

FABIO CARVALHO LOPES

**OS IMPACTOS DAS OSCILAÇÕES OCORRIDAS NO PREÇO DO GÁS NATURAL,
VENDIDO NO ESTADO DO PARANÁ ENTRE 2000 E 2006, NO DESEMPENHO DA
COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS.**

**Monografia apresentada como requisito
parcial para aprovação no curso de
Ciências Econômicas, do Setor de
Ciências Sociais Aplicadas da
Universidade Federal do Paraná.**

Orientador: Prof. Dr. Paulo Mello Garcia

CURITIBA

2007

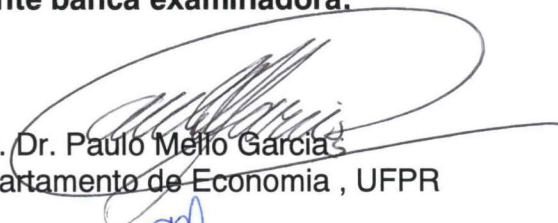
TERMO DE APROVAÇÃO

FÁBIO CARVALHO LOPES


OS IMPACTOS DAS OSCILAÇÕES OCORRIDAS NO PREÇO DO GÁS NATURAL,
VENDIDO NO ESTADO DO PARANÁ ENTRE 2000 E 2006, NO DESEMPENHO DA
COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS.

Monografia aprovada como requisito parcial para aprovação no curso de Ciências Econômicas, do Setor de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

Orientador:


Prof. Dr. Paulo Mello Garcia
Departamento de Economia , UFPR


Prof. Dr. Armando João Dalla Costa
Departamento de Economia , UFPR


Prof. Dr. Mauricio Vaz Lobo Bittencourt
Departamento de Economia , UFPR

Curitiba, _____ de _____ de 2007.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	v
RESUMO.....	vi
1 APRESENTAÇÃO.....	01
2 OBJETIVOS.....	02
2.1 OBJETIVO GERAL.....	02
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	02
3 JUSTIFICATIVA.....	03
4 PROBLEMA.....	04
4.1 O IMPACTO DOS PREÇOS NO VOLUME DE VENDA DA CONCESSIONÁRIA..	05
4.2 O IMPACTO DOS PREÇOS SOBRE O LUCRO DA CONCESSIONÁRIA.....	05
4.3 A UTILIZAÇÃO DA MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA.....	06
5 REVISÃO DE LITERATURA.....	08
5.1 A ESTRUTURA DO MERCADO MONOPOLISTA.....	08
5.1.1 A Decisão de Produção do Monopolista.....	08
5.1.2 O Preço do Monopolista.....	09
5.1.3 O Poder do Monopolista.....	10
5.1.4 O Monopólio Natural.....	11
5.2 O PAPEL DA AGÊNCIA REGULADORA.....	11
5.3 A COMPETIÇÃO MONOPÓLICA.....	13
5.4 A TEORIA DA ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO – ECT.....	15
5.4.1 Origem, Definições e Conceitos.....	15
5.4.2 A Estrutura de Governança.....	17
5.4.3 Custos Contratuais.....	22
5.4.4 Pressuposto Fundamentais.....	23
5.5 A TAXA DE CAMBIO DA MOEDA ESTRANGEIRA.....	24
5.6 FATORES INDUTORES E BARREIRAS AO COMÉRCIO DE GÁS NATURAL NO CONESUL.....	27
5.6.1 Fatores Indutores e Barreiras.....	27
5.6.2 Papel dos Governos.....	30
5.6.3 Papel das Empresas.....	32
6 METODOLOGIA.....	34
7 DESENVOLVIMENTO.....	35

7.1 A ESTRUTURA GERAL DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL E NO PARANÁ.....	35
7.1.1 Determinantes da Estrutura de Mercado do Gás Natural no Brasil.....	35
7.1.2 Determinantes da Estrutura de Mercado do Gás Natural no Paraná.....	37
7.1.3 A Cadeia do Gás Natural Vendido no Paraná.....	38
7.1.4 A Estrutura Econômica do Mercado do Gás Natural no Paraná.....	40
7.2 O SISTEMA DE CONTRATOS NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO ESTADO DO PARANÁ.....	42
7.2.1 O Contrato de Concessão Firmado entre Concessionária e o Governo do Estado do Paraná.....	43
7.2.2 Os Contratos de Compra de Gás Natural para Revenda no Estado do Paraná..	44
7.2.3 Os Contratos de Venda de Gás Natural no Estado do Paraná.....	45
7.3 METODOLOGIA UTILIZADA PARA A FORMAÇÃO DO PREÇO PRATICADO PELA CONCESSIONÁRIA ENTRE 2000 E 2006.....	46
7.3.1 Anexo I do Contrato de Concessão Firmada entre Concessionária e Concedente.....	46
7.3.2 Influência de Outras Matrizes Energéticas.....	48
7.4 AS OSCILAÇÕES OCORRIDAS NOS PREÇOS DE VENDA DE GÁS NATURAL NO PARANÁ ENTRE 2000 E 2006.....	49
7.4.1 Participação Relativa do Custo de Aquisição do Gás, dos Tributos e da Margem de Distribuição na Formação da Tarifa.....	53
7.5 IMPACTO DAS OSCILAÇÕES DE PREÇOS NOS RESULTADOS DA CONCESSIONÁRIA.....	56
7.5.1 Impacto dos Preços no Volume de Venda da Concessionária.....	56
7.5.2 Impacto dos Preços no Lucro da Concessionária.....	58
7.5.3 Margem de Distribuição Praticada versus Margem de Distribuição Autorizada...	61
8 CONCLUSÃO.....	65
9 CRONOGRAMA.....	67
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	68
ANEXO 1 – DECRETO 6052 DO GOVERNO DO ESTADO DO PARANÁ.....	71

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

QUADRO	1 -	QUADRO DE ALINHAMENTO DOS CONTRATOS.....	21
FLUXOGRAMA	1 -	CADEIA DO GÁS NATURAL NO ESTADO DO PARANÁ.....	38
TABELA	1 -	DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DO CONSUMO DE ENERGIA NO PARANÁ ENTRE 1999 E 2005.....	41
TABELA	2 -	TARIFA MÉDIA PRATICADA PELA CONCESSIONÁRIA ENTRE 2000 E 2006.....	50
TABELA	3 -	VARIAÇÃO DA TARIFA <i>versus</i> VARIAÇÃO DA INFLAÇÃO.....	51
GRÁFICO	1 -	TRAJETÓRIA DE OSCILAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL E DO IPCA ENTRE 2000 E 2006.....	52
TABELA	4 -	PARTICIPAÇÃO RELATIVA DO CUSTO DE AQUISIÇÃO, TRIBUTOS E MARGEM NA TARIFA.....	54
GRÁFICO	2 -	TRAJETÓRIA DAS MACRO-VARIÁVEIS QUE COMPÕE O PREÇO DO GÁS NATURAL.....	55
GRÁFICO	3 -	TARIFA PRATICADA <i>versus</i> VOLUME VENDIDO ENTRE 2000 E 2006.....	56
TABELA	5 -	LUCRO LÍQUIDO DA CONCESSIONÁRIA ENTRE 2000 E 2006.....	59
GRÁFICO	4 -	EVOLUÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO DA CONCESSIONÁRIA ENTRE 2000 E 2006.....	59
GRÁFICO	5 -	MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO AUTORIZADA <i>versus</i> MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO PRATICADA.....	62

RESUMO

Investigação realizada no desempenho da concessionária responsável pela distribuição de gás natural no estado do Paraná, entre 2000 e 2006. O trabalho analisa a estrutura geral de mercado do gás natural no estado do Paraná; seu complexo sistema de contratos; e, as oscilações abruptas ocorridas na tarifa média praticada entre 2000 e 2006, para verificar de que forma estes preços se relacionaram com o desempenho da companhia e afetaram seus resultados.

Palavras-chave: Gás Natural; Monopólio Natural; Oscilações nos Preços.

1 APRESENTAÇÃO

Este trabalho aborda o preço do gás natural vendido no estado do Paraná e preocupa-se em analisar o impacto de suas oscilações no resultado da concessionária local responsável por sua distribuição.

No Paraná o comércio de gás natural teve início no ano 2000 e até 2003, ocorreu uma elevação de mais de 369% nos preços de venda deste produto, enquanto o IPCA, indicador oficial da inflação no Brasil, sofreu uma elevação próxima a 32%. Entre 2003 e 2006, o preço do gás natural sofreu uma redução próxima a 52%, enquanto o IPCA registrou uma elevação de aproximadamente 20%. Oscilações de grandes proporções dificultam a administração de uma firma e são temidas na proporção possa inviabilizar a continuidade de negócios antigos e a implantação de novos projetos. A questão aqui levantada questiona se abruptas oscilações no preço influenciaram negativamente o desempenho da concessionária responsável pela distribuição do gás natural no território paranaense.

Não será objetivo deste trabalho, investigar profundamente os motivos das oscilações ocorridas no preço do gás natural vendido no estado do Paraná entre o ano de 2000 e 2006, muito menos de instrumentos que possam promover sua estabilização. Isto poderá ser explorado em trabalhos futuros. Aqui se busca apenas verificar se estas oscilações prejudicaram o volume de vendas, margem bruta de distribuição e lucro líquido da **COMPAGAS** - Companhia Paranaense de Gás, que é a empresa com concessão para distribuir gás natural na região do Paraná.

O gás natural é regulado pelo governo como um monopólio natural, contudo, concorre com outras matrizes energéticas. Com isto, o Paraná mescla característica de dois tipos de estrutura de mercado, a estrutura monopolista e a concorrência monopólica, as quais servirão de base teórica para orientar este trabalho.

2 OBJETIVOS

Neste tópico serão apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos do presente trabalho, esclarecendo o propósito que incentiva esta pesquisa e quais os passos que serão adotados para cumprir a proposta assumida.

2.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é investigar se as oscilações abruptas ocorridas no preço do gás natural vendido, entre 2000 e 2006, no estado do Paraná, prejudicaram os resultados da concessionária local, responsável pela distribuição deste produto.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

O objetivo geral será alcançado através de três passos. Primeiramente será analisada a estrutura de mercado e o sistema contratual que envolve a distribuição de gás natural canalizado no estado do Paraná entre os anos de 2000 e 2006.

O segundo passo será o de analisar a metodologia de formação dos preços de venda do gás natural no Paraná e as oscilações de preços ocorridas durante o período compreendido entre os anos de 2000 e 2006.

No terceiro passo pretende-se observar se as oscilações ocorridas nos preços de venda do gás natural vendido no Paraná prejudicaram o volume de vendas, aplicação da margem bruta de distribuição e lucro líquido da concessionária local responsável pela distribuição do produto no estado.

3 JUSTIFICATIVA

O gás natural comercializado na região sul do Brasil é um comércio incipiente e repleto de particularidades, sobre o qual poucos autores já estudaram. Trabalhar com este tema pode instigar a pesquisa de soluções eficientes para problemas recém-nascidos, o que tenderá a fortalecer este novo segmento de mercado.

O volume de recursos aplicados em projetos de matrizes energética é muito alto, porém essencial ao crescimento de qualquer região. No estado do Paraná, ao final do ano de 2006, o volume de investimento empregado no mercado de gás natural já contabilizava mais de 120 milhões de reais. Ao longo da execução desse projeto surgiram questões que poderão, em um futuro não muito distante, ameaçar a continuidade do negócio na região, colocando em risco o retorno esperado e o investimento já realizado. Nesse sentido, o presente trabalho justifica-se a partir da pretensão de interpretar se os resultados da Companhia Paranaense de Gás foram influenciados negativamente pelas oscilações abruptas que ocorreram no seu preço de venda, abrindo caminho para novos trabalhos que busquem encontrar soluções eficientes para estabilizar o preço do gás natural entregue ao consumidor paranaense.

A concessionária, com preços mais estáveis, poderia fazer melhor uso de seus instrumentos de gestão financeira, como o orçamento de receitas, custos, despesas e lucro. Poderia elevar sua participação no mercado e aumentar seus lucros. Já o consumidor, teria maior acesso a um produto alternativo na área de geração de energia e se beneficiaria com valores mais baixos e estáveis, consumindo um produto que praticamente não gera poluição. A estabilização dos preços promoveria a redução de incertezas e riscos associados ao mercado de gás natural paranaense.

4 PROBLEMA

Para melhor entender a problemática que envolve esta pesquisa, antes de tudo, cabe esclarecer as principais características pertinentes à comercialização do gás natural vendido no Paraná.

Todo gás natural vendido na região sul do Brasil provém da Bolívia, onde ocorre sua extração e o início do transporte até o Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Cada um dos estados desta região conta com apenas uma concessionária com permissão para comercializar esse gás em seu território.

Apesar de existirem tecnologias alternativas para o transporte desse produto (gás natural comprimido a granel e gás natural liquefeito), os gasodutos continuam sendo as maneiras mais econômicas de transporte e são utilizados amplamente nesta região, inclusive no estado do Paraná.

As especificidades pertinentes à distribuição dessa fonte de energia, nessa região são ampliadas em função do comércio internacional, que eleva o número de variáveis envolvidas na transação e pelo tipo de estrutura de comercialização utilizada, implicando em dificuldades na adoção de uma estrutura de governança adequada para mitigar os riscos econômicos associados.

Os riscos econômicos inerentes ao mercado de gás natural no Paraná são os grandes promotores de oscilações no seu preço e promovem distorções no preço do gás natural vendido no estado do Paraná. O problema associado visa verificar se oscilações no preço do gás influenciaram negativamente o desempenho da concessionária paranaense. Para melhor explicar este problema o capítulo será dividido em três seções, sendo elas: o impacto dos preços de venda sobre o volume vendido pela concessionária; o impacto dos preços de venda sobre o lucro líquido da companhia e; a utilização que a companhia fez da sua margem bruta de distribuição autorizada pelo poder concedente, neste caso, governo do estado.

4.1 O IMPACTO DOS PREÇOS NO VOLUME DE VENDA DA CONCESSIONÁRIA

Anualmente a concessionária responsável pela distribuição de gás natural no Paraná, realiza seu orçamento projetando suas vendas, custos e lucro, mediante um determinado preço de venda do gás natural ao consumidor final.

A projeção deste preço utiliza regras determinadas através de um contrato de concessão firmado entre o governo do estado do Paraná, que figura no contrato como poder concedente, e a COMPAGAS, que figura como concessionária. Este preço é recalculado a cada ano e enviado para aprovação do poder concedente.

Quando fatores de difícil previsão promovem oscilações nesses preços de tarifa, podem promover deturpação de todos os valores previstos em orçamento e a concessionária obter resultados diferentes dos esperados.

O preço de venda da companhia é importante para que se possa vender o volume de gás esperado e tão logo obter o resultado orçado, assim como, para permitir a expansão do produto gás natural no estado do Paraná.

A questão levantada visa verificar se as oscilações abruptas ocorridas no preço do gás natural influenciaram de forma negativa o volume de vendas da concessionária local e a expansão do produto gás natural no estado do Paraná?

4.2 O IMPACTO DOS PREÇOS SOBRE O LUCRO DA CONCESSIONÁRIA

O fito da maior parte das empresas é obter lucro. Com a concessionária paranaense não é diferente. Embora a COMPAGAS seja empresa de economia mista, é economicamente e administrativamente independente e precisa remunerar o investimento de seus acionistas. De acordo com os preços praticados a concessionária pode vender maior ou menor volume de gás natural. Pertinente observar que ambas as variáveis influenciam o lucro obtido pela companhia. A questão que se deseja verificar

neste sentido, diz respeito a observar se as oscilações nos preços prejudicaram negativamente os lucros da concessionária paranaense?

4.3 A UTILIZAÇÃO DA MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO DA CONCESSIONÁRIA

Não basta saber que se a companhia obteve ou não lucro, deve-se verificar se estes estão em nível adequado para remunerar os investimento que realizou¹. Através da metodologia de formação da tarifa de venda de gás natural no Paraná, constata-se que a formação do preço é realizada basicamente pela soma de duas macro-variáveis, sendo elas o custo do gás natural adquirido para revenda e a margem bruta de distribuição. É nesta última que se enquadra o lucro da concessionária, sob a rubrica de remuneração de custo de capital e custo operacional.

Quando a tarifa praticada expressa um valor inferior àquele autorizado pelo agente regulador, denota que a concessionária está deixando de obter parte da remuneração de capital acordada através do contrato de concessão. Isto ocorre primariamente porque a margem bruta de distribuição fica achatada entre dois limitantes. Um deles é o custo do gás e o outro é o preço dos produtos substitutivos.

O custo do gás natural adquirido para revenda deve ser alocado de forma integral na tarifa, pois não há sentido financeiro em vender um produto com preço inferior àquele que se comprou. Já os preços dos produtos concorrentes impõem um o valor máximo de tarifa aceita pelo consumidor, sob pena do cliente substituir o gás natural por outra fonte de energia.

¹ Entende-se por nível adequado de remuneração dos investimentos da companhia a taxa de remuneração de custos acordada no contrato de concessão, uma vez que foi com base nestas taxas que a concessionária projetou seus investimentos. A Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás, vinculada a Agência Nacional de Petróleo, revela no trabalho sob título de “Compromissos Existentes ao Longo da Cadeia do Gás Natural: Contratos de Concessão para Exploração de Serviços Públicos de Distribuição” que a taxa remuneração de capital acordada com as concessionárias de gás natural no Brasil estão entre 15% e 20%.

Por conseguinte, para enfrentar a concorrência, a concessionária, mesmo obtendo lucro, caso a margem bruta de distribuição não esteja sendo totalmente alocada na tarifa, pode não estar remunerando adequadamente seu capital, tão logo surge a questão de saber se os lucros da concessionária estão ocorrendo em nível adequado para remunerar os investimentos realizados pela companhia?

5 REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo pretende-se revisar as principais teorias e textos que versam sobre questões relacionadas ao mercado de gás natural, sua estrutura, seus problemas e possíveis soluções. O capítulo será dividido em cinco partes, sendo que na primeira parte será revisada a estrutura do mercado monopolista, na segunda parte o papel da agência reguladora, na terceira parte a teoria de custo de transações, com ênfase para as questões de especificidade, na quarta parte a questão do câmbio e na quinta parte, aborda-se o texto de ALMEIDA (2007), sobre Fatores Indutores e Barreiras para o Comércio de Gás na Região do Cone Sul.

5.1 ESTRUTURA DE MERCADO MONOPOLISTA

Uma vez que todo gás natural vendido no Paraná provém da Bolívia, sendo 100% do produto comprado da PETROBRAS e ainda, que todo o gás vendido no estado é comercializado pela COMPAGAS, que detém sua concessão exclusiva para comércio na região convém revisar a estrutura de mercado monopolista, o que será realizado em quatro seções, conforme segue.

5.1.1 A Decisão de Produção Monopolista

O monopolista é o único agente de oferta para um determinado produto. Sua oferta é a oferta do mercado, controlando totalmente a quantidade do produto que será disponibilizada à venda. Contudo, isto não significa que lhe seja interessante cobrar o

preço que desejar na venda de seus produtos, uma vez que, provavelmente, desejará maximizar seus lucros.

Segundo FRANK (1999) para maximizar seus lucros, o monopolista, deve primeiramente determinar seus custos e as características da demanda do mercado que atua. Dispondo de tal conhecimento o monopolista precisa decidir quanto produzir e vender. Sua produção deve ser realizada na quantidade em que a receita marginal – variação da receita resultante da variação da produção em uma unidade - seja igual ao custo marginal – variação do custo resultante da variação da produção em uma unidade.

Esse autor explica ainda que no caso do monopolista produzir em quantidade inferior àquela determinada pelo intercepto da receita marginal com o custo marginal, estará se privando de obter um lucro adicional decorrente de uma elevação da receita superior à elevação que teria em seus custos. Já no caso de produzir em uma quantidade superior àquela indicada pelo intercepto, da receita marginal com o custo marginal, terá uma redução nos seus lucros, em consequência de uma elevação nos custos superior àquela verificada em suas receitas.

5.1.2 O Preço do Monopolista

Em sendo a quantidade produzida definida pelo intercepto entre a receita marginal e o custo marginal, agora resta saber que a curva de demanda é a curva de receita média do monopolista, e que ela especifica o preço unitário a ser recebido pelo monopolista em função do nível de produção indicado pelo intercepto entre receita e custo marginais, conforme explica FRANK (1999).

Um mercado monopolista não dispõe de curva de oferta. Isso ocorre porque a decisão de nível de produção do monopolista depende não só do custo marginal, mas também do formato da curva de demanda. Conseqüentemente, deslocamentos da demanda não dão indicação de uma série de preços e quantidades que correspondem a uma curva de oferta competitiva. Pelo contrário, os deslocamentos da demanda podem resultar em variações de preço sem que exista variação do nível de produção, em variações do nível de produção sem que ocorram variações no preço ou em variações em ambos (FRANK, 1999).

