

A Regulação do Gás Natural:

**Estarão os proveitos permitidos às empresas distribuidoras
acima do custo marginal?**

Uma análise da perda de bem-estar

por

Marta Petrucci Cruz Neves

Dissertação de Mestrado em Economia

Orientada por

Prof. Doutor António Brandão

2012

Dissertação redigida em conformidade com o novo Acordo Ortográfico.

Nota Biográfica

Marta Petrucci Cruz Neves nasceu a 28 de abril de 1989, na cidade da Covilhã, distrito de Castelo Branco, Portugal.

Frequentou o curso de Economia na Universidade da Beira Interior, entre setembro de 2007 e junho de 2010. Terminou a licenciatura com média final de 17 valores.

Em setembro de 2010 ingressou no Mestrado de Economia da Faculdade de Economia da Universidade do Porto, no ramo de especialização em Regulação e Concorrência, tendo concluído a parte curricular com média final de 17,7 valores.

Agradecimentos

Para a elaboração da presente dissertação foi fundamental o apoio de todos aqueles que me são mais queridos.

Destaco a dedicação, motivação, simpatia e amizade do Professor Doutor António Brandão.

Agradeço também a todos os amigos e familiares, principalmente ao Nuno, aos meus pais e aos meus irmãos, pela sua força e motivação que me acompanharam ao longo deste ano de trabalho.

Resumo

A problemática da Regulação económica prende-se essencialmente com a questão da imperfeição dos mercados e suas falhas e é, sem dúvida, um dos principais temas de discussão desde os anos 80. A necessidade de regulação económica da indústria de gás natural resulta dos elevados *sunk costs*, fruto das especificidades do setor, e do aproveitamento de economias de escala. Possuindo as questões energéticas elevada importância para a sustentabilidade das sociedades modernas e verificando-se um elevado crescimento do mercado de gás natural dentro do setor energético português nos últimos anos, é, de facto, importante que o seu preço seja adequado, pelo que o interesse público na regulação deste mercado é elevado.

Como uma parte importante do custo final do consumo de gás natural advém do custo de distribuição, esta atividade possui grande importância na cadeia do setor. Neste trabalho, analisa-se precisamente se os proveitos permitidos às empresas distribuidoras estão ao nível do custo marginal, utilizando dados em painel para analisar as 11 empresas, durante os 4 anos de regulação desta atividade (2008 a 2012). Foi possível concluir, para um grau de significância de 5%, que os preços resultantes desta atividade não estão fixados neste nível ótimo. Tal facto conduz a uma perda de bem-estar social média anual de 66 milhões de Euros, o que corresponde a 7.6% dos proveitos anuais permitidos a toda a cadeia de gás natural.

Palavras-chave: Regulação, Gás Natural, Custo Marginal, Preço Eficiente, Perda de Bem-Estar Social

Abstract

The economic Regulation problematic essentially relates to the issue of market imperfections and flaws and is, undoubtedly, one of the main discussion themes since the 80's. The need for economic regulation in the natural gas industry results from the elevated sunk costs, product of the sector specifics, and the achievement of economies of scale. Energy issues possess great importance on the sustainability of modern societies and verifying an elevated growth of the natural gas market in the portuguese energy sector in the past years, it is, indeed, important that the price be appropriate, thus the public interest in the market regulation is elevated.

Since an important portion of the final cost of natural gas consumption is based on the distribution cost, this activity has great importance in the sector chain. This study analyzes if the allowed revenue for the distribution companies is at the level of the marginal cost, using panel data to analyze the 11 companies, during the 4 years of regulation of this activity (2008-2012). It was possible to conclude, to a degree of significance of 5%, that resulting prices are not fixed at the optimal level. This leads to a deadweight loss of an annual average of 66 million Euros, which corresponds to 7.6% of the annual revenue allowed to the entire natural gas chain.

Key Words: Regulation, Natural Gas, Marginal Cost, Efficient Pricing, Deadweight Loss

Índice

Nota Biográfica.....	ii
Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract.....	v
1. Introdução	1
2. Revisão de Literatura - A Regulação Económica: Teorias e Instrumentos de Regulação (Aplicação e Testes empíricos).....	3
2.1 A Tarifação pelo Custo Marginal	7
2.2 A Regulação pela Taxa de Retorno	10
2.3 A Regulação <i>Price Cap</i>	12
2.4 <i>Yardstick Competition</i> ou Regulação de Desempenho	16
2.5 A regulação e o Bem-estar social	17
3. O Setor de Gás Natural: Descrição do setor e sua Regulação	19
3.1 O Gás Natural em Portugal.....	19
3.2 Descrição do setor de Gás Natural em Portugal	22
3.2.1 Aprovisionamento de Gás Natural.....	22
3.2.2 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	24
3.2.3 Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.....	25
3.2.4 Transporte de Gás Natural	25
3.2.5 Distribuição de Gás Natural.....	27
3.2.6 Comercialização de Gás Natural.....	30
3.3 A Regulação do setor de Gás Natural.....	32
3.3.1 A Regulação do gás natural nos EUA	34
3.3.1.1 A evolução da Regulação	34
3.3.1.2 A Regulação atual.....	37
3.3.2 A Regulação do gás natural na União Europeia	38
3.3.3 A Regulação do gás natural no Reino Unido.....	40
3.3.4 A Regulação do gás natural em Portugal.....	42

3.3.4.1 A fixação de Proveitos Permitidos e a definição de Tarifas	45
4. Os Proveitos Permitidos às Empresas Distribuidoras	49
4.1 Objetivo do estudo - Estarão os Proveitos Permitidos às Empresas Distribuidoras de Gás Natural acima do Custo Marginal?	49
4.2 O Modelo	50
4.3 Modelo de Dados em Painel	53
4.3.1 Modelo de Efeitos Aleatórios, Modelo de Efeitos Fixos e o Teste de <i>Hausman</i> (1978)	55
4.4 Os Dados	57
4.5 Apresentação e Discussão dos Resultados	59
4.5.1 Estimação Prévia	59
4.5.2 Teste à fixação de Proveitos ao nível do Custo Marginal	63
4.6 Análise da Perda de Bem-Estar Social	66
4.6.1 Caso de Monopólio	67
4.6.2 Caso de Oligopólio	70
5. Conclusão	75
6. Referências	77
Anexos	86

Índice de Gráficos

Gráfico 1. Importação bruta de Energia – 2000/2010	20
Gráfico 2. Consumo de Gás Natural por setor de atividade económica 1997/2007	20
Gráfico 3. Consumo de Gás Natural <i>per capita</i> 1980/2009	21
Gráfico 4. Importação de Gás Natural e GNL (por origem) 1997/2005.....	23
Gráfico 5. Repartição do aprovisionamento de Gás Natural 2005/2009	24

Índice de Figuras

Figura 1. Lotes de Rede de alta pressão.....	26
Figura 2. Área de concessão das Empresas Distribuidoras	29
Figura 3. Decomposição da Tarifa de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso	47
Figura 4. Decomposição da Tarifa de venda a clientes (não regulada)	48

Índice de Tabelas

Tabela 1. Breve descrição das Redes de Distribuição de Gás Natural	28
Tabela 2. Comercializadores de Gás Natural em Portugal	30
Tabela 3. Comercializadores de último recurso de Gás Natural em Portugal	31
Tabela 4. Principais competências da ERSE na regulação do setor de Gás Natural	43
Tabela 5. Anos Gás regulados	44
Tabela 6. Pressupostos para o cálculo dos Proveitos Permitidos	46
Tabela 7. Síntese da Base de Dados	58
Tabela 8. Matriz das Correlações	59
Tabela 9. Regressão dos Proveitos totais por cliente em função da Quantidade consumida por cliente e do Número de clientes	60
Tabela 10. Resultado do Teste de <i>Hausman</i> (I).....	61
Tabela 11. Resultado do Teste <i>Pasaran CD</i> (I).....	61
Tabela 12. Resultado do Teste de <i>Wald</i> modificado para identificação de Heteroscedasticidade em grupo (I)	62
Tabela 13. Resultados dos Modelos Robustos.....	62

Tabela 14. Teste à fixação do Preço ao nível do Custo Marginal	63
Tabela 15. Resultado do Teste de <i>Hausman</i> (II)	64
Tabela 16. Resultado do Teste <i>Pasaran CD</i> (II)	64
Tabela 17. Resultado do Teste de <i>Wald</i> modificado para identificação de Heteroscedasticidade em grupo (II).....	65
Tabela 18. Modelos Robustos para o teste do Custo Marginal	65
Tabela 19. Elasticidade da Procura.....	68
Tabela 20. Resultado do Teste de <i>Hausman</i> (III).....	68
Tabela 21. Valor médio anual do Custo Marginal.....	69
Tabela 22. Cálculo da Perda de Bem-Estar Social média anual (Euros 2008) (I).....	69
Tabela 23. Importância da Perda no contexto global do setor (I).....	70
Tabela 24. Poder de Mercado por Empresa Distribuidora.....	71
Tabela 25. Valor médio anual dos Proveitos Permitidos às empresas distribuidoras.....	72
Tabela 26. Cálculo da Perda de Bem-Estar Social média anual (Euros 2008) (II).....	73
Tabela 27. Importância da Perda no contexto global do setor (II)	73

1. Introdução

A energia é um *input* indispensável ao desenvolvimento económico, pelo que as questões energéticas se destacam quando se analisa a sustentabilidade das sociedades modernas. Perante o papel da energia na sociedade, é necessário que o seu preço seja adequado (refletindo os custos privados e sociais para a sua obtenção). Só assim será possível incentivar escolhas eficientes dentro e através de diferentes fontes de energia. É por este motivo que a regulação do setor energético possui a maior importância, sendo o interesse público na regulação destes mercados extremamente elevado.

Em Portugal, as fontes de energia primária representam mais de 80% no balanço energético nacional, podendo salientar-se o petróleo, o carvão e o gás natural. O setor de gás natural tem uma história de aproximadamente duas décadas no território nacional, sendo considerada a fonte de energia que crescerá mais rapidamente, proporcionando um contributo cada vez maior para a criação de riqueza no país. De facto, de acordo o estudo da ExxonMobil (2010), estima-se uma procura de gás natural para 2030, a nível mundial, superior em 55% à dos últimos anos.

A par da importância do setor de gás natural, está o facto de este setor necessitar de uma rede de infraestruturas. Normalmente, os setores em que tal acontece são, devido às suas características, setores regulados. Realmente, o setor de gás natural implica a utilização de infraestruturas e outros meios que, eventualmente, constituem monopólios naturais. Assim, a sua necessidade de regulação prende-se com os elevados *sunk costs*, devido às especificidades do setor, e ao aproveitamento das economias de escala. Devido à necessidade de regulação das atividades compreendidas no setor de gás natural, muitos autores se têm debruçado sobre a sua regulação nos diversos países. O grande objetivo dos mecanismos regulatórios será promover a eficiência destas atividades e manter os preços num nível ótimo. A dúvida está em como fazê-lo e qual o instrumento de regulação a aplicar.

Neste estudo analisa-se a regulação da atividade de Distribuição de Gás Natural em Portugal. A análise focada na distribuição de gás natural é, de facto, interessante, uma vez que tarifas elevadas nesta etapa da cadeia provocarão elevados preços finais. Em Portugal existem onze empresas presentes na atividade de distribuição e a regulação da atividade iniciou-se no ano gás 2008-2009, tendo havido, portanto, até hoje, quatro

anos gás de regulação da distribuição de gás natural. O objetivo do estudo será perceber se os proveitos permitidos a estas empresas distribuidoras estão ao nível do seu custo marginal, sendo este o nível ótimo pretendido pela atividade de regulação.

Através de um modelo de dados em painel, e partindo da ideia de que as tarifas de gás natural são compostas por uma parte fixa e outra parte que depende da quantidade consumida, vai ser possível concluir que os proveitos não estão ao nível do custo marginal das empresas, para um nível de significância de 5%. Recorrendo ainda ao cálculo da elasticidade preço da procura para esta atividade, e comparando o preço verificado com o custo marginal, foi possível encontrar uma perda de bem-estar social anual média de 66 milhões de Euros, resultante do desequilíbrio entre os proveitos por unidade adicional e o custo marginal. Esta perda de bem-estar anual representa, aproximadamente, 7.6% dos proveitos permitidos anuais a todo o setor de gás natural.

A análise desenvolvida relaciona-se com a literatura da regulação de gás natural, nomeadamente com o artigo de Davis e Muehlegger (2010), publicado na revista *RAND*, onde os autores analisam o preço das empresas distribuidoras de gás natural nos EUA, concluindo também por um afastamento entre o preço e o custo marginal. De facto, o modelo aplicado assemelha-se ao apresentado pelos autores, sendo o objetivo aplicar a sua ideia ao contexto português. O trabalho é um acrescento á literatura existente pois não temos conhecimento de qualquer análise com este objetivo para o caso nacional. Os trabalhos costumam incidir mais sobre a eficiência técnica e alocativa das empresas e o seu nível de investimentos.

A estrutura do trabalho é a seguinte. O Capítulo 1 consiste na Introdução, onde se salienta a importância da temática abordada e se definem os objetivos do estudo. No Capítulo 2 é apresentada uma revisão de literatura que foca a importância da regulação no bem-estar social, as suas teorias e os diversos instrumentos regulatórios existentes. No Capítulo 3 apresenta-se o setor de Gás Natural, fazendo-se uma descrição do mesmo e mostrando a necessidade da sua regulação. Neste ponto é também feita uma síntese da história da regulação do gás natural nos EUA e na UE. No Capítulo 4 é feita a análise aos proveitos das empresas distribuidoras, apresentando-se os resultados e conclusões do estudo prático. Por fim, no Capítulo 5 apresentam-se as conclusões gerais do trabalho e de seguida as Referências para a execução do mesmo.

2. Revisão de Literatura - A Regulação Económica: Teorias e Instrumentos de Regulação (Aplicação e Testes empíricos)

A problemática da Regulação económica prende-se essencialmente com a questão da imperfeição dos mercados e suas falhas (Stiglitz, 1998) e é, indiscutivelmente, um dos principais pontos de discussão desde os anos 80. Efetivamente, uma vez que a política internacional de desenvolvimento, desde a década de 1980, tem enfatizado a privatização, tem-se assistido a um aumento da necessidade de regulação. Consequentemente, as autoridades reguladoras Nacionais (ARN) foram criadas para garantir uma evolução bem sucedida para mercados competitivos e para regular e fiscalizar as relações entre empresas incumbentes e potenciais empresas entrantes (Afonso e Scaglioni, 2006).

Os serviços básicos, como a energia, saneamento ou as telecomunicações, são setores tradicionalmente caracterizados como Monopólios Naturais, devido às suas grandes economias de escala, incluindo as técnicas de produção e distribuição, onde os custos de produzir numa única empresa são inferiores ao de produção em mais empresas (subaditividade da função custo). A regulação destas atividades torna-se imprescindível pois, se tal não acontecer, o monopolista maximiza o seu lucro, praticando preços muito elevados e gerando perdas de bem-estar social. Por esta razão, um pré-requisito para o êxito da privatização de atividades de monopólio é uma regulação eficaz e eficiente (Kirkpatrick et al., 2006). A constatar isto, está o facto de a maioria dos resultados empíricos na literatura apontar para uma associação entre agências reguladoras e empresas mais eficientes, conduzindo a um maior bem-estar social (Estache e Rossi, 2008).

Como os serviços básicos anteriormente destacados, imprescindíveis ao desenvolvimento, são prestados por indústrias de rede, ao nível da regulação muitos trabalhos se debruçam sobre este tipo de indústrias. Atendendo a que as indústrias de rede têm externalidades muito fortes, é necessário tê-las em conta nas decisões regulatórias. De facto, se tal não for feito, podem gerar-se sobreposições de objetivos e falta de eficácia (Aubin et al., 2010). Também Steenhuisen (2010) confirma a possibilidade de surgir o confronto de estratégias e comportamentos nas indústrias de rede entre a qualidade e a quantidade de instruções necessárias. É imprescindível a

cooperação entre as diversas atividades que compõem estas indústrias (Verhoest e Bouckaert, 2005), sendo que esta coordenação pode mesmo ajudar a reduzir encargos administrativos, melhorar a aplicação da regulação e aumentar a responsabilidade dos reguladores (Aubin et al., 2010).

Simultaneamente, permanece a importância de apoiar a capacidade e fortalecimento institucional, com vista a uma regulação forte e independente (Kirkpatrick et al., 2006). Outros constatam, ainda, que uma maior responsabilização política gerará um melhor desempenho ao nível da regulação (Gasmi et al., 2006). Refira-se ainda que a regulação pode assumir muitas formas e a adotada pelos diversos países tem mudado ao longo dos anos (Minogue, 2005).

Voltemos ao início da história da regulação para que se perceba este processo, bem como a sua evolução e alterações anteriormente referidas. No fim dos anos 70, com a crise mundial do *Welfare State* (Estado de Bem-Estar), tornou-se necessária a redefinição do papel do Estado, baseada numa tendência cada vez maior de diminuição da sua participação como produtor direto de bens e serviços (Cruz e Filho, 2004). Assim, foi proposta a substituição do modelo de Estado-Providência para o modelo de Estado Regulador, destacando-se teorias de regulação económica, sendo elas a Teoria do Interesse Público, a Teoria da Captura e a Teoria Económica da Regulação (taxonomia proposta por Viscusi et al., 4ª ed, 2005).

A teoria do interesse público, ou análise normativa como teoria positiva, enquadra-se na visão clássica da regulação que tem como propósito zelar pelo interesse público (Cardoso et al., 2009). Destaca como motivos para a necessidade de regulação a existência de falhas de mercado (monopólio natural e externalidades negativas). São apontadas várias críticas a esta teoria, como a não explicação do porquê da necessidade de regulação nos casos anteriormente referidos e ser mais normativa do que propriamente positiva. Como extremo oposto desta teoria encontra-se a teoria da captura, defendendo que a regulação favorece e satisfaz os interesses das empresas reguladas em detrimento da sociedade, promovendo mais o lucro da indústria do que o bem-estar social. Os reguladores são assim “capturados pela indústria”, pelo que aqui de nada serviria a existência do regulador.

Numa posição intermédia às teorias já apresentadas encontra-se a teoria económica da regulação, sendo a teoria mais forte a nível mundial, que estabelece um

modelo para tentar explicar a existência da regulação. Foram muitos os autores a desenvolver e estudar esta corrente, sendo que Cardoso et al. (2009) apresenta como exemplos Stigler (1971), Posner (1971), Peltzman (1976) e Becker (1983). Stigler propõe, então, que a regulação é “um meio através do qual um grupo de interesses pode aumentar o seu rendimento através de uma redistribuição de rendimento levada a cabo pelo Estado”. No modelo de Stigler/Peltzman, o legislador e o regulador estão preocupados em se perpetuarem no poder, sendo a ideia principal do modelo a seguinte: quem controla a política regulatória toma decisões de modo a maximizar o seu apoio político. Assim, a regulação é estabelecida de forma a atender às necessidades do grupo de interesse que exerce maior pressão relativa sobre o regulador e o legislador. Com base neste modelo, é interessante salientar as indústrias mais prováveis de serem reguladas, tendo sido possível concluir que se justifica mais a regulação nos casos de concorrência perfeita (onde o preço vai aumentar e beneficiar as empresas) e de monopólio (onde o preço vai descer e beneficiar os consumidores). Se se compararem estes resultados com os apontados pela teoria do interesse público, no caso desta primeira teoria não se justificava a regulação em indústrias de concorrência perfeita, pois não existe falha de mercado.

Esta teoria é também criticada por, para além de ignorar o facto de os reguladores estarem melhor informados que os legisladores, assumir que o regulador e o Estado prosseguem objetivos idênticos, mas na realidade o regulador é uma entidade normalmente independente. Por último, é comum às três teorias de regulação a “falta de relevância dada às questões de agência e de assimetria de informação, bem como o foco das suas análises incidir somente no lado da procura” (Salgado, 2003).

Contra os que defendem uma regulação Estatal forte, existem outros que argumentam a favor da desregulação dos mercados. Como uma solução para este impasse surge a teoria da regulação inteligente, tendo sido, de acordo com Gossum et al. (2010), estudada por variados autores na década de 90. A teoria propõe uma série de princípios que ajudam à formulação “inteligente” dos instrumentos regulatórios, podendo ser possível desenvolver determinado instrumento para responder a um determinado objetivo. Dos diversos princípios podem aqui destacar-se a escolha de combinações que incorporam uma ampla gama de instrumentos regulatórios, o desenvolvimento de novos instrumentos quando os tradicionais falham e a promoção de

instrumentos informativos e/ou de motivação, para tentar controlar e moldar o comportamento das empresas reguladas. Também esta teoria inteligente de regulação é criticada por alguns autores na literatura, sendo que Gossum et al. (2010) propõem um melhoramento da mesma, defendendo que a teoria pode ser “integrada ou fundida com outras teorias, abordagens ou conceitos”. Também James (2009) se debruça sobre estas temáticas.

Terminada a descrição das teorias existentes explicativas da regulação, importa agora referir que a regulação económica se refere às restrições impostas pelo regulador às empresas ao nível de preço, quantidade e entrada e saída do mercado. Um dos aspetos com maior importância das reformas introduzidas nos diversos setores é a aplicação de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, garanta a rentabilidade dos investidores e estimule a eficiência (Pires e Piccinini, 1998). Assim, são discutidos na literatura os vários instrumentos regulatórios, tanto teórica como empiricamente, com vista a esclarecer os riscos e incentivos de cada um.

