UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

PPGE

(EP / FEA / IEE / IF)

**REDUÇÃO DE ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO NA REVISÃO
TARIFÁRIA DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO
BRASIL: PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA BASEADA NA
ANÁLISE DA GERAÇÃO DE VALOR**

Fernando Mario Rodrigues Marques

São Paulo

2009

Fernando Mario Rodrigues Marques

**REDUÇÃO DE ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO NA REVISÃO
TARIFÁRIA DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO
BRASIL: PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA ATRAVÉS DA
ANÁLISE DA GERAÇÃO DE VALOR**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Doutor em Energia.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Virginia Parente

São Paulo

2009

É PERMITIDA A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Marques, Fernando Mario Rodrigues

Redução de assimetria de informação na revisão tarifária da distribuição de gás canalizado no Brasil: Proposta de uma metodologia baseada na análise da geração de valor / Fernando Mario Rodrigues Marques; orientadora Virginia Parente – São Paulo, 2009
146 p.: il.; 30 cm.

Tese (Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Gás natural – aspectos econômicos – Brasil I. Título.

DEDICATÓRIA

**À Elisabeth, minha esposa, Felipe e
Gustavo, meus filhos, pelo carinho,
amor, apoio, compreensão e estímulo.**

AGRADECIMENTOS

À Professora Virgínia Parente, minha orientadora, por todo o apoio recebido ao longo do doutoramento e do desenvolvimento deste trabalho.

Ao Professor Edmilson Moutinho dos Santos, pelo estímulo e inspiração que me propiciou ao ministrar as disciplinas de Petróleo e Gás Natural.

À Maria de Fátima Atanazio Mochizuki, Maria Penha da Silva Oliveira e Maria de Lourdes Montrezol, da Biblioteca do IEE/USP, pela ajuda nas pesquisas bibliográficas e na formatação do texto.

Aos Professores George Ohanian e Roberto Calfat, pela colaboração e as sugestões enriquecedoras na ocasião do meu exame de qualificação.

Aos colegas de mestrado e doutorado, pela amizade e convívio agradável.

Ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Energia da USP (PPGE), por contribuir sobremaneira para a minha formação.

RESUMO

MARQUES, F. M. R. **Redução da Assimetria de Informação na Revisão Tarifária da Distribuição de Gás Canalizado no Brasil: Proposta de uma Metodologia Baseada na Análise da Geração de Valor**, 2009, 146 p. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo. Brasil.

A tarefa de regular um mercado estruturado sob a forma de monopólio natural, como no caso da distribuição de gás canalizado no Brasil, implica assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das firmas reguladas, garantindo, ao mesmo tempo, modicidade tarifária e nível de excelência na qualidade dos serviços prestados. Para isso, a questão da formação de preços é crítica, pois envolve aspectos do excedente e sua distribuição. Por esta razão, dentre as atribuições do órgão regulador, destaca-se o estabelecimento de regras tarifárias que conciliem os interesses dos consumidores e da empresa regulada. Entretanto, a tarefa de desenhar tarifas *justas* é afetada pela assimetria de informações entre o órgão regulador e a firma regulada, em favor da última. Este trabalho sugere a incorporação da metodologia do *Economic Value Added* – EVA® no processo de revisão tarifária. Tal incorporação, conforme demonstrado, permite ao regulador avaliar a geração de valor do setor e reduzir a assimetria informacional entre concessionárias e agência reguladora. Além disso, facilita o repasse de eventuais excessos de geração de valor aos consumidores, em benefício da sociedade.

Palavras-chaves: Assimetria de informação, *Economic value added* (EVA®), gás canalizado, gás natural, geração de valor, revisão tarifária.

ABSTRACT

MARQUES, F. M. R. **Reduction of Asymmetry of Information in the Tariff Revision in the Brazilian Pipeline Gas Distribution: Proposal for a Methodology through Value Generation Analysis**, 2009, 146 p. Doctorate Thesis. Program of Pos Graduation In Energy. Universidade de São Paulo. São Paulo. Brazil.

Regulating a structured market under natural monopoly such as the Brazilian pipeline gas distribution implies in assuring an economic and financial equilibrium of the regulated firms as well as guaranteeing the tariff moderateness and service quality excellence. In order to achieve this pricing is crucial, for it encompasses surplus and surplus distribution. Therefore, the role of setting tariff rules of the regulator agency, stands out so that these rules conciliate the interests of both consumers and the regulated companies. However, outlining *fair* tariffs is impacted by asymmetrical information between regulator agency and regulated firms in favor of the latter. This study suggests incorporating the Economic Value Added methodology in tariff revision process. This incorporation allows the regulator to evaluate the value generation in the sector and to reduce asymmetrical information between companies regulated and the regulator. In addition to this, it makes it easier to allocate the possible value generation surplus to the consumers in favor of the society.

Key words: Asymmetrical information, economics regulation, tariff revision, value generation, *economic value added* (EVA®), natural gas, and pipeline gas.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ciclo Sustentável da Geração de Valor.....	23
Figura 2: Demonstração do Cálculo do EVA®.....	34
Figura 3: Balanço Normal e Balanço EVA®	35
Figura 4: Evolução da Teoria da Regulação com Foco na Assimetria da Informação	64
Figura 5: Mecanismo da Revisão Tarifária no Estado de São Paulo.....	79
Figura 6: Fórmula do P_0	80
Figura 7: Direcionadores de EVA®	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Vendas de Gás em milhões de m ³ por Distribuidora.....	57
Tabela 2: Lista de empresas analisadas e Vendas de Gás por Distribuidora.....	89
Tabela 3: Valores do EVA®	90
Tabela 4: Desdobramento do EVA® consolidado	91
Tabela 5: EVA® e ROIC.....	92
Tabela 6: Retorno sobre o Capital Investido	96

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
AGENERSA – Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Rio de Janeiro
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
Bar – Unidade de pressão
BahiaGás – Companhia de Gás da Bahia
BBRB – Base de Remuneração Regulatória Bruta
BBRL – Base de Remuneração Regulatória Líquida
BEN – Balanço Energético Nacional
CAPEX – Gastos de Capital
CEG – Companhia de Distribuição de Gás do Rio de Janeiro
CEG RIO – Companhia de Distribuição de Gás do Rio de Janeiro
Compagás – Companhia Paranaense de Gás
CDL – Companhias Distribuidoras Locais
CI – Capital Investido
CMPC – Custo Médio Ponderado de Capital
Comgás – Companhia de Gás de São Paulo
CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
EIA – Energy Information Association
EVA® – Economic Value Added (Valor Econômico Agregado)
FCD – Fluxo de Caixa Descontado
F-T – Fischer Tropsch
Gasbol – Gasoduto Bolívia-Brasil
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
GN – Gás Natural
GNC – Gás Natural Comprimido
GNL – Gás Natural Liquefeito
GNV – Gás Natural Veicular
GTL – Gas to Liquids
IGN – Indústria de Gás Natural

IR – Imposto de Renda

MM – Margem Máxima

MME – Ministério de Minas e Energia

NOPAT – Net Operating Profit After Taxes

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

OPEX – Custos e Despesas Operacionais

Plangás – Plano de Antecipação da Produção de Gás

Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.

Psig – *Pound force per square inch gauge* (libra por polegada quadrada manométrica)

PPT – Programa Prioritário de Termoeletricidade

ROIC – Return On Invested Capital (Retorno sobre o Capital Investido)

TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil

TNS – Transportadora do Nordeste e Sudeste

VBM – Value Based Management

UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural

WACC – Weigheted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

Introdução	14
Capítulo 1 – Revisão Teórica sobre Geração de Valor.....	21
1.1 Gestão Baseada em Valor.....	21
1.2 Geração de Valor	26
1.3 Valor Econômico Agregado	28
1.4 Componentes do EVA	32
1.5 Considerações Finais	41
Capítulo 2 – A Indústria Brasileira de Gás Natural	43
2.1 A Evolução do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira	43
2.2 A Cadeia Produtiva do Gás Natural	45
2.3 Breve Histórico da Indústria do Gás Natural	50
2.4 A Verticalização das Atividades de Gás Natural	53
2.5 Regulação da Atividade de Distribuição de Gás Natural.....	58
2.6 Considerações Finais	59
Capítulo 3 – Regulação Econômica com Foco na Assimetria Informacional	62
3.1 Abordagem Tradicional	65
3.2 Teoria da Captura	67
3.3 Abordagem Institucionalista.....	70
3.4 Informação Assimétrica e Regulação	72
3.5 Revisão Tarifária da Distribuição de Gás Natural Canalizado.....	77
3.6 Considerações Finais	85
Capítulo 4 – Metodologia e Análise de Desempenho das Distribuidoras de Gás Natural	87
4.1 Premissas Assumidas.....	87
4.2 Análise dos Resultados das Concessionárias de Distribuição de Gás Natural Canalizado via EVA.....	89
4.3 Redução da Assimetria de Informação por meio do EVA.....	92

4.4 Considerações Finais	98
Conclusão	100
Referências Bibliográficas	110
Anexos.....	121

Introdução

O presente trabalho visa contribuir com a estruturação de uma metodologia que auxilie na redução da assimetria de informações existente entre o órgão regulador e as empresas reguladas do setor de distribuição de gás natural no Brasil. Levando-se em conta que apenas as empresas reguladas têm acesso a seus verdadeiros custos e resultados, a tarefa de descobrir se os dados econômico-financeiros informados ao regulador refletem de fato a realidade dessas empresas é um desafio complexo para as agências reguladoras nos momentos de revisão tarifária, quando são estabelecidas as tarifas que vigorarão nos anos seguintes¹. Este trabalho sugere a incorporação ao processo de revisão tarifária de uma metodologia que contemple a análise de geração de valor como uma melhor *proxy* do desempenho operacional das concessionárias de distribuição de gás natural, visando facilitar a tarefa do órgão regulador de verificar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas e atingir a modicidade tarifária.

As várias fontes de energia, entre as quais o gás natural, são vitais para a organização econômica e social de todos os países. Não há desenvolvimento econômico e social sem suprimento de energia. As formas de produção e o consumo de energia têm uma série de impactos sobre o desenvolvimento econômico e social e o meio ambiente. Desta forma, a energia ocupa um papel de destaque no processo de definição e implantação das estratégias empresariais e na agenda de políticas governamentais.

A segurança do abastecimento energético e a busca do desenvolvimento sustentável, com atenção crescente ao tema do impacto ambiental da produção e uso de energia são, atualmente, objetivos de política energética da maioria das nações. No *front* externo, os aspectos geopolíticos condicionam e influenciam as decisões governamentais em matéria de política energética; no plano doméstico, a necessidade imperiosa de garantir a segurança do abastecimento energético leva os governos a criarem mecanismos de coordenação das decisões das empresas e dos consumidores. As falhas de governo que porventura ocorram no exercício desta missão podem se traduzir em custos políticos, sociais e ambientais elevados.

A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil, no qual se insere o setor de energia, tem passado por um processo intenso de mudança não apenas em relação às transformações na configuração industrial, mas também em função da redução das barreiras institucionais e

¹ O período de vigência da tarifa depende do órgão regulador de cada Estado. No caso de São Paulo, a tarifa revisada é fixada para os próximos cinco anos.

do aperfeiçoamento dos marcos regulatórios. A tarefa de regular um setor da economia implica promover um ambiente seguro e confiável que estimule os investimentos, assegure o equilíbrio econômico-financeiro, o contínuo aumento da produtividade e do aprimoramento dos serviços das empresas reguladas, bem como a garantia de modicidade tarifária.

Por essa razão, dentre as atribuições do órgão regulador, destaca-se a tarefa de fixar regras tarifárias que conciliem os interesses dos consumidores e da firma regulada. Entretanto, a tarefa de estabelecer tarifas *justas* é afetada pela assimetria de informações entre o regulador e o regulado, em favor do último. Isto ocorre porque, naturalmente, a empresa regulada tem um conhecimento profundo de suas atividades, etapas de produção e estrutura de custos, enquanto o regulador não possui tais informações no mesmo grau de detalhamento e fidelidade. Significa que as decisões tomadas pelo regulador muitas vezes podem se subordinar ao conjunto de informações fornecidas pelos regulados.

A revisão das tarifas é um tema de fundamental importância porque seus resultados produzem reflexos em toda a sociedade. A elevação exagerada das tarifas pode, por um lado, onerar injustamente os consumidores, e uma redução excessiva, por outro, pode reduzir a capacidade de investimentos das empresas e comprometer tanto sua sustentabilidade econômica quanto a qualidade dos serviços no futuro. Assim, torna-se relevante o regulador dispor de instrumentos de mensuração do desempenho dos regulados que induza a firma regulada a revelar as informações de que o regulador necessita, além de estimular a empresa regulada a ser eficiente e repartir seus ganhos de eficiência com consumidores.²

A descoberta tardia de reservas significativas em território brasileiro fez do uso do gás natural uma prática recente no Brasil. Somente nos últimos 20 anos a produção e a oferta interna deste energético vêm apresentando um crescimento significativo. Especialmente na última década, a indústria de gás brasileira ganhou destaque e notoriedade, seja pelo aumento da participação do gás natural na matriz energética do país, seja pelas alterações inseridas pelo governo boliviano no mercado de gás, ou, ainda, em decorrência das recentes descobertas anunciadas pela Petrobras, incluindo a região da plataforma marítima denominada pré-sal.

O uso do gás natural no Brasil, em suas mais diversas aplicações, tem mostrado crescimento elevado nos últimos anos, passando de 2,7% em 1987 para cerca de 10,2% de

² Duas preocupações básicas norteiam os formuladores de políticas públicas: eficiência e equidade. A primeira refere-se à propriedade da alocação de um recurso maximizar o excedente total recebido por todos os membros da sociedade; e a segunda refere-se à imparcialidade na distribuição do bem-estar entre os diversos compradores e vendedores (MANKIW, 2006).

participação na matriz energética brasileira de 2008 (RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2009). Este energético responde por 18,7% da oferta interna de energia não-renovável e participa com 5,9% na estrutura de oferta interna de energia elétrica (Resenha Energética Brasileira, 2008 Preliminar). A indústria brasileira de gás natural respalda-se em um total de 365 bilhões de m³ de reservas domésticas provadas em fins de 2007 (ANP, 2009), tendo as distribuidoras de gás natural canalizado atingido 49 milhões de m³/dia de vendas³ no mercado brasileiro no final de 2008. A receita bruta dessas distribuidoras alcançou algo em torno de R\$ 14 bilhões em 2008. O gás natural apresenta-se, assim, como fonte de energia primária com vigorosa penetração na estrutura produtiva do país, constituindo-se em um insumo de implicações relevantes na formulação da política econômica e do planejamento energético brasileiro.

Apesar dos avanços, a indústria de gás natural no Brasil pode ser considerada incipiente quando comparada à de outros países de indústria mais tradicional e madura. Até pouco tempo, o mercado brasileiro se caracterizava pela presença de uma única empresa estatal e totalmente integrada (Petrobras), operando em toda a cadeia do gás natural, do *upstream* ao *downstream*. A flexibilização do monopólio no setor de petróleo e gás no Brasil trouxe outras empresas ao mercado, novas regras e uma agência reguladora – a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O processo de desverticalização do setor de gás, assim como das outras *public utilities*, transformou-se em um dos ícones da política governamental brasileira a partir de meados da década de 90, destacando-se as seguintes regulamentações pertinentes ao setor de gás: Emenda Constitucional n° 5, de 1995, que pôs fim ao monopólio da Petrobras nos serviços de distribuição de gás canalizado; a Emenda Constitucional n° 9, de 1995, que permitiu, entre outras coisas, a entrada de empresas privadas na atividade de refino do petróleo nacional ou importado, na importação e exportação, e no transporte de petróleo, derivados e gás natural; a Lei n° 9.478, de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, que, entre outras coisas, criou a ANP como agência reguladora responsável pelo setor de gás natural; e recentemente, a Lei n° 11.909, de março de 2009, conhecida como Lei do Gás, constituindo-se em marco regulatório da indústria de gás natural, regulamentando transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural. Verifica-se que a indústria de gás natural (GN) tem apresentado riscos de regulação em função de um

³ Revista Brasileira de Energia, fevereiro de 2009.

arcabouço legal baseado, até recentemente, na Lei do Petróleo. Contudo, o novo marco regulatório, a Lei do Gás, sinaliza maior competição futura no mercado de GN. A continuidade dos investimentos no setor de distribuição de gás natural no Brasil dependerá fundamentalmente do relacionamento entre órgão regulador e empresas reguladas, sendo o processo de definição e execução da metodologia de revisão tarifária um item crucial nesta jornada.

Diante da crescente importância do gás natural no cenário energético brasileiro, tornam-se necessários vultosos investimentos na infra-estrutura de toda a cadeia produtiva. Entretanto, para que isto ocorra, é preciso que o setor de gás natural gere valor, ou seja, que o retorno sobre o capital investido pelas empresas que atuam neste segmento de mercado seja superior ao custo do capital empregado. Desta forma, mais investidores serão atraídos, ofertando os recursos necessários à garantia do crescimento do setor ao longo do tempo. Dentre as atividades vitais para o funcionamento eficiente da cadeia produtiva do gás natural destaca-se a distribuição.

A criação e o gerenciamento de valor tornaram-se as principais atividades das corporações modernas no que concerne ao alinhamento dos interesses da administração com os dos acionistas. A busca de valor pelas empresas é reconhecida como benéfica à sociedade na medida em que direciona recursos escassos para um uso mais racional e para usuários mais produtivos, contribuindo para o crescimento econômico e a melhoria do padrão de vida dos países.

As empresas criam valor para o acionista ao identificar e empreender investimentos que gerem retorno maior que o custo do capital empregado. A competição entre as empresas por fundos que financiam seus investimentos atrai o capital aos melhores projetos, e a economia como um todo se beneficia, na medida em que os recursos são direcionados ao uso mais produtivo. Desta maneira, a produtividade dos recursos é otimizada, resultando em mais bens, serviços e empregos para a sociedade. Como a distribuição de gás natural no Brasil é um setor estratégico, é necessária a geração de valor de forma a atrair investidores que garantam sua expansão de acordo com as necessidades do crescimento econômico.

A literatura financeira moderna tem destacado o *Economic Value Added* – EVA®⁴ (Valor Econômico Agregado) como uma das principais metodologias utilizadas para mensurar a geração de valor das organizações. Essa metodologia assume que a empresa cria valor quando

⁴ EVA® é marca registrada de Stern Stewart & Co.

a obtenção de retornos sobre o capital investido é superior ao custo do capital empregado. Com isto, mais investidores são atraídos, aportando os recursos necessários à garantia do crescimento da empresa e, conseqüentemente, do setor ao longo do tempo.

Este trabalho sugere a incorporação da metodologia do EVA® no processo de revisão tarifária da atividade de distribuição de gás natural, permitindo ao regulador avaliar a geração de valor do setor e reduzir a assimetria informacional em relação às empresas concessionárias. Entende-se que o uso desta metodologia identifica e facilita o repasse de eventuais excessos de geração de valor, por parte das concessionárias, ao consumidor final, na forma de redução tarifária, em benefício do bem-estar da sociedade.

Nesse contexto, o objetivo principal deste trabalho é propor a adoção de uma metodologia que permita assegurar que o processo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de gás natural canalizado seja levado a cabo em um contexto de menor assimetria informacional entre regulado e regulador, garantindo ao mesmo tempo a geração de valor do setor de forma contínua e equitativa entre concessionárias e consumidores finais com a fixação de uma tarifa *justa*. Ou seja, o presente estudo objetiva verificar se o uso do EVA® permite ao regulador reduzir a assimetria de informação em relação às empresas reguladas, auxiliando na determinação de uma tarifa de gás natural canalizado que garanta o crescimento sustentável do setor e seja a menor possível para o consumidor final.

Para tanto, o trabalho pretende responder a seguinte questão central:

- A incorporação da metodologia do EVA® no processo de revisão tarifária permite ao regulador avaliar o desempenho de cada firma regulada em termos de geração de valor, reduzindo a assimetria informacional entre concessionárias e agência reguladora, bem como facilita repassar aos consumidores eventuais excessos de geração de valor, na forma de redução da tarifa de gás natural canalizado, em benefício da sociedade?

A hipótese a ser testada é verificar se uma metodologia de análise de resultados das concessionárias de distribuição de gás natural canalizado que incorpore os conceitos do EVA® reduz a assimetria informacional no processo de revisão tarifária.

Dentro desse conceito de geração de valor, o presente estudo analisa, adicionalmente, o desempenho das empresas que compõem a indústria de distribuição de gás natural canalizado no Brasil. Parte-se de um exame criterioso das demonstrações financeiras das principais empresas que atuam nessa atividade, que juntas representam em torno de 74% do mercado de distribuição de gás natural no país e, praticamente, 85% da distribuição de gás natural na

região Sudeste. Deste modo, é possível responder se, para as empresas analisadas, houve ou não criação de valor no período compreendido entre 2002 e 2007, correspondente aos anos de crescimento relevante do gás natural na matriz energética brasileira.

Este estudo procura também identificar os direcionadores de geração de valor do setor de distribuição de gás natural, destacando as variáveis que podem contribuir de forma positiva na obtenção de retornos sobre o capital investido superiores ao custo do capital empregado. Em outras palavras, o estudo procura diagnosticar que ações as empresas reguladas e o agente regulador podem adotar para garantir de forma sustentável a geração de valor no segmento de distribuição de gás natural.

O tema da proposta deste trabalho adquire importância na medida em que sugere a adoção da metodologia do EVA® visando reduzir a assimetria de informação entre regulador e regulado e, desta forma, auxilia a agência reguladora na tarefa de garantir a modicidade tarifária sem comprometer a saúde econômico-financeira das empresas concessionárias de distribuição de gás natural. Além disso, procura verificar se o setor de distribuição de gás natural tem criado valor, pois esta condição garante as inversões, por parte dos investidores, necessárias ao crescimento sustentável do setor. Deve-se destacar, também, o caráter multidisciplinar deste estudo, que aborda um segmento específico – distribuição de gás natural – pertencente a um setor estratégico da economia – energia – percorrendo diversos campos do conhecimento, tais como regulação econômica, finanças, contabilidade, direito e estratégia.

A inovação deste trabalho está em reconhecer o potencial da metodologia do EVA® e adequá-la para ser utilizada pela primeira vez com o intuito de reduzir a assimetria de informação existente em um setor regulado da economia brasileira.

O presente estudo caracteriza o aumento do bem-estar social na fixação da menor tarifa de gás natural canalizado possível, por ocasião da revisão tarifária, sem comprometer o equilíbrio econômico - financeiro da atividade. Entretanto, há outras formas de se conseguir o aumento do bem-estar social, como por exemplo, através do estabelecimento de uma tarifa que auxilie na expansão da rede de gasodutos, levando o GN para regiões cuja população ainda não se beneficia da presença desse energético.

O trabalho está dividido em seis etapas, incluindo esta introdução, que descreve seu contexto e seus objetivos. O capítulo 1 expõe a teoria da geração de valor com base na metodologia do EVA. O capítulo 2 destaca o crescimento da participação do gás natural na matriz energética brasileira e examina a verticalização da cadeia produtiva do gás natural. Em seguida, o capítulo 3 apresenta os princípios teóricos dos mecanismos de regulação

econômica, além de abordar a questão da assimetria de informação com particular ênfase para a sua aplicação nas relações entre órgão regulador e empresas reguladas. Descreve o processo de revisão tarifária, tomando por base o Estado de São Paulo por ser considerado um modelo (*benchmark*) no mercado de distribuição de gás canalizado brasileiro. O capítulo 4 trata da análise dos dados das empresas distribuidoras de gás natural no Brasil, verifica se houve geração ou destruição de valor no período 2002–2007 e, principalmente, examina a utilização da metodologia do EVA® como forma de redução da assimetria informacional entre a agência reguladora e as concessionárias de distribuição de gás natural. A última etapa sintetiza as vantagens da incorporação da metodologia do EVA® ao processo de revisão tarifária da atividade de distribuição de gás canalizado brasileiro. O EVA® é visto como mecanismo que auxilia na redução da assimetria de informação entre o órgão regulador e as concessionárias, de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro do setor e o alcance da modicidade tarifária, contribuindo, conseqüentemente, para o aumento do bem-estar social.

Capítulo 1 – Revisão Teórica sobre Geração de Valor

Esta etapa do estudo serve de suporte teórico para a aplicação dos conceitos de geração de valor através da metodologia do EVA®, visando reduzir a assimetria informacional entre regulado e regulador presente no processo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de gás natural. Analisa-se o conceito de geração de valor e como ele embasa uma das ferramentas mais robustas de aferição de desempenho das empresas: o EVA®.

A revisão da literatura sobre a geração de valor é feita examinando-se, primeiramente, o conceito de gestão das empresas baseada em valor, e em seguida aborda-se a geração de valor em si, com ênfase na metodologia do EVA®.

1.1 Gestão Baseada em Valor

Medir o desempenho é parte essencial do controle da gestão de uma organização, uma vez que confirma se os resultados projetados nas ações planejadas foram efetivamente alcançados. Face à atenção que é dada pelos profissionais de uma empresa ao que é medido, o tipo de desempenho que uma organização escolhe para medir motivará atitudes que melhorem essa medida. Tradicionalmente, medidas contábeis básicas, como lucro, receita, custo e despesa foram utilizadas para avaliar o desempenho dos gestores. Porém, diante da realidade competitiva, novas estratégias com novos planos de ação e novos sistemas de medição de desempenho tornaram-se necessários.

Para Martin e Petty (2004), a medida contábil de lucros, quando utilizada como base para o gerenciamento do valor ao acionista, é deficiente nos seguintes aspectos: *a)* lucros contábeis não são iguais ao fluxo de caixa; *b)* os números contábeis não refletem risco; *c)* os números contábeis não incluem um custo de oportunidade pelo capital próprio; *d)* as práticas contábeis variam de empresa para empresa; e *e)* os números contábeis não levam em conta o valor do dinheiro no tempo. Os autores enfatizam que a gestão baseada em valor é mais do que simplesmente uma ferramenta de desempenho elaborada para superar as deficiências das medidas contábeis.

A gestão baseada em valor (*value based management*), ou VBM, é um termo genérico para um conjunto de ferramentas de gestão utilizado para facilitar o gerenciamento das operações em uma empresa de maneira a realçar o valor para o acionista. Refere-se às

métricas de desempenho e aos sistemas de remuneração elaborados para ajudar os gestores a melhorar a geração de valor para o acionista (MARTIN e PETTY, 2004).

O VBM apresenta dois objetivos claros:

- É uma maneira de avaliar o sucesso ou o fracasso de operações em andamento, isto é, oferece à gestão um método para avaliar o desempenho dos ativos da empresa;
- Proporciona uma estrutura para unir o desempenho à remuneração – questão primordial quando se deseja que os gestores tenham incentivos para agir no interesse dos acionistas.

Um paradigma fundamental da gestão baseada em valor é que as empresas que obtêm taxas de retorno superiores aos seus custos de capital criam valor para o acionista, porém aquelas que não o conseguem, destroem valor.

Martin e Petty (2004), ao discorrerem sobre um sistema de gestão baseada em valor, enfatizam a noção de sustentabilidade, pois o valor é criado ao longo do tempo como resultado de um ciclo contínuo de decisões estratégicas e operacionais. Acrescentam ainda que, para sustentar o processo de criação de valor, o desempenho da gestão deve ser medido e recompensado utilizando-se métricas que podem ser ligadas diretamente à geração de valor para o acionista. A Figura 1 destaca os principais elementos de um sistema VBM elaborado para construir e suportar um ciclo sustentável de criação de valor.

Figura 1. Ciclo Sustentável de Geração de Valor

Fonte: Martin e Petty (2004), adaptado pelo autor.

A Figura 1 enfatiza a noção de sustentabilidade, pois o valor é criado ao longo do tempo como resultado de um ciclo contínuo de decisões estratégicas e operacionais. A premissa fundamental que embasa os sistemas VBM é que, para sustentar o processo de criação de valor, o desempenho da gestão deve ser medido e recompensado utilizando-se métricas que podem ser ligadas diretamente à geração de valor para o acionista. Isto é, o princípio por trás da utilização do VBM é medir e recompensar atividades que geram valor para o acionista. Verifica-se, assim, que a VBM é mais do que simplesmente uma ferramenta de desempenho elaborada para superar as deficiências das medidas contábeis tradicionais.

Ainda segundo Martin e Petty (2004), os métodos de gestão baseada em valor compartilham uma herança teórica em comum, na medida em que são todos, sem exceção, são enraizados no conceito do cálculo de valor do fluxo de caixa livre. Em outras palavras, todos foram elaborados sob a premissa de que o valor de qualquer empresa ou de suas estratégias e investimentos individuais equivalem ao valor presente dos fluxos de caixa livres futuros que a empresa projeta gerar.

Young e O'Byrne (2001) assinalam que a gestão baseada em valor, ao colocar os acionistas no centro de suas decisões, é, por vezes, equivocadamente criticada sob o argumento de que ignora outros importantes *stakeholders*⁵, como os funcionários, clientes, fornecedores, a comunidade local e o macro-ambiente. Entretanto, na realidade, empresas geram valor para o acionista apenas quando produzem valor para outros *stakeholders*. Se os clientes não estiverem satisfeitos, compram na concorrência. Se os funcionários sentem que seus talentos estão sendo subaproveitados, procuram outro lugar para trabalhar. A tarefa prioritária do administrador é gerar valor para o acionista, meta somente alcançada pela geração de valor para todos os que interagem com a empresa.

Segundo Copeland *et al.* (2000), vários são os motivos que justificam a adoção de um sistema que prioriza o valor para o acionista:

- o valor é a melhor métrica de desempenho;
- os acionistas são a única parte interessada que maximiza simultaneamente as reivindicações de todas as outras partes, além das suas próprias;
- as empresas que não apresentam bom desempenho verão o capital fluir na direção dos concorrentes.

O desafio para os administradores é continuamente criar valor a seus investidores que, se não receberem retorno justo, que compense o risco, buscarão melhores retornos.

Três principais métodos são utilizados atualmente na VBM, a saber:

1º) FCL – Método do Fluxo de Caixa Livre, proposto por McKinsey & Co e a LEK / Alcar;

2º) EVA® / MVA – Método do Valor Econômico Adicionado / Valor de Mercado Adicionado, proposto por Stern Stewart & Co;

3º) CFROI / TSR – Método do Retorno sobre o Investimento Base Caixa / Retorno Total do Acionista, proposto pelo BCG – Boston Consulting Group e Holt Value Associates.

⁵ *Stakeholders* são grupos de pessoas ou instituições que têm o direito legítimo de ter os objetivos de uma empresa refletindo suas necessidades. *Stakeholders* incluem clientes, funcionários, sócios, donos e comunidade (Atkinson et al., 2000).

Todas as três técnicas apóiam-se na teoria básica que sustenta o uso dos métodos tradicionais de fluxo de caixa descontado na avaliação de novas oportunidades de investimento. Adicionalmente, o VBM proporciona uma estrutura para unir o desempenho à remuneração, de forma que os gestores tenham incentivos para agir no interesse dos acionistas.

Segundo Young e O'Byrne (2001), embora os proponentes de uma determinada métrica defendam a superioridade desta em relação a outras que lhe sejam concorrentes, todas são organizadas sob o mesmo princípio básico: para criar valor para os acionistas, as empresas devem gerar retornos sobre o capital investido que excedam o custo desse capital. Cada métrica pode ter suas próprias vantagens e desvantagens, conforme venha a ser expressa de uma ou de outra forma. No fundo, todas são desenhadas para mensurar o sucesso da gestão em atingir seu objetivo.

Samanez (2007) comenta que, na última década, o conceito de administração baseada em valor ganhou projeção e exigiu a utilização de novos instrumentos de avaliação de empresas, com destaque para o EVA®. De acordo com Young e O'Byrne (2001), dos diferentes métodos para medir a geração de valor ao acionista, nenhum tem recebido mais atenção que o EVA®. Na elaboração deste estudo, escolheu-se o EVA® considerando-se que as metodologias de geração de valor mencionadas estão todas enraizadas nos mesmos conceitos – cálculo do fluxo de caixa livre e obtenção de retornos sobre o capital empregado acima do custo de capital –, e que, portanto, não levariam a resultados diferentes que pudessem comprometer os objetivos aqui propostos.