5.1.3 O Poder do Monopolista

Segundo PINDYCK & RUBINFELD (2004), existe uma importante diferença entre a empresa perfeitamente competitiva e a empresa com poder de monopólio. Para a empresa competitiva o preço é igual ao custo marginal e para a empresa com poder de monopólio, o preço é superior ao custo marginal, portanto, o poder do monopólio reside na medida em que o preço que maximiza o lucro excede o custo marginal. A determinação deste poder encontra-se a partir do inverso da elasticidade da demanda com a qual a empresa se defronta. Portanto, o determinante definitivo do poder do monopólio é a elasticidade da demanda da empresa.

Desse poder do monopólio deriva um custo social, uma vez que o poder do monopólio resulta em preços mais altos e quantidades mais baixas. Existe uma perda de excedente, por parte do consumidor, que poderia estar pagando um preço mais baixo em um mercado concorrencial. Também existe alguma perda da empresa, já que a mesma está gerando um mercado insatisfeito e obtendo um número menor de vendas do que aquela que obteria com um preço igual ao seu custo marginal.

5.1.4 O Monopólio Natural

Há serviços que, pela sua natureza, são intrinsecamente públicos, mesmo que o seu fornecimento seja privado. Isto decorre principalmente do carácter essencial da prestação dos serviços de utilidade pública, que resulta de dois fatores principais: em primeiro lugar, grande parte da população é obrigada a utilizar esses serviços; e em segundo, o crescimento da economia exige a expansão desses serviços.

Segundo PINDYCK & RUBINFELD (2004) um monopólio natural é uma empresa que pode arcar com toda a produção para o mercado com um custo inferior ao que existiria caso houvesse outras empresas. Um agente regulador tenderia a pressionar o preço desta empresa até alcançar um nível onde ocorresse o intercepto entre a receita média e o custo médio, com isto o nível de produção será o mais alto possível sem que a empresa comece a ter prejuízo. Geralmente, os monopólios naturais ocorrem onde existem possibilidades de economia de escala e são regulamentados pelo governo.

5.2 O PAPEL DA AGÊNCIA REGULADORA

Com a privatização, o Estado não desaparece, ele apenas muda de função, deixando de cumprir o papel de provedor do serviço e passando a assumir o papel de poder concedente.

Segundo GIAMBIAGI (1999) a regulamentação de um monopólio normalmente se baseia na taxa de retorno sobre o capital investido. O órgão regulamentador define um preço máximo permitido, baseado na taxa de retorno que será obtida pela empresa. Contudo surgem problemas quando se implementa regulamentação da taxa de retorno,

já que os estoques de capitais são difíceis de ser avaliados, a taxa de retorno depende do custo de capital, que por sua vez dependem do comportamento do agente regulador e os atrasos na regulamentação podem distorcer a taxa de retorno.

Segundo esse autor, uma figura importante que surge a partir da concessão de serviços públicos a agentes privados, a agência reguladora cumpre o papel de zelar pelo interesse público, no que tange à garantia de fornecimento, qualidade do serviço e tarifas cobradas. Neste sentido, é importante estabelecer a diferenciação entre o poder concedente e poder regulador. O primeiro é o titular da obrigação da prestação do serviço e, conseqüentemente, o responsável por dimensionar, planejar, e decidir sobre a política de oferta do serviço e a melhor forma de atendê-la.

GIAMBIAGI (1999) explica que o poder regulador ainda que represente um poder do Estado, não é diretamente responsável pela prestação do serviço, mas tem a obrigação de zelar pelas regras estabelecidas, setorialmente, para a prestação dos serviços de utilidade pública por parte de terceiros, garantindo a qualidade dos serviços, a ser prestado a um preço justo. Desta forma, deve regular as ações da concessionária e do poder concedente, observando o cumprimento das obrigações assumidas por ambas as partes. Os instrumentos regulatórios são as tarifas, as quantidades, as restrições à entrada e à saída de empresas do setor e os padrões de desempenho, ao que cabe destacar as necessidades de um sistema regulador para que a mecânica do processo de regulação seja exercido de forma eficiente.

Surge a necessidade de uma política tarifária definida e estável. A necessidade da existência de marcos reguladores claramente definidos, que detalhem as relações entre os diversos atores de cada setor, seus direitos e obrigações. A necessidade de um mecanismo ágil e eficiente para a solução de divergências e conflitos entre poder concedente e concessionária. A necessidade de um certo grau de garantia contra os

riscos econômicos e políticos, assim como, a necessidade de criar um órgão regulador do setor, dotado de especialidade, imparcialidade e autonomia nas decisões. Nesse sentido, os marcos reguladores e os contratos de concessão precisam estar estruturados de tal forma que possam servir aos propósitos de atração e estímulo de novos investimentos privados no setor de prestação de serviços públicos e de ordenamento da prestação dos serviços públicos, a fim de garantir aos usuários a obtenção de serviços adequados (GIAMBIAGI, 1999).

5.3 COMPETIÇÃO MONOPÓLICA

Segundo PINDYCK & RUBINFELD (2004) em muitos setores, os produtos são diferenciados entre si. Embora exista um único produtor para um dado produto, seu poder de monopolista pode ser limitado em função dos consumidores poderem substituir o referido produto por outro sucedâneo.

Um mercado monopolicamente competitivo tem duas características-chave: As empresas competem vendendo produtos diferenciados, altamente substituíveis uns pelos outros, mas que não são, entretanto, substitutos perfeitos. E existe a livre entrada e livre saída de empresas concorrentes (PINDYCK & RUBINFELD, 2004).

Como ocorre com o monopólio, na competição monopólica as empresas se defrontam com curva de demanda com inclinação descendente. Por isto, elas têm poder de monopólio. Mas isto não significa que empresas monopolicamente competitivas tenham possibilidade de obter altos lucros. A competição monopólica também se assemelha à competição total: como há livre entrada, a possibilidade de obter lucros atrairá novas empresas com produtos sucedâneos ou marcas competitivas, o que reduzirá os lucros econômicos a zero (PINDYCK & RUBINFELD, 2004).

Ao contrário do que ocorre na competição total, com a competição monopólica o preço do equilíbrio é mais alto do que o custo marginal. Isso significa que o valor atribuído pelos consumidores a unidades adicionais do produto é maior do que o custo de produção dessas mesmas unidades. Se a quantidade produzida fosse ampliada até o ponto de intersecção da curva de demanda com a curva do custo marginal, o excedente total poderia ser aumentado. O poder de monopólio cria uma perda bruta e existe poder de monopólio nos mercados monopolicamente competitivos (PINDYCK & RUBINFELD, 2004).

A empresa monopolicamente competitiva opera com excesso de capacidade: seu nível de produção é menor do que o nível capaz de minimizar seu custo médio. A entrada de novas empresas faz com que os lucros da empresa caiam a zero tanto nos mercados competitivos, quanto nos mercados monopolicamente competitivos. Em um mercado totalmente competitivo, cada empresa se defronta com uma curva de demanda horizontal, de tal modo que o ponto de lucro zero ocorre no custo médio mínimo. Em um mercado monopolicamente competitivo, entretanto, a curva de demanda possui uma inclinação descendente, de tal modo que o ponto de lucro zero ocorrerá à esquerda do custo médio mínimo. O excesso de capacidade é ineficiente porque os custos médios poderiam ser menores caso houvesse menos empresas atuando (PINDYCK & RUBINFELD, 2004).

Na maioria dos mercados monopólicos, o poder de mercado é pequeno. Geralmente há um número satisfatoriamente grande de empresas concorrendo, cada qual, detentora de produtos satisfatoriamente substituíveis entre si, de tal modo que nenhuma das empresas tenha substancial poder de monopólio. Sendo assim, qualquer perda bruta decorrente de seu poder de mercado será, por isso, pequena. Pelo fato de as curvas da demanda das empresas serem razoavelmente elásticas a variação de

preços, seu excesso de capacidade deverá ser também pequeno (PINDYCK & RUBINFELD, 2004).

Qualquer ineficiência deve ser confrontada com um importante benefício que a competição monopólica oferece: a diversidade de produtos. A maioria dos consumidores valoriza o fato de poder escolher entre uma ampla variedade de produtores concorrentes e marcas que diferem de várias formas entre si. Os ganhos decorrentes da diversidade de produtos podem ser grandes, podendo facilmente superar os custos da ineficiência resultantes da curva da demanda com inclinação descendente (PINDYCK & RUBINFELD, 2004).

5.4 A TEORIA DA ECONOMIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO - ECT

A Economia dos Custos de Transação – ECT é de importância para a condução deste trabalho, uma vez que os principais problemas inerentes ao mercado de gás estão relacionados com as incertezas e riscos gerados pelas especificidades do mercado de gás natural e os contratos entre os agentes envolvidos. Para revisar a referida teoria o capítulo será dividido em quatro partes, como segue.

5.4.1 Origem, Definições e Conceitos.

A Economia dos Custos de Transação - ECT tem origem no trabalho de Ronald Coase (1937) – The Nature of the Firm. Contudo, essa teoria teve maior desenvolvimento por intermédio de Oliver Williamson a partir da década de 70.

Para Mac Dowell e Cavalcanti (1999, p.8), a ECT é uma abordagem interdisciplinar do estudo da Nova Economia das Instituições - NEI, abrangendo áreas do Direito, Economia e Administração, e se aplica ao estudo das formas de

organização, particularmente a capitalista, com especial referência às firmas, ao mercado e à relação contratual.

Existe certa dificuldade em localizar na literatura uma definição clara e completa do que vem a ser os custos de transação. De acordo com Farina (1997), os custos de transação são aqueles não diretamente ligados à produção, mas que surgem à medida que os agentes se relacionam entre si e surgem problemas de coordenação para suas ações. Para essa autora, os custos de transação seriam os custos de: a) elaboração e negociação dos contratos; b) mensuração e fiscalização de direitos de propriedade; c) monitoramento do desempenho; d) organização de atividades.

A teoria dos custos de transação tem um caráter abstrato ao resultar das dificuldades e desperdícios decorrentes das relações entre agentes econômicos. Este novo enfoque econômico permite que os contratos tornem-se objeto de estudo econômico no momento em que passam a ser analisados os custos de transação envolvidos nas decisões contratuais. Além disso, passa a ser considerado que todas as formas institucionais organizadas para gerenciar as transações devem se preocupar com a economia dos custos de transação.

A organização econômica vista sob a ótica da ECT, resulta da minimização dos custos de produção e transação. Em linhas gerais, o que Williamson propõe é uma teoria da organização econômica que tem a “transação” como unidade básica de análise, e os contratos (explícitos e implícitos) como problema. Segundo Williamson (1985, p.1), “uma transação ocorre quando um bem ou serviço é transferido entre interfaces tecnologicamente separadas”².

² Entende-se por interfaces tecnologicamente separadas as etapas interligadas do processo de produção separáveis tecnologicamente. Por exemplo, as transferências de gás natural entre uma refinaria e uma distribuidora são interfaces tecnologicamente separadas, visto que a tecnologia predominante utilizada na refinaria não é a mesma utilizada pela distribuidora (engarramento ou dutos) de gás.

5.4.2 Estruturas de Governança

Segundo (KUPFER & HASENCLEVER, 2002) as estruturas de governança são uma instância intermediária entre os indivíduos e o conjunto da sociedade, que servem para gerenciar as transações entre os agentes. Tanto as organizações quanto os mercados são formas de governança assim como as relações contratuais. A Teoria dos Custos de Transação procura justamente explicar porque algumas transações ocorrem preferencialmente via mercado, enquanto outras são internalizadas hierarquicamente pelas firmas. A hipótese teórica fundamental é a de que o mercado bem como as organizações cumprem a importante função de governar as respectivas transações, sendo por isso denominadas de estruturas de governança.

As estruturas de governança mais citadas pela literatura são:

- a) Mercado: a governança via mercado se dá pelas relações econômicas entre os agentes dentro do mercado propriamente dito;
- b) Hierarquia ou Integração Vertical: a governança via hierarquia ou integração vertical pressupõe que a firma internalize as transações integrando verticalmente o processo produtivo;
- c) Híbrida: a forma de governança híbrida irá compor opções por mercado ou hierarquia, conforme padrões de comportamento da firma ou do mercado definidos estrategicamente.

Basicamente as estruturas de governança que se formam, têm como função principal reduzir os custos de transação intrínsecos aos processos de transação econômica (aquisição de insumos e ou produtos acabados).

A decisão pelas estruturas de governança depende muito das dimensões e características das transações: frequência das transações, incerteza e especificidade

de ativos. São estas que irão determinar as melhores formas de relacionamentos entre agentes componentes de uma cadeia produtiva.

A freqüência com que ocorrem determinadas transações é importante para determinar a possibilidade de internalizar determinada etapa do processo produtivo sem perder eficiência relacionada à escala. Está também associada à determinação da importância da identidade dos atores que participam da transação. A freqüência está relacionada ao grau de utilização das estruturas de gestão montadas para apoiar a transação. Quanto mais freqüente for uma transação, mais uma estrutura especializada pode se manter, reduzindo seus custos fixos médios e a possibilidade do comportamento oportunista por parte do outro agente.

A incerteza refere-se à maior ou menor confiança dos agentes na sua capacidade de antecipar acontecimentos futuros, pois quanto maior a incerteza, maior o custo de transação. A racionalidade limitada dos agentes impede o conhecimento sobre o desenrolar de futuros acontecimentos, e quanto mais conturbado o ambiente, maior a dificuldade na formulação de previsões confiáveis. Em vista disso, maior a necessidade de formas contratuais e organizacionais que permitam à firma atuar de modo mais flexível e adaptável às mudanças no ambiente negociai.

A especificidade dos ativos representa o mais forte indutor da forma de governança e é determinado pelo grau de especificidade de um investimento para uma determinada atividade e de quão custosa é sua realocação. Williamson (1985, p.54) apud Pondé (1994, p.25) refere-se aos ativos especializados como sendo aqueles que não podem ser reempregados sem sacrifício do seu valor produtivo, se contratos tiverem que ser interrompidos ou encerrados prematuramente. Sendo assim, um ativo torna-se mais específico para um usuário ou uso em particular à medida que o custo de transferência desse ativo para um uso alternativo aumenta.

Williamson (1989, p.143) apud Pessali (2000, p.688) distingue pelo menos cinco formas de especificidades de ativos: a especificidade geográfica ou de localização, a especificidade física do ativo, a especificidade do ativo humano, especificidade de ativo dedicado e ativos de qualidade ou de marca.

A especificidade geográfica ou de localização do ativo surge quando estágios sucessivos de produção são localizados proximamente, surgindo alta especificidade dos ativos e, economia de transportes, conservação e estoque. Há custos para localizar os ativos ou mesmo realizá-los, quando ocorre a troca de ofertante ou demandante, por exemplo, a localização de uma fábrica próxima ao principal fornecedor de matéria-prima está mais sujeita a esta especificidade de ativo quando há rompimento do contrato de fornecimento de matéria-prima.

A especificidade física do ativo surge quando o ativo utilizado pela empresa é vendido e o valor conseguido com sua venda é inferior ao investido descontando sua depreciação. Por exemplo, moldes, máquinas de único uso. Quanto maior a especificidade física de um ativo, maior é a dificuldade de se reaver os investimentos feitos com a sua aquisição através da sua venda. Quanto mais desenvolvido ou maior for o mercado de máquinas e equipamentos usados, menor é a especificidade física do ativo do fabricante.

A especificidade do ativo humano decorre da especialização atingida pelas pessoas para realizarem determinadas atividades. Essa especialização advém, sobretudo do aprendizado adquirido (learning by doing) no processo ou no trabalho em equipe, como por exemplo, o funcionário altamente especializado que trabalha em determinada máquina.

A especificidade do ativo dedicado ocorre quando o ativo é adquirido com o objetivo de atender interesse exclusivo de um cliente. Isso se dá, por exemplo, quando

o fornecedor compra uma máquina, sem ou de baixo valor de revenda, para fabricar um produto que serve somente a um comprador, geralmente visando uma demanda cativa por parte do comprador.

A especificidade de marca é aquela relacionada a ativos de qualidade superior ou padrões de marca conseguidos através de inversões de capital – nem físico nem humano – que se materializa na marca da empresa. Por exemplo, os investimentos em P & D (pesquisa e desenvolvimento), e marketing e propaganda.

Williamson³ (1991, p.281), acrescenta a especificidade temporal, “onde o valor de uma transação depende, sobretudo, do tempo em que ela se processa, sendo especialmente relevante no caso de negociação de produtos perecíveis”. (AZEVEDO, 1996, p.54).

Em decorrência disto, Hiratuka (1997, p.19) coloca que há necessidade de criação de mecanismos de proteção contratuais e organizações que possam garantir a continuidade das transações e evitar o aumento dos custos a elas relacionadas. Zylbersztajn (2000, p.34) coloca que Williamson ao propor a firma, vista como uma estrutura de governança das transações, pode definir se tratará determinado contrato a partir de uma pura relação de mercado, se preferirá uma forma mista ou se definirá a necessidade de integração vertical, a partir dos princípios minimizadores dos custos de produção (cobertos pela economia neoclássica), somados aos custos de transação.

Conforme pode ser observado logo a seguir, no Quadro 1, em casos onde a especificidade dos ativos é baixa, não é preciso controle forte e a transação pode ser feita via mercado. Na medida em que se eleva a especificidade dos ativos, o mercado

³ WILLIAMSON, O.E. *Comparative economic organization: the analysis of discrete structural alternatives*. *Administrative Science Quarterly*. v. 36, p, 269-296, Jun. 1991

passa a não ser a solução mais eficiente, exigindo maior controle, proporcionado tanto por contrato, com salvaguardas específicas, ou pela integração vertical.

Quadro 1 – Quadro de Alinhamento dos Contratos

	INCERTEZA	BAIXA	MÉDIA	ALTA
Especificidades dos Ativos	BAIXA	Mercado	Mercado	Mercado
	MÉDIA	Contrato	Contrato ou Integração Vertical	Contrato ou Integração Vertical
	ALTA	Contrato	Contrato ou Integração Vertical	Integração Vertical

Fonte: Brickley, Smith & Zimmerman (1997) apud Zylbersztajn (2000, p.34)

5.4.3 Custos Contratuais

Os custos de transação têm origem nos contratos utilizados nas transações entre agentes econômicos. A ECT apresenta alguns pressupostos fundamentais para sua compreensão: o primeiro deles é de que tanto na presença de transações via mercado, como nas transações contratuais e intrafirma, existem custos para conduzir o sistema econômico. O segundo pressuposto coloca que as transações ocorrem em um ambiente institucional, que é o conjunto de normas que afetam o processo de

transferência dos direitos de propriedade, e as instituições existentes afetam os custos de transação (ZYLBERSZTAJN, 1995).

Assim, essas transações poderão ser conduzidas via mercado, ou internamente à empresa (integração vertical), ou através de contratos (chamados de formas híbridas), porém todas estão sujeitas a custos. Esses custos de transação podem ser divididos em duas categorias contratuais, sendo elas:

1. Custos ex-ante: que ocorrem antes de uma troca comercial. São os custos de relacionamento, tais como o de procura, obtenção de informações, conhecimento das partes envolvidas na transação, da própria negociação, garantias, consultorias, salvaguardas de um contrato, entre outros;
2. Custos ex-post: que acontecem depois da transação. Eles surgem dos ajustamentos e adaptações dos contratos de negociação, que apresentam falhas, erros, omissões e alterações inesperadas. São os custos de mensuração e monitoramento do desempenho da transação, custos advindos do acompanhamento jurídico ou administrativo, resultantes principalmente da má adaptação do contrato, custos de renegociação relativos ao pagamento e à qualidade do produto, custos de manutenção da estrutura de controle, custos de compromissos de seguros, entre outros.

5.4.4 Pressupostos fundamentais

Zylbersztajn (1995, p.16-17) cita como pressupostos fundamentais da Economia dos Custos de Transação:

- a) A existência de custos na utilização do sistema de preços, bem como na condução de contratos intra-firma. Portanto, para o funcionamento do sistema econômico, não apenas os contratos efetivados via mercado são importantes, mas também aqueles coordenados centralmente pelas firmas;
- b) Como essa economia é herança do institucionalismo tradicional, o outro pressuposto é o de que as transações ocorrem num ambiente institucional estruturado e que as instituições não são neutras, ou seja, interferem nos custos de transação. O ambiente institucional consiste no sistema de normas (restrições formais, regras formais e sistemas de controle) que afetam o processo de transferência dos direitos de propriedade, exigindo recursos reais para operarem;
- c) A racionalidade limitada é um dos dois pressupostos comportamentais, onde a recepção, armazenagem, recuperação e processamento limitados da informação por parte de um ou mais lados participantes da transação. Esse conceito está muito ligado a assimetria de informações que ocorre nos contratos complexos;
- d) O oportunismo é o outro pressuposto comportamental, sendo um conceito que resulta da ação de indivíduos na busca única e exclusiva do auto-interesse. Entretanto, o auto-interesse pode ser buscado de maneira não oportunista. Oportunismo parte do princípio do jogo não-cooperativo, onde a informação que um agente possa ter sobre a

realidade não acessível a outro agente, pode permitir que o outro desfrute de um benefício do tipo monopolístico. Esse conceito traz a tona uma conotação ética comportamental dos indivíduos, ressaltando-se que nem todos os indivíduos agem oportunisticamente. Porém, se um dos lados tentar agir dessa forma, haverá necessidade de que os contratos fiquem expostos a ações que demandam monitoramento.