Note-se que o *jogo regulatório* é marcado por uma forte assimetria de informação entre a empresa regulada e o regulador. A empresa dispõe de informações privadas relevantes, sobre os seus custos e a procura que enfrenta, que pode distorcer no momento de as transmitir ao regulador, com vista a usufruir da vantagem informacional que possui. Utilizando, a regulação económica, principalmente regras sobre entrada e saída nos mercados e/ou fixação de preços, tarifas ou quantidades, a vantagem informacional que a empresa regulada possui pode levar a que o regulador tome decisões baseadas em falsos valores transmitidos pela empresa. Assim, tentando ultrapassar este contexto de informação assimétrica (através de incentivos como se verá posteriormente), a regulação assume o papel crucial de evitar eventuais abusos de poder de mercado, resolver os *trade-offs* entre eficiência alocativa, distributiva e produtiva e ainda promover a eficiência dinâmica.

2.1 A Tarifação pelo Custo Marginal

Quando se regula uma empresa, a solução ótima é fixar o preço ao nível do custo marginal (custo adicional de produzir uma unidade) da empresa regulada. Assim, o bem-estar é maximizado. Contudo, esta solução não parece viável no caso em que as empresas apresentem custos fixos, bem como os denominados *sunk costs*, custos afundados, presentes em muitos setores, nomeadamente nas *public utilities*. Fixando preços ao nível do custo marginal, a empresa tem prejuízo, pois o rendimento não cobre todos os seus custos.

O problema anteriormente referido poderia ser ultrapassado com um subsídio por parte do Estado à empresa. No entanto, esta solução pode introduzir distorções na economia e, mesmo pondo de lado essas distorções, acarretar problemas de diferentes ordens. De facto, os benefícios dos consumidores poderiam ser menores que os custos totais, situação em que não lhes valeria a pena consumir o produto; o incentivo para o controlo dos custos seria menor (pois a empresa sabe que será subsidiada); até que ponto os não compradores terão obrigação de subsidiar os compradores? E por último, sendo algumas empresas reguladas, empresas privadas, poderá ser difícil aceitar que o Estado as subsidie.

Analisados os problemas decorrentes da fixação de preço ao nível do custo marginal, como a necessidade de subsídios visto a empresa não conseguir cobrir os custos fixos, uma solução é fixar o preço ao nível do custo médio da empresa, sendo que assim a empresa deixa de ter prejuízo, mas sim lucro económico nulo. Esta solução também não é ótima, pois fará perder uma parte do excedente do consumidor, conduzindo a uma perda de bem-estar social. Outra solução estudada por diversos autores é a prática de um preço não linear, pois na prática os reguladores não têm que fixar preços lineares (Davis e Muehlegger, 2010).

Para que seja possível fixar o preço por unidade adicional ao nível do custo marginal, é, então, permitido às empresas praticar tarifas em duas partes, uma fixa e outra variável. A parte variável, em função do número de unidades consumidas, corresponde ao custo marginal e a parte fixa pode corresponder ao montante das perdas para a empresa regulada quando se pratica preço ao nível do custo marginal. Surge a questão de como dividir essa parte fixa pelos consumidores, sendo uma possível forma

a divisão da totalidade dos custos pelo número de consumidores. Esta divisão pode levantar algumas dúvidas, uma vez que os consumidores têm preferências diferenciadas e desconhecidas e este custo pode superar o benefício de alguns consumidores ao adquirir o produto, podendo até conduzir à exclusão do mercado de consumidores de nível de rendimento mais baixo (Armstrong, Cowan e Vickers, 1994 em Pires e Picinni 1998). Assim, a solução pode passar pela parte variável da tarifa ser algo superior ao custo marginal e a parte fixa inferior ao sugerido anteriormente, tentando equilibrar perdas de eficiência resultantes da situação anterior. Podem, assim, ser utilizadas tarifas de blocos decrescentes, isto é, tarifas multipartes, para que os consumidores auto selecionem a tarifa bilateral preferida. Podem, ainda, fixar-se preços *Peak-Load*, preços que variam ao longo do dia em proporção à variação do custo marginal (solução muito comum no setor elétrico).

São frequentes na literatura estudos que verificam se os preços regulados de determinado serviço estão no nível ótimo, ou seja, ao nível do custo marginal. O trabalho de Naughton (1986) fá-lo, sendo analisada a eficiência e equidade da tarifa regulada de eletricidade, em duas partes, nos EUA. Para estudar a eficiência da tarifa, o autor estuda a relação entre o preço e o custo marginal para 78 *utilities* para o ano de 1980. Já para estudar a equidade, o autor analisa a subsídio cruzada entre diferentes classes de consumidores. O estudo é elaborado através da estimação de uma função custo do tipo *translog*. Através desta função pôde-se obter o custo marginal. Foi possível concluir que o preço não estava ao nível do custo marginal, encontrando-se os seguintes preços e custos marginais, expressos em dólares por KWh: 0.05 e 0.02 para a classe residencial, 0.064 e 0.02 para a classe comercial e 0.042 e 0.02 para a industrial, respetivamente. Em relação à subsídio cruzada, não foi possível concluir a sua existência.

No setor de gás natural também têm sido desenvolvidos estudos com este propósito. O trabalho de Davis e Muehlegger (2010) testa a hipótese dos preços de distribuição de gás natural nos EUA se situarem no nível ótimo, igual ao custo marginal, para o período 1989-2008. Foi possível observar que se rejeita a hipótese nula dos preços estarem ao nível do custo marginal para todos os Estados. O estudo aponta ainda para que a diferença do preço real em comparação ao custo marginal seja

particularmente grave nos mercados residencial e comercial, o que origina elevadas perdas de bem-estar anual.

Também Borenstein e Davis (2010) estudam o setor de gás natural dos EUA e medem o efeito de uma transição do preço formado por uma tarifa em duas partes para a fixação do preço ao nível do custo marginal. Concluíram que, com o preço ao nível do custo marginal, famílias que se encontram no nível de rendimento mais baixo iriam pagar uma média de mais 44 dólares de gás natural por ano, enquanto famílias situadas no nível de rendimento mais elevado pagariam uma média de 58 dólares a menos. Os autores defendem que a magnitude destes efeitos é relativamente pequena.

A fixação de preços ao nível do custo marginal é, como já vimos, a solução defendida como ótima. Veja-se agora a solução de 2º ótimo. A solução de 2º ótimo para a fixação dos preços é a aplicação da Regra de *Ramsey* (Ramsey, 1927), que se adequa a empresas multiproduto. Aqui, através da maximização do bem-estar (soma do excedente do consumidor e do excedente do produtor) sujeita à restrição de que as receitas da empresa deverão permitir um retorno justo, encontra-se a chamada solução de *second best*. Assim, com o objetivo de evitar perdas económicas, bem como perdas de bem-estar, os preços de *Ramsey* estabelecem que a distribuição dos custos fixos pelos vários produtos deve ser feita na proporção inversa das suas elasticidades da procura (Viscusi et al., 4ªed, 2005).

Note-se que a determinação de preços de *Ramsey* é, na prática, muito difícil. É pertinente destacar aqui o estudo de Melo e Neto (2007) que determina os preços de *Ramsey* para o preço-quantidade de água para o setor de saneamento básico do Brasil. Os autores concluem que seria necessário uma diminuição do preço de 28,5% para que se aplicasse a regra de *Ramsey* e o setor alcançasse o equilíbrio financeiro.

Também Loeb e Magat (1979) desenvolvem um mecanismo de regulação, este bastante distinto do anterior, sendo o objetivo reduzir o problema de assimetria de informação entre o regulador e as empresas. O modelo consiste em a empresa regulada praticar determinado preço, sendo que o Estado lhe fornece um subsídio de montante idêntico ao excedente do consumidor. Ora a empresa regulada, como agente racional, escolherá o preço que com estas condições maximiza o seu lucro; esse preço é o custo marginal. De facto, como já foi referido, praticar preço ao nível do custo marginal da empresa é a solução que maximiza o bem-estar. Aqui, o excedente do consumidor é o

máximo, sendo que a empresa receberá também o subsídio máximo. Veja-se que se a empresa não fixasse o preço ao nível do custo marginal, mas sim um preço acima, o seu lucro total seria o lucro da empresa ao vender a quantidade a esse preço acrescido do subsídio igual ao excedente do consumidor. Assim, aqui a empresa veria o seu lucro total diminuir pois perderia a parte do subsídio que agora corresponderia ao triângulo de perda de eficiência provocado pelo aumento do preço. Não parece que este modelo seja viável, pois para além de não diminuir as assimetrias de informação entre as empresas e o regulador, as empresas ficariam com todo o excedente e não é esse o objetivo da regulação.

2.2 A Regulação pela Taxa de Retorno

O instrumento tradicionalmente utilizado para a regulação de monopólios naturais é a regulação pela taxa de retorno. Esta é uma regulação pelo custo do serviço que se generalizou a partir da experiência norte-americana, com a regulação de monopólios privados de serviço público (Viscusi et al., 4ªed, 2005). Através deste mecanismo, os preços devem remunerar os custos totais e permitir uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno justa ao investidor. Assim, a definição da taxa de retorno é uma forma indireta de determinação de preços, pois estes serão reajustados quando for necessário recompor a receita, de forma a garantir a taxa de retorno permitida pelo regulador (Pires e Piccinini, 1998). Uma vez aplicado este instrumento de regulação e fixados os preços, estes permanecem inalterados até novo caso de estimação. Durante este período em que os preços permanecem fixos, a empresa está motivada para se tornar mais eficiente ao nível do custo e aumentar os lucros. Este incentivo é referido na literatura como o resultado do *regulatory lag* (Viscusi et al., 4ª edição, 2005).

Para o cálculo deste instrumento utiliza-se a seguinte fórmula, sendo que o lado esquerdo da equação representa a receita total da empresa, s a taxa de retorno permitida e B a *rate base*, uma medida do valor do investimento da empresa.

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = Despesas + sB$$

Uma das dificuldades da aplicação deste instrumento de regulação é a determinação do valor-base (B), ou seja, da medida do valor do investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno. Para tal, podem utilizar-se diferentes métodos. O método do custo original foi o adotado inicialmente tendo-se, posteriormente, difundido pelos diversos países. Através deste método, o valor base é encontrado pelo valor do custo original subtraído das depreciações. Como a adoção deste método pode trazer graves consequências para as empresas em períodos de inflação (Breyer, 1982; Viscusi et. al., 4ªed, 2005), um outro método que pode ser usado é o método do custo de reprodução.

A utilização da regulação pela taxa de retorno tem alguns aspetos negativos, como os consumidores demorarem a beneficiar dos ganhos de eficiência e as empresas poderem ser prejudicadas caso os preços dos *inputs* aumentem de repente. Para além disto, a regulação pela taxa de retorno, devido à assimetria de informação existente entre a empresa regulada e o regulador, que já foi mencionada anteriormente neste capítulo, leva à criação de um problema denominado *Efeito Averch-Johnson* (Averch-Johnson, 1962). De facto, se a taxa de retorno de capital fixada pelo regulador for superior ao real custo de capital da empresa, as empresas terão incentivos a escolher demasiado capital em relação aos outros *inputs*, produzindo de forma ineficiente, com custos mais elevados. Isto acontece porque a sobre utilização do fator capital proporciona uma remuneração superior à depreciação do mesmo, daí o uso de capital excessivo pela empresa (Knittel, 2004). Sendo a taxa de retorno do capital (s) superior ao custo de capital (r), a empresa regulada não irá minimizar os custos, pois terá lucro com cada unidade adicional de capital. Aqui, o problema da empresa é maximizar o seu lucro sujeito à restrição de uma taxa de retorno constante:

$$Max \pi = R(K, L) - wL - rK \quad s. a. \quad \frac{R(K, L) - wL}{K} = s$$

A regulação pela taxa de retorno é uma abordagem da regulação pelo custo do serviço tendo, como foi visto, a desvantagem de não dar incentivo à redução dos mesmos. Note-se que, embora sendo inúmeros os autores que se debruçam acerca de uma série de questões levantadas ao longo dos anos fruto da aplicação da regulação pela taxa de retorno, muitas das preocupações básicas sobre este instrumento regulatório persistem (Uri, 2001). Assim, surgiu a necessidade de se desenvolverem formas de regulação destinadas a incentivar a eficiência, diminuição dos custos e inovação e é desta forma que a regulação pela taxa de retorno tem sido substituída por uma regulação por incentivos. Da sua aplicação é previsto que se alcancem diversos benefícios, tais como eficiência técnica e dinâmica (minimização de custos no curto prazo e no longo prazo, respetivamente), melhoria na qualidade do serviço e do bem-estar dos consumidores e, ainda, redução dos custos com a regulação.

2.3 A Regulação *Price Cap*

A regulação *price cap* é uma das abordagens da regulação por incentivos e a mais comum na regulação dos vários setores. Esta forma de regulação promove fortes incentivos à redução de custos e reequilíbrio de preços e representa a maior inovação, ao nível da regulação, dos últimos 20 anos (Currier, 2007). Como primeiro passo deste instrumento regulatório destaca-se a formulação da regulação como um problema de agência, que valoriza a importância das assimetrias de informação e utiliza a teoria de incentivos desenvolvida na década de 70 (Laffont, 1994).

A política de *price cap* consiste na fixação de um preço máximo para os serviços prestados pela empresa, ajustado com uma frequência e fórmula previamente determinadas. No cálculo está presente um fator que corrige os preços de acordo com a evolução de um índice de preços do consumidor, outro fator que reflete aumentos antecipados de produtividade para um período de anos fixado, o *fator X*, e um último fator que corresponde a factos não controláveis pela empresa.

Para a aplicação deste método, argumenta-se que a fixação do *fator X* é normalmente o maior problema, sendo a determinação da evolução da produtividade decisiva. Assim, existem distintos métodos para o seu cálculo, a saber: análise histórica

e *benchmarking*. Logicamente a escolha de X varia muito entre as diversas indústrias em que a regulação *price cap* é aplicada: setores com maior dinamismo tecnológico (como o de telecomunicações) apresentam, geralmente, valores de X mais elevados do que aqueles cujo processo de inovação tecnológica é mais lento (como o saneamento básico) (Pires e Piccini, 1998).

O trabalho de Alexander e Shugart (1999) para além da regulação normal *price cap*, sobre a qual salienta que os principais resultados são “os fortes incentivos às empresas a maximizar os ganhos de eficiência devido ao período de tempo suficientemente longo entre revisões de preços”, apresenta também outros tipos de regulação semelhantes, como a regulação *price cap* com estratégias *trigger* de revisão e o *revenue cap*. O primeiro é semelhante ao *price cap* normal mas, neste regime de regulação, quando certas variáveis se afastam de um determinado intervalo definido, ocorre imediatamente uma revisão de preços, reduzindo o risco, tanto para a empresa, como para o regulador, se os valores reais diferirem significativamente dos estimados. Os autores referem que este método é bastante usado nos países em desenvolvimento, devido à falta de informação sobre procura e custos nas primeiras etapas de concessão. Em relação ao *revenue cap*, é fixado um valor de receitas que depois de dividido pela procura estimada permite encontrar o preço.

Uma diferença básica entre *price cap* e *revenue cap* é a forma como os dois mecanismos respondem a variações na procura (Kema, 2010). Sob o regime *price cap*, a receita de um prestador vai mover-se na mesma direção de qualquer alteração na quantidade procurada, estando, portanto, presente o risco de uma alteração inesperada da procura. Por outro lado, sob o regime *revenue cap*, é garantido o nível de receitas ao prestador do serviço. A adoção de um destes dois tipos de regulação deverá depender, em parte, de como os custos de fornecer determinado serviço são afetados com alterações na procura. O estudo da Kema (2010) apresenta dois exemplos. Se a estrutura de custos de uma empresa é tal que o custo médio por unidade vendida não varia com alterações no volume vendido, parece apropriado adotar-se a regulação *price cap*, pois a receita média da empresa não vai variar consoante o volume de negócios. Ao contrário, se os custos totais variam apenas em função de alterações na procura, então o *revenue cap* será mais apropriado para o controle de preços.

Dois contextos de regulação *price cap*, o atemporal e o inter-temporal, são apresentados por Dobbs (2004), sendo que enquanto no contexto inter-temporal se estuda a construção do processo de ajustamento de preços e a sua manipulação por parte das empresas reguladas, no atemporal não se tem em consideração um período de tempo que necessitará de ajustamentos e revisões mas apenas o momento atual, em que se tem em conta questões de eficiência ou como fixar determinada tarifa.

Apesar do incentivo para a redução dos custos, têm sido discutidos possíveis problemas resultantes da aplicação do método de regulação *price cap*. Currier (2007) aponta para que o incentivo à redução dos custos possa conduzir à degradação da qualidade do produto. Contudo, o autor refere que as evidências empíricas nem sempre comprovam uma degradação da qualidade do serviço. Ainda Knittel (2004) defende que o efeito empírico sobre os preços após aplicada a regulação *price cap* permanece ambíguo, assim como o efeito de concorrência nos preços, e que ainda há pouca orientação na literatura para a definição de X . Também Loube (1995) apresenta outro problema. O autor argumenta que os problemas da regulação através da *price cap* se prendem com a subsídio cruzada. A subsídio cruzada consiste no suporte de um serviço por outros serviços. Verifica-se também quando, num determinado serviço, um grupo de consumidores suporta maiores custos do que aqueles que efetivamente gera, ao mesmo tempo que existe um outro grupo que suporta custos inferiores aos gerados¹. Loube (1995) refere então que, uma vez que a regulação *price cap* permite mudanças seletivas de preços, por estarem dependentes dos custos reportados, permitirá desenvolver estratégias de subsídio de preços cruzados.

Apesar destes problemas apontados à regulação *price cap*, o certo é que a maioria dos autores concorda que, apesar de permanecerem elevados custos e uma regulação complexa, a regulação *price cap*, para além de todas as vantagens já descritas da regulação por incentivos, demonstra ser superior ao do custo do serviço por permitir uma melhor previsão do futuro (*forward-looking information*). De facto, enquanto na regulação pela taxa de retorno se tem em conta custos e comportamentos passados da procura, a regulação *price cap*, para além de ter em conta estas variáveis, procura promover uma eficiência dinâmica, ao incorporar fatores que consideram previsões de

¹ Este problema pode verificar-se, por exemplo, no setor energético, onde uma determinada classe de consumidores pode suportar custos gerados por uma outra diferente classe de consumidores.

aumento de produtividade, inovações tecnológicas e mudanças comportamentais da procura (Beesley e Littlechild, 1989).

Empiricamente têm sido desenvolvidos trabalhos sobre a transição de regulação pela taxa de retorno para a regulação por incentivos. Donald e Sappington (1997) estudam os determinantes na escolha entre a regulação pela taxa de retorno e regulação por incentivos no setor das telecomunicações dos EUA. Os autores concluem ser mais provável a escolha de regulação por incentivos nas seguintes condições: quando a regulação por incentivos já foi escolhida no passado; é menos provável a retoma para a regulação pela taxa de retorno quando o partido que a substituiu pela regulação por incentivos é reeleito; quando o partido democrático eleito controla tanto o poder executivo como o legislativo; e, por último, se os lucros de uma empresa forem inferiores aos da média da indústria é provável que se adote a regulação por incentivos (pelo contrário, se os lucros excederem em mais de 10% a média, é mais provável a continuação da aplicação da regulação pela taxa de retorno).

Uma comparação entre o nível de inovação sob regulação pela taxa de retorno e sob regulação por incentivos é elaborada por Cabral e Riordan (1989), sendo que os resultados apontam para as propriedades benéficas ao nível da inovação da regulação por incentivos. Também Uri (2001) faz o mesmo teste para o serviço de acesso aos lacetes locais na indústria de telecomunicações dos EUA, concluindo o mesmo. Gasmi, F. et al. (1997) e Heyes e Liston-Heyes (1998) estudam a regulação por incentivos como forma de aumentar a eficiência da estrutura de custos da empresa. Também o trabalho de Trillas et al. (2011) analisa a eficiência produtiva consequente de uma reforma da regulação para o serviço de inspeção de veículos, concluindo mais uma vez que a eficiência está ligada à regulação por incentivos.

A estabilidade na tarifação de determinado serviço é também, indiretamente, um objetivo da regulação por incentivos (Kridel et al., 1996 em Uri, 2001). É aqui que se enquadra o trabalho de Knittel (2004) que, também estudando a regulação do mercado das telecomunicações dos EUA, avalia as consequências na frequência de mudanças de tarifas resultantes da alteração da regulação da taxa de retorno para o método *price cap*, entre os anos 1988 e 1995 para 70 cidades. De acordo com o autor, a regulação *price cap* é associada a menores mudanças de tarifas do que a regulação pela taxa de retorno. Foi possível ainda concluir que, quando estão presentes juntamente a regulação *price*

cap e algum nível de concorrência, reduz-se fortemente a subsidiação cruzada. Brekke et al. (2009) também observam as consequências nos preços fruto da regulação *price cap* para o setor farmacêutico, concluindo por uma redução dos preços tanto nos remédios de marca como nos genéricos, com um efeito mais forte nos de marca.

2.4 *Yardstick Competition* ou Regulação de Desempenho

Por último, é também apresentado na literatura da regulação económica o método da *yardstick competition*, ou regulação de desempenho, como outra forma de regulação por incentivos. Aqui, a regulação baseia-se na comparação do comportamento da empresa regulada com o de outras empresas reguladas da mesma atividade noutros mercados. Este método foi primeiramente abordado por Holmstrom (1982) e Shleifer (1985) e posteriormente desenvolvido por vários autores, dos quais são exemplo Dalen (1998) e Sobel (1999). Este tipo de regulação é muito adotado em casos de monopólio natural regional, costumando ser usado no setor de saneamento (Salgado, 2003), sendo que a regulação *yardstick* aplicada às *public utilities* parece melhorar o desempenho dos monopólios regulados (Lin, 2008). Os reguladores podem ainda avaliar o desempenho dos serviços públicos nacionais num contexto mais amplo de práticas internacionais (Jamash e Pollitt, 2001).