Young e O'Byrne (2001) lembram que as idéias básicas do EVA® não são novas. O EVA® é essencialmente uma re-embalagem de princípios fundamentais de finanças corporativas e de gestão financeira, que são conhecidos de longa data e que ajudam os gestores a entender melhor e atingir os objetivos financeiros da empresa. Ele mede a diferença, em termos monetários, entre o retorno sobre o capital investido de uma empresa e o custo desse capital. É, portanto, similar à mensuração contábil convencional do lucro, mas com uma importante diferença: o EVA® considera o custo de todo o capital, enquanto o lucro líquido divulgado nas demonstrações de resultados da empresa considera apenas o custo do tipo mais visível de capital, isto é, os juros, ignorando o custo do capital próprio.

Young e O'Byrne (2001) lembram que há muita confusão entre a VBM e o EVA®. Em geral, a VBM é vista como um conceito mais amplo do que o EVA®, embora alguns profissionais utilizem esses dois termos indistintamente. A VBM cria uma atmosfera mental na organização, pela qual todos aprendem a priorizar as decisões de acordo com a repercussão destas no valor da corporação. Um programa amplo de VBM deve considerar os seguintes elementos: planejamento estratégico, alocação de capital, orçamentos operacionais, mensuração do desempenho, recompensa salarial dos administradores, comunicação interna; e comunicação externa (com os mercados de capital).

O EVA® baseia-se na noção de lucro econômico (lucro residual), que considera que a riqueza é criada apenas quando a empresa cobre todos os seus custos operacionais e também o custo do capital. No seu sentido mais elementar, o EVA® é uma medida de desempenho, mas seria um erro limitar o seu papel a isso. Ele se integra a uma abordagem mais ampla, baseada em valor, para servir à gestão do negócio, atuando como o referencial central de um processo de implantação de estratégias. Quando os administradores formulam a estratégia, deveriam fazê-lo com o objetivo de maximizar o fluxo de EVAs® futuros das empresas. O EVA®, quando visto de uma perspectiva maior, converge com o conceito de VBM.

1.2 Geração de Valor

Samanez (2007) observa que, muitas vezes equivocadamente, são considerados objetivos da empresa a maximização dos lucros, a minimização dos riscos ou a maximização da participação de mercado. No entanto, pode ocorrer que tais objetivos não sejam adequados ao objetivo maior da empresa: a criação de valor. É possível aumentar o lucro contábil fazendo investimentos de baixo retorno. Este lucro não leva em consideração o risco inerente à atividade da empresa, e, assim, podem-se encontrar empresas com grande lucro contábil, mas que assumiram risco desproporcional a esse lucro.

Segundo Samanez (2007), nas economias capitalistas de mercado espera-se que as questões econômicas essenciais sejam equacionadas pelas forças de mercado. Assim, as decisões de investimento e de financiamento devem visar o aumento da riqueza dos acionistas, minimizando riscos e objetivando a alocação eficiente dos recursos da empresa. A criação de valor deve ser o critério norteador do processo de tomada de decisão no ambiente

corporativo, tendo como vetores principais o crescimento da empresa e o retorno sobre o capital investido, ponderando-se retornos e riscos esperados.

Os gestores geram valor para o acionista ao identificar e empreender investimentos que obtêm retorno maior do que o custo do capital levantado pela empresa. Desta forma, há um benefício adicional à sociedade. A competição entre empresas por fundos que financiam seus investimentos atrai o capital aos melhores projetos, e a economia como um todo é beneficiada. É a mão invisível de Adam Smith trabalhando nos mercados de capitais, onde os recursos são direcionados ao uso mais produtivo. Desta forma, a produtividade dos recursos é otimizada, resultando em mais bens, serviços e empregos.

A maior beneficiária da geração de valor nas empresas é a sociedade, pois a busca de valor direciona recursos escassos para um uso mais racional e para usuários mais produtivos (Stewart, 1991). Conseqüentemente, quanto maior a eficácia no uso e no gerenciamento de recursos, mais forte o crescimento econômico e maior a taxa de melhoria no padrão de vida das pessoas na sociedade.

Bastos (1999) menciona as dificuldades dos modelos tradicionais, bem como a tendência mundial de buscar novos mecanismos de avaliação de desempenho, destacando que os modelos tradicionais estão excessivamente apoiados em dados históricos oriundos da contabilidade e que não consideram a exigência de rentabilidade mínima sobre o capital investido pelos sócios. Além disso, não apresentam nenhuma alternativa para tratar o risco associado à incerteza com relação aos resultados. Segundo o autor, com o objetivo de contornar essas deficiências, um bom número de bancos de investimento que atuam no mercado de capitais ao redor do mundo adota modelos de avaliação de desempenho baseados em criação de riqueza, capazes de sintetizar todas as considerações essenciais relativas à rentabilidade, risco e custo de oportunidade dos acionistas.

Monerry (2001) acrescenta que é cada vez maior o número de companhias em que a criação de valor para o acionista está entre os objetivos corporativos principais, assumindo, de uma vez por todas, que uma empresa precisa trabalhar para deixar seus acionistas mais ricos. A aceleração dessa tendência está associada ao aumento das pressões sobre os executivos por geração de valor aos acionistas. Segundo o autor, a partir da década de 1980, essas pressões começaram a se materializar através de ataques corporativos – aquisições hostis de

companhias que tinham ações com desempenho ruim –, e foram gradativamente evoluindo para pressões de investidores institucionais que exigem que a empresa apresente resultados de geração de valor para o acionista de forma consistente no longo prazo.

Monerry (2001) conclui que, ao se orientarem para a criação de valor, as empresas aumentam suas possibilidades de acessar os recursos dos grandes investidores institucionais com mais facilidade. Ao trabalharem para agregar valor para os acionistas, as empresas buscam vantagens competitivas capazes de fortalecer sua posição no mercado em que atuam.

Allen e Percival (2001) enfatizam que companhias que criam valor o fazem ganhando de forma consistente mais do que o custo de oportunidade de capital, por meio de vários ciclos significativos de alteração no negócio. Para criar valor, todos os administradores devem entender o relacionamento entre estratégias e resultado financeiro.

Assaf Neto (1997) endossa esse pensamento observando que “uma empresa pode promover acréscimos em sua riqueza não somente apurando maiores lucros, mas também reduzindo seu custo de capital, eliminando riscos, sendo eficiente e promovendo maior giro em seus investimentos para um mesmo nível de atividade, e assim por diante. Nesta análise de valor (riqueza) depreende-se que a obtenção de mais lucro não garante o sucesso do empreendimento. Para promover atratividade e continuidade, a empresa deve realizar uma agregação de valor, produzindo uma capacidade remuneradora aos proprietários de capital superior às suas expectativas de ganhos”.

1.3 Valor Econômico Agregado – EVA®

O conceito de geração de valor através do *Economic Value Added* – EVA® (Valor Econômico Agregado) pressupõe uma relação positiva entre resultado e custo de capital. O EVA® consiste, deste modo, no lucro operacional após o imposto de renda menos o custo do capital empregado na operação, como visto na fórmula abaixo:

$$\text{EVA} = \text{NOPAT} - \text{encargo de capital} \quad (\text{F.1})$$

Nesta fórmula, o NOPAT, do inglês *Net Operating Profit After Taxes*, é o lucro operacional líquido após os impostos; o encargo de capital é obtido pela multiplicação do

custo médio ponderado de capital (do inglês, WACC – *Weighted Average Cost of Capital*) pelo ativo operacional líquido (AOL), isto é, a diferença entre o ativo total e o passivo operacional (obrigações correntes sem incidência de juros). Esta definição evidencia a preocupação do EVA® em calcular o desempenho global da empresa, considerando o custo de capital próprio e de terceiros.

De acordo com a metodologia do EVA®, o resultado da empresa só adiciona valor efetivo aos acionistas quando é capaz de remunerar o seu custo de oportunidade – o retorno mínimo esperado em função do risco assumido – e o custo dos empréstimos obtidos com terceiros. Caso contrário, a empresa não terá oferecido a seus proprietários nenhum lucro extra além do que seria obtido com ativos financeiros de risco semelhante. Assim, o EVA® será aumentado se o lucro operacional crescer sem a necessidade de mais capital, ou então, se o novo capital for investido em projetos que rendam mais do que o custo do dinheiro empregado no projeto, ou, ainda, se o capital for remanejado e/ou retirado das atividades que não gerarem retornos adequados. Por outro lado, o EVA® será reduzido se a administração investir recursos em projetos que rendam menos do que o custo de capital.

Em resumo, o EVA® mostra o desempenho de uma empresa ou setor em termos de geração de lucros operacionais, durante um período, dada a quantia de capital ligada à geração daqueles lucros. Para Stewart (1991), o método do EVA® fornece medidas significativas para se progredir na criação de valor, servindo, também, como *benchmark* na mensuração do desempenho de toda e qualquer empresa. Nesta linha, um estudo feito pela empresa Stern Stewart (2004) mostrou que, de uma base de 73 companhias brasileiras de capital aberto pertencentes ao índice Bovespa, apenas oito, em 2003, e sete, em 2002, conseguiram gerar lucro operacional suficiente para pagar o custo do capital obtido junto aos acionistas e sob a forma de empréstimo com terceiros.

Segundo Damodaran (1997), o diferencial da metodologia do EVA® está em sua simplicidade, pois consegue reunir um grande número de variáveis e interações presentes no método do fluxo de caixa descontado em apenas duas variáveis – o retorno sobre o capital e o custo do capital – e uma interação, que é a diferença entre essas duas variáveis. Ehrbar (1998) acrescenta que a maneira pela qual o EVA® auxilia gerentes a tomarem melhores decisões é através da avaliação de suas operações, após o cômputo do custo do capital empregado. Ainda de acordo com o autor, o encargo sobre o capital compele os gerentes a utilizar ativos com

maior diligência e cuidado, focalizando-os diretamente nos custos associados a itens como estoques, contas a receber e equipamentos.

Dentre as vantagens na utilização do EVA®, Martelenc *et al* (2005) destacam o fato de este método permitir aos executivos de planejamento estratégico uma visão correta das principais variáveis que causam impacto na criação ou destruição de valor na empresa. Segundo os autores, enquanto o fluxo de caixa descontado é utilizado preponderantemente para análise de investimentos, o EVA® é muito usado para fins internos de análise de desempenho e gestão nas empresas.

Há ainda que se destacar que, de acordo com a sua estrutura, o EVA® deve ser encarado como meta dos gestores da companhia e não como resultado a ser necessariamente alcançado todos os anos. Há fases de investimentos elevados em que o EVA® positivo pode ser temporariamente descartado em favor de um retorno maior no futuro. Contudo, no longo prazo, EVAs® sistematicamente negativos são um forte indicador do insucesso do negócio, e vice-versa.

Martin e Petty (2004) mencionam que, nos setores de exploração e produção (E&P) de minérios e energia, geralmente passam-se muitos anos de investimentos antes que os projetos comecem a dar retorno para a empresa. Esta situação cria EVAs® negativos para os primeiros anos de desenvolvimento dos projetos, seguidos por EVAs® positivos à medida que são colhidos os frutos dos investimentos. McCormack e Wytheeswaran (1998) desenvolveram uma versão revisada do EVA® que captura todas as conseqüências no cálculo da geração de valor das descobertas de petróleo e gás natural no período em que estas descobertas foram feitas.

Marques e Parente (2006), em um estudo preliminar, identificam que algumas empresas do setor de distribuição de gás natural brasileiro apresentaram EVAs® negativos no período entre 2002 e 2005. Marques *et al* (2006) verificaram que a maior empresa do setor de petróleo do Brasil, Petrobras, no período pós-monopólio, apresentou forte e crescente recuperação de geração de valor.

Estudo realizado pela empresa Stern Stewart (2007) mostra rentabilidade econômica negativa das empresas privadas do setor elétrico brasileiro no período entre 1998 e 2006, apesar da tendência de melhora iniciada em 2003. O EVA® de 2006 foi de R\$ 2 bilhões negativos, sendo que o EVA® no acumulado indica uma perda econômica de R\$ 62 bilhões.

Ehrbar (1999) afirma que “em seu nível mais básico, o EVA®, uma sigla para valor econômico agregado, é uma medida de desempenho empresarial que difere da maioria dos demais ao incluir uma cobrança sobre o lucro pelo custo de todo o capital que uma empresa utiliza”.

Bastos (1999) discorre sobre a utilização do EVA® como instrumento de avaliação de desempenho interno de um banco, conceituado como “a diferença entre o lucro efetivo, sem a influência de eventos extraordinários ou de convenções contábeis que não reflitam a realidade econômica da instituição, e o custo de capital necessário para obtê-lo”. Para ele, o EVA® é uma maneira de medir a verdadeira lucratividade do banco e o que ele traz de novo é a confrontação do retorno com o uso do capital necessário para gerá-lo.

Schmidt *et al* (2006) comentam que “diferentemente dos indicadores tradicionais utilizados, que consideram apenas o custo dos capitais de terceiros, alegando que o lucro é a remuneração do capital próprio, o EVA® leva em consideração também o custo de capital necessário para gerá-lo”.

Para Pagnoncelli e Vasconcelos (1992), EVA® é uma ferramenta que engloba os riscos do negócio e os riscos financeiros, permitindo examinar os três princípios fundamentais da criação de valor: fluxo de caixa, fator de risco e retorno.

Kaplan e Norton (2001) destacam que o EVA® ataca dois defeitos nos sistemas de medição de desempenho financeiros tradicionais:

- Superinvestimento: empresas que focam o lucro podem superinvestir em ativos, sem retorno do capital. Para evitar isso, dividem o lucro pelo investimento, calculando o ROI (return on investment);
- Subinvestimento: empresas podem aumentar o ROI diminuindo o denominador, subinvestindo ou não aprovando projetos com retorno acima do custo do capital, mas abaixo do ROI desejado.

Para Ehrbar (1999), maximizar a riqueza dos acionistas é a melhor maneira de servir eficazmente aos interesses de longo prazo de todos os interessados na organização. O porquê disso é simples: de todos eles – cliente, governo, funcionários, credores, fornecedores e acionista –, é este quem recebe por último. Então, maximizar a riqueza do acionista significa que todos os demais *stakeholders* já foram atendidos.

Por outro lado o autor pondera que, numa relação de causa e efeito, é possível concluir que a empresa deve trabalhar para agradar os demais interessados, pois se eles estiverem satisfeitos estará havendo, conseqüentemente, mais-valia para os acionistas. Observando-se o assunto sob esta ótica, questiona-se se o foco deve estar no acionista (consequência ou fim) ou nos demais interessados (causa ou meio).

Os defensores do EVA®, no entanto, se antecipam em reforçar que o EVA® é uma medida de desempenho e que se constitui num instrumento-base que impulsiona o comportamento dos indivíduos, podendo ser um excelente ponto de partida para propiciar uma mudança radical na atitude dos membros de uma organização.

Concluindo, Ehbar (1999) comenta que o EVA® vai muito além de uma visão financeira e econômica, pois sua aplicação tem desdobramentos no comportamento dos executivos e colaboradores da organização. Alerta que, se o EVA® não for utilizado como instrumento de incentivo, traduzindo-se numa variável capaz de influenciar o sistema de remuneração do corpo de funcionários, seu impacto efetivo poderá não ser aquele esperado.

Semanez (2007) reforça o conceito de EVA® ao afirmar que não basta a empresa apresentar um lucro operacional positivo se o capital utilizado para chegar a este lucro for proporcionalmente elevado. Ou seja, se uma empresa não consegue gerar lucro operacional que supere o rendimento alternativo do capital investido, pode-se dizer que ela não cria valor para o acionista, e que seria economicamente melhor fechar o negócio. Só se cria valor quando o reinvestimento dos lucros na própria empresa gera uma rentabilidade maior do que o custo do capital.

1.4 Componentes do EVA®

Além de entender a importância e a evolução do conceito de Valor Econômico Agregado (EVA®), torna-se necessário analisar seus principais componentes, o que é feito nesta etapa do estudo. Partindo da fórmula de cálculo que indica que o EVA® é a diferença entre o lucro operacional, após a dedução de impostos, e o encargo de capital (F.2), e sabendo-se que o encargo de capital, por seu turno, nada mais é do que a multiplicação do custo de capital pelo montante do capital investido, chega-se à fórmula 3, que é apenas outra forma de expressar o EVA®.

$$\text{EVA} = (\text{Lucro Operacional}) - (\text{Encargo de Capital}) \quad (\text{F.2})$$

$$\text{EVA} = (\text{Lucro Operacional}) - (\text{Custo do Capital} \times \text{Capital Investido}) \quad (\text{F.3})$$

Deve-se notar que:

- o Lucro Operacional corresponde ao lucro da empresa resultante da aplicação do capital empregado na atividade produtiva da empresa, independentemente de como este capital foi financiado;
- o Capital Investido representa o quanto foi investido na empresa para produzir o Lucro Operacional. Ele é o montante que precisa ser remunerado depois de cobertas todas as despesas da operação e pagos os impostos;
- o Custo de Capital corresponde a quanto o capital da empresa custou para ser levantado. De modo geral, calcula-se o custo médio ponderado de capital, ou o WACC (do inglês *Weighted Average Cost of Capital*). Assim, o custo de capital da empresa é calculado como uma média ponderada entre o custo do capital de empréstimos (Dívidas) e o custo do capital próprio dos acionistas (Patrimônio Líquido). Corresponde ao efetivo custo do capital utilizado operacionalmente para produzir o resultado econômico obtido;
- o Encargo de Capital é o resultado da multiplicação do montante de capital empregado para a geração do Lucro Operacional pelo Custo de Capital da empresa (ou WACC).

A Figura 2 mostra o cálculo do EVA®, evidenciando seus principais componentes. Ehrbar (1999) comenta que no cálculo do EVA®, essencialmente, toma-se o lucro operacional e desconta-se o encargo pelo uso do capital.

Figura 2. Demonstração do cálculo do EVA®

Fonte: elaboração própria do autor

De acordo com a Figura 2, o esquema de deduções é sistematizado abaixo:

Receitas

– Custos, Despesas Operacionais e Depreciação

= Lucro Operacional antes das despesas financeiras e dos impostos

– Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Lucro Líquido

= Lucro Operacional Líquido após os Impostos

– Encargo de Capital (Capital Investido x Custo de Capital)

= EVA

Fonte: Adaptado de Young e O’Byrne (2001)

O Lucro Operacional Líquido após Impostos, ou, na sigla em inglês, NOPAT (*Net Operating Profit After Tax*), deriva das operações da empresa, depois dos impostos e da depreciação, mas exclui despesas financeiras (decisões de financiamento) e receitas ou despesas não-operacionais. Corresponde, também, ao lucro da operação antes da dedução do Encargo de Capital. Como o NOPAT não depende e não é influenciado pela alavancagem financeira da empresa, expressa uma visão clara do resultado das operações correntes dela, evidenciando o desempenho operacional do negócio. Ou seja, o NOPAT é

o lucro operacional obtido para suportar os retornos de caixa requeridos pelos investidores e proprietários.

Segundo Young e O'Byrne (2001), o Capital Investido é a soma de todos os financiamentos de empresa, apartados dos passivos não-onerosos de curto prazo e longo prazo, como contas a pagar, fornecedores e provisões para salários e imposto de renda. Isto é, o Capital Investido é igual à soma do patrimônio líquido que pertence ao investidor com os empréstimos e financiamentos, de curto e longo prazos, pertencentes aos credores. O balanço mostrado na Figura 3 esclarece como o capital é definido no EVA®.

Balanço Tradicional		Balanço EVA	
Caixa	Empréstimos de curto prazo	Caixa	Empréstimos de curto prazo
Clientes + Estoques + Despesas pagas antecipadamente	PNO de curto prazo	Capital de Giro Líquido	Empréstimos de longo prazo
Ativos fixos + Ativos de longo prazo	Empréstimos de longo prazo	Ativos fixos + Ativos de longo prazo – PNO de longo prazo	Patrimônio Líquido
	PNO de longo prazo		
	Patrimônio Líquido		

Figura 3. Balanço Normal e Balanço do EVA®

Fonte: Adaptado de Young e O'Byrne (2001)

O exame da Figura 3 mostra que a estrutura da esquerda é a de um balanço tradicional normal, ao passo que, à direita, tem-se o balanço do EVA®, no qual os passivos não-onerosos (PNO) de curto e longo prazo são subtraídos dos ativos operacionais de curto prazo e longo prazo. Refere-se normalmente ao lado esquerdo do balanço do EVA® como ativos operacionais líquidos, enquanto o lado direito é referido como capital investido.

Ao calcular o EVA®, a consideração da necessidade sobre o gerenciamento do capital de giro líquido (CGL) da empresa é fundamental. Os ativos líquidos são investimentos pelos quais os provedores de capital da empresa esperam, e seus gestores devem assegurar um retorno competitivo. Cabe observar que o ciclo operacional da empresa, isto é, a soma dos períodos de estocagem e de recebimento, requer investimentos, traduzidos no volume de dinheiro que a companhia estoca em inventário e recebíveis. Pode-se estimar o

investimento líquido da empresa (e dos seus acionistas) no ciclo operacional subtraindo-se a soma das contas a pagar (financiamento de fornecedores) e despesas provisionadas (que incluem salários e impostos a pagar) do investimento total no ciclo operacional. Esse investimento líquido é chamado de capital de giro líquido (CGL), expresso pela fórmula:

$$\text{CGL} = (\text{caixa} + \text{estoques} + \text{contas a receber} + \text{outros ativos correntes}) - (\text{contas a pagar} + \text{despesas provisionadas}). \quad (\text{F.4})$$

A mensuração do EVA® estimula os gestores a gerar retornos para o investimento em capital de giro líquido, do mesmo modo como fazem para as aplicações financeiras de eventuais excessos de caixa e para os ativos fixos.

O Capital Investido deriva do Balanço Patrimonial da empresa e, em linhas gerais, representa o volume de recursos empregado na empresa para que ela possa gerar o NOPAT. Pode-se pensar no Capital Investido de duas formas: onde se obtém o capital (financeiro), e onde ele é aplicado (operacional). Assim, sob uma perspectiva operacional, Capital Investido é a soma do Capital de Giro Líquido com o Imobilizado e demais Ativos de Longo Prazo. Do ponto de vista financeiro, o Capital Investido é a soma do Capital Próprio com o Capital de Terceiros.

O capital financeiro representa as origens dos recursos utilizados pela companhia e é equivalente ao Passivo do Balanço Patrimonial. Ele é composto por Capital de Terceiros (Dívidas) e Capital Próprio (Patrimônio Líquido). Os passivos não onerosos não aparecem no capital financeiro, ao contrário do que ocorre no Balanço Patrimonial tradicional. Esses passivos não onerosos são excluídos do Capital da empresa porque representam uma fonte de financiamento espontâneo, cujo custo já estaria reconhecido no Custo dos Produtos Vendidos.

O capital operacional mostra como os recursos da empresa foram aplicados, e é composto pelo Capital de Giro Líquido (Ativo Circulante menos Passivo Circulante Não Oneroso), pelo Imobilizado e demais Ativos de Longo Prazo, subtraídos do Passivo Não Oneroso de Longo Prazo.

A relação entre risco e retorno é um dos principais pilares da teoria de finanças, que postula que quanto maior o risco percebido em um ativo, maior será o retorno requerido

pelo investidor racional para assumir esse risco. Essa regra geral aplica-se tanto a um investidor marginal quanto a corporações cujo objetivo seja a maximização da riqueza de seus acionistas.

A taxa de remuneração dos detentores do capital aplicado na empresa ou custo de capital é um parâmetro-chave em indústrias reguladas, como a de distribuição de gás natural. Desta forma, ele deve ser entendido como a taxa de retorno que espelha o risco do setor em que se insere a empresa e seus serviços, de forma a garantir a atratividade adequada aos investidores. Essa atratividade torna possível a qualidade e a expansão do serviço público, fatores condicionantes para um crescimento econômico sustentado (CAMACHO et al, 2007).

O custo médio ponderado de capital (WACC) engloba a remuneração de todo o capital empregado na empresa, abrangendo tanto a parcela da remuneração relativa ao capital próprio quanto à de terceiros, incluindo os benefícios fiscais gerados pelo endividamento. O cálculo do WACC, embora seja um tema intensamente investigado e consolidado em reconhecidos textos de finanças, como os de Brealey e Myers (2003), Copeland *et al* (2002) e Damodaran (2002), é ainda passível de ampla discussão, sem apresentar consenso absoluto. Algumas questões costumam ser revisitadas, como por exemplo: definições sobre taxa livre de risco e prêmio de risco; estimativa do custo de capital para países emergentes; definição do índice de mercado (global ou local); estimativa do risco sistemático (beta); e a determinação do risco-país.

Na prática, o WACC corresponde à média do custo de oportunidade do capital do acionista e do custo da dívida depois de impostos, ponderado com base na estrutura de capital utilizada pela empresa. Na sua forma usual, o WACC é expresso em termos nominais, após o cômputo dos impostos, conforme apresentado abaixo:

$$R_{WACC} = R_E (E/E+D) + R_D (1-T) (D/E+D) \quad (F.5)$$

Onde:

R_E = custo do capital próprio

R_D = custo do capital de terceiros (dívida)

T = alíquota marginal corporativa do imposto de renda

E = capital próprio

D = capital de terceiros (dívida)

$(E/E+D)$ = participação de capital próprio na estrutura de capital

$(D/E+D)$ = participação do capital de terceiros na estrutura de capital

O primeiro termo do lado direito da igualdade na fórmula 5 (R_E) representa a remuneração do capital próprio. O segundo (R_D) representa a remuneração do capital de terceiros, já inserido o benefício fiscal do endividamento representado pela alíquota marginal de impostos corporativos sobre a estrutura de capital da empresa.

Sharpe (1964), Litner (1965) e Mossin (1966) desenvolveram o modelo de equilíbrio de ativos financeiros (CAPM – *Capital Asset Pricing Model*) a partir dos princípios de diversificação de carteiras de Markowitz (1952). É até hoje o modelo mais usual para estimação da parcela de remuneração do capital próprio.⁶

Esta metodologia é a que tem maior difusão e aceitação no âmbito regulatório (ARSESP, 2003). O CAPM estima uma taxa de retorno igual à taxa livre de risco para o país onde a empresa atua, à qual se soma o produto do risco sistemático das atividades da indústria e do prêmio por risco do mercado. O CAPM estabelece que, em um mercado completo e competitivo, a remuneração exigida por um investidor marginal e diversificado varia na proporção direta da medida do risco sistemático do investimento. Por risco sistemático entende-se o risco residual não eliminado por meio de uma estratégia de diversificação. Esse ponto é crítico no entendimento da remuneração de capital, uma vez que a simples existência de riscos não implica um maior retorno requerido ou demandado (CAMACHO *et al.*, 2006).

O CAPM tem como principal vantagem a sua simplicidade. Entretanto, é muitas vezes criticado pelas suas fortes pressuposições. Segundo as premissas do modelo, o investidor é racional (maximiza a sua riqueza), avesso ao risco, tomador de preços e detentor de expectativas homogêneas. Pressupõe-se, ainda, que o mercado seja líquido, sem imperfeições (impostos e custos de transação) e composto de ativos divisíveis cujos

⁶ Existem outros métodos para estimar o custo do capital próprio, dentre os quais destacam-se: *Buildup Method*, Fluxo de Caixa Descontado, Arbitrage Pricing Theory (APT), *Fama French Three Factor Model*, Dividend Growth Model (DGM), D-CAPM e Determinação através de Indicadores. Para uma breve descrição de cada método, favor consultar: Arsesp, 2003 e Camacho *et al.*, 2007.

retornos apresentem distribuição normal. Além disso, considera-se a existência de um ativo livre de risco, com base no qual os investidores podem se endividar ou emprestar à mesma taxa (CAMACHO *et al.*, 2006).

Camacho *et al* (2006), em estudo com o propósito de estimar o custo de capital das empresas de distribuição de energia elétrica do mercado brasileiro para o período de revisão tarifária 2007 – 2009, utilizaram a metodologia do CAPM adaptado ao mercado brasileiro, com a justificativa de ser esta a metodologia mais utilizada por agências reguladoras internacionais, inclusive pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

O custo de oportunidade do capital próprio R_E pode ser dado pelo CAPM padrão, conforme a fórmula seguinte:

$$R_E = R_f + \beta (R_M - R_f) \quad (F.6)$$

Onde:

R_f = taxa de retorno de um ativo livre de risco

β (beta) = risco sistemático da indústria em questão

$R_M - R_f$ = prêmio de risco de mercado

As decisões inerentes à estimação de cada um dos componentes do CAPM – taxa livre de risco; prêmio de risco de mercado; e beta – são apresentadas a seguir.

A *taxa livre de risco* (R_f) deve ser calculada por meio de um ativo livre de risco ou de menor risco possível, com *duration* próxima à de projetos do setor de distribuição de gás natural. Usualmente, considera-se como *proxy* de ativo sem risco o bônus do governo americano de dez anos. A utilização de vencimentos menores que dez anos poderia implicar desconsiderar as particularidades do setor em que se está investindo.

O *prêmio de risco de mercado* ($R_M - R_f$) consiste na diferença entre o retorno esperado do mercado acionário, com base em uma carteira diversificada, e o retorno esperado em títulos livres de risco. Para a estimação do prêmio de risco de mercado, o padrão consiste em subtrair

a taxa livre de risco do retorno médio anual da série histórica dos retornos diários do S&P 500⁷.

O beta (β) reflete o risco sistemático (não diversificável) da empresa, composto basicamente por dois tipos de risco: o risco do negócio e o risco financeiro. O risco do negócio corresponde ao grau de incerteza da projeção do retorno sobre o ativo total inerente ao negócio, que não pode ser eliminado por diversificação. O risco financeiro é o risco adicional pelo uso de capital de terceiros no financiamento da empresa, ou seja, o risco adicionado ao negócio em virtude da alavancagem financeira (Brealey & Myers, 2003). Em outras palavras, o beta (β) mede a sensibilidade dos retornos de uma ação em relação ao retorno do portfólio de mercado, indicando o quanto a ação é mais ou menos arriscada que o índice de mercado.

O CAPM é um modelo flexível e sua aplicação permite considerar particularidades específicas de diferentes ativos. Por exemplo, pode-se contemplar o efeito de outras variáveis, como risco país, risco regulatório e risco associado ao tamanho da empresa.

Uma empresa não é financiada somente por capital próprio, mas também pelo endividamento, ou seja, *capital de terceiros*. Esse capital não necessariamente possui o mesmo risco do capital próprio e, por conseguinte, sua remuneração deve ser estimada. A taxa que representa o custo do endividamento reflete a taxa de juros em que a empresa consegue se financiar no mercado, e normalmente é representada pela taxa livre de risco, adicionada a um prêmio pelo risco de inadimplência da empresa e a um prêmio pelo risco do país em que ela está inserida.

Uma vez obtidos tanto o custo de capital próprio quanto o de terceiros, pode-se estimar os valores encontrados para o custo de capital. O WACC corresponderá à média do custo do endividamento depois de impostos e do custo do capital próprio, ponderado com base na estrutura de capital utilizada pela empresa. Os modelos WACC e CAPM formam a metodologia-padrão para se estimar o custo de capital, sendo utilizada pela quase totalidade de agências reguladoras de países como Inglaterra, Austrália, Nova Zelândia, Estados Unidos,

⁷ Índice S&P 500 (Standard & Poor's): índice de performance do mercado acionário americano composto por 500 companhias líderes no mercado americano.

Espanha, Argentina, Chile e no próprio Brasil (CAMACHO *et al*, 2007). O WACC, ao englobar a remuneração de todo o capital da empresa regulada, abrange tanto a parcela da remuneração relativa ao capital próprio quanto a do de terceiros, incluindo os benefícios fiscais gerados pelo endividamento.

1.5 Considerações Finais

Este capítulo serviu de suporte teórico para a aplicação do conceito de geração de valor para o acionista. Trouxe uma revisão teórica, abordando o conceito de criação de valor, de gestão baseada em valor, da importância da geração de valor para o aumento do bem-estar social e de como se deve estruturar a mensuração de desempenho de uma empresa através da metodologia de valor econômico agregado.

Observou-se que um paradigma fundamental da gestão baseada em valor é o de que as empresas que auferem taxas de retorno superiores aos seus custos de capital criam valor para o acionista, enquanto as que não conseguem, destroem valor. Por conseguinte, para sustentar o processo de criação de valor, o desempenho da gestão da empresa deve ser medido e recompensado utilizando-se métricas diretamente ligadas à geração de valor para o acionista.