A presença de racionalidade limitada e oportunismo garantem a existência de custos na transação. No entanto, esses pressupostos comportamentais não são os únicos responsáveis pela existência de tais custos. Estes dependem também do ambiente institucional e, principalmente, das características das transações e respectivas estruturas de governança.

5.5 A TAXA DE CÂMBIO DE MOEDA ESTRANGEIRA

Segundo Krugman (2001), a taxa de câmbio é um preço da moeda de um país em termos da moeda de outro país. As taxas de câmbio têm um papel nas decisões de gastos porque elas nos possibilitam traduzir os preços dos diferentes países em termo comparáveis. Tudo o mais igual, uma depreciação da moeda de um país em relação às moedas estrangeiras (uma elevação dos preços, em moeda doméstica, das moedas estrangeiras) torna suas exportações mais baratas e suas importações mais caras. Uma apreciação de sua moeda (uma queda nos preços em moeda doméstica, das moedas estrangeiras) torna suas exportações mais caras e suas importações mais baratas.

As taxas de câmbio são determinadas no mercado de câmbio. Os principais participantes desse mercado são os bancos comerciais, as empresas internacionais, as instituições financeiras não bancárias e os bancos centrais dos países. Os bancos

centrais têm uma função primordial no mercado porque facilitam a troca de depósitos bancários a juros que fazem a maior parte do volume das negociações de câmbio. Apesar de as negociações de câmbio ocorrerem em vários centros financeiros no mundo, a tecnologia moderna das telecomunicações liga aqueles centros em um único mercado, aberto 24 horas por dia.

Uma categoria importante de negociação de câmbio é o comércio futuro, no qual as partes concordam em trocar moedas em uma data futura, com uma taxa de câmbio pré-negociada. Por outro lado, as negociações à vista são (para fins práticos) fechadas imediatamente. Como a taxa de câmbio é o preço relativo de dois ativos, é mais adequado que se considere o preço dos ativos em si. O princípio básico do estabelecimento do preço de um ativo é que o valor corrente de um ativo depende de seu poder de compra futuro esperado.

Ao avaliar um ativo, os poupadores analisam a taxa de rendimento esperada que ele oferece, isto é, a taxa pela qual se espera que o valor de um investimento do ativo aumente no decorrer do tempo. É possível medir a taxa de rendimento esperada de um ativo de diversas formas, cada uma dependendo das unidades nas quais o valor do ativo é medido. Os poupadores se importam com a taxa de rendimento real esperada de um ativo, a taxa à qual se espera que seu valor, expresso em termos de uma cesta representativa de produção, aumente.

Quando os rendimentos relativos dos ativos são relevantes, como no mercado de câmbio, é adequado comparar as mudanças esperadas nos valores das moedas dos ativos, desde que aqueles valores sejam expressos na mesma moeda. Se os fatores de risco e liquidez não influenciam fortemente as demandas dos ativos em moedas estrangeiras, os participantes do mercado de câmbio sempre preferirão manter os ativos que proporcionem a taxa de rendimento esperada mais elevada.

Os rendimentos dos depósitos comercializados no mercado de câmbio dependem das taxas de juros e mudanças esperadas na taxa de câmbio. O equilíbrio no mercado de câmbio requer a paridade dos juros, isto é, os depósitos expressos em todas as moedas devem oferecer a mesma taxa de rendimento esperada quando os rendimentos são medidos em termo comparáveis.

Para taxas de juros dadas e uma expectativa dada da taxa de câmbio futura, a condição de paridade dos juros nos indica a taxa de câmbio de equilíbrio atual. Quando o rendimento esperado dos depósitos, por exemplo, em real, excede o rendimento esperado dos depósitos, por exemplo, em dólares, o dólar imediatamente é depreciado em relação ao real. Tudo o mais igual, uma depreciação do dólar hoje reduz o rendimento esperado do dólar sobre os depósitos em real, reduzindo a taxa de depreciação do dólar em relação ao real esperado para o futuro. Similarmente, quando o rendimento esperado dos depósitos em real está abaixo do rendimento esperado sobre os depósitos em dólares, o dólar deve imediatamente ser apreciado em relação ao real. Tudo o mais igual, uma apreciação corrente do dólar torna os depósitos em real mais atrativos, aumentando a depreciação futura esperada do dólar em relação à moeda brasileira.

Tudo o mais igual, um aumento nas taxas de juros do dólar leva o dólar a ser apreciado em relação ao real, enquanto um aumento nas taxas de juros do real leva o dólar à depreciação em relação ao real. A taxa de câmbio presente também se altera por mudanças em seu nível futuro esperado. Se houver uma elevação no nível futuro esperado da taxa dólar/real, por exemplo, dadas as taxas de juros constantes, a taxa dólar/real presente também aumentará.

5.6 FATORES INDUTORES E BARREIRAS AO COMÉRCIO DE GÁS NATURAL NO CONESUL A TAXA DE CÂMBIO DE MOEDA ESTRANGEIRA

Neste tópico, realiza-se uma síntese do artigo de Almeida (2006), que aborda os fatores indutores e barreiras à entrada ao comércio de gás natural o papel do governo e o papel das empresas nessa estrutura.

5.6.1 Fatores Indutores e Barreiras à Entrada

O autor aponta o potencial de integração energética existente no Cone Sul oriundo da área do gás natural, em função da maior facilidade do seu transporte (possibilidade de estocagem e baixas perdas dos gasodutos), e da disparidade das reservas de gás dos países da região. Observa um grande potencial para a exploração das sinergias econômicas com a interconexão dos mercados de gás. O novo contexto dos mercados energéticos da região, marcado pela grande restrição do financiamento público e de ausência de linhas de crédito de instituições multilaterais, apresenta fatores que são favoráveis a uma maior integração dos mercados de gás do Cone Sul. Por um lado, a geração termelétrica a gás está na base da expansão da oferta de energia elétrica na região. Esta opção parece ser mais adequada às restrições financeiras atuais. As sinergias econômicas regionais aumentaram em função da convergência das indústrias de gás e eletricidade. A dinâmica industrial atual é marcada pela presença de agentes que orientam suas estratégias empresariais para a exploração deste tipo de sinergias e são capazes de disponibilizar investimentos em escalas suficientes para integrar regionalmente suas atividades.

Apesar da existência dos fatores indutores citados, há importantes barreiras a serem contornadas para explorar todo o potencial de comércio intra-regional. Embora

existam reservas suficientes na região para atender a demanda projetada, será necessário um volume grande de investimentos para o seu aproveitamento e expansão da infra-estrutura de transporte e distribuição nos países onde esta indústria encontra-se numa fase incipiente (Brasil, Bolívia, Uruguai e Paraguai). A realização destes investimentos encontra riscos elevados, associados às especificidades da indústria do gás natural: i) grande interdependência entre os agentes envolvidos em projetos ao longo da cadeia; ii) forte pressão da concorrência inter-energética. Estas particularidades contribuem para elevar os custos de transação no negócio do gás natural. Desta forma, a integração vertical e os contratos de longo-prazo são mecanismos comuns para reduzir os custos de transação no setor de gás natural.

Os riscos políticos e econômicos dos contratos de longo-prazo são muito mais altos em projetos internacionais. Gasodutos internacionais são projetos difíceis de implementar, peculiarmente em se tratando de um investimento realizado por empresas privadas. As incertezas associadas às transações internacionais são maiores quando o negócio depende do ambiente econômico de dois países, pois é maior o número de parâmetros da transação que são sujeitos a modificações (risco regulatório, risco cambial, risco de mercado e risco político).

As barreiras acima citadas são acentuadas no caso do Cone Sul em função de algumas particularidades econômicas da região que afetam os riscos do comércio regional de gás natural. Três barreiras adicionais merecem ser destacadas: i) assimetria regulatória e das políticas energéticas dos países da região; ii) liberalização dos preços da eletricidade e dos combustíveis concorrentes ao gás natural; iii) volatilidade cambial. Estes problemas resultam numa elevada probabilidade de ocorrência de desequilíbrios nos contratos de longo-prazo utilizados no comércio regional de gás.

É importante mencionar que apesar da região se destacar no cenário internacional pela formação do Mercosul, o bloco apresenta peculiaridades importantes

quando comparado com os principais blocos mundiais (Nafta, União Européia e Asean). O Mercosul constitui uma tentativa singular de formação de um mercado comum entre países relativamente industrializados, sem que nenhum dos países membros tenha uma moeda conversível internacionalmente. A ausência de uma moeda forte na região apresenta implicações importantes para a dinâmica de integração, contudo para as indústrias que dependem de contratos de longo-prazo para viabilizar seus projetos internacionais. Na falta de uma moeda forte, a questão da volatilidade dos preços assume uma dimensão diferente na região. Ou seja, uma vez que o equilíbrio nas contas externas dos membros do bloco depende do fluxo de moeda forte de fora do bloco, associadas à posição periférica da região nos fluxos comerciais e financeiros internacionais, as crises cambiais nos países do bloco têm sido constantes. Como os fluxos comerciais e financeiros no bloco são contabilizados em dólar, a volatilidade dos preços do gás natural em Pesos ou Real torna-se extremamente elevada. Projetos para comércio do gás natural no Cone Sul enfrentam riscos econômicos mais elevados do que aqueles planejados para exportação de gás para regiões com moeda forte. Com isto, observa-se a importância de um esforço conjunto das empresas dos governos na busca de um novo ambiente institucional e regulatório e de práticas contratuais que resultem em riscos menores.

5.6.2 O Papel dos Governos

Considerando os riscos elevados em função da interdependência dos agentes envolvidos (custos de transação) e das especificidades dos ativos das indústrias de gás e eletricidade, os mecanismos mercadológicos não são suficientes para prover uma estrutura de governança adequada aos projetos. A ação do governo tem um papel importante, criando instrumentos adicionais de coordenação dos investimentos como,

por exemplo, regulação dos mercados, regulação da concorrência, criação de sistemas de garantias e planejamento indicativo.

Dentre os mecanismos adicionais de coordenação, é importante a coordenação das atividades de planejamento energético buscando o estabelecimento de um plano de expansão indicativo para o Mercosul. Uma vez que os projetos internacionais precisam da autorização dos governos envolvidos, é importante que os governos façam de forma conjunta um planejamento de longo prazo, tendo em vista a complementaridade dos recursos energéticos, indicando para os agentes privados quais projetos deverão ser priorizados.

É importante ressaltar que a coordenação dos investimentos não se resume à realização de um planejamento energético para a região. É também necessária a participação ativa dos governos no processo de negociação dos projetos, uma vez que os mesmos são diretamente influenciados pela regulação setorial de cada país. O combate às assimetrias de regulação existentes no arcabouço regulatório de cada país deve ser, portanto, prioridade dos países do Cone Sul. Este esforço deve ocorrer em dois níveis: Primeiramente, é importante que as decisões quanto à orientação das reformas setoriais não desconsiderem os ganhos já obtidos nos outros países da região; secundariamente, o trabalho das agências reguladoras nacionais em estabelecer as regras para a aplicação das decisões tomadas no âmbito da política energética e na defesa da concorrência deve levar em conta o trabalho das outras agências da região.

A convergência do arcabouço regulatório é peculiarmente importante nas políticas de defesa da concorrência. Como o espaço da concorrência tende a se tornar cada vez mais regional e global, sua aplicação considerando somente os espaços nacionais, pode dificultar novos investimentos e criar obstáculos à formação de empresas regionais fortes. Desta forma, é muito importante que o contexto regional da

concorrência seja levado em consideração em processos de julgamento de operações de fusões, aquisições e de troca de ativos. Com isto, fica evidente a necessidade de ser criado instrumento comunitário que permita a articulação das ações, a coordenação do planejamento e a regulação no setor energético da região – uma Secretaria de Energia do Mercosul – já que a diversidade institucional dos países não permite que a coordenação das ações relacionadas ao planejamento energético e à regulação seja obtida por intermédio da cooperação bilateral dos diversos órgãos incumbidos desta tarefa em diferentes países.

Ainda que a organização institucional atual do Mercosul não permita a existência de organismos com poder de decisão supranacionais, existe um grande espaço de trabalho para uma instituição comunitária com base na negociação voluntária entre os países. Várias atividades podem contribuir para a coordenação de políticas e ações regulatórias: i) o levantamento e a consolidação das informações energéticas dos países da região; ii) a realização de estudos sobre potencial de integração energética; iii) o apoio técnico na elaboração do plano de expansão indicativo para os diferentes setores energéticos da região; iv) o fórum de negociação entre os países para a aprovação dos planos de expansão indicativos; v) o fórum de intercâmbio e cooperação entre os órgãos reguladores da região; vi) o apoio técnico nos acordos comerciais internacionais entre empresas e governos envolvidos em projetos energéticos internacionais; vii) e o fórum de Cone Sul e negociação entre governos e empresas envolvidas em projetos internacionais.

5.6.3 O Papel das Empresas

Um dos principais motores do crescimento das indústrias é a inovação em todas as dimensões do negócio (gerencial, tecnológica, contratual e comercial).

Tradicionalmente, o comércio internacional esteve ancorado em contratos de longo prazo do tipo take-or-pay⁴ e ship-or-pay⁵. Desta forma, o produtor e o transportador tinham assegurado seu fluxo de caixa viabilizando os investimentos na produção e transporte. Por outro lado, os vendedores buscavam fixar os preços garantindo a competitividade do gás frente à concorrência inter-energética, através da precificação do gás pelo sistema “netback⁶”.

A contratação tradicional para reduzir os elevados custos de transação na indústria do gás natural apresenta problemas para se adaptar ao contexto atual da região. O primeiro problema é que o preço dos combustíveis substitutivos vem sendo liberalizado. A variação constante dos preços e margens dos fornecedores dos combustíveis concorrentes requer uma variação constante do preço do gás para manter sua competitividade. Da mesma forma, a dolarização dos contratos de fornecimento de gás se traduz em um outro elemento de incerteza muito importante.

O papel das empresas é o de buscar inovações contratuais que viabilizem sua atuação na região. A história recente dos mercados de energia na Argentina e Brasil demonstrou que as soluções contratuais tradicionais não possuem sustentação. Se por um lado, contratos de longo-prazo dolarizados e com cláusulas de take-or-pay elevadas mitigam os riscos do vendedor, os compradores não têm como garantir o cumprimento destas cláusulas. A instabilidade política e institucional na região não sustentam o repasse sistemático destes riscos para os governos. É importante que os parâmetros da transação estejam ancorados na evolução dos preços de dentro da região. Assim, a

⁴ Take or Pay é o pacto contratual que impõem ao cliente comprar quantidade mínima de gás acordada previamente, mesmo que não a consuma. Esta quantidade pode ser recuperada futuramente.

⁵ Ship or Pay é o pacto contratual que impõem ao cliente utilizar uma capacidade mínima do duto a ele disponibilizado ou pagar por ela independente a sua utilização.

⁶ Precificação Netback é sistema de adoção de preço que orienta-se no mercado, obtido através da diferença entre o preço dos derivados nos principais mercados consumidores e os custos.

indexação dos preços do gás natural numa cesta de moedas da região, ou nos preços dos combustíveis concorrentes podem ser formas de diminuir riscos de desequilíbrios nos contratos. A busca da flexibilidade deve estar na base das novas estratégias contratuais, já que a forte volatilidade nos preços e a instabilidade econômica são características marcantes do Cone Sul.

6 METODOLOGIA

A seguir apresenta-se a metodologia que será utilizada para desenvolver o trabalho proposto. O desenvolvimento deste trabalho será dividido em seis seções, dentro do próximo capítulo, seguindo a metodologia exposta a baixo.

Na seção 7.1 e 7.2 serão apresentados a estrutura geral do mercado do gás natural existente no estado do Paraná e seu complexo sistema de contratos. Os dados serão obtidos através de pesquisa das leis, decretos contratos e outros documentos legais, que orientam a atividade no estado. Os referidos documentos poderão ser obtidos juntos aos canais de comunicação do governo do estado, governo federal e com a concessionária local.

Na seção 7.3 e 7.4 serão levantados os preços médios praticados pela concessionária paranaense, entre 2000 e 2006. Também será verificada a metodologia de formação destes preços. O que se pretende é confrontar os preços ao índice oficial de inflação utilizado pelo governo brasileiro para verificar se seus preços são desproporcionais à variação dos demais preços da economia brasileira. As informações poderão ser obtidas junto aos relatórios gerenciais da concessionária paranaense e junto à página do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.

Na seção 7.5 será avaliado o desempenho da concessionária e observado os impactos das oscilações de preços nos mesmos, observando o volume de venda da companhia, seus lucros líquidos e a aplicação de sua margem de distribuição autorizada pelo poder concedente.

Na seção 7.6 será apresentada uma síntese dos resultados obtidos, assim como, a conclusão do trabalho, sugerindo previamente algumas formas de minimizar as oscilações no preço do gás, que podem ser aprimoradas e complementadas em trabalhos a serem elaborados futuramente.

7 DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo pretende-se examinar a estrutura geral do mercado de gás natural existente no estado do Paraná, seu complexo sistema contratual, a metodologia utilizada para a formação de preços, as oscilações ocorridas nestes preços e, principalmente, a influência dessas oscilações sobre o desempenho da concessionária de gás natural do estado do Paraná.

7.1 ESTRUTURA GERAL DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL E NO ESTADO DO PARANÁ.

Entende-se como pertinente conhecer a estrutura geral do mercado de gás natural no Brasil e no Paraná, já que a observação desta complexa estrutura permitirá compreender os problemas relacionados aos preços e de que forma se dá seu impacto sobre os resultados obtidos pela companhia.

7.1.1 Determinantes da Estrutura de Mercado do Gás Natural no Brasil

Até o ano de 1988, apenas o Rio de Janeiro e São Paulo possuíam Companhias Distribuidoras Locais de gás canalizado. O gás natural que distribuíam era adquirido da empresa Petróleo Brasileiro SA – PETROBRÁS, que se tornou a única fornecedora de gás natural no Brasil, assegurando-se na lei 2.004 de 1953.

A promulgação da constituição federal em 05 de outubro de 1988, contribuiu para a modificação deste cenário. A constituição federal, em seu artigo 177, estabelecia que as pesquisas, lavras e conduto de gás natural era um monopólio da união. Em 1988, com nova redação do diploma legal, observa-se que passa a ser atribuída às

unidades da federação a exploração direta ou mediante concessão, dos serviços locais de gás natural canalizado (artigo 25 - alterado pelo pela emenda constitucional nº 05, de 15 de agosto de 1995).

Com isto, a partir da década de 90, diversos estados brasileiros, instituíram suas próprias distribuidoras de gás canalizado. Em 1997, através da lei 9.478, ficou estabelecido que pudessem produzir o gás natural empresas autorizadas pelo governo federal, acabando também com o monopólio legal sobre a extração e produção do gás, contudo, a participação de outras empresas na produção do gás natural no Brasil ocorreu sempre de forma bastante tímida, em geral como acionista minoritário de empreendimentos realizados pela PETROBRÁS. Por conseguinte, esta empresa prossegue exercendo monopólio sobre o fornecimento de gás natural, sendo a única empresa de quem as distribuidoras conseguem comprar gás natural para revenda.

Atinente a expansão do serviço de distribuição de gás natural, ainda na constituição federal de 1988, tem-se o artigo 175 que dispõe sobre a possibilidade da prestação dos serviços públicos a ser efetuado de forma direta, pelo estado, ou de forma indireta, por terceiros em regime de concessão ou permissão.

Segundo a Superintendência de Comercialização e Movimentos de Gás os serviços públicos delegados mediante concessões e permissões, devem ser regidos por um regime normativo específico que estatua sobre o caráter especial dos contratos, assim como sobre as condições de fiscalização, caducidade e rescisões contratuais, política tarifária, direitos e deveres dos usuários, obrigações da concessionária quanto à qualidade dos serviços prestados, o pleno atendimento ao mercado por meio de universalização dos serviços prestados, a elevação da eficiência e competitividade, bem como a utilização racional das riquezas nacionais, consoante determinações das Leis nº 8.987/95 e 9.074/95.

A transferência exime os estados do dever de investir diretamente ou operar determinado serviço público, contudo lhe condiciona a responsabilidade de fiscalizar o

exercício da atividade concedida, conforme apontado na seção 5.2, quando abordado o funcionamento da regulação econômica.

7.1.2 Determinantes da Estrutura de Mercado do Gás Natural no Paraná

As leis estaduais, que autorizam a constituição das companhias distribuidoras locais de gás canalizados, apresentam, em sua grande maioria, estruturas similares. No estado do Paraná sua organização começa a partir da constituição estadual, onde em seu artigo 9º, consta estabelecido como privativo ao estado explorar diretamente ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado.

Para executar a exploração de gás natural no Paraná, o governo estadual, através do decreto 4.695 de 20/01/89, outorgou a Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL a concessão para explorar os serviços de gás canalizado em todo o território do estado do Paraná, com exclusividade de distribuição, pelo prazo de 30 (trinta) anos, prorrogáveis. No entanto, em 06/07/94, através da lei 10.856, foi fundada a Companhia Paranaense de Gás – COMPAGAS, com o objetivo de explorar o serviço público de fornecimento de gás canalizado e atividades correlatas e os contidos do decreto 4.695 foram transferidos para esta.

