

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS
NATURAL NO BRASIL: ANÁLISE DE SUA
EVOLUÇÃO À LUZ DOS CASOS COLOMBIANO E
CHILENO**

FERNANDA ALMEIDA RIBEIRO DE JESUS

matrícula nº: 116199648

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JANEIRO 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS
NATURAL NO BRASIL: ANÁLISE DE SUA
EVOLUÇÃO À LUZ DOS CASOS COLOMBIANO E
CHILENO**

FERNANDA ALMEIDA RIBEIRO DE JESUS
matrícula nº: 116199648

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JANEIRO 2019

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

Aos meus pais, pelo amor e carinho de sempre

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, pelo amor e dedicação incondicionais, sem eles provavelmente não estaria me tornando economista. À minha mãe, por me ajudar muito na escolha do curso com suas conversas sobre economia e com a intensa coletânea de matérias econômicas depositadas no meu quarto, de Maria da Conceição Tavares a Gustavo Franco. E ao meu pai, por seus incansáveis discursos sobre ética, responsabilidades e deveres, e por nossas inesquecíveis idas ao Maracanã. À minha irmã, por seus conselhos, conversas e piadas.

À minha família, por estar sempre presente em todas as ocasiões.

Um agradecimento especial ao meu namorado, Gustavo Onofre, por toda sua paciência, compreensão e principalmente por estar sempre ao meu lado mesmo às vezes a 523 quilômetros de distância.

Aos meus amigos do Cruzeiro por estarem presentes desde sempre; da Economus, pelas lições valiosas; aos do Instituto de Economia, que me acolheram tão bem na UFRJ me fazendo sentir em casa; aos do CATE, por estarem diariamente na batalha comigo por longos e cansativos meses e aos que tive o prazer de conhecer ao longo da vida em diversos lugares.

Ao Grupo de Energia, pela enorme oportunidade de aprender e conviver com economistas extremamente competentes e apaixonados pelo que fazem. O conhecimento adquirido no grupo de pesquisa foi, de fato, muito importante para o meu desenvolvimento acadêmico e pessoal.

Ao professor Edmar de Almeida, pela sua atenção, colaboração e esforço durante toda a minha Iniciação Científica (PIBIC) e também na orientação desse trabalho. Ao Gustavo Soares, pela paciência e ajuda ao longo do trabalho.

Aos professores da FCE-UERJ, que tanto se esforçaram e se esforçam para ensinar economia em uma faculdade pública com tantas dificuldades. Em especial, ao professor Pedro Hemsley, por ser meu primeiro grande exemplo de economista e professor.

Por último, mas não menos importante, aos professores do Instituto de Economia da UFRJ, os meus sinceros agradecimentos por todo o aprendizado ao longo do curso.

RESUMO

A partir dos anos 1990, foram implantadas políticas de abertura econômica (financeira, comercial) e de privatização no Brasil. O objetivo era basicamente arrecadar recursos para o Estado, aumentar a competição no mercado e incentivar a competitividade das indústrias. Nesse contexto, diversas reformas foram implantadas na IGN brasileira. No restante da América Latina também foram introduzidas reformas similares. Em visto disso, foram analisadas nesse trabalho as reformas experimentadas no Brasil nesse período e em dois países latino-americanos, a Colômbia e o Chile. O objetivo foi analisar o arcabouço regulatório desses países, em especial no segmento de distribuição, e compará-los com o brasileiro, visando explicar os diferentes níveis de desenvolvimento do setor. Na Colômbia, a regulação busca incentivar a redução dos custos das empresas de distribuição, sem desestimular os investimentos na expansão da rede e mantendo a qualidade dos serviços prestados. O instrumento utilizado pelos órgãos reguladores para alcançar isso é a utilização do método de tarifação *price cap*; a ausência de exclusividade territorial na maioria das áreas (só há esse benefício para aquelas pouco atrativas); limites de integração e, por fim, delimitação de pequenas áreas de concessão. O Chile apresenta estruturas de incentivo ao investimento. A regulação permite integração vertical e/ou horizontal, o que diminui o risco para o investidor. Além disso, até recentemente, 2017, as distribuidoras não eram reguladas em relação à sua margem de rentabilidade. No entanto, os altos preços do gás chileno acabaram por afetar sua competitividade, o que implicou na redução do consumo. Os resultados obtidos com a pesquisa da prática adotada por estes países mostram a importância da regulação na criação de estruturas que incentivem tanto o investimento como a competição para o desenvolvimento do setor. A utilização dos instrumentos regulatórios colombianos como a delimitação de pequenas áreas de concessão e os contratos de concessão sem exclusividade geográfica, na maioria das áreas, foi visto como um bom mecanismo para atingir esse objetivo.

Palavras-chave: Brasil, Colômbia, Chile, Regulação de gás natural, indústrias de rede.

Códigos JEL: D23, L12, L13, L14, O13, O54.

ÍNDICE

Introdução	9
Capítulo I – As Especificidades do Setor de Distribuição do Gás Natural e a Regulação.....	11
I.1 - A Cadeia de Produção do Gás Natural	11
I.1.1 – A Importância do Gás Natural como Energético.....	14
I.2 – Especificidades da Indústria do Gás Natural.....	15
I.2.1 – Indústria de Rede.....	15
I.2.2 – Setores de Infraestrutura.....	16
I.2.3 – Monopólio Natural.....	17
I.2.4 – Economias de Escala e Escopo na IGN.....	20
I.3 – Os Principais Modelos da Teoria Econômica da Regulação.....	21
I.4 – A Evolução da Regulação dos Serviços de Utilidade Pública.....	24
I.4.1 – A Regulação da IGN.....	29
Capítulo II – As Reformas da IGN no Brasil e a Atividade de Distribuição de Gás Natural no Brasil.....	31
II.1 - Panorama da Indústria do Gás Natural no Brasil.....	32
II.2 - Discussão sobre o artigo 25 da Constituição Federal.....	35
II.3 - As Reformas Regulatórias da IGN no Brasil.....	36
II.4 - Os Contratos de Concessão do Setor de Distribuição Brasileiro Regulatórias.....	41
II.4.1 - Análise das Estruturas de Incentivo dos Contratos de Concessão.....	43
II.5 - O Segmento de Distribuição do Gás Natural no Brasil.....	44
Capítulo III – As Experiências Colombiana e Chilena no Segmento de Distribuição do Gás Natural.....	50
III.1 - Colômbia	51
III.1.1 – Um Panorama do Arcabouço Regulatório da IGN Colombiana.....	53
III.2 - Uma Breve Análise da IGN Chilena	56
III.2.1 - Regulação do Segmento de Distribuição de Gás Natural no Chile.....	57
III.2.2 - Precedentes da Atual Estrutura Regulatória das Tarifas	60
III.2.2.1 - Estrutura Regulatória das Tarifas.....	61
Conclusão	63
Referências Bibliográficas	65

ÍNDICES DE FIGURAS, GRÁFICOS E TABELAS

Figura 1.1- Cadeira de Valor da Indústria do Gás Natural	13
Figura 1.2- Preços no Monopólio Natural	18
Figura 2.1– Cadeira do gás natural no Brasil	34
Figura 2.2– Agentes Responsáveis pela Cadeira do Gás Natural no Brasil	37
Figura 2.3– Participação da Petrobras na Cadeira Produtiva do Gás Natural	40
Figura 2.4- Logo das Distribuidoras de cada Estado da Federação	48
Tabela 2.1– Distribuidoras de Gás Natural no Brasil.....	45
Tabela 3.1 - Extensão da Rede das Distribuidoras de Gás Canalizado em 2015.....	59
Gráfico 2.1 - Evolução da Extensão das Malhas de Distribuição	47
Gráfico 3.1- Porcentagem de Municípios Atendidos por Estado da Colômbia em 2017	52
Gráfico 3.2- Consumo de Gás Natural no Mercado Regulado da Colômbia.....	53
Gráfico 3.3- Extensão da Rede das Distribuidoras de Gás Canalizado em 2015.....	57

INTRODUÇÃO

Desde os choques do petróleo na década de 70, com transformações relevantes nos mercados energéticos, aumentou-se a importância do gás natural nas matrizes energéticas mundiais. Em 2017, 22% da energia utilizada no mundo vinha desse combustível que tem substituído principalmente o óleo combustível e o carvão (IEA, 2018). O gás apresenta algumas importantes vantagens como: gerar menos emissões que os substitutos fósseis; possuir alto rendimento energético; reduzir a dependência energética e impactar positivamente a segurança energética do país (PINTO JUNIOR et al, 2016).

Ao longo dos últimos anos, a estrutura da indústria do gás natural sofreu alterações importantes. Historicamente, as *utilities* na Europa e em outros lugares (excluindo os EUA) eram tipicamente departamentos governamentais ou empresas públicas, assumindo todas as etapas da produção do serviço, ou seja, eram verticalmente integradas. A partir da década de 1980 houve uma profunda mudança em diversos países, pois uma vez sendo reconhecida que nem todas as atividades da cadeia de valor são monopólios naturais, várias *utilities* foram desmembradas, passando a não mais exercer todas as atividades da cadeia produtiva (GLACHANT; BROUSSEAU, 2008).

Após a abertura e a desverticalização, as demandas regulatórias aumentam e se tornam mais complexas. O motivo é que, antes, as principais preocupações eram com as tarifas e com a qualidade dos serviços e, depois da separação da cadeia, a regulação passou a ter que estimular a competição e garantir um mínimo de investimentos por parte dos agentes privados. Outro fator que eleva a complexidade é a necessidade de conciliação, dentro da indústria do gás natural (IGN), de segmentos onde há possibilidade de competição, produção além de características de monopólio natural, transporte e distribuição (PINTO JUNIOR, 2016; GLACHANT; BROUSSEAU, 2008).

Neste trabalho analisam-se os arcabouços regulatórios da atividade de distribuição de Gás Natural no Brasil, na Colômbia e no Chile. O foco na distribuição de gás natural é interessante, visto que margens elevadas nesta etapa da cadeia são relevantes na formação dos preços finais do gás e pelo fato de o combustível não ter mercado cativo, o que impacta de maneira significativa a demanda por gás. Além disso, a expansão do consumo depende de elevados investimentos específicos, em especial na distribuição.

Dessa forma, esta monografia tem como objetivo principal estudar o arcabouço regulatório dos referidos países, identificando os incentivos fornecidos e as barreiras impostas ao investimento na indústria do gás natural. Para tanto, o escopo tecnológico da presente monografia se centra ao redor da distribuição de gás natural por gasodutos, o escopo geográfico se limita à Brasil, Chile e Colômbia, e procurou-se analisar o escopo temporal mais recente possível tendo em vista as recentes mudanças nos setores energéticos (pós-1990's).

O uso de casos internacionais na presente monografia busca analisar os instrumentos regulatórios utilizados e seus resultados, e com isso extrair lições para o caso brasileiro por meio da comparação entre este e outros casos latino-americanos. A escolha da Colômbia é motivada pelo fato de o país ter conseguido massificar o consumo de gás com a construção de uma infraestrutura básica de transporte e distribuição. As estruturas de incentivo permitiram inclusive expandir a cobertura do serviço para regiões com menor nível de atratividade. O Chile foi escolhido como caso oposto, uma vez que o gás natural tem perdido importância na matriz energética daquele país (IEA, 2018). A metodologia escolhida consistiu em uma revisão da literatura sobre economia industrial, teoria da regulação e economia da energia, além do levantamento de dados a partir de outras fontes.

O presente trabalho está dividido em três capítulos. O primeiro, é dedicado a esclarecer alguns conceitos econômicos e técnicos que serão importantes para o entendimento das questões relativas a regulação do setor e o seu funcionamento. O segundo, apresenta um panorama da IGN brasileira, com ênfase nas reformas realizadas a partir dos anos 1990 e no segmento de distribuição. O terceiro capítulo descreve e analisa o segmento de distribuição colombiano e chileno, enfatizando suas estruturas de incentivo ao investimento. Por fim, apresenta-se a conclusão e, em seguida, as referências bibliográficas.

CAPÍTULO I - AS ESPECIFICIDADES DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL E A REGULAÇÃO

É relevante, para a discussão dos próximos capítulos, o entendimento de algumas questões da indústria do gás natural e, ainda, conceitos do funcionamento de sua regulação. O objetivo deste capítulo é apresentar as especificidades do segmento de distribuição tanto na esfera produtiva, inserida em uma cadeia energética também particular, como no âmbito regulatório, indicando os detalhes que o regulador deve atentar ao lidar com um setor que é considerado um monopólio natural.

O presente capítulo é dividido em quatro seções. Na seção I.1, busca-se apresentar os segmentos da cadeia produtiva do gás, explicando brevemente cada atividade. Na seção I.2, são apontadas as características da Indústria do Gás Natural. A seção I.3 é dedicada a explicar, de maneira sucinta, os principais modelos teóricos da regulação recente. A seção I.4 aborda o *turning point* da regulação das *utilities* nos anos 80 e a instauração de um novo paradigma. Ao final da última seção se esboça uma breve conclusão para a retomada das ideias do presente capítulo.

I.1. A Cadeia de Produção do Gás Natural

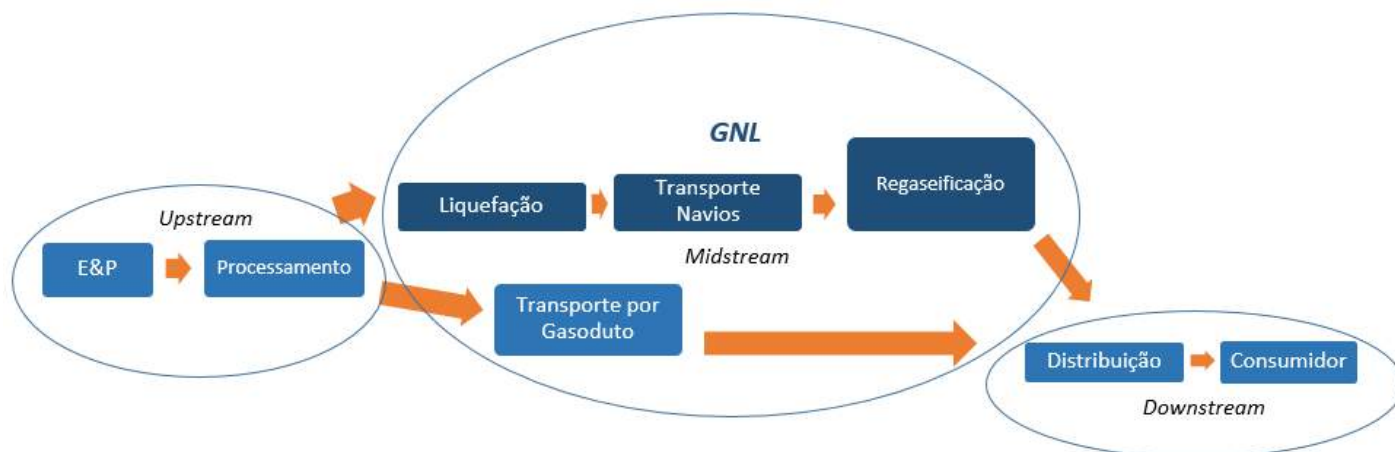
A cadeia produtiva do gás natural apresenta diversas atividades interligadas. Por isso, na literatura, é comum dividir as atividades da IGN em dois grandes blocos: *upstream* e *downstream*. O *upstream* abarca as etapas iniciais da cadeia do gás, são elas, a busca de reservatórios que apresentam acumulações de hidrocarbonetos; a extração nos poços; e a produção. Este segmento possui elevados riscos geológicos que são normalmente compensados por uma alta rentabilidade dos investimentos realizados (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

O segmento *downstream* compreende as atividades de processamento do gás, que refina a molécula de gás de forma a permitir sua comercialização com a qualidade necessária; o transporte por dutos e; a distribuição até os consumidores finais (PINTO JUNIOR et al, 2016). Por vezes, é comum classificar as atividades de transporte e estocagem como *midstream*.

As etapas da cadeia do gás destacadas acima possuem características técnicas e econômicas distintas (ALMEIDA; COLOMER, 2013):

- a) **A Exploração**, onde ocorre a pesquisa envolvendo diversas áreas de conhecimento (geologia, geofísica, eletrônica etc.) e a perfuração do poço que permite determinar a existência e o potencial econômico dos reservatórios. Os custos dessa etapa são extremamente elevados;
- b) **A Produção** ocorre quando se confirma a viabilidade econômica da extração. Essas duas primeiras etapas, exploração e produção, são similares às etapas iniciais da cadeia do petróleo sendo muitas vezes realizadas pelas próprias empresas petrolíferas, visto que é comum o gás e o petróleo estarem associados;
- c) **O Processamento** se inicia logo após a produção, quando o produto deve ser levado às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). As estações de tratamento são encarregadas de separar o metano dos demais hidrocarbonetos pesados;
- d) **O Transporte** pode ser feito de três formas: por dutos, com o uso de navios (na forma de gás natural líquido - GNL), ou em cilindros de alta pressão (na forma de gás natural comprimido - GNC). Essa atividade leva o gás das plantas de produção até a malha de “distribuição”, mas a forma escolhida depende de aspectos técnicos e econômicos;
- e) **A Distribuição** encaminha o gás natural do *citygate* até o consumidor final que pode ser: industrial, comercial, residencial ou térmico.

Figura 1.1- Cadeira de Valor da Indústria do Gás Natural



Fonte: Elaboração própria a partir de FGV (2014).