A metodologia do *Economic Value Added* – EVA®, ao se fundamentar na noção de lucro econômico, considera que a riqueza é criada apenas quando a empresa cobre todos os seus custos operacionais e também o custo do capital empregado no negócio. No seu sentido mais elementar, o EVA® é uma medida de desempenho, mas seria um erro limitar o seu papel a isso. Ele se integra a uma abordagem mais ampla, baseada em valor, para servir à gestão do negócio, atuando como o referencial central de um processo de implantação de estratégias. Os administradores, ao formularem a estratégia, deveriam fazê-lo com o objetivo de maximizar o fluxo de EVA®s futuros das empresas. Assim, o EVA®, visto de uma perspectiva maior, converge com o conceito de gestão baseada em valor.

Os gestores geram valor para o acionista ao identificar e empreender investimentos que obtenham retorno maior que o custo para a empresa de levantar o capital. Quando fazem isso, há um benefício adicional à sociedade. A competição entre empresas por fundos que financiam seus investimentos atrai o capital aos melhores projetos e a economia como um todo se beneficia, na medida em que os recursos disponíveis são alocados ao seu uso mais

produtivo, resultando em mais bens, serviços e empregos. Conseqüentemente, quanto maior a eficácia no uso e no gerenciamento de recursos, mais forte será o crescimento econômico e maior a taxa de melhoria no padrão de vida das pessoas na sociedade.

O conceito de geração de valor através do EVA® pressupõe uma relação positiva entre resultado e custo de capital. Deste modo, o EVA® consiste no lucro operacional após o imposto de renda menos o custo do capital empregado na operação. De acordo com a metodologia do EVA®, o resultado da empresa somente adiciona valor aos acionistas quando é capaz de remunerar o seu custo de oportunidade – o retorno mínimo esperado em função do risco assumido – e o custo dos empréstimos obtidos com terceiros. Caso contrário, a empresa não terá oferecido a seus proprietários nenhum lucro extra além do que seria obtido com ativos financeiros de risco semelhante. Concluindo, a métrica do EVA® mostra o desempenho de uma empresa ou setor em termos de geração de lucros operacionais, durante um período, dada a quantia de capital investida na geração daqueles lucros.

Como essa métrica do EVA® será utilizada mais adiante para contribuir na redução da assimetria informacional entre agentes reguladores e empresas reguladas na indústria de gás natural, no capítulo seguinte é apresentado o crescimento do gás natural na matriz energética brasileira ao longo do tempo; descreve-se a cadeia produtiva da indústria do gás natural, destacando-se a verticalização do setor; dá-se ênfase à atividade de distribuição de gás canalizado, que será objeto de análise em relação à geração de valor com base na metodologia do EVA® no capítulo 4.

Capítulo 2 – A Indústria Brasileira de Gás Natural Neste tópico é abordada a evolução da indústria de gás natural brasileira. Primeiramente, examina-se a evolução do gás natural na matriz energética do país. Na sequência, são mostradas algumas características técnicas do gás natural e a sua cadeia produtiva. Em seguida, examinam--se a verticalização do setor de gás natural e a atividade de distribuição do produto.

2.1 A Evolução do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira

O gás natural apresenta-se como fonte de energia primária com vigorosa penetração na estrutura produtiva do país, constituindo-se em um insumo de implicações relevantes na formulação da política econômica e do planejamento energético brasileiro. O uso do gás natural no Brasil, nas mais diversas aplicações, vem apresentando crescimento elevado nos últimos anos, passando de 2,7% em 1987 para 10,2% de participação na matriz energética brasileira de 2008. Este energético responde por 18,7% da oferta interna de energia não-renovável e participa com 5,9 % na estrutura de oferta interna de energia elétrica (RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2009)⁸.

O uso do gás natural por setor no Brasil continua predominantemente fundado na demanda industrial. Em 2008, a indústria respondeu por 19,1 milhões de metros cúbicos/dia do volume de vendas das distribuidoras, seguida pela geração termoeleétrica, responsável por 14,4 milhões; pelo setor de co-geração, por 1,8 milhões; pelo setor automotivo, por 6,4 milhões; pelo residencial, por 0,7 milhões; e pelo setor comercial, por 0,6 milhão (BRASIL ENERGIA, 2009).

A descoberta tardia de reservas significativas em território brasileiro fez do uso do gás natural (GN) uma prática recente no Brasil. Somente nos últimos 20 anos a produção e a oferta interna deste energético têm registrado crescimento mais expressivo. Dentre os principais eventos que trouxeram impactos relevantes na intensificação do uso desse energético no país, destacam-se a entrada em operação do gasoduto Bolívia–Brasil (Gasbol) em 1999, o aumento do volume de reservas de gás natural de origem nacional (Bacia de Campos e Santos);⁹ o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), em 2000; a nacionalização das jazidas bolivianas de hidrocarbonetos, ocorrida em 2005; a adoção do

⁸ Essa participação era de 0,1% e 0,4%, respectivamente, em 1970 e 1973 (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

⁹ As reservas provadas de gás natural no Brasil são de 364.991 milhões de m³ (ANP, 2009).

Plangás em 2006; e, mais recentemente (2007 e 2008), as descobertas de reservas pela Petrobras na região denominada pré-sal.¹⁰

Até o ano 2000, o GN não era usado na geração de eletricidade no Brasil. Diante de um cenário de escassez crítica de energia elétrica, lançou-se o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT)¹¹ em 2000, com o objetivo de viabilizar, em curto prazo, investimentos na área de geração termelétrica, priorizando a utilização do gás natural como combustível. Como resultado, no início de 2007 havia, no Brasil, 16.771 MW de capacidade instalada em termelétricas, representando 16,0 % da capacidade instalada total do país. Deste total, 59,1% das termelétricas utilizava GN como recurso primário (PDEE 2007–2016).

A Bolívia, com as medidas de nacionalização de suas jazidas de petróleo e gás, adotadas em meados de 2006, passou a ser vista como um parceiro-fornecedor de risco. A alternativa mais aventada frente à volatilidade do gás boliviano foi produzir mais gás no Brasil, reduzindo a dependência das importações do vizinho. Para isso, o país lançou o Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás)¹² em 2006, principalmente nas bacias de Campos (RJ) e de Santos (SP), e espera-se que até o final de 2010 haja redução significativa da dependência do gás da Bolívia.

No balanço entre consumo e oferta de gás natural, entretanto, o Brasil continua dependente do fornecimento da Bolívia, uma vez que atingiu um consumo diário de 48,9 milhões de metros cúbicos em 2007, dos quais 27,9 milhões importados da Bolívia (MME, 2007). Alguns estados brasileiros dependem consideravelmente do gás boliviano, como Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná e Santa Catarina. Em São Paulo, essa dependência atinge 91% e no Rio Grande do Sul, 100% (Abegás, 2005).

¹⁰ Trata-se de uma nova fronteira exploratória que se estende por mais de 800 Km, de Santa Catarina ao Espírito Santo, e tem até 200 Km de largura. Inclui as bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, em rochas reservatórios que se localizam abaixo de extensa camada de sal, espécie de “segundo subsolo” das bacias petrolíferas.

¹¹ Com a insuficiência dos investimentos e a acumulação do déficit de capacidade instalada, os reservatórios das usinas hidroelétricas que compõem o sistema elétrico nacional se mantiveram em constante diminuição. Na região Sudeste, até 1993, ao final do período chuvoso, os reservatórios chegavam a 95% de sua capacidade, enquanto em 2001, no mesmo período, verificou-se que não atingiriam 34% (ANUATTI *et al*, 2006).

¹² Com investimento estimado em 8 bilhões de dólares, o objetivo do Plangás era aumentar a produção nacional de gás, atingindo até o final de 2008 a produção de 40 milhões de m³/d de gás (PETROBRAS, 2008).

Por fim, os múltiplos usos do gás natural, aliados à escalada dos preços internacionais do petróleo (que viabiliza economicamente a substituição deste energético por outros alternativos), e à crescente pressão da sociedade em geral para o uso de energias que causem menos impacto ambiental, contribuíram sobremaneira para o incremento no uso do GN em diversos mercados.

2.2 A Cadeia Produtiva do Gás Natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos encontrados em bacias sedimentares, associados ou não ao petróleo. Suas características de elevado poder calorífico, alto rendimento energético e baixo nível de emissões de poluentes favorecem as possibilidades de substituição de outros energéticos, em particular os derivados de petróleo e o carvão mineral. A composição do gás natural apresenta baixo nível de enxofre e particulados, resultando em menor nível de poluição local. Por isso, comparado a outros tipos de combustíveis fósseis, pode ser considerado um combustível “limpo”.

Além das vantagens ambientais, o gás natural (GN) pode substituir diversas outras fontes de energia e possui múltiplos usos energéticos e não-energéticos como:

- Industrial: como redutor siderúrgico ou para produzir calor de processo, substituindo o óleo combustível, o carvão mineral ou vegetal;
- Transportes: como combustível substituto do óleo diesel e da gasolina;
- Geração de eletricidade: concorre com todas as demais tecnologias de geração, e substitui em particular o carvão, o óleo combustível e o diesel;
- Petroquímica: como matéria-prima não energética, substituindo a nafta.

A desvantagem básica do GN é sua baixa densidade calórica ou grande volume: a mesma quantidade de energia na forma de gás natural ocupa um volume cerca de 1000 vezes superior à energia na forma de petróleo. Isto acarreta em grande custo para seu transporte a grandes distâncias e sua distribuição para o consumidor final.

Por se tratar de um combustível fóssil menos poluente que o petróleo e o carvão, e diante de seus múltiplos usos, podendo substituir uma vasta gama de outros energéticos, a demanda de gás natural tem crescido de forma expressiva nos últimos trinta anos.

O gás natural segue um longo percurso desde os poços até o consumidor final. Assim como na indústria do petróleo, as atividades da indústria do gás natural (IGN) podem ser classificadas em dois grandes segmentos: *upstream* e *downstream*.

O segmento *upstream*¹³ abrange as áreas de exploração e produção da cadeia produtiva da indústria do gás natural. A primeira etapa da cadeia produtiva do gás natural compreende a atividade de localização das reservas e extração do GN no subsolo, que pode ser feita, ou não, juntamente com o petróleo, em poços em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*). Por ser o gás natural um hidrocarboneto, como o petróleo, o segmento *upstream* de sua cadeia de produção emprega basicamente as mesmas tecnologias de exploração e produção.¹⁴

A exploração é a etapa inicial do processo e consiste no reconhecimento e estudo das estruturas propícias ao acúmulo de gás natural, conduzindo à descoberta dos reservatórios. Em seguida, através da perfuração de poços exploradores, pode-se comprovar a existência de hidrocarbonetos e o seu nível comercial. Havendo viabilidade econômica, desenvolvem-se os campos, perfurando-se mais poços e adicionando-se a infra-estruturas que permitirão a extração e o escoamento dos produtos.

Ao ser produzido a partir de campos que podem localizar-se em terra ou no mar, o gás natural deve, inicialmente, passar por vários separadores, equipamentos projetados para retirar a água e separar do gás os hidrocarbonetos que estiverem em estado líquido. Em seguida, se o gás estiver contaminado por compostos de enxofre, deve ser enviado para uma unidade de desulfurização, onde será depurado. Após essa etapa, uma parte do gás é utilizada no próprio sistema de produção, gerando eletricidade e vapor, e também em processos de “reinjeção de gás nos campos”, para aumentar a recuperação de petróleo do reservatório, e “processos de gás *lift*” (*gás de elevação*), para reduzir a densidade do petróleo. O restante do gás é enviado para a fase de processamento ou pode ser queimado em tochas, caso não haja infra-estrutura suficiente para permitir o escoamento até um centro consumidor (SANTOS *et al*, 2002).

¹³ As atividades *upstream* de petróleo e gás natural demandam investimentos elevados. Em todo o mundo, são reguladas pelos governos, que concedem licenças para a prospecção e retirada dos hidrocarbonetos do subsolo. Em alguns casos, os próprios governos controlam esta atividade, detendo seu monopólio, como na Arábia Saudita e no México. Em outros países, investidores privados podem atuar neste setor, desde que paguem *royalties*, ou taxas similares, pelo aproveitamento dos recursos (PINTO JR. *et al*, 2007).

¹⁴ Por esta razão, tradicionalmente, são as empresas de petróleo que também exploram o gás, pois determinado reservatório pode revelar tanto petróleo quanto gás associado ou não-associado.

O segmento *downstream* contempla as áreas de processamento, transporte e distribuição do gás natural. Uma vez encontrado e produzido, o gás natural segue para as UPGNs, onde é beneficiado e fracionado em produtos especificados para atendimento a clientes finais. Nas UPGNs retira-se a água salgada misturada ao gás (campo *offshore*) e o vapor d'água (campo *onshore*), além de reduzir-se o teor de cloreto de sódio e extrair-se as moléculas mais pesadas de hidrocarbonetos, gerando os seguintes produtos: i) metano e etano, que formam o gás natural processado; ii) propano e butano, que formam o GLP – gás liquefeito de petróleo; e iii) gasolina natural. Ou seja, no processamento ocorre a separação dos componentes mais pesados, com valor agregado superior, permitindo que o gás natural adquira suas especificações corretas e seja encaminhado à utilização final (SANTOS *et al*, 2002).

As frações pesadas são retiradas até um limite que preserve um poder calorífico mínimo para o GN, processo conhecido como secagem do gás. O gás seco é o gás natural tratado, pronto para a comercialização, composto por uma mistura de hidrocarbonetos na qual o metano é predominante, podendo representar de 80% a 95% do conteúdo total. A qualidade do GN varia muito de acordo com sua origem, conforme a proporção de moléculas mais pesadas de hidrocarbonetos. Quanto maior a participação das moléculas mais pesadas, maiores o poder calorífico e o valor do gás.

Ao passar pelas UPGNs, o gás especificado para a venda ao consumidor final é transportado até os Pontos de Entrega (PE) para a efetiva transferência de custódia às companhias distribuidoras estaduais ou, eventualmente, direto ao consumidor.

A busca da melhor maneira de realizar o transporte do GN gerou, ao longo do tempo, três opções: transporte do GN por gasodutos, transporte do Gás Natural Liquefeito (GNL) e o transporte do Gás Natural Comprimido (GNC).

A forma mais utilizada para o transporte do gás natural são os gasodutos de alta pressão, com o escoamento realizado na fase gasosa e utilização de estações de compressão para prover a energia necessária ao gás para essa movimentação. O transporte do GN por gasodutos movimenta grandes volumes de um produto que apresenta uma baixa densidade energética, gerando consequências significativas para o desenvolvimento dessa atividade: custos elevados de investimento, baixa flexibilidade e grandes economias de escala.

Assim como observado na indústria elétrica, o transporte de GN por gasodutos gera integração espacial extremamente rígida, na qual a incorporação de novos espaços se dá no interior de um conjunto relativamente reduzido de possibilidades. Esta característica do processo de integração espacial gera menor flexibilidade na interação entre os diversos espaços articulados por este tipo de rede ou infra-estrutura de base. Conseqüentemente, as discussões operacionais e sobre o investimento dos agentes presentes em cada espaço se dão em um contexto marcado pela interdependência. Desta forma, a construção de um equilíbrio operacional e econômico ao longo de toda a cadeia, e não apenas em uma atividade específica, demanda a existência de algum tipo de coordenação que viabilize a operação e a expansão desse conjunto de atividades (PINTO JR. *et al*, 2007).

No transporte do GNL ocorre o processo de liquefação, conversão física do gás do estado gasoso para o líquido através do seu resfriamento. O GNL é uma alternativa tecnológica importante para o transporte de gás entre regiões onde não exista infra-estrutura de gasodutos disponível, ou não seja técnica e/ou economicamente viável construí-la.

A cadeia do GNL é composta de várias fases tecnologicamente distintas. A primeira não se distingue da cadeia tradicional, uma vez que se trata da produção, tratamento e transporte do gás por dutos até a planta de liquefação. A segunda trata da liquefação propriamente dita, abrangendo o processo de resfriamento e liquefação do gás, sua estocagem e o carregamento dos navios metaneiros. Na terceira fase, ocorre o transporte do GNL por navios metaneiros até os terminais de recepção. A quarta e última fase consiste no descarregamento dos navios metaneiros, estocagem, regaseificação e despacho do gás natural através de gasodutos. No Brasil, estuda-se a viabilidade de instalação no curto prazo de três terminais de recepção de GNL: em Pecem (Ceará), Porto de Suape (Pernambuco) e Baía de Guanabara (Rio de Janeiro).

O transporte de GNC é possível graças à redução do volume do gás através da sua compressão, isto é, quanto maior a compressão do gás, menor o volume ocupado. O gás pode ser transportado em cilindros especiais, capazes de suportar altas taxas de compressão (até 3.000 psig ou 200 Bar). Para tanto, o gás deve ser comprimido no ponto de carregamento dos cilindros em uma estação de compressão. Em seguida, os cilindros são transportados em caminhão até o ponto de descarregamento, onde são descarregados através da transferência do

gás para um ponto de estocagem ou gasoduto, com pressões menores que a dos cilindros (VAZ *et al*, 2008).

O transporte do GNC a granel não é uma inovação tecnológica recente, sendo utilizado há muito tempo para servir a nichos de mercado específicos como:

- Gás cujo suprimento via gasoduto foi interrompido para manutenção ou por acidentes;
- Gás para atendimento de demanda de pico;
- Gás para plantas industriais que já investiram em equipamentos a gás natural e aguardam a chegada do gasoduto;
- Aproveitamento da produção de pequenos campos de gás em terra, distantes de gasodutos de transferência.

Desta forma, as empresas de transporte de GNC a granel podem oferecer um serviço de transporte para empresas distribuidoras de gás natural, consumidores finais e produtores de gás. Estes nichos de mercado estão presentes onde a IGN se encontra desenvolvida e onde haja grande número de empresas em atuação.

No Brasil, o desenvolvimento do mercado de GNV (gás natural veicular) vem atraindo empresas para o negócio de transporte de GNC a granel, visando ao atendimento de postos de GNV não conectados aos gasodutos de distribuição de gás natural, onde existe um mercado significativo para veículos movidos a GNV.

Verifica-se que a grande distinção entre essas opções é que, no caso do transporte do Gás Natural Liquefeito (GNL), está presente o processo de liquefação, que é uma redução do volume do gás através de sua conversão física do estado gasoso para o líquido por meio de resfriamento. Nas opções de transporte de gás natural por gasodutos (GN) e comprimido (GNC), o esforço tecnológico se concentra nas atividades de transporte do próprio gás.

Pode-se dizer que existem também diferentes formas indiretas de transportar o GN, seja como eletricidade, seja como produtos sintetizados. No que tange a produção de eletricidade a partir do GN, é importante escolher-se entre produzir a eletricidade próxima ao campo de produção do gás e transportá-la com linhas de transmissão, ou carregar o gás (via gasodutos ou GNL) até local próximo dos mercados consumidores, para então transformá-lo em

eletricidade e conectá-la às redes de distribuição elétrica (SANTOS *et al*, 2002). Em relação às formas sintéticas de transportar o gás, ressalta-se que a transformação do gás em produtos líquidos e sólidos sintetizados na indústria gás-química constitui a estratégia mais nobre de aproveitamento do gás. Por meio de um processo químico conhecido como síntese Fischer-Tropsch, ocorre a produção de um gás de síntese que, posteriormente, pode ser convertido em metanol ou em um combustível sintético, como o diesel ou gasolina. As tecnologias baseadas no processo Fischer-Tropsch têm sido rotuladas sob a legenda comum de Gás-to-Liquids – GTL (SANTOS *et al*, 2002).

A última etapa ocorre após a transferência do gás para redes de distribuição nos *city-gates* (estações de recebimento e medição do gás), quando o gás é, então, distribuído ao consumidor final. A distribuição é a etapa final da cadeia de suprimento do GN, permitindo ao gás chegar ao consumidor final, que pode ser residencial, comercial, industrial ou automotivo. Nesta etapa, o GN já deve atender aos padrões especificados por lei e deverá também conter o odorante, para ser detectado facilmente em caso de vazamentos. Essa etapa é realizada pelas companhias distribuidoras estaduais, que detêm a concessão do Estado para a exploração desse negócio.

2.3 Breve Histórico da Indústria do Gás Natural

A indústria de gás natural pode ser considerada uma indústria antiga, cuja difusão foi tradicionalmente dificultada pela concorrência interenergética e pelos custos elevados de transporte. Entretanto, os choques do petróleo da década de 1970 desencadearam um processo de profundas transformações dos mercados energéticos internacionais, abrindo espaço para o gás natural (GN) assumir um novo papel. A necessidade de redução da dependência do petróleo da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) favoreceu o crescimento do GN na matriz energética mundial na passagem para o século XXI, dando início ao deslocamento progressivo do papel central assumido pelo petróleo no século XX. Nos seus primórdios, o gás era manufaturado a partir do carvão, em função da descoberta, no fim do século XVIII, do processo de gaseificação do carvão.¹⁵ Em 1812, foi criada a primeira empresa de gás manufaturado no mundo, a London and Westminster Gas Light and Coke

¹⁵ O processo de gaseificação do carvão foi desenvolvido a partir da técnica da hidrogenação, na qual o carvão é submetido ao vapor d'água em alta temperatura, provocando uma reação química na qual o hidrogênio da água se combina com o carbono do carvão.

Company, oferecendo serviços de iluminação pública a gás e, em 1816, nascia a primeira empresa de gás americana, a Light Company of Baltimore. As empresas de iluminação pública a gás difundiram-se rapidamente nos principais centros urbanos do século XIX, em função do baixo custo em relação à tecnologia de iluminação então existente, que empregava o óleo de baleia como combustível, e devido à melhor qualidade dos serviços de iluminação.¹⁶ Até o início do século XX, a principal aplicação para o gás manufaturado era a iluminação pública, quando, então, surgiu a forte concorrência da iluminação elétrica. Com a ameaça da eletricidade, a indústria do gás manufaturado buscou soluções tecnológicas para enfrentar a concorrência. A invenção da camisa de gás foi uma inovação tecnológica importante, pois deu sobrevida de décadas à indústria de gás manufaturado, permitindo importante aumento da eficiência energética e da qualidade de iluminação dos lampiões a gás.

O início da indústria do gás natural (IGN), no final do século XIX, foi muito conturbado. O gás natural era utilizado apenas quando eram encontradas jazidas em regiões próximas aos centros de consumo, dada a existência de vários problemas não resolvidos no transporte do gás. Uma vez descoberta uma jazida de GN nestas condições, indústrias e outros consumidores eram atraídos pelos baixos preços do GN. Entretanto, as reservas eram rapidamente exauridas devido ao grande desperdício, ficando estes consumidores sem combustível.

A difusão do GN começou nos anos 1920, impulsionada pela abundância de gás a baixos preços, pelo desenvolvimento de novos dutos de grande diâmetro e alta pressão e pela existência de um mercado estabelecido. Na década de 1930, gasodutos de longa distância começaram a se difundir no mercado americano, permitindo grande salto no ritmo de desenvolvimento da IGN. Em 1931, o primeiro gasoduto de mais de 1.000 km foi construído entre o Texas e Chicago e, em 1955, cerca de 250 mil quilômetros de gasodutos de transporte já haviam sido construídos. Apenas em 1935 a venda de GN ultrapassou o gás manufaturado em volume de vendas, em função do aumento das vendas para o mercado industrial e residencial (aquecimento de interiores). Entretanto, o mercado de gás manufaturado cresceu até 1948, e apenas na década seguinte começou a ser substituído pelo GN.

¹⁶ Em 1870, 46 cidades americanas tinham serviços de iluminação pública a gás manufaturado do carvão, e cerca de mil empresas, na maioria privadas, mantinham 186.901 pontos de iluminação pública (Pinto Jr. *et al* (2007).

Até o início dos anos 1950, um grande volume de gás foi desperdiçado nos Estados Unidos, pois praticamente todo o gás associado, e mesmo o gás não-associado, era prospectado na esperança de se encontrar petróleo. A indústria do gás manufaturado, a partir do carvão ou da nafta, prosperou no Reino Unido até os anos 1950. Com a crise na produção de carvão e a forte concorrência da eletricidade e dos derivados do petróleo, a indústria do gás manufaturado entrou em declínio no país nos anos 1940 e 1950. Com a descoberta de gás natural mais barato no Mar do Norte, as autoridades do setor energético decidiram converter toda a indústria do gás manufaturado para o gás natural.

A dinâmica da evolução da IGN foi tradicionalmente dependente da indústria do petróleo, uma vez que o preço do petróleo determinava a viabilidade da construção de infra-estrutura para transporte e distribuição do gás. A relação entre os mercados de óleo e gás foi, por muito tempo, uma relação em que a dinâmica do primeiro determinava a do segundo. Durante o período de petróleo barato, o mercado de gás só se desenvolveu rapidamente nos países onde havia uma conjunção da oferta a baixo custo e próxima a mercados consumidores.

O contexto energético que determinava o papel secundário da IGN na concorrência interenergética mudou radicalmente nas últimas três décadas. O padrão tradicional de evolução da indústria do gás começou a se alterar com os choques do petróleo, que forçaram os países importadores a reorientar suas políticas energéticas. Esta reorientação contemplou a busca e o desenvolvimento de novas reservas de gás, visando a reduzir o nível de dependência do petróleo importado. O valor elevado do gás neste período, devido ao aumento do preço do petróleo, viabilizou investimentos em grandes projetos de infra-estrutura, tanto na cadeia de gasodutos como na de GNL (PINTO JR. *et al*, 2007).

As políticas de substituição de petróleo resultaram no crescimento do GN na matriz energética mundial, dando início ao deslocamento progressivo do papel central assumido pelo petróleo no século XX. É interessante destacar que, até o primeiro choque do petróleo, o gás natural era considerado um combustível nobre, que deveria ficar reservado às aplicações de maior valor agregado. Em muitos países, as reservas de gás natural identificadas eram vistas como estratégicas, devendo ser poupadas para um futuro sem petróleo. Entretanto, após os dois choques do petróleo, esta visão progressivamente deu lugar a outra, na qual o gás passaria a ocupar o centro da política energética dos países.

Até 1970, a IGN era muito pouco internacionalizada, e apenas 4% do gás consumido era comercializado no mercado internacional. A busca dos países importadores pela diversificação da matriz energética e a redução dos custos de transporte permitiram uma crescente internacionalização do mercado de GN (PINTO JR. *et al*, 2007).

Pinto Jr. *et al* (2007) enumeram os seguintes fatores que têm contribuído de forma expressiva para dar um novo papel para a IGN na concorrência interenergética: as mudanças importantes no padrão de concorrência do mercado de óleo depois da crise do petróleo; as mudanças no contexto geopolítico internacional; as transformações nas tecnologias de produção, de transporte e de uso do gás natural; as novas políticas ambientais; e, finalmente, a introdução da concorrência nos mercados de gás mais maduros. Esses fatores implicaram mudanças profundas no contexto energético internacional e nas características organizacionais da IGN.

2.4 A Verticalização das Atividades da Indústria de Gás Natural

Apesar dos avanços, a IGN no Brasil pode ser considerada incipiente quando comparada à de outros países, onde é mais tradicional e madura¹⁷. Até pouco tempo, o mercado brasileiro era caracterizado pela presença de uma única empresa estatal e totalmente integrada (Petrobras), operando em toda a cadeia do gás, do *upstream* (exploração e produção) ao *downstream* (processamento, transporte e distribuição).¹⁸

O processo de desverticalização do setor de gás, assim como das outras *public utilities*, transformou-se em um dos ícones da política governamental brasileira a partir de meados da década de 1990. Em relação ao segmento de petróleo e gás, destacam-se as seguintes regulamentações, que propiciaram a flexibilização do monopólio no setor exercido pela Petrobras: i) Constituição Federal de 1988, no parágrafo 2 do artigo 25, determinando aos estados a exclusividade sobre as atividades de exploração dos serviços de comercialização de gás canalizado dentro de seu território; ii) Emenda Constitucional nº5, de 1995, em que os estados passaram a ter a opção adicional de explorar, mediante concessão à empresa privada,

¹⁷ Países como Estados Unidos, Inglaterra e Austrália.

¹⁸ No Brasil, excetuando-se a atividade de distribuição de gás canalizado, que está sob regulação estadual (companhias distribuidoras estaduais), todas as demais estão sob a regulação federal (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP)

as atividades de exploração dos serviços de comercialização de gás canalizado; iii) a Emenda Constitucional nº 9, de 1995, que permitiu a entrada de empresas privadas no refino do petróleo nacional ou importado, na importação e exportação, e no transporte de petróleo, derivados e gás natural; iv) a Lei nº 9.478 (conhecida como Lei do Petróleo), de 1997, que, entre outras coisas, criou a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como agência reguladora responsável pelo setor de gás natural em âmbito federal; e v) Lei nº 11.909 de 15 de março de 2009, conhecida como Lei do Gás, que cria as figuras do autoprodutor, autoimportador e consumidor livre.¹⁹

Com a criação da Lei nº 9.478/97, as atividades de exploração, produção, importação e exportação permaneceram como monopólio da União, podendo a ANP concedê-las ou autorizar seu exercício a empresas estatais ou estrangeiras. O modelo de organização proposto pela ANP previa a independência das atividades de exploração e produção, transporte, distribuição e comercialização. Presume-se que, a princípio, a intenção era intensificar a entrada de novos atores nesse mercado e criar condições a fim de tornar mais clara a estrutura de custos para a formação do preço do gás e de iniciar o processo de desregulamentação, favorecendo, assim, a livre concorrência entre as partes (VAZ *et al.*, 2008).

De acordo com o modelo estrutural estabelecido pela ANP, a cadeia do gás natural foi estruturada em segmentos diversos e interdependentes, em que as atividades de distribuição e transporte, por terem características de monopólios naturais, seriam reguladas, enquanto as demais (exploração, produção e comercialização) seriam abertas à competição do mercado. Dessa forma, ressalta-se que, segundo o modelo estrutural estabelecido pela ANP, as atividades de distribuição e comercialização são distintas, embora não seja assim considerada pelas companhias distribuidoras do país. A diferença entre elas é que a primeira contempla a construção, operação e manutenção das redes de gasodutos de distribuição de gás canalizado, enquanto a segunda considera a compra de gás pelas distribuidoras de um carregador ou produtor, bem como a sua venda posterior ao consumidor final (VAZ *et al.*, 2008).

A abertura no setor *upstream*, promovida pela Lei do Petróleo, tinha como pressuposto estimular a concorrência na oferta de gás natural produzido localmente, assim como em

¹⁹ Até o momento da elaboração deste texto, essa lei ainda não havia sido sancionada pelo presidente da República

outros segmentos da cadeia. Entretanto, sob esse aspecto, a Lei do Petróleo exigiu da Petrobras apenas a separação de pessoa jurídica, ou seja, somente o *unbundling* legal, sem estabelecer restrições ao controle dos ativos e à separação da gestão das empresas. Como resultado, o país tem hoje um mercado de gás natural ainda demasiadamente integrado e dominado pela Petrobras, dificultando a implementação de um modelo competitivo (ANUATTI *et al.*, 2006).

A exploração e produção nacional de gás natural é praticamente toda realizada pela Petrobras, que detém a quase totalidade das reservas. Para VAZ *et al.* (2008) não há nenhuma perspectiva de médio e longo prazo que sinalize para uma mudança deste quadro, considerando-se os resultados dos nove *rounds* de licitação de áreas exploratórias realizados pela ANP.²⁰ Situação semelhante ocorre com as UPGN – Unidades de Processamento de Gás Natural –, pois todas as 24 unidades existentes no país são de propriedade da Petrobras²¹.

A infra-estrutura de transporte do gás natural é composta por redes de gasodutos que levam o gás seco, nacional ou importado, até as distribuidoras. Atualmente, essa rede é formada por uma malha de gasodutos que possui 5.433 km de extensão, com capacidade para transportar 71,5 milhões de m³/d. Deste total, 2.533 km (46,4%) são operados pela Transpetro, subsidiária da Petrobras. O restante refere-se a 2.583 km do lado nacional do Gasbol, 50 km do Gasoduto Uruguaiana–Porto Alegre e 267 km da porção nacional do Gasoduto Lateral Cuiabá. A operação do Gasbol do lado brasileiro é realizada pela TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil SA, da qual a Petrobras indiretamente possui 51%.²²

²⁰ Dos 43 campos em fase de desenvolvimento, a Petrobras está ausente de apenas 3. Dos 317 blocos em fase de exploração, a Petrobras está presente em 227 (72%), sendo que, destes, em 203 (64%) participa como operadora.

²¹ Entretanto, o novo marco regulatório (Lei nº 11.909 de 04/04/09 – Lei do Gás) sinaliza maior competição futura no mercado de GN.