Para a questão da regulação o estado pode se valer de agências reguladoras estaduais, submetidas a um regime de autarquia, providas de marco regulatório próprio e de autonomia administrativa, conforme explicado na seção 5.2. Estes órgãos responsabilizam-se pelo monitoramento das tarifas de distribuição, da qualidade dos serviços prestados e dos investimentos a serem realizados pelas concessionárias.

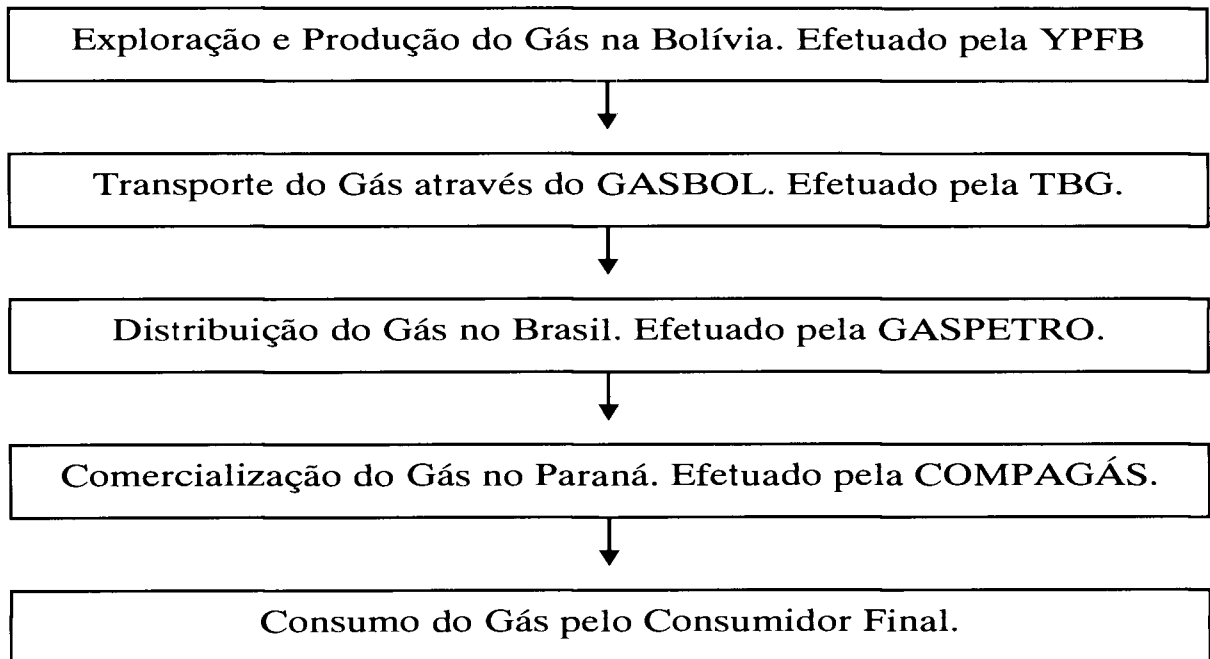
Mas, neste estado da nação não foi criada agência reguladora e o governo local acumula as funções de concedente e regulador, o que retira a trilateralidade necessária

para a tomada de decisões imparciais em questões pertinentes ao desenvolvimento do complexo gasífero da região, conforme sugere a teoria dos custos de transação.

7.1.3 A Cadeia do Gás Natural Vendido no Paraná.

A indústria do gás natural é composta de diversos segmentos um dependente do outro, assim como a maioria das indústrias, sendo eles: a exploração e produção; o transporte; a comercialização; e a distribuição. Observe a cadeias do gás natural vendido no Paraná, no fluxograma 1.

Fluxograma 1 – Cadeia do Gás Natural no Estado do Paraná



FONTE: HISTÓRIA DO GÁS em (www.compagas.com.br – acesso em 05-04-07)

NOTA: Fluxograma elaborado pelo autor com base nos descritivos encontrado.

Todo gás natural vendido no Paraná é adquirido junto à estatal Petróleo Brasileiro SA – PETROBRAS, que importa o gás boliviano e aparece como acionista em quase todas as empresas pertencentes à cadeia do gás natural.

A extração do gás natural ocorre na Bolívia, por intermédio de diversas empresas extratoras, sendo a principal empresa deste complexo de extração pertencente ao grupo PETROBRÁS, constituída com o objetivo de atender as necessidades da demanda brasileira.

A empresa YPFB – Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, empresa administrada pelo governo boliviano, concentra toda a produção de gás natural extraída na Bolívia e vende este gás natural, principalmente, para o Brasil.

O gás natural é trazido ao Brasil através de um gasoduto conhecido como GASBOL, pertencente à TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A., que possui a PETROBRAS como acionista majoritário.

O gás natural trazido ao Brasil é importado pela Petrobrás Gás S.A. – GASPETRO, que também é pertencente ao grupo PETROBRAS, e se incumbe de distribuir o gás até as concessionárias locais.

O gás natural chega ao consumidor paranaense através das canalizações da COMPAGAS – Companhia Paranaense de Gás, que é a concessionária local responsável por sua distribuição final.

A COMPAGAS foi fundada a partir da iniciativa de três outras empresas, sendo duas empresas de capital público e uma empresa de capital privado. As ações dividem-se da seguinte forma: A COPEL – Companhia Paranaense de Energia, empresa controlada pelo governo do estado do Paraná, possuiu 51% das ações; A PETROBRAS – Petróleo Brasileiro SA, empresa controlada pelo governo federal, possui 24,5% e, A GASPART Participações, empresa da iniciativa privada possui 24,5% das ações.

Os consumidores finais de gás natural no estado do Paraná pertencem a diversos segmentos. A concessionária local divide seu mercado em sete segmentos,

sendo eles: O mercado industrial, de coogeração, de matéria prima, veicular, comercial, residencial e de termelétrica. Destaca-se o segmento industrial que em 2006 representou 36,6% das vendas, seguido pelo segmento termelétrico que representou 31,2% e o segmento de coogeração com 15,8% das vendas (informações retiradas no relatório gerência da COMPAGAS do ano de 2006).

7.1.4 A Estrutura Econômica do Mercado no qual é Vendido o Gás Natural no Paraná.

Distingue-se a atividade de distribuição e a de comercialização do gás natural. Enquanto a primeira compreende a construção, manutenção e operação das redes físicas de gasodutos, a segunda se traduz na compra de gás pelas distribuidoras e sua venda aos consumidores finais. Os elevados custos associados à construção das redes físicas de distribuição de gás natural tornam o monopólio a solução econômica mais viável ao seu desempenho.

Em função disso, a distribuição de gás natural é tratada como um monopólio natural, o que se observa no Paraná através da constituição estadual, que indica o estado como único órgão capaz de explorar este recurso. Outra característica que confirma o tratamento de monopólio natural é a concessão mediante regulação de mercado, o que nesta unidade da federação ocorreu através de contrato de concessão firmado entre a concessionária e o governo local, em 20 de dezembro de 1996.

Embora a distribuição seja considerada um monopólio natural, regulado por contrato de concessão, o qual determina, inclusive, a formação tarifária da distribuidora, a comercialização é uma atividade potencialmente competitiva que sofre concorrência de outras matrizes energéticas há muito mais tempo, instalados na região. Por conseguinte, o mercado adquiri características de uma estrutura em competição

monopólica, que conforme explica a teoria, contempla a livre entrada de empresas concorrentes e bens sucedâneos capazes de substituir o gás natural.

O gás natural foi um produto que demorou a se instalar no Paraná. A COMPAGAS foi constituída em 1994 e os primeiros anos serviram somente para organização e testes. Somente no ano 2000 ela inicia a comercialização de gás natural, quando começa a receber o gás oriundo de um contrato fechado com a PETROBRAS e encontra um mercado já tomado por outras fontes de energia, com destaque para o petróleo e seus derivados. Observe no quadro a seguir a participação relativa de cada fonte de energia no consumo paranaense, de 1999 a 2005.

Tabela 1 – Distribuição Percentual do Consumo de Energia no Paraná de 1999 a 2005

FONTES	1999	2000	2003	2005
PETRÓLEO E DERIVADOS	51,81%	52,50%	49,24%	49,24%
GÁS NATURAL	0,00%	0,87%	1,78%	2,12%
CARVÃO MINERAL	0,36%	0,36%	0,29%	0,28%
XISTO E DERIVADOS	1,91%	1,85%	1,54%	1,24%
ELETRICIDADE	12,71%	14,03%	13,06%	13,67%
LENHA E CARVÃO VEGETAL	16,21%	15,74%	17,30%	18,42%
DERIVADOS DE CANA	15,25%	12,73%	14,73%	13,02%
OUTROS RENOVÁVEIS	1,76%	1,92%	2,05%	2,01%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

FONTE: Balanço Energético do Paraná, em Relatório Gerência da Compagas – 2006.

NOTA: Quadro elaborado pelo autor.

Observa-se na tabela 1, a participação relativa das principais fontes energéticas no ano de 1999, quando ainda não era vendido gás natural no estado. Nesta época o petróleo e seus derivados detinham 51,81% do mercado paranaense. No de 2000 o gás natural é inserido no mercado e sua participação alcança fatia de 0,87%. Já em 2005, último ano da série, o gás natural apresenta uma participação no mercado paranaense

de 2,12%, o que demonstra uma participação bastante tímida se comparada com a do petróleo e seus derivados que tiveram fatia de 49,24% do mercado. Baseando-se no consumo de fontes de energia no Brasil, onde o gás natural possui uma fatia de aproximadamente 20% (relatório gerencial da COMPAGAS do ano de 2006) do mercado, esta matriz energética ainda possui muito campo para crescer no Paraná, onde possui pouco mais de 2%.

Embora o mercado de gás natural paranaense se encontre inserido em uma estrutura com alto grau de monopólio, herdada da estrutura de concessão e regulação criada pelo governo, não há como ignorar a concorrência que este produto sofre de outras fontes de energia. A competição com bens sucedâneos torna mais complexo o mercado de gás natural na região do Paraná e obriga a concessionária a criar mecanismo para se adaptar a um mercado que mescla características da estrutura de competição monopólica, com a de monopólio natural, questão que será aprofundada na seção 7.3, quando explicada a metodologia de formação de preços. Esta parece ser uma característica comum na comercialização desta matriz energética que aumento o risco econômico do setor conforme aborda Almeida (2006).

7.2 O SISTEMA DE CONTRATOS NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO ESTADO DO PARANÁ.

A extração do gás natural ocorre em locais bastantes específicos, em jazidas encontradas após exaustiva exploração, o que requer investimentos elevados e sugere especificidade geográfica. Além disto, sua rede de gasodutos também requer elevados investimentos e custos na capacitação de técnicos para fazer sua manutenção, em um sistema que se dedica exclusivamente ao transporte do gás, indicando especificidade de ativos dedicados e mesmo de ativo humano.

A especificidade esta relacionada à estrutura econômica do mercado adotada e ainda, sua extração no exterior inserem novas variáveis de risco, relativas ao mercado internacional. Os riscos e incertezas deste mercado tentam ser mitigados através de um complexo sistema contratual com elevados custos de transação.

Não se pretende estudar a questão dos custos de transação neste trabalho. Apenas se registra que estes custos oneram o mercado de gás natural paranaense. Este trabalho está voltado para variáveis mais explícitas e menos subjetivas que os custos de transação. Nesta seção, o que se deseja fazer é desvendar o emaranhado sistema de contratos, no qual está inserida a distribuição e comercialização de gás no Paraná. Observam-se três grandes grupos de contratos, sendo eles: o contrato de concessão que regula a atividade da concessionária no estado do Paraná; os contratos de compra de gás natural para revenda no estado e; os contratos pelos quais a concessionária vende gás natural aos clientes finais.

7.2.1 O Contrato de Concessão Firmado entre Concessionária e o Governo do Estado do Paraná.

O contrato de concessão tem por objetivos a regulamentação da exploração do serviço de distribuição de gás canalizado e demais atividades correlatas e afins. O prazo de concessão é de 30 anos, contados a partir da data de 06 de julho de 1994, em face ao estabelecido pela lei nº 10856/94.

O referido contrato pressupõe a prestação de serviço de forma adequada, ou seja, que satisfaça as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

A implantação e a prestação dos serviços deverão obedecer a normas reguladoras do Ministério de Minas e Energia – MME e, no que couber, à normas da

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), bem como as normas técnicas, internacionais e procedimentos aprovados por órgão regulador e fiscalizador, de nível federal e/ou estadual, competente para tal.

A concedente se sujeita a obrigações contratuais como fiscalizar permanentemente os serviços prestados. A concessionária tem como principal obrigação prestar serviço de distribuição e comercialização de forma adequada. Os consumidores também assumem parte do contrato, possuindo direitos, como: receber o serviço adequado e assumindo obrigações, como: zelar pelas condições dos bens através dos quais lhes são prestados os serviços.

O contrato de concessão reza que a concessionária dispõe de plena autonomia administrativa, técnica, econômica e financeira, para regular o desenvolvimento da atividade concedida. Contudo a autonomia da concessionária é questionável, uma vez que o presidente desta é indicado por seu acionista majoritário – COPEL (Companhia Paranaense de Energia Elétrica) – que é empresa controlada pelo governo estadual.

As tarifas relativas ao serviço de distribuição de gás canalizado serão propostas pela concessionária à concedente, visando cobrir todas as despesas realizadas pela concessionária, bem como remunerar o capital investido. O valor da tarifa é estabelecido através dos critérios definidos no ANEXO I do contrato de concessão, que será observado na seção 7.3 deste trabalho.

7.2.2 Os Contratos de Compra de Gás Natural para Revenda no Estado do Paraná.

Todo o gás natural vendido no Paraná é comprado da PETROBRÁS. As condições estipuladas nos contratos se referem ao gás importado da Bolívia,

considerado pelas partes como fonte prioritária de suprimento, e possuem vigência de 20 anos, contados a partir do início do fornecimento, podendo ser prorrogado.

A quantidade contratada prevê compra de 700 mil metros cúbicos por dia até o sétimo ano de contrato e de 950 mil metros cúbicos por dia até o vigésimo ano de contrato. Esta quantidade diária contratada - QDC deve ser seguida sob pena de incidência de encargos, como o Ship or Pay e o Take or Pay.

O preço do gás é constituído por duas parcelas, uma remunerando a compra do produto gás natural propriamente dito e a outra remunerando seu transporte da Bolívia para o Brasil.

O contrato ficará automaticamente rescindido, caso se constate a ineficácia de fornecimento do gás da Bolívia e a PETROBRAS incidirá multa rescisória equivalente em moeda nacional a 200 milhões de m³ de gás. Caso a COMPAGÁS decida rescindir o contrato de forma unilateral, também lhe será imputado multa rescisória de igual valor.

7.2.3 Os Contratos de Venda de Gás Natural no Estado do Paraná.

Os contratos de venda de gás natural no Paraná podem ser divididos em três grandes grupos, sendo eles: Os contratos do tipo "by pass", os contratos de adesão e os demais contratos.

Os contratos do tipo "by pass", são aqueles onde se procura transferir para o cliente todas as condições contratadas junto à fornecedora de gás, inclusive o seu preço de compra, cabendo a concessionária pela prestação do serviço, margem de distribuição pré-definida contratualmente. Este tipo de contrato é firmado com grandes clientes do segmento termoelétrico, de coogeração e de matéria-prima.

Os contratos por adesão não são assinados literalmente pelos clientes e atendem somente o segmento residencial. A partir do pedido de ligação do gás o cliente

e a concessionária se tornam condicionados às regras gerais de fornecimento de gás canalizado contidas no decreto 6052 (anexo I).

Os demais contratos atendem o segmento de indústrias, comércios e postos de combustíveis. Os contratos fechados no segmento industrial e veicular imputam ao cliente a condição de take or pay, o que não ocorre para os clientes comerciais.

Os preços para venda de gás para os segmentos que não se enquadram no modelo “by pass” são formados a partir da metodologia do contido no contrato de concessão, conforme se apresenta na próxima seção.

7.3 METODOLOGIA UTILIZADA PARA A FORMAÇÃO DO PREÇO PRATICADO PELA CONCESSIONÁRIA ENTRE 2000 e 2006

Neste item será verificada a formação de preço da distribuidora, o que ocorre, primariamente, conforme o contrato de concessão firmado entre a concessionária e o governo do estado do Paraná, mas que também engloba a concorrência do gás natural com outras matrizes energéticas.

7.3.1 Anexo I do Contrato de Concessão Firmada entre Concessionária e Concedente

A *Tarifa de Concessão* é calculada de acordo com uma metodologia elaborada para o cálculo da tarifa de distribuição do gás canalizado no estado do Paraná, anexo I do *Contrato de Concessão*, através da soma do preço de compra do gás adquirido pela COMPAGAS com a margem de distribuição resultante das planilhas de custos acrescidos da remuneração dos investimentos.

A equação geral que reflete a tarifa a partir das diretrizes do contrato de concessão é a que a seguir se apresenta: TM (tarifa de venda) = PC (preço de compra de gás) + MB (margem bruta de distribuição), onde:

O PC (preço de compra do gás natural para revenda) é formado a partir do valor esperado para pagamento do gás natural a ser adquirido da PETROBRAS, aprovado pelo Conselho de Administração da Concessionária.

A MB (margem bruta de distribuição): é constituída a partir da soma de seis outras variáveis: O CC (custo de capital), o CO (custo operacional), a DEP (depreciação), o AJ (ajustes), o PRO (aumento de produtividade) e a RM (reserva de modernização).

O CC (custo de capital) é igual à somatória dos investimentos realizados, multiplicados pela taxa de remuneração e dividido pela previsão que se tem de volume para venda de gás para o próximo período.

O CO (custo operacional) é igual aos custos e despesas ocorridos no período anterior, multiplicado pela taxa de remuneração e dividida pela previsão de volume para venda de gás para o próximo período.

A DEP (depreciação) é igual aos investimentos na rede de distribuição de gás natural canalizado, com taxa de 3,33% ao ano.

O AJ (ajuste) visa corrigir distorções entre os valores previstos e os valores efetivamente realizados. É a diferença entre os custos na aquisição do gás e custos e despesas operacionais estimados no cálculo da tarifa do ano anterior e os valores efetivamente realizados naquele ano.

O PRO (aumento de produtividade): Parcela destinada a transferir para a CONCESSIONÁRIA 50% (cinquenta por cento) da redução do custo unitário que, comprovadamente, a CONCESSIONÁRIA consiga obter ao longo do ano anterior ao de referência para cálculo da tarifa.

A RM (reserva de modernização): De acordo com o item 9.6 do Anexo I do Contrato de Concessão, a tarifa poderá conter um adicional de até 5% para formação de uma reserva de modernização e ampliação do sistema.

A *Tarifa de Concessão* também é conhecida como Tarifa Média Máxima e seu conceito reflete o preço máximo que pode cobrar a concessionária na venda do gás natural em todos os segmentos que atua. Cada segmento poderá expressar um preço particular, desde que na média ponderada, não seja ultrapassado o valor da tarifa média máxima líquida de impostos.

A Tarifa Média Máxima, após ter seu cálculo efetuado, é expressa em forma de relatório e apresentada ao governo do estado, que autoriza a cobrança do novo valor de tarifa para o período de um ano.

Este tipo de método para a formação de preços está relacionado com a função de fiscalização que tomou o estado após a concessão do serviço de distribuição e comercialização de gás natural, conforme abordado na seção 5.2.

7.3.2 Influência de Outras Matrizes Energéticas

A concorrência com outras fontes de energia pode impedir a concessionária de alocar na tarifa toda a margem bruta de distribuição a que teria direito. Quando a tarifa praticada expressa um valor inferior àquele autorizado pelo agente regulador, reflete justamente esta ocorrência, e denota que a concessionária está deixando de obter parte da remuneração de capital acordada através do contrato de concessão.

Quando a margem de distribuição praticada pela concessionária não atinge o valor autorizado pelo agente regulador a concessionária expressa a diferença de valor através de uma conta gráfica chamada de CTC (conta tarifa a compensar).

A CTC é calculada paralelamente ao cálculo da Tarifa Média Máxima de Concessão, evidenciando apenas um instrumento elaborado pela concessionária e autorizado pelo órgão regulador, sem constar no contrato de concessão. Seu objetivo é o de resguardar o direito de obter no futuro o valor de margem bruta de distribuição não cobrada no presente, preservando a remuneração de capital acordada no contrato de concessão. Mas para que isto seja possível, há necessidade do consumidor paranaense suportar uma elevação na tarifa ou ocorrer a redução no custo de aquisição do gás para que a margem não cobrada possa ocupar a “lacuna” criada por esta redução, sem elevar o valor da tarifa.

Nesse sentido, a organização do segmento de gás natural que se assemelhavam a um monopólio natural, ganha característica de uma estrutura em competição monopólica, com bens sucedâneos capazes de competir com o gás natural e com livre entrada de novas fontes de energia para ampliar esta concorrência.

Uma vez que a metodologia de formação de preço já foi abordada, na próxima seção se apresenta a oscilação ocorrida nos preços praticados na venda de gás natural no Paraná, entre 2000 e 2006.