A distribuição e o transporte se diferenciam pelo diâmetro dos dutos e pela pressão do fluxo de gás. A pressão na rede de distribuição é muito mais baixa do que a presente nos gasodutos de transporte, sendo o diâmetro da tubulação menor no segmento de distribuição. Devido a esse diferencial de pressão, para entregar gás nas redes de distribuição são usadas válvulas de redução de pressão nos *city gates*. Nesse local que o gás é limpo, filtrado e odorizado (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

A escolha da forma mais adequada de transporte ou distribuição é feita de acordo com a análise prévia dos custos. Por exemplo, caso se escolha o transporte por gasodutos, os custos referentes a infraestrutura são os mais relevantes. Já no caso do GNC é preciso atingir elevadas pressões para obtê-lo, gerando custos com transporte e também com a infraestrutura requerida para descomprimir o gás nos locais de consumo final. No caso do GNL, há custos para reduzir a temperatura para -160°C , na utilização de navios criogênicos, além da estrutura para regaseificação. Dessa forma, a alternativa mais escolhida para o transporte do GN tem sido por meio dos gasodutos. A escolha por “gasodutos virtuais”, GNC ou GNL, só é feita para regiões muito distantes e remotas da rede canalizada de gás (TEIXEIRA, 2015).

O foco desse trabalho é na cadeia do *downstream*, mais especificamente no segmento de distribuição do gás natural. Este segmento apresenta características

técnico-econômicas particulares, dentre as quais se destacam: a existência de monopólio natural, grandes economias de rede e de escala, elevadas especificidades de ativos e potenciais de economia de escopo (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

Os custos associados a essa atividade compõem uma parcela significativa na estrutura de custos da cadeia produtiva. Além disso, estima-se que a distribuição utilize 80% do total de recursos investidos no *downstream*. O uso intensivo do capital nesse segmento representou um entrave para a expansão da indústria em muitos países em desenvolvimento devido à baixa disponibilidade de recursos e o alto custo do capital (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

I.1.1 A Importância do Gás Natural como Energético

Apesar de possuir diversas vantagens frente a outros combustíveis, como alta versatilidade, vantagens ambientais em relação aos fósseis, não precisar ser estocado no local de consumo, altos rendimento energético e poder calorífico (PINTO JUNIOR. et al., 2016), o gás possui a desvantagem de não possuir mercado cativo, ele sempre pode ser substituído. Portanto, não é possível vender o gás por um preço acima dos combustíveis concorrentes impactando assim seu desenvolvimento.

Ademais, a baixa densidade calórica, ou grande volume, eleva o custo de transporte e, portanto, representa uma parcela significativa dos preços pagos pelos consumidores finais. Dessa forma, é comum que o mercado de gás natural se desenvolva próximo das áreas de produção. Assim, o mercado do gás é classificado como um mercado regional, ao contrário do Petróleo que é mundial. O gás pode ser encontrado em rochas sedimentares, comumente acompanhado por petróleo (gás associado) ou quase sem petróleo (gás não associado). Independente de como forem esses reservatórios, o alto custo do transporte explica o baixo nível de exportação mundial do combustível (PINTO JUNIOR et al, 2016).

Historicamente, sua penetração foi inviabilizada até década de 1920 quando começaram a ser desenvolvidas tecnologias de transporte por dutos de alta pressão. Os choques do Petróleo (1973 e 1979) trouxeram importantes transformações nos mercados energéticos viabilizando o crescimento do gás natural na matriz energética mundial

(COLOMER; ALMEIDA, 2013). Em 2017, 22% da energia utilizada no mundo vinha desse combustível, que tem substituído, principalmente, o óleo combustível e o carvão.

I.2. Especificidades da Indústria do Gás Natural

A presente seção é subdividida em quatro subseções. Na primeira trata-se do conceito de indústrias de rede, na segunda se trata de setores de infraestrutura, em seguida se discute o conceito de monopólio natural e por fim se analisa as economias de escala e escopo na IGN.

I.2.1 Indústria de rede

As indústrias de rede estão, em geral, relacionadas a setores de infraestrutura e são um caso especial de monopólio natural. Essas indústrias possuem um elevado grau de integração e interdependência entre os agentes econômicos localizados em diversos nós da rede. Sendo assim, é clara a necessidade de se garantir um nível adequado de interconexão e compatibilidade para um funcionamento adequado da indústria (KUPFER; HASENCLEVER, 2002)

As indústrias de rede são conhecidas por três fatores que colaboram para sua definição de um modo de organização industrial particular. São eles: a presença de externalidades; a importância das economias de escala e a articulação em torno da infraestrutura de base, isto é, a que apresenta os serviços de transporte/transmissão do fluxo do produto (KUPFER; HASENCLEVER, 2002)

O conceito de externalidades em indústrias de rede significa que o benefício de um usuário da rede depende das decisões dos outros agentes ligados à rede. No entanto, como não há uma maneira de um consumidor remunerar outro pelo benefício da adesão deste à rede, é possível que a expansão eficiente da rede não seja alcançada. Por essa razão é provável que, para garantir o nível adequado de interconexão, surjam demandas por regulação do setor (PERALVA, 2009).

Além da falha de mercado mencionada acima (a presença de externalidades), a indústria possui economias de escala. Essa característica da indústria também demanda regulação para evitar a duplicação ineficiente da infraestrutura. Assim, geralmente a escala mínima necessária para a operação dos gasodutos é tão elevada que torna mais eficiente a operação de apenas uma empresa. Por esse motivo, os segmentos de transporte e de distribuição do gás natural são classificados como monopólio natural,

com fortes barreiras à entrada e à saída. Por fim, a conexão direta dessas redes com os consumidores pode levar a um abuso de poder de mercado por parte das firmas o que justifica a presença da regulação nas indústrias de rede.

Segundo Britto (2002), as principais características dessas indústrias em rede são: a) elevado grau de compatibilidade e complementariedade técnica entre os agentes e suas tarefas; b) forte integração de atividades produtivas devido à presença de externalidades; c) geração de externalidades tecnológicas e outros tipos de ganhos relacionados ao progresso técnico devido à variedade de empresas e à complementariedade de competências; além da d) consolidação de uma infraestrutura própria.

Sendo assim, a rede de empresas pode ser classificada como um conjunto de unidades parcialmente separáveis que possuem rendimentos crescentes devido a economias de escala e a subaditividade da função de custo. Este conceito afirma que é mais barato produzir diversos produtos conjuntamente em uma única firma do que separadamente em mais de uma firma. A condição necessária e suficiente para que haja de fato subaditividade de custos é que exista economias de escala em toda a faixa relevante da produção.

A indústria de gás natural é considerada uma indústria de rede especialmente por ter os segmentos de transporte e distribuição classificados como monopólio natural. A indústria de rede tem características próprias. Suas tecnologias necessitam de pesados investimentos específicos afundados, geram economias de escala e de escopo e produzem serviços consumidos em massa, muitas vezes essenciais.

I.2.2 Setores de Infraestrutura

De forma geral, é possível classificar diversos serviços de infraestrutura como indústrias de rede, este é o caso do segmento de distribuição do gás natural. Os setores de infraestrutura apresentam economias de escala e de escopo, densidade de consumo, investimentos com prazo de maturação longo, uso intensivo de capital, especificidades de ativos, demanda inelástica e, na maior parte das vezes, uma única firma prestando os serviços. Estas características implicam em problemas de financiamento visto que a

expansão adequada da rede depende da capacidade da empresa em obter recursos de terceiros.

A densidade de consumo é benéfica para os setores de infraestrutura e para toda indústria de rede. Isto significa que quanto mais ramificada for a rede de distribuição e quanto maior for a densidade populacional da região atendida pelo serviço, menor será o custo marginal de atender um novo consumidor. Assim, há uma relação inversa entre a expansão da rede e o custo marginal de produção do serviço de gás encanado. A redução desse custo provoca um aumento da rentabilidade conforme vai se expandindo o investimento. É por essa razão que o início do desenvolvimento da indústria de gás natural é mais complicado, com poucos usuários no começo, que necessitam de incentivos públicos para permitir a sustentabilidade econômica da indústria (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

O desenvolvimento da rede de infraestrutura de um país depende do risco dos investimentos nesses setores e do risco regulatório. O primeiro está relacionado com as seguintes características da infraestrutura: elevados investimentos em ativos fixos imobilizados, ativos específicos e demanda sazonal. Esses fatores obviamente aumentam os retornos desejados pelos credores privados. O outro risco está associado ao fato de, na maioria das vezes, as concessões dos governos estarem submetidas à regulação.

I.2.3 Monopólio Natural

As indústrias de rede são normalmente formadas por segmentos nos quais é possível o regulador introduzir a competição e segmentos com características de monopólio natural. É importante destacar que o regulador possui diversas tarefas como: impedir o comportamento monopolista, assegurar a qualidade dos serviços e incentivar o progresso técnico e a eficiência, ou seja, o objetivo passa a ser criar os incentivos corretos para o melhor funcionamento do mercado.

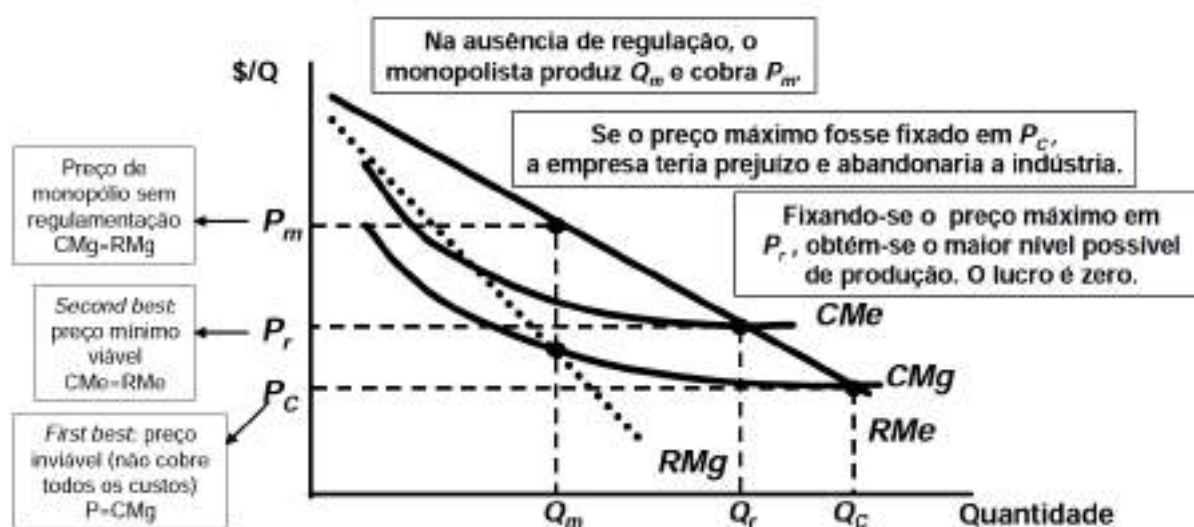
Na presença de monopólio natural, o mercado não fornece estímulos eficientes para alocação dos recursos e, portanto, é considerado uma falha de mercado. O monopólio natural se apresenta quando é mais barato um único produtor atender toda a demanda do mercado, ao invés de várias empresas competitivas.

O monopólio natural pode ser com um único produto ou multiproduto. Embora em ambos os casos a condição ainda seja a subaditividade de custos, isto é, os custos em produzir em uma única firma são menores do que em mais de uma, há diferenças entre eles. No caso do monopólio natural multiproduto, a presença de economias de escala não é condição nem necessária nem suficiente para a subaditividade de custos. O fundamental é a presença de economias de escopo. Ao contrário do caso de monopólio natural com um único produto que basta ter economias de escala para se verificar a subaditividade de custos.

Outra característica importante da estrutura de custos do monopólio natural é a presença de elevados custos fixos, alta intensidade de capital e a existência de custos afundados.

Como consequência da existência de monopólios naturais, aparece um conflito entre eficiência alocativa e produtiva. Esse problema é típico do monopólio sem regulação, pois quando somente uma empresa atende o mercado, esta tende a fixar preços acima do custo médio visando assim obter lucros extraordinários, mas gerando elevados custos sociais. Dessa forma, não há eficiência alocativa porque o volume de transações é menor do que em uma situação ótima de concorrência perfeita. Todavia, apenas com a situação de monopólio é possível atingir a eficiência produtiva.

Figura 1.2- Preços no Monopólio Natural



Fonte: Pindick e Rubinfeld (2006, p.308).

Os monopólios naturais são comumente regulados ou operados pelo governo de forma a evitar que o monopolista se aproveite, de maneira abusiva, do seu poder de mercado. Por outro lado, se o regulador determinar que o preço deve ser o chamado *first best*, condição do mercado competitivo em que o preço se iguala ao custo marginal e há a maximização do “excedente social”, o monopolista terá prejuízo. Isso se deve ao fato de que como o custo médio (CMe) é decrescente, dada a existência de economias de escala, o custo marginal (Cmg) é menor do que o médio (Baldwin et al, 2012).

Uma alternativa seria cobrar o que é chamado de solução *second best*. A prática iguala a receita total ao custo total mais um lucro dito como “razoável” e uma provisão para incerteza. A alternativa de *second best* permite que os preços de diversos bens e serviços satisfaçam as equações de Ramsey-Boîteux (Baldwin et al, 2012).

Apesar de na teoria a regra de Ramsey-Boîteux maximizar o excedente social há diversas críticas direcionadas a ela. A primeira está relacionada à distribuição de renda, já que a discriminação que ela realiza é a mesma feita pelos monopolistas. Na maioria dos setores regulados as demandas inelásticas são de consumidores menos privilegiados em questão de renda e que assim seriam os mais prejudicados pela regra. A outra questão, que também pode ser aplicada para todas as regras de formação de preços com base no custo marginal, é o fato de que sua utilização depende da identificação correta das funções de demanda e de custo que se deslocam conforme as condições do mercado evoluem.

O setor de distribuição física de gás natural apresenta características técnicas e econômicas que o classificam como uma estrutura de monopólio natural. São elas: o elevado custo fixo, a especificidade dos ativos físicos, os reduzidos custos marginais, as economias de escala e de escopo associadas à distribuição de gás natural e o efeito densidade de consumo (ALMEIDA, 2007).

Empresas na posição de monopólio possuem maior poder de mercado e também são mais propensas a adotar um comportamento oportunista no caso de uma situação não antecipada contratualmente. O comportamento oportunista está relacionado ao uso de assimetrias de informação buscando a apropriação de fluxos de lucros. Esse

comportamento demanda elevados custos de monitoramento face ao constante risco moral, risco que decorre das ações ou comportamentos dos indivíduos, a que estão expostas as partes. A possibilidade de oportunismo com a presença de racionalidade limitada do agente são fontes de incerteza que implicam em maior prêmio de risco e subinvestimento.

I.2.4 Economias de Escala e Escopo na IGN

As economias de escala e de escopo são características da indústria de gás natural. A distribuição de gás possui algumas atividades onde a presença de tais economias se mostram relevantes. São elas: **processo de medição** visto que a medição pode ser realizada pelo mesmo funcionário em outros serviços como gás, água e eletricidade, caracterizando assim a economia de escopo na atividade; **faturamento**, que também apresenta economia de escopo, dado necessitar de apenas uma única conta para cada usuário; **formalidades contratuais**, caso em que basta um único contrato para todos os serviços; e **custos de monitoramento e de controle parcialmente fixos**, permitindo assim que o aumento do tamanho da empresa tenda a diminuir o custo médio (Peralva, 2009).

Uma empresa auferir ganhos de economia de escala quando seu custo médio de longo prazo se reduz à medida que sua produção aumenta. Se esse custo permanece constante conforme a produção vai aumentando diz-se que a empresa possui retornos constantes de escala. Se o custo da empresa cresce quando a produção aumenta, a firma possui deseconomias de escala. As inequações são respectivamente: $f(tK, tL) > tf(K, L)$, $f(tK, tL) = tf(K, L)$ e $f(tK, tL) < tf(K, L)$, sendo $t > 0$ (Peralva, 2009).

Quando uma firma produz um único produto, as economias de escala ao longo da faixa relevante de produção são condições suficientes para satisfazer a definição tecnológica de monopólio natural. Ainda no caso do único produto, a presença de economias de escala em toda a produção são condições suficientes, mas não necessárias, para o monopólio natural. Isso porque pode ser menos custoso produzir o produto em uma única firma do que em várias firmas, mesmo que a produção de uma única firma tenha se expandido além do ponto em que há economias de escala.

O monopólio é classificado como forte se os custos médios são decrescentes em todo o intervalo relevante de produção. Se há deseconomias de escala quando a firma

atende a todo o mercado, mas ainda assim é mais barato ter apenas uma empresa produzindo ele é chamado de fraco. Em ambos os casos, se há barreiras à entrada e ausência de regulação, o preço fica acima do competitivo e há perda de bem-estar.

De acordo com Panzar e Willig (1977), as economias de escopo também chamadas de economias de diversificação surgem quando é mais econômico produzir dois ou mais bens juntos em uma única firma do que produzir esses bens em várias firmas. Em outras palavras, algumas firmas conseguem diminuir seus custos médios com a diversificação da sua pauta de produção. Essa definição no caso de dois produtos pode ser expressa como: $C(q_1, q_2) < C(q_1, 0) + C(0, q_2)$.

I.3 Os Principais Modelos da Teoria Econômica da Regulação

Até a década de 60, a teoria da regulação dominante era a que Joskow e Noll chamaram de “análise normativa como teoria positiva”. A ideia principal, presente desde Adam Smith, era de que o Estado devia atuar regulando o mercado por causa das falhas de mercado. A abordagem normativa se baseia no que a regulação econômica deve ser, não levando em consideração as instituições políticas e econômicas. Essa abordagem está em linha com a Teoria do Interesse Público em que os legisladores e reguladores são maximizadores do bem-estar, visando a correção de falhas de mercado como externalidades e monopólios naturais (Salgado, 2003).

A Teoria do Interesse Público tem sido alvo de diversas críticas. Uma delas é que a regulação governamental é feita sem considerar os custos de transação, os custos de informação e as restrições administrativas e políticas. Além disso, na prática, mecanismos de mercado são capazes de desenvolver maneiras de compensar ineficiências. Por exemplo, para problemas de seleção adversa as próprias empresas podem utilizar-se de marcas e de campanhas publicitárias para atestar a sua qualidade perante os consumidores não necessitando assim da intervenção do Estado. Por fim, Posner (1974) aponta que a teoria é criticada por ser incompleta, não indicando como uma dada visão do interesse público se transforma em ações legislativas que maximizam o bem-estar econômico.