²² O Gasbol (Gasoduto Bolívia–Brasil) possui 3.150 km de extensão, dos quais 567 km estão em território boliviano, ligando a cidade de Santa Cruz de la Sierra a Corumbá (Mato Grosso do Sul), e 2.583 km em território brasileiro, de Corumbá a Canoas, com capacidade para transportar 30 milhões de m³/d. Sua operação do lado nacional é realizada pela Gaspetro S.A., cuja composição acionária é de 51% (Petrobras), 29% BBPP Holding (British Gas, El Paso e TotalFinaElf com partes iguais), 12% Transredes (F. P. Bolivianos 6%, Shel 3% e Enron 3%), 4% Shell e 4% Enron (VAZ *et al.*, 2008).

Em relação à atividade de distribuição²³ e comercialização de gás natural, mais uma vez a Petrobras é fortemente presente. A regulação vigente define que a atividade de distribuição e comercialização de gás nacional ou importado é monopólio dos estados, podendo ser concedida, por meio de licitação, a empresas privadas legalmente constituídas para a realização dessa tarefa. A Petrobras possui participação significativa em 19 das 25 distribuidoras existentes no país.²⁴ Esta situação é suavizada pelo fato de, no principal mercado do país, formado pelos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, que respondem por mais de 60% do consumo nacional de gás, sua participação se limitar a 37% do capital da CEG-Rio.²⁵

A Tabela 1 mostra as vendas de gás das distribuidoras que atuam em território brasileiro e a respectiva participação de cada empresa no mercado doméstico. Em média, são comercializados, aproximadamente, 49 milhões de m³/d, sendo a região Sudeste responsável por quase 76% do mercado nacional.

²³ Esta fase da cadeia do gás natural é realizada pelas companhias distribuidoras estaduais, que detêm a concessão do Estado para a realização dessa atividade.

²⁴ A composição acionária da maioria dessas distribuidoras criadas pelos estados baseia-se em um padrão tripartite, no qual o governo estadual controla a distribuidora com 51% de seu capital, a Petrobras Gás S.A. (Gaspetro – subsidiária integral da Petrobras) participa com 24,5% e a iniciativa privada detém os 24,5% restantes. Não se incluem nessa regra os estados do Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro e São Paulo.

²⁵ O Estado de São Paulo abrange as seguintes empresas: Comgás, Gás Brasileiro e Gás Natural São Paulo Sul. O Estado do Rio de Janeiro abrange a CEG-Rio e a CEG.

Tabela 1. Vendas de gás em milhões de m³
(Média mensal entre jan./2008 a dez/2008)

Empresa	Volume	Particip.
Cegás	510	1,0%
Potigás	400	0,8%
PBGás	376	0,8%
Copergás	1.154	2,3%
Algás	497	1,0%
Sergás	283	0,6%
Bahiagás	3.469	7,0%
Gasmig	2.409	4,9%
MS Gás	277	0,6%
Petrobrás Distribuidora	1.838	3,7%
CEG	8.462	17,1%
CEG Rio	9.144	18,4%
Gas Natural São Paulo Sul	1.363	2,7%
Comgás	14.281	28,8%
Gas Brasileiro	488	1,0%
Compagás	1.294	2,6%
SCGás	1.567	3,2%
Sulgás	1.764	3,6%
MT Gas	33	0,1%
Gaspisa	2	0,0%
Goiasgás	3	0,0%
Cigás	2	0,0%
CEBGás	5	0,0%
Total	49.621	100,0%

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da Revista Brasil Energia, fev. 2009.

A previsão de uma expressiva oferta de gás para a próxima década, em decorrência, especialmente, da aceleração da exploração das Bacias de Santos e do Espírito Santo (Plangás) e das recentes descobertas da região do pré-sal sugere a necessidade de se trabalhar mais intensamente no desenvolvimento desse mercado. Nesse sentido, o estabelecimento de uma regulamentação que estimule a concorrência ao longo de toda a cadeia do setor é um fator crítico. Do ponto de vista de novos entrantes em qualquer segmento da cadeia do gás natural, a Petrobras é vista como concorrente muito forte, bastante capitalizado, que “desequilibra o jogo” entre os potenciais participantes, neutralizando as chances de formação de um mercado de gás de livre concorrência. Neste cenário, após anos de debates e inúmeras versões,²⁶ foi instituída a Lei nº 11.909, em 04 de março de 2009, conhecida como Lei do Gás, regulamentando transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação,

²⁶ Em relação ao longo processo de aprovação da Lei do Gás, examinar o artigo de Marques e Parente: Risco Regulatório do Mercado de Distribuição de Gás Natural Face à Futura Lei do Gás. Revista BSP, Março 2008.

regaseificação e comercialização. Esta lei caracteriza um marco regulatório específico para a indústria do gás natural, uma vez que define parâmetros para o gás natural dissociando-o do petróleo.

2.5 Regulação da Atividade de Distribuição de Gás Natural

A chegada do gás natural aos pontos de consumo, marcada pela passagem da custódia do transportador para o distribuidor no ponto de entrega (*city gate*), indica o início da etapa final da cadeia do gás natural, que é a distribuição e comercialização do gás natural, concluída com a entrega efetiva do produto ao cliente final para consumo. Cabe às companhias estaduais de distribuição, dentro de cada estado, executar essa tarefa de entrega do gás ao cliente final, seja este cliente do ramo industrial, residencial, comercial, automotivo ou representado pelas usinas termoeletricas.

A atividade de distribuição do gás natural tem como principal característica a atuação direta de empresas dos estados ou das companhias distribuidoras locais de gás canalizado, mediante concessão e permissão. As leis estaduais que regulamentam a constituição das distribuidoras atribuem a elas a exclusividade da exploração de serviços de gás canalizado, contemplando tanto as atividades de distribuição quanto as de comercialização do gás natural.

As companhias distribuidoras exercem suas atividades a partir de um contrato de concessão para exploração de serviços públicos de distribuição de gás canalizado, assinado com o poder concedente (governo estadual). Esses contratos asseguram às distribuidoras a exclusividade do serviço de distribuição na área de concessão por longos prazos (30 a 50 anos). Um importante componente desses contratos é a metodologia de cálculo e de reajuste das tarifas de distribuição.²⁷

Quando o gás chega ao *city gate*, seu preço é acrescido da parcela de margem de distribuição das companhias distribuidoras de gás canalizado. Após a composição dessas

²⁷ Adicionalmente, são considerados os seguintes componentes nesses contratos: deveres da companhia distribuidora, direitos e deveres dos usuários, fiscalização dos serviços pela agência reguladora e penalidades, entre outros.

parcelas é estabelecido o preço final a ser cobrado dos consumidores.²⁸ A formação do preço de venda do gás natural, de produção nacional ou boliviana, para as empresas concessionárias de gás canalizado, segue a modalidade de livre negociação entre as partes. O preço do gás é separado em duas parcelas, tendo os seguintes fatores de indexação: *commodity* e tarifa transporte.

A *commodity* corresponde à parcela do valor do gás destinada a remunerar o produtor e que inclui todos os custos e a remuneração referentes à produção, transferência e processamento de gás natural até a entrada do gasoduto de transporte. É reajustada a cada trimestre em função da variação de uma cesta de óleos combustíveis norte-americanos e europeus e da variação do câmbio. No que tange a tarifa transporte, esta corresponde ao transporte realizado ao longo de toda a extensão do gasoduto, incluindo todos os custos e a remuneração dessa atividade.²⁹ Ou seja, tarifas ao usuário final de gás canalizado por redes são determinadas com base nos custos de gás e custos de transporte, mais uma margem de distribuição, a qual é estabelecida segundo a política do poder concedente de cada estado, ou seja, das agências reguladoras estaduais.

2.6 Considerações Finais

Neste tópico tratou-se da indústria de gás natural brasileira, destacando-se, inicialmente, a evolução da participação do gás natural na matriz energética brasileira. Em seguida, discorreu-se sobre a verticalização da cadeia produtiva do gás natural (GN) no Brasil com ênfase na atividade de distribuição.

O gás natural, com 10,2% de participação na matriz energética brasileira de 2008 (RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2009), é uma fonte de energia de implicações relevantes na formulação da política energética brasileira. Suas características técnicas de elevado poder calorífico, alto rendimento energético e baixo nível de emissões de poluentes

²⁸ Quanto à carga tributária que incide sobre o preço do gás natural comercializado pelas concessionárias estaduais, destacam-se os seguintes tributos: Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins).

²⁹ No caso do Gasbol a tarifa de transporte é decomposta em duas parcelas: *a*) tarifa de capacidade que é reajustada anualmente, de acordo com uma porcentagem da inflação do dólar americano; e *b*) tarifa de movimentação que é reajustada anualmente, de acordo com a inflação do dólar americano, correspondendo a 100% durante todo o período de vigência do contrato.

ampliam suas possibilidades como substituto de outras fontes de energia, em particular as de origem fóssil mais poluentes, como os derivados de petróleo e o carvão mineral. Destacam-se, também, os seus múltiplos usos, energéticos e não-energéticos, em diferentes áreas: na industrial, de transporte, de geração de eletricidade e de petroquímica.

Observou-se que a difusão da indústria de gás natural no mundo foi tradicionalmente dificultada pela concorrência deste com outros energéticos e pelos custos elevados de transporte. Entretanto, os choques do petróleo da década de 1970 desencadearam um processo de profundas transformações dos mercados energéticos internacionais, abrindo espaço para o gás natural assumir novo papel. Conforme visto, a necessidade de redução da dependência do petróleo favoreceu o crescimento do GN na matriz energética mundial na passagem para o século XXI. Esta reorientação contemplou a busca e o desenvolvimento de novas reservas de gás, visando reduzir o nível de dependência do petróleo importado. Assim, as políticas de substituição de petróleo resultaram no crescimento do GN na matriz energética mundial, dando início ao deslocamento progressivo do papel central assumido pelo petróleo no século XX.

Apesar de o Brasil também ter sido severamente impactado pelas crises do petróleo na década de 1970, os avanços na indústria de gás natural no país podem ser considerados incipientes quando comparados a países que lograram atingir uma indústria mais tradicional e madura. Até pouco tempo, o mercado brasileiro era caracterizado pela presença de uma única empresa estatal (Petrobras), operando de forma verticalizada em toda a cadeia do gás, do *upstream* ao *downstream*.

No que se refere à distribuição e comercialização de gás natural, a Petrobras se faz fortemente presente, detendo participação em 19 das 25 distribuidoras existentes no país. A regulação vigente define que a atividade de distribuição e comercialização de gás nacional ou importado é monopólio dos estados, podendo ser concedida, por meio de licitação, a empresas privadas legalmente constituídas para esse fim.

A previsão de uma expressiva oferta de gás para a próxima década (2011-2020), decorrente, especialmente, da aceleração da exploração das Bacias de Santos e do Espírito Santo e das recentes descobertas da região do pré-sal, sugere a necessidade de se trabalhar mais intensamente no desenvolvimento do mercado consumidor de gás natural. Nesse sentido,

o estabelecimento de uma regulamentação que estimule a concorrência ao longo de toda a cadeia do setor é um fator crítico. Do ponto de vista de novos entrantes em qualquer segmento da cadeia do gás natural, a Petrobras ainda é vista como concorrente muito forte e que neutraliza as chances de formação de um mercado de gás baseado na livre concorrência.

Considerando que o objeto de estudo desta tese está relacionado à regulação da atividade de distribuição de gás canalizado, mais precisamente com a metodologia de revisão tarifária no contexto da regulação econômica, o capítulo seguinte aborda esta nova questão. Assim, nele serão apresentados os princípios teóricos dos mecanismos de regulação econômica, enfatizando a questão da assimetria de informação entre a agência reguladora e as empresas reguladas presente na atividade de distribuição de gás natural.

Capítulo 3 – Regulação Econômica com Foco na Assimetria Informacional

A regulação de um setor da economia deve promover um ambiente seguro e confiável que estimule os investimentos, o contínuo aumento da produtividade das empresas, o aprimoramento dos serviços e a modicidade tarifária (LAFFONT e TIROLE, 1993). Neste capítulo são apresentados os princípios teóricos dos mecanismos de regulação econômica, com ênfase na abordagem institucionalista da regulação de monopólios naturais, que fornece parâmetros para a análise dos objetivos da revisão tarifária na atividade de distribuição de gás natural. Em seguida, é examinado, especificamente, o impacto da assimetria de informação entre empresas reguladas e órgão regulador no exercício da atividade regulatória.

A atividade regulatória tem acompanhado a evolução do capitalismo, passando também por vários formatos e ênfases ao longo dos últimos 150 anos. Como a maneira de organizar a oferta de serviços públicos variou não apenas entre países, mas também entre setores de um mesmo país, nota-se a presença de arquiteturas distintas de regulação. Há países, como os Estados Unidos, em que boa parte da oferta de serviços públicos – como telefonia, energia e transportes – nasceram em mãos privadas. Em outros, como a Inglaterra e o Brasil, vários desses serviços foram iniciados ou tomaram porte relevante em mãos estatais (PARENTE, 2007).

Observa-se que, a partir da escolha de que a oferta de uma série de serviços públicos – caracterizados como monopólios naturais – não seja realizada através de mãos estatais, surge a necessidade de regulação. Caso contrário, não teria sentido a atividade regulatória ou a criação de agências reguladoras. Em outras palavras, não faria sentido a montagem de uma estrutura dentro da burocracia estatal para controlar preços e qualidade de uma empresa do próprio Estado, quando ele poderia fazer isso diretamente. É importante frisar que a atividade regulatória não precisa, necessariamente, ser exercida por uma estrutura do tipo agência reguladora, embora, em muitos casos, essa estrutura traga muitas vantagens. Assim, identifica-se atividade reguladora em instituições como bancos centrais de vários países, ou, por exemplo, em seus ministérios, como a educação, que estabelece muitas vezes regras para reajustes de preços e padrões de qualidade.

Há setores, entretanto, em que a opção pela constituição de uma agência reguladora pode de fato aportar vantagens não desprezíveis. Assim, quando um país deseja contar com

investimentos privados em infra-estrutura, esse pode ser um desenho institucional vantajoso. A criação de uma agência reguladora sinaliza aos empreendedores a existência de uma estabilidade de regras e de respeito aos contratos, os quais, uma vez celebrados, serão reconhecidos para além do governo ou partido que detém o poder naquele momento. Para os que consideram fazer investimentos em infra-estrutura, a presença de uma agência reguladora neutra e independente sinaliza, por exemplo, a redução do risco de contenção artificial do nível das tarifas ou de exigências de qualidade que não estavam previamente acordadas, que poderiam, por outro lado, surgir ao sabor da conjuntura política (PARENTE, 2007).

O setor de distribuição de gás canalizado, assim como outros serviços de utilidade pública, possui uma estrutura de mercado denominada monopólio natural. Esta estrutura ocorre quando as empresas operam com custos elevados de implantação de infra-estrutura e custos decrescentes de fornecimento dos serviços para novos clientes. Nestas condições, o serviço pode ser fornecido ao menor custo quando é ofertado por uma única empresa. Ou seja, dada a presença de retornos crescentes de escala, toda a demanda (ou sua quase totalidade) pode ser atendida, por meio de uma única firma a um preço que cubra o custo de oportunidade.

Outra característica do setor de distribuição de gás canalizado é que os investimentos são específicos e de longo prazo de maturação (em torno de 30 anos). Isto é, uma vez realizados os investimentos, os ativos construídos não podem ser transferidos para outra atividade econômica e só proporcionam retorno de longo prazo. Por ser um serviço público básico para o bem-estar da sociedade, a distribuição de gás canalizado requer a supervisão do Estado, o que muitas vezes é confundido com o atendimento de interesses políticos específicos do governo, que podem se afastar do cumprimento da lei e dos contratos de concessão. Essas características implicam alto risco para as empresas, cujos investimentos ficam expostos às oscilações do ambiente político-econômico.

Diante dessas características setoriais, a criação de uma agência reguladora está associada à necessidade de um órgão independente do ponto de vista político que monitore o atendimento dos contratos de concessão, garantindo a sustentabilidade do setor no longo prazo. Entre outros objetivos, o regulador deve assegurar a prestação do serviço com boa qualidade ao menor custo para o usuário, estabelecer tarifas que remunerem adequadamente o capital investido pelas empresas e resistir a pressões político-eleitorais do governo por tarifas artificialmente menores ou por serviços desatrelados do custo.

O dilema reside em como a sociedade pode impedir que uma firma se beneficie da situação monopolista e fixe o seu preço, obtendo lucros extraordinários. As soluções mais comumente adotadas pelos países para solucionar tal dilema têm sido explorar essas atividades por meio de empresas controladas pelo setor público (monopólios estatais), ou permitir que uma empresa privada detenha o monopólio, mediante concessão, regulando a indústria para evitar abusos de preços (monopólios regulados).

O objeto de estudo desta tese está relacionado à regulação da atividade de distribuição de gás canalizado, mais precisamente com a metodologia de revisão tarifária. O detalhamento do desenho tarifário sofre influência da visão teórica que se tem da regulação econômica, ou seja, da visão do porquê e dos objetivos da regulação. Nesse sentido, reveste-se de importância o entendimento da evolução da teoria da regulação que, sob uma perspectiva histórica, pode ser caracterizada pelas seguintes abordagens: primeiramente a análise tradicional, seguida da teoria da captura e, mais recentemente, o exame da regulação de acordo com a Nova Economia Institucional. A Figura 4 sintetiza os principais pontos dessas três abordagens, as quais são examinadas a seguir com foco na assimetria de informação.

Abordagem Tradicional (até 1970)	Teoria da Captura (1970 – 1990)	Abordagem Institucionalista (após 1990)
<ul style="list-style-type: none"> • Função de produção (Firma) • Aumento do bem-estar • Externalidades • Falhas de mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulador não maximiza bem-estar • Grupos de interesse • Modelo de Stigler • Modelo de Peltzman • Modelo de Becker 	<ul style="list-style-type: none"> • Estrutura de governança (Firma) • Teoria da Agência / Incentivos • Teoria dos Contratos / Custos de Transação • Comportamentos oportunistas

Figura 4. Evolução da teoria da regulação com foco na assimetria de informação
Fonte: elaboração própria do autor

3.1 Abordagem Tradicional

Os princípios básicos que nortearam as iniciativas no campo da regulação econômica até os anos 1970 fundamentaram-se na análise tradicional do bem-estar. Com efeito, a partir da teoria do bem-estar, tornou-se efetivamente possível para a teoria econômica tratar a intervenção do Estado na economia de maneira formalizada. Em termos gerais, pode-se afirmar que a análise do bem-estar procura definir sob que condições a busca do auto-interesse na atividade econômica conduz ao bem comum e sob que condições ela não o faz (FIANI, 2001).

Convencionou-se estabelecer como marco inicial da análise do bem-estar a publicação do *The Economics of Welfare* de A. C. Pigou, em 1930. Segundo o autor, de forma geral, ocorre uma externalidade sempre que uma atividade de natureza econômica de um agente econômico gera custo ou benefício, sem que o agente em questão tenha que arcar com o custo ou possa ser remunerado pelo benefício. Assim, externalidades surgem em função da ausência de um mercado que determine a alocação deste custo ou benefício. Quando isto ocorre, custos e benefícios que poderiam ser socialmente minimizados ou maximizados deixam de sê-lo e o mercado “falha” na sua tarefa de gerar um ótimo paretiano. A solução advogada seria, então, a interferência econômica do Estado, através de impostos, subsídios, regulação de quantidades etc., de forma a promover um nível superior de bem-estar social.

Neste contexto, as características que constituem a razão de ser da atividade reguladora estariam intrinsecamente ligadas ao conceito de “falhas de mercado”. Com efeito, por um lado, há um consenso ao redor da idéia de que a estrutura produtiva via mercado – um lócus abstrato onde produtores e consumidores se encontram – costuma levar a uma alocação produtiva eficiente. De fato, para a maioria dos bens e serviços produzidos e transacionados no mundo, a estrutura de mercado tem referenciado preços e quantidades, varrendo do mapa as empresas menos eficientes e deixando que as escolhas de muitos, em suas demandas e ofertas individuais, guiem mais democraticamente a atividade produtiva como um todo (PARENTE, 2007).

Por outro lado, há também um consenso de que existem muitas falhas neste mecanismo de alocação. Observa-se que bens e serviços que necessitam de larga escala para que sua oferta seja viabilizada a um menor custo criam situações em que a estrutura de produção via

monopólio passa a ser a forma mais adequada, ou a única possível, de viabilizar a oferta de determinado bem ou serviço. Por razões como esta, as estruturas chamadas monopólio natural estão geralmente presentes em indústrias de rede, como as de telefonia, eletricidade, ferrovias ou distribuição de gás canalizado, entre outras, nas quais, em grande parte das vezes, não faz sentido duplicar ou subdividir, por exemplo, a rede para que haja mais concorrência. Nestes casos, uma eventual duplicação, antes de trazer o benefício de um possível controle de preço via competição, representaria um adicional de custo, por se tratarem de investimentos pesados, diluídos agora em uma base dividida de consumidores (PARENTE, 2007).

Assim, a regulação era vista essencialmente como regulação de monopólios naturais e, ocasionalmente, também de situações de externalidades. De qualquer forma, o campo da regulação econômica era limitado, porém, aparentemente seguro, no sentido de que seus limites não estavam sujeitos a contestação. As transformações das economias dos países capitalistas avançados, todavia, colocaram em pauta uma revisão radical e sistemática dos fundamentos teóricos da regulação econômica (FIANI, 2001).

Progressivamente não apenas os limites do campo regulatório começaram a ser questionados, mas também o sentido da regulação passou a ser objeto de revisão crítica. Fiani (2001) observa que, neste processo, houve um passo teórico fundamental: em relação à questão das falhas de mercado, a teoria econômica veio a acrescentar, a partir dos anos 1970, a análise das “falhas de governo”. Significa simplesmente que novos conceitos teriam de ser criados ou incorporados à discussão sobre os determinantes, restrições e efeitos da atuação do governo na economia.

Assim, já no início dos anos 1960, os fundamentos teóricos da abordagem convencional da regulação passaram a receber críticas. Stigler e Friedland (1962), examinando os efeitos da regulação sobre preços de energia elétrica, concluíram que houve impacto insignificante na redução de preços do setor, evidenciando a incapacidade da intervenção regulatória em inibir um comportamento monopolista, mesmo tratando-se de regulação de monopólio natural.

Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (2000) apontam que a abordagem convencional pode ser considerada incompleta, pois assume que a regulação surge para corrigir falhas de mercado, sem, no entanto, explicar por quais mecanismos isto acontece. A ocorrência de diversos casos

de regulação em setores onde não há significativas economias de escala, nem mesmo externalidades, acabou por expor a fragilidade e a incompletude teórica desse modelo.

Conforme assinalado por Fiani (2001), tais problemas, aliados às transformações em curso nas economias capitalistas avançadas, forçaram uma grande revisão teórica dos fundamentos da regulação econômica a partir dos anos 1970. Os estudos empíricos reforçavam a reclamação constante de que, em realidade, as políticas regulatórias acabavam por favorecer as concessionárias e colocavam em xeque a principal hipótese da teoria tradicional de que o regulador tem como objetivo o bem público. Como consequência, desenvolveu-se a Teoria da Captura, segundo a qual a regulação ocorre como resposta a uma demanda da indústria. Assim, a agência reguladora acaba controlada por essa última e atua a seu favor, ou seja, os reguladores são capturados pelos regulados.

3.2 Teoria da Captura

Uma importante contribuição da abordagem da Teoria da Captura foi motivar o deslocamento da discussão da regulação das “falhas de mercado” para a regulação em si. Esta nova abordagem favoreceu o surgimento de outros conceitos na análise, como “grupos de interesse” e de *rent-seeking*, e sugeriu a idéia de que a regulação ocorre como resultado de demandas por transferências de renda entre grupos de interesse, significando que o regulador não maximiza bem-estar, mas sim o apoio dos grupos envolvidos.

A Teoria da Captura abrigou as tentativas de formulação de métodos mais sofisticados para o comportamento regulatório, que procuravam especificar uma função-objetivo para o regulador que capturasse as influências políticas, bem como outras dimensões da realidade, descartando a maximização do bem-estar social como sua principal preocupação e procurando escapar do dilema regulador benevolente-capturado.

As primeiras versões da Teoria da Captura apresentavam, contudo, uma grave deficiência: a simetria em relação às teorias do regulador benevolente. Se, antes, o agente regulador era visto como essencialmente voltado para o bem-estar social, agora ele passava a ser visto como órgão que apenas sancionava passivamente os interesses privados das empresas reguladas. Desta forma, a teoria da captura era também considerada incompleta, pois somente trocava a hipótese do regulador benevolente para a do regulador capturado e passivo diante das pressões

de grupos de interesse. Segundo Fiani (2001), essa versão ainda apresentava uma deficiência séria, ao deixar em aberto o motivo pelo qual o agente regulador estimularia o monopólio. No sentido de elucidar essa questão, destacam-se as contribuições dos modelos de Stigler (1971), Peltzman (1976) e Becker (1983).

Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (2000) consideram de grande contribuição as conclusões de Stigler (1971) acerca das motivações da regulação e de como elas influenciam a forma de regular. O trabalho do autor representou um indiscutível avanço analítico na medida em que procurava dar resposta à questão acerca dos motivos que determinam a existência da regulação. Com esta finalidade, Stigler especifica uma função-objetivo do agente regulador em que sua utilidade deriva de sua remuneração e dos votos dos eleitores. Além disso, campanhas com mais recursos tendem a obter melhor desempenho eleitoral. Pequenos grupos, portanto, ainda que representem número de eleitores bastante reduzido em relação ao conjunto de eleitores relevante para o agente regulador, podem, mesmo assim, ser determinantes nas decisões do agente regulador.

Assim, a teoria de Stigler parecia dar suporte bastante sólido à concepção do regulador como um agente capturado por interesses de grupos privados. Os modelos subsequentes se esforçariam por superar o dilema regulador benevolente-capturado, estabelecendo parâmetros de análise mais sofisticados, dentre os quais destaca-se o modelo de Peltzman (1976), cuja principal premissa é a de que o regulador escolhe a política regulatória de modo a maximizar apoio político para se manter na função.

O modelo de Peltzman estabelece como função-objetivo do regulador uma função de apoio político M , sendo definida como $M(P, r)$, onde P é o nível da tarifa do agente regulado, e r sua taxa de lucro. A hipótese é de que o agente regulador procura conquistar o máximo de apoio possível de ambos os grupos: dos consumidores, mantendo a tarifa tão baixa quanto possível; e da indústria, garantindo a maior taxa de lucro viável. Supõe-se uma taxa marginal decrescente entre P e r , isto é, existe um limite nas possibilidades de o regulador poder “trocar” uma maior tarifa por um retorno maior, ou um retorno menor por uma tarifa menor, e permanecer com o mesmo nível de apoio que antes.

De acordo com Fiani (2001), a primeira conclusão que pode ser extraída do modelo de Peltzman é a de que o agente regulador não irá estabelecer a tarifa nem ao nível equivalente

ao que vigoraria se a indústria fosse competitiva, nem ao nível que vigoraria caso a indústria se comportasse como monopolista, mas sim em algum nível intermediário entre os dois. Com efeito, esta conclusão não deve surpreender, na medida em que: *a)* a função-objetivo do regulador procura maximizar o apoio conjunto dos dois grupos (consumidores e indústria); e *b)* há um limite para a possibilidade por parte do regulador de trocar o apoio de um grupo por outro.

O modelo seguinte a ganhar destaque acadêmico no tratamento da questão da regulação econômica, com base na Teoria da Captura, foi o de Becker (1983). A Teoria de Grupos de Pressão desenvolvida pelo autor expressa a competição entre grupos pela influência política que são capazes de exercer e que, em última análise, resulta em benefícios econômicos, representados no modelo de Becker pela diminuição de impostos pagos ou aumento de subsídios recebidos.

O modelo de Becker possui enfoque bastante distinto do modelo de Peltzman: o agente regulador apenas responde ao volume de pressão exercido pelos diferentes grupos de interesse. O volume de pressão que um dado grupo de interesse exerce depende *a)* inversamente do número de seus membros; e *b)* diretamente dos recursos utilizados. O volume de riqueza transferido de um grupo a outro dependeria, então, positivamente da pressão do grupo que exerce o *rent-seeking*, e negativamente do volume de pressão por parte do grupo que sofre a transferência de parte de sua renda.

Muller-Monteiro (2007), aplicando a Teoria de Grupos de Pressão de Becker ao setor elétrico brasileiro, concluiu que este tem sido crescentemente usado por grupos de pressão política como fonte eficiente de arrecadação bilionária de recursos. Para o autor, não é possível descartar as hipóteses de uso político e eleitoral do setor elétrico brasileiro, relegando a um segundo plano a maximização de funções-objetivo orientadas à rentabilidade e à sustentabilidade econômica das empresas situadas na indústria de energia elétrica.

A resultante do desenvolvimento e integração destes dois conceitos, grupos de interesse e *rent-seeking*, foi que o Estado deixou de ser visto, no papel de agente regulador, como uma entidade cuja atuação econômica estava fundamentalmente voltada para o bem público. Agora, tanto legisladores encarregados das normas que orientam a atividade regulatória quanto burocratas responsáveis pela implantação e fiscalização do acompanhamento destas

normas estariam sujeitos a cooptação por parte de grupos de interesse empenhados em garantir renda extraordinária, ou seja, envolvidos em atividades de *rent-seeking* com prejuízos em termos de bem-estar social.

Estas abordagens do processo regulatório ficaram conhecidas como Teorias da Captura, pois discutem as formas e as consequências da “captura” das instituições reguladoras do Estado por interesses privados. É importante frisar que os inúmeros estudos empíricos realizados não são conclusivos no sentido de confirmar ou não as hipóteses de que a regulação favorece um ou outro grupo de interesse. Entretanto, é irrefutável a influência dessas discussões na prática regulatória em diversos países nos últimos vinte anos. A tendência à “desregulação” das reformas econômicas iniciadas nos anos 1980 fez com que a regulação de monopólios naturais se adaptasse à nova situação, exigindo inovações e tornando a atividade mais complexa e sofisticada (VOGEL, 1996 *apud* FIANI, 2001).

3.3 Abordagem Institucionalista

Nos últimos dez anos a literatura sobre comportamento do regulador teve grande evolução com a aplicação de duas teorias: a Teoria dos Incentivos e a Teoria dos Custos de Transação (ou Teoria dos Contratos), que compõem a base do referencial denominado de Nova Economia Institucional (NEI).

A idéia central que deu origem a NEI foi institucionalizada por Coase (1937) e parte da análise da natureza da firma, onde, diferentemente da análise convencional, a firma não é somente uma função de produção, mas uma estrutura de governança. Esta atua no sentido de economizar custos de transação provenientes de comportamentos oportunistas e da racionalidade limitada dos agentes.

A Teoria dos Incentivos foca no problema da informação e utiliza uma abordagem agente-principal para entender o processo regulatório (SAPPINGTON; STIGLITZ, *apud* BERG; TSCHIRHART, 1988). Segundo esta abordagem, o regulador, como principal, detém menos informação que o agente (regulado) sobre a estrutura da demanda e sobre a maneira mais eficiente de combinar os insumos para prestar o serviço. Em função dessa assimetria informacional, a principal preocupação do regulador passa a ser a implantação de esquemas de incentivo que induzam o agente a revelar as informações.

Além do foco nas restrições de caráter informacional, existe outra abordagem regulatória que se preocupa com as restrições transacionais presentes no exercício da atividade de regulação. Baseada na Teoria dos Custos de Transação, essa abordagem mostra que existem custos não desprezíveis tanto na elaboração quanto na execução de um contrato (WILLIAMSON, 1985).

Ainda de acordo com esta abordagem, quanto mais longo o prazo de um contrato, maiores as dificuldades em prever todas as contingências na sua assinatura (*ex ante*). Como consequência, os contratos são firmados propositadamente de modo incompleto, deixando para o período de sua execução a solução dos problemas imprevistos que vierem a ocorrer. Tal fato coloca importância especial na governança do contrato, isto é, no modo como regulador e regulado se relacionarão a fim de resolver esses problemas e promover os ajustes necessários. Apesar de reduzir os custos na fase de elaboração, os contratos incompletos acabam por gerar um potencial de custos *ex post* maiores, por conta da possibilidade de comportamento estratégicos das partes, reforçando ainda mais o papel da governança contratual para inibir esses comportamentos.