Este método de regulação tem sido estudado recentemente por muitos autores. Bhaskar et al. (2006) estudam a eficácia da regulação *yardstick*, apontando para que as privatizações parciais (privatizações de algumas empresas de determinada indústria) de empresas públicas aumentam a eficácia deste instrumento de regulação. Também Mizutani et al. (2009) estuda este instrumento chegando à conclusão de um aumento de eficiência custo das empresas ferroviárias do Japão resultante da aplicação da regulação *yardstick*. Lin (2008) refere ainda que o método *yardstick* é utilizado em vários países para fornecer informações úteis sobre o *fator X* utilizado na regulação *price cap*.

Muthuraman (2008) discute a regulação apoiada em bases de referência para o caso do gás natural. Com a adoção deste sistema, o regulador escolhe inicialmente e anuncia um ponto de referência. No final do período considerado, os custos da empresa distribuidora de gás natural para o período são comparados com os de referência e é calculado um bônus ou recompensa. Esta recompensa pode ser positiva ou negativa,

dependendo do desempenho da empresa relativamente ao quadro de referência. Para a decisão da referência a ter em conta, de acordo com os autores, o uso da regulação por *yardstick* tem sido a mais explorada.

2.5 A regulação e o Bem-estar social

Pôde ver-se até aqui que a regulação aparece, na literatura económica, associada a maior nível de bem-estar social. Tal facto é fruto da aplicação de regras regulatórias que controlam, de alguma maneira, as decisões das empresas, nomeadamente no caso de monopólios naturais. De facto, um dos objetivos da regulação é mesmo conduzir a maior bem-estar de uma sociedade. Torna-se então pertinente destacar, aquando estudada a regulação, o contributo das regras regulatórias em vigor para o bem-estar, visto que nem sempre se conseguem alcançar os objetivos e metas pretendidas. Assim, muitos trabalhos incluem este aspeto, sendo que se destacam aqui alguns relativos ao setor do gás natural, visto ser este o setor que se irá estudar nos próximos capítulos.

O trabalho de Arano e Blair (2008) analisa o contributo da regulação do mercado de gás natural dos EUA, de 1977 a 2000, para o bem-estar. Os autores, estudando o impacto da desregulação (utilizando um modelo de procura e oferta de livre mercado) e comparando com o período de regulação, concluem que as políticas regulatórias em vigor causaram uma perda de bem-estar total de aproximadamente 15,47 mil milhões de dólares. Também Davis e Muehlegger (2010) ao verificarem que os preços de gás natural nos EUA não estão ao nível do custo marginal, procedem a uma determinação do bem-estar daí decorrente. Através da estimação da elasticidade preço da procura, os autores encontram uma perda de bem-estar anual no valor de 2.7 mil milhões de dólares, o que representa aproximadamente 3% dos 92 mil milhões de dólares das despesas totais com o gás natural nos EUA para o ano de 2008.

Por último, Clastres e David (2009) estudam o efeito provocado no bem-estar fruto de uma regulação assimétrica imposta aos operadores históricos nos mercados de energia europeus, nomeadamente de gás natural. A assimetria analisada consistiu na introdução de programas de libertação de determinada quantidade de gás de empresas incumbentes para empresas concorrentes. O objetivo desta política, com duração limitada, é dar acesso ao mercado por parte dos concorrentes. A análise dos autores

baseou-se num modelo de Cournot com restrição de capacidade. Foi possível concluir que uma regulação assimétrica não provoca qualquer impacto no excedente do consumidor, mas que provoca uma diminuição do bem-estar total, pelo que seria preferível uma regulação simétrica.

3. O Setor de Gás Natural: Descrição do setor e sua Regulação

3.1 O Gás Natural em Portugal

As questões energéticas possuem grande importância para a sustentabilidade das sociedades modernas. De facto, tanto a uma escala nacional como internacional, a energia é um *input* indispensável ao desenvolvimento económico, variando a sua importância relativa de acordo com o nível de desenvolvimento de cada país. A procura de energia tem aumentado continuamente, pelo que se tem assistido a uma expansão das fontes de energia económica. Assim, é de facto importante que o preço da energia seja adequado (refletindo os custos privados e sociais da obtenção da mesma), de forma a incentivar escolhas eficientes dentro e através de diferentes fontes de energia (Davis e Muehlegger, 2010). É por esta razão que o interesse público na regulação destes mercados é elevado.

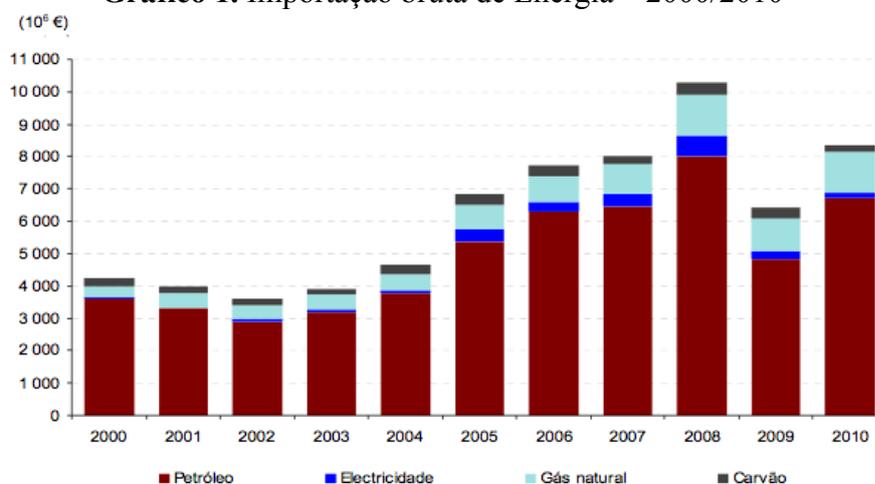
Em Portugal, a situação energética é não só marcada pelo petróleo, mas também pelas restantes fontes de energia que são importadas, nomeadamente o carvão e o gás natural, representando estas formas de energia primária mais de 80% no balanço energético nacional (Machado, 2009). O setor do gás natural é um setor em pleno desenvolvimento, com uma história de aproximadamente duas décadas no território nacional, tendo sido introduzido no país em 1989. O gás natural é considerado a fonte de energia que crescerá mais rapidamente, devido à sua combustão mais limpa, que portanto reduz o impacto sobre o ambiente, e ainda devido à sua versatilidade (Maranhão, 2004). Estima-se uma procura de gás natural mundial para 2030 superior em 55% à dos últimos anos (ExxonMobil, 2010).

A decisão de introduzir o gás natural em Portugal permitiu o acesso a uma nova fonte de energia competitiva, cómoda e limpa, contribuindo para o aumento da competitividade da indústria do país, principalmente a de maior intensidade energética, e para a melhoria da segurança do abastecimento energético. A União Europeia apoiou este projeto de introdução de gás natural, através de subsídios aos investimentos necessários e empréstimos bonificados do Banco Europeu de Investimento (BEI). De facto, são necessários elevados investimentos para a viabilização destes projetos que incorporam, como de seguida se fará a descrição mais pormenorizada, um sistema de

recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural.

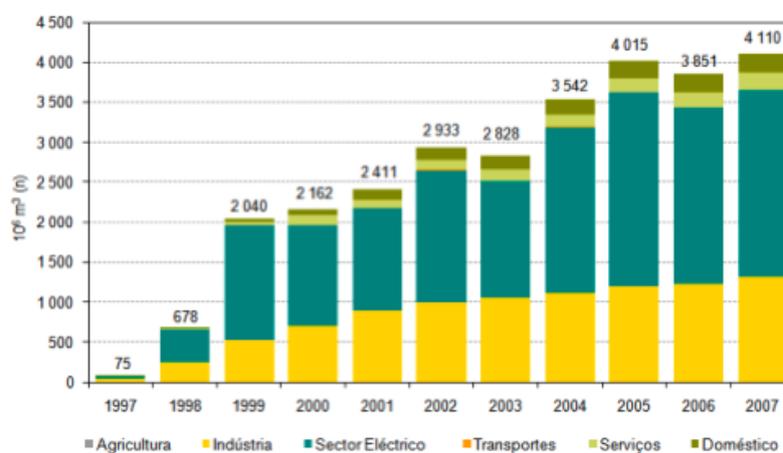
Com vista a enfatizar a importância do gás natural no conjunto do setor energético português, os gráficos seguintes apresentam a evolução das importações de gás natural no total de importações de energia¹ (registra-se um maior peso nomeadamente a partir de 2005, fixando-se nos 14% em 2010) e a evolução do consumo por setor de atividade económica. Em relação aos setores que consomem maior quantidade de gás natural destacam-se, em 2007, o setor elétrico e os serviços.

Gráfico 1. Importação bruta de Energia – 2000/2010



Fonte: DGEG (2010)

Gráfico 2. Consumo de Gás Natural por setor de atividade económica 1997/2007



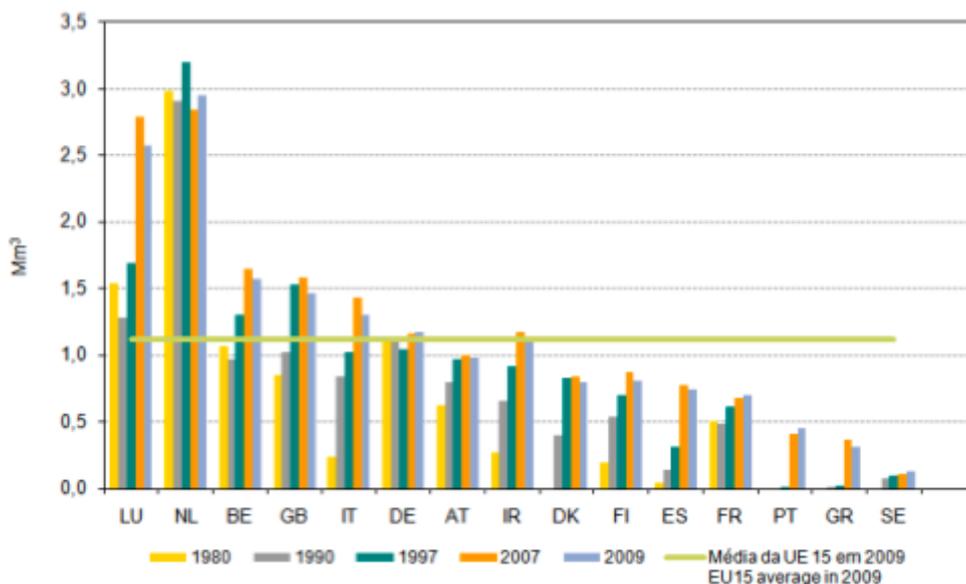
Fonte: Apresentado na página da ERSE

¹ Como se verá de seguida, não existe produção de gás natural em Portugal, pelo que é necessária a sua importação.

A participação do setor do gás natural na geração de riqueza na economia nacional é medida através do peso do valor acrescentado bruto (VAB) do setor no VAB nacional. Nos últimos anos este peso tem crescido, o que indica uma maior importância do setor no panorama nacional. A partir de 2002 o VAB do gás natural passou, inclusive, a apresentar um crescimento bastante superior ao ritmo do crescimento do VAB nacional², o que significa que proporciona cada vez maior contributo para a criação da riqueza.

Apesar do elevado crescimento do mercado de gás natural dentro do setor energético nos últimos anos, o consumo de gás natural *per capita* no país ainda se situa bastante abaixo da média da União Europeia (Gráfico 3).

Gráfico 3. Consumo de Gás Natural *per capita* 1980/2009



Fonte: Apresentado na página da ERSE

² Ver Anexo 1.

3.2 Descrição do setor de Gás Natural em Portugal

Alguns dos aspetos característicos do gás natural são a chama fácil e finamente regulável com temperatura constante, o fornecimento direto no local de consumo, sem transtorno para o utilizador, a ausência de necessidade de armazenamento no local de consumo, o fácil uso e ser pouco poluente. Apesar de descrito desta forma parecer simples, a indústria e o mercado de gás natural possuem características técnicas e económicas específicas relevantes, que devem ser consideradas na análise do tema. Como tal, existem especificidades distintas em cada uma das fases da cadeia do gás natural que se apresentam de seguida.



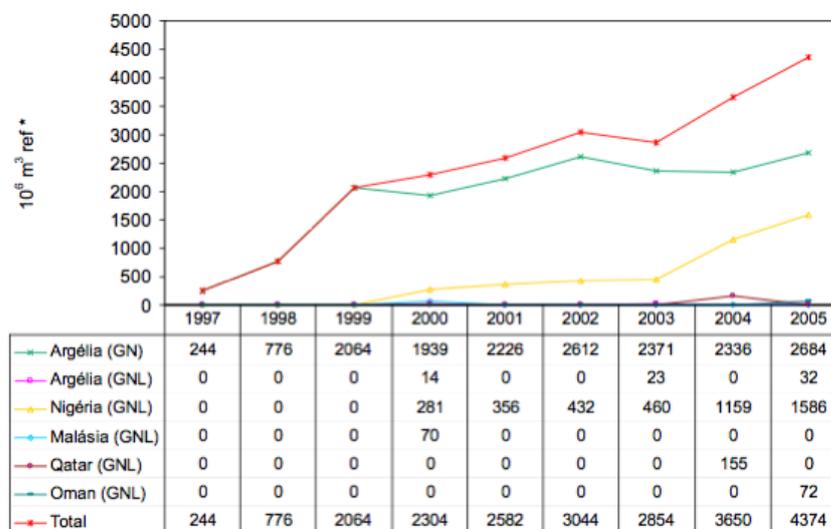
3.2.1 Aprovisionamento de Gás Natural

Em Portugal não há produção de gás natural, devido à inexistência de jazidas em território nacional. Assim, os principais fornecedores para o país de gás natural são a Argélia e a Nigéria, através de contratos *take-or-pay* de longo prazo. A cláusula *take-or-pay* é utilizada em contratos de longa duração, com o objetivo de amenizar os riscos perante situações de crescimento da procura e/ou expansão das reservas de gás natural. Nestes contratos o comprador deve adquirir uma quantidade mínima, que terá que pagar mesmo em caso de não utilização (Vasconcellos e Neto, 2004).

Tal como foi referido, a Argélia e Nigéria são os principais fornecedores de gás natural (Gráfico 4 e Gráfico 5), sendo que o mesmo é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines, quando se trata de gás natural liquefeito (GNL). Entra em território nacional no Campo Maior o gás natural proveniente da Argélia. Por outro lado, é pelo

porto de Sines que o país recebe as quantidades vindas da Nigéria. A capacidade de receção em Campo Maior é de 3 700 milhões de m³/ano (cerca de 420 000 m³/h) e o terminal de Sines tem uma capacidade de emissão para a rede nacional de transporte de 5 250 milhões de m³/ano.

Gráfico 4. Importação de Gás Natural e GNL (por origem) 1997/2005



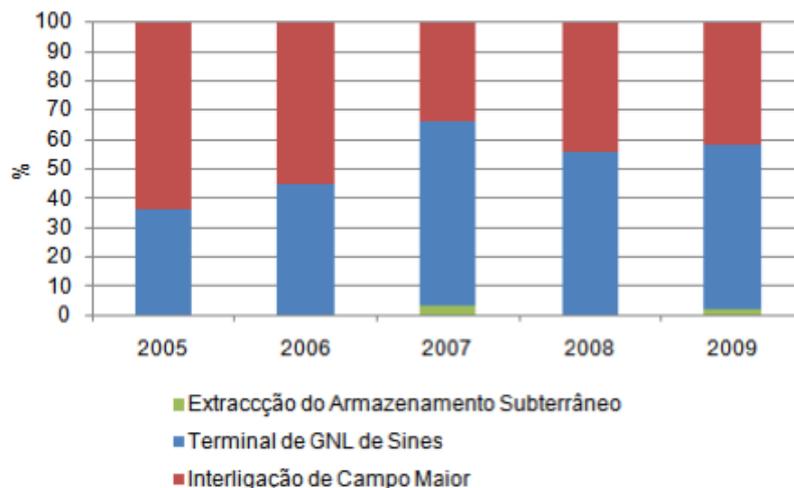
Nota: (ref*) Valor obtido com base nas quantidades de energia, considerando um PCS de 42,00 MJ/m³

Fonte: Transgás em ERSE (2007a)

O Gráfico 5 representa a repartição do aprovisionamento de gás natural em Portugal, no qual pode observar-se que, a partir de 2007, a maior parte do abastecimento de gás natural deu entrada no país pelo terminal de GNL de Sines. Em 2009 o gás natural proveniente da Nigéria representa aproximadamente 55% do volume total de gás contratado, tendo o país recebido um total de 36 navios metaneiros, o que representa um aumento de 56% relativamente a 2005³.

³ Informação retirada da página da ERSE.

Gráfico 5. Repartição do aprovisionamento de Gás Natural 2005/2009



Fonte: Apresentado na página da ERSE

3.2.2 Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

A construção de um terminal de GNL integrou o âmbito da concessão do serviço público de importação de gás natural e do seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão. Foi entregue à Transgás-Atlântico, Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A, a responsabilidade de construir e explorar um terminal, tendo sido aprovada a construção do terminal em Sines (em detrimento de Setúbal e Peniche). O investimento global previsto ascendeu a cerca de 250 milhões de Euros, sendo 40% financiado pela União Europeia a fundo perdido. O início da construção iniciou-se em 2001 e terminou em 2003.

O terminal tem como principais atividades a receção, a armazenagem e a regaseificação do GNL. A receção do GNL é feita através das instalações portuárias de descarga dos navios metaneiros, sendo a possibilidade de acostagem de navios metaneiros com capacidade de armazenagem de 40 000 m³ a 165 000 m³. A armazenagem do GNL é realizada em dois tanques com total capacidade de 240 000 m³, estando prevista a possibilidade de construir um terceiro reservatório. A última atividade é a regaseificação e emissão do gás natural para o gasoduto Sines - Setúbal e carga do GNL em camiões cisterna.

3.2.3 Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

Após receção do gás natural em território nacional, este é armazenado subterraneamente, sendo que a atividade de armazenamento subterrâneo compreende à receção, compressão, armazenamento no subsolo e despressurização e secagem do gás, para posterior entrega do mesmo à rede de transporte. O acesso às instalações de armazenamento subterrâneo pode ser efetuado sob a forma de um acesso negociado com os respetivos operadores, de um acesso regulado ou, ainda, por uma combinação de ambos, sendo a atividade exercida em regime de concessão de serviço público.

É no armazenamento subterrâneo do Carriço que é armazenado o gás natural em Portugal. O mesmo é composto por uma infraestrutura com quatro cavidades, criadas no interior de um maciço salino através de um processo de dissolução controlada (lixiviação) detida pela REN Armazenagem e pela Transgás Armazenagem e por uma instalação de superfície comum a todo o complexo, detida e explorada pela REN Armazenagem.

As quatro cavernas subterrâneas são cilíndricas e possuem uma capacidade de armazenagem útil total de 190 milhões de m³ de gás natural a 180 bar. A injeção do gás natural nas cavidades é efetuada a uma pressão média de 180 bar e as quatro cavidades estão ligadas a uma estação única de superfície, através de tubagens enterradas.

3.2.4 Transporte de Gás Natural

A atividade seguinte é a de transporte do gás natural, assumindo a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural um papel crucial no Sistema Nacional de Gás Natural. O transporte consiste na veiculação de gás natural numa rede interligada de alta pressão, para efeitos de receção e entrega a distribuidores e a instalações fisicamente ligadas à rede de transporte, excluindo a comercialização. A entidade responsável pela atividade de transporte é a REN Gasodutos. A este operador da rede de transporte compete a manutenção e desenvolvimento da rede de gasodutos de alta pressão e as suas interligações com outras redes, bem como assegurar a capacidade da rede a longo prazo.

A rede de transporte em alta pressão em Portugal encontra-se dividida em sete gasodutos, contando a rede de transporte com 1267 km no final do ano de 2009⁴ e duas interligações com a rede de transporte de Espanha (em Campo Maior (Badajoz) e em Valença do Minho (Tuy)). A Figura 1 ilustra a rede de transporte de alta pressão, em Portugal.

Figura 1. Lotes de Rede de alta pressão



Fonte: Apresentado na página da ERSE

⁴ Informação retirada da página da ERSE.

3.2.5 Distribuição de Gás Natural

A exploração, a manutenção de redes regionais ou locais de gasodutos para fornecimento a clientes numa área específica e o desenvolvimento das suas interligações com outras redes são as atividades que compõem a distribuição de gás natural. Assegurar a capacidade da rede a longo prazo é também outro objetivo desta atividade.

A distribuição de gás natural processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural, mediante atribuição pelo Estado de concessões de redes de distribuição regional, exercidas em exclusivo e em regime de serviço público, ou licenças de distribuição em redes locais autónomas, não ligadas ao sistema interligado de gasodutos e redes, igualmente exercidas em exclusivo e em regime de serviço público. Note-se que a atividade de distribuição é juridicamente separada da atividade de transporte e das demais atividades não relacionadas com a distribuição, não sendo no entanto obrigatória esta separação quando os distribuidores abasteçam um número de clientes inferior a 100 mil.

Em Portugal existem onze redes de distribuição de gás natural, sendo que seis estão ligadas à rede de transporte (Portgás, LisboaGás, Lusitaniagás, Setgás, Tagusgás e Beiragás) e as restantes cinco são redes isoladas (Duriensegás, Dianagás, Medigás, Paxgás e Sonorgás). Estas redes isoladas caracterizam-se por incluírem as Unidades Autónomas de GNL (UAG) que permitem, por um lado, receber GNL através de camiões cisterna e, por outro lado, regaseificar o GNL e abastecer os clientes com gás natural através de uma rede de distribuição local.

A Tabela 1 apresenta as onze empresas distribuidoras de gás natural em Portugal. A tabela é composta pela data de atribuição das concessões/licenças e ano de início da distribuição de gás natural para cada uma das redes de distribuição e pelo número de clientes e extensão de cada uma, em 2010. Verifica-se que, apesar das primeiras concessões terem sido atribuídas em 1993, a distribuição de gás natural em Portugal apenas se iniciou em 1997, através das empresas de distribuição Portgás, LisboaGás, Lusitaniagás e Setgás.