7.4 AS OSCILAÇÕES OCORRIDAS NOS PREÇOS DE VENDA DE GÁS NATURAL NO PARANÁ ENTRE 2000 e 2006

Nesta seção serão comparadas as oscilações ocorridas no preço do gás natural vendido no Paraná, entre 2000 e 2006, com aquelas observadas nos demais preços da economia brasileira, no mesmo período.

O trabalho não se restringe à questão do preço do gás natural variar mais ou menos do que os preços dos produtos que lhe fazem concorrência. O que se pretende

nesta seção é demonstrar que os preços do gás natural oscilam de forma acentuada quando comparados aos demais preços da economia brasileira como um todo.

A concessionária vende gás natural para empresas de segmentos diversos, variações no preço do gás natural podem elevar os custos destas empresas, que poderiam ter dificuldade de repassar a adição nos produtos que vendem e reduzir o volume de gás comprado da COMPAGAS.

Quando os preços são reduzidos, ao invés de elevados, a concessionária deixa de cumprir o orçamento previsto, obtém uma receita menor do que a esperada e pode ter dificuldade de voltar os preços ao nível anterior.

A tabela 2 contém a receita bruta, volume de gás vendido pela concessionária e tarifa média praticada pela concessionária entre os anos de 2000 e 2006. As tarifas médias praticadas – preço unitário médio - foram encontradas através da razão entre os valores de receita bruta e de volume de gás natural vendido pela concessionária.

Tabela 2 – Tarifa Média Praticada pela Concessionária entre 2000 e 2006

ANO	VENDA (em mil)		TARIFA MÉDIA UNITÁRIA (R\$/m ³)
	RECEITA (R\$)	VOLUME (m ³)	
2000	20.070	59.021	0,3400
2001	58.606	134.228	0,4366
2002	105.386	210.318	0,5011
2003	294.115	184.255	1,5962
2004	326.661	218.373	1,4959
2005	253.510	248.522	1,0201
2006	313.752	410.479	0,7644

FONTE: Relatório Gerência COMPAGAS de 2000 a 2006.

NOTA: Dados trabalhados pelo autor

Analisando as oscilações ocorridas na tarifa média, o que se percebe é que seu comportamento apresentou duas trajetórias distintas, uma que começou em 2000 e terminou em 2003, com alta na tarifa média do gás. A outra começa em 2003 e termina em 2004, com queda nesta tarifa média.

Na tabela 3, logo a seguir, as variações ocorridas nos preços de venda do gás natural são comparadas com a variação ocorrida no IPCA (Índice de Preços ao Consumidor, que é o indicador oficial da inflação no Brasil), entre 2000 e 2006.

Tabela 3 – Variação da Tarifa *versus* Variação da Inflação

ANO	VARIAÇÃO PREÇO (%)		VARIAÇÃO INFLAÇÃO (%)	
	ANUAL	ACUMULADA	ANUAL	ACUMULADA
2000	*****	*****	*****	*****
2001	28,40%	28,40%	7,70%	7,70%
2002	14,76%	47,36%	12,53%	21,19%
2003	218,56%	369,42%	9,30%	32,47%
2004	-6,29%	339,90%	7,60%	42,53%
2005	-31,81%	199,98%	5,69%	50,64%
2006	-25,07%	124,78%	3,14%	55,37%

FONTE: Relatório Gerência COMPAGAS de 2000 a 2006.

NOTA: Dados trabalhados pelo autor.

Na tabela 3 se observa que do ano de 2000 ao de 2003, ocorreu uma variação acumulada de 369,42% no preço médio de venda do gás natural, enquanto a inflação teve uma elevação bem mais moderada, com taxa acumulada de apenas 32,47% no mesmo período.

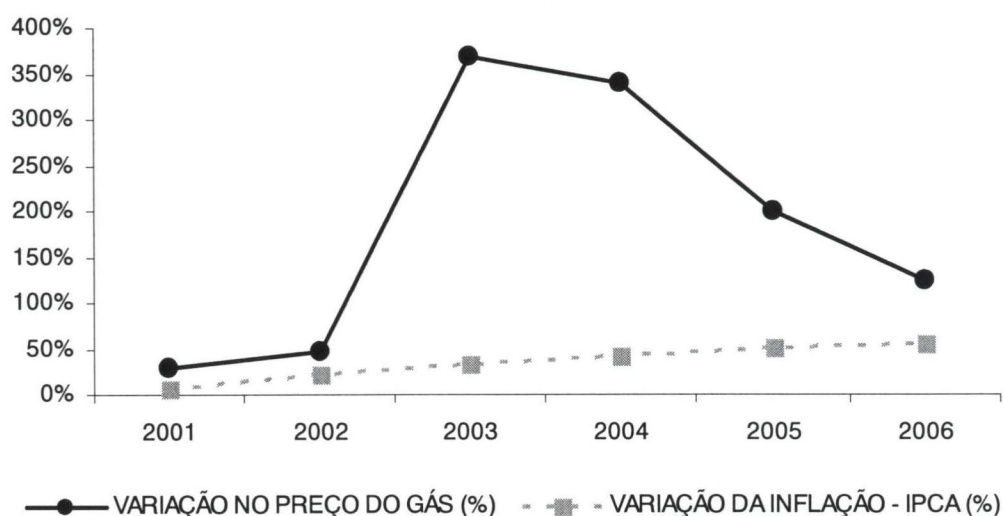
No período que inicia em 2000 e finda em 2002 o preço do gás variou pouco mais de 47%, enquanto o IPCA variou 21,19%. Embora a variação do gás tenha sido o

dobro da que ocorreu na inflação, este foi o período onde as trajetórias de preços, do gás natural e dos preços médio da economia, caminharam de maneira mais similar.

Já no ano de 2002 até o ano de 2003 ocorre a maior variação da série com uma alta de 218,56%, contra uma variação de apenas 9,30% registrada no IPCA. Este ano marca o último ano onde ocorreu alta no valor da tarifa média de venda de gás natural no estado do Paraná.

Observe o gráfico formulado com base nos dados acumulados de variação da inflação e no preço do gás, extraído da tabela 3, comparando a trajetória de ambos os preços de 2000 á 2006.

Gráfico 1 – Trajetória de Oscilação do Preço do Gás Natural e do IPCA entre 2000 e 2006.



FONTE: Dados coletados na tabela 4 deste trabalho.

NOTA: Gráfico elaborado pelo autor.

A tabela 3 indica que de 2003 a 2006 o preço do gás é reduzido praticamente na metade, já que passa de R\$1,5962 em 2003 para R\$0,7644 em 2006,

enquanto a inflação continuou em alta e alcançou 55,37% de variação acumulada no final de 2006, ou seja, neste período os indicadores caminham em trajetórias opostas. O gás sofreu redução no preço de 6,29% em 2004, de 31,81% em 2005 e de 25,07% em 2006 e a inflação variou positivamente com taxa de 7,6% em 2004, 5,69% em 2005 e 3,14% em 2006. O gráfico 1 apresenta de forma clara as trajetórias opostas da inflação e da tarifa média e ainda permiti observar que a inflação, ao longo da série, apresentou uma evolução bem mais constante do que se observa nos preços médio do gás natural. O IPCA apresentou taxas anuais de variação que ficaram entre +3% e +13%, enquanto a tarifa média apresentou oscilações mais abruptas, com taxas que variaram entre -31,81% e +218,56% (tabela 3).

A conclusão óbvia que se chega após a verificação dos preços do gás natural que foram vendidos no Paraná é de que o preço do gás natural não apresentou oscilação similar à dos demais preços praticados na economia brasileira. Sua distorção é bastante significativa, variando, em determinado período, em direção oposta à variação da inflação ou variando na mesma direção, mas chegando a oscilar aproximadamente 23 vezes mais do que a variação registrada no IPCA.

Preços muito altos podem levar os consumidores a migrar para outras fontes de energia, o que poderia prejudicar o desempenho da companhia.

7.4.1 Participação Relativa do Custo de Aquisição do Gás, dos Tributos e da Margem Bruta de Distribuição na Formação da Tarifa

A tarifa é formada primariamente por duas variáveis, custo de aquisição de gás para revenda e margem bruta de distribuição. Tão logo as oscilações no preço do gás natural são frutos do que ocorre ao valor destas variáveis. Se considerarmos a incidência de impostos, é possível acrescentar mais uma variável na formação dos preços.

Nesta seção se pretende verificar a participação relativa dessas variáveis na tarifa buscando ter uma noção sobre as causas preponderantes dos movimentos oscilatórios ocorridos no preço do gás natural vendido no Paraná.

Através do Relatório Gerencial da Companhia é possível obter os dados de receita bruta, custo de aquisição do gás para revenda e dos valores pago a título de tributos. Para encontrar as margens brutas de distribuição, utilizando a mesma metodologia expressa no contrato de concessão, é necessário deduzir da receita bruta os valores relativos aos custos do gás e aos tributos. Desejando-se os valores unitários basta efetuar divisão destes valores pelo volume de venda da companhia, apontados na tabela 2 deste trabalho. Os resultados alcançados são apresentados a seguir, na tabela 4, acrescido da participação relativa de cada macro-variável na tarifa praticada.

Tabela 4 – Participação Relativa do Custo de Aquisição, Tributos e Margem na Tarifa.

ANO	PREÇOS MÉDIOS UNITÁRIOS (R\$/m ³)	CUSTO UNITÁRIO DE AQUISIÇÃO DO GÁS		TRIBUTOS UNITÁRIOS		MARGEM BRUTA UNITÁRIA SEM IMPOSTOS (R\$/m ³)	
		R\$/m ³	Participação na Tarifa (%)	R\$/m ³	Participação na Tarifa (%)	R\$/m ³	Participação na Tarifa (%)
2000	0,3400	0,2220	65%	0,0532	16%	0,0649	19%
2001	0,4366	0,3127	72%	0,0472	11%	0,0767	18%
2002	0,5011	0,3460	69%	0,0771	15%	0,0779	16%
2003	1,5962	1,0856	68%	0,2730	17%	0,2376	15%
2004	1,4959	0,9513	64%	0,2641	18%	0,2806	19%
2005	1,0201	0,5719	56%	0,2371	23%	0,2111	21%
2006	0,7644	0,4323	57%	0,1968	26%	0,1352	18%
MÉDIA	0,8792	0,5603	64%	0,1641	18%	0,1549	18%

FONTE: Relatório Gerência COMPAGAS de 2000 á 2006.

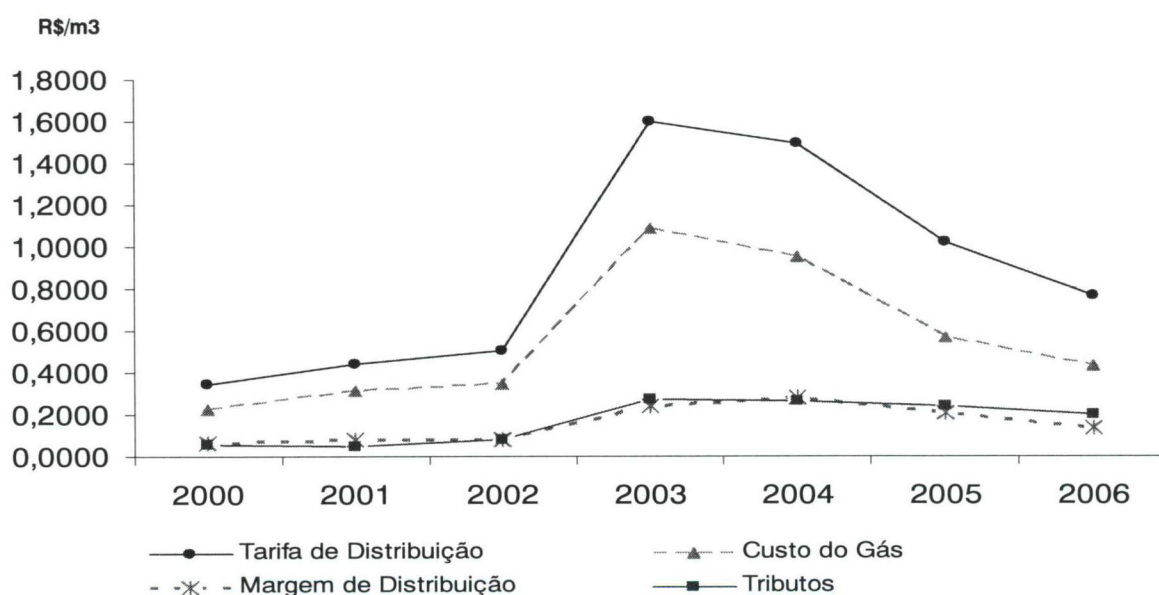
NOTA: Dados trabalhados pelo autor.

Os dados da tabela 4 demonstraram que a macro-variável com maior participação relativa nos preços médios praticados tendeu a ser o custo de aquisição do gás natural, que em média representou 64% da composição deste preço. Uma

participação tão significativa na formação do preço predispõe uma maior possibilidade para que estejam contidos nesta macro-variável os fatores preponderantes para as oscilações abruptas ocorrida no preço do gás natural vendido no Paraná. Observe ainda, que a participação média da margem de distribuição e dos tributos foram idênticas, ambas com 18%. Isto decorre em função dos tributos serem muito mais uma consequência das oscilações ocorridas no preço e no lucro, do que um fator promotor de variação nos preços, salvo quando ocorrem alterações nas alíquotas.

Para tentar ratificar a maior influência dos custos de aquisição do gás nas oscilações da tarifa média praticada, foi desenvolvido o gráfico 2, que utiliza os dados de preços da tabela 3, onde consta a evolução da tarifa média praticada e das macro-variáveis que a compuseram.

Gráfico 2 – Trajetória das Macro-Variáveis que Compõe o Preço Médio do Gás Natural



FONTE: Dados coletados na tabela 4 deste trabalho.

NOTA: Gráfico elaborado pelo autor.

Neste gráfico é possível observar a similaridade entre a trajetória dos valores pagos em custo de aquisição do gás natural e a trajetória da tarifa média praticada. De 2000 a 2002 o custo de aquisição foi elevado, mas não de uma forma muito drástica, assim como ocorreu com a tarifa média praticada. Em 2003 ocorre uma oscilação abrupta no custo do gás e a tarifa também oscilou acentuadamente. A partir de 2003, o custo do gás entrou em queda e as tarifas médias acompanharam esta queda, apontando o custo do gás como a variável preponderante nas oscilações verificadas na tarifa média praticada no estado do Paraná entre 2000 e 2006.

As demais macro-variáveis também influenciaram nas oscilações, mas observa-se que isto ocorreu em uma proporção bem menor, já a trajetória destas variáveis não acompanhou de forma tão similar à trajetória da tarifa média como ocorreu com o custo de aquisição do gás natural para revenda.

Pertinente considerar que a identificação da macro-variável preponderante para a ocorrência de oscilações nos preços do gás natural vendido no Paraná abre caminho para que em trabalhos futuros sejam estudados instrumentos capazes de minimizar estas oscilações. ALMEIDA (2006) explica que no mercado de gás natural do CONESUL uma das variáveis de risco preponderante é o câmbio. Segundo informações obtidas do Banco Central do Brasil o câmbio médio de dólar por real foi de 1,83 em 2000, de 3,07 em 2003 e de 2,17 em 2006. Variação significativa que sugerem o dólar deve estar no centro desses trabalhos.

7.5 IMPACTOS DAS OSCILAÇÕES DE PREÇO NOS RESULTADOS DA CONCESSIONÁRIA

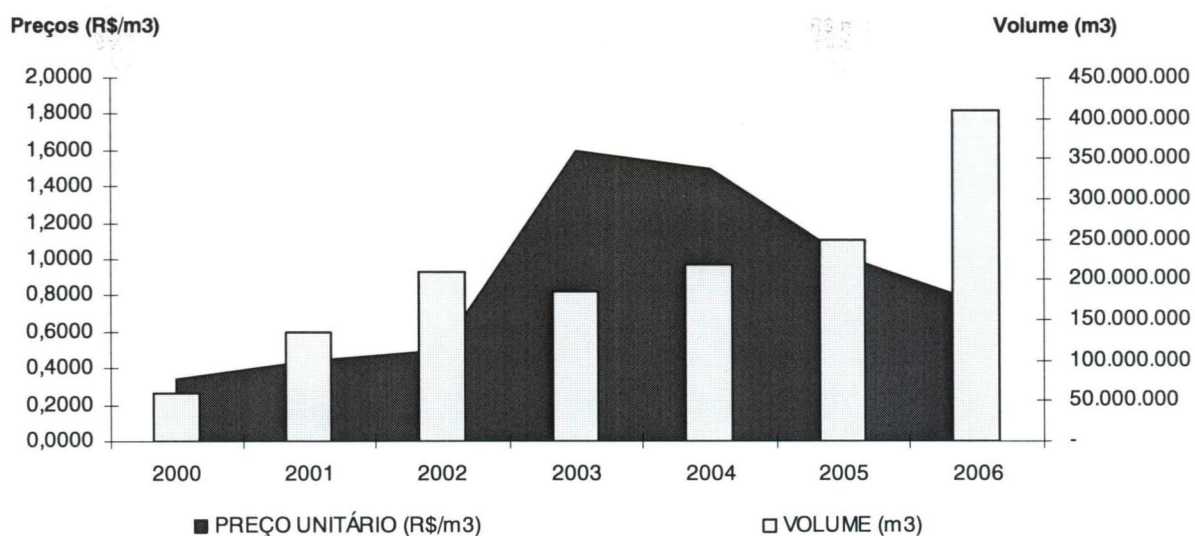
Nas seções anteriores foram observadas: a estrutura geral de mercado do gás natural no estado do Paraná; seu complexo sistema de contratos; e, as oscilações

abruptas ocorridas na tarifa média praticada entre 2000 e 2006. O que se pretende nesta seção é verificar de que forma estes preços se relacionaram com o desempenho da companhia e afetaram seus resultados.

7.5.1 Impactos dos Preços no Volume de Venda da Concessionária

A investigação iniciará com a análise do impacto das oscilações da tarifa no volume vendido pela concessionária entre 2000 e 2006. Observe o gráfico a seguir.

Gráfico 3 – Tarifa Praticada *versus* Volume Vendido entre 2000 e 2006.



FONTE: Dados coletados na tabela 2 deste trabalho.

NOTA: Gráfico elaborado pelo autor.

O gráfico 3 demonstra a trajetória dos preços médios praticados na venda de gás natural, no estado do Paraná, e os compara com a evolução do volume de venda deste produto, no período entre 2000 e 2006.

Entre 2000 e 2002, quando os preços mantiveram uma trajetória mais constante, houve uma rápida ascensão no volume de gás natural vendido. Neste período a tarifa média praticada foi bastante baixa, ficando entre R\$/m³ 0,3400 e R\$/m³ 0,5011, enquanto o volume vendido sofreu uma elevação de aproximadamente 127% do ano de 2000 para 2001 e próxima a 56% do ano de 2001 para 2002. Neste período a atenção se volta para o fato do volume ter se elevado, mesmo com aumento nos preços. As razões pelas quais isto ocorreu ficarão claras nas próximas seções.

Em 2003 o preço do gás natural sofreu uma grande elevação e o volume de gás vendido cedeu de 210.318 mil metros cúbicos para 184.255 mil metros cúbicos. A tarifa média praticada no ano chegou a R\$/m³ 1,5962, e o volume vendido caiu cerca de 13%. A queda no volume vendido demonstra um valor de tarifa no qual o consumidor não é capaz de suportar os preços praticados e, tão logo, reduz seu consumo. Isto ocorre apesar da COMPAGAS ser a única empresa com autorização para vender gás natural no estado do Paraná, já que os consumidores locais podem optar pelo consumo de outras fontes de energia.

Em 2004 os preços cederam levemente, marcando o início de uma série de quedas. A pequena queda, de 6,29%, já é suficiente para o consumidor paranaense retomar seu consumo de gás natural, que alcança praticamente o mesmo consumo do ano de 2002, chegando a 218.373 mil metros cúbicos, com a prática de uma tarifa média de R\$/m³ 1,4962. Contudo, observa-se que a alta nas vendas foi de apenas 19%, taxa bem menor do que as que vinham ocorrendo no período anterior à queda ocorrida do ano de 2003. A provável explicação reside no fato do valor de tarifa praticada ainda ter se encontrado muito elevado para o mercado paranaense. A

pequena taxa de elevação no volume de vendas do ano de 2004 indica que, para alcançar uma participação mais expressiva no mercado de geração de energia do Paraná, seria necessário que ocorresse uma queda em proporções mais acentuada nos preços praticados.

No ano de 2005 os preços cedem ao valor médio de R\$/m³ 1,0201 e em 2006 ao valor médio de R\$/m³ 0,7644. Com isto, observa-se uma elevação de mais de 65% no volume vendido do ano de 2005 para 2006. Este nível de crescimento abre novas perspectivas para que o gás natural alcance maior expansão no mercado do Paraná. Em 2006, o gás natural representou 2,12% da matriz energética deste estado, contra, 20% da participação deste produto no mercado nacional. Uma participação bastante tímida, mas que pode ser bastante ampliada se prosseguir com crescimento próximo ao obtido em 2006. Mantendo o mesmo crescimento deste período, em cerca de 5 anos, o gás natural poderá alcançar no Paraná a mesma importância que já possui no Brasil.

