	Falta de estímulo a revisão dos contratos de fornecimento de gás natural com a Bolívia. Mantêm-se os 30 milhões de m <sup>3</sup> diários contratados.
2004	Reavaliação da reserva de Santos e crise na Bolívia	Percepção de falta de oferta. O aumento anual da demanda de 20%, as reavaliações negativas da capacidade de produção da reserva de Santos e a dificuldade de negociação de novos volumes de gás com a Bolívia indicam uma possível escassez de gás natural já em 2008.	Interrompem-se as obras do GASENE - gás insuficiente para os mercados das regiões Sudeste e Nordeste. Conversão das Térmicas para diesel - projeto não avança pela inviabilidade técnica de abastecimento.
2005	Agravamento da Crise da Bolívia	Perspectiva de Excesso de Demanda	Estudo de alternativas para a importação de gás natural: Da região de Camisea no Peru e da Venezuela - projetos concorrentes.
2006	Indefinição Política e econômica da Bolívia	Perspectiva Excesso de Demanda	Estudo de uma planta de GNL no Nordeste - Alternativa ao gás Boliviano. Tentativa de Negociação com a Bolívia - aumentar o volume de gás contratado.

Fonte: Elaboração própria

## 6 - Conclusões

A análise do setor de distribuição de gás natural brasileiro sob o foco das teorias de investimento de Kalecki e de Minsky mostrou que a diferença entre os níveis de investimento das empresas privadas e estatais não pode ser completamente explicado

pelos condicionantes financeiros do investimento. A análise dos indicadores financeiros mostra que as empresas públicas de distribuição de gás possuem uma boa capacidade de endividamento, capaz de financiar os investimentos necessários na expansão das redes de distribuição. Contudo, a existência de barreiras não financeiras limita o crescimento do setor.

A falta de uma política energética integrada e bem definida por parte do governo e da Petrobrás em conjunto com a instabilidade política e institucional na Bolívia têm criado um ambiente de incertezas, principalmente no que diz respeito a segurança do abastecimento de gás natural. Dessa forma, embora o perfil da demanda final de gás natural não crie incertezas quanto ao fluxo de recebimento do serviço de distribuição de gás natural, as incertezas quanto suprimento das transportadoras, principalmente na região Nordeste, aumenta os riscos dos investimentos em expansão das empresas de distribuição de gás.

Além da falta de planejamento energético, o contingenciamento dos gastos públicos, regulamentado pela resolução 2827 do BACEN tem racionado o crédito, tanto público quanto privado, para as empresas estatais do setor de gás natural. Assim, a limitada capacidade de investimento das empresas estaduais de gás não se dá pela sua estrutura financeira, mas sim pela impossibilidade de captação de recursos junto ao sistema financeiro nacional.

Nesse sentido, qualquer ação destinada ao desenvolvimento e expansão do uso do gás natural depende em primeiro lugar do estabelecimento de um planejamento energético integrado que defina de forma clara o papel do gás na matriz energética brasileira, de forma a se traçar estratégias que diminuam as incertezas, principalmente quanto a segurança da oferta no setor. Em segundo lugar, deve-se procurar instrumentos capazes de transpor as limitações de crédito impostas pela política fiscal restritiva dos últimos governos. Nesse sentido, os mecanismos de securitização de recebíveis, o mercado de capitais e a continuidade do processo de privatização das empresas estaduais de distribuição de gás natural mostram-se como importantes alternativas para ampliar a capacidade de investimento dessas empresas, superando as limitações impostas pelo racionamento de crédito ao setor público.