Diferentemente da Teoria dos Incentivos, onde o que importa são as questões relativas aos direitos de propriedade e aos alinhamentos de incentivos *ex ante*, a Teoria dos Custos de Transação assume que a racionalidade limitada dos agentes impede que sejam antecipadas todas as barganhas no momento da assinatura do contrato. Em função disso, os contratos são deixados incompletos, o que torna as instituições de suporte à fase *ex post* o foco das preocupações. Nesta etapa, a atuação dessas instituições deve se pautar pela definição de regras e mecanismos que reduzam a incerteza proveniente de incompletude contratual e comportamentos oportunistas.

A regulação de monopólios naturais, no caso específico da atividade de distribuição de gás canalizado, encaixa-se perfeitamente neste tipo de análise, tendo por base tanto a Teoria dos Incentivos quanto a Teoria dos Custos de Transação. Isso se explica pelo fato de esta atividade envolver a realização de investimentos específicos e de longa maturação, sujeitos a um relacionamento do tipo agente-principal, ou seja, com assimetria de informações. Segundo esta perspectiva, o regulador pode ser visto como um guardião de contratos de longo prazo entre fornecedores e consumidores, com o objetivo de administrar as complexidades desse tipo de relação (GOLDBERG, 1976).

A aplicação dessa abordagem para o caso específico de atividades que se constituem em monopólios naturais leva à visão de que a regulação desses setores constitui-se em importante alternativa de estrutura de governança que, como tal, deve atuar na redução das incertezas causadoras de ineficiências econômicas. Essa visão parte do princípio de que os monopólios naturais existem não por causa dos custos decrescentes, mas pela natureza do produto e do setor, que requerem preferivelmente uma relação de longo prazo entre produtores e consumidores, e também pela dificuldade de determinar *ex ante* os termos específicos dessa relação. Em razão das características específicas desses setores, a relação contratual de longo prazo será a mais eficiente, sejam eles regulados ou não (GOLDBERG, 1976).

Assim, verifica-se que a abordagem institucionalista incorpora as diversas limitações reais da regulação na análise do comportamento do regulador e da escolha regulatória. A fim de combater as principais imperfeições regulatórias decorrentes de assimetria informacional e de incompletude contratual, essa abordagem indica que as intervenções do órgão regulador devem se pautar pela transparência, pela coerência e consistência intertemporal, assim como pela adequação ao arcabouço institucional e ao desenho básico existente. Tais atributos são necessários à credibilidade das políticas e à redução da incerteza do setor (PEANO, 2005).

Percebe-se, portanto, que a revisão teórica da regulação, ocorrida a partir da década de 1970, procurou adicionar à análise convencional as restrições e limitações reais e também apontar as imperfeições dessa atividade. No entanto, Berg e Tschirhart (1988) concluem que nenhuma teoria de comportamento regulatório pode, sozinha, explicar totalmente as motivações e os impactos da regulação, fenômeno muito complexo para ser caracterizado por um conjunto de equações. Além disso, segundo os autores, as teorias existentes não são mutuamente excludentes.

3.4 Informação Assimétrica e Regulação

A abordagem institucionalista, como visto anteriormente, incorpora os problemas de assimetria informacional e de governança contratual na atuação regulatória e, portanto, na definição do detalhamento da regulação, englobando a questão da revisão tarifária. Nesta parte do estudo examina-se, à luz da abordagem institucionalista, o impacto da assimetria de informação na atividade de regulação, na qual se insere o processo de revisão tarifária da distribuição de gás canalizado. Pinto Jr. e Pires (2000) assinalam que a incorporação da

informação assimétrica na teoria da regulação econômica tem trazido novos *insights* de como as chamadas falhas de mercado podem ser enfrentadas através de mecanismos externos ao mercado, visando o aumento de bem-estar da coletividade.

O argumento usual, utilizado para justificar a existência da atividade de regulação em um setor da economia, é a necessidade de corrigir falhas de mercado decorrentes de assimetrias de informação e externalidades, entre outras. Dentro da tarefa de regular,³⁰ a questão da formação de preços é central, pois envolve aspectos do excedente e sua distribuição entre os agentes. Por esta razão, dentre as atribuições do órgão regulador, destaca-se a tarefa de fixar regras tarifárias que conciliem os interesses dos consumidores e da firma regulada.

A função da instituição regulatória de estabelecer tarifas *justas* e garantir a universalidade dos serviços públicos implica superar a questão da assimetria de informações entre o agente regulador e a firma regulada em favor da última. Isto porque o regulado tem conhecimento profundo de sua operação e estrutura de custos, enquanto o regulador não possui essas informações. Significa que as decisões tomadas pelo regulador muitas vezes podem se subordinar ao conjunto de informações fornecidas pelos regulados. O órgão regulador precisa dispor de instrumentos de mensuração do desempenho e *esforço* dos regulados. Para isso, o ideal seria adicionar ao sistema tarifário vigente mecanismos que ajudassem o regulador a induzir a firma regulada a revelar as informações de que ele, regulador, necessita para garantir a operação eficiente da empresa regulada e a divisão dos ganhos de produtividade com o consumidor final.

Face à assimetria de informações, o regulador é obrigado a recorrer a outras formas de obtê-las que não através da firma regulada, a fim de evitar o risco de captura.³¹ Contudo, isto possui um custo, pois os órgãos reguladores precisam ser bem aparelhados sobre questões setoriais para, desta forma, reduzir as assimetrias de informações quanto às questões técnicas, econômicas e financeiras das empresas. Cabe, entretanto, notar que o problema da assimetria de informações nunca é eliminado. Desta forma, o regulador deve ser capaz de arbitrar sobre

³⁰ No Brasil, conforme mencionado anteriormente, a tarefa de estabelecer as tarifas de gás natural é de responsabilidade das agências reguladoras estaduais.

³¹ É importante observar que a assimetria de informações não é a única fonte de captura. O regulador também pode ser capturado pela indústria, através da pressão de distintos grupos de interesse que podem ser consumidores, trabalhadores, firmas etc.

as questões de sua competência sem dispor do mesmo conjunto de informações da firma regulada. A captura do órgão regulador pode acarretar a perda de credibilidade da agência como árbitro de conflitos, o que acaba por gerar aumento dos custos e diminuição da eficácia da regulação.

Uma das consequências mais relevantes da existência de informação assimétrica, principalmente numa relação contratual,³² é a presença de comportamentos oportunistas entre os agentes, por parte daqueles que possuem informações. Segundo Laffont e Tirole (1993) as principais questões decorrentes da informação assimétrica são a seleção adversa e o risco moral.

O fenômeno da seleção adversa consiste no fato de que a escolha do produto ou serviço a ser demandado ocorre de forma ineficiente, portanto adversa, em função da assimetria de informação entre agentes ofertantes e demandantes do produto ou serviço. Do ponto de vista contratual, a seleção adversa pode ser encarada como oriunda de comportamentos oportunistas, derivados de assimetria de informações existente a nível pré-contratual, e que prejudicam a operação das transações antes mesmo do estabelecimento do contrato, já que uma das partes depende de informações – que nem sempre são fornecidas – relativamente à natureza da outra. Neste caso, certas informações podem ser omitidas no momento da definição do contrato. A seleção adversa decorre, portanto, da assimetria de informações entre os agentes, e para evitá-la é necessário buscar mecanismos que reduzam as assimetrias. Segundo Williamson (1985), existem dois mecanismos básicos de diminuição de assimetrias visando o oportunismo pré-contratual: sinalização (*signaling*)[®] e “varredura” (*screening*)[®]³³. Pinto Jr. e Pires (2000) assinalam que todo esforço no sentido de reduzir a seleção adversa caminha na direção da melhoria da qualidade do serviço prestado e do fluxo de informações, mas este processo é oneroso.

³² Como é o caso do contrato de concessão de distribuição de gás canalizado firmado ente a companhia concessionária e a agência reguladora estadual.

³³ Sinalização (*signaling*)[®] diz respeito à emissão de sinais e fornecimento de informações por parte do agente que a detém, sendo que o agente que está recebendo a informação deve confiar na sinalização do outro agente; e “varredura” (*screening*)[®] ocorrendo quando a informação assimétrica é revelada por iniciativa da outra parte, ou seja, os que desejam informações fornecem incentivos de modo a atrair apenas aqueles que possuem a informação desejada (Williamson, 1985).

Diferentemente da seleção adversa, onde o problema se encontra no diferencial de risco entre os diferentes agentes econômicos, o caso do risco moral se baseia nas ações dos agentes, que podem acabar influenciando esse risco. O que está em questão neste caso, portanto, é a moral dos agentes, que podem assumir certos comportamentos para aumentar ou diminuir a probabilidade de ocorrência do aspecto em questão.

No nível contratual, o risco moral é fruto de comportamentos oportunistas posteriores à elaboração do contrato, podendo ocorrer também de um comportamento imprevisto ao longo da sua execução. Pinto Jr. e Pires (2000) ressaltam que a informação assimétrica não é relativa às características desconhecidas dos agentes, mas a um comportamento oportunista, escondido e não conhecido pela outra parte do contrato no momento de sua elaboração. Williamson (1985) advoga como possível solução compensatória frente ao risco moral o estabelecimento dos seguintes mecanismos: monitoramento ®, contratos de incentivo ® e *joint ventures* ®³⁴.

A questão da assimetria informacional e os problemas decorrentes – seleção adversa e risco moral – estão presentes no setor de distribuição de gás canalizado, principalmente, nos contratos de concessão (*ex ante* ou *ex post*) entre as companhias distribuidoras locais e a agência reguladora estadual. O regulador deve, portanto, vislumbrar um sistema tarifário que minimize a presença desses problemas.

Frente à emergência de situações de difícil resposta para a teoria econômica tradicional, outras abordagens teóricas têm ganhado espaço na literatura econômica, principalmente na que trata mais especificamente de questões contratuais, denominada de teoria dos contratos. Pinto Jr. e Pires (2000) observam que essa teoria busca introduzir questões até então negligenciadas pela teoria tradicional, como: *a*) a incompletude contratual em função da incerteza e imprevisibilidade de contingências futuras; *b*) comportamentos oportunistas dos

³⁴ O termo monitoramento® diz respeito a uma espécie de auditoria independente ou monitoramento das condições de execução do contrato, o que torna possível a percepção de comportamentos inapropriados mesmo antes deles ocorrerem; contratos de incentivo® são mecanismos contratuais que buscam incentivar os comportamentos positivos, ou seja, buscam realizar a convergência entre comportamentos (alinhamento de incentivos) visando eliminar o risco moral; o conceito de *joint ventures*® implica a posse conjunta dos ativos; está relacionado a algum grau de integração entre as partes e a finalidade é reduzir o risco de *free-riding*, que é um comportamento oportunista (Williamson, 1985).

agentes; e c) a importância de instituições no sentido de diminuir incertezas e sinalizar objetivos para os agentes.

Uma das vertentes da teoria dos contratos³⁵ é a teoria da agência (ou teoria do agente-principal) desenvolvida na tentativa de introduzir a questão dos incentivos. Esta abordagem está relacionada a questões concernentes tanto à assimetria de informações quanto a questões referentes aos direitos de propriedade, uma vez que os últimos possuem efeitos em termos de incentivos. Esta vertente da teoria dos contratos se interessa pelo relacionamento entre dois atores econômicos – um é o principal e o outro, o agente – em que o agente dispõe de um conjunto de possíveis comportamentos a adotar, e em suas ações, que afetam o bem-estar entre as partes, dificilmente são observáveis pelo principal, pelo menos na sua totalidade. Este tipo de relação coloca em tela o problema de assimetria de informações entre o agente e o principal.

A análise consiste, então, em como um ator econômico (principal) estabelece um sistema de compensação (contrato) que motive o outro ator (agente) a agir de acordo com o interesse do primeiro. O grande ponto colocado por esta vertente da teoria dos contratos é que é difícil monitorar o esforço dos atores econômicos envolvidos em uma transação, acarretando grande dificuldade na elaboração dos contratos. Por esta razão, são incluídos esquemas de incentivos baseados no desempenho observado do agente. Na elaboração de um esquema de incentivos, as partes envolvidas enfrentam o *trade off* entre incentivos ótimos e repartição de riscos ótima.

Mesmo admitindo a vigência de um contrato entre as partes (como é o caso de um contrato de concessão), a relação e o cumprimento dos dispositivos contratuais se enquadram num contexto de informação assimétrica, pois o principal dispõe de um conjunto imperfeito de informações sobre o agente. Se essas informações são referentes à estrutura de custos do agente (empresa regulada), é de se esperar que o principal (regulador) tenha uma base de conhecimento que depende da confiabilidade das informações prestadas pelo agente. Neste

³⁵ Outra vertente da teoria dos contratos é a abordagem teórica dos custos de transação, destacando-se a contribuição de Williamson (1985), em que, além das questões acerca da integração vertical, também são relacionados problemas relativos ao comportamento imprevisível dos agentes, à existência de ativos específicos a uma relação e à impossibilidade de elaboração de contratos completos.

ponto reside o problema da captura do regulador por parte da firma regulada, uma vez que o primeiro tem que tomar suas decisões baseado nas informações recebidas do último.

Dessa forma, o regulador, ciente da sua situação com relação à assimetria de informações, deve buscar evitar cair numa situação de captura regulatória, pautando suas ações com base nos interesses da empresa regulada e em detrimento do interesse público. Três objetivos que passam a ser enfrentados pelo regulador são então destacados na literatura (LEVÊQUE, 1999, *apud* PEANO, 2005: *a*) alocação eficiente de recursos; *b*) aumento do desempenho técnico das empresas reguladas visando à redução de custos e *c*) minimização dos efeitos distributivos da repartição das rendas entre produtores e consumidores. Na prática, contudo, esses objetivos podem se tornar contraditórios, devido, em especial, ao caráter incompleto dos contratos, já que a assimetria de informações reduz a possibilidade de elaboração de contratos completos.

Verifica-se, portanto, que a literatura sobre regulação econômica vem conferindo especial atenção ao problema da assimetria de informações entre o órgão regulador e a firma regulada. Para que o regulador exerça uma regulação eficiente, buscando alcançar os objetivos de manutenção da prestação do serviço com qualidade e preço razoável e das condições de operação em ambiente competitivo, é necessária a existência de uma base de informações. Entretanto, a obtenção das informações ocorre mediante custos: quanto maior a assimetria de informações entre agentes, mais custoso o processo de acesso às informações relevantes e, conseqüentemente, mais custosa a regulação para o agente regulador setorial.

Para que o regulador possa exercer uma regulação eficiente, defendendo o interesse público, é indispensável que exista uma base confiável de dados decorrente de um regime de incentivos que induza as firmas reguladas a fornecerem informações necessárias. Quando a base de informações não é eficiente, torna-se muito elevado o risco de captura regulatória. Neste caso, as decisões de regulação estariam subordinadas, preferencialmente, aos objetivos da firma regulada, em detrimento do interesse público.

3.5 Revisão Tarifária de Distribuição de Gás Canalizado

Conforme visto, a continuidade dos investimentos no setor de distribuição de gás natural canalizado dependerá sobremaneira do relacionamento entre órgão regulador e empresas reguladas, sendo o processo de definição e execução da metodologia de revisão tarifária de

extrema importância, uma vez que seus resultados produzem reflexos em toda a sociedade. A elevação exagerada das tarifas pode, de um lado, onerar injustamente os consumidores. Por outro lado, uma queda excessiva pode reduzir a capacidade de investimentos das empresas e comprometer tanto sua sustentabilidade econômica quanto a qualidade dos serviços no futuro.

Nesta parte do trabalho descreve-se de forma sucinta o processo de revisão tarifária do setor de distribuição de gás canalizado, tomando por base os contratos de concessão das concessionárias atuantes no Estado de São Paulo, cujo mercado é abastecido por três concessionárias (Companhia de Gás de São Paulo S/A - COMGÁS, Gás Brasileiro Distribuidora S/A e Gás Natural São Paulo Sul S/A).³⁶ Juntas, as três respondem por cerca de 38% do mercado de distribuição de gás natural canalizado brasileiro³⁷.

A revisão tarifária das concessionárias de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo é feita a cada cinco anos. Em 2009, deu-se início ao terceiro ciclo de revisão tarifária, tendo o segundo ocorrido no período 2004 – 2008.³⁸

Os contratos de concessão das três concessionárias estabelecem um regime de tarifas-teto a serem aplicadas na prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado. Essas tarifas são obtidas por meio de uma metodologia denominada de margem máxima de distribuição – Margem Máxima (MM). A MM representa a receita unitária máxima que a concessionária é autorizada a arrecadar pela prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, sendo expressa em Reais por metro cúbico de gás (R\$/m³). Segundo a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP (2003), essa metodologia visa permitir à concessionária a obtenção de uma rentabilidade razoável, levando em consideração as características do serviço regulado.

Na revisão tarifária de cada concessionária, pretende-se garantir o equilíbrio econômico-financeiro por meio da determinação dos seguintes parâmetros: *a)* valor inicial (P_0) da MM;

³⁶ Conforme já mencionado, a escolha do mercado do Estado de São Paulo deve-se, principalmente, por ser considerado um modelo (*benchmark*) em termos de revisão tarifária de gás natural canalizado no Brasil.

³⁷ Revista Brasileira de Energia, fevereiro, 2009.

³⁸ Mais precisamente, o 2º ciclo de revisão tarifária da Companhia de Gás de São Paulo S/A (COMGÁS) e Gás Natural São Paulo Sul S/A abrangeu o período 2004–2008; enquanto a Gás Brasileiro Distribuidora S/A englobou o período 2005–2009.

b) valor do fator de eficiência, denominado de Fator X; c) Termo de Ajuste K; d) reajuste anual de P_0 ; e) Plano de Negócios; f) remuneração do capital investido; e g) cálculo do fluxo de caixa descontado, conforme apresentado na Figura 5. Esses parâmetros são descritos a seguir, assumindo-se como eixo central o conteúdo do Plano de Negócios das Concessionárias, que é a essência do enfoque metodológico proposto para a revisão tarifária.

Figura 5. Mecanismo de Revisão Tarifária no Estado de São Paulo

Fonte: Adaptado pelo autor. ARSESP, Nota Técnica nº 1 – Metodologia Para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado, agosto, 2003. www.arsesp.com.br

Para determinar o valor de P_0 a concessionária fornece à ARSESP um Plano de Negócios que contém, entre outras, as seguintes informações: valor da base de ativos da empresa regulada; plano de investimento físico e financeiro, incluindo investimentos na reposição de ativos e em novas instalações; receitas, custos e despesas operacionais; despesas não operacionais e despesas financeiras; custos históricos e volume de gás canalizado distribuído; projeções do volume de gás canalizado a ser distribuído e custo médio ponderado de capital.

A Figura 6 apresenta a fórmula de cálculo de P_0 .

$$P_0 = \frac{BRRL_0 - \frac{BRRL_5}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{(1-w)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^{i=5} \frac{D_i \cdot w}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^{i=5} \frac{V_i \cdot (1-w)}{(1+r_{wacc})^i}}$$

Figura 6. Fórmula do P_0

Fonte: Adaptado pelo autor. ARSESP, Nota Técnica nº RTM/02/2009. Metodologia Detalhada Para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo, Terceiro Ciclo Tarifário, fevereiro, 2009. www.arsesp.com.br

Onde:

$BRRL_0$	base de remuneração regulatória líquida no início do ciclo (ano 0) ou $BRRL_i$
$BRRL_5$	base de remuneração regulatória líquida no final do ciclo (ano 5) ou $BRRL_f$
r_{wacc}	custo de capital depois dos impostos
$OPEX_i$	custos de operação, administração e comercialização do ano i
$CAPEX_i$	investimentos de capital do ano i
$ODESP_i$	outras despesas, gastos e impostos do ano i
D_t	depreciação do ano t
V_t	volume de m3 de gás canalizado distribuído no ano t
W	taxa de impostos
i	cada ano do período do ciclo tarifário

Na fixação do valor inicial de Margem Máxima (P_0), leva-se em consideração que a receita da concessionária precisa cobrir dois componentes fundamentais: a) custos operacionais (OPEX) vinculados à operação e manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, gestão comercial e administração da empresa e b) remuneração sobre o capital investido (CAPEX) nos ativos efetivamente necessários para a prestação do serviço, com níveis de qualidade exigidos no contrato de concessão, de modo a assegurar a viabilidade econômica do negócio. Esses dois componentes são descritos resumidamente a seguir.

Para permitir a apropriada análise do Plano de Negócios por parte do órgão regulador, a concessionária fornece os valores dos custos operacionais (OPEX) associados aos principais processos e atividades (P&A) a serem desenvolvidos pela empresa. Os custos operacionais (OPEX) são classificados de acordo com os seguintes grupos de atividades: a) operação e

manutenção dos ativos; *b*) gestão comercial – incluindo ciclo de leitura, faturamento e cobrança, atendimento comercial de usuários; *c*) aquisição e transporte de gás; e *d*) atividades adicionais e complementares ao serviço básico de distribuição de gás canalizado, chamadas “atividades não correlatas”.

Para cada P&A é definida a sua finalidade, o âmbito físico de execução e os ativos envolvidos. Em seguida, avalia-se a razoabilidade dos valores de custos de cada P&A, incluídos pela concessionária no seu Plano de Negócios, utilizando informações de preços e custos de mercados representativos. Assim, é proposta uma ação regulatória que permite a determinação de valores representativos ou de comparação (*benchmarks*) dos OPEX associados aos principais processos e atividades que deve cumprir cada concessionária para a prestação do serviço de gás canalizado. Concomitantemente, inicia-se um processo de interação com a concessionária, que poderá incluir solicitações de informações adicionais com o objetivo de definir o valor adequado do OPEX a ser adotado na determinação do parâmetro P_0 (ARSESP, 2003).

Quanto à remuneração sobre o capital investido (CAPEX), os parâmetros básicos adotados na revisão tarifária são o valor do investimento a ser remunerado (ou base de remuneração regulatória líquida) e o custo de capital da concessionária, descritos a seguir.

A base de remuneração regulatória líquida (BRRL) considera o valor líquido dos ativos em serviço, conforme a fórmula abaixo:

$$\text{BRRL} = \text{BRRB} - \text{Depreciação Acumulada} \quad (\text{F.7})$$

Onde:

BRRB refere-se à base de remuneração regulatória bruta, constituída pelos ativos das concessionárias necessários para a prestação do serviço de distribuição de gás canalizado; Depreciação Acumulada corresponde ao desgaste dos ativos em função do uso devendo ser calculada em consonância com os mesmos critérios e valores utilizados no Plano de Contas de cada concessionária.

A fim de permitir que a concessionária obtenha uma rentabilidade apropriada sobre sua base de ativos, a ARSESP leva em consideração, na elaboração do Plano de Negócios, o custo de oportunidade de capital. É utilizada a metodologia identificada como *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), complementada com a denominada *Weighted Average Cost of Capital*

(WACC). Trata-se de enfoque predominantemente aplicado, no âmbito internacional, à regulação de serviços públicos para a determinação do custo do capital próprio, do custo do capital de terceiros e da taxa de retorno para remunerar a atividade (ARSESP, 2003)

O valor do WACC é determinado utilizando-se uma estrutura apropriada de capital, ou seja, a relação entre as participações de capital próprio da concessionária e do capital de terceiros que minimize o valor do custo médio ponderado de capital. A metodologia de cálculo proposta leva em consideração determinados aspectos, como as diferenças no valor do custo de capital pelo efeito do tamanho da empresa e a existência de condições particulares de endividamento com organismos governamentais, diferentes das aplicadas no mercado financeiro privado.³⁹ Na revisão tarifária da Comgás para o ciclo 2004–2008, a ARSESP considerou como WACC o valor de 13,66% em termos nominais após os impostos.

O contrato de concessão determina ainda que o órgão regulador estabeleça um fator de eficiência, chamado de Fator X, para a concessionária, que será aplicado à MM em cada um dos cinco anos (a partir do segundo ano) subsequentes à revisão tarifária, e que levará em consideração a tendência do incremento de sua eficiência operacional ao longo do ciclo. O regulador considera, para calcular a tendência do incremento da eficiência (Fator X) da Concessionária, os seguintes itens: tendência histórica da eficiência da Concessionária, padrões internacionais de eficiência na indústria; índices de produtividade de longo prazo; economia de escala e comparações com outras concessionárias no Brasil (ARESEP, 2003). O Fator X é considerado para a atualização anual sucessiva do parâmetro P_0 , a ser efetuada na determinação do valor da Margem Máxima (MM) de cada ano do ciclo tarifário. No processo revisional, o Fator X é definido como o mecanismo que reduz a aplicação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), permitindo o repasse às tarifas dos consumidores de parte dos ganhos de eficiência projetados para as empresas no período do ciclo tarifário⁴⁰.

³⁹ Afora essas considerações, o cálculo do WACC segue o roteiro indicado na seção 1.4 – Componentes do EVA. Para maiores detalhes sobre a metodologia de cálculo do CAPM/WACC, consultar o Anexo II da Nota Técnica N^o 1 – Metodologia Para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado, Comissão de Serviços Públicos de Energia, agosto de 2003. www.arsesp.org.br.

⁴⁰ No 3º Ciclo de Revisão Tarifária da COMGÁS (2009 – 2013) a abordagem recomendada foi usar o Índice de Tornqvist. Nota Técnica N^o RTM/02/2009 – Metodologia Detalhada Para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado de São Paulo, Terceiro Ciclo Tarifário, fevereiro, 2009. www.arsesp.org.br.

A Margem Máxima (MM) para o ano t do ciclo tarifário será, então, calculada conforme segue:

$$MM_t = P_t + K_t, \text{ sendo: } P_t = P_{t-1} [1 + (VP - X)] \quad (F.8)$$

Onde:

VP é a variação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M),

X é o fator de eficiência (percentual)

P_t é o valor da Margem Máxima (MM) inicial (P_0), atualizada anualmente pelo fator $(VP - X)$ até o ano t ;

P_0 é o valor inicial da Margem Máxima (MM) definido por ocasião de cada revisão tarifária;

K_t é o Termo de Ajuste (fator) que compensa no ano “ t ” desvios da Margem Máxima (MM) estabelecida pelo órgão regulador em relação a Margem Obtida pela Concessionária no ano “ $t-1$ ”⁴¹.

Mediante a avaliação das informações incluídas no Plano de Negócios apresentado pela concessionária, o órgão regulador determina os valores do volume físico das vendas, dos custos operacionais (OPEX) e de investimentos (CAPEX) considerados em cada ano do próximo ciclo tarifário. Esses valores, junto ao da Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao início e fim do ciclo, são os considerados para a determinação do parâmetro P_0 , mediante o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Este método permite quantificar a gestão econômica da concessionária durante o ciclo tarifário através do valor presente líquido (VPL) das receitas e despesas, considerando⁴²:

- as projeções para o ciclo tarifário de custos operacionais (OPEX) e custos dos investimentos (CAPEX);
- o valor da BRRL ao início do ciclo tarifário ($BRRL_0$);

⁴¹ Em relação à COMGÁS, a partir do terceiro ciclo tarifário, o Termo de Ajuste K será igual a zero quando a Margem Obtida no ano anterior pela concessionária for menor ou igual à Margem Máxima estabelecida pela ARSESP. Nota Técnica Final – Definição do Termo de Ajuste K 2009- Aplicação Comgás, Maio, 2009. www.arsesp.com.br.

⁴² Importante frisar que todos esses parâmetros são determinados em termos reais.

- o valor da BRRL ao fim do ciclo tarifário ($BRRL_5$), definido como o valor desse parâmetro ao início do ciclo mais os investimentos regulatórios líquidos (deduzidos das depreciações) realizados no ciclo; e
- o valor da taxa de retorno sobre o capital investido no ciclo tarifário (r_{wacc}).

O montante AFC(t) (fluxo de caixa de cada ano “t”, do inglês *anual cash flow*) do ciclo tarifário pode ser expresso como:

$$AFC(t) = REC(t) - OPEX(t) - CAPEX(t) - ODESP(t) \quad (F.9)$$

Onde:

AFC(t): valor do fluxo de caixa anual;

REC(t): valor da receita da concessionária pela prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, calculada a partir do valor da Margem Máxima do ano - MM(t), igual ao P_0 em termos reais, multiplicado pelo volume das vendas do ano;

OPEX(t): o valor dos custos operacionais de prestação do serviço associado ao Plano de Negócios;

CAPEX(t): o valor dos investimentos requeridos para a prestação do serviço, conforme o Plano de Negócios da concessionária;

ODESP(t): o valor das outras despesas (incluindo impostos) do ano t.

Nos termos acima definidos, a equação do Fluxo de Caixa Descontado pode ser expressa como indicado a seguir:

$$BRRL_i - VPL(BRRL_f) = VPL(AFC) \quad (F.10)$$

Onde:

$BRRL_i$ e $BRRL_f$ são os valores da Base de Remuneração Regulatória líquida ao início e ao fim do ciclo tarifário;

AFC é o valor do fluxo de caixa da concessionária do ciclo tarifário, composto pelos montantes de receita e despesas de cada ano associados ao Plano de Negócios; e

$VPL(AFC)$ é o valor presente líquido desses montantes, descontados à taxa de retorno r_{wacc} do serviço de distribuição de gás canalizado para o ciclo tarifário.

O conceito essencial da equação do FDC é que o VPL da receita é determinado de forma que o valor dos fluxos de caixa anuais - AFC(t) -, descontados à taxa de retorno definida para o ciclo tarifário (r_{wacc}), seja igual ao valor da BRR líquida ao início do ciclo (o valor da BRRL ao fim do ciclo é igual ao VPL dos fluxos de caixa antecipados para o ciclo seguinte ao analisado, na hipótese de que a metodologia é aplicada indefinidamente em cada revisão

tarifária). Em outras palavras, a receita permitida é calculada de forma a possibilitar à concessionária obter um retorno sobre o capital investido igual ao custo de capital determinado na revisão tarifária (ARSESP, 2003).

Na determinação de P_0 , conforme expresso na Figura 6, todos os parâmetros da equação têm valores predeterminados. O valor de P_0 é a solução da equação do FCD, o que permite definir a condição de equilíbrio econômico-financeiro associada à revisão tarifária⁴³ (ARSESP, 2003 e 2009).

Nesse contexto, verifica-se que regime tarifário escolhido para as concessões de gás canalizado no Estado de São Paulo denota a preocupação do regulador com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, com a modicidade tarifária, e também com o incentivo à eficiência e redução de custos (ANUATTI *et al*, 2006).

3.6 Considerações Finais

Neste capítulo, foram apresentados os princípios teóricos dos mecanismos da regulação econômica, visando identificar os parâmetros que governam os objetivos da revisão tarifária. Observou-se que a literatura sobre regulação econômica vem conferindo especial atenção ao problema da assimetria de informações entre a agência reguladora e as firmas reguladas.

Conforme visto, dentro da tarefa de regular, a questão da formação de preços é central, pois envolve aspectos do excedente e sua distribuição entre os agentes. Por esta razão, dentre as atribuições do órgão regulador, destaca-se a tarefa de fixar regras tarifárias que conciliem os interesses dos consumidores e da firma regulada. A função da instituição regulatória de estabelecer tarifas *justas* e garantir a universalidade dos serviços públicos implica, também, superar/minimizar a questão da assimetria de informações entre o agente regulador e a firma regulada, em favor desta última. Isto porque, o regulado tem um conhecimento profundo de sua operação e estrutura de custos, enquanto o regulador não o possui. Deste modo, as decisões tomadas pelo regulador muitas vezes podem se subordinar/restringir ao conjunto de informações fornecidas pelos regulados.

⁴³ No Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária da COMGÁS (2009 – 2013), os seguintes valores foram estabelecidos pela ARSESP: $P_0 = R\$ 0,3052/m^3$; Fator $X = 0,82\%$ e Termo de Ajuste $K = R\$ 0,009638/m^3$ (www.arsesp.com.br, 2009).

No exercício da função de regular um mercado, o agente regulador precisa dispor de instrumentos de mensuração do desempenho dos regulados. Para isso, o ideal seria adicionar ao sistema tarifário vigente mecanismos que ajudassem o regulador a induzir a firma regulada a revelar informações que ele, regulador, necessita para garantir que ela opere de forma eficiente e reparta ganhos de produtividade com o consumidor final.