Através da leitura da Tabela 1 pode também destacar-se que é a LisboaGás a empresa de distribuição de gás natural que possui maior extensão da rede e consequentemente o maior número de clientes, servindo aproximadamente 43% do total

de clientes deste mercado, seguida da Portgás, da Lusitaniagás e da Setgás. É ainda possível concluir que as redes situadas no litoral do país são as que possuem maior dimensão, representando grande maioria do consumo de gás natural.

Tabela 1. Breve descrição das Redes de Distribuição de Gás Natural

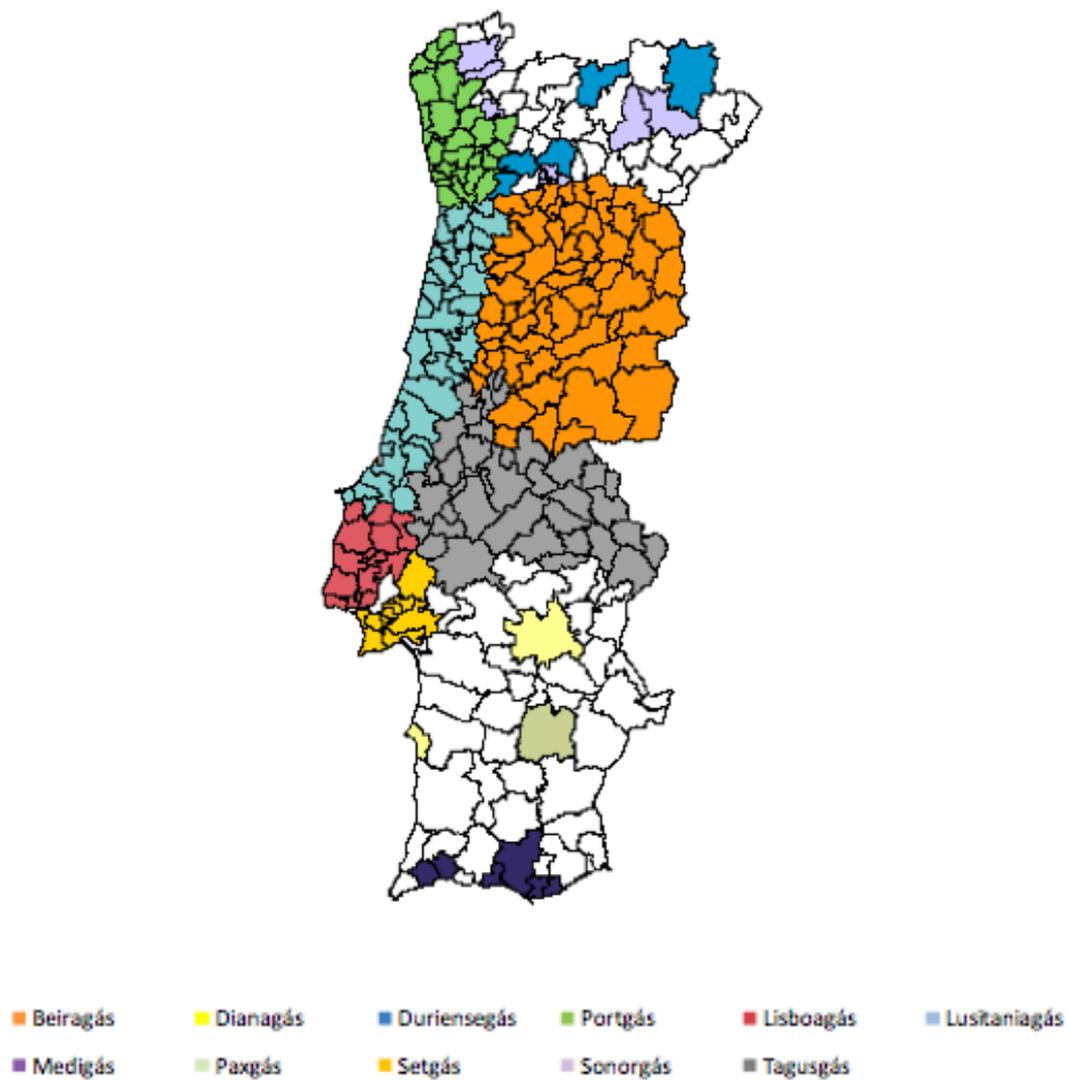
Distribuidores de Gás Natural	Área Geográfica	Concessão/Licença	Início de Distribuição	Extensão da rede (km)	Nº Clientes (2010)
Lisboagás	Distrito Lisboa	1993	1997	4127	486893
Portgás	Norte Litoral	1993	1997	3287	200826
Setgás	Setúbal	1997	1997	1757	142811
Lusitaniagás	Litoral Centro	1997	1997	2992	179696
Tagusgás	Vale do Tejo	1998	2001	587	26435
Duriensegás	Norte Interior	2002 e 2008	2000	464	22388
Beiragás	Interior Centro	1998	2000	687	42123
Medigás	Algarve	2002	2001	208	13804
Dianagás	Distrito Évora	2002 e 2005	2002	134	5430
Sonorgás	Norte Interior	2004	2005	200	9658
Paxgás	Beja	2008	2008	39	3186

Fonte: Elaboração Própria

A figura seguinte (Figura 2) ilustra a área de concessão das empresas distribuidoras.

No próximo capítulo (Capítulo 4) vamos tratar exatamente da atividade de distribuição de gás natural. A análise feita terá como objetivo verificar se o nível de proveitos permitidos às empresas distribuidoras está ao nível do seu custo marginal. Vai também poder verificar-se que a Lusitaniagás, a Lisboagás e a Portgás distribuem cerca de 80% do total de gás natural em Portugal.

Figura 2. Área de concessão das Empresas Distribuidoras



Fonte: ERSE (2010c)

3.2.6 Comercialização de Gás Natural

A atividade de comercialização de gás natural é livre mas sujeita a atribuição de licença pela entidade administrativa competente. Em troca do pagamento de uma tarifa regulada, os comercializadores têm direito de acesso às instalações de armazenamento e terminais de GNL, às redes de transporte e às redes de distribuição.

Desde 1 de janeiro de 2010, todos os consumidores de gás natural podem escolher o seu comercializador no mercado liberalizado de gás natural. Os comercializadores em regime de mercado que atualmente exercem a sua atividade em Portugal continental, com os quais o consumidor pode contratar o fornecimento de gás natural estão indicados na tabela seguinte.

Tabela 2. Comercializadores de Gás Natural em Portugal

Comercializadores de Gás Natural
EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.
EDP Gás.com – Comércio de Gás Natural, SA
Endesa Energia, S.A. (Unipessoal)
Galp Gás Natural, SA
Galp Power, SA
GOLD ENERGY – Comercializadora de Energia, S.A.
Iberdrola S.A.
Investigación, Criogenia y Gas, S.A. - sucursal (INCRYGAS)
Union Fenosa Comercial, S.L.- Sucursal em Portugal

Fonte: Elaboração Própria (informação na página da ERSE)

Como comercializador de último recurso é considerado o comercializador que tem obrigações de serviço público nas áreas abrangidas pela Rede Pública de Gás Natural. Assim, para se exercer a atividade de comercializador de último recurso, e depois de adquirida a licença, fica-se sujeito à obrigação de fornecimento, a todos os clientes que o pretenderem, nas áreas abrangidas pela rede pública. Note-se que este

comercializador torna-se obrigado a adquirir o gás natural de acordo com os termos definidos na legislação, é obrigado a fornecer gás natural a quem lho requisitar e deve aplicar tarifas reguladas a clientes finais, de acordo com o estabelecido em legislação complementar e no Regulamento Tarifário.

Atualmente os comercializadores de último recurso em Portugal são os indicados abaixo, sendo que apenas a EDPGás, a Sonorgás e a Tagusgás não pertencem à Galp Energia.

Tabela 3. Comercializadores de último recurso de Gás Natural em Portugal

Comercializadores de Último Recurso
Beiragás – Companhia de Gás das Beiras, SA
Dianagás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, SA
Duriensegás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, SA
EDP Gás Serviço Universal, SA
Lisboagás Comercialização, SA
Lusitaniagás Comercialização, SA
Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, SA
Paxgás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, SA
Setgás Comercialização, SA
Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, SA
Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, SA
Transgás, SA

Fonte: Elaboração Própria

3.3 A Regulação do setor de Gás Natural

Para o desenvolvimento sustentável são indispensáveis infraestruturas de qualidade (C.E., 2010). Todos os países precisam de sistemas sanitários, de energia, de transportes e de comunicações eficazes, para poderem prosperar e oferecer às suas populações um nível de vida decente. Ao longo dos últimos 15 anos, foram publicados mais de 150 artigos que analisam os efeitos macroeconómicos das infraestruturas (Estache, 2004). Segundo o autor, os resultados dessas abordagens são realmente consistentes nas avaliações de elevado retorno social de projetos de infraestruturas. Calderón e Servén (2004) retiram a mesma conclusão, argumentando que a desigualdade social diminui com o aumento da quantidade e qualidade das infraestruturas.

Os setores que necessitam de uma rede de infraestruturas são normalmente, devido às suas características, setores regulados. A prestação de alguns dos serviços energéticos implica a utilização de infraestruturas e outros meios, que, eventualmente, constituem monopólios naturais. Também a indústria de gás natural possui esta característica, sendo as atividades de transporte e distribuição de gás natural normalmente exercidas em regime de monopólio, pelo que é necessária a sua regulação⁵. Muitos autores têm-se, de facto, vindo a debruçar sobre a regulação do setor de gás natural nos diversos países⁶. Veja-se então o porquê da necessidade de regulação do setor do gás natural.

Na extração de gás é necessário um elevado investimento inicial, para a determinação da localização de reservatórios (o que envolve testes sísmicos, testes de formação e perfuração de poços de delimitação) e para o desenvolvimento tecnológico e de campo. Esses investimentos fazem com que as empresas se deparem com altos riscos e incertezas, tanto geológicos como de mercado (Almeida, 2001). Outra especificidade deste segmento é o facto de nem todas as reservas possuírem as mesmas características físico-químicas. Nesse sentido, está-se perante um fator de diferenciação competitiva entre as empresas, uma vez que o produtor que possuir uma reserva com maior

⁵ A necessidade de regulação de monopólios está explicada no Capítulo 2.

⁶ Jamasb et al. (2008) e Cerovic et al. (2009) estudam a regulação do gás natural no contexto europeu; Borenstein e David (2010), Muthuraman et al. (2008), Borenstein e Davis, 2010 estudam a regulação do setor nos EUA; Freitas (2004) estuda a regulação do gás natural no Brasil e Campodónico (1999) em toda a América Latina.

viabilidade de exploração terá vantagem face aos demais produtores (Freitas, 2004). Estes fatores conduzem à necessidade de regulação.

Também na fase de transporte e distribuição de gás natural surgem problemas de carácter regulatório. No que respeita ao transporte existem importantes características que merecem destaque. A principal forma de transporte de gás natural é o gasoduto, embora também tenha importância o transporte de gás natural liquefeito e de gás natural comprimido. Os gasodutos podem variar em diâmetro e pressão, sendo os custos de transporte bastante elevados, principalmente para distâncias mais elevadas (por necessitarem de mais estações de compressão) (Freitas, 2004). Assim, a construção de gasodutos exige um investimento em capital fixo elevado, variando os custos de acordo com a extensão do gasoduto, com as condições geográficas da região e com a dimensão máxima da procura a ser servida por esse gasoduto. A par dos elevados custos está o aproveitamento de economias de escala. Com o aumento da carga de gás transportada, os custos fixos diluem-se e é possível a redução do custo médio de transporte, pelo que se está perante um monopólio natural.

Tal como na construção de um gasoduto, a construção de uma rede de distribuição de gás natural implica elevados custos pelo que, em consequência do custo fixo muito elevado e das economias de escala, pode existir uma estrutura de monopólio natural na distribuição, dificultando a entrada de novos agentes. Muthuraman et al. (2008) acrescentam que, de facto, a distribuição de gás natural é normalmente um monopólio natural, podendo este ter carácter regional, não tendo os consumidores diferentes hipóteses na escolha de empresa de distribuição.

A necessidade da regulação económica na indústria de gás natural é, então, fruto dos elevados *sunk costs* devido às especificidades do setor (não há alternativa económica para o uso dos ativos e os custos de saída são relevantes) e ao aproveitamento das economias de escala. Assim, através de mecanismos regulatórios, é possível manter-se os preços num nível que permita apenas cobrir os custos de operação e de oportunidade dos investimentos já realizados. Note-se que uma grande parte do custo total final do consumo de gás natural advém do custo de transporte e distribuição (Borenstein e Davis, 2010), pelo que taxas elevadas nestas etapas da cadeia provocarão elevados preços finais. Pode até existir a possibilidade de haver comportamento oportunista, fazendo com que os custos de transação aumentem.

Em suma, sendo o acesso ao gás natural considerado um bem essencial, a sua disponibilização é sujeita a obrigações de serviço público tais como a segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, garantia da universalidade de prestação do serviço, proteção dos consumidores (quanto a tarifas e preços) e ainda promoção da eficiência energética e proteção do ambiente. Assim, o facto de a indústria ser um monopólio natural é o principal aspeto que induz à intervenção pública no setor da energia (Davis e Muehlegger, 2009). Especificamente no setor do gás natural, é aceite e universal na literatura que a existência de monopólios naturais, nomeadamente nas redes de transporte e distribuição, se apresenta como principal razão da necessidade de regulação do setor. Mas qual o instrumento de regulação a aplicar? É visando responder a esta questão que muitos autores se têm debruçado sobre a temática da regulação do gás natural nos diversos países. O objetivo das variadas reformas regulatórias é promover a eficiência destas atividades, quer de distribuição quer de transmissão, contudo nem sempre é conseguido.

3.3.1 A Regulação do gás natural nos EUA

3.3.1.1 A evolução da Regulação

A regulação do gás natural nos EUA está longe de ser recente. Em meados de 1800, no início do desenvolvimento da indústria, o gás natural era predominantemente fabricado a partir de carvão, entregue no local e, geralmente, apenas dentro do mesmo município em que fora produzido. Já nesta altura, os governos locais aperceberam-se das características de monopólio natural do mercado de gás natural e consideraram a distribuição de gás natural uma atividade que afeta o interesse público a um nível suficiente para merecer regulação. Foram os inícios da regulação do setor de gás natural nos EUA. O objetivo dos governos locais foi regular as taxas cobradas por esses monopolistas e estabelecer regras que os impediam de abusar da sua posição dominante.

Com o desenvolvimento da indústria de gás natural, tornou-se cada vez mais complexa a sua regulação. No início de 1900, o gás natural começou a circular entre os municípios, deixando os mercados de gás natural de serem segmentados por limites municipais, sendo que os gasodutos já transportavam o gás natural de cidade para

cidade. Esta nova mobilidade fez com que os governos locais deixassem de poder supervisionar toda a sua cadeia de distribuição ao mesmo tempo que não existia regulação entre municípios. Foi com este propósito que os governos a nível estadual se propuseram regular o novo mercado de gás natural intraestadual, determinando as taxas que poderiam ser cobrados pelos distribuidores de gás. Um dos primeiros Estados a fazê-lo foi Nova Iorque no ano de 1907.

Uns anos mais tarde, com os desenvolvimentos tecnológicos e inovação, tornou-se possível o transporte de longa distância de gás natural através de gasodutos interestatais, surgindo novamente a necessidade de uma reforma da regulação aplicada. Foi assim que, com a preocupação em relação ao poder de monopólio dos gasodutos interestaduais, bem como ao conglomerado da indústria, que o governo federal, em 1935, interveio na regulação da distribuição de gás natural interestadual. Contudo, a lei não abrangia a regulação da comercialização interestadual de gás natural. Foi em 1938 que o governo federal se envolveu diretamente na regulação do gás natural interestadual com a aprovação da *Lei do Gás Natural* que regulava as vendas interestaduais de gás natural. A Lei especificava que não poderia ser construído um novo gasoduto interestadual para fornecer gás natural num mercado que já contivesse um e em 1942 passou a ser necessária uma aprovação do governo federal para construir um gasoduto interestadual. Note-se que esta Lei não especificou nenhuma regulação dos preços de gás natural para as vendas dos produtores para os gasodutos. Foi só no início dos anos 40 que se determinou que essas vendas estavam sujeitos a supervisão federal, nos casos em que um produtor simultaneamente vende e compra para transportar.

Foi em 1954 que os produtores de gás natural que vendiam para gasodutos interestaduais se passaram a classificar como “empresas de gás natural” e sujeitas a supervisão regulatória. Isto significou que essas transações seriam reguladas da mesma forma que o gás natural vendido por gasodutos interestaduais a empresas de distribuição local. Assim, para a regulação dos preços dos produtores, foi aplicada a tradicional regulação pelo custo do serviço, sendo o cálculo feito com base no custo da prestação do serviço e não no valor de mercado do serviço. Devido ao cálculo ser feito desta forma, e tal como já fora mencionado no Capítulo 2, esta regulação pode trazer problemas. Assim, de 1954 a 1960, tentou estabelecer-se os preços dos produtores de forma individual, definindo as taxas com base no custo de cada produtor de serviço.

Contudo este método tornou-se inviável pois havia já um grande número de produtores⁷.

Devido ao problema criado, o regulador decidiu, em 1960, criar taxas com base em áreas geográficas. Para tal os EUA foram divididos em cinco regiões produtoras distintas. Aqui começou a ser aplicada uma regulação *price cap* (que estabelecia preços máximos) com o objetivo de determinar uma taxa justa e razoável a ser aplicada a todas as vendas de gás natural a partir de uma determinada região. Surgiram dificuldades com a determinação destas taxas e em 1970 ainda só tinham sido estabelecidas para apenas duas das cinco zonas de produção. Assim, foi 4 anos mais tarde, em 1974, que se adota uma *price cap* nacional para a venda de gás natural em gasodutos interestaduais. O preço estabelecido era superior ao dobro do preço médio praticado na década de 60, apesar de ser significativamente inferior ao valor de mercado do gás natural. A fixação de preços artificialmente abaixo do valor de mercado, estimulando a procura por parte dos consumidores mas desencorajando a oferta, levou a uma escassez de gás natural e à negação de acesso a novos consumidores residenciais.

Na década de 70, com a crise da OPEP no preço do petróleo, o gás natural tornou-se um combustível ainda mais procurado, sendo que a sua escassez se tornou mais evidente ao serem reduzidas entregas ao setor industrial, visto que havia pouco incentivo aos produtores de gás para explorar novas reservas, pois os preços posteriormente aplicados não compensariam os custos. Esta situação levou a que aumentassem as vendas nos mercados intraestaduais pois estavam relativamente livres de regulação. Em 1975, quase metade das reservas estavam comprometidas com os consumidores intraestaduais.

Em novembro de 1978, no auge da escassez de oferta de gás natural, o Congresso aprovou a *Lei de Política de Gás Natural*, como parte da ampla legislação conhecida como a *Lei Nacional de Energia*. Percebendo que os controles de preços que tinham sido postos em prática, com o objetivo de proteger os consumidores de abuso de poder de mercado, acabaram por prejudicar o consumidor na forma de escassez de gás natural, o governo federal procurou, através desta lei, rever a regulação federal sobre a venda de gás natural que especificava uma desregulação gradual do preço. Os objetivos da Lei foram criar um único mercado nacional, reequilibrar a oferta e a procura,

⁷ No ano de 1959 houve 1265 pedidos separados para aumentos de tarifas ou revisões. A FPC só foi capaz de agir em 240 casos.

permitindo que as forças do mercado estabelecessem o preço dos produtores.

3.3.1.2 A Regulação atual

Atualmente, nos EUA, apenas é diretamente regulado o transporte nos gasodutos e as empresas de distribuição local de gás natural. Os produtores de gás natural e os comerciantes não estão diretamente regulados, o que não quer dizer que não haja regras para a sua conduta, sendo obrigados a operar dentro dos limites estabelecidos pela lei (por exemplo os produtores precisam de obter a devida autorização e licenciamento antes de iniciar a perfuração). Contudo os preços cobrados surgem em função do mercado competitivo, não sendo já atividades reguladas.

Apesar de não tão ativa como na década de 90, o início do século XXI ficou marcado por uma significativa regulação de qualidade do gás natural, de normas de conduta para os gasodutos interestaduais e controlo de troca de informação sobre preços. A estrutura regulatória americana difere da maioria dos países, uma vez que é realizada a nível estadual e federal. Hoje as transações entre os diversos Estados dos EUA são reguladas pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), enquanto a regulação estadual está ao cargo das *Public Utility Comissions* (PUCs). A reestruturação da indústria e o afastamento de uma regulação rigorosa permitiu maior eficiência e desenvolvimento tecnológico.

A FERC estabelece, especificamente à atividade de transporte, um preço máximo a ser cobrado pelas empresas de transporte interestadual (Freitas, 2004). Já na atividade de distribuição, é normalmente adotado pelos diferentes Estados a regulação através da tradicional taxa de retorno (Davis e Muehlegger, 2009; Muthuraman et al., 2008). As diferentes comissões regulatórias existentes diferem no cálculo do valor do investimento da empresa. Em todos os casos é incluído o capital investido, como a rede de distribuição própria, mas não os custos variáveis, como despesas de trabalho e outros custos operacionais variáveis (Davis e Muehlegger, 2009). As empresas podem praticar preços em tarifas de duas partes, preço não linear, desde que cumpram a condição referida anteriormente de lucro nulo.

3.3.2 A Regulação do gás natural na União Europeia

A indústria de gás natural na Europa começou a ser desenvolvida a partir da década de setenta. Eram características do setor a forte presença de empresas estatais e a organização em regime de oligopólio da indústria. De facto, para além da concentração das reservas em poucos países, havia a presença de oligopólio tanto na importação, como na produção de gás natural. Por outro lado, e de acordo com Krause e Pinto (1998), a intervenção estatal era maioritariamente fruto da preocupação com o abastecimento proveniente de reservas da União Soviética.