A partir dos anos 1970, duas correntes se destacaram na literatura da regulação econômica positiva, isto é, na análise de como de fato se daria a regulação econômica, a Teoria Econômica da Regulação e a Escola da Escolha Pública (*Public Choice*). A Teoria Econômica da Regulação teve seu início com o artigo do Stigler publicado em 1971. De acordo com Peltzman (1989), “políticos, como o resto de nós, são vistos como maximizadores do interesse próprio. Isso significa que os grupos de interesse podem influenciar o resultado do processo regulatório provendo apoio financeiro e de outras formas para políticos e reguladores”. Assim, a teoria começou a identificar as falhas de governo, o Estado não é mais classificado com um ser benevolente voltado para regular de acordo com o interesse público (Salgado, 2003).

Peltzman (1976) avança na análise da ação dos grupos de interesse na Teoria Econômica da Regulação. Por essa teoria, os autores Peltzman e Stigler apontam para dois resultados diferentes, o resultado forte e o fraco da regulação. O economista em questão concorda com o resultado fraco e afirma que a regulação surge como resposta à ação dos grupos de interesse e não apenas das firmas reguladas que é chamado o resultado forte da regulação. A conclusão de Stigler é diferente da de Peltzman visto que para este nem sempre a regulação buscaria proteger a indústria regulada. O regulador estabeleceria a tarifa de forma a obter o máximo de apoio possível dos consumidores e da indústria (Fiani, 2004).

No entanto, o processo político de decisão não é livre de ineficiências econômicas. Dessa forma, Stigler (1971) mostra duas consequências negativas. A primeira é a alocação ineficiente de recursos à medida que substitui o mercado do processo de decisão. A segunda consequência é a usual captura do regulador pelas firmas que se beneficiam do processo regulatório (Fiani, 2004).

A Teoria Econômica da Regulação, à primeira vista, parece apenas englobar a Teoria da Captura, adicionando mais elementos. Esta teoria considerava que, com o passar do tempo, a regulação acabava por ser utilizada de acordo com os interesses da indústria regulada. A Teoria da Captura havia sido criticada por não apresentar o motivo para apenas um grupo de interesse, o produtor, ser capaz de influenciar as agências. No entanto, a Teoria Econômica da Regulação admite que outros grupos de interesse possam capturar as agências, não somente as empresas reguladas. Além disso, substitui a metáfora “captura” por outra de oferta e procura (Campos, 2008).

A regulação passa a ser considerada como um bem econômico que é disputado em um mercado com oferta e demanda. No modelo de Stigler, a oferta de regulação é feita pelos legisladores e a demanda por grupos de interesse que pleiteiam por uma regulação que beneficie seu bem-estar oferecendo suporte político ou financeiro.

Stigler se baseia na análise de Oslon em *A Lógica da Ação Coletiva* (1965) para afirmar que os grupos menos difusos e com maiores ganhos individuais seriam os que teriam a maior probabilidade de ter sucesso em influenciar o processo regulatório. Peltzman aperfeiçoou a teoria de Stigler ao considerar nas suas hipóteses que nenhum grupo econômico consegue capturar totalmente, de forma exclusiva, os reguladores (Campos, 2008).

Stigler (1971) considera que “a regulação é adquirida pela indústria e é desenhada e operada primariamente para seu benefício”. A ideia de Peltzman é que o político maximiza sua utilidade de forma que o equilíbrio não beneficia só o produtor uma vez que os consumidores podem oferecer votos ou dinheiro.

Becker conecta a visão normativa com ênfase na eficiência com a Teoria econômica da Regulação. A questão principal é de que a perda de bem-estar social advindas das medidas de regulação é uma limitação às políticas regulatórias ineficientes. Em outras palavras, a medida que o regulador se distancia dos índices de produção eficiente, a perda de bem-estar aumenta numa taxa crescente que vai enfraquecendo os ganhos dos vencedores frente as perdas dos perdedores limitando o aumento das atividades regulatórias (Campos, 2008).

A outra corrente desenvolvida a partir dos anos 70 foi a Public Choice ou Teoria da Escolha Pública (TEP). O argumento central é que os indivíduos são maximizadores do interesse público. A abordagem sugere a redução do tamanho do Estado visto que a democracia não consegue atender as demandas dos indivíduos e distorce o funcionamento do mercado, maneira mais eficiente de alocar os recursos. O livre mercado, tanto para essa teoria como para a Teoria Econômica da Regulação, é a representação perfeita do interesse público (Campos, 2008).

A diferença básica entre esta teoria e a da Teoria da Captura é que para a TEP desde a origem da legislação ela é motivada por interesses privados que a beneficiam. Ao contrário da teoria da captura que inicialmente considera que a legislação pode estar

perfeitamente alinhada com o interesse público de resolver com as falhas de mercado (Salgado, 2003).

I.4 A Evolução da Regulação dos Serviços de Utilidade Pública

A regulação econômica tem se concentrado em controlar a estrutura e o funcionamento de alguns setores com características importantes em comum. Dentre elas pode-se citar: seus produtos são considerados essenciais, apresentam externalidades, economias de escala e escopo, pesados investimentos específicos com longos prazos de maturação e complementariedades que favoreçam a coordenação sobre a competição. Estas características implicam a necessidade de o Estado intervir de alguma maneira.

A crise dos anos 70 impactou quase todos esses setores, comunicações, água, saneamento básico, energia. A insatisfação por parte dos consumidores era devido aos aumentos de tarifa, deterioração dos serviços e em alguns casos os dois fatores juntos. Como alternativa, se propunham novos esquemas para estimular a eficiência como a tarifação pelo custo marginal.

Em um contexto de ascensão do pensamento neoliberal surgiu a teoria dos mercados contestáveis de Baumol. O economista argumentava que em algumas condições o monopolista poderia ter um comportamento parecido com o competitivo se ameaçado pela entrada de novas firmas. A questão estava centrada no papel da ameaça de entrada, não era preciso uma ameaça efetiva.

Dessa forma, o argumento de “competição excessiva” nos serviços de utilidade pública passou a ser duramente criticado. Isso porque uma vez identificado que o setor estava inserido em um mercado contestável o Estado deveria se afastar de qualquer interferência. A dificuldade estava em testar a contestabilidade do mercado. Nesse período, muitos setores deixaram de ser considerados monopólios naturais devido a presença de diversas inovações tecnológicas. Isso porque o conceito de monopólio natural também está relacionado ao estado da tecnologia.

A partir da década de 1980, diversas reformas foram feitas com o intuito de aumentar a eficiência econômica iniciando-se uma nova fase da regulação. Apesar das particularidades regulatórias presentes em cada país algumas políticas foram seguidas pela maior parte deles. Dentre as medidas adotadas pode-se evidenciar que diversos setores foram desmembrados, mantendo reguladas só os segmentos que permaneceriam monopólios naturais não contestáveis.

Em outras palavras, uma vez sendo reconhecida que nem todas as atividades da cadeia de valor precisam ser monopólios naturais várias utilities foram “unbundle”. O unbundle é a separação das atividades potencialmente competitivas das atividades de rede (GLACHANT; BROUSSEAU, 2008). Além da desverticalização da cadeia foram introduzidas concorrência em diversos segmentos das indústrias de rede. Nesse período evidenciou-se também a abertura do acesso de outros agentes às redes, a criação de novas formas contratuais, privatizações, criação de novos mecanismos e órgãos de regulação.

Tradicionalmente, a justificativa econômica para regulação é a de falhas de mercado. Sendo elas: informação imperfeita, indivisibilidade, comportamento colusivo ou não otimizante dos agentes, e outras violações. O setor energético tem como falha de mercado mais comum a presença de economias de escala e de escopo que configuram um monopólio natural.

A classificação dos monopólios, já mencionada anteriormente, é importante para analisar as opções de ação do regulador. Caso o monopólio seja forte, há duas opções: uma é regular o monopólio e a outra é buscar, caso possível, remover as barreiras à entrada visando criar pressões competitivas de modo a incentivar a baixa dos preços. Se ele for fraco, torna-se necessário regular o monopólio sempre.

Os órgãos reguladores têm como responsabilidade atender diversas demandas da sociedade. Antes da abertura e da desverticalização as principais preocupações eram com a qualidade dos serviços e com as tarifas (impedindo discriminações injustas entre os consumidores) mas depois da separação da cadeia, a regulação passou a ter que estimular a eficiência e o progresso técnico, exigindo um mínimo de investimentos por parte dos agentes privados. Essas atribuições são criadas de forma a substituir as pressões competitivas de um mercado convencional, isto é, de concorrência perfeita. Outra preocupação do regulador é controlar a distribuição e a quantidade do excedente social, garantindo à firma um lucro justo, mas impedindo o abuso do seu poder de mercado.

O regulador deve responder a diversos interesses, da sociedade, de grupos políticos, da firma regulada o que muitas vezes implica em tensões e conflitos. Dessa forma, a regulação tem custos tanto diretos como indiretos. Estes podem ser: burocracia, rigidez tecnológica, uma captura pelas firmas reguladas. O funcionamento da agência sem distorções não pode ser assegurada e é comum dizer que o regulador foi capturado quando há vieses em favor das empresas reguladas. Segundo a “teoria da

captura” todos os órgãos reguladores possuem um “ciclo de vida” até que são capturados pelas firmas.

Uma questão central à tarefa de regulação é a formação de preços. O regulador deve fixar tarifas de forma a conciliar os interesses da firma regulada e dos consumidores. A regra mais utilizada no mundo e a mais antiga é a chamada “a custo de serviço” ou “a taxa de retorno fixo”.

Neste método, o órgão regulador fixa um “s” que é a taxa de remuneração do capital. Esse “s” é multiplicado pela Base de Capital que é igual ao total de investimentos ainda não depreciados. A tarifa é calculada então de modo a atender essa taxa de retorno do capital investido com base na previsão de consumo. Sendo assim, a fórmula é:

$$\text{Receita} - \text{Despesas} - \text{Depreciação} - \text{Impostos} = s \cdot (\text{Base de Capital}),$$

Onde a Receita é igual a tarifa vezes o nível de consumo previsto.

O método possui diversos aspectos positivos como: riscos inferiores para o investidor, visto que a taxa de retorno é estabelecida *ex ante*; incentivos a melhora da qualidade do serviço, vistos que os custos adicionais serão compensados pela tarifa e a expansão da rede, tornando mais acessível os bens e serviços ofertados.

No entanto, essa forma de regulação de preços não é ausente de dificuldades, sendo mais complicada sua aplicação na prática do que parece. De maneira mais geral, há de se notar que de fato há uma assimetria de informação entre o regulador e o regulado, não há como o órgão regulador conhecer todas as atividades da firma. Em consequência disso, algumas ações do regulador não tem o efeito esperado.

Um efeito clássico originado pela assimetria de informação é o chamado “efeito Averch-Johnson”: nesse caso, a firma regulada por custo serviço tenderá a usar tecnologias mais capital-intensivas do que seria socialmente desejável e com extravagâncias desnecessárias na planta (“*gold plating*”). Isso porque a remuneração da firma regulada é feita com base no capital investido (base de remuneração do ativo) e ao regulador cabe a tarefa de escolher quais ativos devem incluídos no valor do capital da empresa. Alguns reguladores introduziram um requisito para os ativos serem remunerados eles teriam que ser “úteis e usados”.

Há ainda outra dificuldade, a forma de regulação por taxa de retorno sofre com a dificuldade de se determinar uma taxa de retorno adequada para a empresa regulada. Outra questão é o problema da determinação da receita da firma regulada. O regulador

ao estabelecer as tarifas desejáveis acaba tendo que projetar as quantidades vendidas da firma, ou seja, ele precisa ter conhecimentos precisos da demanda de forma a evitar descompassos entre receitas e custos algo que nem sempre é fácil na prática. Dessa forma, o método é adequado só quando custos e demanda são relativamente estáveis. Ainda nesses casos, a metodologia não consegue fornecer estímulos adequados ao aumento da eficiência.

Diante do fato de que ninguém é capaz de conhecer melhor as condições de operação e planejamento da firma do que ela própria. Um conjunto de soluções chamado de “regulação por incentivos” foi apresentada para contornar essa situação de assimetria de informação que formava uma importante barreira para a determinação da taxa de retorno (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

A regulação com incentivos tem como objetivo incentivar a eficiência da empresa regulada. Esse tipo de regulação é formado pela regulação do preço teto (*price cap*), regulação por padrão de comparação (*yardstick regulation, yardstick competition*), regulação da qualidade.

O *price-cap* é um método de regulação tarifária que foi inicialmente aplicado na Inglaterra, em 1984, se expandindo rapidamente para diversas empresas e setores ao redor do mundo. O sistema define um limite superior de preços para a firma regulada, esse limite pode ser estabelecido para a média de preços dos serviços ou para cada preço individualmente. O preço teto é estabelecido com base no conhecimento do regulador acerca das condições de custo e de demanda a cada período de revisão tarifária.

O método tem como vantagem: a simplicidade do sistema o que diminuiria o “risco de captura”, o estímulo a eficiência produtiva e a promoção da inovação visto que os benefícios da redução do custo são apropriados pela firma regulada durante um período de geralmente três a cinco anos (*regulatory lag*), o baixo custo da regulação dado o fato que este se resumiria ao cálculo de índices de preços, com exceção no período da revisão tarifária que precisaria ser feito o levantamento de dados contábeis. Além dessas vantagens, o método foca nos serviços em que a empresa atua como monopolista. Sendo assim, o sistema impede que a firma pratique subsídios cruzados nos mercados competitivos em que ela também atua.

Apesar das vantagens em relação aos métodos até então empregados, a regulação do preço teto não é perfeita. O sistema tem como resultado indesejável o subinvestimento implicando em baixo nível de inovação, piora na qualidade do serviço e efeitos negativos na expansão do serviço. Para mitigar esses efeitos o órgão regulador

deve controlar de perto os planos de investimento e a qualidade do serviço o que acaba por aumentar o custo da regulação. Por fim ainda há uma dificuldade de definir o valor de reajuste do aumento da produtividade.

Ao escolher um dos modelos regulatórios o regulador deve considerar o impacto negativo da informação assimétrica. Com relação aos custos, temos duas situações: o problema de risco moral e de seleção adversa. O risco moral decorre das ações da firma em não procurar custos eficientes. Já a seleção adversa é um risco advindo do fato de o regulador não conhecer as características da empresa, isto é, se sua estrutura de custos é baixa ou alta.

Segundo Joskow (2007), a metodologia por taxa de retorno soluciona a questão da seleção adversa. Isso porque o regulador utiliza-se da estrutura de custos da firma para definir a taxa de retorno do capital investido. Entretanto, o método não induz o esforço gerencial que permitiria a redução dos custos da firma e assim a solução do problema de risco moral. O método por preço teto por sua vez não apresenta o problema do risco moral visto que incentiva a empresa a reduzir seus custos. Apesar disso, o método encontra dificuldades na resolução do problema de seleção adversa já que o regulador não sabe ao certo os custos da firma.

No esquema regulatório chamado regulação por comparação o regulador utiliza os balanços anuais de diferentes empresas e determina o preço com base nas empresas mais eficientes. O objetivo é diminuir a seleção adversa e o risco moral, reduzindo o custo da assimetria de informação visto que as próprias empresas forneceriam dados que seriam comparados. O sistema tem duas hipóteses importantes: a presença de estruturas de custos comparáveis e a ausência de colusão entre as firmas. Esse método não é muito utilizado, pois em alguns casos o procedimento é custoso e complexo.

A regulação da qualidade possui sistemas regulatórios que visam garantir a qualidade dos bens e serviços. A ideia por trás desta família de esquemas é compensar os efeitos negativos sobre a qualidade das regulações por preço com a vantagem de necessitar de menos informações que a regulação por custo de serviço. A justificativa econômica dessa regulação seria a existência de poder ou de informação entre as partes.

Nesse contexto de inserir mecanismos para a promoção de padrões aceitáveis de qualidade há basicamente duas formas. A primeira consistiria em manter os demais incentivos à eficiência e apenas incluir novas exigências de qualidade. O segundo tipo teria menos exigências e mais incentivos para a melhoria de qualidade necessitando assim de um menor esforço de fiscalização.

I.4.1 A Regulação da IGN

Desde a abertura e a desverticalização das indústrias de utilidade pública, em particular a de gás natural, a principal questão para o regulador passou a ser determinar tarifas justas sem deixar de incentivar a expansão dos investimentos. Isso porque nos modelos desverticalizados o desmembramento dos direitos de propriedade de diversos segmentos aumentou os riscos inerentes aos investimentos exigindo novos mecanismos regulatórios.

Outro fator que elevou a complexidade regulatória foi a necessidade de conciliação dentro da IGN, entre segmentos onde há possibilidade de competição, produção e comercialização, e segmentos com características de monopólio natural, transporte e distribuição. As regras de *unbundling* que impedem a atuação em múltiplos segmentos são essenciais para assegurar uma competição justa (e.g., sem subsídios cruzados) entre as diferentes atividades da cadeia de gás.

De forma geral, os primeiros segmentos a serem separados do restante da cadeia são a produção e a comercialização dado o elevado potencial de competição presente em ambos. Nesse tipo de estrutura, o preço do gás passa a ser influenciado pela competição entre os diferentes produtores/comercializadores trazendo para a agenda regulatória novos aspectos relacionados com a defesa da concorrência.

A separação das atividades de transporte e distribuição das demais atividades da cadeia produtiva do gás natural traz consigo a necessidade de se regular o acesso de terceiros à rede de gasodutos. A separação do serviço de transporte da venda propriamente dita do gás natural traz uma importante questão regulatória que é a definição das condições de acesso de terceiros à infraestrutura de transporte e distribuição. Dessa forma, o órgão regulador fica responsável tanto em definir as condições de acesso de outros agentes aos dutos quanto mediar possíveis conflitos.