Assinalou-se também, ao longo deste capítulo, que a continuidade dos investimentos no setor de distribuição de gás natural está, em muito, atrelado ao relacionamento entre regulador e regulado. Neste contexto, o processo de revisão tarifária é de extrema importância, pois seus resultados afetam o equilíbrio econômico-financeiro do setor e a sociedade como um todo. A elevação em excesso das tarifas pode, por um lado, onerar injustamente os consumidores; por outro lado, uma redução excessiva pode reduzir a capacidade de investimentos das empresas e comprometer tanto sua sustentabilidade econômica quanto a qualidade dos serviços no futuro.

Adicionalmente, nesta parte do trabalho, descreveu-se de forma sucinta o processo de revisão das tarifas do setor de distribuição de gás canalizado, tomando por base os contratos de concessão das concessionárias atuantes no mercado de São Paulo. Verificou-se que a revisão tarifária é um processo, previsto nos contratos de concessão, de reposicionamento dos valores das tarifas das distribuidoras de gás canalizado realizada a cada cinco anos. Seu principal objetivo é garantir uma tarifa *justa* para consumidores e concessionárias, e estimular o aumento da eficiência e da qualidade da distribuição de gás canalizado.

O capítulo seguinte, além de examinar o potencial de geração de valor da atividade de distribuição de gás natural canalizado, realça a utilização do EVA® por parte do agente regulador como forma de reduzir a assimetria de informação em relação às empresas concessionárias.

Capítulo 4 – Metodologia e análise de desempenho das distribuidoras de GN

Ao longo deste capítulo examina-se a metodologia do EVA® como forma de contribuir para a redução da assimetria de informação existente entre a agência reguladora estadual e as empresas reguladas distribuidoras de gás natural canalizado no Brasil. Inicialmente, discorre-se sobre as premissas consideradas no cálculo do EVA® das concessionárias; na sequência, examinam-se os resultados encontrados, para em seguida procurar validar o EVA® como instrumento de redução da assimetria informacional entre o órgão regulador e a empresa regulada.

4.1 Premissas assumidas no cálculo do EVA das empresas

As premissas adotadas no cálculo do EVA® das empresas distribuidoras de gás canalizado para o período de 2002 a 2007 referem-se, principalmente, mas não exclusivamente, à forma de cálculo dos três importantes componentes da ferramenta do EVA®: i) Capital Investido (CI); ii) Lucro Operacional Líquido Após Impostos (NOPAT); e iii) Custo de Capital (WACC). Dentre essas premissas, destacam-se:

- no cômputo do Capital Investido (CI), subtraiu-se o Passivo Operacional (passivo não oneroso) do total do Ativo.
- no cômputo do Passivo Operacional (passivo não oneroso), considerou-se o total do Passivo Circulante e de Longo Prazo, subtraído das Contas Empréstimo e Financiamento de Curto Prazo e Longo Prazo.⁴⁴
- no cômputo de Capital Investido (CI) de cada ano, considerou-se o valor médio, isto é, o CI médio foi obtido somando-se o CI do início do ano com o CI do final do ano dividido por 2;
- em relação ao cálculo do Lucro Operacional Líquido após Impostos (NOPAT), deixou-se de lado o resultado não operacional (diferença entre receitas e despesas não operacionais);
- ao Lucro Operacional contábil, adicionou-se a Despesa Financeira Líquida;
- a totalidade (100%) do Caixa e Equivalentes de Caixa (Aplicações Financeiras) foi

⁴⁴ Embora quase todos os passivos sejam, em algum grau, onerosos, separar o componente de juros de certas contas, como fornecedores, raramente justifica o esforço. Além disso, todo o custo de mercadorias e serviços comprados de fornecedores, inclusive a parcela de juros, está refletido ou no custo das mercadorias e serviços vendidos ou nas despesas operacionais. Consequentemente, a empresa é debitada, embora indiretamente, por tais custos financeiros (Young e O'Byrney, 2001).

tratada como ativos não operacionais, o que implicou a consideração de uma dívida líquida. Em contrapartida, receitas de aplicações financeiras do caixa foram eliminadas do NOPAT;

- ainda em relação ao Lucro Operacional Líquido após Impostos (NOPAT), excluiu-se o Resultado de Equivalência Patrimonial. Por coerência, excluiu-se a linha de Investimentos no cômputo do Capital Investido;
- o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) foram recalculados a uma alíquota de 34%, para refletir uma alíquota efetiva de longo prazo,⁴⁵
- em relação ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), considerou-se a o valor aplicado na revisão tarifária da COMGÁS para o período 2004–2008 de 13,66% (ARSESP, 2003), como *proxy* do cálculo do custo de capital de cada empresa, no pressuposto de que essa taxa pode servir como balizador do custo de oportunidade dos investidores do setor de distribuição de gás canalizado.⁴⁶

Buscou-se fazer o mínimo de ajustes em relação ao lucro contábil e ao total do ativo da empresa, seguindo a orientação de Young e O’Borne (2001), que chamam a atenção para os riscos que os analistas correm ao fazer ajustes demasiados em relação a se desviar das regras estabelecidas pelo sistema contábil tradicional. Segundo os autores, as companhias que implantam o EVA® devem ser conservadoras ao fazer os ajustes contábeis. Esse conservadorismo se justifica porque ajustes que aumentem o EVA® podem ser interpretados como defesa de interesse próprio, minando a credibilidade do EVA® aos olhos dos demais *stakeholders* (acionistas, analistas de mercado, diretores, instituições financeiras, imprensa etc.).

⁴⁵ Os 34% representam, aproximadamente, a soma de 25% de IRPJ mais 9% de CSLL.

⁴⁶ A ARSESP estipulou o WACC de 15,59% na revisão do 2º ciclo tarifário para a São Paulo Sul (2004–2008) e 15,06% para Gás Brasileiro (2005–2009) - www.arsesp.gov.br.

4.2 Análise dos resultados da atividade de distribuição de gás canalizado através do EVA®

Partindo-se de um exame criterioso das demonstrações financeiras das principais empresas que atuam na atividade de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, procura-se verificar se o setor criou ou destruiu valor no período compreendido entre 2002 e 2007. O objetivo é constatar se o nível de lucro obtido ao longo desse período foi ou não suficiente para cobrir o custo de oportunidade do capital investido nas empresas. Para isso, utiliza-se a metodologia do EVA®, métrica de desempenho econômico que indica o montante de lucro do negócio ao levar em conta o custo de oportunidade do acionista, associado ao montante de capital empregado.

Para efeito de análise, utilizou-se uma amostra constituída pelas empresas Comgás, CEG, CEG Rio, Bahiagás e Compagás, que juntas representaram cerca de 74% do segmento brasileiro de distribuição de gás natural e 85% da região Sudeste, em fins de 2008 (Tabela 2).

Tabela 2. Lista das empresas analisadas
Vendas de gás por distribuidoras em milhares de m³
(Média mensal entre jan./2008 a dez/2008)

<u>Empresa</u>	<u>Volume</u>	<u>Particip.</u>
Comgás	14.281	34,6%
CEG	8.462	20,5%
CEG Rio	9.144	22,1%
Bahiagás	3.469	8,4%
Compagás	1.294	3,1%
Total	36.660	73,9%

Fonte: Elaboração própria baseada em dados da Rev. Brasil Energia, Fev. 2009.

O resultado econômico da atividade de distribuição de gás natural medida segundo o método do EVA®, no período de 2002 a 2007, é mostrado na Tabela 3, tanto em uma base anual quanto de forma acumulada.

Tabela 3: Valores do EVA®

(Em milhares de Reais)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Comgás - no ano	-6.956	-26.893	100.844	155.024	241.388	243.089
acumulado	-6.956	-33.849	66.995	222.019	463.407	706.496
Bahiagás - no ano	24.220	28.771	14.217	28.526	20.390	29.395
acumulado	24.220	52.991	67.208	95.734	116.124	145.518
CEG - no ano	5.597	19.655	13.759	12.415	3.435	10.667
acumulado	5.597	25.253	39.012	51.427	54.862	65.530
CEG RIO - no ano	16.091	15.566	21.923	15.362	7.671	11.354
acumulado	16.091	31.657	53.580	68.942	76.612	87.967
Compagás - no ano	-5.364	5.934	-8.464	-8.321	18.594	26.398
acumulado	-5.364	570	-7.894	-16.215	2.379	28.777
Total - no ano	33.588	43.034	142.279	203.006	291.477	320.903
Total - acumulado	33.588	76.622	218.901	421.907	713.384	1.034.287

Fonte: Elaboração própria baseada nos balanços divulgados pelas empresas para os anos de 2002–2007.

A análise dos EVAs® calculados indica números positivos, acumulados no período de 2002 a 2007, de aproximadamente R\$ 1.034 milhões, mostrando, portanto, uma significativa geração de valor no período analisado. Ou seja, o Lucro Operacional Líquido auferido pelas concessionárias foi superior ao Encargo de Capital.

Examinando de forma consolidada, verifica-se que o setor como um todo apresentou EVAs® positivos e crescentes ao longo do período de análise. Individualmente, a concessionária Comgás apresentou EVAs® negativos nos dois primeiros anos (2002 e 2003), passando a gerar valor a partir de 2004. A Compagás conseguiu somente no ano de 2006 reverter uma tendência de destruição de valor, passando a gerar EVAs® positivos e contínuos a partir desse ano.

No ano mais recente da amostra, o exercício de 2007, a geração consolidada de valor para o grupo de empresas analisado foi positiva em cerca de R\$ 321 milhões. Constata-se uma expressiva melhoria de desempenho das empresas do segmento de distribuição de gás a partir

do ano de 2004, sendo que todas as empresas da amostra apresentaram EVAs® positivos e crescentes no ano de 2006 e 2007, com destaque para Comgás e Bahiagás⁴⁷.

A Tabela 4 destaca o impacto do capital investido e do custo de capital na obtenção de resultados favoráveis, em função de a indústria de distribuição de gás canalizado demandar elevados investimentos em ativos fixos, combinados com um ambiente de altas taxas de juros como as verificadas nesse período no Brasil. A tabela mostra, também, a evolução do capital investido das companhias distribuidoras, passando de R\$ 2,2 bilhões em 2002 para R\$ 3,9 bilhões em 2007, com crescimento médio de 12,3% ao ano. O NOPAT, por sua vez, mostrou crescimento anual expressivo de 20,7%, passando de R\$ 334 milhões em 2002 para R\$ 857 milhões em 2007.

Tabela 4. Desdobramento do EVA® consolidado
(Em milhares de Reais)

(Dados consolidados do grupo de distribuidoras da amostra representando 74% do mercado)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
NOPAT	334.125	375.468	546.312	657.019	784.387	857.714
Capital Investido Médio	2.200.123	2.433.633	2.957.783	3.323.667	3.608.418	3.929.805
Custo de Capital	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%
Encargo de Capital	300.537	332.434	404.033	454.013	492.910	536.811
EVA no Ano	33.588	43.034	142.279	203.006	291.477	320.903
EVA Acumulado	33.588	76.622	218.901	421.907	713.384	1.034.287

Fonte: Elaboração própria baseada nos balanços divulgados pelas empresas para os anos de 2002–2007.

Uma empresa economicamente rentável deve apresentar retornos iguais ou superiores ao mínimo exigido pelo acionista, que leva em conta o risco do negócio na sua seleção de investimentos. A Tabela 5 apresenta o EVA® expresso na forma percentual como sendo a diferença (*spread*) entre o ROIC (Retorno sobre o Capital Investido) e o WACC (Custo Médio Ponderado de Capital). Constata-se uma tendência favorável de aumento positivo dos *spreads* ao longo do tempo. Observa-se que, nos dois primeiros anos da amostra, o EVA® apresentou valores modestos de 1,5% e 1,8%. A partir de 2004, seguiu positivo em 4,8%, atingindo 8,2% em 2007.

⁴⁷ O valor do EVA® de 2008 (ano fora do período de análise do presente estudo) atingiu R\$ 334,7 milhões com a seguinte distribuição: Comgás R\$ 247,8 milhões; Bahiagás R\$ 31,7 milhões; CEG R\$ 3,1 milhões; CEG RIO R\$ 42,7 milhões e Compagás R\$ 9,4 milhões.

Tabela 5. EVA® e ROIC

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ROIC (1)	15,2%	15,4%	18,5%	19,8%	21,7%	21,8%
WACC (2)	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
EVA (1-2)	1,5%	1,8%	4,8%	6,1%	8,1%	8,2%

Fonte: Elaboração própria com base nos balanços divulgados pelas empresas para os anos de 2002–2007.

A análise do desempenho econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de gás canalizado, com base na metodologia do EVA®, revela para o agente regulador uma forte propensão à geração de valor ao longo do período analisado. Um processo eficiente de revisão tarifária, visando obter a modicidade tarifária e o equilíbrio econômico-financeiro do setor, deveria contemplar a transferência do valor criado pelas concessionárias, dado pela diferença positiva entre ROIC e WACC, para o consumidor final, na forma de redução de tarifa. Conforme salientado, em 2007 o EVA ® atingiu 8,2%, equivalente a R\$ 321 milhões no ano, e a um montante de R\$ 1.034 milhões acumulados no período analisado⁴⁸.

A análise da atividade de distribuição de gás natural canalizado, tomando por base a metodologia do EVA, torna-se relevante para a agência regulada na medida em que reduz a assimetria de informação em relação às empresas reguladas. Tal análise permite ao órgão regulador verificar, em um primeiro momento, a existência ou não de geração de valor por parte das empresas. A partir desta constatação, sua preocupação é verificar como refletir a criação/destruição de valor na determinação da tarifa por ocasião do período de revisão tarifária.

4.3 Redução da assimetria informacional por meio do EVA®

A assimetria de informações entre o regulador e o regulado, em favor do último, agrava-se na medida em que o regulador não dispõe de mecanismo eficiente de mensuração do desempenho dos regulados. O EVA® pode constituir-se num mecanismo formal a ser utilizado pelas agências reguladoras estaduais para medir o esforço das empresas reguladas, com vistas a atingir o equilíbrio econômico-financeiro, traduzido em criação ou destruição de valor e que deve ser compartilhado com o consumidor final, a fim de garantir a modicidade tarifária.

⁴⁸ Em 2008 o ROIC foi de 19,7% proporcionando um EVA® de 6,1%, dado um WACC de 13,7%.

A inclusão do EVA® no processo de revisão tarifária da atividade de distribuição de gás natural canalizado induz a empresa regulada a revelar informações que o regulador necessita para apurar de forma precisa o seu desempenho econômico-financeiro, reduzindo assim a assimetria de informações entre ambos. De posse dessas informações, a agência reguladora terá meios de aconselhar a empresa regulada a tomar decisões que gerem valor e, conseqüentemente, reparti-lo com o consumidor final, contribuindo para o aumento do bem-estar social. A consolidação das informações de cada empresa auxiliará o órgão regulador na formulação de políticas públicas, pois permite verificar se o setor de distribuição de gás canalizado como um todo gera ou destrói valor para a sociedade e que medidas devem ser tomadas para garantir o crescimento sustentável do setor.

Uma rentabilidade adequada dos investimentos é condição fundamental para garantir a sustentabilidade de um setor da economia que, neste caso, é a atividade de distribuição de gás natural canalizado brasileiro. O desempenho de cada empresa do setor é afetado por determinados fatores críticos, chamados direcionadores de valor (ou EVAs *drivers*), que proporcionam conexão direta entre decisões financeiras e o valor da empresa, oferecendo o enfoque adequado para a gestão voltada à geração de valor ao acionista. Neste contexto, torna-se imperioso o agente regulador conhecer os direcionadores de valor do setor de distribuição de gás canalizado.

A análise das informações pertinentes aos direcionadores de EVA® das empresas concessionárias pode abranger três etapas, a saber: *a)* identificação de ações para gerar valor para cada empresa regulada; *b)* desdobramento da rentabilidade auferida por cada empresa; e *c)* exame dos componentes do EVA. Estas etapas são descritas a seguir.

i) Ações geradoras de valor

A remuneração sobre o capital investido deve considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos, devendo corresponder, no mínimo, ao custo de oportunidade do capital do investidor. Conforme já mencionado, o EVA pode ser definido como igual ao *spread* entre o ROIC e o WACC, multiplicado pelo valor do capital investido, conforme a equação abaixo:

$$\text{EVA} = (\text{ROIC} - \text{WACC}) \times \text{capital investido} \quad (\text{F.11})$$

Examinando esta fórmula, pode-se perceber que o EVA aumenta, ocorrendo criação de valor, quando são atendidas quaisquer uma das seguintes condições:

a) Crescimento lucrativo

A empresa regulada só deve implantar projetos de investimento cujo retorno seja superior ao custo de capital. Os projetos devem se justificar, por exemplo, não só pelo aspecto estratégico da garantia de suprimento de gás, afastando o perigo de um possível déficit energético, mas, também sob a ótica da geração do valor, ou seja, o retorno sobre o capital a ser investido nos projetos selecionados pelas empresas reguladas deve ser superior ao custo de capital da empresa.

A função social do órgão regulador, determinada pela busca de uma tarifa *justa* que não comprometa a saúde financeira das empresas reguladas, precisa ser cumprida e gerenciada sem deixar de lado a mentalidade de austeridade no uso do capital e a procura por oportunidades de investimentos que gerem retornos superiores ao custo de oportunidade dos acionistas.

O uso do EVA® por parte do regulador para apurar o desempenho das empresas reguladas permite verificar se elas estão auferindo retornos (ROIC) superiores / inferiores ao custo do capital empregado (WACC), e, portanto, se as decisões de investimento de capital estão ocorrendo de forma correta.

Quando se espera que um dado investimento proporcione retorno maior do que o WACC, há a expectativa da criação de valor. Mesmo que haja a expectativa de uma estratégia de crescimento que leve a redução do ROIC, haverá criação de valor, desde que o ROIC incremental exceda o WACC.

b) Eliminação de atividades destruidoras de valor

O capital investido em uma empresa decresce quando uma unidade de negócio ou divisão é vendida ou desativada. Entretanto, se a redução no capital for mais que compensada pelo aumento do *spread* entre ROIC e o WACC, o EVA® cresce.

c) Redução do custo de capital

A empresa regulada deve ser estimulada a captar recursos a taxas menores que as vigentes e a modificar a sua estrutura de capital de forma a obter um *mix* de capital de terceiros e capital próprio que gere um WACC menor. Neste aspecto, Alencar e Broedel (2008) apontam uma forte relação entre a redução de custo de capital próprio nas empresas brasileiras e o aumento da transparência. Uma melhor governança leva as empresas a captar recursos mais baratos por meio de emissão de ações.

d) Práticas de Governança Corporativa

Ser mais transparente e ter os interesses mais alinhados entre acionistas, conselho de administração e principais executivos tende a reduzir o custo de captação de recursos das companhias, contribuindo para a diminuição do risco de se investir na empresa e, conseqüentemente, aumentando o seu valor de mercado. A governança corporativa concretiza a efetiva separação entre propriedade e gestão, imunizando a empresa quanto aos problemas de agência, isto é, os riscos trazidos por pessoas que recebem delegação para gerir o negócio.

ii) Desdobrando a rentabilidade da empresa regulada

O regulador pode, por meio do uso do modelo *DuPont*, verificar os direcionadores de rentabilidade de cada concessionária. Este modelo mostra o retorno do negócio de cada empresa regulada como a combinação de margem operacional e giro do capital empregado, conforme expresso na fórmula abaixo.

$$\text{ROIC} = \text{Margem NOPAT} \times \text{Giro do Capital Investido} \quad (\text{F.12})$$

Onde,

$$\text{Margem NOPAT} = \text{NOPAT} / \text{Vendas Líquidas} \quad (\text{F.13})$$

$$\text{Giro do Capital Investido} = \text{Vendas Líquidas} / \text{Capital Investido} \quad (\text{F.14})$$

A análise *DuPont* utiliza dados extraídos dos demonstrativos financeiros das empresas, e é uma abordagem interessante, pois envolve uma desagregação do ROIC, produzindo *insights* importantes referentes as fontes do EVA®. Cabe lembrar que o ROIC é uma medida de rentabilidade operacional, uma vez que o numerador (NOPAT) mede o que seria lucro da empresa se todos os seus ativos tivessem sido financiados com capital próprio. Desse modo, o NOPAT neutraliza a influência do financiamento dos ativos sobre o lucro. Nesse sentido, ele mede a lucratividade dos ativos líquidos da empresa, independentemente da forma como são financiados. Como mostra a equação 12, o ROIC pode ser desagregado em dois elementos: a margem NOPAT e o giro do capital investido. A Tabela 6 mostra o ROIC consolidado das concessionárias analisadas no período de 2002 a 2007, desdobrado em margem NOPAT e giro do capital investido.

Tabela 6: Retorno sobre o Capital Investido (ROIC = Margem x Giro)
(Em milhares de Reais)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Vendas Líquidas	2.620.978	3.936.781	4.535.345	4.885.054	5.467.750	6.003.153
NOPAT	334.125	375.468	546.312	657.019	784.387	857.714
Capital Médio Investido	2.200.123	2.433.633	2.957.783	3.323.667	3.608.418	3.929.805
Margem NOPAT (1)	12,7%	9,5%	12,0%	13,4%	14,3%	14,3%
Giro do Capital (2)	1,19	1,62	1,53	1,47	1,52	1,53
ROIC (1 x 2)	15,2%	15,4%	18,5%	19,8%	21,7%	21,8%
WACC	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
EVA (ROIC - WACC)	1,5%	1,8%	4,8%	6,1%	8,1%	8,2%

Fonte: Elaboração própria baseada nas demonstrações financeiras divulgadas pelas empresas para os anos de 2002–2007.

A abertura do ROIC das distribuidoras permite verificar como o EVA® é impactado pela margem e pelo giro do negócio. Enquanto a margem NOPAT tem crescido de forma contínua ao longo do tempo, atingindo 14,3% em 2007, o giro do negócio, após um período volátil, atingindo 1,47 em 2005, mostrou uma evolução para 1,53 no ano de 2007. Pelos resultados se vê que o negócio de distribuição de gás teve lucratividade crescente a partir de 2004. Em relação à eficiência na administração dos ativos, verifica-se uma ligeira evolução, também a partir de 2004. Esta tendência favorável deve ser revertida em prol da modicidade tarifária.

iii) exame dos componentes do EVA

O desdobramento do EVA® e do ROIC não pára na equação 12. A margem de lucro e o giro dos ativos também podem ser desagregados. No caso da margem NOPAT, podemos calcular os componentes de despesas como: custo das mercadorias e produtos vendidos; despesas de vendas, administrativas, gerais; impostos; depreciação; e despesas com pessoal como um percentual de vendas. A análise desses indicadores, ao longo de um período de tempo, pode revelar fontes importantes de melhoria ou deterioração na margem de lucro de uma concessionária, e, conseqüentemente, no setor como um todo.

O giro do capital investido também pode ser desmembrado. O giro dos ativos fixos mede a eficiência dos ativos de longo prazo da empresa em produzir vendas. Os demais indicadores de giro, normalmente mensurados em dias, fornecem uma perspectiva sobre a gestão do capital de giro (prazo médio de estocagem, prazo médio de recebimento e prazo médio de pagamento).

De acordo com a estrutura do modelo *DuPont*, a melhoria em qualquer um dos seus componentes se traduz em um ROIC mais elevado e, conseqüentemente, em maior EVA®. A

Figura 7 mostra um resumo dos principais elementos do EVA que contribuem para a geração ou destruição de valor da empresa.

Figura 7. Direcionadores de EVA

Fonte: Ching, Marques e Prado (2007), adaptado pelo autor

Onde:

Custos = custo dos produtos vendidos

Despesas Operacionais = despesas com vendas, gerais, administrativas e depreciação

CGL = capital de giro líquido (ativo circulante menos passivo circulante)

Permanente = imobilizado (terrenos, prédios, máquinas, equipamentos etc), intangível e diferido

R_E = custo do capital próprio

R_D = custo do capital de terceiros

R_{WACC} = custo médio ponderado de capital

I. R. / C.S = imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

NOPAT = net operating profit after taxes (lucro líquido operacional)

Verifica-se, portanto, que a incorporação da metodologia do EVA®, uma vez conhecidos os direcionadores de EVA, pode, além de reduzir a assimetria informacional, trazer outros benefícios ao processo de revisão tarifária, identificando ações que contribuam para o equilíbrio econômico-financeiro, a geração de valor, a modicidade tarifária, e conseqüentemente o aumento do bem-estar da sociedade.

4.4 Considerações Finais

O órgão regulador, no exercício da tarefa de regular, visa propiciar o equilíbrio econômico-financeiro da atividade regulada e garantir a modicidade tarifária. A redução da assimetria de informação entre regulador e regulado auxilia no alcance desses objetivos. Nesta parte do estudo, examinou-se a eficácia da metodologia do EVA® com vistas a reduzir a assimetria de informação existente entre a agência reguladora estadual e as empresas reguladas distribuidoras de gás natural canalizado no Brasil.

Inicialmente, procurou-se destacar as premissas assumidas no cálculo do EVA®. Em seguida, partindo-se de um exame criterioso das demonstrações financeiras das principais empresas que atuam na atividade de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, e com o auxílio da metodologia do EVA®, verificou-se que o setor como um todo criou valor no período compreendido entre 2002 e 2007.

A geração de valor acumulada no período de análise (2002 – 2007) pelas empresas participantes da amostra foi da ordem de R\$ 1.034 milhões, mostrando que elas obtiveram retornos sobre o capital investido superiores ao custo do capital empregado, validando, portanto, o equilíbrio econômico-financeiro do setor. A preocupação do órgão regulador se volta agora para o atendimento da modicidade tarifária, isto é, como direcionar a geração de valor em prol do consumidor final na forma de redução tarifária, contribuindo, assim, para o aumento do bem-estar social.

A análise de EVA® não só verifica se o setor gera ou destrói valor, mas também contribui para a redução da assimetria de informação, além de identificar os direcionadores de geração de valor da atividade de distribuição de gás canalizado. Estes direcionadores apontam para cada empresa as ações que devem ser tomadas para melhorar a rentabilidade do negócio, seja através de decisões que aumentem a lucratividade da empresa ou que melhorem a eficiência na administração dos ativos. Pensando no setor como um todo, os direcionadores de valor ajudam a agência reguladora a exercer a prática da regulação ao visualizarem caminhos para garantir o desenvolvimento sustentável da atividade de distribuição de gás natural canalizado. Naturalmente, o conhecimento desses direcionadores por parte da agência reguladora reduz a assimetria informacional em relação às concessionárias.

O cálculo do EVA® baseia-se, inicialmente, antes dos ajustes, nos demonstrativos financeiros das empresas devidamente auditados por empresas independentes de auditoria, conferindo fidedignidade as informações a serem examinadas pelo órgão regulador.

O EVA®, desta forma, pode constituir-se em mecanismo formal a ser utilizado pelas agências reguladoras estaduais para medir o desempenho econômico-financeiro dos regulados, e a reduzir a assimetria de informação em relação às empresas reguladas. A próxima e última seção do presente estudo sintetiza as conclusões, além de trazer proposições para novos estudos.

Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo contribuir com a estruturação de uma metodologia que auxiliasse na redução da assimetria de informação existente entre as agências reguladoras estaduais e as empresas reguladas do setor de distribuição de gás natural canalizado no Brasil. Neste sentido, verificou-se que a incorporação de uma metodologia que contemple a análise de geração de valor como sendo a melhor *proxy* do desempenho operacional das concessionárias distribuidoras de gás natural pode reduzir essa assimetria informacional quanto ao real desempenho das empresas reguladas. Tal incorporação visa facilitar a tarefa do órgão regulador no processo de revisão tarifária das distribuidoras de gás natural canalizado, quando deve ser observada, entre outros aspectos, a situação de equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas, sem perder de vista a garantia de modicidade tarifária possível frente ao também necessário retorno do negócio.

Para esse fim, o trabalho sugeriu a incorporação da metodologia do EVA® no processo de revisão tarifária da atividade de distribuição de gás natural canalizado, por se tratar de metodologia que permite ao regulador avaliar a geração de valor do setor e reduzir a assimetria informacional em relação às empresas concessionárias.

Com efeito, verificou-se que a utilização desta metodologia contribui para identificar e facilitar o repasse de eventuais excessos de geração de valor, por parte das concessionárias, ao consumidor final, em benefício do bem-estar da sociedade e da meta de modicidade. Ela amplia a visão do órgão regulador sobre a situação econômico-financeira do regulado, permitindo à agência reguladora identificar os direcionadores de valor de cada empresa participante do mercado e, conseqüentemente, do setor de distribuição de gás natural canalizado como um todo.

Este estudo, primeiramente, trouxe uma revisão teórica, abordando o conceito de criação de valor e de gestão baseada em valor, da importância da geração de valor para o aumento do bem-estar social e de como se estrutura a mensuração de desempenho de uma empresa através da metodologia de valor econômico agregado. Observou-se que um paradigma fundamental da gestão baseada em valor é que as empresas que auferem taxas de retorno superiores aos seus custos de capital criam valor para o acionista, enquanto as que não o conseguem, destroem valor. Por conseguinte, para sustentar o processo de criação de valor, o desempenho

da gestão da empresa deve ser medido e recompensado, utilizando-se métricas que possam ser associadas à geração de valor para os investidores.

A metodologia do EVA®, ao se basear na noção de lucro econômico, considera que a riqueza é criada apenas quando a empresa cobre todos os seus custos operacionais, além do custo do capital empregado no negócio. Essa metodologia se integra a uma abordagem empresarial mais ampla, baseada em valor, para servir à gestão do negócio, atuando como o referencial central de um processo de implantação de estratégias. Desta forma, os administradores, ao formular a estratégia de uma organização, deveriam fazê-lo com o objetivo de maximizar os EVA®s futuros da empresa, seja ela pública ou privada. Assim, a metodologia do EVA®, vista de uma perspectiva mais ampla, converge com o conceito de gestão baseada em valor.

Na primeira parte do estudo, enfatizou-se que os gestores criam valor para o acionista ao empreender investimentos que gerem um retorno maior do que o custo para a empresa levantar o capital. Ao fazer isso, há um benefício adicional à sociedade. A competição entre empresas por fundos que financiam seus investimentos atrai o capital aos melhores projetos, e a economia como um todo se beneficia, na medida em que os recursos disponíveis são alocados ao seu uso mais produtivo, resultando em mais bens, serviços e empregos. Conseqüentemente, quanto maior a eficácia no uso e no gerenciamento de recursos, mais fortes o crescimento econômico e a taxa de melhoria no padrão de vida das pessoas na sociedade.

O conceito de geração de valor através do EVA® pressupõe uma relação positiva entre resultado e custo de capital. Deste modo, o EVA® consiste no lucro operacional após o imposto de renda menos o custo do capital empregado na operação. De acordo com a metodologia do EVA®, o resultado da empresa somente adiciona valor aos acionistas quando é capaz de remunerar seu custo de oportunidade – o retorno mínimo esperado em função do risco assumido – e o custo dos empréstimos obtidos com terceiros. Caso contrário, a empresa não terá oferecido a seus proprietários nenhum lucro extra, além do que seria obtido com ativos financeiros de risco semelhante. Assim, o valor do EVA® mostra o desempenho de uma empresa ou segmento de mercado em termos de geração de lucros operacionais em um dado um período, levando-se em conta a quantia de capital investida na geração desses lucros.

Na etapa subsequente, este trabalho analisou a fonte de energia e a cadeia na qual se insere a indústria de distribuição de gás natural. Assim, a *commodity* gás natural foi reconhecida como fonte de energia de múltiplos usos, sendo utilizado nas áreas industrial, transporte, comercial, residencial, geração de eletricidade e petroquímica, com implicações relevantes na formulação da política energética brasileira. A evolução do gás natural na matriz energética brasileira, visto que sua participação como fonte primária de energia aumentou de 2,7% em 1987 para 10,2% em 2008, foi também um dos pontos destacados por este trabalho que, tendo exposto esse tema, discorreu em seguida sobre a verticalização da cadeia produtiva do GN no Brasil, com ênfase na atividade de distribuição.

Numa perspectiva histórica, é importante frisar que a difusão da indústria de gás natural no mundo foi tradicionalmente dificultada pela concorrência de outros energéticos e pelos custos elevados do transporte. Entretanto, os choques do petróleo da década de 1970 desencadearam um processo de profundas transformações dos mercados energéticos internacionais, abrindo espaço para o GN assumir novo papel nestes mercados. A necessidade de se reduzir a dependência do petróleo favoreceu o crescimento do GN na matriz energética mundial na passagem para o século XXI. Esta reorientação contemplou a busca e o desenvolvimento de novas reservas de gás, visando reduzir o nível de dependência do petróleo importado. As políticas de substituição de petróleo resultaram no crescimento do GN na matriz energética mundial, dando início ao deslocamento progressivo do papel central assumido pelo petróleo no século XX.