O processo de liberalização dos mercados de gás natural na União Europeia iniciou-se nos anos 90, sendo que durante a década de 90 se intensificou na Europa a reestruturação do setor, com ênfase na introdução da concorrência e diminuição do papel do Estado empresário. Freitas (2004) refere que a criação de um mercado único para o gás natural, entre os países membros da União Europeia, consistiu em três fases. A primeira, em 1991, teve como objetivo facilitar o trânsito de gás natural entre as grandes redes de transporte de alta pressão, para que as trocas de gás entre as grandes redes fossem aumentadas. A segunda fase deu-se também no mesmo ano e teve como objetivo assegurar a transparência dos preços ao consumidor final industrial de gás e eletricidade. Por fim, a última fase, em 1994, teve como objetivo assegurar o acesso não discriminatório de qualquer empresa às atividades de exploração e extração de hidrocarbonetos. Assim, até hoje, os cidadãos europeus têm beneficiado de uma maior possibilidade de escolha e de maior concorrência. Contudo, os reguladores europeus de energia pensam que o desenvolvimento do processo real para um mercado concorrencial ainda não está completo (Cerovic et al., 2009).

O ano de 1998 é o marco inaugural da regulação internacional europeia de gás natural, considerando o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia que o estabelecimento de um mercado concorrencial de gás natural constituiria um importante passo no sentido da criação do mercado interno de energia. Estabeleceram-se assim regras comuns para o mercado do gás natural. A preocupação da União Europeia, com a concretização deste mercado interno, passou por permitir a adaptação flexível e ordenada da indústria ao seu novo contexto, atendendo à diversidade de estruturas dos mercados dos diversos países. Assim, a Comissão da União Europeia visou respeitar os

diferentes níveis de desenvolvimento e abertura do setor de gás em cada país, de maneira a garantir a segurança do abastecimento, o respeito ao meio ambiente e as obrigações características dos serviços públicos presentes na indústria do gás natural.

Cinco anos mais tarde, em 2003, foram implementadas medidas concretas, nomeadamente para assegurar condições de concorrência equitativas e para reduzir os riscos de ocorrência de posições dominantes no mercado e de comportamentos predatórios nos diversos Estados Membros. O objetivo foi o aclaramento da liberalização para a viabilização de um mercado interno plenamente operacional. Foi ainda destacada a importância dos reguladores nacionais, bem como regras comuns para o transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural, sendo que os Estados-Membro devem informar a Comissão acerca de todas as medidas adotadas para o cumprimento das obrigações de serviço público, incluindo a proteção dos consumidores e do meio ambiente e dos seus eventuais efeitos na concorrência a nível nacional e internacional. Devem também assegurar a monitorização das questões relacionadas com a segurança do fornecimento. Os Estados-Membro devem garantir a aplicação de um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição e às instalações de armazenamento de GNL baseado em tarifas publicadas aplicáveis a todos.

Em relação à tarifação do gás natural na União Europeia, existe, entre os países membros, uma discrepância nas tarifas praticadas e, até mesmo dentro de um país, uma enorme diferença entre as tarifas máximas e mínimas. De facto, cada país membro pode determinar qual a forma de tarifação de gás que irá utilizar, sendo no entanto necessário que a metodologia de cálculo dessas tarifas seja aprovada e publicada pelo órgão regulador nacional e não poderá haver discriminação entre os agentes que utilizam a rede.

3.3.3 A Regulação do gás natural no Reino Unido

O começo do desenvolvimento da indústria de gás natural no Reino Unido remonta ao início deste século, a partir da indústria de gás manufacturado. Atualmente o Reino Unido é um dos maiores mercados de gás natural da Europa Ocidental e também um dos maiores do Mundo (Almeida, 2005). Segundo o autor, este facto decorre do processo de reforma do setor elétrico britânico que implicou grandes investimentos nos anos 90. Foi na década de 80 que a indústria de gás natural britânica entrou numa nova fase da sua evolução ao serem adotadas reformas com o objetivo de introduzir concorrência na indústria. Desde então têm-se verificado bastantes alterações nas regras regulatórias e no funcionamento do mercado.

A nacionalização da indústria deu-se em 1949 e marcou o início do regime regulatório da indústria de gás natural britânica. Esta lei criou 12 submercados de gás operados pelos *Area Boards*, que funcionavam como empresas estatais monopolistas nas suas áreas geográficas. Aqui a regulação era realizada pelo *Gas Council*. Anos mais tarde, em 1972, o *Gas Act* introduziu reformas importantes na regulação do setor. Como principal alteração aponta-se a criação da *British Gas*. A *British Gas* surgiu em substituição dos 12 *Area Boards* e do *Gas Council* criados em 1949. O objetivo desta reforma terá sido eliminar uma possível concorrência dos *Area Boards* pelos melhores contratos no fornecimento.

Fruto do ocorrido, a *British Gas* realizou elevados investimentos, pelo que se assistiu à expansão da indústria. Almeida (2005) acrescenta que esta expansão se deveu também à vantagem competitiva do gás natural, visto que os preços de gás natural ficaram muito inferiores aos dos combustíveis concorrentes devido ao choque do petróleo. O fim dos anos 70 e início dos anos 80 ficou também marcado por uma expansão da rede de transporte e aproveitamento de economias de escala na indústria.

O ano de 1982 marca o início do processo de liberalização do setor. De facto foi neste ano que, com o *Oil and Gas Act*, se introduziu o livre acesso às infraestruturas de transporte de gás natural. Quatro anos mais tarde, em 1986, foi realizada uma nova reforma na qual se privatizou a *British Gas* e se adotaram medidas de promoção e estimulação da concorrência no mercado. Dentro das medidas tomadas para estimular a concorrência salientam-se a autorização para os grandes consumidores contratarem o

gás a novos fornecedores, um mais fácil acesso à rede de transporte da *British Gas* por parte de concorrentes e a criação do *Office of Gas Regulation (Ofgas)*. Este órgão tinha como principal função a regulação do setor, através do controlo das práticas da empresa monopolista.

Apesar da privatização da *British Gas*, esta continuava a ser monopolista, pois a contratação de capacidade de transporte por terceiros não foi significativa e o poder de mercado da empresa era suficientemente grande para fornecer gás aos consumidores livres em condições que inibiam a entrada de novas empresas. Consequência do referido, em 1991 a *Ofgas* adota um conjunto rígido de medidas, visando diminuir o poder de mercado da *British Gas* e reduzir as barreiras à entrada no mercado. As reformas introduzidas conduziram ao resultado desejado e assistiu-se a uma importante redução do poder de mercado da *British Gas*. De facto, fruto de todas as medidas impostas, o poder de mercado da *British Gas* e a sua participação no mercado livre viu-se reduzida para 75% em 1992 e cerca de 15% no final de 1995 (Almeida, 2005). Ainda em 1997 a empresa decide pela separação das suas atividades de transporte e comercialização, tal como sugerido pelo órgão regulador da concorrência britânica. O segmento do transporte era regulado pelo custo do serviço.

Como resultado do processo de abertura do mercado no Reino Unido, os preços de gás natural reduziram-se sensivelmente, o que influenciou também os mercados de gás dos países da Europa Continental. Também fruto do processo de abertura do mercado, registou-se um grande número de empresas entrantes, existindo atualmente, para além da *British Gas*, mais de 70 fornecedores de gás (Almeida, 2005).

Atualmente o setor é regulado pela *price cap*, assim como na maioria dos países europeus (Kema, 2010). O estudo da Kema refere ainda que a regulação de gás natural no Reino Unido pode ser considerada a melhor prática na Europa, no que diz respeito à regulação da confiabilidade e qualidade comercial.

3.3.4 A Regulação do gás natural em Portugal

Em Portugal, foi em 1993 que se estabeleceram as bases para a concessão das atividades de importação, transporte e distribuição de gás natural, tendo sido impostas condições às atividades, com vista à proteção dos respetivos clientes. As condições impostas foram fruto do reconhecimento de que as concessionárias desempenham um papel económico em regime de monopólio. Contudo, foi apenas em 2002 que se alargaram as competências da *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* - ERSE ao setor do gás natural. De facto, devido à evolução legislativa comunitária e às decisões políticas nacionais, foi decidido que o setor do gás natural teria de passar a ser regulado por uma entidade independente.

A primeira fase da construção do mercado interno de gás natural em Portugal remonta à década de 90; contudo foi em 2003 que foi decidido liberalizar parcialmente o setor, bem como introduzir alterações na sua estrutura empresarial. Assim, a Transgás, à semelhança do que se passou nos outros países da UE, passou a dedicar-se exclusivamente ao transporte, pelo que a compra de gás natural a fornecedores é realizada por outras entidades. Por outro lado, em relação à atividade das redes de distribuição, também passou a ser separada das atividades de compra e venda de gás natural das várias empresas regionais, concessionárias ou licenciadas. Assim, coexistem atividades em regime livre e em monopólio, sendo que as atividades exercidas em monopólio são, necessariamente, objeto de regulação por parte da ERSE.

As bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural só foram estabelecidas em 2006, tendo sido atribuído à ERSE a competência para a elaboração, aprovação e aplicação do *Regulamento Tarifário* do setor. Este regulamento deve incorporar os princípios do sistema tarifário aplicáveis ao cálculo e à fixação de tarifas para cada ano gás (o ponto 3.3.4.1 mostra como se formam estas tarifas). Também com a nova legislação, as distribuidoras de gás natural com mais de 100 mil clientes foram obrigadas a proceder à separação jurídica entre as atividades de distribuição e de comercialização de gás natural, enquanto para as restantes foi apenas necessária uma separação contabilística entre as duas atividades. Esta nova legislação obrigou à criação de comercializadores de último recurso, que vendem gás natural a uma tarifa regulada, e de comercializadores livres cujo preço de venda do gás natural é

fixado numa lógica de mercado livre. Para ambas as atividades é necessária a atribuição de uma licença por parte do Governo português.

Com o objetivo de, para além de limitar o controlo dos monopólios, desenvolver uma atividade regulatória mais abrangente (visando a melhoria da concorrência entre os vários intervenientes e o acesso não discriminatório às infraestruturas e mercados postos à sua disposição, com o objetivo da proteção do consumidor), destacam-se como principais competências da ERSE, em relação ao setor do gás natural, as indicadas na Tabela 4.

Tabela 4. Principais competências da ERSE na regulação do setor de Gás Natural

ERSE	Principais Competências
Regulação do Mercado	<ul style="list-style-type: none"> * Preparar a liberalização do setor do gás natural e fomentar a concorrência de modo a melhorar a eficiência das atividades sujeitas à sua regulação; * Assegurar a objetividade das regras de regulação e a transparência das relações comerciais entre operadores e entre estes e os consumidores; * Contribuir para a progressiva adaptação do enquadramento regulatório ao desenvolvimento do setor do gás natural no sentido da realização do mercado interno da energia.
Supervisão do Mercado	<ul style="list-style-type: none"> * Proteger os direitos e interesses dos consumidores em relação a preços, serviços e qualidade de serviço; * Contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais no setor; * Garantir a existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de gás natural; * Arbitrar e resolver os litígios que surjam no âmbito do gás natural, nos termos definidos na lei.

Representação do setor	<ul style="list-style-type: none"> * Coordenar com a Autoridade da Concorrência; * Promover a informação e o esclarecimento dos consumidores de energia, em coordenação com as entidades competentes; * Promover a investigação sobre o mercado do gás natural e sua regulação e desenvolver iniciativas e protocolos de associação ou de cooperação adequados, sem prejuízo da sua independência.
-------------------------------	---

Fonte: Elaboração Própria

Cada ano de regulação do setor de gás natural denomina-se *ano gás*, visto não ser um ano de calendário, mas sim de julho do ano x a junho do ano $x + 1$. Atualmente estamos no quinto ano de regulação do gás natural (ano gás 2011-2012), uma vez que o primeiro ano foi o ano gás 2007-2008. Os anos gás regulados até hoje, bem como as atividades reguladas em cada um, apresentam-se na tabela seguinte. Veja-se que apenas a partir do segundo ano gás começaram a ser reguladas as atividades de distribuição, comercialização de último recurso de gás natural e compra e venda de gás natural.

Tabela 5. Anos Gás regulados

Ano Gás	Atividades Reguladas
2007-2008	<ul style="list-style-type: none"> * Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL); * Armazenamento Subterrâneo; * Gestão Técnica Global do Sistema; * Transporte de gás natural.
2008-2009	<p><u>Acrescenta</u> às atividades reguladas as seguintes atividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Distribuição de Gás Natural; * Comercialização de último recurso de gás natural; * Compra e Venda de Gás Natural.
2009-2010	Continuaram a ser reguladas as mesmas atividades.
2010-2011	<p>Continuaram a ser reguladas as mesmas atividades.</p> <p><u>Extinção</u> das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais de gás natural dos comercializadores de último recurso para os fornecimentos anuais superiores a 10.000 m³.</p>
2011-2012	Continuaram a ser reguladas as mesmas atividades.

Fonte: Elaboração Própria

3.3.4.1 A fixação de Proveitos Permitidos e a definição de Tarifas

Para regular infraestruturas de rede, os reguladores Europeus optam geralmente por regulação pelo custo do serviço, pela taxa de retorno, ou regulação *cap* (*price cap* ou *revenue cap*).

Em Portugal, na regulação do gás natural, são calculados proveitos permitidos às operadoras, em função dos seus custos e de estimações da procura. É portanto feita uma regulação económica das atividades por custos aceites, com ajustamentos anuais. Para a definição dos proveitos permitidos às empresas são importantes fatores exógenos, como a evolução da procura e a inflação.

A seguinte equação permite observar a fórmula tradicional de cálculo dos proveitos permitidos.

$$\text{Proveitos} = \text{Taxa de remuneração dos ativos (custo de capital)} \times \text{ativo líquido} \\ + \text{amortizações} + \text{custos de exploração} + \text{ajustamentos}$$

Veja-se que é incluída uma remuneração dos ativos fixos em exploração, sendo usada a regulação pela taxa de retorno, que estabelece uma taxa para o retorno do capital. Por outro lado, para incentivar a eficiência das empresas, bem como premiar as empresas que conseguem ultrapassar as metas de eficiência impostas pelo regulador, aplica-se o instrumento de regulação *price cap* aos custos de exploração controláveis.

O período de regulação mantém-se por três anos, sendo que para cada período de regulação é determinada a taxa de remuneração a aplicar ao ativo líquido que se mantém inalterada. Os custos operacionais (com exceção das amortizações) são aceites em base anual com ajustamentos a dois anos e os custos com capital são calculados para cada um dos anos do período compreendido entre o primeiro ano de regulação e o último ano da concessão, e são dados pela soma das amortizações com a remuneração do ativo líquido. Os investimentos adicionais vão sendo adicionados ao valor global do ativo.

O perfil dos proveitos autorizados é estabelecido para que os proveitos unitários se mantenham inalterados ao longo do tempo, de acordo com os valores previstos de evolução da procura, ou seja, a evolução dos proveitos autorizados é igual à evolução

prevista da procura. Note-se que todos os anos o cálculo do perfil dos proveitos autorizados é feito para o período em análise, tendo em conta as novas previsões da procura.

Em suma, os pressupostos utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos às distintas atividades do setor de gás natural encontram-se na tabela seguinte.

Tabela 6. Pressupostos para o cálculo dos Proveitos Permitidos

Pressupostos
Taxa de Inflação
Taxa de remuneração da base de ativos regulada
Taxa de juro para os ajustamentos
Taxa de juro para a margem de comercialização
Custo unitário da aquisição de gás natural

Fonte: Elaboração Própria

É com base nos proveitos permitidos às empresas que são definidas as tarifas relativas a cada atividade do setor. Assim, a cada atividade regulada está associada a uma tarifa regulada. O sistema é aditivo pois a tarifa de venda a cada cliente final é composta pela soma das diversas tarifas imputáveis ao fornecimento desse cliente. Esta tarifa de venda a clientes finais é uma tarifa em duas partes, composta, portanto, por um termo fixo e um termo variável (em função da quantidade).

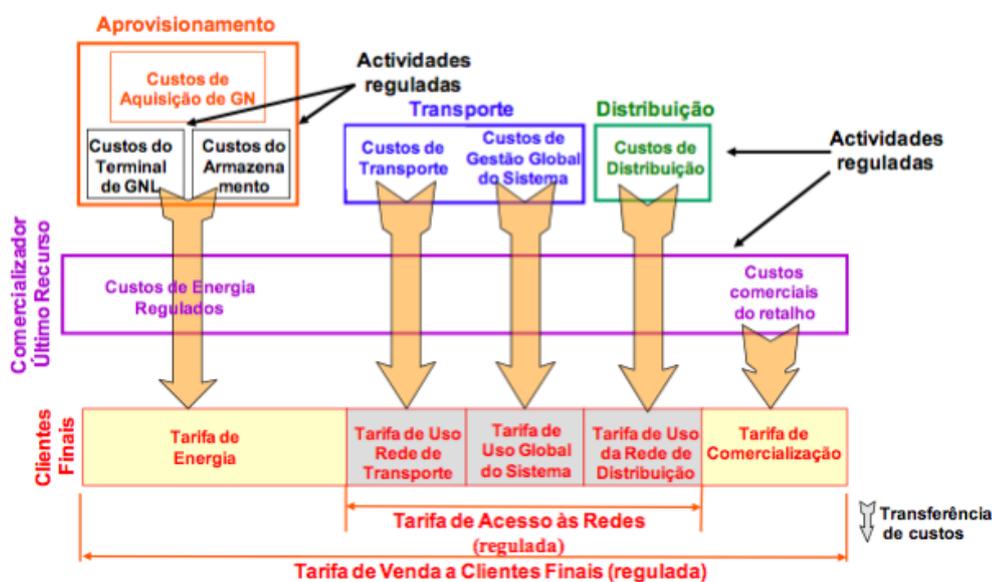
O objetivo do sistema tarifário aditivo é evitar subsidias cruzadas entre grupos de clientes. A ERSE defende que a aditividade assegura, assim, a transparência e justiça do sistema tarifário. A transparência assenta em a tarifa paga por cada cliente ser composta por parcelas diretamente e indiretamente imputáveis ao seu fornecimento, enquanto a justiça se verifica em as tarifas não serem discriminatórias, sendo utilizada a mesma tarifa para a faturação aos vários clientes.

Atualmente, para fornecimentos anuais superiores a 10.000 m³ o regime de preços é livre, sendo os preços negociados entre os clientes e os comercializadores no mercado. Para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³ os clientes podem optar por escolher um fornecedor no mercado livre, negociando livremente os preços de

gás natural, ou o fornecedor de último recurso da sua área geográfica, pagando as tarifas reguladas de venda a clientes finais. Como já foi explicado, esta tarifa de venda a clientes finais é uma tarifa aditiva, composta pela soma das diversas tarifas imputáveis ao fornecimento desse cliente. A tarifa de venda final é então composta pelas seguintes tarifas definidas pela ERSE: tarifa de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL; tarifa de uso do armazenamento subterrâneo; tarifa de uso global do sistema; tarifa de uso da rede de transporte; tarifas de uso da rede de distribuição e tarifas de comercialização.

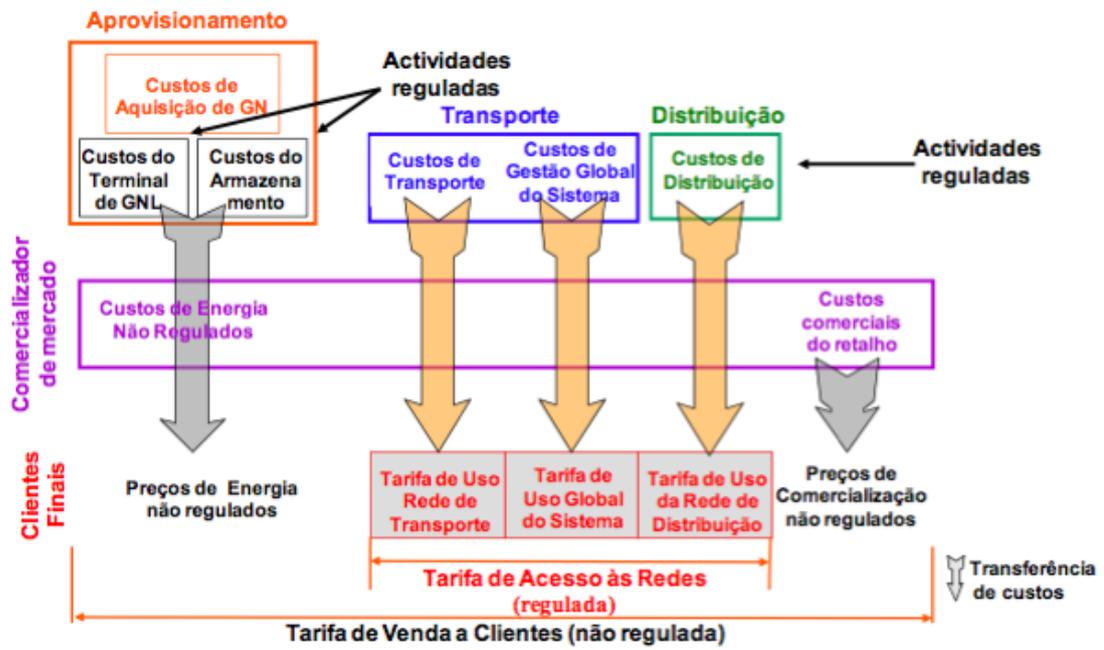
As figuras 3 e 4 sintetizam a composição das várias tarifas e atividades que compõem a tarifa de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso e a tarifa de venda a clientes (não regulada), respetivamente.