A última separação do processo de desverticalização é a das atividades de distribuição e transporte. O motivo é a presença de monopólio natural nesses segmentos que permite o uso do poder de mercado para obter vantagens competitivas. De forma a evitar isso o regulador pode separar os elos da cadeia produtiva de diversas maneiras.

A separação das atividades da cadeia produtiva do gás natural e a abertura do mercado final contribuem para o crescimento do número de transações com prazos mais curtos de duração. O desenvolvimento de mercados em curto prazo e spot permitem

ganhos de eficiência em todos os segmentos. Conforme esses mercados vão se tornando mais dinâmicos, o preço spot aproxima-se do custo marginal do gás natural condição ideal.

CAPÍTULO II – AS REFORMAS DA IGN E A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

O presente capítulo trata do arcabouço regulatório da IGN brasileira, em especial do segmento de distribuição. Essa atividade será analisada, no decorrer do capítulo, assim como as discussões jurídicas do artigo 25 da Constituição, os contratos de concessão e as empresas de gás canalizado.

A regulação do serviço de distribuição do gás é de responsabilidade dos estados da federação. No artigo 25, parágrafo dois, da Constituição Federal é concedido aos estados o direito de explorar direta ou indiretamente por meio de concessão os “serviços locais de gás canalizado”. Os “serviços locais” referem-se a distribuição, contudo, diversos estados reivindicam a inclusão da comercialização do gás (SUBCOMITÊ SC3, 2017).

As regulações estaduais apresentam um elevado nível de heterogeneidades, com estruturas de incentivo distintas, principalmente no que se refere a realização de investimentos. Os contratos privados de concessão estabelecem rígidas metas de investimento que têm como o objetivo de expandir a rede. Sendo estas metas fiscalizadas pelos órgãos regulatórios do estado. Por sua vez, os contratos públicos não estipulam metas de investimento o que gera como consequência uma expansão bem menor da rede.

Em 2017, os gasodutos de distribuição no Brasil tinham extensão de 33.130 km atendendo 440 municípios. Os estados do Acre, Roraima e Tocantins são os únicos que não possuem empresas de distribuição. Já o estado de São Paulo e do Rio de Janeiro apresentam mais de uma distribuidora, sendo elas todas privadas (CNI, 2018).

O capítulo dois é composto por cinco seções. A seção II.1 aborda de maneira sucinta a IGN no Brasil e os seus desafios. Além de apresentar o início da operação do Gasoduto Brasil-Bolívia que representou um marco importante da indústria. A seção II.2 discute o artigo 25 da Constituição e suas interpretações sobre a regulação dos “serviços locais de gás canalizado”. A seção II.3 trata das reformas regulatórias como as emendas constitucionais, a Lei 9.478/97 mais conhecida como a “Lei do Petróleo”, a Lei 11.909 também conhecida como a “Lei do Gás” e a recente iniciativa “Gás para Crescer”. A seção II.4 é dedicada ao exame dos três diferentes tipos de contratos de concessão do setor de distribuição brasileiro. Atualmente, dois destes são orientados

para as empresas privadas dos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro e o terceiro é referente aos demais estados, que possuem distribuidoras estatais. Por último, mas não menos importante é a seção II.5 que apresenta com mais detalhes o segmento de distribuição. Ao final da última seção se esboça uma breve conclusão para a retomada das ideias do presente capítulo.

II.1 Panorama da Indústria do Gás Natural no Brasil

A indústria do gás natural no Brasil é relativamente recente. Apesar da produção ter se iniciado na década de 50, na Bahia, só a partir dos anos 80 que a produção começou a despontar, com o uso comercial do gás natural extraído dos poços da bacia de Campos. A expansão da indústria se deu a partir da segunda metade da década de 90 com o governo federal priorizando o desenvolvimento do gás na política energética nacional (EY, 2014).

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2018 realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no Brasil, em 2017, o gás natural atendeu 7,4% do consumo total por fonte; 11,3% de toda a energia consumida na indústria e 12,9% da matriz energética brasileira. Dessa forma, é possível perceber que o gás ainda tem espaço na matriz energética brasileira que depende da segurança legislativa e regulatória para que os agentes se sintam seguros em desenvolver e implementar projetos que usem esse combustível (COSTA et al., 2018).

O mercado de gás natural no Brasil encontra dificuldades para se desenvolver não do lado da oferta, na produção do combustível, mas sim na expansão da logística de transporte e distribuição. Os centros de consumo no país localizam-se distantes dos locais onde são produzidos o combustível necessitando de uma malha de transporte e de distribuição bem desenvolvida. A deficiência dessa malha faz com que o custo de logística exerça um papel importante na composição do custo total (BNDES, 2015).

Dessa forma Colomer e Almeida (2013), analisam três obstáculos significativos para o desenvolvimento da indústria de gás natural brasileira, controlada pela Petrobras. Primeiro eles consideram que a ausência de competição e a política de preço praticada pela Petrobras aumentam de forma considerável o custo de aquisição do combustível, diminuindo sua competitividade em relação aos outros energéticos. A segunda questão identificada por eles é a presença de gargalos locais na infraestrutura de transporte e processamento. Por último, apontam o perfil de despacho das termelétricas e a

preferência do setor elétrico. Segundo os autores, esses fatores são um entrave para o crescimento da indústria de gás dificultando o alcance do potencial do mercado.

Ainda para esses autores, no segmento de distribuição, os principais entraves a criação de um mercado mais dinâmico e competitivo são: heterogeneidade da atuação das agências reguladoras; inexistência/dependência de agências reguladoras; elevadas margens de distribuição; baixo grau de abertura no mercado final e poucos compradores de gás no atacado.

A instalação de uma malha de transporte e distribuição necessita de um pesado investimento. Portanto, é necessário identificar grandes consumidores para justificar a inversão. Os exemplos mais comuns são as termelétricas, cogeração ou grandes consumidores industriais. No entanto, em alguns casos o consumo de gás é intermitente. Essa situação não é favorável à produção quando o gás é associado¹. Sendo que a partir das descobertas em Campos, as reservas brasileiras passaram a ser em sua maioria de gás associado localizado em mar (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

A demanda industrial de gás natural é estável assegurando previsibilidade aos pesados investimentos necessários para o desenvolvimento da cadeia do gás. A demanda do mercado comercial, residencial e cogeração também é praticamente estável e tem uma taxa de crescimento quase constante. O atendimento dos setores veicular, comercial e residencial dependem do nível de desenvolvimento da malha de distribuição. Até 2000, o perfil da demanda brasileira de gás estava concentrado no setor industrial, a expansão dos segmentos comercial e residencial só foi observada recentemente, em especial no Centro-Sul do país (PINTO JUNIOR et al., 2016).

A partir de 1999 com a entrada em operação do Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL) pode-se observar uma alteração da estrutura do consumo de gás. Apesar de ter sido criado para atender o crescimento da demanda industrial, o GASBOL permitiu a expansão do mercado de geração termelétrica a partir do excesso de oferta de gás boliviano e da crise energética. Assim, embora tenha ocorrido de fato uma diversificação da demanda, o setor industrial ainda responde pela maior parte do consumo de gás natural. Além disso, a construção aumentou a participação do gás na matriz energética brasileira. Até 1999, a participação do combustível no consumo final de energia era de 3,3% (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

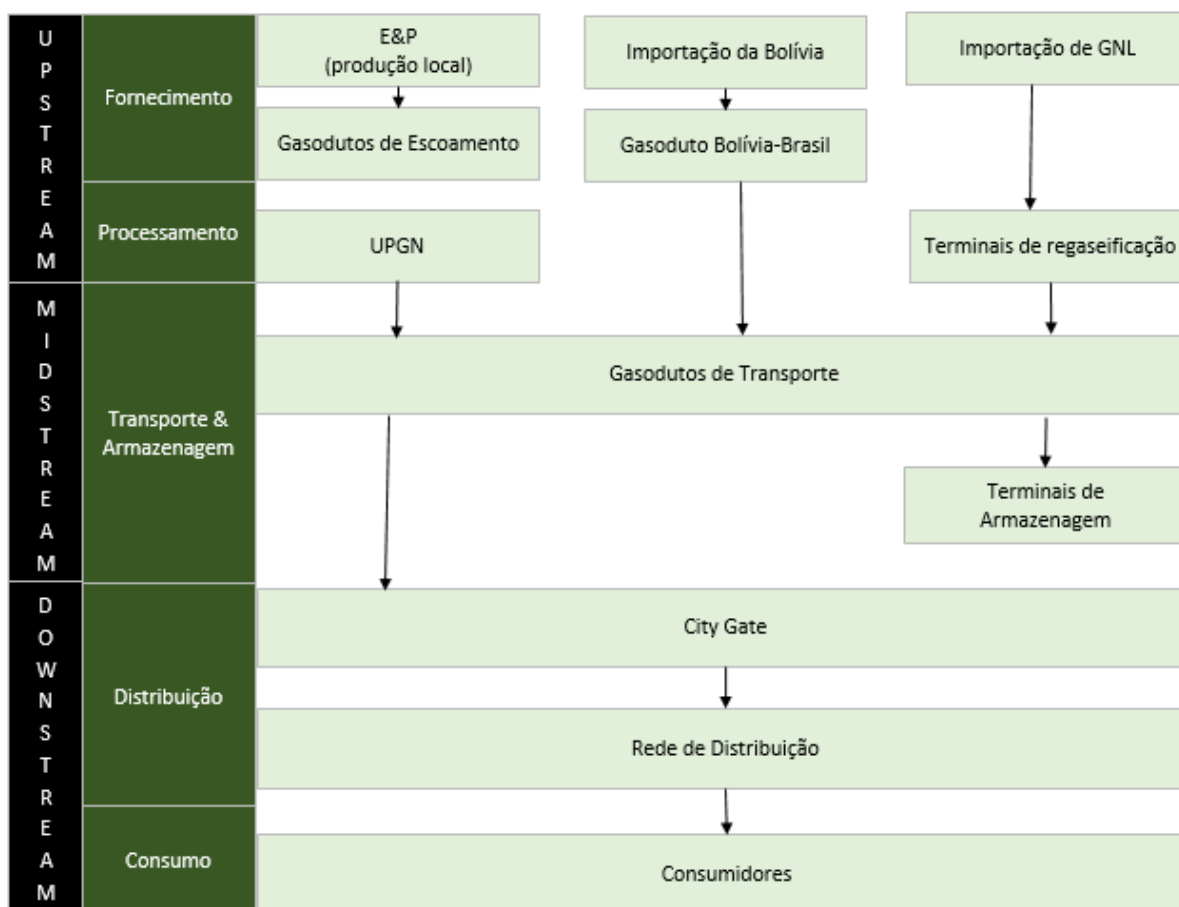
¹ O gás natural é dito associado quando ele se encontra dissolvido no petróleo ou no estado de uma capa de gás. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/gas-natural>>. Acesso em 04 de jan. de 2019.

Em 2001 iniciou-se a crise política boliviana e com isso a questão sobre o risco de abastecimento de gás. Nesse mesmo momento aumentava-se a construção de térmicas a gás em função da crise energética ocorrida entre 1999 e 2002. Por causa das incertezas relacionadas ao gás boliviano teve início as importações de GNL para abastecer principalmente o segmento térmico (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

As termelétricas flexíveis a gás natural utilizam o GNL. Essas entram em funcionamento quando o nível dos reservatórios das hidrelétricas estão abaixo do patamar de segurança mínima. As termelétricas flexíveis funcionam como se fosse um sistema de *backup* do sistema hidrelétrico (BNDES, 2015).

Além dessa demanda de gás flexível há também a demanda de gás para termelétrica na base. Na base, é utilizada uma oferta de gás menos custosa, que é composta pelo gás nacional associado, o gás boliviano e o gás nacional não associado. A oferta de gás flexível e por isso, com maior custo é o GNL. Este preço está associado ao custo da infraestrutura ociosa permanentemente disponível e a exposição ao mercado spot de GNL (Figura 2.1).

Figura 2.1 – Cadeia do gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de PwC (2016)

O sistema elétrico brasileiro demanda cada vez mais geração termelétrica com a presença mais intensa de novas renováveis. A partir de 2012, a situação entre gás e eletricidade se tornou mais relevante quando se notou uma necessidade maior complementação térmica em termos de frequência, volume e duração. Inicialmente a demanda por geração térmica foi estruturada para ser uma reserva de situações hidrológicas adversas, portanto, o alto custo não era um problema, pois era algo esporádico. Os contratos não internalizam os altos custos da variabilidade e imprevisibilidade do despacho de gás natural. A falta de harmonia entre os setores já é consensual e o atual contexto de mudanças regulatórias no setor de gás e estruturais no elétrico abre espaço para uma maior convergência entre as indústrias (CNI, 2018).

II.2 Discussão sobre o artigo 25 da Constituição Federal

A Constituição Federal de 1988 concede ao governo federal poderes para legislar e regular algumas atividades da IGN. Sendo elas: exploração, produção, transporte, importação e exportação de gás natural.

Os estados da federação são responsáveis pela regulação dos “serviços locais de gás canalizado”. Cada estado possui estruturas e normas para regular a atividade de distribuição. A ausência de uma certa uniformidade de tratamento entre os diferentes estados, associado à falta de transparência, gera indefinições e controvérsias para os agentes do setor, aumentando a percepção do risco, reduzindo o incentivo aos investimentos e a competitividade da cadeia (CNI, 2018).

Nesse contexto de diversidade de regulamentação em alguns assuntos e uniformidade em outros, foi contemplada pela Constituição o artigo 25, a seguir transcrito:

Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

§ 1º São reservadas aos Estados as competências que não lhes sejam vedadas por esta Constituição.

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

§ 3º Os Estados poderão, mediante lei complementar, instituir regiões metropolitanas, aglomerações urbanas e microrregiões, constituídas por agrupamentos de municípios limítrofes, para integrar a organização, o planejamento e a execução de funções públicas de interesse comum. (G.n.).

A Assembleia Constituinte elucidou o texto da carta magna alvo de diversas interpretações: “O texto constitucional, além de assegurar o direito dos Estados, Distrito Federal e Municípios à compensação financeira ou participação nos resultados da exploração econômica de seus recursos hídricos, de gás natural e de outros recursos minerais, ainda reservou aos primeiros o monopólio para a distribuição urbana de gás encanado”. Sendo assim, os “serviços locais” referiam-se à distribuição urbana de gás canalizado. A distribuição de gás é a etapa que inicia se inicia no *citygate* e vai até o consumidor final (comercial, industrial, residencial ou termelétrica) tendo algumas características próprias de uma estrutura de monopólio natural (SUBCOMITÊ SC3,2017)

O parágrafo dois do artigo 25 permite que os estados explorem direta ou indiretamente por meio de concessão os “serviços locais de gás canalizado”. No entanto, o artigo 175 da Constituição estabelece que somente serviços públicos são permitidos para a concessão. A comercialização de gás natural só conseguirá ser incluída no conceito de “serviços locais” do art. 25, §2º quando e se realizada sob o regime de serviço público (SUBCOMITÊ SC3,2017).

Dessa forma, a expressão “serviços locais” excluiria a comercialização do seu conceito. No entanto, com intenções anticoncorrenciais, diversos estados reivindicam que a comercialização também seja incluída. O estado passaria assim a exercer o monopólio de uma atividade inerentemente concorrencial.

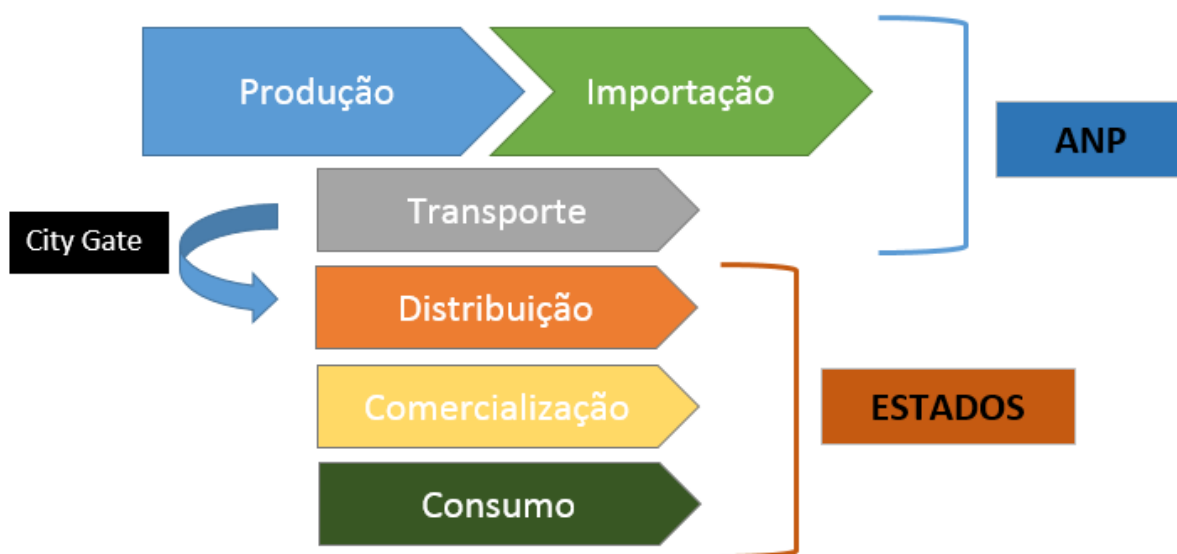
II.3 As Reformas Regulatórias da IGN no Brasil

Durante toda a década de 90, o Brasil passou por reformas que tiveram o objetivo de alterar o papel do Estado na economia. As emendas constitucionais de 1995 permitiram que empresas privadas explorassem atividades antes restritas a entidades públicas e a Lei 9.478/97 delegou a recém instituída ANP a responsabilidade de criar condições para a promoção da competição. As principais medidas foram: a separação dos segmentos de produção, transporte e distribuição; o livre acesso à infraestrutura de transporte (PINTO JUNIOR et al., 2016).