## 7 - Referências

- ALMEIDA, Edmar (2003). “Fatores Indutores e Barreiras para o Comércio de Gás Natural no Cone Sul”. Revista de Análise Econômica, ano 21, no. 39, março Porto Alegre. pp 245-262.
- ALMEIDA, E. e SILVA, C.M.S. (2003). “Análise das Estratégias de Investimento das Empresas do Setor de Petróleo e Gás”. Petróleo e Gás Brasil, março/abril, ano 4, no. 3, pp. 7-9.
- ALMEIDA, Edmar and Carmen ALVEAL (2001). “Livre Acesso e Investimento na Rede de Transporte da Indústria Brasileira de Gás Natural: questões (im) pertinentes”. II Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. Sao Paulo.
- ALMEIDA, Edmar and MACHADO, J.B. (2001). “A Nova Integração Energética”. In: CHUDNOVSKY, D and FANELLI, J. M. “El Desafío de Integrarse para Crecer. Balance y Perspectivas Del Mercosur em su Primera Década” Siglo Veintiuno de Argentina e Siglo Veinteuno de España. Argentina e Espanha.
- ALMEIDA, Edmar and OLIVEIRA, Adilson (2000) – “Developing the Gas Industry in Brazil: Competition or Regulation? Minerals & Energy, vol. 15, n. 3.
- ALMEIDA, Edmar and PINTO Jr., Helder (2000) - “Driving Forces of the Brazilian Electricity Industry Reform”. Energy Studies Review, volume 9 no. 2, Toronto, Canada.
- ALMEIDA, Edmar; GUTIERREZ, M.; SANTOS, R. and VALLE REAL, R. (2002). “Estratégias Empresariais no Mercado de Gás do Mercosul”. Texto didático, MBA Energia, Rio de Janeiro, mimeo.
- ALMEIDA, Edmar; BUENOS, S e SELLES, V. (2004) “Os Obstáculos aos Investimentos na Rede de Distribuição de Gás Natural no Brasil” X Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.
- ANP (2002a). Panorama da indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios. Available in <http://www.anp.gov.br/gasnatural.htm>
- ANP (2002b). “Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural”. Nota técnica, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Available in <http://www.anp.gov.br/gasnatural.htm>
- ANP (2003a). Integração Energetica entre Brasil e Argentina: Alguns Aspectos Regulatorios da Industria de Gas Natural. Rio de Janeiro, Julho de 2003.

- ANP (2003b). “Regulação no Mercado Comum Europeu para o Mercado de Gas Natural: Principais Aspectos”. Nota tecnica, n. 17.
- BNDES (1997). “Perspectivas para o Gás Natural”. Informe Infra-Estrutura. Dezembro.
- BALANÇOS DAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL. Março/2004.
- BOEHLJE, Michael “Finacial Risk and Capital Structure” Center for Food and Agriculture Business Purdue University.
- IEA – International Energy Agency. Natural Gas Distribution: Focus on Wessern Europe, Paris, 1998.
- KALECKI, Michal “Teoria da Dinâmica Econômica” tradução Paulo de Almeida. Editora: Abril Cultural, São Paulo, 1983.
- KEYNES, John Maynard “ The General Theory of Employment, Interest and Money” Macmillan Press : London 1973
- MINSKY, Hyman P. “John Maynard Keynes” The Macmillan press, Londres 1975.
- OLIVEIRA, A. e LOSEKANN, L. (1999). O Novo Mercado Elétrico: Perspectivas para o Gás Natural. Projeto Gaspetro/IE-UFRJ, Novembro.
- OLIVEIRA, Adilson de. PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. “Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial” Rio de Janeiro: Garamond, 1998.
- OLIVEIRA, A. e LOSEKANN, L. (2000). Novos Mercados Para O Gás Natural: Evolução E Perspectivas Da Cogeração No Brasil. Relatório de Pesquisa do Projeto Gaspetro/IE-UFRJ, Maio.
- SANTOS, E. M. (2002). Gás Natural: Estratégias para Uma Energia Nova no Brasil. Annablume, São Paulo.
- RODRIGUES, Waldery Jr. MELLO, Giovani Monteiro “Padrão de Financiamento das Empresas Privadas no Brasil” IPEA Brasília, junho de 1999.
- ROSS, Stephen A. “Administração Financeira” Stephen A. Ross, Randolph W. Westerfield, Jeffrey F. Jaffe; tradução Antonio Zorato Sanvicente. São Paulo: Atlas, 1995.
- TOLMASQUIN, M. e SZKLO, A (2000). A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio. COPPE/UFRJ.
- WHITE, Gerald I., SONDHAI, ASHWINPAUL C., FRIED, HAIM D., "The analysis and Use of Financial Statements", John Wiley & Sons, USA, 1997..