7.5.2 O Impacto dos Preços no Lucro da Concessionária

Neste tópico será analisado o impacto da oscilação de preços do gás natural vendido pela COMPAGÁS em seu lucro. Com tantas oscilações nos preços e nos volumes de venda certamente os lucros da concessionária foram impactados. Para efetuar esta análise foi construída a tabela 5, que apresenta os lucros da companhia entre 2000 e 2006. Os valores de lucro líquido da companhia foram encontrados a partir da utilização da receita bruta da qual foi deduzido o custo de aquisição do gás natural, despesas operacionais e tributos.

Tabela 5 – Lucro Líquido da Concessionária entre 2000 e 2006

ANO	RECEITA BRUTA (mil R\$)	CUSTO DO GÁS (mil R\$)	DESPEAS OPERACIONAIS (mil R\$)	TRIBUTOS (mil R\$)	LUCRO LIQUIDO (mil R\$)
2000	20.070	(13.102)	(7.259)	(3.139)	(3.430)
2001	58.606	(41.971)	(11.569)	(6.339)	(1.273)
2002	105.386	(72.777)	(13.938)	(16.216)	2.455
2003	294.115	(200.033)	(25.983)	(38.605)	29.494
2004	326.661	(207.729)	(17.916)	(57.663)	43.353
2005	253.510	(142.128)	(19.804)	(58.921)	32.657
2006	313.752	(177.461)	(18.043)	(80.795)	37.453

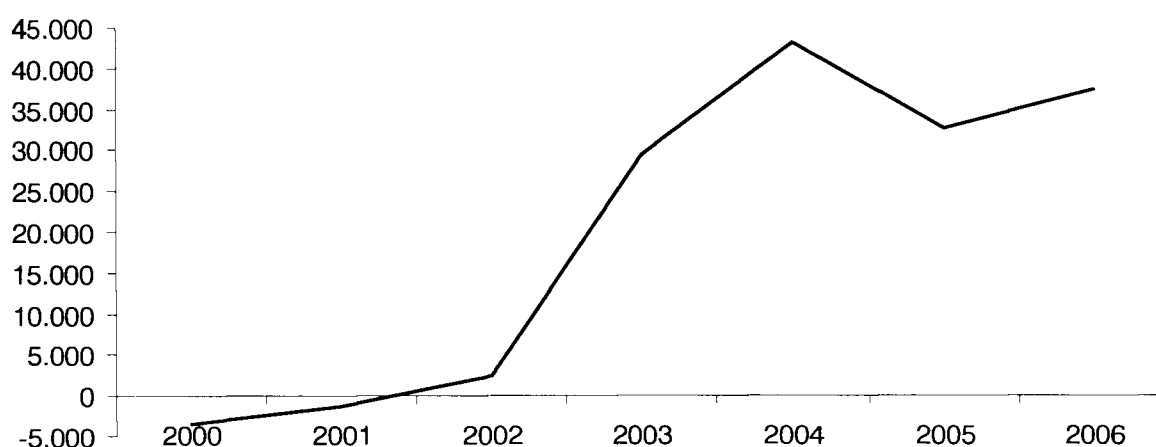
FONTE: Dados Retirados do Relatório Gerência Impresso da COMPAGAS de 2000 á 2006.

NOTA: Dados trabalhados pelo autor.

A trajetória de prejuízos e lucros da companhia tem sua análise facilitada através do gráfico 4, que utilizou os dados da tabela 5.

Gráfico 4 – Evolução do Lucro Líquido da Concessionária entre 2000 e 2006.

Lucro (mil R\$)



FONTE: Dados coletados na tabela 5 deste trabalho.

NOTA: Gráfico elaborado pelo autor.

A tabela 5 demonstra que em 2000 e também em 2001 a empresa obteve prejuízo. Já em 2002 seu lucro foi ínfimo. Estes resultados podem ser explicados em função do reflexo de uma política de preços baixos, subsidiando a inserção do produto gás em um mercado já tomado por outras fontes de energias. Tudo leva a crer que a concessionária abre mão de seu resultado no período de inserção do produto gás natural no estado do Paraná, com o objetivo de ganhar mercado. Por esta razão a tarifa praticada neste período não passa de R\$/m³ 0,5011 e a margem praticada pela concessionária não ultrapassa 20% da margem de distribuição autorizada pelo poder concedente (observar gráfico 5, seção 7.5.3). Com preços baixos o volume de vendas cresceu rapidamente e chegou a quase quadruplicar em apenas três anos, mesmo com a ocorrência de elevação nos preços praticados⁷.

Nos anos de 2003 e 2004 ocorreu uma tentativa de recuperação da margem de distribuição autorizada, que alcançou 47% em 2003 e 58% em 2004 (ver gráfico 5, na seção 7.5.3). Esta recuperação da margem contribuiu para que o lucro da concessionária chegasse a R\$ 43.353 mil no ano de 2004, o maior lucro já registrado pela companhia. Contudo, nos anos de 2003 e 2004 também ocorreram elevação do custo de aquisição do gás natural. Esta elevação do custo do gás, associada a elevação da taxa de apropriação da margem, resultou na prática de preços muito elevados. O preço médio de 2003 foi de R\$/m³ 1,5962 e contribuiu para a redução de volume de vendas neste ano e, foi de R\$/m³ 1,4962 em 2004 e contribuiu para impedir um crescimento no volume de vendas de 2004 na mesma proporção que vinha ocorrendo nos anos anteriores a 2003.

⁷ A elevação nos preços deste período refletiu basicamente ascensão do custo de aquisição do gás, contudo, não foi em grau elevado o suficiente para impedir o rápido crescimento do volume vendido nos primeiros anos que a concessionária operou com gás natural. Na seção 7.4 já foi mencionado que a variação acumulada nos preços deste período foi de 47,36%.

Nos anos de 2005 e de 2006 a margem de distribuição praticada em relação àquela autorizada cedeu para 53% e 52% respectivamente. O lucro da concessionária caiu em 2005 e foi de R\$ 32.657 mil, mas voltou a subir em 2006 em função do aumento do volume de gás natural vendido neste ano, atingindo o valor de R\$ 37.453 mil. A principal razão para a queda no lucro da companhia foi a redução da apropriação da margem de distribuição por parte da concessionária. Contudo, o custo de aquisição do gás natural também caiu, propiciando a prática de preços mais baixos. No ano de 2005 o preço médio praticado foi de R\$/m³ 1,0201 e em 2006 foi de R\$/m³ 0,7644. Observa-se que em 2005 e 2006 os preços mais baixos alteraram a receita bruta da companhia e, tão logo, promoveram redução do lucro líquido.

No entanto, verifica-se em 2006, que embora tenha ocorrido redução nos preços e no percentual de apropriação da margem de distribuição, a concessionária obteve um lucro maior do que em 2005, o que ocorreu em função do aumento no volume de gás vendido naquele ano, o qual atingiu mais de 410 milhões de metros cúbicos, sendo cerca de sete vezes maior do que o volume vendido no primeiro ano de operação da empresa.

A expectativa é que com preços baixos seja possível para a companhia expandir ainda mais seu volume de vendas e que com uma maior quantidade de gás natural vendido a concessionária consiga superar os lucros obtidos em 2003, quando a tarifa média praticada foi alta e desta foram encontrar o ponto ótimo de seus lucros.

7.5.3 Margem de Distribuição Praticada *versus* Margem de Distribuição Autorizada

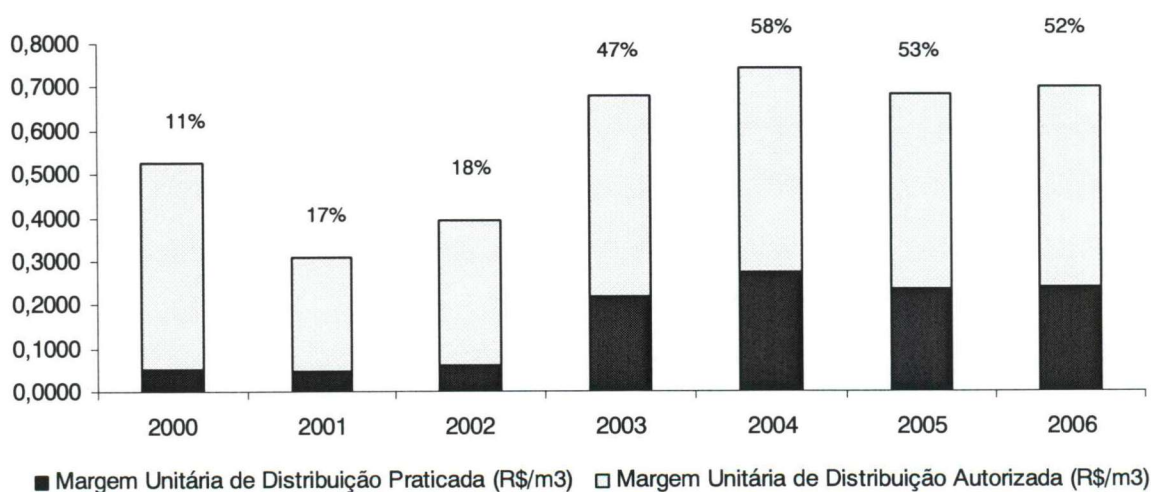
Pode ser observado no gráfico 4, que o resultado da companhia é marcado por uma trajetória ascendente, com um único período de evolução negativa. Isto pode dar a

falsa impressão de que os resultados estão a contento, sobretudo porque os lucros atingiram um alto valor nos últimos anos.

Toda empresa deseja alcançar o ponto de maximização de seus lucros. Com a COMPAGAS não é diferente. Contudo, em seu caso, não basta encontrar o melhor ponto entre o valor de tarifa e volume vendido. Por força da regulação de mercado, em seu caso, também deve ser observado o limite que se dá a taxa de remuneração de capital da concessionária, através do contrato de concessão.

Para analisar esta questão foi desenvolvido o gráfico 5, onde se observa a evolução da margem de distribuição praticada em relação à margem de distribuição autorizada, entre 2000 e 2006. Os valores percentuais acima de cada coluna expressam a relação da primeira em relação à segunda, desta forma, é possível verificar, por exemplo, que no ano 2000 a margem de distribuição praticada foi equivalente a 11% da margem de distribuição autorizada pelo poder concedente.

Gráfico 5– Margem de Distribuição Autorizada *versus* Margem de Distribuição Praticada.



FONTE: Companhia Paranaense de Gás.

NOTA: Gráfico elaborado pela concessionária a pedido do autor.

Os dados para confecção do gráfico 5 foram cedidos pela concessionária já multiplicados por um coeficiente, o qual altera os valores mas mantém a proporcionalidade entre eles, preservando o aspecto confidencial dos dados e não prejudicando a análise que se pretendeu fazer.

Observa-se no gráfico 5 que durante os três primeiros anos de atuação, a concessionária praticou uma margem de distribuição muito baixa, quando comparada com àquela autorizada pelo órgão regulador, sequer alcançando 20% do valor autorizado. De 2003 a 2006 houve grande recuperação da margem, que começou a girar em torno de 50% do valor de margem autorizada e, dentro deste, destaca-se o ano de 2004, no qual a margem praticada alcançou 58%. Contudo, a partir de 2005 a concessionária reduz novamente sua margem para 53% e 52% da margem de distribuição autorizada.

Avaliar se esta taxa de remuneração do capital está compatível com o lucro das demais empresas não é foco deste trabalho. O que importa dizer é que todos os investimentos da companhia foram projetados a partir desta taxa e por esta razão, considera-se que o lucro que remunera os investimentos da companhia estará em um nível adequado quando a margem de distribuição autorizada for utilizada plenamente pela concessionária, já que é através desta macro-variável que esta empresa aloca na tarifa seu lucro.

Para alcançar o nível ideal de vendas e preços as empresas em concorrência tendem a testar diversos preços, verificando em qual nível maximizam seus lucros. Na estrutura de mercado da qual faz parte a concessionária do Paraná, este exercício é bastante limitado. A concessionária deve seguir as diretrizes de formação de preço que estão determinadas no contrato de concessão, repassando as oscilações ocorridas no custo de aquisição do gás para o preço final praticado ao consumidor paranaense. Sua liberdade de promover oscilações do preço, praticamente restringe-se a praticar

margem bruta de distribuição inferior àquela autorizada pelo órgão regulador, mas compatível com o mercado de fontes de energia do Paraná.

Após sete anos de operação com venda de gás natural a concessionária em nenhum momento alocou na tarifa toda a taxa de remuneração que teria direito, o que induz a concluir que mesmo que atualmente a concessionária esteja vivenciando resultados positivos, os lucros obtidos não estão no nível adequado para remunerar os investimentos da companhia.

8 CONCLUSÃO

Este trabalho buscou verificar se as oscilações ocorridas no preço do gás natural vendido no Paraná entre 2000 e 2006, afetaram os resultados obtidos pela concessionária local, neste mesmo período.

Para alcançar o objetivo proposto foram observadas: a estrutura geral de mercado do segmento do gás natural no estado do Paraná, seu sistema de contratos, a formação e oscilação dos preços praticados no período de análise, e finalmente, o impacto dessas oscilações no desempenho da Companhia Paranaense de Gás.

Identificou-se que o mercado de gás natural no Paraná se trata de um monopólio, uma vez que a concessionária local é a única empresa com autorização para comercializar o gás natural nessa unidade da federação. Esta estrutura foi implantada por força de lei, fundamentando-se na teoria do monopólio natural, onde os altos custos necessários para a implantação da rede qualificaram o monopólio como o melhor tipo de estrutura econômica para a comercialização do referido produto. Buscou-se dissipar os elevados custos fixos dentro de um possível ganho de uma economia de escala e fazendo uso de regulação econômica, o governo estadual buscou fiscalizar a qualidade e os preços dos serviços prestados.

Contudo, em função do gás natural sofrer a concorrência de outras fontes de energias, como o óleo diesel, gasolina e a energia elétrica, observou-se que os resultados da companhia não se comportaram como aqueles de uma empresa monopolista, mas sim como os que se verifica em uma empresa participante de uma competição monopolística. A concorrência com estes produtos substitutos influenciou os preços praticados, por conseguinte, a concessionária não conseguiu alocar na tarifa toda a margem de distribuição que teria direito, o que demonstra perda parcial do lucro obtido pelas empresas que utilizam plenamente o poder da estrutura monopolista.

A investigação que se fez permitiu concluir que as oscilações ocorridas nos preços do gás natural vendido no Paraná entre 2000 e 2006, prejudicaram o desempenho da concessionária local, seja no volume que vendeu ou no lucro que obteve neste período. Não obstante, devido à esta oscilação e à concorrência com outras matrizes energéticas, a participação do gás natural, como fonte de energia alternativa neste estado, manteve-se baixa quando comparada a participação deste produto na matriz energética brasileira.

Significativo considerar que ao observar que as oscilações nos preços influenciaram de maneira negativa no desempenho da concessionária, este trabalho gerou referencial teórico que justifica o desenvolvimento de futuros trabalhos buscando investigar instrumento para a estabilidade das tarifas. Nesta trajetória existe um amplo campo de trabalho no intuito de minimizar riscos regulatórios, políticos, cambiais e os de mercado, que venham a afetar o preço do gás natural vendido no Paraná e por consequência o desempenho da concessionária local.

Além disso, o trabalho permitiu verificar que o mercado de gás natural na região está envolvido em uma teia de custos de transação, decorrente do alto grau de especificidade e do complexo sistema contratual, os quais também merecem aprofundamento em futuros trabalhos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO ANP. Consulte os preços dos combustíveis. Disponível em:<[http:// http://www.anp.gov.br/petro/analise_precos.asp](http://www.anp.gov.br/petro/analise_precos.asp)> Acesso em: 29 de abril de 2006.

ALMEIDA, L. F. EDMAR. Fatores Indutores e Barreiras para o Comércio de Gás Natural no Cone Sul. Disponível em: <www.ufrgs.br/fce/rae/edicoes_anteriores/pdf_edicao39> Acesso em 25 mar.2007.

AZEVEDO, Paulo Furquim. Integração vertical e barganha. São Paulo, 1996. 220 p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo.

CASA CIVIL DO ESTADO DO PARANÁ. Lei nº 10856 de 06 jul. 1994. Disponível em:<www.pr.gov.br/casacivil> Acesso em 17 mar.2007.

CASA CIVIL DO ESTADO DO PARANÁ. Decreto nº 6052 de 24 jan. 2006. Disponível em:<www.pr.gov.br/casacivil> Acesso em 17 mar.2007.

CASA CIVIL DO ESTADO DO PARANÁ. Decreto nº 4695 de 24 jan. 2006. Disponível em:<www.pr.gov.br/casacivil> Acesso em 17 mar.2007.

COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS. O que é gás natural?. Disponível em:<http://www.compagas.com.br/index.php/web/o_que_e_gas_natural> Acesso em 26 de abril de 2006.

COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS. Balanço Patrimonial 2000-2006. Disponível em:< www.compagas.com.br > Acesso em 15 abril.2007.

COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS. Histórico de Constituição da COMPAGAS. Disponível em:< www.compagas.com.br > Acesso em 15 mai.2006.

COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS. Contrato de Concessão para a Exploração dos Serviços de Distribuição de Gás Canalizado do Estado do Paraná. Disponível em:< Rua Parteur nº 7º andar – Curitiba - Paraná > Consulta em 16 mai.2007.

FRANK, R. H. Microeconomia e Comportamento. Portugal: Mc Graw Hill, 1999.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. Índice de Preços ao Consumidor – Amplo. Disponível em:< www.compagas.com.br > Acesso em 15 mai.2007.

GIAMBIAGI, F; ALÉM, A.C. Finanças Públicas: Teoria e Prática no Brasil. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

GIL, C; CARLOS. Técnica de Pesquisa em Economia e Elaboração de Monografias. São Paulo: Atlas S.A, 2002.

GLINBLATT, MARK; TITMAN, SHERIDAN. Mercados Financeiros & Estratégia Corporativa. Porto Alegre: Bookman Editora, 2005.

HIRATUKA, Célio. Estruturas de coordenação e relações interfirmas: uma interpretação a partir da teoria dos custos de transação e da teoria neo-schumpeteriana. Revista Econ. Empresa, São Paulo, v. 4, n. 1, p.17-32, jan./mar. 1997.

INSTITUTO PARANAENSE DE DESENVOLVIMENTO ECONOMICO E SOCIAL. IPCA 2000-2005. Disponível em: <www.ipardes.gov.br> Acesso em 18 mai.2006.

KRUGMAN, R.P; OBSTFELD, M. Economia Internacional – Teoria e Política. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2001.

KUPFER, DAVID; HASENCLEVER, LIA. Economia Industrial. Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda, 2002.

PESSALI, Huáscar Fialho. Teoria dos custos de transação: uma avaliação crítica. UFPR, 2000. mimeo. p.68.

PETROBRÁS PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. Mecanismo de busca. Gás Natural. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/portal/>> Acesso em 26 de abril de 2006.

PINDYCK, R.S; RUBINFELD, D.L. Microeconomia. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2004.

PINHO, D. V; VASCONCELOS, M. A. S. Manual de Economia. São Paulo: Saraiva, 1999.

PONDÉ, João Luiz. Coordenação, custos de transação e inovações institucionais. Texto para discussão n.º 38. Campinas, SP. UNICAMP, 1994, p.15-17.

MARCONDES, C; REYNALDO. Manual Para Elaboração de Monografias. Disponível em:<www.mackenzie.br/universidade/fceca/economia/monografia/index.htm> Acesso em 17 fev.2007.

MAC DOWELL, Maria Cristina; CAVALCANTI, José Carlos. Contribuições recentes à teoria da integração vertical. Disponível em: <<http://www.decon.ufpe.br/integ1.htm>.> Acesso em: 29 abril 2006.

SUPERINTENDÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO E MOVIMENTOS DE GÁS NATURAL. Compromissos Existentes ao Longo da Cadeia do Gás Natural: Contratos de Concessão Para a Exploração de Serviços Públicos de Distribuição. Disponível em:<www.anp.gov.br/doc/gas/Contratos_Distribuidoras.pdf> Acesso em 17 jul.2007.

ZYLBERSZTAJN, Décio. Estrutura de governança e coordenação de agribusiness: uma aplicação da Nova Economia das Instituições. Tese de livre-docência, Departamento de Administração, FEA/USP, 1995, p.16-17.

ZYLBERSZTAJN, Décio. Conceitos gerais, evolução e apresentação do sistema agroindustrial. In: ZYLBERSZTAN, Décio; NEVES, Marcos Fava (Org.). Economia e gestão dos negócios agroalimentares. São Paulo: Pioneira, 2000, p.2-14, 30-34.

ANEXO 1 - DECRETO 6052 DO GOVERNO DO ESTADO DO PARANÁ



GOVERNO DO ESTADO DO PARANÁ

DECRETO N.º 6052

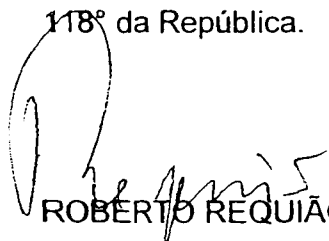
Paraná, estabelecendo a estrutura e a forma de Regulação das Relações entre o Agente Responsável pela Prestação do Serviço, a Companhia Paranaense de Gás – COMPAGÁS, em face da Concessão de que é titular, e os Usuários e Consumidores.