Nesse período, foram realizadas privatizações de grandes distribuidoras estatais de gás canalizado (COMGÁS, CEG, CEG RIO). As privatizações das distribuidoras ocorreram em 1998 no Rio e no ano seguinte em São Paulo. Neste estado, foram criadas duas empresas privadas de distribuição a São Paulo Sul Gás Natural (ou SPS Gás Natural) e a Gás Brasileiro. Atualmente, o país possui cinco distribuidoras privadas de um total de 27.

A Lei de Concessões, de 1995 mudou o papel do Estado no setor de infraestrutura. Assim o Estado que antes atuava diretamente, como empresário, passou a atuar apenas como agente regulador e supervisor do mercado. No Brasil, a regulação do gás é de responsabilidade tanto da ANP quanto das agências reguladoras estaduais. A ANP regula o *upstream* e o *midstream* e as agências são responsáveis pelo *downstream*, como esquematizado na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Agentes Responsáveis pela Cadeia do Gás Natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2008).

Observa-se que é de responsabilidade da ANP a regulação dos segmentos que tem início com a exploração e segue até o transporte do gás aos *city gates*, além da importação. Por outro lado, a atividade de distribuição, que se inicia nos *city gates* e vai até os consumidores finais é de responsabilidade dos estados. A regulação dos contratos de concessão da atividade de distribuição é realizada por uma agência regulatória independente e multi-setorial (regulando diversos serviços de infraestrutura) ou por uma Secretaria ligado ao governo do estado (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

Em 1995, a Emenda Constitucional nº 5 modificou o §2º do art. 25. Esta emenda tinha como objetivo a flexibilização de monopólios e o avanço do programa de desestatização. A emenda teve como principal efeito o fim da exclusividade do Estado no que se refere à “distribuição” e permaneceu com a exploração estatal no que se refere aos “serviços locais de gás canalizado”.

Como resultado da Emenda nº 9 de 1995, foi aprovada em 1997 a Lei Federal nº 9.478. Esta também conhecida como “Lei do Petróleo” adicionou dois capítulos sobre o uso do gás natural. O capítulo VII abordou a atividade de transporte e o VIII as atividades de importação e exportação.

A “Lei do Gás” foi aprovada e promulgada pela Lei Federal nº 11.909 em 2009. O objetivo era atender a demanda da indústria, no que diz respeito ao aumento da competição e o estímulo a entrada de novos agentes, principalmente no segmento de transporte. A lei alterou o regime jurídico dos gasodutos que estavam sujeitos a “autorização” e depois sujeitos a uma “concessão”. Dessa forma, surge uma inovação no sistema legal brasileiro visto que não é mais uma prestação de serviço público, mas sim uma concessão.

A Lei nº 11.909 também modificou o arcabouço regulatório e institucional da indústria do gás. Dessa forma, criou-se a figura dos consumidores livres (CL), autoprodutores (AP) e autoimportadores (AI). A regulação estadual se tornou fundamental para introduzir concorrência na IGN, via regulamentação desses agentes.

Os agentes qualificados como CL, AP ou AI pelos estados podem optar por consumir diretamente o gás natural. Essa foi uma grande mudança no segmento de distribuição de gás natural canalizado, pois permitiu a separação da atividade de comercialização do serviço de distribuição. (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

No entanto, ainda há barreiras para formação do mercado livre de gás natural. Com exceção de seis estados (Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Maranhão e Amazonas) os grandes consumidores ainda são obrigados a comprar a molécula de gás da distribuidora local. Ou seja, não há separação entre o preço da molécula e a tarifa de distribuição, não é possível pagar apenas o serviço de carregamento. Em outras palavras, na maioria dos estados esses consumidores não podem comprar o gás natural diretamente dos produtores e importadores mostrando assim o pouco avanço da regulação estadual na implementação do mercado livre (CNI, 2018).

Na prática ainda são poucos os consumidores que optam pela compra direta com os comercializadores independentes. Isso acontece porque há dificuldades em solucionar as questões relacionadas à movimentação de gás nas distribuidoras e o reduzido número de ofertantes (CNI, 2018).

Os critérios utilizados pelos estados para definir quem serão os consumidores livres variam muito entre os estados. O valor mínimo de consumo é utilizado como critério para o estabelecimento dos CL e varia bastante entre os estados da federação. Caso o valor definido seja elevado, poucos serão considerados grandes consumidores podendo inviabilizar uma efetiva competição no mercado final, pois esse reduzido número de CL's pode ser captado pelo produtor dominante (COLOMER, 2013 apud CNI, 2018).

O regulador tem sua tarefa dificultada visto que a abertura do mercado final para determinados consumidores envolve diferentes interesses. A possível redução das receitas das distribuidoras, por causa do aumento da competitividade, poderia comprometer a expansão dos investimentos. No entanto, a análise das regulamentações mostrou que em alguns estados a regulação beneficia mais o consumidor livre e em outros a distribuidora (PINTO JUNIOR et al., 2016).

A Lei do Gás prevê que os “gasodutos de transferência” de gás são de uso exclusivo de seu proprietário. Apesar disso é possível em alguns casos que a ANP os reclassifique para atividades de transporte. Embora os chamados “gasodutos de transferência” sejam de interesse específico e exclusivo do proprietário, os “gasodutos de transporte” são os que podem ser considerados de interesse geral.

Apesar da Lei do Gás ter sido criada como uma reivindicação do mercado de gás natural tanto do setor privado como o público, a lei não foi aplicada ao seu propósito final. Até hoje nenhum duto de transporte foi leiloado e concedido, os terminais de GNL não são obrigados a acessar os dutos de fluxo. Apesar de ter um movimento da indústria reivindicando competição no mercado de gás e amplo acesso aos terminais e fluxos de gasodutos.

Em 2016, foi provido pelo governo brasileiro o programa “Gás para Crescer”. O programa foi lançado no contexto em que a Petrobras, monopolista estatal verticalmente integrada, havia anunciado reduzir sua participação no mercado de gás natural. Essa decisão se deu a partir da descoberta do pré-sal e do forte abalo financeiro que a Petrobras sofreu a partir do final de 2014. A notícia foi vista com receio dado que grande parte dos investimentos do setor foi conduzida pela estatal, que se firmou como

o principal agente em todas as atividades do setor, e a redução das inversões pela empresa poderia desestruturar o setor (Figura 2.3).

Figura 2.3 – Participação da Petrobras na Cadeia Produtiva do Gás Natural



Fonte: elaboração própria a partir de FGV (2017)

A iniciativa tem como objetivo aprimorar o arcabouço normativo do setor de gás visando criar um melhor ambiente de negócios para a iniciativa privada investir. Assim busca-se desenvolver um mercado mais competitivo, com boas práticas internacionais e dinamismo de forma a contribuir com o crescimento do país, visto o papel estratégico da IGN. Nesse contexto de mudanças surge uma oportunidade de se estabelecer uma nova organização industrial, um novo arranjo comercial, uma nova estrutura de governança e de incentivos que sejam eficazes em estimular a competição, desenvolver e expandir o mercado de gás natural, e permitir a expansão do grid de gás (CNI, 2018).

O texto do CNI (2018), elenca algumas diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética. Sendo elas: maior transparência e redução de custos de transação; estímulo à concorrência e à formação de mercado de curto prazo; garantia de acesso de terceiros a gasodutos, unidades de processamento e terminais de regaseificação; mudanças na tributação; harmonização entre normas federais e estaduais; integração entre os setores de gás e energia elétrica.

O papel do governo será fundamental visto as profundas mudanças que ocorrerão na IGN. A regulação e a estrutura da indústria serão revistas de modo a criar um novo ambiente de negócios atrativo para os investidores privados e impedir a queda dos investimentos e do crescimento da oferta. Além disso, é importante assegurar que o atual monopólio da Petrobras não se transforme em um oligopólio privado (CNI, 2018).

O desafio a ser superado é regulamentar a movimentação do gás bruto no gasoduto de transferência. Nesse contexto, quando os dutos não fossem plenamente utilizados pelo detentor da capacidade operacional, seria comercializado no mercado a capacidade ociosa para outros produtores vizinhos. Assim, um grande obstáculo que

esteve presente no Brasil para os agentes exploradores e produtores seria superado, isso porque em diversos casos quando é descoberta, pelo produtor, reservas comerciais o mesmo não consegue escoar devido à falta de infraestrutura viável.

II.4 Os Contratos de Concessão do Setor de Distribuição Brasileiro

Os contratos de concessão a longo prazo regulam as atividades das empresas de distribuição. No Brasil, existem três tipos de contratos de concessão; dois tipos são utilizados para regular as distribuidoras privadas, do Rio de Janeiro e de São Paulo, e um outro é voltado aos demais estados que possuem empresas de distribuição estatais.

No estado de São Paulo, o período de concessão dura 30 anos podendo ser aumentado apenas uma vez por mais 20 anos. A empresa tem monopólio sobre os serviços de distribuição e comercialização para os clientes residenciais e comerciais. O limite máximo de exclusividade do serviço é de 12 anos para a comercialização com os outros clientes. Após o fim do período de exclusividade, os grandes consumidores podem comprar gás da própria concessionária ou de outros comercializadores (ALMEIDA, 2007 apud PERALVA, 2009).

A Portaria CSPE-16/99 estabelece que um grupo controlador não pode deter o controle acionário de diferentes concessionárias de São Paulo. A concessionária também não pode tentar se verticalizar comprando de uma empresa a ela vinculada um volume de gás superior a 30% do total de gás canalizado. As distribuidoras paulistas também devem separar os registros contábeis das atividades de distribuição e comercialização (ALMEIDA, 2007 apud PERALVA, 2009).

No Rio de Janeiro, o período de concessão é de 30 anos, tendo a possibilidade de expandir o contrato por mais 30 anos, uma única vez. A empresa tem exclusividade na distribuição do gás canalizado independentemente da quantidade requerida e do uso que o consumidor faça. Se a concessão por estendida, o estado terá a possibilidade de modificar os termos nesse novo contrato. A concessionária detém da exclusividade do serviço por um período de oito anos para a comercialização e continua se beneficiando do direito de receber a taxa de comercialização após o fim desse período (ALMEIDA, 2007 apud PERALVA, 2009).

Apesar de os contratos privados terem suas particularidades eles são bem distintos dos públicos. Os contratos privados seguem rígidas metas de investimentos definidas pelos órgãos regulatórios do estado. Estas metas devem ser cumpridas em até

dez anos. Além disso, as distribuidoras são obrigadas a atender novos clientes desde que seja economicamente viável (ALMEIDA, 2007 apud PERALVA, 2009).

No que se refere a regulação tarifária, os contratos de concessão privado estabelecem tarifas teto (*price cap*). A tarifa é formada pelo preço do gás mais o custo do transporte e a margem da empresa. As variações referentes ao preço de aquisição do gás e ao custo de transporte podem ser incorporadas ao preço final. Esses contratos permitem proteger os consumidores sem desestimular o investimento privado na expansão da rede (ALMEIDA, 2007 apud PERALVA, 2009).

Os processos de revisão tarifária das distribuidoras privadas ocorrem quinquenalmente, enquanto os reajustes (*pass-through* e inflação) ocorrem anualmente. No caso das distribuidoras do Rio de Janeiro, o *pass-through* é automático, ocorrendo quando o custo do gás natural se altera (trimestralmente). Sendo assim, no momento do reajuste só é considerado as variações inflacionárias. Já em São Paulo, o *pass-through* ocorre somente no reajuste anual e se dá por meio de um mecanismo compensatório das variações mensais do gás incluindo as perdas ou benefícios desta variação na próxima tarifa.

A maioria dos contratos de concessão públicos são da década de 1990 e tem definido um período de 30 ou 50 anos, podendo ser estendidos. Nesse tipo de contrato as atividades de distribuição e comercialização são exclusivas durante todo o período de concessão e não há meta de investimento. Só é exigido da empresa que os projetos realizados tenham pelo menos uma rentabilidade de 20% (ALMEIDA, 2007 apud PERALVA, 2009).

Nos contratos públicos, a concessionária define um valor e a autoridade regulatória aceita ou não. Diferentemente do caso privado os reajustes devido a alterações nos preços de compra do gás e transporte podem ser feitos automaticamente sem autorização prévia desde que justificado pela distribuidora de gás. Além disso, tarifas diferentes de acordo com sazonalidade, interruptibilidade do fornecimento entre outros fatores são passíveis de serem cobradas pelas concessionárias (ALMEIDA, 2007 apud PERALVA, 2009).

Já nos contratos públicos, o modelo tarifário utilizado é o *cost plus* (custo de serviço) também denominado de *a rate of return* (taxa de retorno). As revisões tarifárias desse tipo de contrato são realizadas anualmente. No entanto, pode haver revisão de tarifas sempre que se verifiquem situações que ameacem o equilíbrio econômico financeiro do contrato ou quando os critérios definidos previamente para a fixação de

tarifas mostrarem-se prejudiciais à viabilidade econômica dos investimentos e da atividade da distribuidora ou insuficiente para remunerar a taxa de retorno mínima de 20% a.a. (ALMEIDA, 2007 apud PERALVA, 2009).

II.4.1 Análise das Estruturas de Incentivo dos Contratos de Concessão

Apesar de ambos os contratos possuírem limitações. O contrato público apresenta uma série de dificuldades, podemos listar: a ausência de estímulo adequado, pois não é feita a separação entre as atividades de distribuição e comercialização; o método tarifário *cost plus* ao assegurar uma taxa de retorno fixa não estimula a redução de custos; a não exigência de metas de investimento acaba por prejudicar a expansão da rede de distribuição (DOMINGUES, 2008).

Além desses fatores, os contratos públicos não permitem que grandes consumidores adquiram o gás diretamente de terceiros, após um período de exclusividade. Portanto, na maioria dos estados brasileiros é possível reconhecer um perda líquida de excedente (CNI, 2018).

CNI (2018) realizou um estudo, utilizando modelos de DEA (Análise envoltória de dados), e encontraram evidências robustas de que a propriedade privada influencia positivamente no aumento da produtividade e eficiência técnica. Nesse trabalho foi possível verificar que as distribuidoras privadas têm, em média, um nível de eficiência técnica 20% maior que as públicas.

Além do fato de as empresas privadas serem em média mais eficientes elas também apresentam maior capacidade de investimento. Sendo este fator visto ao compararmos a expansão da rede das distribuidoras com controle privado com a expansão da rede de empresas com controle do estado ou da Petrobras. De 2006 a 2016, as empresas privadas do Rio e de São Paulo expandiram sua rede em 8.500 km enquanto as outras 22 empresas aumentaram somente 4.500km (CNI, 2018).

A presença de diversas distribuidoras estatais com dificuldade de acesso a financiamentos adequados prejudica a expansão da malha de dutos em uma escala ótima. Isso acontece porque a propriedade estatal dificulta a captação de recursos no mercado restando apenas os recursos oriundos do próprio caixa da empresa. Essa situação acaba por prejudicar o consumidor final que terá que pagar tarifas mais altas por causa do custo mais elevado da empresa que não consegue realizar investimentos suficientes para aumentar sua competitividade. Outro fator que prejudica o

desenvolvimento da indústria está relacionado com o modo em que foi privatizado as distribuidoras estaduais. O modelo privilegiou o repasse de recursos estaduais em detrimento dos investimentos (COLOMER; ALMEIDA, 2013).

Em alguns estados da federação a concessionária possui participação acionário do próprio estado, do fornecedor do gás (Gaspetro) e dos próprios clientes. Nesses casos, o governo estadual atua tanto como regulador quanto, em muitas das vezes, principal acionista da distribuidora regulada prejudicando assim a regulação com conflitos de interesse e problemas de governança. Como indica a Tabela 2.1, atualmente, 21 distribuidoras têm os governos locais como acionista majoritário (CNI, 2018).

Agências reguladoras independentes não estão presentes em todos os estados. Sendo assim, a regulação tarifária é executada por uma secretaria do governo do estado. No entanto, mesmo quando há agências reguladoras poucas conseguem incentivar a eficiência das distribuidoras. No geral, o crescimento dos investimentos estatais para expandir a rede é fraco e a margem das distribuidoras elevadas. Os processos de revisão tarifária são comumente pouco transparente, a maioria das agências não disponibilizam informações relativas a esse processo, e possuem atuação bastante heterogênea.

II. 5 O Segmento de Distribuição de Gás Natural no Brasil

A Petrobras tem participação em 19 distribuidoras das 27 do país. No caso das distribuidoras locais que têm instalações de gasodutos e movimentação de gás, a estatal opera em 14 das 20 empresas, fornecendo gás para todas elas. Além dessas, a estatal possui duas distribuidoras (BR distribuidora, no Espírito Santo, e Gás Brasileiro, em São Paulo). A estatal, devido a sua alta participação no segmento de distribuição, possui a capacidade de influenciar a política de compras de gás das empresas que detém capital acionário. Dessa forma, a estatal se beneficia de um poder de mercado assimétrico em relação aos seus potenciais concorrentes. Ainda que haja agentes privados no segmento, a participação é concentrada em poucos (CNI, 2018).