Figura 3. Decomposição da Tarifa de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso (para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³)



Fonte: ERSE

Figura 4. Decomposição da Tarifa de venda a clientes (não regulada)



Fonte: ERSE

4. Os Proveitos Permitidos às Empresas Distribuidoras

4.1 Objetivo do estudo - Estarão os Proveitos Permitidos às Empresas Distribuidoras de Gás Natural acima do Custo Marginal?

A análise feita neste capítulo diz respeito à atividade de distribuição de gás natural. Esta atividade de distribuição é claramente um monopólio natural, como já tivemos oportunidade de mostrar, com elevados custos fixos e baixos custos marginais (Davis e Muehlegger, 2010). Em Portugal é exercido por 11 empresas distribuidoras, cada uma desenvolvendo a sua atividade na sua área de concessão¹. Parece, portanto, estarmos perante um monopólio de carácter regional, uma vez que cada empresa serve determinada região.

Como todos os monopolistas, se não regulados, maximizam o seu lucro, fixando preços acima do custo marginal e provocando perdas de bem-estar. Ora após apresentados e discutidos os diferentes instrumentos de regulação (Capítulo 2), foi esclarecido que, em relação à tarifação das empresas, o nível ótimo que maximiza o bem-estar social é aquele em que as empresas praticam preços ao nível do seu custo marginal. Note-se, no entanto, que ao fazê-lo não é permitido às empresas cobrir os custos fixos necessários à realização da sua atividade, custos esses que são bastante elevados no setor do gás natural.

Se as empresas praticarem uma tarifa em duas partes, em que a parte fixa é representativa dos seus custos fixos e a parte variável correspondente ao custo adicional de produzir uma unidade (custo marginal), então aqui já seria possível para as empresas cobrir os custos e obter lucro económico nulo. Assim, fixando o preço por unidade adicional ao nível do custo marginal, consegue-se o ponto eficiente pretendido pela regulação, eliminando a perda de bem-estar resultante da existência de um monopólio.

Em relação à atividade de distribuição é, de facto, definida uma tarifa com dois termos: um termo fixo e outro variável (em função da quantidade). O objetivo deste estudo será verificar se os proveitos permitidos a estas empresas, e consequentemente o preço que daí resulta, estão fixados ao nível do seu custo marginal. Para tal vamos utilizar a ideia e modelo que se apresentam de seguida.

¹ Ver Tabela 1 (página 27) e Figura 2 (página 28).

4.2 O Modelo

Neste capítulo analisa-se o preço resultante da atividade de gás natural em Portugal. Para tal analisam-se os proveitos permitidos às empresas distribuidoras de gás natural, com vista a verificar se é utilizado o nível do custo marginal das empresas na definição desses proveitos. Para a realização deste estudo vai verificar-se se o montante dos proveitos permitidos às empresas permite cobrir os seus custos fixos e os seus custos marginais (multiplicados pela quantidade de gás natural), ou se o montante que a empresa pode recuperar ultrapassa este ideal. Se se concluir esta última hipótese, procederemos ao cálculo da perda de bem-estar que daí resulta.

O estudo baseia-se no artigo de Davis e Muehlegger (2010), publicado na revista *RAND Journal of Economics*, sendo que os autores fazem uma análise similar para o mercado de distribuição de gás natural nos EUA para o período 1991-2007. No seu estudo os autores consideram como custo marginal das empresas o preço a que as empresas distribuidoras adquirem o gás natural vindo dos gasodutos, *city-gate prices*. A principal conclusão encontrada foi a de que o preço não se situa ao nível do custo marginal em nenhum Estado, destacando-se o facto de que a maior parte dos rendimentos das empresas provêm do preço por unidade e não da taxa mensal fixa. A ideia para a realização deste estudo, que é similar ao que vai ser aplicado nesta dissertação para o caso português, sintetiza-se de seguida.

É praticada uma tarifa em duas partes, sendo que esta tarifa tem uma parte fixa e uma parte variável (em função da quantidade). Assim, uma regulação eficiente pretende que o rendimento da empresa corresponda a uma parte fixa, que iguale os custos fixos da empresa, repartidos pelos consumidores, e a uma parte variável igual ao custo marginal multiplicado pela quantidade consumida.

Se ao rendimento da empresa lhe subtrairmos o custo marginal multiplicado pela quantidade total, obtemos o rendimento líquido desse custo marginal. Ora, se a este rendimento já retirámos o montante relativo ao custo marginal, se o preço por unidade adicional estiver ao nível do custo marginal o rendimento líquido não deverá ser uma função dependente da quantidade produzida. Assim, o rendimento líquido não será uma função dependente da quantidade, sendo que apenas representará os custos fixos da

empresa. Ao contrário, se o rendimento líquido for uma função da quantidade, significa que o preço não está ao nível do custo marginal.

Este raciocínio está sintetizado nas equações seguintes.

$$\text{Rendimento (R)} = \text{Parte Fixa (F)} + \text{Preço} * Q$$

$$R - (\text{Custo Marginal}) * Q = F + \text{Preço} * Q - (\text{Custo Marginal}) * Q$$

Se se verificar Preço = Custo Marginal, então:

$$R - (\text{Custo Marginal}) * Q = F + \cancel{\text{Preço} * Q} - \cancel{(\text{Custo Marginal}) * Q}$$

$$\text{Logo, } R - (\text{Custo Marginal}) * Q = F$$

Pelo que o rendimento líquido (do custo marginal) não é função da quantidade. Se o preço for superior ao custo marginal, então já será.

Para o estudo, os autores realizam uma estimação de dados em painel para o período considerado, obtendo uma regressão onde a variável dependente é o rendimento líquido (dos custos marginais) mensal por consumidor (NR_t) e a variável independente a quantidade de gás natural mensal consumida por consumidor (q_t).

$$NR_t = \alpha_0 + \alpha_1 q_t + \varepsilon t \quad t \in 1, 2, \dots, 12$$

Na equação anterior a interceção, α_0 , é a média do valor pago em taxas fixas mensais e o declive, α_1 , é o valor médio por unidade acima do valor do custo marginal. Com o objetivo anteriormente descrito de verificar se este rendimento líquido é ou não função do nível de consumo de gás natural, testa-se a hipótese nula de α_1 ser zero.

O objetivo deste capítulo é, então, aplicar o desenvolvido pelos autores salientados anteriormente à atividade de distribuição de gás natural em Portugal, utilizando dados em painel. Vão fazer-se algumas alterações, uma vez que em Portugal o setor de gás natural está organizado de forma distinta do setor nos EUA (por exemplo,

no nosso estudo, o valor dos proveitos permitidos² às empresas irá ocupar o lugar do rendimento das empresas no modelo dos autores e o valor aproximado do custo marginal das empresas a ser utilizado será o custo incremental de energia das redes de distribuição). A regulação da atividade de distribuição apenas se iniciou em 2008, pelo que a amostra é definida para os 4 anos gás seguintes, para as 11 empresas distribuidoras. A periodicidade dos dados é anual, pois não se obtiveram dados mensais.

Na nossa análise, optou-se por incluir também como variável independente o número de clientes das redes de distribuição. O objetivo é que, de alguma forma, se tenha em conta a dimensão das diferentes empresas, uma vez que essa dimensão, condicionada pelo número de clientes, afeta a tarifa fixa associada aos custos fixos das empresas. Assim, vai poder observar-se de que forma o número de clientes afecta a taxa fixa paga por consumidor.

Para realizar o teste do preço das empresas distribuidoras (consequente da fixação dos proveitos permitidos), realiza-se uma estimação de dados em painel para as 11 empresas durante os 4 anos de regulação (2008-2009 a 2011-2012), obtendo-se uma regressão onde a variável dependente são os proveitos permitidos líquidos anuais (dos custos marginais) por cliente (PPL_t) e as variáveis independentes a quantidade anual de gás natural consumida por cliente (q_t) e o número anual de clientes (c_t).

$$PPL_t = \alpha_0 + \alpha_1 q_t + \alpha_2 c_t + \varepsilon_t \quad t \in 2008 - 2009, \dots, 2011 - 2012$$

Na equação anterior, a intercepção, α_0 , é a média do valor pago em taxas fixas anuais (quando não se tem em conta o efeito do número de clientes nas redes), α_1 representa o valor médio por unidade acima do valor do custo marginal e α_2 representa a relação entre o número de clientes e os proveitos por cliente. Este α_2 multiplicado pelo número de clientes médio anual por rede de distribuição condiciona a taxa fixa, pelo que se adiciona ou subtrai (conforme o sinal) ao valor de α_0 , de forma a obter o verdadeiro valor médio pago por cliente em taxas fixas anuais. Com o objetivo anteriormente descrito de verificar se estes proveitos líquidos são ou não função do nível de consumo de gás natural, testa-se a hipótese nula de α_1 ser zero.

² Foi explicado no ponto 3.3.4.1 como é que a ERSE fixa os proveitos permitidos às empresas.

4.3 Modelo de Dados em Painel

Um painel de uma dada variável económica X é uma amostra (conjunto de observações) na qual os n indivíduos (ou empresas, indústrias, regiões, países,...) são observados ao longo de T períodos de tempo. Assim, os modelos em painel permitem realizar uma análise quantitativa das relações económicas, utilizando dados temporais (*time-series*) e seccionais (*cross-section*), o chamado processo agrupado (*pooling*). Logo, com dados em painel, pode-se explorar, em simultâneo, variações das variáveis ao longo do tempo e entre diferentes indivíduos.

As principais vantagens da estimação de dados em painel são as seguintes (Hsiao, 2003):

- Permite obter uma maior quantidade de informação.
- Aumenta os graus de liberdade nas estimações, tornando as inferências estatísticas mais credíveis (testes t e F mais significativos).
- Reduz o efeito de multicolinearidade entre as variáveis, uma vez que os dados entre os indivíduos apresentam estruturas diferentes.
- Os dados longitudinais permitem analisar um conjunto de importantes questões económicas que não poderiam ser analisadas usando modelos de dados transversais ou séries temporais independentes.
- Os dados em painel são indicados para a correção da heterogeneidade existente entre as entidades estudadas.
- Aumenta a eficiência das estimativas econométricas.

O modelo geral de dados em painel tem a seguinte forma:

$$y_{it} = \mathbf{x}_{it}\boldsymbol{\beta} + c_i + u_{it} \quad t = 1, 2, \dots, T$$

Onde i representa os diferentes indivíduos e t o período de tempo que está a ser analisado. O parâmetro c_i é a interceção no eixo das ordenadas e corresponde à componente não observada, heterogeneidade não observada, efeito individual ou efeito específico de cada indivíduo. Por último, β_k é o coeficiente angular correspondente à k -ésima variável explicativa do modelo.

Quando para cada indivíduo i dispomos do mesmo número de dados temporais, o painel chama-se balanceado (ou equilibrado). Ao contrário, se o número de dados temporais não é o mesmo para todos os indivíduos, o painel chama-se não-balanceado.

A questão que tem que se colocar nestes modelos é se o parâmetro c_i está ou não correlacionado com as variáveis explicativas observáveis x_{it} para $t = 1, 2, \dots, T$. Se c_i se refere a um efeito aleatório individual, então está-se a assumir que c_i não está correlacionado com x_{it} , o que significa que $Cov(x_{it}, c_i) = 0$ para $t = 1, 2, \dots, T$. Ao contrário, se c_i se refere a um efeito fixo, está-se a assumir que c_i está correlacionado com x_{it} , o que significa que $Cov(x_{it}, c_i) \neq 0$ para $t = 1, 2, \dots, T$.

Assim, é necessário especificar suposições acerca do modelo geral para perceber se se deve utilizar Efeitos Fixos ou Efeitos Aleatórios na sua estimação. Para decidir qual o método a utilizar deve ter-se em conta os objetivos do estudo em causa e o contexto dos dados.

4.3.1 Modelo de Efeitos Aleatórios, Modelo de Efeitos Fixos e o Teste de *Hausman* (1978)

A principal diferença entre os dois modelos em painel é que os modelos com efeitos fixos consideram que as diferenças dos indivíduos (países, regiões, setores, etc.) se captam na parte constante, enquanto os modelos com efeitos aleatórios consideram que estas diferenças se captam no termo de erro.

Veja-se brevemente a descrição de cada modelo.

No modelo de efeitos aleatórios (RE) assume-se, então, que c_i não está correlacionado com x_{it} , o que significa que $Cov(x_{it}, c_i) = 0$.

As suposições do modelo são as seguintes (Wooldridge, 2002):

$$E(u_{it} | x_{it}, c_i) = 0, \quad t = 1, 2, \dots, T.$$

$$E(c_i | x_{it}) = E(c_i) = 0$$

Onde o significado de x_i é idêntico a $(x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iT})$.

Assim, o modelo é:

$$y_{it} = x_{it}\beta + v_{it} \quad t = 1, 2, \dots, T$$

Onde $v_{it} = c_i + u_{it}$ e $E(v_{it} | x_i) = 0$, $t = 1, 2, \dots, T$.

O modelo pode ser reescrito como se segue:

$$y_i = X_i \beta + v_i, \text{ sendo } v_i = c_i \mathbf{1}_T + u_i$$

Por outro lado, no modelo de efeitos fixos (FE) assume-se que c_i está correlacionado com x_{it} , o que significa que $Cov(x_{it}, c_i) \neq 0$.

Novamente segundo Wooldridge (2002), as suposições do modelo são as seguintes:

$$E(u_{it} | x_i, c_i) = 0, \quad t = 1, 2, \dots, T.$$

Onde o significado de x_i é idêntico a $(x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iT})$.

Relembre-se a equação geral do modelo de dados em painel:

$$y_{it} = x_{it} \beta + c_i + u_{it} \quad t=1,2,\dots, T$$

A ideia para estimar o valor do parâmetro β sob efeitos fixos é transformar as equações de forma a eliminar o efeito não observável c_i . Esta transformação é obtida pelo cálculo da equação média anterior, sendo que se obtém:

$$\bar{y}_i = \bar{x}_i \beta + c_i + \bar{u}_i$$

Agora subtrai-se esta última equação à colocada anteriormente, pelo que se obtém:

$$y_{it} - \bar{y}_i = (x_{it} - \bar{x}_i) \beta + u_{it} - \bar{u}_i$$

É referido na literatura que, normalmente, os efeitos aleatórios são mais apropriados a estudos onde se pretende inferir algo relativamente a uma população a partir de uma amostra aleatória dessa mesma população e que, por outro lado, os efeitos fixos se utilizam se o objetivo for estudar o comportamento de uma unidade individual em concreto.

É ainda defendido que, de uma forma geral, se o número de indivíduos é pequeno, é preferível usar o método de estimação com efeitos fixos e se o número de indivíduos é grande, escolhidos de uma forma aleatória, o método de estimação com efeitos aleatórios é o mais indicado.

Para que a decisão entre os dois modelos seja mais credível, existe um teste, o Teste de *Hausman* (1978), que permite detetar que efeitos deverão ser usados (se efeitos

fixos ou se efeitos aleatórios) numa estimação. Este teste compara as estimações com FE e RE para verificar se existe ou não correlação entre c_i e x_{it} , assumindo que os erros idiossincráticos e as variáveis explicativas são não correlacionados em todos os períodos de tempo.

Dado o modelo, $y_{it} = x_{it}\beta + c_i + u_{it}$, a hipótese nula do teste é:

$$H_0: Cov(x_{it}, c_i) = 0 \text{ (efeitos aleatórios)}$$

E a hipótese alternativa é:

$$H_1: Cov(x_{it}, c_i) \neq 0 \text{ (efeitos fixos)}$$

Veja-se o seguinte:

- Sob H_0 o estimador de efeitos fixos é consistente mas ineficiente e o estimador de efeitos aleatórios é consistente e eficiente;
- Sob H_1 o estimador de efeitos fixos mantém-se consistente e o estimador de efeitos aleatórios torna-se inconsistente.

Sendo β_{FE} e β_{RE} os vetores dos estimadores do modelo com efeitos fixos e com efeitos aleatórios, respetivamente, e $Var(\beta_{FE})$ e $Var(\beta_{RE})$ a matriz de variâncias-covariâncias dos estimadores β_{FE} e β_{RE} , respetivamente, a estatística utilizada para testar estas hipóteses é a seguinte:

$$H = (\hat{\beta}_{FE} - \hat{\beta}_{RE})' [Var(\hat{\beta}_{FE} - \hat{\beta}_{RE})]^{-1} (\hat{\beta}_{FE} - \hat{\beta}_{RE})$$

Assumindo uma distribuição qui-quadrática, se $H > \chi_k^2$, rejeita-se o modelo com efeitos aleatórios. O modelo com efeitos fixos é, nesse caso, mais apropriado. Se, por outro lado, não se rejeitar a hipótese nula, o modelo de efeitos fixos permanece consistente mas o modelo de efeitos aleatórios consistente e eficiente. Aqui será mais apropriado o modelo de efeitos aleatórios, uma vez que é eficiente (para além de consistente).

4.4 Os Dados

Como foi apresentado no Capítulo 3, existem onze empresas distribuidoras de Gás Natural em Portugal: Lisboagás, Portgás, Setgás, Lusitaniagás, Tagusgás, Duriensegás, Beiragás, Medigás, Dianagás, Sonorgás e Paxgás.

Os dados necessários ao estudo foram recolhidos através de documentos da ERSE:

- Proveitos Permitidos por Empresa Distribuidora: Documentos da ERSE relativos aos Proveitos Permitidos para cada Ano Gás das empresas reguladas do setor de gás natural.
- Volume de Gás Natural distribuído por Empresa Distribuidora: Documentos da ERSE relativos à Caracterização da Procura de Gás Natural para os diferentes Anos Gás.
- Número de Clientes por Empresa Distribuidora: Documentos da ERSE relativos à Caracterização da Procura de Gás Natural para os diferentes Anos Gás.
- Custo Incremental de Energia das Redes de Distribuição: Obtidos através de ponderação entre o custo incremental no vazio e fora do vazio, sendo estes valores retirados dos Documentos da ERSE relativos à Determinação da Estrutura Tarifária para os diferentes Anos Gás.
- Os preços por empresa distribuidora foram obtidos pela divisão dos proveitos permitidos pelo volume de gás natural distribuído.

A Tabela 7 apresenta uma estatística descritiva da base de dados relativa à amostra definida (11 empresas Distribuidoras para os Anos Gás 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011 e 2011-2012). Todos os valores em Euros foram normalizados de forma a refletir preços de 2008. O custo incremental de energia das redes de distribuição tem um papel importante na análise que se segue, pois é um valor aproximado do custo marginal das empresas distribuidoras. A ERSE não calcula os custos marginais mas sim os incrementais, pelo que se utiliza este valor por ser o mais próximo que temos do custo marginal.

Tabela 7. Síntese da Base de Dados

Variável	2008/2009	2009/2010	2010/2011	2011/2012
Proveitos Permitidos por Cliente*				
(Euros de 2008)				
Média	322.31	297.75	297.61	273.67
Desvio Padrão	148.20	120.30	152.65	122.83
Máximo	657.89	522.99	619.28	525.42
Mínimo	178.82	169.05	97.75	150.75
Quantidade de Gás Natural consumida por Cliente (MWh)				
Média	21.05	21.20	16.97	16.65
Desvio Padrão	16.20	17.41	13.30	13.70
Máximo	51.84	54.13	42.70	42.59
Mínimo	6.42	3.77	3.76	3.53
Custo Incremental de Energia**				
(Euros 2008/MWh)				
Igual para as 11 Redes de Distribuição	0.7483	0.8061	0.8431	0.8631
Proveitos Líquidos por Cliente***				
(Euros de 2008)				
Média	306.55	280.67	283.31	259.30
Desvio Padrão	147.64	114.50	145.99	117.32
Máximo	648.66	479.36	583.28	517.88
Mínimo	168.55	156.52	93.03	146.20
Preços resultantes da Distribuição				
(Euros de 2008/KWh)				
Média	0.0224	0.0224	0.0249	0.0249
Desvio Padrão	0.0149	0.0152	0.0176	0.0176
Máximo	0.0533	0.0493	0.0624	0.0602
Mínimo	0.0058	0.0057	0.0089	0.0082
Número de Clientes nas Redes de Distribuição				
Média	98844.64	103022.73	106874.09	116837.55
Desvio Padrão	142228.76	147183.17	148063.83	160296.08
Máximo	469920	486893	484941	519454
Mínimo	567	3186	4252	5096

*Os proveitos permitidos são ajustados e dizem respeito aos proveitos permitidos às empresas de distribuição constantes nos documentos da ERSE para cada ano gás (proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição k devido à atividade de distribuição de gás natural, ao custo do uso global do sistema e ao custo do uso da rede de transporte).

**O custo incremental de energia das redes de distribuição representa neste estudo o custo marginal das empresas distribuidoras de gás natural. Os valores contidos na tabela são fruto de uma ponderação do custo incremental de energia no vazio e fora do vazio para os diferentes níveis de pressão. Esta ponderação foi feita com base nas quantidades previstas para as Tarifas de Uso da Rede de Distribuição para cada ano gás. Os valores relativos ao custo incremental e às quantidades em que se aplicam estão em anexo (Anexo 2 e 3).

*** Para obter os valores dos proveitos líquidos por empresa, subtraiu-se aos proveitos totais o custo incremental de energia multiplicado pelo volume de gás natural distribuído por empresa.

4.5 Apresentação e Discussão dos Resultados

Para o tratamento dos dados foi utilizado o programa Stata.

A Tabela 8 apresenta a matriz das correlações entre as variáveis. Veja-se que o valor entre os proveitos totais e os proveitos líquidos é bastante elevado, uma vez que o custo marginal da atividade de distribuição é reduzido. No entanto, isto em nada condiciona a análise que se segue, pois as duas variáveis não vão estar presentes juntamente em nenhuma regressão. De facto, os proveitos totais apenas serão usados para uma regressão prévia ao estudo, como se verá de seguida.