Apesar dos avanços, a indústria de GN no Brasil pode ser considerada incipiente se comparada a outros países de indústria mais tradicional e madura. Até pouco tempo, o mercado brasileiro era caracterizado pela presença de uma única empresa estatal (Petrobras), que operava de forma verticalizada em toda a cadeia do gás, do *upstream* ao *downstream*. No que se refere à atividade de distribuição e comercialização de gás natural, a Petrobras se faz fortemente presente. A regulação vigente define que a atividade de distribuição de gás nacional ou importado é monopólio dos estados federativos, podendo ser concedida, por meio de licitação, a empresas privadas, legalmente constituídas para a realização dessa tarefa. A Petrobras possui participação significativa em 19 das 25 distribuidoras existentes no país.

A previsão de uma expressiva oferta de gás para a próxima década, decorrente, especialmente, da aceleração da exploração das Bacias de Santos e do Espírito Santo e das

recentes descobertas da região do pré-sal, sugere a necessidade de se trabalhar mais intensamente no desenvolvimento desse mercado. Nesse sentido, o estabelecimento de uma regulamentação que estimule a concorrência ao longo de toda a cadeia do setor é um fator crítico. Do ponto de vista de novos entrantes em qualquer segmento da cadeia do gás natural, a Petrobras ainda é vista como concorrente muito forte, que neutraliza as chances de formação de um mercado de gás de livre concorrência.

Na terceira parte do estudo foram apresentados os princípios teóricos dos mecanismos da regulação econômica, visando identificar os parâmetros que governam os objetivos da revisão tarifária. Observou-se que a literatura sobre regulação econômica tem dado especial atenção ao problema da assimetria de informações entre a agência reguladora e as firmas reguladas, pois um argumento comum utilizado para justificar a existência da atividade de regulação em um setor da economia é a necessidade de corrigir falhas de mercado decorrentes de assimetrias de informação.

Na tarefa de regular, a questão da formação de preços é central, pois envolve aspectos do excedente e sua distribuição entre os agentes. Por esta razão, dentre as atribuições do órgão regulador, destaca-se a tarefa de fixar regras tarifárias que conciliem os interesses dos consumidores e da firma regulada. A função da instituição regulatória de estabelecer tarifas *justas* e garantir a universalidade dos serviços públicos implica em superar a questão da assimetria de informações entre o agente regulador e a firma regulada em favor da última. Isto porque o regulado tem um conhecimento profundo de sua operação e estrutura de custos, enquanto o regulador não conta com tais informações. Significa que as decisões tomadas pelo regulador muitas vezes podem se subordinar ao conjunto de informações fornecidas pelos regulados.

No exercício da função de regular um mercado, o agente regulador precisa dispor de instrumentos de mensuração do desempenho dos regulados. Para isto, o ideal seria adicionar ao sistema tarifário vigente, mecanismos que ajudassem o regulador a induzir a firma regulada a revelar as informações que ele, regulador, necessita para garantir que a empresa regulada opere de forma eficiente e reparta ganhos de produtividade com o consumidor final.

Percebe-se que a continuidade dos investimentos no setor de distribuição de gás natural depende sobremaneira do relacionamento entre regulador e regulado, sendo de extrema

importância o processo de definição e execução da metodologia de revisão tarifária. Entende-se que a revisão das tarifas é um tema crucial, uma vez que seus resultados produzem reflexos em toda a sociedade. A elevação exagerada das tarifas pode, por um lado, onerar injustamente os consumidores. Por outro, uma redução excessiva pode reduzir a capacidade de investimentos das empresas e comprometer tanto sua sustentabilidade econômica quanto a qualidade dos serviços no futuro.

Examinando-se a sistemática do processo de revisão das tarifas do setor de distribuição de gás canalizado, com base nos contratos de concessão das concessionárias atuantes no mercado do Estado de São Paulo, observa-se que o regime tarifário do tipo preço-teto escolhido pela agência reguladora revela a sua preocupação com a sustentação do equilíbrio econômico-financeiro do setor, com a modicidade tarifária, e também com o incentivo à eficiência e redução de custos.

Na quarta parte do estudo, realizou-se uma avaliação do desempenho econômico-financeiro da atividade de distribuição de gás natural canalizado no mercado brasileiro, com o auxílio do EVA®. Após analisar uma amostra representativa de aproximadamente 74% do total desse mercado, englobando praticamente 85% do mercado da região Sudeste do país, chegou-se a resultados que mostram que, no período acumulado de 2002 a 2007, as empresas do setor obtiveram uma geração de valor, calculada de acordo com a metodologia do EVA, de aproximadamente R\$ 1.034 milhões. No ano mais recente da amostra, 2007, a geração de valor consolidada para o grupo de empresas analisado foi de cerca de R\$ 321 milhões. Todas as empresas da amostra apresentaram EVAs® positivos e crescentes a partir do ano de 2006. Uma vez verificado que as concessionárias de distribuição de gás natural canalizado geraram valor significativo ao longo do período analisado, entende-se que uma revisão tarifária *justa* deveria contemplar o deslocamento de parte desse valor criado para a sociedade na forma de redução das tarifas praticadas.

A assimetria de informações entre o regulador e o regulado, em favor deste último, agrava-se na medida em que o regulador não dispõe de um mecanismo eficiente de mensuração do desempenho dos regulados. Assim, a criação de uma metodologia de revisão tarifária com base no EVA® induz a empresa regulada a revelar as informações que o órgão regulador necessita para apurar o seu desempenho econômico-financeiro. Ademais, a adoção dessa metodologia estimula a empresa a gerar valor, e sua repartição com o consumidor final

contribui para o aumento do bem-estar social. Dessa forma, o EVA® pode ser um mecanismo formal a ser utilizado pelas agências reguladoras estaduais para medir o desempenho econômico-financeiro dos regulados e reduzir a assimetria de informação em relação às empresas reguladas.

A incorporação do EVA® no processo de revisão tarifária pode, portanto, contribuir para o alcance da modicidade tarifária, na medida em que excessos de EVAs® sejam repartidos com a sociedade via redução de tarifa. A adoção do EVA® pode ocorrer ao final do período do ciclo tarifário, e também anualmente, por ocasião do ajuste da Margem Máxima das concessionárias.

Para que o regulador exerça uma regulação eficiente, objetivando manutenção da prestação do serviço com qualidade, preço razoável e condições de operação em ambiente competitivo, é necessária a existência de uma base de informações. Entretanto, a obtenção das informações ocorre mediante custos: quanto maior a assimetria de informações entre agentes, mais custoso o processo de acesso às informações relevantes e, conseqüentemente, mais custosa a regulação para o agente regulador setorial. A incorporação da metodologia do EVA® no processo de revisão tarifária permite a redução da assimetria de informação, contribuindo para reduzir os custos da atividade de regulação.

A adoção da metodologia do EVA® permite conhecer os direcionadores de EVA®s, isto é, os direcionadores de geração de valor, auxiliando a agência reguladora na identificação de ações que contribuam para o equilíbrio econômico-financeiro do setor e também para a criação de valor, modicidade tarifária e, conseqüentemente, o aumento do bem-estar da sociedade. Várias ações podem contribuir para a consolidação do atual quadro do setor de distribuição de gás natural canalizado em direção a uma crescente e sustentável geração de valor. Recomenda-se, por exemplo, incrementar o volume de gás transacionado de forma a aumentar a receita e, conseqüentemente, incrementar o giro sobre o capital investido, aumentando a rentabilidade do setor. Ainda que essa recomendação leve à diminuição do EVA® no curto prazo, em função de eventuais investimentos requeridos para a concretização das metas de ampliação do volume transacionado, é possível esperar que no médio e longo prazo, esta medida proporcione as condições necessárias para o aumento sustentável da geração de valor no setor brasileiro de distribuição de gás natural canalizado.

Dentre outras recomendações para a gestão da geração de valor nas empresas do segmento de distribuição de gás natural canalizado destacam-se: *a)* trabalhar no perfil das dívidas das empresas, buscando reduzir o custo de capital fortemente influenciado pela atual política de elevadas taxas de juros no país; *b)* buscar linhas de crédito especiais internas ou externas; *c)* trabalhar pela redução da carga tributária, visando melhorar as margens do setor; *d)* trabalhar pela aceleração na monetização das reservas da bacia de Santos e importação do GNL para garantir o suprimento do gás em função do crescente aumento da demanda; *e)* lutar pelo aperfeiçoamento do atual arcabouço regulatório para o gás, que contemple a estabilidade de regras e o fortalecimento do regulador para mitigar ingerências conjunturais.

Sobre o objetivo principal proposto, pode-se dizer que foi alcançado, visto que foi abordada a questão central, considerada como cerne deste estudo no capítulo introdutório:

- A incorporação da metodologia do EVA® no processo de revisão tarifária permite ao regulador avaliar o desempenho de cada firma regulada em termos de geração de valor, reduzindo a assimetria informacional entre concessionárias e agência reguladora, bem como facilita repassar aos consumidores eventuais excessos de geração de valor, na forma de redução da tarifa de gás natural canalizado, em benefício da sociedade?

A garantia da continuidade das inversões no setor de gás natural canalizado decorre do convívio entre órgão regulador e empresas reguladas, sendo de extrema importância o processo de definição e execução da metodologia de revisão tarifária. Observou-se que a atividade de distribuição de gás canalizado no Brasil tem criado valor, apresentando equilíbrio econômico-financeiro. Neste sentido, uma das preocupações dos órgãos reguladores deveria ser a de como distribuir o excedente para o consumidor final, favorecendo a modicidade tarifária.

É importante dizer que o presente trabalho não teve, em momento algum, a pretensão de ser exaustivo e abranger todas as nuances do processo de revisão tarifária, bem como o comportamento das firmas reguladas e dos agentes reguladores. Estas restrições, entretanto, não comprometem a validade dos resultados aqui encontrados. Ao longo de seu desenvolvimento, foram levantadas diversas questões que ainda permanecem abertas, deixando, portanto, sugestões para novos estudos que permitam aprofundar esta linha de pesquisa, mencionadas no tópico a seguir.

i) Sugestões para trabalhos futuros

Futuros trabalhos poderão examinar, por exemplo, a aplicação da metodologia do EVA® na área de distribuição de gás natural canalizado de outros países. A abrangência do trabalho poderia ser de ordem regional, englobando países da América Latina, ou comparar a geração de valor nos países do BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China), ou, ainda, examinar a experiência de países mais maduros na indústria do gás natural, como Estados Unidos, Inglaterra e Austrália.

Outra sugestão seria estender a análise de geração de valor para toda a cadeia produtiva do gás natural brasileira, do *upstream* ao *downstream*. Tal estudo possibilitaria identificar a geração de riqueza ao longo de toda a cadeia e, assim, propor ações para tornar a sua distribuição mais uniforme, favorecendo de forma equitativa todos os agentes da cadeia. A utilização da metodologia do EVA® em todos os segmentos da cadeia produtiva do gás natural possibilitaria verificar se a indústria do gás natural gera ou destrói valor para a sociedade. Ademais, a identificação dos direcionadores de EVA®s em cada ponto da cadeia ajudaria a garantir a sustentabilidade da indústria de gás natural como um todo.

Outro estudo seria usar a métrica do EVA para examinar o processo de revisão tarifária em cada Estado brasileiro, considerando as características dos contratos de concessão locais, visando a melhorar o equilíbrio econômico - financeiro e modicidade tarifária.

Outra pesquisa recomendada é a verificação de quanto a adoção de práticas corretas de governança corporativa por parte das empresas reguladas e das agências reguladoras estaduais contribuiria para maior transparência da atividade de regulação e, conseqüentemente, para a redução da assimetria de informação entre os agentes. A adoção de práticas de governança corporativa pelas empresas concessionárias de distribuição de gás natural garantiria maior transparência perante o órgão regulador, e melhor monitoramento das decisões que afetam o desenvolvimento do setor. Estímulos por parte do órgão regulador para que as concessionárias abram seu capital social, passando a ter ações listadas em bolsa de valores, e atinjam, gradativamente, níveis superiores de governança corporativa, favoreceria a existência de uma gestão mais transparente das empresas, e, conseqüentemente, a uma redução da assimetria de informação.

Sugere-se, também, a aplicação da metodologia do EVA® no processo de revisão tarifária e estabelecimento de preços de outros setores regulados da economia brasileira, como energia elétrica, aviação e saúde. Outra possibilidade relevante de estudo futuro seria calcular a geração de valor fazendo uso de outra metodologia, como a do CFROI / TSR (Método do Retorno sobre o Investimento Base Caixa / Retorno total do Acionista).

Outro tema a ser abordado, seria o de verificar outras formas de se conseguir o aumento do bem-estar social, como por exemplo, através do estabelecimento de uma tarifa que auxiliasse na expansão da rede de gasodutos, levando o gás natural para regiões cuja população ainda não tenha acesso aos benefícios oriundos da presença desse energético.

Finalmente, é importante lembrar que o cálculo do custo de capital (WACC), embora seja tema intensamente investigado e consolidado em reconhecidos manuais de finanças, é ainda passível de ampla discussão, não apresentando consenso absoluto. Recomenda-se que algumas questões sejam revisitadas em estudos futuros, como: estimativa do custo de capital para países emergentes, definição do índice de mercado (global ou local), estimativa do risco sistemático (beta) e a determinação do risco-país. Tal estudo permitiria revisar e aperfeiçoar a metodologia atual de cálculo do custo médio ponderado de capital do setor de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, utilizado na revisão tarifária.

ii) Limitações da pesquisa

Quanto à limitação do presente trabalho, cabe observar, conforme destacado na análise previamente realizada, que o EVA® como metodologia de mensuração de valor, gerado por uma concessionária ou pela atividade distribuição de gás canalizado como um todo, retrata uma situação vivida no passado e presente. O simples fato de uma empresa regulada ter apresentado, ao longo do tempo, EVAs® positivos, não garante, necessariamente, que isto ocorra no futuro. Evidentemente, uma retrospectiva de EVAs® positivos e crescentes pode denotar uma tendência favorável em relação ao futuro.

Outra limitação do estudo diz respeito aos ajustes contábeis usados no cálculo do EVA®. Neste trabalho, utilizou-se o menor número de ajustes possíveis, entendendo que isso não comprometeria os resultados. Um estudo futuro poderia considerar um maior número de ajustes, inclusive daqueles classificados como específicos para a área de distribuição de gás natural canalizado na região analisada.

Por fim, espera-se que a análise aqui apresentada contribua para que os formuladores de políticas públicas tomem conhecimento de que contam com ferramentas mais robustas, a exemplo da que foi explorada aqui, e que outras poderão ser desenvolvidas, com o objetivo de tornar a regulação de serviços públicos de rede, que afeta o bem-estar dos indivíduos e da sociedade, uma tarefa menos árdua. É de se esperar que o uso de tais ferramentas contribua para que os nossos gestores públicos compreendam cada vez mais as implicações de suas decisões para o bem-estar dos indivíduos e da sociedade.

Referências Bibliográficas

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL e BIOCOMBUSTÍVEIS, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2008, anuário_ANP_2008.pdf

AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO – ARSESP **Metodologia para revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado**. Agosto, 2003. (Nota Técnica, nº1) Disponível em: <<http://www.arsesp.gov.br>>. Acesso em 30 mai. 2008.

_____. **Metodologia detalhada para o processo de revisão tarifária das concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo**. Fevereiro, 2009. (Nota Técnica, nº RTM/02/2009) Disponível em: <<http://www.arsesp.gov.br>>. Acesso em 01 maio 2009.

_____. **Definição do Termo de Ajustes K 2009 – Aplicação Comgás**. Maio 2009 Disponível em: <<http://www.arsesp.gov.br>>. Acesso em 01 junho 2009.

_____. **Nota Técnica Final, Revisão Tarifária da Comgás, Terceiro Ciclo Tarifário, Estrutura Tarifária**. Maio 2009. Disponível em: <<http://www.arsesp.gov.br>>. Acesso em 01 junho 2009.

ALENCAR, R.C., BROEDEL, A. L. Disclosure and cost of equity in emerging markets. In: 8º Encontro Brasileiro de Finanças, Rio de Janeiro, 2008.

ALLEN, F., PERCIVAL, J. Andar na crista da onda pode ser fácil mas...In: DOMINANDO finanças. São Paulo: Pearson Makron Books, 2001.

ANUATTI NETO, F.; SANTOS, E. M. dos; FERREIRA, D.; PEANO, C. R.. **Desafios da regulação do mercado de gás natural no estado de São Paulo**. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE. Rio de Janeiro. **Proceedings**. Rio de Janeiro: IBP, 2006. p.IBP 1437/1-10.

_____.; PELIN, E. P.; PEANO, C. R. **O Papel do fator x na regulação por incentivos e a conciliação com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro**. São Paulo: FIPE/USP, 2004. Contribuição enviada para ANEEL referente à AP nº 43/2003.

ASSAF NETTO, A. **Finanças Corporativas e valor**. São Paulo: Atlas, 2003.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO – ABEGAS. Disponível em:< <http://www.abegas.gov.br>>. Acesso em 30 mai. 2008.

COMPANHIA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS DA BAHIA – BAHIAGÁS. Disponível em: <<http://www.bahiagas.gov.br>>. Acesso em 28 ago. 2008.

BASTOS, N. Avaliação de desempenho de bancos brasileiros baseada em criação de valor econômico. **Revista de Administração**, São Paulo: FEA/USP, v.34, n3, jul./set.1999.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN – 2008: Ano base 2007. Relatório Preliminar. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2007.

BANCO CENTRAL DO BRASIL – BACEN. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>> Acesso em 16 jun. 2008.

BOLSA DE VALORES MOBILIÁRIOS DE SÃO PAULO – BOVESPA: Disponível em: <<http://www.bovespa.com.br>>.: Acesso em 15 ago.2008.

BECKER, G. S. A Theory of competition among pressure groups for political influence. *Quarterly Journal of Economics* v. 98, Aug. 1983.

BEESELEY, M. E., LITTLECHILD, S. C. The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. . **Journal of Economics**, v. 20, n.3, Aut.1989.

BERG, S.V., TSCHIRHART, J. **Natural Monopoly Regulation: principles and practice**. Cambridge: Cambridge University Press, 1988.

BREALEY, R., MYERS, S. **Principles of corporate finance**. New York: McGraw-Hill, 2003.

CAMACHO, F., ROCHA, K., FIUZA, G. Custo de capital de distribuição de energia elétrica : revisão tarifária 2007 – 2009. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 13, p.231- 268, jun. 2006.

_____. Custo de capital de indústrias reguladas no Brasil. **Revista do BNDES**, n.21, p. 139-163, 2004.

CAMACHO, F. **Regulação da indústria de gás natural no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

RELATÓRIOS ANUAIS Rio de Janeiro: CEG, 2003–2007.

COASE, R. **The Nature of the Firm**. Oxford: Oxford Univ. Pres., 1937.

COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS – COMPAGÁS. Disponível em:
<<http://www.compagas.com.br>>. Acesso em 01 jun 2008.

COPELAND, T., KOLLER, T., MURRIN, J. **Valuation: measuring and managing the value of companies**. New York: John Wiley & Sons, 1995.

COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DE SÃO PAULO – COMGÁS. **Relatório Anual**, 2007. Disponível em:< <http://www.comgas.com.br>>. Acesso em 01 mai. 2008.

COMPANHIA DISTRIBUIDORA DE GÁS DE SÃO PAULO – COMGÁS. Demonstrativos Financeiros de 2002–2007. Disponível em: <<http://www.comgas.com.br>> Acesso em: 01 mai. 2008.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS – CVM. Disponível em:
<<http://www.cvm.com.br>> : Acesso em 15 ago. 2008

DAMODARAN, A. **Investments valuation: tools and techniques for determining the value of any assets**. New York: Wiley, 2002.

_____. **Measuring company exposure to country risk: theory and practice**. New York: Stern School of Business. Working Paper, set. 2003.

EHRBAR, A. EVA: **Valor Econômico Agregado. A verdadeira chave para a criação de riqueza**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

_____. **The real key to creating wealth**. New York: John Wiley & Sons, 1998.

ESTRADA, The cost of equity in emerging markets: a downside risk approach. **Emerging Market Review** . Fall, pp. 19-30, 2000.

_____. The cost of equity in emerging markets: a downside risk approach II. **Emerging Market Review**, Spring, pp. 67-73, 2001.

FIANI, R. **Teoria da Regulação Econômica**: estado atual e perspectivas futuras. Rio de Janeiro: UFRJ-IE, 2001.

GARCIA et al. **Governança corporativa e performance empresarial**: um estudo envolvendo empresas brasileiras com ações negociadas na Bovespa. São Paulo: Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2005.

GOLDBERGER, V. P. Regulation and Administered Contracts. **The Bell Journal of Economics**, v. 7, n.2, pp. 426-448. Autumn, 1976.

GÓMES-LOBO, A., Vargas, M. La Regulación de las Empresas Sanitarias en Chile: una revisión crítica. **Revista Perspectivas**, v. 6, n. 1, pp. 89-109, 2002.

GORDON, M. **The investing, financing, and valuation of the corporation**. Homewood:Irwin, 1962.

GREEN, R., PARDINA, M. **Resetting price controls for privatized utilities**: a manual for regulators. Washington: The World Bank Institute, 1999.

GROUT, P., ZALEWSKA, A The impact of regulation on market risk .**Journal of Financial Economics**, v.80, n1, pp.149-184, Apr., 2005.

GUSMÃO, M. B. de. Além do Custo de Capital. **Revista Capital Aberto**. v.1, n. 10, jun. 2004.

KAPLAN, R.; NORTON, D. **Organização orientada para a estratégia**: como as empresas que adotam o balanced scorecard prosperam no novo ambiente de negócio. 5. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

KLOTZLE, M. C.; SILVA, F. M. “Governança corporativa e performance empresarial no Brasil”, **Revista de Economia e Administração**, São Paulo, v.2, n. 4, pp. 22-46, out./dez.2003.

KPMG. KPMG’S Corporate Tax Rates Survey, EUA: January 2004. Disponível em: <http://www.us.kpmg.com/microsite/global_tax/ctr_survey/2004CTRS.pdf >Acesso em 30 jun. 2008.

LAMEIRA, V. J. **Governança corporativa**. Rio de Janeiro. Forense Universitária, 2001.

LAFFONT, J.; TIROLE, J. **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation**. Cambridge: MIT Press, 1993.

LEVY, B.; SPILER, P. Regulations, Institutions, and Commitment in Telecommunications. A Comparative Analysis of Five Country Studies. In: Annual Bank Conference on Development Economics, 5. 1993. **Proceedings**. Washington: World Bank, 1993.

LITNER, J. The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. **Review of Economics and Statistics**, v. 47, n.1, p. 13-37, Fev. 1965.

LODI, J. B. **Governança corporativa**. Rio de Janeiro: Campus, 2000.

LOWRY, M. N.; Kaufmann, L. Performance-Based Regulation of Utilities. **Energy Law Journal**, v. 23, n. 2, p. 399-457, 2002.

MALVESSI, O. Criação ou destruição de valor ao acionista. **Conjuntura Econômica**, Rio e Janeiro, vol. 54, n.1, jan. 2000.

MARQUES, F. R. *et al.* Evolução da geração de valor da Petrobras no período pós-monopólio. **Petro & Química**, v.30,n.288, pp. 94-96, 2006.

_____.; PARENTE, Virginia. A geração de valor no setor de distribuição de gás no Brasil. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE. Rio de Janeiro. **Proceedings**. Rio de Janeiro: IBP, 2006. p.IBP 2023 / 1-6.

MARTELANC, R.; PASIN, R.; CAVALCANTE, F. **Avaliação de empresas**: um guia para fusões & aquisições e gestão de valor São Paulo: Pearson, 2005.

MARTIN, J. D. , PETTY, J. W. **Gestão baseada em valor**: a resposta das empresas à revolução dos acionistas. Rio de Janeiro, Qualitymark, 2004.

McCORMACK, J., WYTHEESWARAN, J. How to use EVA in the oil and gas industry. **Journal of Applied Corporate Finance** v.11, n.3, p. 109-131, 1998.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano decenal de energia elétrica 2006-2015**. Brasília: EPE, 2006.

MONERRY, N. **Motivações para gerenciar o valor**. São Paulo Dominando Finanças: Makron Books, 2002.

MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. **Econometria**, v.34, n.4, p. 768-783, 1966.

SANTOS, E.M.; CARRERA Z., G.; DONDERO V., L. Z.; FAGA, M., T., W. **Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil**. São Paulo: Annablume, 2002.

MONTEIRO, E. M. R. **Teoria de grupos de pressão e uso político do setor elétrico brasileiro**. 2007. 140p. Dissertação (Mestrado em Energia). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2007

PARENTE, V. (Cord.). **Energia: o desafio das agências reguladoras**. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2007. Disponível em:
http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/estudos//20070213_USP_Acende_Agencias_Integral.pdf. Acesso em 03 jun. 2008.

PAGNONCELLI, D., VASCONCELOS FILHO, P. **Sucesso empresarial planejado**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1992.

PEANO, C.; R. **Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL**. 119p. Dissertação

(Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. São Paulo, 2005.

PELTZMAN, S., Toward a More General Theory of Regulation. **Journal of Law and Economics**, v.19, pp. 211-240, Ago. 1976.

PEREIRO, L. The valuation of closely-held companies in Latin America. **Emerging Market Review**, n. 2, pp. 330-370, 2001.

PINTO JUNIOR, H. Q. (Org.). **Economia da Energia**: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial, Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

_____.; PIRES, M. C. Assimetria de Informações e Problemas Regulatórios. Rio de Janeiro, ANP, fevereiro, 2000.

RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2008 Preliminar, MME, 2009.

ROCHA, K.; BRAGANÇA, G.; CAMACHO, F. **Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica**: uma análise comparativa, Rio de Janeiro: IPEA, 2006 (Texto para discussão).

SAMANEZ, C. P. **Gestão de Investimentos e geração de valor**, São Paulo: Pearson, Prentice Hall, 2007.

SHARPE, W. F. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. **The Journal of Finance**, v. 19, n.3, p.425-442, 1964.

SMITH, A. **The Wealth of nation**. New York: Random House, 1994.

STEWART III, G. B. **The Quest for value**: the EVA management guide. New York :Harper Collins , 1991.

STERN STEWART. **Setor elétrico continua no vermelho**. Disponível em:
<<http://www.acendebrasil.com.br/site/materias/imprimir.asp?id=22841>>. Acesso em
30 ago. 2008.

STIGLER, G. J.; FRIEDLAND, C. What Can Regulators Regulate? The Case of Electricity, **Journal of Law and Economics**, v. 5, pp. 1-116, out. 1962.

STIGLER, G. J. The Theory of Economic Regulation. **Bell Journal of Economics and Management Science**, n.2, p. 3-21, Spring, 1971.

VAZ, C. E.; MAIA, J. L.; SANTOS, W. G. Tecnologia da indústria do gás natural, São Paulo: Blucher, 2008.

VISCUSI, W. K., VERNOM, J.M., HARRINGTON JR., J. E. Economics of Regulation and Antitrust .4th ed. Cambridge The MIT Press, 2000.

VOGELSANG, I. Incentive and regulation competition in public utility markets: a 20year perspective. **Journal of Regulatory Economics**, v.22, pp. 5-27, Jul., 2002.

WILLIAMSON, O. E. **Markets and Hierarchies**: analysis and antitrust implications. New York: Free Press, 1975.

YOUNG, S. D.; O'BYRNE, S. F. **EVA and Value-Based Management**: a practical guide to Implementation. New York: McGraw-Hill , 2001.

Anexos

Demonstrações Financeiras e cálculo dos EVA®s (Economic Value Added) das Empresas de Distribuição de Gás Canalizado.