Tabela 2.1– Distribuidoras de Gás Natural no Brasil

Empresa	Municípios	Municípios atendidos	Acionistas	Capital Social (%)
ALGÁS	102	11	Governo do Estado de Alagoas Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil	17,0 41,5 41,5
BAHIAGÁS	417	20	Governo do Estado da Bahia Gaspetro Bahia Participações Ltda (Grupo Mitsui)	17,0 41,5 41,5
CEGÁS	167	11	Governo do Estado do Ceará Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil	17,0 41,5 41,5
GASMAR	217	1	Governo do Estado do Maranhão Termogás S.A. Gaspetro	25,5 51,0 23,5
PBGÁS	223	13	Governo do Estado da Paraíba Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil	17,0 41,5 41,5
COPERGÁS	185	17	Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil Governo do Estado de Pernambuco	41,5 41,5 17,0
GASPISA	221	0	Governo do Estado do Piauí Termogás S.A. Gaspetro	25,50 37,25 37,25
POTIGÁS	167	6	Governo do Estado do Rio Grande do Norte	17
SERGÁS	75	10	Governo do Estado de Sergipe Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil	17,0 41,5 41,5
RONGÁS	52	N.D	Governo do Estado de Rondônia Gaspetro Outros	17,0 41,5 41,5
GÁS DO PARÁ	144	N.D	Governo do Estado do Pará Termogás S.A.	51 49
GASAP	16	N.D	Governo do Estado do Amapá Gaspetro Termogás S.A.	25,50 37,25 37,25
CIGÁS	62	1	Governo do Estado do Amazonas CS Participações	17 83
CEBGÁS	1	N.D	Companhia Energética de Brasília Consórcio BrasíliaGás (CS Participações, Shell) Gaspetro	17 51 32

Tabela 2.1 –Distribuidoras de Gás Natural no Brasil (continuação)

Empresa	Municípios	Municípios atendidos	Acionistas	Capital Social (%)
GOIASGÁS	246	N.D	Governo do Estado de Goiás	17,0
			Consortio Gasgoiano (CS Participações, Shell)	42,2
			Gaspetro	30,5
			Outros	10,3
MTGÁS	22	2	Governo do Estado do Mato Grosso	100
MSGÁS	78	2	Governo do Estado do Mato Grosso do Sul	51
			Gaspetro	49
BR	78	10	BR Distribuidora (Petrobras)	100
GASMIG	853	30	Cemig	99,6
			Município de Belo Horizonte	0,4
CEG	20	18	Grupo Gás Natural	54,16
			BNDES Participações	34,56
			Fundo em Investimento em Ações Dinâmica Energia	8,84
			Pluspetrol Energy S.A.	2,26
			Demais acionistas	0,18
Ações em tesouraria	0,0047			
CEG RIO	72	14	Grupo Gás Natural	59,60
			Gaspetro	37,41
			Pluspetrol Energy S.A.	3,00
COMGÁS	177	44	Cosan	61,33
			Integral Investimentos (100% Shell Gas BV)	11,46
			Shell Brazil Holdings BV	6,13
			Outros (free float)	21,08
GÁS NATURAL SPS	93	15	Grupo Gas Natural	100
GASBRASILIANO	375	35	Gaspetro	100
COMPAGAS	399	17	COPEL (Governo do Estado de Paraná)	17,0
			Gaspetro	41,5
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41,5
SULGÁS	496	35	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	51
			Gaspetro	49
SCGÁS	293	60	Celesc (Governo do Estado de Santa Catarina)	17
			Mitsui Gas e Energia do Brasil	41
			Gaspetro	41
			Infragas	1

Fonte: Elaboração própria a partir de CNI (2018) e GASNET (2011).

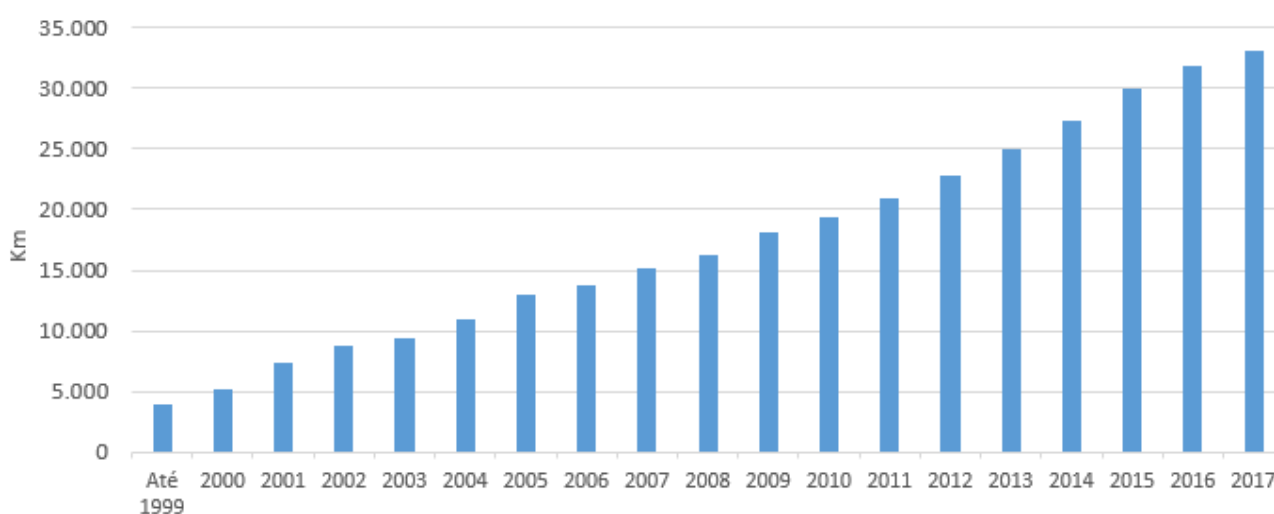
A Mitsui é a maior acionista privada em distribuição de gás, em termos de venda. Em 2017, a Mitsui adquiriu 49% da Gaspetro (Petrobras). A CS participações

tem participação em sete distribuidoras e é controlada pela Cigas. A Naturgy anteriormente chamada de Gás Natural Fenosa controla as duas distribuidoras do Rio (Ceg e Ceg Rio) e a Gás Natural São Paulo Sul. A Comgás, controlada pela Cosan, é a maior distribuidora do país com 1,8 milhão de clientes (CNI, 2018).

Nesse contexto, é possível perceber que essa reduzida concentração de agentes detendo grande parte da participação do mercado confere uma barreira à competição. Além da forte intervenção da Petrobras na política de compras das distribuidoras, a empresa consome uma quantidade significativa nas suas termelétricas, refinarias e fábricas de fertilizantes, elevando o nível de concentração do mercado consumidor (CNI, 2018).

O segmento de distribuição do gás natural no Brasil é considerado pouco desenvolvido. Segundo a ABEGAS, em 2017, os gasodutos de distribuição no país tinham extensão de 33.130 km, como pode-se ver na Figura 2.1, atendendo 440 municípios. No país menos de 4% dos domicílios são abastecidos com gás canalizado nível bem inferior se comparado tanto com outras formas de infraestrutura urbana (distribuição de energia elétrica, água, telefonia) como com países com grau de desenvolvimento parecido com o do Brasil. Por exemplo, a Colômbia possui uma média de acesso a gás canalizado de 64% e a Argentina de 50% (BANCO MUNDIAL, 2016 apud CNI, 2018).

Gráfico 2.1 - Evolução da Extensão das Malhas de Distribuição



Fonte: ABEGAS apud Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria da Gás Natural, 2018.

Segundo a última atualização feita pelo Gasnet em 2011, o Brasil tinha mais de 1,9 milhões de clientes residentes, 2,8 mil clientes industriais, 1,5 mil clientes automotivos, 5,3 milhões clientes comerciais e 26 termoelétricas foram atendidas pelas distribuidoras de gás natural (GASNET, 2011). Alguns estados como São Paulo e Rio de Janeiro possuem mais de uma distribuidora, no entanto, outros estados como Acre, Roraima e Tocantins não têm empresas de distribuição (Figura 2.4). Os estados de Rondônia, Amapá, Pará e Piauí não possuem consumo de gás natural, mas apresentam distribuidoras de gás natural e/ou agências reguladoras.

Figura 2.4 - Logo das Distribuidoras de cada Estado da Federação



Fonte: EPBR (2017).

Dos estados que possuem distribuidora, excluindo São Paulo e Rio de Janeiro, todos têm a atividade da distribuição realizada por empresas estaduais com monopólio

territorial. Isto é, elas possuem exclusividade na distribuição do gás natural em uma determinada região (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

O território paulista é dividido em três áreas geográficas. A exploração do serviço é realizada por três empresas privadas: Comgás, com mais de 15 mil km de rede de distribuição, GasBrasiliiano, com mais de 1.040 km, e São Paulo Sul Gás Natural, com 1.696 km (GASBRASILIANO, 2018; NATURGY, 2017; COMGÁS, 2017).

O Estado do Rio de Janeiro possui duas empresas privadas controladas pelo grupo espanhol Naturgy, a Ceg e a Ceg Rio. A Ceg tem uma rede de 4.393 km atendendo 940 mil clientes e a Ceg Rio possui uma rede de distribuição com 1.154 km e 73 mil clientes (NATURGY, 2017).

CAPÍTULO III – AS EXPERIÊNCIAS COLOMBIANA E CHILENA NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL

O presente capítulo tem como objetivo apresentar um panorama do segmento de distribuição dos países escolhidos, Colômbia e Chile, e analisar os principais marcos regulatórios vivenciados por esses países. O processo de reestruturação do setor energético na América Latina ocorreu na década de 1990, no entanto, por causa das particularidades presentes em cada país, buscar-se analisar esses países separadamente de forma a identificar elementos nas estruturas regulatórias que expliquem os diferentes níveis de desenvolvimento do setor. O estudo de tais experiências será proveitoso para fins de comparação com o caso brasileiro.

A escolha dos países se justifica por serem sul-americanos e, portanto, possuírem realidades próximas a brasileira. Ademais, a distribuição de gás natural colombiana é considerada um caso de sucesso visto o desenvolvimento do setor após as reformas estruturais realizadas pelo governo nos anos 90 (DOMINGUES, 2008). No caso do Chile, também foi observado a criação de um marco regulatório que possibilitou a atração da participação do capital privado no desenvolvimento da infraestrutura. No entanto, a presença de elevadas margens de distribuição contribuiu para os altos preços do gás no país o que acabou por impactar negativamente na sua competitividade frente aos demais combustíveis (IEA, 2018).

O capítulo três é dividido em duas seções. A seção III.1 é dedicada a uma rápida apresentação da evolução do setor gasífero colombiano começando com dados da década de 90, com a indústria bem incipiente, até o ano de 2017. Esta seção trata dos principais marcos regulatórios da IGN, de forma a apresentar as estruturas de incentivo criadas para o desenvolvimento da infraestrutura colombiana. A seção III.2 aborda aspectos da infraestrutura do gás no Chile, da dependência externa e outros aspectos gerais da indústria de forma a melhor compreender o contexto. Esta seção também irá destacar as modificações da Lei de Serviços de Gás (LSG), que é utilizada como base da regulação chilena do setor gasífero, e o contexto que precede a mudança com importantes contribuições do Banco Mundial para a posterior alteração da LSG. Ao final da última seção se esboça uma breve conclusão para a retomada das ideias do presente capítulo.

III.1. Colômbia

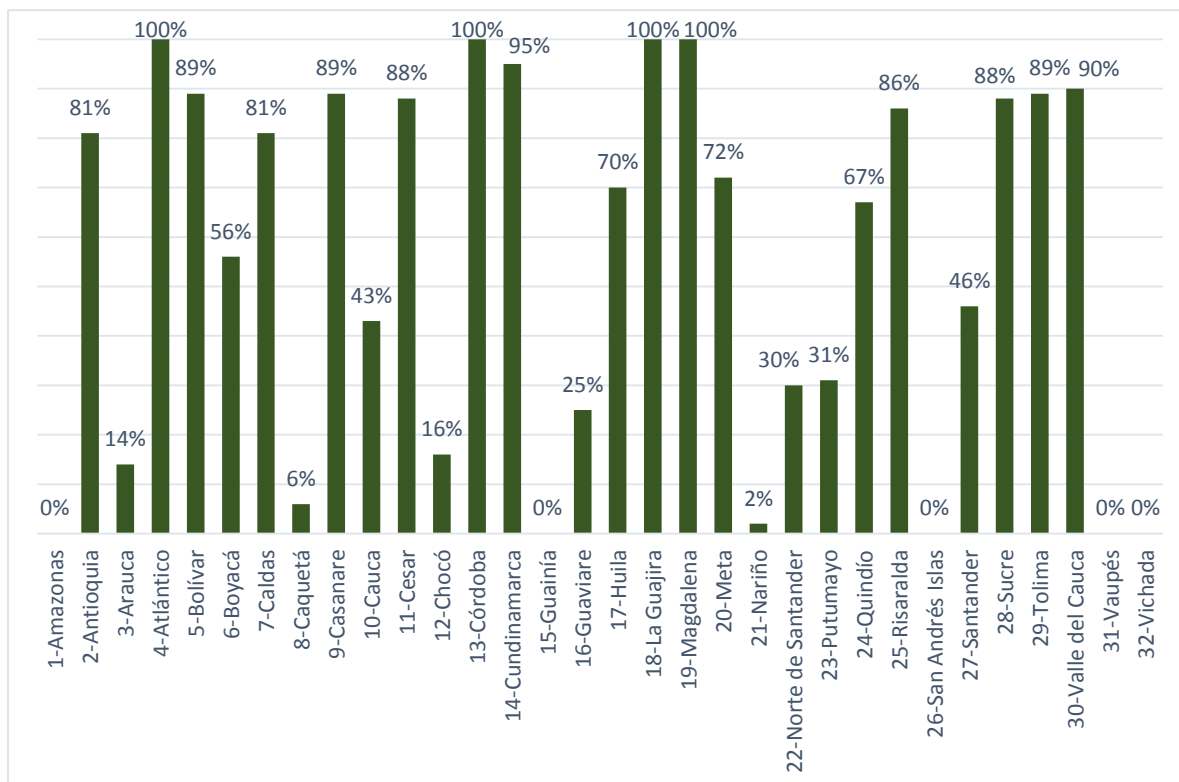
A reestruturação da IGN teve início em 1991 com a criação do “Programa para a Massificação do Consumo de Gás”. O programa conseguiu completar, em um curto período de tempo, a construção da infraestrutura básica de transporte e distribuição. Dessa forma, entre 1990 e 2006 foi possível observar um aumento de 70% do consumo de gás natural. Os níveis de cobertura do serviço de distribuição do gás natural não são homogêneos, ainda há diferenças regionais. Apesar disso, o gás dispõe de uma alta cobertura no país alcançando diversas regiões inclusive as rurais que costumam ter um nível de atratividade reduzido (PERALVA, 2009)

A rápida evolução da malha de transporte e distribuição iniciou com a mudança do arcabouço regulatório desenvolvido nos anos 90. A nova regulação foi de suma importância na criação de estruturas de incentivo ao investimento privado. A Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (CREG) passou a ser responsável pelos contratos de concessão padronizados que estabelecem altos níveis de investimento às empresas de distribuição e penalidades caso o contrato não seja cumprido.

Além disso, a Colômbia incentiva bastante a redução do custo, pois o método de tarifação é o *price cap*, na maioria das áreas não há exclusividade territorial, a qualidade da distribuição é regulada, as tarifas de distribuição são máximas e fixadas pelo regulador com uma vigência de cinco anos, e por fim, é assegurado aos concessionários a recuperação de seus custos (PERALVA, 2009).

No início da década de 90, apenas 31 municípios tinham acesso ao serviço de gás, representando cerca de 500.000 conexões. Em 2017, um total de 734 municípios estavam sendo atendidos, espalhados em 27 dos 32 estados da Colômbia (cinco estados não possuem nenhum município com gás natural). Entre 2012 e 2016, um em cada quatro municípios se conectaram, o que confirma a dinâmica imposta pelas distribuidoras e o sucesso das políticas governamentais, como o financiamento de projetos de massificação de gás por meio do Sistema Geral de Royalties (SGR) criado em 2012.

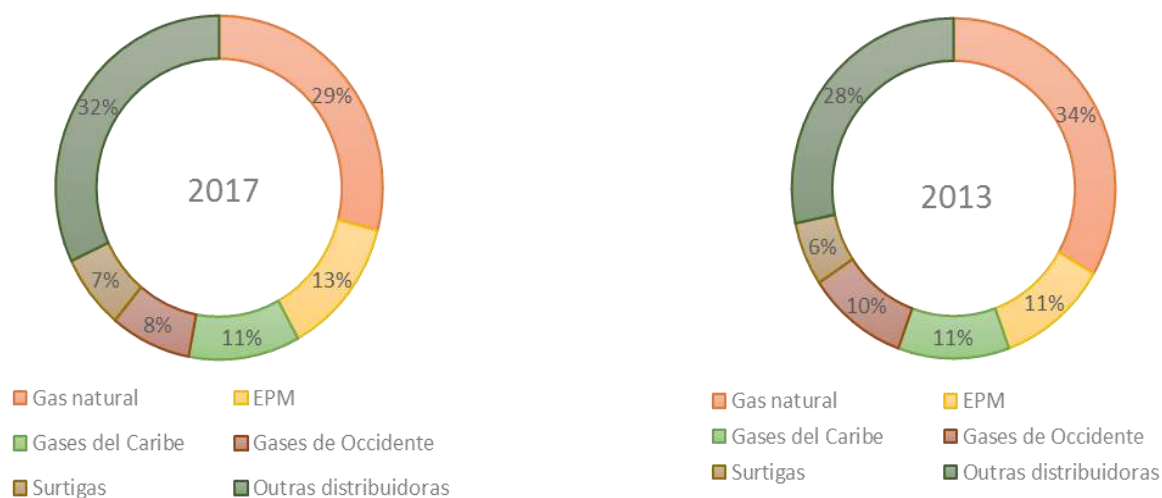
Gráfico 3.1- Porcentagem de Municípios Atendidos por Estado da Colômbia em 2017



Fonte: Elaboração própria a partir de Informe del Sector Gas Natural (2018).

Em 1991, existiam 7 distribuidoras no país, em 2000, o número passou para 20 empresas em operação e, no ano de 2017, o país apresentou 41 distribuidoras atuando no mercado. Em 2017, 68% do consumo de gás natural regulado na Colômbia era atendido por cinco distribuidoras. Em 2013, estas mesmas empresas atendiam a 72% do mercado indicando que novas empresas estão entrando no mercado (INFORME DE SECTOR GAS NATURAL, 2018).