Tabela 8. Matriz das Correlações

	Proveitos Totais por Cliente	Proveitos Líquidos por Cliente	Quantidade consumida por Cliente	Número de Clientes
Proveitos Totais por Cliente	1			
Proveitos Líquidos por Cliente	0.9964	1		
Quantidade consumida por cliente	0.3990	0.3199	1	
Número de Clientes	-0.3078	-0.3348	0.1732	1

4.5.1 Estimação Prévia

Primeiramente, antes de se fazer a análise da fixação dos preços ao nível do custo marginal, realizou-se uma regressão sendo a variável dependente os Proveitos Totais anuais por cliente permitidos às empresas de distribuição. Resolvemos apresentar primeiro esta prévia estimação, antes de apresentar a relativa aos proveitos líquidos do custo marginal (sendo que a partir desta que poderemos concluir algo acerca da regulação desta atividade), para garantir que os proveitos (antes de lhes retirar o custo marginal) dependem da quantidade distribuída. Assim, a posterior análise será mais credível, pois caso os proveitos líquidos não dependam da quantidade poderemos tirar uma conclusão com maior segurança.

Apresentam-se agora na Tabela 9 os resultados desta primeira estimação, em dados em painel, relativos à regressão em que a variável dependente são os proveitos totais por cliente e as independentes a quantidade de gás natural consumida por cliente e o número de clientes.

Tabela 9. Regressão dos Proveitos totais por cliente em função da Quantidade consumida por cliente e do Número de clientes

Variável Dependente: Proveitos Permitidos por Cliente				
Períodos Incluídos: 4				
Cross-sections incluídas: 11				
Observações totais do Painel (Balanceado): 44				
		Constante	Quantidade consumida por Cliente	Número de Clientes
Modelo OLS	Coeficiente	256.7913	4.172314	-0.000358
	Desvio Padrão	29.37493	1.182283	0.0001217
	<i>t-Statistic</i>	8.74	3.53	-2.94
	<i>p Value</i>	0.000	0.001*	0.005
Modelo Efeitos Aleatórios	Coeficiente	250.818	4.435532	-0.0003487
	Desvio Padrão	44.73909	1.721249	0.0001879
	<i>t-Statistic</i>	5.61	2.58	-1.86
	<i>p Value</i>	0.0000	0.010*	0.063
Modelo Efeitos Fixos	Coeficiente	-27.50576	9.332927	0.0013942
	Desvio Padrão	229.6146	4.93111	0.0015557
	<i>t-Statistic</i>	-0.12	1.89	0.90
	<i>p Value</i>	0.905	0.068**	0.377

**p Value* < 0.01, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 1%. Os Proveitos totais (por cliente) dependem da quantidade (por cliente).

** *p Value* < 0.10, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 10%. Os Proveitos totais (por cliente) dependem da quantidade (por cliente).

Realizou-se o teste de *Hausman* para se poder escolher entre o uso de efeitos aleatórios ou de efeitos fixos. A Tabela 10 apresenta os resultados do teste obtidos, sendo que não se rejeita H_0 . Em H_0 o modelo de efeitos aleatórios é consistente e

eficiente pelo que é neste modelo que se apoia a conclusão de que os proveitos totais por cliente das empresas dependem de facto da quantidade consumida por cliente, para um grau de significância de 1%.

Tabela 10. Resultado do Teste de *Hausman*

Variável	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios	Dif.	<i>p value</i>
Quantidade por Cliente	9.332927	4.435532	4.897395	0.4663*
Número de Clientes	0.0013942	-0.0003487	0.001743	

* O *P value* não é significativo, pelo que não se rejeita H_0 . Ao não se rejeitar H_0 não se rejeita o modelo de Efeitos Aleatórios.

Verificou-se se estavam presentes problemas de correlação contemporânea³ ou heteroscedasticidade⁴. Em relação ao primeiro, realizou-se o teste de *Pasaran CD* (dependência ao nível da *cross-sectional*) e não se concluiu estar presente ao não se rejeitar H_0 (resultados na Tabela 11). Já em relação à existência de heteroscedasticidade, utilizou-se o teste de *Wald* modificado para identificação de heteroscedasticidade em grupo e concluiu-se pela sua existência, devido à rejeição de H_0 (resultados na Tabela 12).

Tabela 11. Resultado do Teste de *Pasaran CD*

H ₀ : Os resíduos não são correlacionados.		
	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios
Valor Pr.	0.959	0.425

³ Existe correlação contemporânea quando existe correlação entre os erros das diferentes equações para o mesmo período de tempo (Duarte et al., s.d.). Este problema pode surgir devido à omissão de variáveis.

⁴ Existe heteroscedasticidade entre as diferentes unidades observadas quando a variância do erro é constante mas varia de uma equação para a outra (Duarte et al., s.d.).

Tabela 12. Resultado do Teste de *Wald* modificado para identificação de Heteroscedasticidade em grupo

H ₀ : Os resíduos são homocedásticos.	
Estatística Qui-quadrado	Prob > chi ²
2509.47	0.000

Devido à presença de heteroscedasticidade, estimaram-se os modelos robustos. A utilização de modelos robustos controla este problema e permite encontrar resultados mais eficazes e robustos. Os resultados apresentam-se a seguir.

Tabela 13. Resultados dos Modelos Robustos

Variável Dependente: Proveitos Permitidos por Cliente				
		Constante	Quantidade consumida por Cliente	Número de Clientes
Modelo Robusto com Efeitos Aleatórios	Coefficiente	250.818	4.435532	-0.0003487
	Desvio Padrão	43.8689	1.870847	0.0001497
	<i>t-Statistic</i>	5.72	2.37	-2.33
	<i>p Value</i>	0.0000	0.018*	0.020
Modelo Robusto com Efeitos Fixos	Coefficiente	-27.50576	9.332927	0.0013942
	Desvio Padrão	293.0854	8.954784	0.0012389
	<i>t-Statistic</i>	-0.09	1.04	1.13
	<i>p Value</i>	0.927	0.322**	0.287

**p Value* < 0.05, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 5%. Os Proveitos totais (por cliente) dependem da quantidade (por cliente).

**A variável não é significativa. Os Proveitos totais (por cliente) não dependem da quantidade (por cliente).

Baseando-nos nos resultados do modelo robusto (para corrigir o problema de heteroscedasticidade) de efeitos aleatórios, já que o teste de *Hausman* não rejeitou H₀, esta primeira análise permitiu certificar que os proveitos por cliente dependem da quantidade consumida por cliente, para um grau de significância de 5% (dado *p value* = 0.018).

4.5.2 Teste à fixação de Proveitos ao nível do Custo Marginal

Estamos agora em condições de passar à análise que verifica se os proveitos das empresas distribuidoras estão ou não ao nível do custo marginal. Como se mostrou no ponto 4.2, se os proveitos líquidos (do custo marginal multiplicado pela quantidade) por cliente continuarem a depender da quantidade consumida por cliente, então rejeita-se a hipótese de o preço estar ao nível do custo marginal. Se, por outro lado, os proveitos deixarem de depender da quantidade, não se pode concluir que o preço não esteja, de facto, ao nível do custo marginal. A Tabela 14 apresenta estes resultados.

Tabela 14. Teste à fixação do Preço ao nível do Custo Marginal

Variável Dependente: Proveitos Líquidos por Cliente				
Períodos Incluídos: 4				
<i>Cross-sections</i> incluídas: 11				
Observações totais do Painel (Balanceado): 44				
		Constante	Quantidade consumida por Cliente	Número de Clientes
Modelo OLS	Coefficiente	256.6476	3.371814	-0.0003585
	Desvio Padrão	29.34516	1.181085	0.0001216
	<i>t-Statistic</i>	8.75	2.85	-2.95
	<i>p Value</i>	0.0000	0.007*	0.005
Modelo Efeitos Aleatórios	Coefficiente	250.2814	3.662558	-0.0003504
	Desvio Padrão	44.73841	1.720763	0.0001879
	<i>t-Statistic</i>	5.59	2.13	-1.86
	<i>p Value</i>	0.0000	0.033**	0.062
Modelo Efeitos Fixos	Coefficiente	-26.27754	8.667068	0.0013568
	Desvio Padrão	229.1111	4.920298	0.0015523
	<i>t-Statistic</i>	-0.11	1.76	0.87
	<i>p Value</i>	0.909	0.088***	0.389

**p Value* < 0.01, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 1%. Os Proveitos líquidos (por cliente) dependem da quantidade (por cliente).

***p Value* < 0.05, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 5%. Os Proveitos líquidos (por cliente) dependem da quantidade (por cliente).

*** *p Value* < 0.10, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 10%. Os Proveitos líquidos (por cliente) dependem da quantidade (por cliente).

Realizou-se novamente o teste de *Hausman* para se poder escolher entre o uso de efeitos aleatórios ou de efeitos fixos. A Tabela 15 apresenta os resultados do teste obtidos, sendo que não se rejeita novamente H_0 . Em H_0 o modelo de efeitos aleatórios é consistente e eficiente pelo que é neste modelo que se apoia a conclusão de que os proveitos líquidos das empresas, por cliente, continuam a depender da quantidade consumida por cliente, para um grau de 5% de significância (dado $p\ value = 0.033$).

Tabela 15. Resultado do Teste de *Hausman*

Variável	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios	Dif.	<i>p value</i>
Quantidade por Cliente	8.667068	3.662558	5.00451	0.4659*
Número de Clientes	0.0013568	-0.0003504	0.0017073	

* O *P value* não é significativo, pelo que não se rejeita H_0 . Ao não se rejeitar H_0 não se rejeita o modelo de Efeitos Aleatórios.

Verificou-se novamente se estavam presentes problemas de correlação contemporânea ou heteroscedasticidade. Em relação ao primeiro, realizou-se o teste de *Pasaran CD* (independência ao nível da *cross-sectional*) e não se concluiu estar presente, ao não se rejeitar H_0 (resultados na Tabela 16). Já em relação à existência de heteroscedasticidade, utilizou-se o teste de *Wald* modificado para identificação de heteroscedasticidade em grupo e concluiu-se mais uma vez pela sua existência, ao rejeitar H_0 (resultados na Tabela 17).

Tabela 16. Resultado do Teste de *Pasaran CD*

H ₀ : Os resíduos não são correlacionados.		
	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios
Valor Pr.	0.997	0.446

Tabela 17. Resultado do Teste de *Wald* modificado para identificação de Heteroscedasticidade em grupo

H ₀ : Os resíduos são homocedásticos.	
Estatística Qui-quadrado	Prob > chi ²
2406.84	0.000

Devido à presença de heteroscedasticidade, estimaram-se os modelos robustos. Como já foi referido, a utilização de modelos robustos controla este problema, permitindo assim encontrar resultados mais eficazes e robustos.

Tabela 18. Modelos Robustos para o teste do Custo Marginal

Variável Dependente: Proveitos Líquidos por Cliente				
		Constante	Quantidade por Cliente	Número de Clientes
Modelo Robusto com Efeitos Aleatórios	Coefficiente	250.2814	3.662558	-0.0003504
	Desvio Padrão	43.79134	1.865623	0.0001507
	<i>t-Statistic</i>	5.72	1.96	-2.32
	<i>p Value</i>	0.0000	0.050*	0.020
Modelo Robusto com Efeitos Fixos	Coefficiente	-26.27754	8.667068	0.0013568
	Desvio Padrão	292.6135	8.937717	0.0012363
	<i>t-Statistic</i>	-0.09	0.97	1.10
	<i>p Value</i>	0.930	0.355**	0.298

**p Value* < 0.05, pelo que a variável é significativa para um grau de significância de 5%. Os Proveitos líquidos (por cliente) dependem da quantidade (por cliente).

**A variável não é significativa. Os Proveitos líquidos (por cliente) não dependem da quantidade (por cliente).

Baseando-nos nos resultados do modelo robusto de efeitos aleatórios, já que o teste de *Hausman* não rejeitou H_0 , o modelo robusto continua a indicar que a variável quantidade consumida por cliente é estatisticamente significativa para um grau de 5% de significância (dado $p\ value = 0.05$). Daqui pode concluir-se que se rejeita a hipótese nula de o preço da atividade de distribuição de gás natural estar ao nível do custo marginal, para um grau de significância de 5%. De facto, para este grau de significância, os proveitos permitidos continuam a depender da quantidade quando lhes é retirado o montante relativo ao custo marginal. Parece então que os proveitos permitidos líquidos não cobrem apenas os custos fixos das empresas, sendo ainda uma receita em função da quantidade de gás natural.

Devido ao resultado obtido, é razoável admitir uma perda de bem-estar social, uma vez que os proveitos permitidos às empresas, e conseqüentemente o preço resultante da sua atividade, não estão fixado no nível ótimo. O que se pretende fazer de seguida é então mensurar esta perda de bem-estar.

4.6 Análise da Perda de Bem-Estar Social

Anteriormente concluiu-se que se rejeita a hipótese nula dos proveitos permitidos às empresas distribuidoras estarem ao nível do custo marginal, para um grau de significância de 5%. Nestas circunstâncias, é provável que encontremos perda de bem-estar, pelo que se procede de seguida ao seu cálculo.

O cálculo da perda de bem-estar social (*Deadweight Loss* ou DWL) é relevante, uma vez que permite mensurar a perda monetária de uma determinada sociedade devido ao exercício do poder de mercado de uma empresa ou de uma indústria. A perda de bem-estar é representada pela diferença entre a redução no excedente do consumidor e o aumento no excedente do produtor, perante a diferença entre dois níveis de preços. A medida da perda de bem-estar foi primeiramente desenvolvida por Harberger (1954). A questão fundamental para que haja, de facto, uma perda de bem-estar social é a existência de poder de mercado por parte das empresas.

4.6.1 Caso de Monopólio

Estão presentes 11 empresas na atividade de distribuição de gás natural no nosso país; no entanto, elas não parecem interagir entre si, pois a cada uma está determinada uma área geográfica de concessão (como já se viu anteriormente⁵). Por este facto, parece correto afirmar a existência de monopólios regionais na atividade de distribuição. Assim, o cálculo da perda de bem-estar vai ser feito, considerando a existência de um monopólio e não de um oligopólio (pois as empresas não são concorrentes).

Para se mensurar a perda de bem-estar, será previamente necessário o cálculo do valor da elasticidade preço-procura relativa à atividade de distribuição. O valor da elasticidade vai-nos permitir perceber qual a variação da quantidade de gás natural distribuída, provocada pela diferença encontrada entre o preço médio verificado por unidade adicional e o custo marginal.

Para o cálculo da elasticidade fez-se uma regressão de dados em painel, onde a variável dependente é o logaritmo da quantidade anual de gás natural consumida por cliente e a independente o logaritmo dos preços, resultantes dos proveitos permitidos às 11 empresas distribuidoras (para o período em análise). Os valores dos preços para cada empresa foram calculados através da divisão dos proveitos permitidos a cada empresa pela quantidade de gás natural distribuída por cada uma. O valor do consumo por cliente encontrou-se pela divisão da quantidade distribuída de gás natural pelo número de clientes em cada rede de distribuição.

Com esta função do tipo *log-log* o coeficiente dos preços é interpretado como sendo a elasticidade. Esperamos encontrar um coeficiente com sinal (-) para que, verdadeiramente, represente a elasticidade, sendo que maiores preços conduzem a menores consumos. A Tabela 19 apresenta o valor estimado da elasticidade⁶, tendo-se usado efeitos fixos devido ao resultado do teste de *Hausman* (apresentado na Tabela 20).

⁵ Ver Figura 2 (página 28) relativa à área de concessão das empresas distribuidoras.

⁶ Utilizou-se o modelo robusto de efeitos fixos, uma vez que o teste de *Hausman* rejeita a hipótese nula, pelo que se deve utilizar o modelo de efeitos fixos. Para além disto, Davis e Muehlegger (2010) também utilizam efeitos fixos.

Tabela 19. Elasticidade da Procura

	Elasticidade
Log (preço)	-0.3064818
<i>p Value</i>	0.055
R^2	0.784

Tabela 20. Resultado do Teste de *Hausman*

Variável	Efeitos Fixos	Efeitos Aleatórios	Dif.	<i>p value</i>
Log (Preço)	-0.3064818	-0.6645431	0.3580613	0.0029*

* *p value* < 0.01, pelo que se rejeita H_0 . Deve usar-se o modelo de Efeitos Fixos.

O sinal negativo (-) da elasticidade vai de encontro ao esperado. Encontrámos uma elasticidade de, aproximadamente, -0.306. Pode dizer-se que a procura de gás natural às empresas distribuidoras é inelástica.

Encontrado o valor da elasticidade, vamos agora proceder ao cálculo da perda de bem-estar decorrente de se ter recusado a hipótese dos proveitos estarem fixados ao nível teórico ideal. Para tal, é necessário conhecer alguns valores. O preço médio por unidade adicional distribuída, verificado ao longo do período analisado, é obtido pela soma do valor de α_1 (coeficiente da quantidade consumida por cliente) da regressão que testou o nível de preços e do custo marginal. De facto, o valor de α_1 representava o preço médio por unidade acima do valor do custo marginal. Logo, se a este valor somarmos o custo marginal médio ao longo dos 4 anos (cálculo na Tabela 21) obtemos o preço médio por unidade adicional verificado ao longo do período em análise. Sabemos qual foi a quantidade média de gás natural distribuída no país ao longo do

período para este preço e, através do valor da elasticidade, conseguimos aferir qual seria esta quantidade se o preço por unidade adicional estivesse ao nível do custo marginal.

Tabela 21. Valor médio anual do Custo Marginal

	Ano Gás				Média
	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	
Custo Marginal (Euros 2008/MWh)	0.7483	0.8061	0.8431	0.8631	0.81515

A Tabela 22 apresenta, então, o cálculo da perda de bem-estar social verificada, em média, anualmente (valores normalizados para Euros de 2008). Note-se que ao calcular a perda de bem-estar, assumimos que o número de consumidores se mantém inalterado⁷. Como é possível observar, conclui-se por uma perda de bem-estar média anual de aproximadamente 66 milhões de Euros. Este valor corresponde a 7.6% dos proveitos anuais permitidos a toda a cadeia de gás natural (resultado na Tabela 23).

Tabela 22. Cálculo da Perda de Bem-Estar Social média anual (Euros de 2008)

Variável	Valor
Preço médio por unidade adicional	4.477708* Euros/MWh
Custo Marginal médio	0.81515 Euros/MWh
Valor Absoluto da Elasticidade (η)	0.3064818
Quantidade de gás natural distribuído com preço por unidade = 4.477708	26195000 MWh
Quantidade de gás natural distribuído com preço por unidade = 0.81515	62344100 MWh
$DWL = (\Delta P * \Delta Q) / 2$	66199087.7 Euros

* Obtido através de (3.662558 + 0.81515).

⁷ Davis e Muehlegger (2010), também o fazem, para que se encontre a verdadeira perda de bem-estar.

Tabela 23. Importância da Perda no contexto global do setor

	Ano Gás				Média
	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	
Proveitos de todo o setor (Euros 2008)	1038092755	1017885250	738795390.1	694185266.6	872239665.5
				DWL = 66199087.7 Euros	7.6%

4.6.2 Caso de Oligopólio

Anteriormente calculou-se a perda de bem-estar social admitindo um monopólio, uma vez que as empresas distribuidoras não interagem entre si. Agora, neste ponto, pretende-se refazer esse cálculo assumindo um oligopólio. O objetivo é encontrar o valor da perda de bem-estar se se verificasse um mercado oligopolista, para que se possa comparar com o resultado obtido anteriormente. Para o cálculo, vão ser usados os mesmos valores de preço médio verificado, custo marginal médio e elasticidade, já apresentados no cálculo anterior.

Antes de se apresentar o cálculo da perda de bem-estar, e estando nós agora a admitir um oligopólio, apresentamos na tabela seguinte uma medida do poder de mercado das empresas ($s_i / |\varepsilon_d|$), sendo que s_i representa a quota de mercado da empresa i e ε_d o valor da elasticidade. Para obter os valores das quotas de mercado de cada empresa dividiu-se o volume de gás natural distribuído por cada rede de distribuição pelo total distribuído para cada ano gás e posteriormente calculou-se uma média dos 4 anos gás em análise.

Note-se que em relação ao valor da elasticidade, sabemos que quanto mais elástica for a procura, menor o poder de mercado das empresas. Ao contrário, quanto menos elástica for a procura, maior é esse poder.

A tabela seguinte é, então, composta pela quota média anual de cada empresa, bem como por uma medida do seu poder de mercado. Verifica-se poder de mercado por parte de algumas empresas, nomeadamente da Lusitaniagás, Portgás e LisboaGás.

Tabela 24. Poder de Mercado por Empresa Distribuidora

Empresa Distribuidora	Quota Média Anual	Medida do Poder de Mercado $\left(\frac{s_i}{ \varepsilon_d }\right)$
Lusitaniagás	0.321109314	1.047726501
Portgás	0.257988071	0.841772343
Lisboagás	0.250088187	0.81599633
Setgás	0.075774065	0.247238224
Tagusgás	0.049249889	0.16069423
Beiragás	0.027228696	0.088842724
Duriensegás	0.007845082	0.025597204
Sonorgás	0.004532321	0.014788214
Medigás	0.003230948	0.010542048
Dianagás	0.002438314	0.007955814
Paxgás	0.000515112	0.001680726

De seguida apresenta-se o cálculo da perda de bem-estar, caso se verifique a existência de um oligopólio na distribuição de gás natural. Foi Daskin (1991) que apresentou uma fórmula para a perda de bem-estar em oligopólio, tendo depois Ferguson e Ferguson (1994) desenvolvido uma outra versão da mesma fórmula (Schmidt e Lima, 2006). As expressões de Daskin (1991) e Ferguson e Ferguson (1994) apresentam-se, respetivamente, de seguida, sendo que η representa o valor absoluto da elasticidade preço da procura, π o lucro e R a receita total.