Parágrafo único. Observado o contido no Contrato de Concessão, a aplicação do instrumento de regulação ora estabelecido sujeitar-se-á à fiscalização, na forma e pelos meios determinados pelo Poder Concedente responsável pela delegação, com a cooperação dos Usuários e Consumidores,

Art. 2º. Alterações, atualizações e complementações ao instrumento de regulação anexo a este Decreto, somente poderão ser realizadas por meio de competente decreto estadual.

Art. 3º. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Curitiba, em 24 de janeiro de 2006, 185º da Independência e 118º da República.


ROBERTO REQUIÃO,
Governador do Estado

CAÍTO QUINTANA,
Chefe da Casa Civil

ANEXO A QUE SE REFERE O DECRETO N° 6052/2006

**CONDIÇÕES GERAIS DE FORNECIMENTO
DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DO PARANÁ**

Regulação das relações entre o agente responsável pela prestação do serviço (Concessionária COMPAGAS) e os Usuários.

DO OBJETIVO

Art. 1.º – O presente Instrumento, doravante denominado “REGULAMENTO”, tem por objetivo estabelecer as disposições relativas às Condições Gerais de Fornecimento a serem observadas na Prestação do Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado pela Companhia Paranaense de Gás - COMPAGAS e pelos Usuários.

DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º – Para efeito deste REGULAMENTO são adotadas as seguintes definições:

a) **ANP:** Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada pela Lei Federal nº 9.478, de 06.08.1997.

b) **CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO:** é o objeto do contrato administrativo pelo qual o titular do direito, assim definido pela Constituição Federal, delega a terceiro a prerrogativa de prestar o Serviço Público, por sua conta e risco e por prazo determinado, observado o regime geral previsto na Lei Federal nº 8.987, de 13.02.1995.

c) **CONDIÇÃO DE REFERÊNCIA DO GÁS NATURAL:** temperatura de 293,15 K (duzentos e noventa e três e quinze centésimos Kelvin), pressão de 101.325 Pa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco pascais), PCS do GÁS NATURAL de 9.400 kcal/m³ (nove mil e quatrocentos quilocalorias por metro cúbico) e base seca.

d) **COMPAGAS:** concessionária de serviço público de DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, criada através da Lei Estadual sob nº 10.856/1994, a quem cabe explorar a atividade no Estado do Paraná, de acordo com o CONTRATO DE

CONCESSÃO firmado em 5 de dezembro de 1.996. Também denominada Concessionária neste instrumento.

e) **CONTRATO DE CONCESSÃO:** é o contrato administrativo pelo qual o titular do direito, assim definido pela Constituição Federal, delega a terceiro a prerrogativa de prestar o Serviço Público, por sua conta e risco e por prazo determinado. No caso da COMPAGAS, é o contrato celebrado em 20.12.1996 com o ESTADO DO PARANÁ, na qualidade de PODER CONCEDENTE.

f) **CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO:** é o instrumento pelo qual a COMPAGAS e o USUÁRIO formalizam a contratação dos serviços de fornecimento de gás canalizado, onde são informados as características técnicas, as condições comerciais, os direitos e os deveres das partes, dentre outras condições relevantes.

g) **DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO:** atividade de fornecimento de gás, por meio de dutos, aos estabelecimentos residenciais, comerciais, industriais e outros, através da REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO.

h) **ESTAÇÃO DE MEDIÇÃO E REDUÇÃO DE PRESSÃO (EMRP):** equipamento da REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, de responsabilidade da COMPAGAS, instalado em local de propriedade do USUÁRIO, com a finalidade de medir e totalizar o volume de gás consumido, reduzindo, limitando e garantindo a estabilidade da pressão do gás na condição contratual de fornecimento.

i) **ESTAÇÃO DE REDUÇÃO DE PRESSÃO (ERP):** equipamento da REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, de responsabilidade da COMPAGAS, instalado em local de propriedade do USUÁRIO, com a finalidade de reduzir e limitar a pressão do gás procedente do RAMAL DE SERVIÇO para alimentar em média ou baixa pressão a INSTALAÇÃO DA UNIDADE USUÁRIA Comercial e Residencial com modalidade de medição e faturamento individual para cada UNIDADE USUÁRIA.

j) **GÁS NATURAL (GN):** todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

k) **INSTALAÇÃO DA UNIDADE USUÁRIA:** instalações do PONTO DE ENTREGA.

l) **INSTALAÇÃO INTERNA DA UNIDADE USUÁRIA:** instalações existentes imediatamente após o PONTO DE ENTREGA com a finalidade de

conduzir gás até os pontos de alimentação dos aparelhos que o utilizam, cuja responsabilidade por eventuais prejuízos decorrentes de defeito em tais instalações, inclusive decorrentes de vazamento de gás, é exclusiva do USUÁRIO, em conformidade com o CONTRATO DE CONCESSÃO.

m) MEDIDOR: equipamento instalado nas dependências do USUÁRIO, de propriedade da COMPAGAS, e que tem por objeto a medição do consumo de gás.

n) PEDIDO DE FORNECIMENTO: ato voluntário do interessado que solicita ser atendido pela COMPAGAS, no que tange a prestação de serviço de fornecimento de gás, vinculando-se às condições regulamentares do contrato específico.

o) PODER CALORÍFICO INFERIOR (PCI): quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás (um metro cúbico nas CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA) com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que todos os produtos, inclusive a água formada na combustão, estão no estado gasoso. O PCS difere do PCI pela entalpia de condensação da água.

p) PODER CALORÍFICO SUPERIOR (PCS): quantidade de energia liberada na forma de calor, expressa em kcal (quilocaloria), na combustão completa de uma quantidade definida de gás (um metro cúbico nas CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA) com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que a água formada na combustão está no estado líquido.

q) PODER CONCEDENTE: no caso, o Estado do Paraná, que detém a competência outorgada pelo Art. 9º. da Constituição Estadual para explorar, na forma da lei, diretamente ou mediante CONCESSÃO, os serviços locais de gás canalizado, em todo o território do Estado.

r) PONTO DE ENTREGA: local de entrega do gás, situado imediatamente após a válvula de bloqueio da saída da EMRP, ou ERP, caracterizado como o limite de responsabilidade do fornecimento, em conformidade com o CONTRATO DE CONCESSÃO.

s) RAMAL DE SERVIÇO: trecho de tubulação, construído e mantido pela COMPAGAS, que interliga a REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO exclusivamente a uma ERP ou EMRP.

t) REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO (RDGN): conjunto de sistemas de tubulações a partir do ponto de recebimento do gás pela concessionária, até o PONTO DE ENTREGA aos USUÁRIOS finais, sejam industriais, comerciais, residenciais ou automotivos.

u) REGULADOR DE PRESSÃO: dispositivo destinado a reduzir e/ou estabilizar a pressão de distribuição do gás nas instalações do USUÁRIO.

v) RELIGAÇÃO: procedimento efetuado pela COMPAGAS a pedido do USUÁRIO, com o objetivo de restabelecer o fornecimento à UNIDADE USUÁRIA, suspenso por falta de pagamento, infração ou por solicitação do USUÁRIO.

w) SEGMENTO DE USUÁRIO (SEGMENTO): classificação da UNIDADE USUÁRIA por tipo de atividade ou por uso do gás.

x) UNIDADE USUÁRIA: conjunto de instalações e equipamentos usados para o recebimento de gás, em um só PONTO DE ENTREGA, com medição individualizada e correspondente a um único USUÁRIO.

y) USUÁRIO: é a pessoa física ou jurídica que solicita à COMPAGAS a prestação de serviços de fornecimento de gás canalizado, e com ela contrata, assumindo a responsabilidade pelo pagamento das faturas e demais obrigações contratuais.

DOS DIREITOS E DAS OBRIGAÇÕES DO USUÁRIO E DA COMPAGAS

Art. 3º – São direitos e obrigações do USUÁRIO:

- a) receber serviço adequado;
- b) receber do PODER CONCEDENTE e da COMPAGAS informações para a defesa de interesses individuais e coletivos;
- c) levar ao conhecimento do PODER CONCEDENTE e da CONCESSIONÁRIA DE SERVIÇO PÚBLICO as irregularidades de que tenha conhecimento, referentes ao serviço prestado;
- d) obter e utilizar o serviço, observadas as normas do PODER CONCEDENTE;
- e) contribuir e zelar para a permanência das boas condições dos bens e equipamentos, através dos quais lhes são prestados os serviços, respondendo ainda pelos danos que por ação ou omissão vier a causar aos mesmos, bem como

manter e operar as INSTALAÇÕES INTERNAS de sua propriedade em condições de segurança para bens e pessoas;

f) pagar pontualmente as faturas (Notas Fiscais / Faturas) expedidas pela COMPAGAS, relativas aos serviços prestados; e

g) manter atualizado seu cadastro na COMPAGAS.

Parágrafo único – A COMPAGAS obriga-se a:

a) prestar serviço adequado, na forma prevista em lei, nas normas técnicas aplicáveis e no contrato;

b) prestar contas da gestão do serviço ao PODER CONCEDENTE e aos USUÁRIOS, nos termos definidos no CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO;

c) fornecer gás canalizado a todo USUÁRIO que o requerer, desde que existam meios técnicos disponíveis (RDGN) e INSTALAÇÃO DA UNIDADE USUÁRIA adequada às normas vigentes;

d) oferecer ao USUÁRIO esclarecimentos sobre o fornecimento de gás e prestação de serviços;

e) disponibilizar ao USUÁRIO meios eficazes para atendimento de quaisquer reclamações e denúncias sobre irregularidades, vazamentos de gás da RDGN, bem como de outros fatos que caracterizem risco ou afetem a segurança de pessoas e bens;

f) manter sempre o USUÁRIO informado sobre qualquer alteração, inclusive de preço, suspensão ou interrupção que possam vir a ocorrer no fornecimento de gás, podendo manter essa comunicação com o USUÁRIO através das contas de gás;

g) efetivar a leitura dos MEDIDORES de consumo de gás. No caso de impossibilidade de leitura, por qualquer motivo, a COMPAGAS procederá conforme o Artigo 13:

h) dispor de estrutura de atendimento adequada às necessidades de seu mercado, acessível a todos os USUÁRIOS, e que possibilite a apresentação das solicitações e reclamações, bem como o pagamento da fatura de gás; e

i) desenvolver campanhas com objetivo de informar ao USUÁRIO e ao público em geral, sobre os cuidados especiais que o gás requer em sua utilização.

DO PEDIDO DE FORNECIMENTO

Art. 4º – O PEDIDO DE FORNECIMENTO caracteriza-se por um ato voluntário do interessado, que solicita à COMPAGAS a prestação dos serviços de DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO. Efetivado o PEDIDO, a COMPAGAS cientificará ao interessado (USUÁRIO) quanto a:

I – obrigatoriedade de:

a) observar, nas INSTALAÇÕES INTERNAS DA UNIDADE USUÁRIA, as normas vigentes aplicáveis ao serviço;

b) disponibilizar, quando exigido pela COMPAGAS, espaço físico de livre e fácil acesso, destinado à instalação de MEDIDORES, válvulas, ERP, EMRP e outros aparelhos da COMPAGAS, necessários à medição de consumo de gás e à proteção destas instalações;

c) celebrar CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO com o representante legal da UNIDADE USUÁRIA de gás;

d) fornecer as informações referentes à natureza da atividade desenvolvida na UNIDADE USUÁRIA, bem como comunicar eventuais alterações supervenientes;

e) comunicar à COMPAGAS qualquer modificação efetuada nas instalações sob sua responsabilidade; e

f) informar à COMPAGAS quando se retirar definitivamente da UNIDADE USUÁRIA, solicitando a alteração da titularidade da ligação ou o desligamento da RDGN. Enquanto não ocorrer a mudança de titularidade ou o pedido de desligamento, o USUÁRIO continuará respondendo pelas obrigações advindas dos serviços de DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO.

II – eventual necessidade de:

a) executar obras e/ou serviços nas redes e/ou instalação de equipamentos, da concessionária e/ou do USUÁRIO, conforme a categoria de fornecimento;

b) construir compartimento destinado exclusivamente à instalação de equipamentos de medição, proteção e outros, em local de livre e fácil acesso, necessários ao atendimento das UNIDADES USUÁRIAS da edificação;

c) apresentar os projetos da INSTALAÇÃO INTERNA DA UNIDADE USUÁRIA para fins de verificação pela COMPAGAS quanto à adequação às normas, a exclusivo critério desta;

d) apresentar licença emitida por órgão responsável pela preservação do meio ambiente;

e) participar financeiramente da execução da obra, na forma da legislação e regulamentos aplicáveis; e

f) apresentar documentos relativos à sua constituição e registro, quando pessoa jurídica.

Parágrafo primeiro – Compete à COMPAGAS, nos termos da legislação e demais regulamentos, ampliar a capacidade e expansão da RDGN dentro da sua área de CONCESSÃO até o PONTO DE ENTREGA, por solicitação, devidamente fundamentada, de qualquer interessado (USUÁRIO), sempre que o serviço seja técnica e economicamente viável.

Parágrafo segundo – Caso seja comprovada a inviabilidade econômica para a expansão, esta pode ser realizada considerando a participação financeira de terceiros interessados, referente à parcela economicamente não viável da obra. Tal participação financeira de terceiros não dá direito a estes de pleitear titularidade sobre a RDGN, a qual é exclusivamente da COMPAGAS.

Parágrafo terceiro – A COMPAGAS pode condicionar o atendimento de ligação, aumento de capacidade ou contratação de fornecimentos especiais à quitação de débitos existentes.

DO PONTO DE ENTREGA

Art. 5º. – O PONTO DE ENTREGA é situado:

I - para USUÁRIOS residenciais na modalidade de medição individual: imediatamente à jusante do MEDIDOR de gás;

II - para os demais USUÁRIOS: imediatamente à jusante da última válvula de bloqueio pertencente à EMRP ou ERP.

Parágrafo único – Havendo conveniência técnica, e observados os padrões da COMPAGAS, o PONTO DE ENTREGA poderá localizar-se dentro do imóvel em que se localiza a UNIDADE USUÁRIA, podendo situar-se ou não no local onde forem instalados os MEDIDORES e REGULADORES DE PRESSÃO.

DA INSTALAÇÃO INTERNA DA UNIDADE USUÁRIA

Art. 6º. – Compete à COMPAGAS elaborar os projetos, executar as obras necessárias ao fornecimento e, nos termos da legislação específica, assumir os custos decorrentes até a última válvula de bloqueio da EMRP ou ERP (USUÁRIOS Comerciais e Residenciais), bem como operar e manter a sua RDGN, ressalvados os casos em que seja comprovada a inviabilidade econômica para a expansão.

Parágrafo primeiro – A INSTALAÇÃO INTERNA DA UNIDADE USUÁRIA, construída e conservada nas dependências da UNIDADE USUÁRIA, em conformidade com as normas vigentes, e sob total responsabilidade do USUÁRIO, contempla toda a infra-estrutura de condução e utilização de gás localizada dentro do imóvel em que se localiza a UNIDADE USUÁRIA exceto MEDIDORES e REGULADORES DE PRESSÃO para fins exclusivos de faturamento.

Parágrafo segundo – As instalações para atendimento das áreas de uso comum de um condomínio, prédio ou conjunto de edificações constituirão uma UNIDADE USUÁRIA, a qual será de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do prédio ou conjunto. Em havendo um único PONTO DE ENTREGA, o MEDIDOR instalado terá caráter coletivo, com uma única medição por ciclo, constituindo uma única UNIDADE USUÁRIA, cujo correspondente valor da fatura de gás será pago pela pessoa jurídica ou física responsável pela administração da UNIDADE USUÁRIA.

Parágrafo terceiro – A COMPAGAS comunicará ao USUÁRIO, por escrito e de forma específica, a necessidade de proceder correções, quando constatar deficiência nas INSTALAÇÕES DA UNIDADE USUÁRIA.

DA MEDIÇÃO

Art. 7º. – A COMPAGAS fornecerá e instalará equipamentos de medição previamente aferidos nas UNIDADES USUÁRIAS, para efeito de faturamento ou rateio. O USUÁRIO poderá instalar, às suas custas, outros dispositivos de medição com finalidade diferente da de faturamento. O MEDIDOR e demais equipamentos de medição para faturamento serão transferidos ao USUÁRIO em regime de comodato, exceto quando previsto em contrário em legislação específica.

Parágrafo primeiro – Os MEDIDORES serão instalados em local seco, ventilado, ao abrigo de substâncias ou emanações corrosivas, em local adequado, acessível à leitura, manutenção, verificação e fiscalização, preparado pelo

USUÁRIO, de acordo com o padrão estabelecido pela COMPAGAS, inclusive no que se refere ao correspondente abrigo, nos termos da legislação pertinente.

Parágrafo segundo – Fica ao critério da COMPAGAS escolher os MEDIDORES e demais equipamentos de medição que julgar necessários, bem como promover a sua substituição ou reprogramação, quando considerada conveniente ou necessária, observados os critérios estabelecidos na legislação metrológica aplicáveis a cada equipamento.

Parágrafo terceiro – A substituição de equipamentos de medição deverá ser comunicada, por meio de correspondência específica ao USUÁRIO, quando da execução desse serviço, com as informações referentes às leituras do MEDIDOR retirado e instalado.

Parágrafo quarto – A verificação periódica dos MEDIDORES de gás instalados na UNIDADE USUÁRIA deverá ser efetuada segundo critérios estabelecidos na legislação metrológica, devendo o USUÁRIO assegurar o livre acesso aos inspetores credenciados aos locais em que os equipamentos estejam instalados.

Parágrafo quinto – O USUÁRIO poderá solicitar, a qualquer tempo, a verificação do funcionamento do MEDIDOR pela COMPAGAS, estando a mesma obrigada a substituí-lo sempre que o erro de medição for superior aos limites percentuais admissíveis. No caso em que o erro for inferior, correrão por conta do USUÁRIO as despesas de verificação, as quais deverão ser informadas pela COMPAGAS ao USUÁRIO na ocasião da solicitação do serviço.

Parágrafo sexto – Constatados erros superiores aos admitidos na legislação metrológica, a COMPAGAS deve proceder como segue:

a) nos casos em que o erro ocasionar registro de consumo a maior, a COMPAGAS deve apurar a diferença e proceder a devolução no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis. Caso haja anuência ou preferência do USUÁRIO, a diferença poderá ser devolvida na fatura imediatamente seguinte à data da constatação do erro que a gerou, aplicando-se a tarifa vigente no dia da emissão do refaturamento; e

b) nos casos em que o erro por qualquer motivo de sua responsabilidade ocasionar registro de consumo a menor, a COMPAGAS não pode efetuar cobrança complementar.

Parágrafo sétimo – A COMPAGAS deverá encaminhar ao USUÁRIO o laudo técnico de aferição, informando as variações verificadas, os limites admissíveis, a conclusão final e esclarecendo quanto à possibilidade de solicitação

de aferição com o órgão metrológico oficial. Persistindo dúvida o USUÁRIO poderá, no prazo de 10 (dez) dias, contados a partir do recebimento da comunicação do resultado, solicitar a aferição do MEDIDOR por órgão metrológico oficial, devendo ser observado o seguinte:

a) quando não for possível a aferição no local da UNIDADE USUÁRIA, a concessionária deverá acondicionar o MEDIDOR em invólucro específico, a ser lacrado no ato da retirada, e encaminhá-lo ao órgão competente, mediante entrega de comprovante desse procedimento ao USUÁRIO;

b) os custos de frete e de aferição devem ser previamente informados aos USUÁRIOS; e

c) quando os limites de variação tiverem sido excedidos, os custos serão assumidos pela COMPAGAS e, caso contrário pelo USUÁRIO. A cobrança será processada na primeira fatura após a realização da aferição.

Parágrafo oitavo – A COMPAGAS pode proceder à inspeção ou aferição dos MEDIDORES sempre que julgar conveniente, ficando, entretanto, os custos por sua conta.

Parágrafo nono – A COMPAGAS poderá retirar MEDIDORES e REGULADORES DE PRESSÃO nos casos de falta de pagamento, ausência de consumo durante 03 (três) meses consecutivos, ou caso a UNIDADE USUÁRIA deixe de usar o serviço da COMPAGAS.

DA CLASSIFICAÇÃO DA UNIDADE USUÁRIA

Art. 8º. – A fim de permitir a correta classificação da UNIDADE USUÁRIA, caberá ao interessado informar à COMPAGAS a natureza da atividade nela desenvolvida e a finalidade da utilização do gás, bem como as alterações supervenientes que importarem em reclassificação de SEGMENTO DE USUÁRIOS, respondendo este por fraude, declarações falsas e/ou omissão de informação.

Parágrafo primeiro – A COMPAGAS classificará a UNIDADE USUÁRIA de acordo com a atividade nela exercida, sendo que cada grupo de unidades receberá o nome de SEGMENTO DE USUÁRIOS. Quando for exercida mais de uma atividade no mesmo local, cada atividade será classificada como uma UNIDADE USUÁRIA. Quando houver conveniência, e forem exercidas as atividades Comercial e Residencial no mesmo local, será considerada aquela de maior potência.