Em 2017, o número de usuários conectados chegou a 9.046.946, que representa 64% do total da população do país. As distribuidoras mais importantes são: Gás Natural S.A. (abastece 2,1 milhões de usuários); EPM (1,1 milhões de usuários); Gases de Occidente (mais de 1 milhão de usuários); Gases del Caribe (925 mil usuários); Alcanos de Colômbia (791 mil usuários); Surtigas (736 mil usuários). (INFORME DE SECTOR GAS NATURAL, 2018).

Gráfico 3.2- Consumo de Gás Natural no Mercado Regulado da Colômbia

Fonte: Elaboração própria a partir de Informe del Sector Gas Natural (2018).

No entanto, diversos consumidores, em especial, empresas termoelétricas e grandes indústrias não estão localizadas dentro das áreas de concessão destas distribuidoras. Sendo assim, estes usuários se conectam diretamente à rede de transporte. No setor residencial, a cobertura efetiva foi de 81% em 2017 existindo um potencial adicional de usuários de 9%. Isso acontece porque apesar de alguns usuários terem a rede de gás natural em frente a seus domicílios não estão conectados (PINTO JUNIOR et al, 2016).

III.1.1 Um Panorama do Arcabouço Regulatório da IGN Colombiana

As Crises do Petróleo, 1973 e 1979, e a descoberta de jazidas na região norte do país, nessa mesma década, foram fatores que estimularam o uso do gás natural na Colômbia. Sendo assim, o objetivo do governo passou a ser substituir energéticos mais caros por meio de programas que incentivassem o uso do gás natural.

O “Programa de Gás para a Mudança” foi implementado em 1986 com a missão de elevar o nível da cobertura regional, promover a interconexão nacional e incentivar novas descobertas. Um ano após sua criação, o programa já tinha atingido 85.000 usuários com importantes resultados regionais. No entanto, a ausência de uma infraestrutura adequada impediu o acesso pela maior parte da população (PERALVA, 2009).

Assim, em 1991, o governo colombiano criou o chamado “Programa para a Massificação do Consumo de Gás”. Este programa iniciou a reforma do setor de gás e apresentou como meta principal a criação de uma infraestrutura de transporte capaz de transportar o gás desde as jazidas até os principais centros consumidores no interior do país. Em 1991, a extensão da malha de transportes era de 1.800 km, em 2002 passou para 5.600 km e no ano de 2017 alcançou 7.499 km (INFORME DEL SECTOR GAS NATURAL, 2018).

Em 1994, foi introduzido outro marco regulatório na IGN colombiana a partir da sanção da Lei nº142 (Lei de Serviços Públicos Domiciliares). Essa lei tinha como objetivo incentivar a participação do setor privado, a livre concorrência e o fornecimento mais eficiente do escoamento de gás via redes. Dessa maneira, o Estado passou a se concentrar nas atividades normativas, regulatórias e de controle deixando o papel de empresário para o setor privado. Dessa forma, seria assegurado a livre concorrência nos setores competitivos e impedir abusos de posição nos segmentos considerados monopólio natural (DOMINGUES, 2008).

Após a sanção da Lei nº142, observou-se um processo de desintegração (*unbundling*) em todos os segmentos da cadeia de produção. Além disso, foram estabelecidos limites de integração vertical e horizontal com regras próprias para cada segmento e o acesso aberto aos dutos. A Resolução 57, de 1996, teve suma importância por reconhecer a independência dos agentes e por não permitir o transportador de realizar diretamente atividades de produção, comercialização ou distribuição ou de possuir um capital social maior que 25% (DOMINGUES, 2008).

Além disso, a Resolução 57 garantiu aos grandes consumidores o *by pass*. Isto é, esses consumidores podem contratar a atividade de transporte e compra de gás de forma separada. Os grandes usuários poderão escolher se contratam de forma integrada à distribuidora a compra do gás, o transporte e a distribuição ou se contratam de forma separada cada componente da cadeia de valor. De forma a aumentar a concorrência do setor, baixou-se progressivamente o valor limite para classificar um consumidor como sendo grande (DOMINGUES, 2008).

Antes das reformas realizadas nos anos 90 o mercado funcionava com preços administrados e a Ecopetrol, estatal petrolífera colombiana, detinha uma forte estrutura monopólica em toda a cadeia de fornecimento. Isso era traduzido em constantes prejuízos financeiros para a empresa. O preço praticado era sempre inferior ao custo o que obrigava a monopolista a assumir constantemente os prejuízo. Além disso, a

participação privada era restrita a associações com a estatal nas atividades de produção e distribuição de gás natural (PERALVA, 2009).

Após a reestruturação do setor, foi possível aproximar o preço do gás em relação ao custo, permitindo o avanço na trajetória de formação de tarifas. Ademais, a estatal conseguiu reduzir sua participação no segmento de distribuição (apesar de ainda possuir forte participação no *upstream*). Atualmente, a empresa só atua na atividade de distribuição por meio da Refinaria de Cartagena S.A e da Invercolsa S.A. (Integrated Sustainable Management Report, 2017). A distribuição de gás mostra-se praticamente descentralizada o que permite a entrada de novos agentes privados nessa atividade.

A estrutura de preços por outro lado não beneficiava a estatal. Nesse contexto, a reestruturação do setor possibilitou a aproximação do preço do gás em relação ao seu custo permitindo que a indústria avance na trajetória de formação de tarifas eficientes e que as empresas atinjam o equilíbrio financeiro (PERALVA, 2009).

O aumento da participação privada na distribuição do gás implicou no surgimento de algumas medidas para incentivar a concorrência. A Resolução CREG 071 de 1998 definiu alguns limites à integração horizontal como: nenhuma companhia poderá abastecer mais de 30% dos consumidores de gás a partir de 2015. As empresas que já possuem participação superior a 30% não poderão expandir seus sistemas de distribuição; Não será permitido a nenhuma instituição a comercialização de mais de 25% do volume total do mercado de usuários finais (excluindo a demanda das centrais elétricas, da petroquímica e do consumo em jazidas); Livre acesso a todos os consumidores finais (PERALVA, 2009).

O arcabouço regulatório colombiano buscou não só promover a eficiência econômica com a entrada de diversos agentes, mas também expandir a cobertura do serviço por causa do seu aspecto social. A Lei 142/94 permitiu que em áreas mais pobres os contratos de concessão da atividade de distribuição de gás possam ter exclusividade geográfica. Sendo assim, nenhuma outra empresa poderá oferecer os mesmos serviços em uma região durante um período de tempo (Domingues, 2008). Atualmente, seis empresas prestam o serviço de gás natural nessas condições (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, 2019).

Na Colômbia, a população é dividida em seis estratos, sendo os três primeiros os que abrigam os usuários com menos recursos. Estes recebem subsídios nos serviços públicos domiciliares e no caso do gás, de 2011 a 2017, foram responsáveis por 85% do total de usuários residenciais do país. O dado acima confirma que o governo

colombiano também tem uma preocupação social, incentivando o atendimentos de clientes com menor poder aquisitivo.

III.2. Uma Breve Análise da IGN Chilena

No início dos anos 1990, o crescimento econômico do Chile levou a um rápido aumento da demanda por geração elétrica. A eletricidade era gerada por plantas térmicas de carvão e hidroelétricas que, em 1994, foram responsáveis por quase 90% da produção de energia elétrica. No entanto, apresentavam-se fortes restrições econômico-ambientais à decisão sobre a expansão de novas plantas hidrelétricas e a carvão (STRAT CONSULTING, 2004b).

A importação do abundante e acessível gás argentino tornava-se assim novamente atrativa. Anteriormente à década de 1990, foram feitas tentativas de importar gás da Argentina, mas os esforços não foram bem sucedidos por diversos motivos (questões políticas, reduzidos volumes contratos). A partir dos anos 1990, o contexto mudou e o desenvolvimento da infraestrutura de interconexão entre as IGN desses países foi possível, graças a alguns fatores como o restabelecimento da democracia nos dois países (Argentina em 1983 e Chile em 1990), a solução de conflitos na fronteira, a mudança no papel do Estado. (STRAT CONSULTING, 2004b).

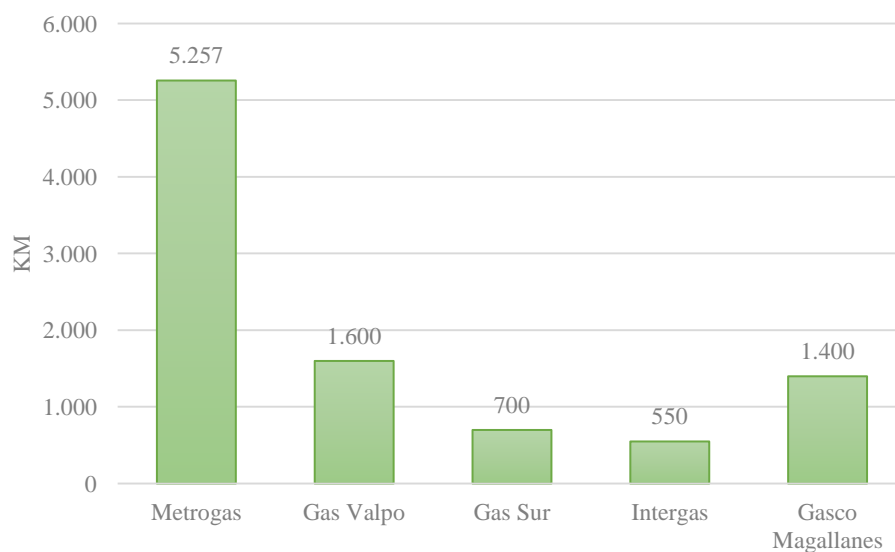
Em 1995, foi assinado o Protocolo de Integração com a Argentina, marco importe que desencadeou uma série de gasodutos internacionais e deu início à dependência chilena do gás natural importado. Investimentos significativos em sistemas de distribuição, juntamente com a compra de máquinas e equipamentos de conversão, também foram necessários para aumentar o uso de gás natural (IEA, 2018).

Em 2004, a Crise Energética da Argentina afetou a quantidade exportada de gás natural impactando na demanda de gás, no Chile, que reduziu em dois terços de 2004 a 2008. Atualmente, o mercado chileno é dividido em três mercados locais sem interconexões. O mercado da região Norte e Central do país dependem do GNL importado e o Sul é abastecido com o gás local, produzido na região de Magallanes (IEA, 2018).

O sistema de gás chileno é regionalmente desconectado. Na região de Magallanes, sul do país, a maior parte do gás é vendida pela distribuidora Gasco Magallanes. Esta compra o gás da Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), estatal energética chilena, e depois o transporta e distribui para seus clientes residenciais,

comerciais e industriais em sua própria rede. Da mesma forma, a ENAP distribui gás natural para clientes rurais usando seus próprios gasodutos. No resto do país, o fornecimento de gás baseia-se nas importações de GNL nos dois terminais de GNL, Mejillones e Quintero (IEA, 2018).

Gráfico 3.3 - Extensão da Rede das Distribuidoras de Gás Canalizado em 2015



Fonte: Elaboração própria a partir de Basterra e Pelegry (2018).

De fato, a ENAP não foi o principal agente econômico no desenvolvimento da infraestrutura de escoamento do gás tendo participado apenas minoritariamente em alguns gasodutos e distribuidoras. A responsabilidade de exercer essa função coube à iniciativa privada que realizou importantes investimentos nas atividades de transporte e distribuição. Em 2015, conforme mostra a Figura 3.3, a rede das distribuidoras alcançaram uma extensão conjunta de 9.507 km.

III.2.1 Regulação do Segmento de Distribuição de Gás Natural no Chile

A base da regulação da IGN no Chile começou em 1931 com o decreto N° 323, mais conhecido como Lei de Serviços de Gás (LSG). Essa Lei teve três emendas até sua modificação em fevereiro de 2017. A última alteração relevante, anterior a de 2017, foi por meio da Lei n° 18.856 de 1989 com o objetivo de estender o regime de concessão de

distribuição ao transporte de gás e estabelecer, com status legal, o regime de preços e tarifas para os serviços de gás no Chile (BASTERRA E PELEGRY, 2018).

Posteriormente, em 1995, foram criados os Decretos-Lei N°263 e N°254 com o objetivo de regulamentar a outorga de concessões para a distribuição e transporte de gás natural. Sendo assim, foi estabelecido a não exclusividade das concessões para transporte e distribuição de gás. Além disso, foi definido que as tarifas de distribuição seriam não discriminatórias e livres, exceto na área de Antártica Chilena e de Magallanes para as quais a Lei definiu a necessidade de fixar uma tarifa de forma permanente. (STRAT CONSULTING, 2004b).

A Lei n° 18.856 de 1989 não conseguiu desenvolver uma legislação que aprofundasse a regulamentação tarifária prevista no decreto N°323, nos artigos 30 e seguintes. Assim, somente em 2017 com a Lei N° 20.999 a Lei Geral de Serviços de Gás foi alterada de forma a modernizar as lacunas regulatórias da lei até então vigente. (BASTERRA E PELEGRY, 2018).

A Lei, embora distinga redes de transporte e distribuição, não as diferencia por níveis de pressão. Ele identifica os primeiros como os gasodutos que ligam centros de produção ou armazenamento com redes de distribuição ou outros centros de produção, armazenamento ou consumo. Já as redes de distribuição são aquelas que vão até a saída de um medidor, que é de propriedade da distribuidora (BASTERRA E PELEGRY, 2018).

No Chile existem seis distribuidoras² operando no mercado de gás (Ministério da Energia apud IEA, 2018). A regulação identifica uma distinção entre distribuidoras do mercado regulado (*concesionadas*) e do livre (*não concesionadas*). As primeiras possuem uma área geográfica ou zonas localizadas na mesma região especificadas pelo Decreto de Concessão de Serviço Público. As concessões de distribuição não implicam em direito de exclusividade.

Nesse sentido, há a possibilidade de outorga de novas concessões, definitivas ou provisórias³, para a prestação da atividade de distribuição em áreas de concessão já

² De acordo com Energy Policies Beyond IEA countries Chile 2018 existem seis companhias de distribuição no Chile. (IEA, 2018). O documento utiliza-se de dados de 2016 do Ministério da Energia. De acordo com El Sector Energético em Chile Una visión Global, 2018, existiam oito distribuidoras no Chile em 2015 (Basterra e Pelegry, 2018).

³ As concessões provisórias permitem que as empresas realizem estudos e medições necessárias para o estabelecimento de redes de distribuição sendo o prazo de concessão de dois anos. Já as concessões

outorgadas anteriormente. Além disso, a legislação também diferencia uma área de concessão de uma área de serviço. Sendo esta área um local, dentro da área de concessão, onde efetivamente se presta o serviço de distribuição (STRAT CONSULTING, 2004b).

Tabela 3.1 - Extensão da Rede das Distribuidoras de Gás Canalizado em 2015

Distribuidoras	Composição acionária	Regiões de operação	%	Clientes (Nov. 2016)
Metrogas	Gas Natural Chile S.A. Copec CGE-GN	Metropolitan (Santiago), O'Higgins (Rancagua)	~52% 40% ~8%	443.465
Gas Valpo/ Energas	Australian Gas & Light Co.	Coquimbo (Coquimbo, La Serena), Valparaíso (Los Andes, Valparaíso y Viña del Mar), Maule (Talca)	100,0%	83.550
Lipigas	Consórcio de investidores locais privados	Antofagasta (Calama)	74,42%	3.276
Gas Sur	Gas Natural Chile S.A.	Biobío (Los Ángeles, Concepción)	100,0%	26.214
Intergas	Garfin Group Holding	Biobío (Chillán, Los Ángeles) and Araucanía (Temuco)	100,0%	14.938
Gasco Magallanes	Gasco S.A.	Magallanes (Puerto Natales, Punta Arenas y Porvenir)	100,0%	55.115

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA (2018).

Em teoria, é possível outorgar mais de uma concessão por área e, dessa forma, pode haver mais de uma rede de distribuição. No entanto, na prática essa situação não é economicamente eficiente visto que a atividade de distribuição é considerada um monopólio natural. Sendo assim, a presença de mais de uma empresa de distribuição é vista somente em algumas cidades da região de Biobio e Los Lagos (IEA, 2018).

As redes de distribuição livres incluem os tanques de armazenamento de gás liquefeito mais o conjunto de tubos, equipamentos e acessórios até a saída do medidor. Essas distribuem o gás sem fazer uso de uma concessão de serviço público de distribuição. A cobertura da distribuição de gás no Chile seria de 68% com as redes reguladas e 32% com as livres (BASTERRA E PELEGRY, 2018).

definitivas são outorgadas por tempo indeterminado e são necessárias para a empresa prestar os serviços públicos de distribuição (STRAT CONSULTING, 2004b).

Os investimentos para a expansão da cobertura foram incentivados com algumas medidas. A regulação chilena não limitou a integração vertical dos agentes nas diferentes etapas da cadeia produtiva o que diminuiu a percepção de risco dos interessados em investir, mas com possíveis impactos na concorrência (STRAT CONSULTING, 2004b).

As ações pró concorrência adotadas no Chile incluíram não só as concessões de transporte e distribuição não exclusivas como também outros compromissos. Na distribuição, como forma de reduzir os impactos de monopólio o governo permitiu o estabelecimento do *by pass* comercial ou físico⁴. Além disso, o país aplicou o princípio de Acesso Aberto não discriminatório às capacidades de transporte e distribuição permitindo assim que todos os agentes interessados contratem junto às transportadoras ou distribuidoras os serviços em igualdade de condições econômicas, comerciais, técnicas e de informações de acordo com a capacidade disponível (STRAT CONSULTING, 2004b).