Anexo A - Consolidado

Anexo B - Comgás

Anexo C - Bahiagás

Anexo D - CEG

Anexo E- CEG – RIO

Anexo F- Compagás

Em milhares de Reais		ANEXO A - CONSOLIDADO				
Balanco Patrimonial	2007	2006	2005	2004	2003	2002
CIRCULANTE						
Disponibilidades	229.866	160.628	144.191	152.519	236.121	137.781
Contas a receber de clientes	713.447	665.066	487.390	473.688	387.787	411.482
Estoques	53.352	99.189	145.549	221.425	319.727	361.094
Impostos a recuperar	176.779	160.729	169.149	136.845	155.549	82.828
Outro créditos	21.535	31.505	80.327	48.129	42.314	20.918
Despesas pagas antecipadamente	9.766	7.620	5.295	7.226	5.431	7.463
Partes relacionadas	1.962	1.779	4.212	4.258	2.692	2.455
Adiantamento a fornecedores	5.056	8.399	4.440	3.239	3.742	5.479
Total do circulante	1.211.763	1.134.915	1.040.553	1.047.329	1.153.363	1.029.500
REALIZÁVEL LONGO PRAZO						
Contas a receber - Clientes	21.239	19.075	26.344	382.283	194.793	668
Impostos a recuperar e diferidos	133.248	138.635	126.723	147.856	141.106	134.827
Despesas pagas antecipadamente	626	702	342	3.553	5.230	7.845
Depósitos judiciais	33.758	21.084	26.015	22.650	18.938	16.791
Outros créditos	35.346	26.922	28.184	26.666	26.946	23.954
Total do realizável a longo prazo	224.217	206.418	207.608	583.008	387.013	184.085
PERMANENTE						
Investimentos	382	385	412	412	420	8.377
Imobilizado	3.709.746	3.397.982	2.956.458	2.344.830	1.904.466	1.545.551
Diferido	595.066	594.060	577.884	540.607	500.517	490.592
Total do permanente	4.305.194	3.992.427	3.534.754	2.885.849	2.405.403	2.044.520
TOTAL ATIVO	5.741.174	5.333.760	4.782.915	4.516.186	3.945.779	3.258.105

CIRCULANTE	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Fornecedores	694.905	662.644	628.962	532.074	489.226	502.919
Empréstimos e financiamentos	460.893	423.182	225.191	174.638	653.013	392.791
Impostos, taxas e contribuições	367.584	303.185	212.927	172.928	125.266	76.482
Obrigações Sociais e trabalhistas	35.901	30.881	44.315	43.310	23.900	18.648
Partes relacionadas	18.545	17.481	20.330	28.774	56.200	86.581
Dividendos a Pagar	158.484	108.527	225.735	222.087	85.727	77.967
Outras contas a pagar	18.315	33.259	22.462	38.916	47.899	34.580
Total do circulante	1.754.627	1.579.159	1.379.922	1.212.727	1.481.231	1.189.968
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO						
Empréstimos e financiamentos	1.618.914	1.581.106	1.456.282	1.086.036	551.644	590.855
Fornecedores	0	267	19.508	395.564	262.616	10.356
Provisão para contingências	73.300	49.268	48.593	54.508	47.621	34.441
Benefícios pós-emprego	161.826	171.501	149.758	126.268	137.419	123.955
Impostos diferidos	14.881	14.350	17.537	17.408	20.424	25.987
Outros	84.365	72.639	75.687	66.114	17.300	6.252
Total do exigível a longo prazo	1.953.286	1.889.131	1.767.365	1.745.898	1.037.024	791.846
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	834.390	706.064	599.485	565.973	549.600	512.686
Reserva de Capital	177.155	238.600	348.496	167.946	171.042	139.934
Reservas de Reavaliação	20.115	27.088	28.531	29.992	31.524	32.962
Reservas de Lucros	989.274	884.385	305.333	483.891	465.370	442.330
Lucros Acumulados	12.327	9.333	353.783	309.759	209.988	148.379
Total do patrimônio líquido	2.033.261	1.865.470	1.635.628	1.557.561	1.427.524	1.276.291
TOTAL PASSIVO e P. LÍQUIDO	5.741.174	5.333.760	4.782.915	4.516.186	3.945.779	3.258.105

Demonstração de Resultados - CONSOLIDADO						
Em milhares de Reais	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Receita Operacional						
Receita de vendas de gás	7.423.239	6.767.014	5.829.988	5.355.692	4.613.964	3.010.664
Outras receitas	65.022	55.747	48.137	47.929	37.285	33.302
Receita operacional bruta	7.488.261	6.822.761	5.878.125	5.403.621	4.651.249	3.043.966
Deduções						
Impostos sobre vendas e abatimentos	-1.485.108	-1.355.011	-988.117	-868.276	-714.468	-422.988
Devoluções de vendas	0	0	-4.954	0	0	0
Receita operacional líquida	6.003.153	5.467.750	4.885.054	4.535.345	3.936.781	2.620.978
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	-3.999.555	-3.659.072	-3.324.676	-3.142.250	-2.947.886	-1.731.172
Lucro Bruto	2.003.598	1.808.678	1.560.378	1.393.095	988.895	889.806
Despesas de Vendas	-134.784	-124.867	-99.908	-87.638	-26.619	-20.724
Despesas Gerais e Administrativas	-373.233	-313.366	-305.069	-323.292	-311.488	-277.743
Despesas Tributárias	0	0	-2.755	-2.979	-3.213	-1.735
Despesas Financeiras líquidas	-231.519	-273.006	-228.167	-198.293	-146.390	-179.710
Despesa de Depreciação e amortização	-204.812	-175.702	-137.361	-113.057	-85.995	-70.497
Outras receitas (despesas) operacionais	8.798	-6.278	-19.802	-38.383	7.311	-12.857
Lucro Operacional	1.068.048	915.459	767.316	629.453	422.501	326.540
Resultado Não Operacional	-58.611	-58.125	-55.688	-59.255	-44.442	-52.429
Lucro Antes do I Renda e CSLL	1.009.437	857.334	711.628	570.198	378.059	274.111
I. Renda e C. Social	-302.137	-244.727	-195.375	-149.428	-84.708	-49.147
Lucro Líquido	707.300	612.607	516.253	420.770	293.351	224.964

Cálculo do EVA - CONSOLIDADO						
Em milhares de Reais	2007	2006	2005	2004	2003	2002
1. Lucro líquido operacional (NOPAT)						
Lucro Operacional	1.068.048	915.459	767.316	629.453	422.501	326.540
Despesas Financeiras Líquidas	-231.519	-273.006	-228.167	-198.293	-146.390	-179.710
Lucro Operacional Ajustado	1.299.567	1.188.465	995.483	827.746	568.891	506.250
I. Renda e C. Social	441.853	404.078	338.464	281.434	193.423	172.125
NOPAT	857.714	784.387	657.019	546.312	375.468	334.125
2. Capital Investido	4.041.686	3.817.924	3.398.912	3.248.422	2.667.143	2.200.123
Custo de Capital (WACC)	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%
Encargo de Capital	552.094	521.528	464.291	443.734	364.332	300.537
Capital Investido Médio	3.929.805	3.608.418	3.323.667	2.957.783	2.433.633	2.200.123
Encargo de Capital	536.811	492.910	454.013	404.033	332.434	300.537
EVA Anual	320.903	291.477	203.006	142.279	43.034	33.588
EVA Anual Acumulado	1.034.287	713.384	421.907	218.901	76.622	33.588
ROIC	21,8%	21,7%	19,8%	18,5%	15,4%	15,2%
WACC	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
EVA	8,2%	8,1%	6,1%	4,8%	1,8%	1,5%

ANEXO B - COMGÁS

Em milhares de Reais						
Balanco Patrimonial	2007	2006	2005	2004	2.003	2002
CIRCULANTE						
Disponibilidades	34.379	40.238	38.402	13.615	92.346	65.843
Contas a receber de clientes	414.683	389.350	235.229	219.013	219.397	286.859
Estoques	48.527	93.231	140.539	212.948	313.142	357.395
Impostos a recuperar	100.875	93.713	84.678	56.095	19.068	25.305
Outros Créditos	15.127	22.931	60.283	35.938	29.029	13.189
Despesas antecipadas	773	522	3.060	3.281	3.031	3.430
Total do circulante	614.364	639.985	562.191	540.890	676.013	752.021
REALIZÁVEL LONGO PRAZO						
Contas a receber - clientes						
Impostos a recuperar e diferidos	74.748	74.085	76.948	97.568	113.452	111.275
Despesas antecipadas				2.615	5.230	7.845
Depósitos judiciais						
Outros Créditos	27.087	22.161	8.022	7.069	5.699	5.811
Total do realizável a longo prazo	101.835	96.246	84.970	107.252	124.381	124.931
PERMANENTE						
Investimentos	0	3	30	30	39	7.997
Imobilizado	2.160.456	1.928.777	1.634.101	1.257.764	1.064.928	893.898
Diferido	259.664	271.707	297.793	338.841	379.947	425.254
Total do permanente	2.420.120	2.200.487	1.931.924	1.596.635	1.444.914	1.327.149
TOTAL ATIVO	3.136.319	2.936.718	2.579.085	2.244.777	2.245.308	2.204.101

CIRCULANTE	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Fornecedores	381.377	412.904	383.670	283.590	291.110	368.173
Empréstimos e financiamentos	161.233	162.773	102.786	87.415	273.419	267.950
Impostos, taxas e contribuições	247.206	224.667	132.013	107.079	41.815	27.285
Obrigações Sociais e trabalhistas	27.031	20.427	20.893	18.557	16.603	13.251
Partes relacionadas	16.901	16.522	16.169	16.713	45.780	77.971
Dividendos a Pagar	13.644	321	152.380	153.553	25.521	26.531
Outras contas a pagar	5.715	6.489	9.826	15.461	11.769	5.705
Total do circulante	853.107	844.103	817.737	682.368	706.017	786.866
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO						
Empréstimos e financiamentos	1.040.972	897.119	719.873	455.525	428.092	407.036
Fornecedores			19.241	34.945	77.260	10.356
Provisão para contingências	28.984	15.588	16.819	16.151	16.220	17.447
Benefícios pós-emprego	111.026	101.842	92.881	85.338	80.974	77.070
Impostos diferidos	7.660	7.861	8.580	10.453	12.334	14.205
Outros	18.096	20.194	22.697	14.536	12.626	4.176
Total do exigível a longo prazo	1.206.738	1.042.604	880.091	616.948	627.506	530.290
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	326.278	245.930	245.465	245.058	244.783	244.516
Reservas de Capital	142.631	212.140	305.211	128.376	124.766	119.725
Reservas de Reavaliação	20.115	27.088	28.531	29.992	31.524	32.962
Reservas de Lucros	587.450	564.853	44.775	287.055	333.375	386.614
Lucros Acumulados			257.275	254.980	177.337	103.128
Total do patrimônio líquido	1.076.474	1.050.011	881.257	945.461	911.785	886.945
TOTAL PASSIVO e P. LÍQUIDO	3.136.319	2.936.718	2.579.085	2.244.777	2.245.308	2.204.101

Demonstração de Resultados - COMGÁS						
Em milhares de Reais	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Receita Operacional						
Receita de vendas de gás	4.025.920	3.735.118	2.985.579	2.624.661	2.322.577	1.477.888
Outras receitas	30.202	21.933	12.698	8.163	3.864	7.275
Receita operacional bruta	4.056.122	3.757.051	2.998.277	2.632.824	2.326.441	1.485.163
Deduções						
Impostos sobre vendas	-844.210	-784.715	-485.371	-409.030	-380.156	-218.642
Devoluções de vendas						
Receita operacional líquida	3.211.912	2.972.336	2.512.906	2.223.794	1.946.285	1.266.521
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados						
	-1.998.081	-1.875.729	-1.604.658	-1.444.068	-1.446.925	-748.722
Lucro Bruto	1.213.831	1.096.607	908.248	779.726	499.360	517.799
Despesas de Vendas	-73.056	-62.379	-54.246	-45.241	-26.619	-20.724
Despesas Gerais e Administrativas	-215.458	-173.847	-185.846	-185.533	-142.947	-149.895
Despesas Tributárias						
Despesas Financeiras líquidas	-134.120	-107.490	-107.639	-112.745	-130.312	-143.944
Despesa de Depreciação e amortização	-109.125	-92.305	-76.638	-67.614	-52.936	-42.584
Outras receitas (despesas) operacionais						
Lucro Operacional	682.072	660.586	483.879	368.593	146.546	160.652
Resultado Não Operacional	-59.419	-60.932	-57.185	-59.201	-48.369	-53.878
Lucro Antes do I. Renda e CSLL	622.653	599.654	426.694	309.392	98.177	106.774
I. Renda e C. Social	-179.662	-163.272	-107.621	-67.642	5.294	971
Lucro Líquido	442.991	436.382	319.073	241.750	103.471	107.745

Cálculo do EVA - COMGÁS						
Em milhares de Reais	2007	2006	2005	2004	2003	2002
1. Lucro líquido operacional (NOPAT)						
Lucro Operacional	682.072	660.586	483.879	368.593	146.546	160.652
Despesas Financeiras Líquidas	-134.120	-107.490	-107.639	-112.745	-130.312	-143.944
Lucro Operacional Ajustado	816.192	768.076	591.518	481.338	276.858	304.596
I. Renda e C. Social	277.505	261.146	201.116	163.655	94.132	103.563
NOPAT	538.687	506.930	390.402	317.683	182.726	201.033
2. Capital Investido	2.257.944	2.069.986	1.817.894	1.628.339	1.546.471	1.522.619
Custo de Capital (WACC)	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%
Encargo de Capital	308.435	282.760	248.324	222.431	211.248	207.990
Capital Investido Médio	2.163.965	1.943.940	1.723.117	1.587.405	1.534.545	1.522.619
Encargo de Capital	295.598	265.542	235.378	216.840	209.619	207.990
EVA Anual	243.089	241.388	155.024	100.844	-26.893	-6.956
EVA Anual Acumulado	706.496	463.407	222.019	66.995	-33.849	-6.956
ROIC	24,9%	26,1%	22,7%	20,0%	11,9%	13,2%
WACC	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
EVA	11,2%	12,4%	9,0%	6,4%	-1,8%	-0,5%

ANEXO C - BAHIA GÁS

Em milhões de Reais						
Balanco Patrimonial	2007	2006	2005	2004	2003	2002
CIRCULANTE						
Disponibilidades	103.471	49.129	51.368	29.324	68.844	50.674
Contas a receber de clientes	37.906	24.589	19.189	70.611	45.036	19.057
Estoques	1.055	870	683	503	347	1
Impostos a recuperar	2.160	1.216	12.805	12.382	14.759	7.701
Outros créditos	83	65	525	82	20	96
Despesas pagas antecipadamente	428	365	303	341	136	53
Total do circulante	145.103	76.234	84.873	113.243	129.142	77.582
REALIZÁVEL LONGO PRAZO						
Contas a receber - Clientes						
Impostos a recuperar e diferidos	2.495	4.539	3.156	3.657	562	562
Despesas pagas antecipadamente	564	655	293			
Depósitos Judiciais	540	502	621	46	40	34
Total do realizável a longo prazo	3.599	5.696	4.070	3.703	602	596
PERMANENTE						
Investimentos			0	0	0	0
Imobilizado	211.002	214.154	178.318	134.929	94.091	56.197
Diferido	1.341	1.511	1.739	542	405	23
Total do permanente	212.343	215.665	180.057	135.471	94.496	56.220
TOTAL ATIVO	361.045	297.595	269.000	252.417	224.240	134.398

CIRCULANTE	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Fornecedores	63.701	36.757	36.649	77.117	51.273	22.971
Empréstimos e financiamentos						
Impostos, taxas e contribuições	5.222	3.780	10.054	11.068	14.111	9.544
Obrigações Sociais e trabalhistas	1.310	1.503	923	749	584	332
Partes relacionadas						
Dividendos a Pagar	56.885	47.683	12.997	6.204	10.836	8.676
Outras contas a pagar	359	182	233	9.552	6.253	125
Total do circulante	127.477	89.905	60.856	104.690	83.057	41.648
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO						
Empréstimos e financiamentos						
Fornecedores						
Provisão para contingências	1.009	398				
Benefícios pós-emprego						
Impostos diferidos						
Outros	906	492	1.038	765	883	1.246
Total do exigível a longo prazo	1.915	890	1.038	765	883	1.246
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	196.471	180.282	92.183	78.838	64.975	28.328
Reservas de Capital	22.855	17.185	18.415	13.345	42.674	17.925
Reservas de Reavaliação						
Reservas de Lucro						
Lucros Acumulados	12.327	9.333	96.508	54.779	32.651	45.251
Total do patrimônio líquido	231.653	206.800	207.106	146.962	140.300	91.504
TOTAL PASSIVO e P. LÍQUIDO	361.045	297.595	269.000	252.417	224.240	134.398

Demonstração de Resultados – BAHIA GÁS						
Em milhões de Reais	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Receita Operacional						
Receita de vendas de gás	751599	635216	612.625	629.448	605.271	372.493
Outras receitas	75	442	423	368	638	402
Receita operacional bruta	751.674	635.658	613.048	629.816	605.909	372.895
Deduções						
Impostos sobre vendas	-156766	-132934	-126.617	-129.757	-94.455	-58.071
Devoluções de vendas			-4.954			
Receita operacional líquida	594.908	502.724	481.477	500.059	511.454	314.824
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	-492806	-417507	-398.225	-430.069	-440.323	-257.766
Lucro Bruto	102.102	85.217	83.252	69.990	71.131	57.058
Despesas de Vendas	-1910	-1897				
Despesas Gerais e Administrativas	-16599	-14052	-8.495	-18.846	-10.271	-8.227
Despesas Tributárias	0	0	-2.755	-2.979	-3.213	-1.735
Despesas Financeiras Líquidas	6386	5907	4.856	4.243	12.147	5.881
Despesa de Depreciação e amortização	0	0	-521	-449	-416	-369
Outras receitas (despesas) operacionais	1347	338	2.018	-4.843	0	216
Lucro Operacional	91.326	75.513	78.355	47.116	69.378	52.824
Resultado Não Operacional	-39	8	0	0	2	-164
Lucro Antes do I. Renda e CSLL	91.287	75.521	78.355	47.116	69.380	52.660
I. Renda e C. Social	-31408	-24361	-23.629	-20.994	-23.754	-17.955
Lucro Líquido	59.879	51.160	54.726	26.122	45.626	34.705

Cálculo do EVA - BAHIA GÁS	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Em milhões de Reais						
1. Lucro líquido operacional (NOPAT)						
Lucro Operacional	91.326	75.513	78.355	47.116	69.378	52.824
Despesas Financeiras Líquidas	6.386	5.907	4.856	4.243	12.147	5.881
Lucro Operacional Ajustado	84.940	69.606	73.499	42.873	57.231	46.943
I. Renda e C. Social	28.880	23.666	24.990	14.577	19.459	15.961
NOPAT	56.060	45.940	48.509	28.296	37.772	30.982
2. Capital Investido	185.067	205.354	168.735	123.842	82.292	49.506
Custo de Capital (WACC)	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%
Encargo Financeiro	25.280	28.051	23.049	16.917	11.241	6.763
Capital Investido Médio	195.211	187.045	146.289	103.067	65.899	49.506
Encargo Financeiro	26.666	25.550	19.983	14.079	9.002	6.763
EVA Anual	29.395	20.390	28.526	14.217	28.771	24.220
EVA Anual Acumulado	145.518	116.124	95.734	67.208	52.991	24.220

ROIC	28,7%	24,6%	33,2%	27,5%	57,3%	62,6%
WACC	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
EVA	15,1%	10,9%	19,5%	13,8%	43,7%	48,9%

ANEXO D- CEG						
Em milhares de Reais						
Balço Patrimonial	2007	2006	2005	2004	2003	2002
CIRCULANTE						
Disponibilidades	8.467	7.986	8.892	46.640	36.369	4.559
Contas a receber de clientes	183.661	160.330	149.431	122.151	88.500	71.104
Estoques	2.393	3.965	3.318	7.072	5.894	3.530
Impostos a recuperar	49.826	43.140	47.337	29.360	104.284	36.987
Outro créditos	4.051	4.895	5.128	7.555	5.115	4.850
Despesas antecipadas	8.314	6.573	1.858	3.249	1.954	2.212
Partes relacionadas	1.962	1.779	4.212	4.258	2.692	2.455
Adiantamentos a fornecedores	5.056	8.399	4.440	3.239	3.742	5.479
Total do circulante	263.730	237.067	224.616	223.524	248.550	131.176
REALIZÁVEL LONGO PRAZO						
Contas a receber - Clientes						
Impostos a recuperar e diferidos	47.796	50.800	42.870	43.488	23.594	19.096
Despesas pagas antecipadamente						
Depósitos Judiciais	33.218	20.582	25.394	22.604	18.898	16.757
Outros créditos	7.005	2.347	19.646	19.044	20.794	18.102
Total do realizável a longo prazo	88.019	73.729	87.910	85.136	63.286	53.955
PERMANENTE						
Investimentos	380	380	380	380	380	380
Imobilizado	1.002.179	940.031	859.419	708.034	555.279	426.814
Diferido	295.150	283.978	247.342	181.573	110.246	61.508
Total do permanente	1.297.709	1.224.389	1.107.141	889.987	665.905	488.702
TOTAL ATIVO	1.649.458	1.535.185	1.419.667	1.198.647	977.741	673.833

	2007	2006	2005	2004	2003	2002
CIRCULANTE						
Fornecedores	153.710	112.466	123.256	98.061	93.037	59.943
Empréstimos e financiamentos	287.573	226.912	69.338	75.418	326.323	120.583
Impostos, taxas e contribuições	73.067	45.140	45.754	22.666	53.541	27.191
Obrigações Sociais e trabalhistas	6.532	8.102	7.729	6.618	6.297	4.887
Partes relacionadas		57	2.639	9.642	9.197	7.501
Dividendos a Pagar	55.804	33.095	36.191	35.034	31.367	25.430
Outras contas a pagar	10.562	24.850	8.307	11.767	22.655	21.887
Total do circulante	587.248	450.622	293.214	259.206	542.417	267.422
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO						
Empréstimos e financiamentos	449.043	540.950	634.724	501.129	73.575	114.362
Fornecedores						
Provisão para contingências	39.134	31.563	30.486	37.230	30.681	16.853
Benefícios pós-emprego	49.098	68.467	55.965	40.207	56.034	46.533
Impostos diferidos						
Outros	65.139	50.361	51.538	50.303	3.185	128
Total do exigível a longo prazo	602.414	691.341	772.713	628.869	163.475	177.876
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	195.514	180.244	180.244	180.244	180.244	180.244
Reservas de Capital	2.194	2.194	2.194	2.194	2.194	2.194
Reservas de Reavaliação						
Reservas de Lucros	262.088	210.784	171.302	128.134	89.411	46.097
Lucros Acumulados						
Total do patrimônio líquido	459.796	393.222	353.740	310.572	271.849	228.535
TOTAL PASSIVO e P. LÍQUIDO	1.649.458	1.535.185	1.419.667	1.198.647	977.741	673.833

Demonstração de Resultados - CEG						
Em milhares de Reais	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Receita Operacional						
Receita de vendas de gás	1.627.334	1.371.938	1.254.947	1.151.816	874.909	622.076
Outras receitas	26.789	32.062	34.272	37.720	30.771	23.055
Receita operacional bruta	1.654.123	1.404.000	1.289.219	1.189.536	905.680	645.131
Deduções						
Impostos sobre vendas	-321.761	-281.239	-248.542	-216.745	-151.545	(99.924)
Devoluções de vendas						
Receita operacional líquida	1.332.362	1.122.761	1.040.677	972.791	754.135	545.207
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados						
	-823.995	-655.489	-614.662	-579.036	-443.056	-289.152
Lucro Bruto	508.367	467.272	426.015	393.755	311.079	256.055
Despesas de Vendas	-58.058	-59.233	-44.612	-41.549		
Despesas Gerais e Administrativas	-104.479	-87.256	-83.064	-96.578	-138.225	-108.871
Despesas Tributárias						
Despesas Financeiras líquidas	-93.913	-136.472	-108.650	-73.819	-19.680	-35.795
Despesa de Depreciação e amortização	-84.871	-74.489	-54.961	-41.630	-30.348	(25.552)
Outras receitas (despesas) operacionais	6.666	-6.045	-21.674	-33.550	6.396	-12.905
Lucro Operacional	173.712	103.777	113.054	106.629	129.222	72.932
Resultado Não Operacional	847	2.428	1.507	-60	3.890	1.957
Lucro Antes do I. Renda e CSLL	174.559	106.205	114.561	106.569	133.112	74.889
I. Renda e C. Social	-52.181	-33.628	-35.152	-32.812	-41.762	-19.634
Lucro Líquido	122.378	72.577	79.409	73.757	91.350	55.255

Cálculo do EVA - CEG	2007	2006	2005	2004	2.003	2002
1. Lucro líquido operacional (NOPAT)						
Lucro Operacional	173.712	103.777	113.054	106.629	129.222	72.932
Despesas Financeiras Líquidas	-93.913	-136.472	-108.650	-73.819	-19.680	-35.795
Lucro Operacional Ajustado	267.625	240.249	221.704	180.448	148.902	108.727
I. Renda e C. Social	90.993	81.685	75.379	61.352	50.627	36.967
NOPAT	176.633	158.564	146.325	119.096	98.275	71.760
2. Capital Investido	1.243.749	1.186.193	1.085.101	875.513	666.745	484.351
Custo de Capital (WACC)	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%
Encargo Financeiro	169.896	162.034	148.225	119.595	91.077	66.162
Capital Investido Médio	1.214.971	1.135.647	980.307	771.129	575.548	484.351
Encargo Financeiro	165.965	155.129	133.910	105.336	78.620	66.162
EVA Anual	10.667	3.435	12.415	13.759	19.655	5.597
EVA Anual Acumulado	65.530	54.862	51.427	39.012	25.253	5.597

Em milhares de Reais

ANEXO E – CEG - RIO

Balanco Patrimonial	2007	2006	2005	2004	2003	2002
CIRCULANTE						
Disponibilidades	12.893	13.448	13.081	42.741	18.889	4.551
Contas a receber de clientes	61.118	56.507	70.384	52.393	27.945	27.705
Estoques	863	580	404	539	316	122
Impostos a recuperar	15.902	15.844	19.065	33.694	15.483	9.517
Outros créditos	1.790	3.022	13.617	2.751	2.250	2.150
Despesas antecipadas	251	160	74	355	310	1.768
Total do circulante	92.817	89.561	116.625	132.473	65.193	45.813
REALIZÁVEL LONGO PRAZO						
Contas a receber – Clientes						
Impostos a recuperar e diferidos	7.361	6.701	1.279	657	1.090	1.451
Despesas antecipadas						
Depósitos judiciais						
Outros créditos	1.254	2.414	516	553	453	41
Total do realizável a longo prazo	8.615	9.115	1.795	1.210	1.543	1.492
PERMANENTE						
Investimentos						
Imobilizado	203.295	190.541	164.688	128.644	89.335	73.647
Diferido	33.761	31.656	25.635	14.655	5.702	1.994
Total do permanente	237.056	222.197	190.323	143.299	95.037	75.641
TOTAL ATIVO	338.488	320.873	308.743	276.982	161.773	122.946

CIRCULANTE	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Fornecedores	74.012	62.083	68.049	62.431	36.111	32.785
Empréstimos e financiamentos	5.759	27.079	46.691	5.510	47.105	2.531
Impostos, taxas e contribuições	17.439	9.610	9.808	15.995	12.426	11.519
Obrigações Sociais e trabalhistas	480	328	14.330	16.956		
Partes relacionadas	1.644	902	1.522	2.419	1.223	1.109
Dividendos a Pagar	16.229	9.417	14.435	17.000	11.743	17.330
Outras contas a pagar	1.107	1.217	3.255	235	638	1.405
Total do circulante	116.670	110.636	158.090	120.546	109.246	66.679
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO						
Empréstimos e financiamentos	109.870	117.311	69.745	91.547	6.739	22.719
Fornecedores						
Provisão para contingências	4.173	1.719	1.288	1.127	720	141
Benefícios pós-emprego						
Impostos diferidos						
Outros	224	1.592	414	510	606	702
Total do exigível a longo prazo	114.267	120.622	71.447	93.184	8.065	23.562
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	44.762	39.558	31.581	22.185	19.950	19.950
Reservas de Capital	90	90	90	90	90	90
Reservas de Reavaliação	0	0	0	0	0	0
Reservas de Lucros	62.699	49.967	47.535	40.977	24.422	12.665
Lucros Acumulados						
Total do patrimônio líquido	107.551	89.615	79.206	63.252	44.462	32.705
TOTAL PASSIVO e P. LÍQUIDO	338.488	320.873	308.743	276.982	161.773	122.946

Demonstração de Resultados - CEG - RIO						
Em milhares de Reais	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Receita Operacional						
Receita de vendas de gás	754.597	710.990	723.327	623.256	517.564	433.227
Outras receitas	820	1.251	700	1.527	1.541	2.164
Receita operacional bruta	755.417	712.241	724.027	624.783	519.105	435.391
Deduções						
Impostos sobre vendas	-111.864	-94.246	-85.196	-74.011	-51.007	-31.176
Devoluções de vendas						
Receita operacional líquida	643.553	617.995	638.831	550.772	468.098	404.215
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	-541.724	-523.434	-556.755	-474.457	-411.707	-358.228
Lucro Bruto	101.829	94.561	82.076	76.315	56.391	45.987
Despesas de Vendas						
Despesas Gerais e Administrativas	-26.570	-28.958	-18.827	-16.188	-13.901	-4.755
Despesas Tributárias						
Despesas Financeiras líquidas	-15.676	-28.964	-14.755	-5.936	-5.469	-2.728
Despesa de Depreciação e amortização	-10.816	-8.908	-5.241	-3.364	-2.295	-1.992
Outras receitas (despesas) operacionais		-888	-421	-187	144	-220
Lucro Operacional	48.767	26.843	42.832	50.640	34.870	36.292
Resultado Não Operacional					35	
Lucro Antes do I. Renda e CSLL	48.767	26.843	42.832	50.640	34.905	36.292
I. Renda e C. Social	-14.602	-7.017	-12.444	-14.850	-11.405	-11.488
Lucro Líquido	34.165	19.826	30.388	35.790	23.500	24.804

Cálculo do EVA - CEG RIO	2007	2006	2005	2004	2.003	2002
1. Lucro líquido operacional (NOPAT)						
Lucro Operacional	48.767	26.843	42.832	50.640	34.870	36.292
Despesas Financeiras Líquidas	-15.676	-28.964	-14.755	-5.936	-5.469	-2.728
Lucro Operacional Ajustado	64.443	55.807	57.587	56.576	40.339	39.020
I. Renda e C. Social	21.911	18.974	19.580	19.236	13.715	13.267
NOPAT	42.532	36.833	38.007	37.340	26.624	25.753
2. Capital Investido	226.516	229.974	196.996	134.568	91.160	70.734
Custo de Capital (WACC)	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%	13,66%
Encargo Financeiro	30.942	31.414	26.910	18.382	12.452	9.662
Capital Investido Médio	228.245	213.485	165.782	112.864	80.947	70.734
Encargo Financeiro	31.178	29.162	22.646	15.417	11.057	9.662
EVA Anual	11.354	7.671	15.362	21.923	15.566	16.091
EVA Anual Acumulado	87.967	76.612	68.942	53.580	31.657	16.091
ROIC	18,6%	17,3%	22,9%	33,1%	32,9%	36,4%
WACC	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
EVA	5,0%	3,6%	9,3%	19,4%	19,2%	22,7%

ANEXO F - COMPAGÁS

Em milhões de Reais

Balanco Patrimonial	2007	2006	2005	2004	2003	2002
CIRCULANTE						
Disponibilidades	70656	49827	32.448	20.199	19.673	12.154
Contas a receber de clientes	16079	34290	13.157	9.520	6.909	6.757
Estoques	514	543	605	363	28	46
Impostos a recuperar	8016	6816	5.264	5.314	1.955	3.318
Outro créditos	484	592	774	1.803	5.900	633
Despesas pagas antecipadamente						
Total do circulante	95.749	92.068	52.248	37.199	34.465	22.908
REALIZÁVEL LONGO PRAZO						
Contas a receber - Clientes	21239	19075	26.344	382.283	194.793	668
Impostos a recuperar e diferidos	848	2510	2.470	2.486	2.408	2.443
Despesas antecipadas	62	47	49	938		
Total do realizável a longo prazo	22.149	21.632	28.863	385.707	197.201	3.111
PERMANENTE						
Investimentos	2	2	2	2	1	0
Imobilizado	132814	124479	119.932	115.459	100.833	94.995
Diferido	5150	5208	5.375	4.996	4.217	1.813
Total do permanente	137.966	129.689	125.309	120.457	105.051	96.808
TOTAL ATIVO	255.864	243.389	206.420	543.363	336.717	122.827

	2007	2006	2005	2004	2003	2002
CIRCULANTE						
Fornecedores	22105	38434	17.338	10.875	17.695	19.047
Empréstimos e financiamentos	6328	6418	6.376	6.295	6.166	1.727
Impostos, taxas e contribuições	24650	19988	15.298	16.120	3.373	943
Obrigações Sociais e trabalhistas	548	521	440	430	416	178
Partes relacionadas						
Dividendos a Pagar	15922	18011	9.732	10.296	6.260	
Outras contas a pagar	572	521	841	1.901	6.584	5.458
Total do circulante	70.125	83.893	50.025	45.917	40.494	27.353
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO						
Empréstimos e financiamentos	19029	25726	31.940	37.835	43.238	46.738
Fornecedores	0	267	267	360.619	185.356	
Provisão para contingências						
Benefícios pós-emprego	1702	1192	912	723	411	352
Impostos diferidos	7221	6489	8.957	6.955	8.090	11.782
Outros						
Total do exigível a longo prazo	27.952	33.674	42.076	406.132	237.095	58.872
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	71365	60050	50.012	39.648	39.648	39.648
Reserva Legal	9385	6991	22.586	23.941	1.318	
Reservas de Reavaliação						
Reserva de Lucros	77037	58781	41.721	27.725	18.162	-3.046
Total do patrimônio líquido	157.787	125.822	114.319	91.314	59.128	36.602
TOTAL PASSIVO e P. LÍQUIDO	255.864	243.389	206.420	543.363	336.717	122.827

Demonstração de Resultados - COMPAGÁS						
Em milhões de Reais	2007	2006	2005	2004	2003	2002
Receita Operacional						
Distribuição de gás canalizado	263789	313752	253.510	326.511	293.643	104.980
Outras receitas	7136	59	44	151	471	406
Receita operacional bruta	270.925	313.811	253.554	326.662	294.114	105.386
Deduções						
Impostos sobre vendas e abatimentos	-50507	-61877	-42.391	-38.733	-37.305	-15.175
Devoluções de vendas						
Receita operacional líquida	220.418	251.934	211.163	287.929	256.809	90.211
Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	-142949	-186913	-150.376	-214.620	-205.875	-77.304
Lucro Bruto	77.469	65.021	60.787	73.309	50.934	12.907
Despesas de Vendas	-1760	-1358	-1.050	-848		
Despesas Gerais e Administrativas	-10127	-9253	-8.837	-6.147	-6.144	-5.995
Despesas Tributárias						
Despesas Financeiras líquidas	5804	-5987	-1.979	-10.036	-3.076	-3.124
Despesa de Depreciação e amortização						
Outras receitas (despesas) operacionais	785	317	275	197	771	52
Lucro Operacional	72.171	48.740	49.196	56.475	42.485	3.840
Resultado Não Operacional		371	-10	6		-344
Lucro Antes do I. Renda e CSLL	72.171	49.111	49.186	56.481	42.485	3.496
I. Renda e C. Social	-24284	-16449	-16.529	-13.130	-13.081	-1.041
Lucro Líquido	47.887	32.662	32.657	43.351	29.404	2.455

Cálculo do EVA - COMPAGÁS	2007	2006	2005	2004	2003	2002
1. Lucro líquido operacional (NOPAT)						
Lucro Operacional	72.171	48.740	49.196	56.475	42.485	3.840
Despesas Financeiras Líquidas	5.804	-5.987	-1.979	-10.036	-3.076	-3.124
Lucro Operacional Ajustado	66.367	54.727	51.175	66.511	45.561	6.964
I. Renda e C. Social	22.565	18.607	17.400	22.614	15.491	2.368
NOPAT	43.802	36.120	33.776	43.897	30.070	4.596
2. Capital Investido	128.410	126.417	130.186	486.160	280.475	72.913
Custo de Capital (WACC)	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%	13,7%
Encargo Financeiro	17.541	17.269	17.783	66.409	38.313	9.960
Capital Investido Médio	127.414	128.302	308.173	383.318	176.694	72.913
Encargo Financeiro	17.405	17.526	42.096	52.361	24.136	9.960
EVA Anual	26.398	18.594	-8.321	-8.464	5.934	-5.364
EVA Anual Acumulado	28.777	2.379	-16.215	-7.894	570	-5.364