Parágrafo segundo – Ficam estabelecidos os seguintes SEGMENTOS DE USUÁRIOS:

- a) Residencial – UNIDADE USUÁRIA com fim residencial;
- b) Industrial – UNIDADE USUÁRIA em que seja desenvolvida atividade industrial;
- c) Comercial – UNIDADE USUÁRIA em que seja exercida atividade comercial ou prestação de serviço, excetuando os postos de combustíveis;
- d) Automotivo – UNIDADE USUÁRIA que comercializa GÁS NATURAL Veicular destinado ao uso em veículos automotores;
- e) Cogeração – UNIDADE USUÁRIA que usa o gás para produção de energia elétrica e energia térmica útil;
- f) Termoelétrico – UNIDADE USUÁRIA que usa o gás para produção de energia elétrica;
- g) Especial – UNIDADE USUÁRIA que usa o gás como matéria prima ou com fins não energéticos em seu processo produtivo;
- h) Interruptível – UNIDADE USUÁRIA cujo contrato permite a interrupção do fornecimento pela COMPAGAS nos termos previstos em lei;
- i) Unidade Compressora de GNC – UNIDADE USUÁRIA devidamente autorizada pela ANP para exercer as atividades de compressão ou compressão e DISTRIBUIÇÃO de GNC, e autorizada pela COMPAGAS a vender exclusivamente GNC a terceiros localizados fora da área de abrangência da RDGN da COMPAGAS;
- j) GNL – UNIDADE USUÁRIA, devidamente autorizada pela ANP, de uma unidade criogênica de transformação do GÁS NATURAL em GÁS NATURAL líquido.

Parágrafo terceiro – Ocorrendo fraude e/ou não conformidade, declaração falsa, omissão de informação, ou qualquer outra não conformidade, o USUÁRIO não terá direito à devolução de quaisquer diferenças eventualmente pagas a maior.

Parágrafo quarto – Na hipótese do Parágrafo terceiro o USUÁRIO sujeitar-se-á ao pagamento das diferenças resultantes de aplicação de preços no período em que a UNIDADE USUÁRIA esteve incorretamente classificada, e todos os demais custos decorrentes, inclusive impostos, taxas, contribuições e quaisquer outras despesas decorrentes de tal situação.

DOS CONTRATOS

Art. 9º. – O fornecimento de gás caracteriza negócio jurídico de natureza contratual, de forma que a ligação da UNIDADE USUÁRIA implica em responsabilidade de quem solicitou o fornecimento, pelo pagamento correspondente aos serviços prestados e pelo cumprimento das demais obrigações pertinentes.

Parágrafo primeiro – O CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO será celebrado com o USUÁRIO responsável pela UNIDADE USUÁRIA, e conterà as seguintes indicações:

- a) Dados do USUÁRIO, tais como nome completo, endereço, CPF ou CNPJ, dados do contratante pagador (se houver) e PONTO DE ENTREGA;
- b) pressão de fornecimento no PONTO DE ENTREGA e as demais características técnicas do fornecimento de gás;
- c) vazão contratada em m³ por dia e vazão máxima horária;
- d) condições de revisão, para mais ou para menos, do consumo e vazão contratados;
- e) condições de aplicação da tarifa de ultrapassagem, quando aplicável;
- f) critérios de rescisão;
- g) critérios de medição, tarifa aplicável e, se for o caso, o respectivo desconto, bem como indicação dos encargos fiscais incidentes e critérios de faturamento;
- h) as penalidades aplicáveis às partes, conforme a legislação em vigor;
- i) a data de início do fornecimento e o prazo de vigência contratual;
- j) metas de continuidade, com vistas a proporcionar a melhoria da qualidade dos serviços, no caso de contratos específicos.

Parágrafo segundo – Quando o fornecimento exigir investimento específico, o contrato deverá dispor sobre as condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento do ônus relativo aos referidos investimentos.

DAS ALTERAÇÕES CONTRATUAIS

Art. 10 – Os pedidos de modificação da quantidade contratada de gás, ou demais alterações das condições de fornecimento, devem ser previamente

submetidos à apreciação da COMPAGAS, observadas as disposições destas Condições Gerais, os prazos e demais condições e obrigações estabelecidas no respectivo CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO.

Parágrafo único – Em caso de inobservância da disposição deste artigo fica facultado à Concessionária:

a) interromper o fornecimento, desde que caracterizados prejuízos ao Sistema de DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO, arcando o infrator com eventuais danos ocasionados a terceiros ou à COMPAGAS;

b) cobrar o volume excedente ao contratado com base no valor do preço da classe correspondente a esse volume, o qual será obtido pela diferença entre o contratado e o efetivamente consumido; e

c) rever as cláusulas contratuais, estabelecendo novas condições, quando necessitar proceder a redução da quantidade contratada.

DO CALENDÁRIO DE LEITURA DE MEDIDORES E DO FATURAMENTO

Art. 11 – A COMPAGAS deverá organizar e manter atualizado o calendário das respectivas datas fixadas para a leitura dos MEDIDORES, apresentação e vencimento da fatura, bem como de eventual suspensão de fornecimento.

Parágrafo único – Qualquer modificação das datas do calendário deverá ser previamente comunicada, por escrito, ao USUÁRIO.

Art. 12 – A COMPAGAS efetuará as leituras e os faturamentos em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, observados o mínimo de 27 (vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias, de acordo com o calendário respectivo para os SEGMENTOS Comercial e Residencial.

Parágrafo primeiro – Para os SEGMENTOS Industrial, Automotivo e Unidade Compressora de GNC tais intervalos serão de 15 (quinze) dias, observados o mínimo de 10 (dez) dias e o máximo de 17 (dezessete) dias. Os demais SEGMENTOS serão tratados de forma específica.

Parágrafo segundo – O faturamento inicial deverá corresponder a um período não inferior a 05 (cinco) dias nem superior a 47 (quarenta e sete) dias.

Parágrafo terceiro – Ocorrendo reajuste de preço durante o período de fornecimento, será aplicada, no faturamento desse período, o preço proporcional ao número de dias em que o gás foi fornecido pelo preço anterior mais o número de dias em que o gás foi fornecido pelo preço reajustado, divididos pelo número total de dias de fornecimento em todo o período considerado.

Parágrafo quarto – Para efeito de faturamento, a unidade de volume será o metro cúbico de gás, nas CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA estabelecidas em regulamentação da ANP.

Parágrafo quinto – Para fins de faturamento, os volumes medidos em cada UNIDADE USUÁRIA serão corrigidos por Fatores de Correção (PCS, pressão, temperatura e supercompressibilidade), que considerarão as CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA da ANP e aquelas do gás efetivamente fornecido.

Parágrafo sexto – Nos casos em que ficar configurado o fornecimento de gás a partir de vários PONTOS DE ENTREGA, o Fator de Correção do PCS a ser aplicado no faturamento de todos os USUÁRIOS, atendidos pelo respectivo Sistema de DISTRIBUIÇÃO, será obtido pela relação entre o PCS médio ponderado do gás fornecido, conforme monitoração nos PONTOS DE ENTREGA da COMPAGAS, durante o período imediatamente anterior ao da leitura e o PCS de referência.

Parágrafo sétimo – Nos casos em que ficar configurado o fornecimento de gás a partir de um único PONTO DE ENTREGA, exceto para os SEGMENTOS DE USUÁRIOS Residencial e Comercial, o fator de correção do PCS a ser aplicado no faturamento de todos os USUÁRIOS, que sejam atendidos exclusivamente por fluxo de gás proveniente do referido PONTO DE ENTREGA, será obtido pela relação entre o PCS médio ponderado do gás fornecido, conforme monitoração no PONTO DE ENTREGA da COMPAGAS, durante o período imediatamente anterior ao da leitura e o PCS de referência.

Parágrafo oitavo – O Fator de Correção do PCS, a ser aplicado aos SEGMENTOS Termoelétrica, Cogeração e Especial, será obtido pela relação entre o PCS médio ponderado do gás fornecido durante o período imediatamente anterior ao da leitura nos PONTOS DE ENTREGA destes SEGMENTOS DE USUÁRIOS e o PCS de referência.

Parágrafo nono – Nos casos em que exista na UNIDADE USUÁRIA equipamento de propriedade da COMPAGAS, que analise automaticamente o PCS, prevalecerão para fins de faturamento as correções obtidas a partir do referido equipamento.

Parágrafo dez – Em caso de retirada de MEDIDOR por período de até 30 (trinta) dias, para fins de aferição ou por motivo de deficiência atribuível à COMPAGAS, o faturamento relativo a esse período será efetuado com base na média aritmética dos últimos 3 (três) faturamentos.

Art. 13 – Ocorrendo impedimento ao acesso para leitura do MEDIDOR, os valores faturáveis de consumo de gás, serão as respectivas médias aritméticas dos 3 (três) últimos faturamentos. Este procedimento somente poderá ser aplicado por 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, devendo a COMPAGAS comunicar ao USUÁRIO, por escrito, a necessidade de o mesmo desimpedir o acesso aos equipamentos de medição. O acerto de faturamento, referente ao período em que a leitura não foi efetuada, deverá ser realizado até o terceiro ciclo consecutivo de faturamento.

Parágrafo único – Comprovada deficiência no MEDIDOR, a COMPAGAS adotará como valor faturável a média aritmética do consumo do último trimestre, se houver. No caso de ausência ou imprecisão de dados para o cálculo do valor a faturar, poderá ser usado o primeiro ciclo de faturamento posterior à instalação do novo MEDIDOR.

DAS NÃO CONFORMIDADES

Art. 14 – Recebida denúncia de não conformidade, e constatada fraude ou furto de gás, a COMPAGAS tomará as medidas judiciais e administrativas cabíveis, nos termos da norma específica sobre apuração de denúncia de não conformidade.

Parágrafo primeiro – Apurada a existência de volume de gás consumido e não faturado, a COMPAGAS cobrará estes valores com base em estimativas, bem como as demais despesas decorrentes da regularização, seguindo o procedimento previsto na norma.

Parágrafo segundo – Os lacres instalados nos MEDIDORES somente poderão ser rompidos por um funcionário ou terceiro autorizado pela COMPAGAS.

Parágrafo terceiro – Constatado o rompimento ou violação de selos e/ou lacres instalados pela COMPAGAS, com alterações nas características da instalação de entrada de gás originariamente aprovadas, mesmo não provocando redução no faturamento, poderá ser cobrada multa de 10% (dez por cento) do valor líquido da primeira fatura emitida após a constatação da irregularidade.

Parágrafo quarto – Constatada a ocorrência de qualquer procedimento irregular, o qual tenha resultado em prejuízo para a COMPAGAS, esta adotará as seguintes providências:

a) Emitir o “Termo de Ocorrência” em formulário próprio, contemplando as informações necessárias ao registro da irregularidade, tais como:

- (i) identificação completa do USUÁRIO;
- (ii) endereço da UNIDADE USUÁRIA;
- (iii) atividade desenvolvida na UNIDADE USUÁRIA;
- (iv) pressão de fornecimento;
- (v) tipo de medição;
- (vi) leitura do MEDIDOR;
- (vii) selos ou lacres encontrados e deixados;
- (viii) relação de equipamentos que usam gás;
- (ix) descrição detalhada do tipo de irregularidade;
- (x) identificação e assinatura do inspetor da COMPAGAS;
- (xi) outras informações julgadas necessárias;

b) promover perícia técnica, a ser realizada por terceiro legalmente habilitado, quando requerida pelo USUÁRIO;

c) proceder à revisão do faturamento com base nas diferenças entre os valores efetivamente faturados e os apurados; e

d) Notificar o USUÁRIO sobre o fato constatado, informando-lhe sobre a apuração da denúncia, e, concedendo-lhe prazo para apresentar defesa escrita.

Parágrafo quinto – Comprovada a responsabilidade do USUÁRIO em quaisquer dos casos de procedimentos irregulares, tais como: revenda ou fornecimento a terceiros, ligação clandestina, RELIGAÇÃO à revelia, deficiência técnica ou de segurança, rompimento de lacres, danos causados às instalações da COMPAGAS, caberá ao USUÁRIO suportar todos os prejuízos, custos de readequação e demais custos administrativos, inclusive o pagamento de multa proporcional a gravidade do ato, na forma prevista em norma específica.

DA NOTA FISCAL / FATURA E SEU PAGAMENTO

Art. 15 – A Nota Fiscal / Fatura de gás conterá as informações necessárias à identificação do USUÁRIO e da UNIDADE USUÁRIA, exemplificando, mas não se limitando a:

- a) nome do USUÁRIO e/ou do contratante pagador (se houver);
- b) número de inscrição no CNPJ ou CPF;
- c) classificação da UNIDADE USUÁRIA;
- d) endereço da UNIDADE USUÁRIA;
- e) número do MEDIDOR de gás;
- f) datas das leituras anterior e atual do(s) MEDIDOR(es), bem como da próxima leitura prevista;
- g) indicação do fator de correção do volume do gás fornecido;
- h) indicação dos volumes medidos, corrigidos e faturados nos últimos 12 (doze) meses, mês a mês;
- i) data da apresentação e vencimento da Nota Fiscal / Fatura;
- j) parcela referente a impostos incidentes sobre o faturamento realizado;
- k) preço aplicado;
- l) identificação e valor de outros serviços regulados cobrados na Nota Fiscal / Fatura;
- m) valor total a pagar;
- n) aviso de que as informações sobre as Condições Gerais de Fornecimento, preços, serviços prestados e impostos encontram-se a disposição dos USUÁRIOS, para consulta, no sítio da COMPAGAS na Internet;
- o) indicadores referentes à qualidade do fornecimento de gás;
- p) número de telefone da Central de Atendimento e/ou outros meios de acesso à COMPAGAS para solicitações e reclamações;
- q) multa por atraso de pagamento e outros acréscimos moratórios individualmente discriminados, referente ao período imediatamente anterior, quando pertinente;
- r) indicação se o pagamento está programado para débito automático;

e

s) outras informações julgadas pertinentes.

Parágrafo primeiro – O prazo mínimo para vencimento da Nota Fiscal / Fatura, contados da data da respectiva apresentação será de 5 (cinco) dias úteis, ressalvados os casos de diferenças a cobrar ou a devolver. Na contagem do prazo exclui-se o dia da apresentação e inclui-se o do vencimento, o qual não poderá ser afetado por discussões entre as partes.

Parágrafo segundo – A COMPAGAS deverá oferecer pelo menos 6 (seis) datas de vencimento da Nota Fiscal / Fatura, para escolha do USUÁRIO, distribuídas uniformemente em intervalos regulares ao longo do mês.

Parágrafo terceiro – A eventual segunda via da Nota Fiscal / Fatura será emitida por solicitação do USUÁRIO e conterà, destacadamente, a expressão “SEGUNDA VIA”, além da informação do nome do USUÁRIO, número ou código de referência da UNIDADE USUÁRIA, período de consumo e valor total a pagar. Se o USUÁRIO solicitar, a COMPAGAS deverá informar os demais dados que constam na primeira via. A COMPAGAS poderá cobrar do USUÁRIO os custos de emissão e postagem da segunda via da Nota Fiscal / Fatura.

DA MULTA

Art. 16 – Ocorrendo atraso de pagamento da Nota Fiscal / Fatura, sem prejuízo de outros procedimentos previstos na legislação aplicável, será cobrada multa de 2% (dois por cento) sobre o valor total da fatura em atraso, salvo edição de legislação posterior que imponha a redução ou aumento do percentual de multa. A multa será cobrada na próxima Nota Fiscal / Fatura. Esta cobrança não poderá incidir sobre o valor da multa eventualmente apresentada na Nota Fiscal / Fatura anterior.

Parágrafo único – **Constatada a não conformidade, o USUÁRIO também estará sujeito à cobrança de multa, nos termos da norma específica, além das demais penalidades previstas neste Regulamento.**

DA SUSPENSÃO E INTERRUÇÃO DO FORNECIMENTO

Art. 17 – A COMPAGAS poderá suspender ou interromper o fornecimento de gás e demais serviços que esteja realizando, quando verificar a ocorrência de qualquer das seguintes situações:

I – utilização de procedimentos irregulares referidos no Artigo 14;

II – revenda ou fornecimento de gás a terceiros, sem a devida autorização;

III – RELIGAÇÃO à revelia;

IV – motivo de ordem técnica e/ou de segurança das INSTALAÇÕES DA UNIDADE USUÁRIA ou da RDGN, que ofereça risco iminente de danos a pessoas ou bens;

V – declaração fraudulenta em relação à utilização do serviço de gás;

VI – não cumprimento, por parte do USUÁRIO, de condição constante do CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO;

VII – falência ou insolvência do USUÁRIO;

VIII – recusa do USUÁRIO do SEGMENTO Interruptível de descontinuar o uso do gás após receber a devida notificação; e

IX – caso fortuito ou de força maior.

Parágrafo primeiro – A COMPAGAS poderá ainda suspender o fornecimento de gás à UNIDADE USUÁRIA, após prévia comunicação formal quando houver atraso no pagamento da fatura relativa ao serviço prestado.

Parágrafo segundo – A suspensão de fornecimento por falta de pagamento não exonera o USUÁRIO da quitação da sua dívida perante a COMPAGAS, composta do valor da Nota Fiscal / Fatura acrescido de multa e juros legais sobre o montante apurado, além das despesas relativas ao desligamento e/ou RELIGAÇÃO do serviço à UNIDADE USUÁRIA.

Parágrafo terceiro – Ao efetuar a suspensão do fornecimento a COMPAGAS deverá entregar na UNIDADE USUÁRIA, ao USUÁRIO, aviso discriminando o motivo gerador e, quando pertinente, informações referentes a cada uma das Notas Fiscais / Faturas que caracterizam a inadimplência.

DAS RESPONSABILIDADES

Art. 18 – A responsabilidade da COMPAGAS sobre as instalações, e sobre as ocorrências relativas a prestação de serviço, termina na última válvula da EMRP ou da ERP. A COMPAGAS não é responsável por quaisquer danos decorrentes de deficiências técnicas, falta de segurança nas instalações, má utilização e conservação das mesmas, ou pelo uso inadequado do gás a partir da última válvula da EMRP ou da ERP.

Parágrafo primeiro – O USUÁRIO é responsável pelas ocorrências nas instalações existentes a partir da última válvula da EMRP ou da ERP, englobando os ambientes internos da edificação e as respectivas instalações.

Parágrafo segundo – O USUÁRIO é responsável, na qualidade de comodatário, pela custódia, manutenção corretiva e preventiva, troca, aferição ou outros custos decorrentes do mau funcionamento dos MEDIDORES e REGULADORES DE PRESSÃO da COMPAGAS. Estes equipamentos, fornecidos ao USUÁRIO em regime de comodato, são instalados na UNIDADE USUÁRIA para fins exclusivos de faturamento ou rateio.

DA RELIGAÇÃO DA UNIDADE USUÁRIA

Art. 19 – Cessado o motivo da suspensão, a COMPAGAS restabelecerá o fornecimento de gás à UNIDADE USUÁRIA no prazo de 48 (quarenta e oito) horas, mediante solicitação do USUÁRIO ou, de ofício, a partir da constatação do pagamento realizado. O encargo de RELIGAÇÃO será cobrado na primeira Nota Fiscal / Fatura emitida subsequente ao procedimento de RELIGAÇÃO.

DA GARANTIA E ASSISTÊNCIA TÉCNICA

Art. 20 – A COMPAGAS deverá garantir a prestação de serviço de assistência técnica dos serviços de conversão, por um período de 90 (noventa) dias corridos, contados a partir da data de conversão.

Parágrafo primeiro – A COMPAGAS atenderá, gratuitamente, aos chamados de urgência relacionados a escapamentos de gás (“cheiro de gás”) decorrentes de vazamento da RDGN, descontinuidade no fornecimento, devido a desarme de dispositivos de segurança, bem como outras situações de urgência trazidas ao seu conhecimento, desde que relacionadas com as instalações de sua responsabilidade. Este atendimento está disponível 24 (vinte e quatro) horas por dia, 7 (sete) dias por semana.

Parágrafo segundo – Outros atendimentos que sejam caracterizados como serviços técnicos, como reparos em INSTALAÇÕES INTERNAS DA UNIDADE USUÁRIA ou trocas de equipamentos, poderão ser realizados com a cobrança dos custos envolvidos, previamente informados ao USUÁRIO que os solicitar. Estes serviços também contemplarão a garantia de 90 (noventa) dias.

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 21 – A COMPAGAS deverá prestar todas as informações solicitadas pelo USUÁRIO referentes à prestação do serviço, inclusive quanto às tarifas e preços praticados, bem como sobre os critérios de faturamento.

Art. 22 – A COMPAGAS deverá observar o princípio da isonomia em todas as decisões que lhe foram facultadas neste REGULAMENTO, adotando procedimento único para toda a área de CONCESSÃO outorgada.

Art. 23 – Observada a legislação aplicável e sua regulamentação, bem como o previsto neste REGULAMENTO, as omissões, dúvidas e casos não previstos neste instrumento serão resolvidos pela COMPAGAS.