III.2.2 Precedentes da Atual Estrutura Regulatória das Tarifas

A última modificação relevante feita na Lei de Serviços de Gás, antes da modificação em 2017, havia sido em 1989. De lá para cá o mercado de gás chileno mudou bastante, passando de aproximadamente 100 mil clientes para mais de 1 milhão de usuários, aumentando o número de regiões atendidas entre outros acontecimentos que incentivavam atualizações regulatórias visando o melhor desenvolvimento do mercado. A principal situação apontada era que as distribuidoras não eram sujeitas a regulação tarifária apesar da rentabilidade excessiva. Nesse contexto, os elevados preços sinalizavam um mercado imperfeito com elementos monopólicos que requeriam regulação efetiva (PACHECO, 2016).

Nesse sentido, o relatório do Banco Mundial “*Improving Natural Gas Distribution in Chile*” chegou a algumas conclusões para aumentar a competitividade e, portanto, melhorar o segmento de distribuição no país. O relatório apontou alguns fatos importantes do mercado como: os altos preços do gás ao consumidor final, o elevado

⁴ O *by pass* físico está relacionado com a possibilidade dos usuários criarem suas próprias redes conectando-se assim aos gasodutos principais. O *by pass* comercial se relaciona com acordos sobre preços entre os agentes.

nível de integração vertical e horizontal na indústria e o monopólio natural dos segmentos de transporte e distribuição serem monopólios naturais (PACHECO, 2016).

O Banco Mundial (BM) então propôs duas alternativas. A primeira seria a desintegração total da indústria, a regulação dos monopólios naturais e a introdução da concorrência do segmento de comercialização. No entanto, a própria instituição reconhece que a sua implementação depende do nível de desenvolvimento da indústria. A outra alternativa seria a regulação tarifária da distribuição do gás natural. Em todo o caso, o BM recomenda medidas para maior transparência em toda a cadeia produtiva (PACHECO, 2016).

O executivo chileno optou por aprofundar o atual esquema regulatório. O procedimento continuará com liberdade tarifária, mas sujeito a uma verificação de rentabilidade utilizando como base empresas eficientes. Na prática, a medida implica um teto nas taxas, semelhante a segunda alternativa proposta pelo BM. A desintegração horizontal e/ou vertical é uma questão que deve ser analisada e decidida pelo órgão da defesa da concorrência chilena, o *Tribunal de Defensa de la Libre Competencia* (TDLC). (PACHECO, 2016).

III.2.2.1 Estrutura Regulatória das Tarifas

O sistema de remuneração das distribuidoras e transportadoras é basicamente um repasse de custos, que deve ser revisto, e no qual a Comissão Nacional de Energia (CNE)⁵ e a Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC)⁶ devem concordar. Assim, as empresas têm liberdade para fixar preços, exceto na área de Antártica Chilena e Magallanes. Esta teve seus preços congelados no começo de 2017 e manterá essa situação até o meio de 2019 (IEA, 2018).

Devido ao fato de ser um sistema livre de preços, a lei prevê um mecanismo para impedir que transportadoras ou distribuidores recebam uma remuneração que não seja ajustada ao tipo de mercado e risco do negócio. Para este efeito, está prevista uma taxa de custo de capital (TCC) aplicável durante o período tarifário, calculada pela Comissão de quatro em quatro anos com uma revisão anual. Para tanto, considera-se o risco

⁵ CNE é uma entidade governamental responsável por elaborar e coordenar planos, políticas e normas necessárias para o bom funcionamento do setor de energia (STRAT CONSULTING, 2004b).

⁶ A SEC é responsável pelo controle e a fiscalização do cumprimento das normas técnicas relativas as atividades de produção, transporte, armazenamento e distribuição de gás de forma a assegurar a segurança, a qualidade e o preço dos serviços prestados (STRAT CONSULTING, 2004b).

sistemático das atividades das empresas, a taxa de retorno livre de risco, o prêmio por risco de mercado e um fator individual de acordo com a área de concessão. O atual nível, estabelecido por lei da TCC, é de 6%. (IEA, 2018).

Em 2017, as modificações da Lei de Serviços de Gás entraram em vigor tendo com uma importante mudança o estabelecimento de um teto para a rentabilidade das distribuidoras. O valor limite estabelecido foi de 3% acima da TCC, sendo assim o valor máximo da rentabilidade é 9% para novas redes. No caso das redes construídas nos 15 anos anteriores à vigência das alterações na lei e nos 10 anos seguintes da vigência da lei alterada, um limite de rendimento de 5% é estabelecido mais o custo de capital para um período de 15 anos a partir de sua entrada em operação, implicando em uma taxa de 11% nos primeiros 15 anos de operação (EMPRESAS LIPIGAS, 2017).

A CNE monitora e aplica este limite por meio de uma verificação da rentabilidade anual. A nova lei estabelece que um grupo de especialistas deverá resolver quaisquer discrepâncias relacionadas ao cálculo da TCC e à verificação da rentabilidade. As distribuidoras que excedam o limite de rentabilidade são automaticamente transferidas para o regime fixo e os consumidores serão compensados pelo valor pago a mais. A tarifa fixa possui duas partes: os preços de compra e transporte do combustível até a rede de distribuição, mais o valor agregado ou os custos diretos da distribuição como manutenção e operação do sistema, conexão de novos clientes (IEA, 2018).

CONCLUSÃO

No Brasil, a distribuição do gás natural é regulado pelos governos estaduais que concedem o monopólio da distribuição para um distribuidora. Esta possui a exclusividade na prestação do serviço de uma determinada área de concessão, no caso do Brasil, é área de um estado da federação. Nos demais países analisados neste trabalho, o contrato de concessão não prevê exclusividade geográfica. A única exceção está em algumas regiões da Colômbia não apresenta um nível de atratividade que estimule investimentos privados. Por esse critério e outros estabelecidos pelos órgãos reguladores estaduais, acredita-se que o regime concessão brasileiro não incentiva a expansão da cobertura pela maioria das empresas públicas de distribuição.

As estruturas de incentivo ao investimento das distribuidoras públicas são bem distintas das privadas. Os contratos de concessão públicos possuem menos exigências a ser cumpridas pelas distribuidoras que detêm participação acionária do governo e muitas vezes regula com conflito de interesse. Além disso, mesmo entre os públicos não há uniformidade entre os contratos o que colabora para a grande discrepâncias entre as regulações estaduais.

Outra questão que colabora com esse fato, é a atuação distinta entre as agências. Os órgãos reguladores não apresentam uniformidade nem nas decisões, nem nos processos regulatórios. A ausência de uma regulação estatal minimamente uniforme acaba por prejudicar a competitividade do gás natural. Isso porque é a regulação que estabelece as condições de ajustes e revisões das margens de distribuição. Ademais, a falta de transparência gera incertezas que criam barreiras ao desenvolvimento do mercado.

A experiência colombiana revelou-se um importante modelo sul-americano de rápido desenvolvimento de infraestrutura básica. A partir dos anos 1990 foram criadas estruturas de incentivo ao investimento privado que permitiram a massificação do gás no país. Nesse mesmo período, no Chile, também foram realizadas reformas que objetivavam aumentar a participação do gás na matriz energética.

No entanto, observando os resultados de hoje, a política não obteve o êxito que o país esperava. O Chile possui uma grande dependência externa de abastecimento e poucas empresas atuando no mercado com participação cruzada no setor gasífero. Em 2017, foi alterada principal lei do país, a Lei de Serviços de Gás, com o objetivo de aumentar a competitividade via o estabelecimento de um teto para a taxa de rentabilidade das distribuidoras.

A importância da regulação na criação de estruturas que incentivem a competição e o investimento é clara no estudo de caso desses países. O que se deseja no caso brasileiro é um melhor diálogo entre os reguladores estaduais e a criação de diretrizes no âmbito federal. A criação da Lei do Gás de 2009 buscou caminhar nesse sentido, com a criação de um mercado livre que deveria ser regulamentada a nível estadual. Na prática, o objetivo não foi atingido, pois diversos estados ainda não realizaram a regulamentação e os que fizeram criaram condições bem distintas entre si, criando assimetrias e distorções que não beneficiam o mercado.

Em 2016 surgiu o programa “Gás para Crescer”. O programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e visa discutir reformas para o setor com diversos agentes do mercado. A iniciativa é vista como promissora para o desenvolvimento do setor nos próximos anos. Apesar disso, é importante prudência na elaboração de reformas respeitando, o grau de maturidade do mercado, das agências reguladoras e as condições definidas nos contratos de concessão, evitando-se assim atritos entre os governos estaduais e o federal.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *A Cadeia do Petróleo e Gás no Brasil*. Rio de Janeiro, ANP, 2008. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=6911>>. Acesso em 19 jan. 2019.

_____. *Desverticalização na Indústria do Gás Natural*. Rio de Janeiro, ANP, 2012. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Movimentacao/Transporte_de_Gas_Natural/estudos_no_tas_tecnicas/NT_04_2018_SIM.pdf>. Acesso em 19 jan. 2019.

_____. *Regulação do Segmento de Distribuição de Gás Natural: Estrutura de Incentivos dos Contratos de Concessão*. In: Congresso Brasileiro de Regulação, 5, 2007, Recife.

ALMEIDA, E. F.; COLOMER, M. *Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos*. Rio de Janeiro, Synergia, FAPERJ IE/UFRJ, UFF, 2013.

BALDWIN, R., CAVE, M. & LODGE, M. *Understanding Regulation – Theory, Strategy and Practice*. Nova Iorque: Oxford University Press, p.458-507, 2012.

BASTERRA, M.; PELEGRY, E. *El sector energético en Chile: Una visión global*. Prólogo por Jorge Rodríguez Grossi. Universidad Alberto Hurtado de Chile e Orkestra, 2018.

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *Mercado de gás natural no Brasil: desafios para novo ciclo de investimentos*. Rio de Janeiro, BNDES, 2015. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/9614/2/BNDES%20Setorial%2042%20Mercado%20de%20g%C3%A1s%20natural%20no%20Brasil-%20desafios%20para%20novo%20ciclo%20de%20investimentos_P_BD.pdf>. Acesso em: 19 jan. 2019.

CAMPOS, H. A. *Falhas de Mercado e Falhas de Governo: uma revisão da literatura sobre regulação econômica*. Prismas: Dir., Pol. Publ. e Mundial., Brasília, v. 5, n. 2, p. 341-370, jul./dez. 2008.

COMGÁS – COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO. *Comgás em Números*. São Paulo, Comgás, 2017. Disponível em: <<https://www.comgas.com.br/a-comgas/comgas-em-numeros/>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

COSTA, H. *A Regulação do Livre Acesso na Distribuição de Gás Natural Canalizado: O Caso de São Paulo*. 2006. 220p. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

DOMINGUES, M. *O setor de distribuição de gás natural: uma comparação dos casos brasileiro, colombiano e peruano*. 2009. Monografia de Bacharelado, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível

em: < <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/5185/1/MPDomingues.pdf> >. Acesso em: 15 Jan. 2019.

DOMINGUES, M.; FERRARO, M. *Regulação do Setor de Distribuição de Gás Natural: Uma Comparação dos Casos Brasileiro e Colombiano*. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 6, 2008, Salvador.

DI CILLO, Roberto. Gargalos na Expansão do Gás Natural no Brasil. *EPBR*. 1 de nov. 2017. Disponível em: < <https://epbr.com.br/gargalos-na-expansao-do-gas-no-brasil/> >. Acesso em: 19 jan. 2019.

ECOPETROL – EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS S.A. *Integrated Sustainable Management report 2017*. Rio de Janeiro, ECOPETROL, 2017. Disponível em: < <https://storagestreamecp.blob.core.windows.net/doc/sustainability-report-2017.pdf> >. Acesso em: 19 jan. 2019.

EMPRESAS LIPIGAS. *Análisis Razonado de la Situación Financiera al 31.12.2014*. Santiago, Lipigas, 2014. Disponível em: < http://www.svs.cl/institucional/inc/inf_financiera/ifrs/safec_ifrs_verarchivo.php?auth=&send=&rut=96928510&mm=12&aa=2014&archivo=ar_96928510_201412_c_20150326213940.pdf&desc_archivo=An%C3%A1lisis%20Razonado&tipo_archivo=AR >. Acesso em: 19 jan. 2019.

EY – Ernest & Young. *Desenvolvimento do gás natural no Brasil*. Rio de Janeiro, EY, 2014. Disponível em: < https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_Desenvolvimento_do_gas_natural_no_Brasil/%24FILE/Estudo_Gas_Web.pdf >. Acesso em: 19 jan. 2019.

FGV ENERGIA – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS ENERGIA. *Caderno de Gás Natural*. Rio de Janeiro, FGV, 2014. Disponível em: < http://www.fgv.br/fgvenergia/caderno_gas_natural/files/assets/common/downloads/Caderno_G.pdf >. Acesso em: 20 jun. 2018.

FGV CERI – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS ENERGIA CENTRO DE ESTUDOS EM REGULAÇÃO E INFRAESTRUTURA. *Geração Termelétrica a Gás Natural*. Rio de Janeiro, FGV, 2017. Disponível em: < <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/19056/relatorio-geracao-termeletrica-a-gas-natural-2017.pdf?sequence=4&isAllowed=y> >. Acesso em: 19 jan. 2019.

FIANI, R. *Afinal, a quais interesses serve a regulação?* Economia e Sociedade, Campinas, v. 13, n. 2, p. 81 -105, jul./dez. 2004.

GASNET – O SITE DO GÁS NATURAL E GNV. *Distribuidoras de Gás*. Base de Dados, 2011. Disponível em: < <http://www.gasnet.com.br/distribuidoras.asp> >. Acesso em: 19 jan. 2019.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. *GasBrasiliiano ultrapassa 25 mil clientes atendidos*. São Paulo, Governo do Estado de São Paulo, 2018. Disponível em: < <http://www.energia.sp.gov.br/2018/07/gasbrasiliiano-ultrapassa-25-mil-clientes-atendidos/> >. Acesso em: 19 jan. 2019.

HERTOG, J. A. den. Review of economic theories of regulation, Discussion paper series/Tjalling C. *Koopmans Research Institute*, 10(18), 1–59, 2010. Disponível em: <<http://igitur-archive.library.uu.nl/USE/2011-0110-200311/UUindex.html>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies Beyond IEA Countries: Chile 2018 Review*. Paris & Abu-Dhabi, IEA, 2018. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/energy-policies-beyond-iea-countries-chile-2018-review>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

_____. *Natural gas*. Disponível em: <<https://www.iea.org/topics/naturalgas/>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

JOSKOW, P. L. (2007). Regulation of Natural Monopoly. In: Polinsky, A. M. & Shavell, S. (ed.) *Handbook of Law and Economics*, Volume 2, North Holland, 2007, Pg 1227–1348.

KUPFER, D., HASENCLEVER, L. (orgs.). *Economia Industrial – Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

LIZARDO, J. A. *Regulação de monopólios e mercados: Questões básicas*. Rio de Janeiro, UFRJ/IE, 1996.

NAURTYG - NATURGY ENERGY GROUP S.A.. *Distribuição de gás natural*. Rio de Janeiro, Naturgy, 2017. Disponível em: <<https://www.naturgy.com.br/br/conhecamos/a+companhia/nossas+atividades/1297092019817/distribuicao+de+gas+natural.html>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L.; *Microeconomia*. 6.ed. São Paulo: Makron Books, 2006.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. *Concesiones de areas de servicio exclusivo de gas natural*. Bogotá, Ministerio de Minas y Energía, 2019. Disponível em: <<https://www.minminas.gov.co/concesiones-areas-de-servicio-exclusivo>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

NEVES, M. A *Regulação do Gás Natural: Estarão os proveitos permitidos às empresas distribuidoras acima do custo marginal? Uma análise da perda de bem-estar*. 2012. Dissertação de mestrado. Faculdade de Economia, Universidade do Porto, Porto, 2012.

PACHECO, M. *Presentación a la Comisión de Minería y Energía del Senado*. Santiago, Ministerio de Energía, 2016. Disponível em: <http://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddocto=2224&tipodoc=docto_comision>. Acesso: 19 jan. 2019.

PINTO JUNIOR, H. Q. (org.). *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro, Elsevier 2016.

PROMIGAS S.A. E.S.P. *Informe del Sector Gas Natural 2018 cifras 2017 XXI Edición*. Bogotá, Promigas, 2018. Disponível em: <<http://www.promigas.com/En/News/Documents/INFORME%20GAS%20NATURAL%20COLOMBIA%202018.pdf>>. Acesso: 19 jan. 2019.

SALGADO, L. H. *Agências regulatórias na experiência brasileira: um panorama do atual desenho institucional*. Texto para discussão, n. 941. Brasília: IPEA, 2003.

SAMPAIO, P. R. P. *Regulação e concorrência - A atuação do CADE em setores de infraestrutura*. São Paulo, Saraiva, 2017

STRAT CONSULTING – STRATEGY CONSULTING. *A Reforma da Indústria de Gás Natural na Colômbia*. Rio de Janeiro, Strat Consulting, 2004a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2745>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

_____. *A Reforma da Indústria de Gás Natural no Chile*. Rio de Janeiro, Strat Consulting, 2004b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2602>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

SUBCOMITÊ SC3. *Gás para crescer: 1º relatório*. MME, Brasília, 2017. Disponível em:

<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=6&ved=2ahUKEwig2bGYhoLgAhUAEBkGHd1ODsQQFjAFegQIAxAC&url=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fdocuments%2F10584%2F68736335%2FSC3_Relat%25C3%25B3rio_Distribui%25C3%25A7%25C3%25A3o_vFinal.pdf%2Fe7ab7461-f678-4c82-bd56-ca2a66ab6044&usg=AOvVaw0f77Fy0Zzu_mnLWGqv1nFw>. Acesso em: 19 jan. 2019.

TEIXEIRA, João Pedro Braga. *GÁS NATURAL: O energético mais competitivo. 2015*. Rio de Janeiro: PoD, 2015. Disponível em: <http://www.bahiagas.com.br/download/LIVRO_Gas_natural_o_energetico_mais_competitivo.pdf>. Acesso em: 19 jan. 2019.