Expressão de Daskin:
$$DWL = \frac{1}{2} \pi^2 \eta R^{-1}$$

Expressão de Ferguson e Ferguson:
$$DWL = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta p}{p}\right)^2 \eta R$$

Vamos usar a fórmula de Ferguson e Ferguson (1994) para calcular a perda de bem-estar em oligopólio. Não vamos calcular a perda por empresa, mas sim no conjunto, uma vez que apenas temos o valor do preço médio por unidade adicional verificado no período em análise e não o preço por empresa. Assim, para o cálculo da perda de bem-estar social vão, novamente, usar-se os valores médios do período em análise (os 4 anos gás). Vamos usar os valores de preço médio verificado, custo marginal médio e elasticidade utilizados no cálculo da perda em monopólio, sendo que aqui será necessário também o valor médio dos proveitos das empresas (que representam as receitas). O valor destes proveitos médios apresenta-se na Tabela 25.

Tabela 25. Valor médio anual dos Proveitos Permitidos às Empresas Distribuidoras

	Ano Gás				Média
	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	
Proveitos Permitidos Totais* (Euros 2008)	255527701.2	272525337.1	303220147.6	308632197.2	284976345.8

*Soma dos proveitos permitidos às 11 empresas.

A Tabela 26 apresenta o cálculo da perda de bem-estar social anual média (Euros de 2008), assumindo um oligopólio, resultante do preço médio por unidade das empresas distribuidoras de gás natural não estar ao nível do seu custo marginal. Como é possível observar, conclui-se por uma perda de bem-estar média anual de aproximadamente 29 milhões de Euros. Este valor corresponde a 3,3% dos proveitos anuais permitidos a toda a cadeia de gás natural (resultado na Tabela 27).

Tabela 26. Cálculo da Perda de Bem-Estar Social média anual (Euros de 2008)

Variável	Valor
Preço médio por unidade adicional	4.477708* Euros/MWh
Custo Marginal médio	0.81515 Euros/MWh
$\frac{\Delta p}{p} = \frac{Pmg - Cmg}{Pmg}$	0.81795374
Valor Absoluto da Elasticidade (η)	0.3064818
Proveitos médios anuais das 11 empresas	284976345.8
$DWL = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta p}{p} \right)^2 \eta R$	29217361.3 Euros

* Obtido através de (3.662558 + 0.81515).

Tabela 27. Importância da Perda no contexto global do setor

	Ano Gás				Média
	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	
Proveitos de todo o setor (Euros 2008)	1038092755	1017885250	738795390.1	694185266.6	872239665.5
				DWL = 29217361.3 Euros	3.3%

Esta análise permitiu verificar que a perda de bem-estar é bastante inferior no caso de oligopólio. De facto, se assumirmos a existência de um oligopólio, a perda é de aproximadamente 29 milhões de Euros, enquanto no caso de monopólio a perda encontrada foi de aproximadamente 66 milhões de Euros. Com oligopólio, a perda reduz-se em mais de metade, apesar de utilizarmos o mesmo valor relativo ao preço verificado. Isto permite concluir que se, de alguma forma, o regulador conseguisse introduzir alguma interação e concorrência entre as empresas distribuidoras de gás

natural, a perda de bem-estar seria menor. Mais, a redução provavelmente seria ainda maior do que a aqui demonstrada, pois se as empresas concorressem entre si, o preço verificado deveria ser inferior ao atual. A ideia de tentar introduzir alguma concorrência entre as empresas distribuidoras parece assim um caminho a tomar. Sugerimos, por exemplo, a tentativa de interação entre as empresas em áreas geográficas limite da sua concessão.

5. Conclusão

Nesta dissertação salientou-se a importância da regulação, tendo-se explicado a sua necessidade, e focaram-se os vários instrumentos regulatórios, procurando fazer-se uma comparação entre eles com base na literatura existente. Foram também apresentadas as diversas teorias da regulação, das quais se destaca a teoria da captura, segundo a qual o regulador é capturado pela própria indústria com vista a defender os seus interesses. Será que esta teoria se verifica na regulação do setor de gás natural em Portugal? O objetivo deste estudo foi, precisamente, analisar a regulação do setor de gás natural e destacar a sua importância. O trabalho centrou-se na atividade de distribuição, desenvolvida em Portugal por onze redes distribuidoras. A ERSE fixa proveitos permitidos às empresas com base nos seus custos, pelo que se pretendeu verificar se o preço resultante desta atividade (consequência dos proveitos permitidos a estas empresas) está ao nível do seu custo marginal.

Usando dados em painel, observaram-se os dados relativos às 11 empresas distribuidoras para os 4 anos de regulação de distribuição de gás natural em Portugal. Considerando o custo incremental de energia das redes de distribuição como sendo um valor aproximado do custo marginal das empresas distribuidoras, pôde concluir-se que os proveitos não estão fixados ao nível do custo marginal, mas sim a um nível superior. Esta conclusão tornou pertinente o cálculo da perda de bem-estar social fruto desta situação. Para tal, foi fundamental o cálculo da elasticidade relativa ao preço resultante da distribuição, que permite observar como o consumo de gás natural se altera face a variações nos proveitos permitidos na cadeia de distribuição. Verificou-se que a elasticidade relativa à atividade de distribuição é baixa. Quando comparámos os proveitos por unidade adicional com o custo marginal, e assumindo a existência de um monopólio na atividade de distribuição, encontrou-se uma perda de bem-estar média anual de 66 milhões de Euros. Este valor corresponde a 7.6% dos proveitos totais médios anuais permitidos a toda a cadeia de gás natural.

Foi possível ainda verificar que, se assumíssemos a existência de um oligopólio, a perda de bem-estar social fruto do resultado encontrado seria bastante menor. Assim, talvez fosse proveitoso se o regulador, de alguma forma, conseguisse introduzir interação e concorrência entre as empresas distribuidoras.

A análise feita neste estudo diz apenas respeito às empresas distribuidoras de gás natural. Seria pertinente, no futuro, analisar-se as demais atividades do setor, nomeadamente a atividade de transporte, para que se possa observar se também aí os proveitos permitidos não estão ao nível do custo marginal, bem como encontrar a perda de bem-estar que daí resultaria.

6. Referências

- Afonso, A. e C. Scaglioni (2006), “An Assessment of Telecommunications Regulation Performance in the European Union”, *ISEG Economics Working Paper No. 07/2006/DE/UECE*.
- Alexander, I. e C. Shugart (1999), “Risk, Volatility and Smoothing: Regulatory Options for Controlling Prices”. Última vez acessado em 11 março 2012, disponível em: <http://www.regulationbodyofknowledge.org/documents/065.pdf>
- Almeida, E. (2001), “Fundamentos de Economia da Energia: Gás Natural”, *Grupo de Economia da Energia*, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro.
- Almeida, E. (2005), “Experiência Regulatória nos Mercados Maduros: EUA e Reino Unido”, *Grupo de Economia da Energia*, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro.
- Arano, K. e B. Blair (2008), “An ex-post welfare analysis of natural gas regulation in the industrial sector”, *Energy Economics*, 30 (3), 789–806.
- Aubin, D., K. Verhoest, E. Mathieu e J. Mattys (2010), “Non-binding coordination in regulation”, *Network Industries Quarterly*, 12 (2), 17-20.
- Averch, H. e L. Johnson (1962), “Behavior of the Firm under Regulatory Constraint”, *American Economic Review*, 52 (5), 1052-1069.
- Becker, G. (1983), “A theory of competition among pressure groups for political influence”, *Quarterly Journal of Economics*, 98 (3), 371-400.
- Beesley, M. e S. Littlechild (1989), “The regulation of privatized monopolies in the UK”, *Rand Journal of Economics*, 20 (3), 454-472.
- Bhaskar, V., B. Gupta e M. Khan (2006), “Partial privatization and yardstick competition: Evidence from employment dynamics in Bangladesh”, *Economics of Transition*, 14 (3), 459–477.

- Borenstein, S. e L. Davis (2010), “The Equity and Efficiency of Two-Part Tariffs in U.S. Natural Gas Markets”, Energy Institute at Haas (EI @ Haas) Working Paper Series.
- Brekke, K., A. Grasdal e Tor Holma (2009), “Regulation and pricing of pharmaceuticals: Reference pricing or price cap regulation?”, *European Economic Review*, 53 (2), 170–185.
- Breyer, S. (1982), “Regulation and its reform”, Harvard University Press.
- Cabral, L. e M. Riordan (1989), “Incentives for costs reduction under price cap regulation”, *Journal of Regulatory Economics*, 1 (2), 93-102.
- Calderón, C. e L. Servén (2004), “The Effects of Infrastructure Development on Growth and Income Distribution”, *Central Bank of Chile Working Papers* 270.
- Campadónio, H. (1999), “The natural gas industry and its regulation in Latin America”, *Cepal Review*, 68 (8), 137- 154.
- Cardoso, R., E. Saravia, F. Tenório e M. Silva (2009), “Accounting regulation: theories and analysis of the Brazilian accounting standards convergence to IFRS”, *Rev. Adm. Pública*, 43 (4), Rio de Janeiro.
- C.E. (2010), “Infra-estruturas para o desenvolvimento sustentável”. Última vez acedido em 11 março 2012, disponível em:
http://ec.europa.eu/europeaid/what/infrastructure-transport/index_pt.htm
- Cerovic, L., M. Donadic e T. Galovic (2009), “Liberalization of EU Gas Setor: Impacts and Perspectives for future development”, *Business Excellence*, 3 (1), 77-93.
- Clastres, C. e L. David (2009), “The impact of asymmetric regulation on surplus and welfare: the case of gas release programmes”, *OPEC Energy Review*, XXXIII (2), 97-110.
- Cruz, A. e M. Filho (2004), “Regulação Económica e a relação Usuário-Agencia Operador no Brasil”, Paper do *NAEA* nº168.

- Currier, K. (2007), “A practical approach to quality-adjusted price cap regulation”, *Telecommunications Policy*, 31 (8-9), 493–501.
- Dalen, M. (1998), “Yardstick competition and investment incentives”, *Journal of Economics & Management Strategy*, 7 (1), 105–126.
- Daskin, A. J. (1991), “Deadweight Loss in Oligopoly: A New Approach”, *Southern Economic Journal*, 58 (1), 171-185.
- Davis, L. e E. Muehlegger (2010), “ Do Americans Consume Too Little Natural Gas? An Empirical Test of Marginal Cost Pricing”, *RAND Journal of Economics*, 41 (4), 791-810.
- Direcção Geral de Energia e Geologia (2011), “A Factura Energética Portuguesa 2010”, *Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento*, nº26-Maio.
- Dobbs, I. (2004), “Intertemporal Price Cap Regulation under Uncertainty”, *The Economic Journal*, 114 (495), 421-440.
- Donald, S. e D. Sappington (1997), “Choosing Among Regulatory Options in the United States Telecommunications Industry”, *Journal of Regulatory Economics*, 12 (3), 227-243.
- Duarte, P., W. Lamounier e R. Takamatsu (s.d.), “Modelos Econométricos para Dados em Painel: Aspectos Teóricos e Exemplos de Aplicação à Pesquisa em Contabilidade e Finanças”. Última vez acedido em 11 março 2012, disponível em: <http://www.congressosp.fipecafi.org/artigos72007/523.pdf>
- ERSE (2007a), “Caracterização do sector de gás natural em Portugal”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- ERSE (2007b), “Tarifas e preços para o gás natural e outros serviços regulados para o ano gás 2007-2008”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- ERSE (2008a), “Análise da Evolução e Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2008-2009”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços

Energéticos.

ERSE (2008b), “Tarifas de gás natural para o ano gás 2008-2009”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2009a), “Análise da Evolução e Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2009-2010”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2009b), “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2009-2010”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2009c), “Proveitos permitidos do ano gás 2009-2010 das empresas reguladas do setor do gás natural”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2010a), “Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2010-2011”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2010b), “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2010c), “Definição de Metas de Eficiência para a Atividade de Distribuição de Gás Natural para o período de Regulação os anos Gás de 2010-2011 a 2012-2013”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2010d), “Proveitos Permitidos no Ano Gás 2010-2011 das Empresas Reguladas do Setor de Gás Natural”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2011a), “Caracterização da Procura de Gás Natural no Ano Gás 2011-2012”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE (2011b), “Estrutura Tarifária no ano gás 2011-2012”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

- ERSE (2011c), “Proveitos Permitidos no Ano Gás 2011-2012 das Empresas Reguladas do Setor de Gás Natural”, publicação no sítio da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- Estache, A. (2004), “Emerging Infrastructure Policy Issues in Developing Countries: A Survey of the Recent Economic Literature”, *World Bank Policy Research Working Paper* 3442.
- Estache, A. e M. Rossi (2008), “Regulatory Agencies: Impact on Firm Performance and Social Welfare”, *Policy Research Working Paper* 4509.
- ExxonMobil (2010), “Panorama Energético: Perspectivas para 2030”. Última vez acessado a 11 março 2012, disponível em: exxonmobil.com/energyoutlook
- Ferguson, P. R. e G. J. Ferguson (1994), “Industrial economics: issues and perspectives”, NYU Press.
- Freitas, K. (2004), “Definição Tarifária como Instrumento Regulatório: Precificação do Transporte Dutoviário de Gás Natural no Brasil”, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Gasmi, F., J. Laffont e W. Sharkey (1997), “Incentive Regulation and the Costs structure of the local telephone exchange network”, *Journal of Regulatory Economics*, 12 (1), 5-25.
- Gasmi, F., P. Nomba e L. Virto (2006), “Political Accountability and Regulatory Performance in Infrastructure Industries: An Empirical Analysis”, *World Bank Policy Research Working Paper* 4101.
- Gossum, P., B. Arts e K. Verheyen (2010), “From “smart regulation” to “regulatory arrangements””, *Policy Sciences*, 43 (3), 245–261.
- Harberger, A. C. (1954), “Monopoly and resource allocation”, *American Economic Review*, 44 (2), 77-87.
- Heyes, A. E C. Liston-Heyes (1998), “Price cap regulation and technical change”, *Journal of Public Economics*, 68 (1), 137-151.

- Holmstrom, B. (1982), “Moral hazard in teams”, *Bell Journal of Economics*, 13 (2), 324-340.
- Hsiao, C. (2003), “Analysis of Panel Data”, *Cambridge University Press*.
- Informação Portugal (2008), “O Setor do Gás”, publicação da aicep Portugal Global.
- Jamasb, T. E M. Pollitt (2001), “International Benchmarking and Yardstick Regulation: An Application to European Electricity Utilities”, *DAE Working Paper 0115, Department of Applied Economics, University of Cambridge*.
- James, T. (2009), “Whatever happened to Regulation theory? The Regulation approach and local government revisited”, *Policy Studies*, 30 (2), 181- 201.
- KEMA (2010), “Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community”, Última vez acedido em 11 março 2012, disponível em: <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/736177.PDF>
- Kirkpatrick, C., D. Parker e Y. Zhang (2006), “Foreign direct investment in infrastructure in developing countries: does regulation make a difference?”, *Transnational Corporations*, 15 (1), 144-171.
- Knittel, C. (2004), “Regulatory Restructuring and Incumbent Price Dynamics: The Case of U.S. Local Telephone Markets”, *The Review of Economics and Statistics*, 86 (2), 614-625.
- Krause, G. e H. Pinto Junior (1998), “Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: Experiência Internacional”, Nota Técnica 3: ANP.
- Laffont (1994), “The new economics of regulation ten years after”, *Econometrica*, 62 (3), 507-537.
- Lin, C. (2008), “Incorporating Service Quality into Yardstick Regulation: An Application to the Peru Water Setor”, *Review of Industrial Organization*, 32 (1), 53–75.

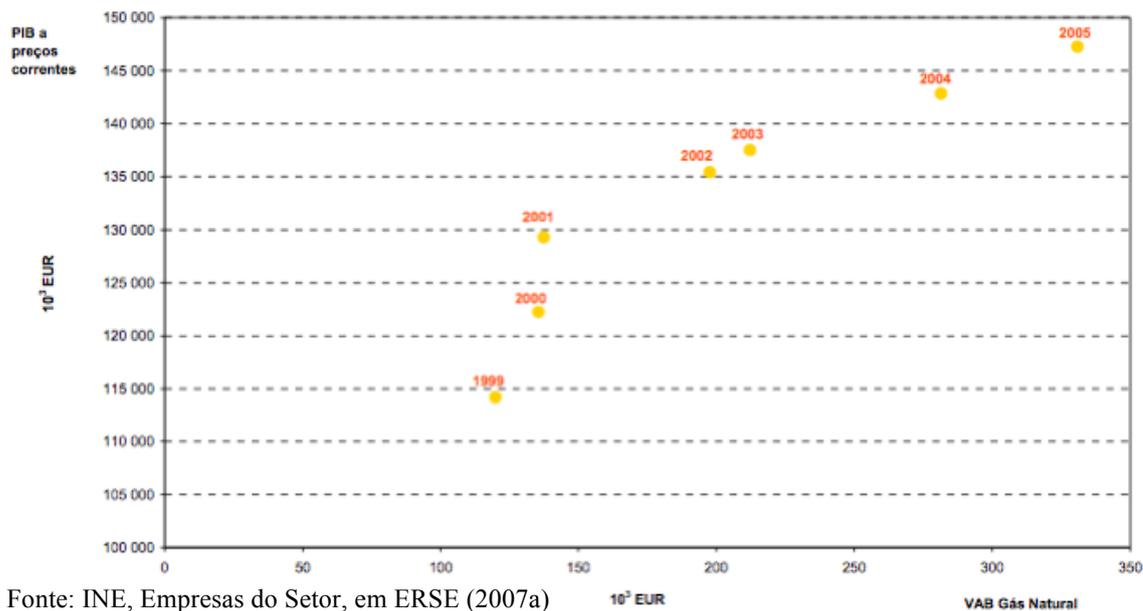
- Loeb, M. e W. Magat (1979), “A Decentralized Method for Utility Regulation”, *Journal of Law and Economics*, 22 (2), 399-404.
- Loube, R. (1995), “Price Cap Regulation: Problems and Solutions”, *Land Economics*, 71 (3), 286-298.
- Lyon, T. (1990), “Spot and Forward Markets for Natural Gas: The Effects of State Regulation”, *Journal of Regulatory Economics*, 3 (2), 299-316.
- Machado, A. (2009), “Viabilidade Técnico-Económica da Injeção de Biometano na rede de Gás Natural”, Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro.
- Maranhão, R. (2004), “A importância do gás natural”, Rio de Janeiro. IE-UFRJ, IFES nº 1.367.
- Martins, L. (2006), “Modelos com Dados de Painel”, Departamento de Métodos Quantitativos ISCTE – EG, Lisboa.
- Melo, J. e P. Neto (2007), “Bem-estar Social, Regulação e Eficiência no setor de Saneamento Básico”, *Documentos técnico Científicos*, 41 (4), 763-780.
- Minogue, M. (2005), “Apples and oranges—Comparing International experiences in regulatory reform”, *Centre for the Study of Regulated Industries*, University of Bath.
- Mizutani, F., H. Kozumi e N. Matsushima (2009), “Does Yardstick regulation really work? Empirical evidence from Japan’s rail industry”, *Journal of Regulatory Economics*, 36 (3), 308–323.
- Muthuraman, K., T. Aouam e R. Rardin (2008), “Regulation of Natural Gas Distribution Using Policy Benchmarks”, *Operations Research*, 56 (5), 1131–1145.
- Natural Gas.org*, Última vez acedido em 11 março 2012, disponível em: <http://www.naturalgas.org/regulation/market.asp>

- Naughton, M. (1986), “The Efficiency and Equity Consequences of Two-Part Tariffs in Electricity Pricing”, *Review of Economics and Statistics*, 68 (3), 406-414.
- Peltzman, S. (1976), “Toward a More General Theory of Regulation”, *Journal of Law and Economics*, 19 (2), 211-240.
- Pires, J. E. M. Piccinini (1998), “Modelos de Regulação tarifária do setor elétrico”, Última vez acessado a 11 março 2012, disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev907.pdf
- Posner, R. (1971), “Taxation by regulation”, *Bell Journal of Economics* 2 (1), 22-50.
- Ramsey, F. (1927), “A Contribution to the Theory of Taxation,” *Economic Journal*, 37 (145), 47-61.
- Salgado, L. (2003), “Agências regulatórias na experiência brasileira: um panorama do atual desempenho institucional”, Brasília: IPEA (Texto para discussão nº 941).
- Schmidt, C. e M. Lima (2006), “A Perda do Peso Morto e a Elasticidade-preço da Demanda do Setor Siderúrgico no Brasil”, *Estudos Económicos* (São Paulo), 36 (1), 127-147.
- Shleifer, A. (1985), “A theory of yardstick competition”, *RAND Journal of Economics*, 16 (3), 319–327.
- Sobel, J. (1999), “A re-examination of yardstick competition”, *Journal of Economics & Management Strategy*, 8 (1), 33–60.
- Steenhuisen, B. (2010), “A coordination challenge among multiple regulatory objectives”, *Network Industries Quarterly*, 12 (2), 3-6.
- Stigler, G. (1971), “The Theory of Economics Regulation”, *Bell Journal of Economics*, 2 (1), 3-21.
- Stiglitz, J. (1998), “Private uses of public interests: incentives and institutions”, *Journal of Economic Perspectives*, 12 (2), 3–22.

- Trillas, F., D. Montolio e D. Duch (2011), “Productive efficiency and Regulatory reform: The case of vehicle inspection services”, *Revista de Economia Aplicada*, 55 (XIX), 33-59.
- Uri, N. (2001), “Technical efficiency, allocative efficiency and the implementation of a price cap plan in Telecommunications in the United States”, *Journal of Applied Economics*, IV (1), 163-186.
- Vasconcellos, M. e Neto, O. (2004), “A Revisão da Cláusula “take-or-pay” nos Contratos de Fornecimento de Gás sob a perspectiva da Teoria Geral dos Contratos”, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Verhoest, K. e G. Bouckaert (2005), “Machinery of government and policy capacity: The effects of specialisation and coordination”, *Challenges to state policy capacity: Global trends and comparative perspectives* (Basingstoke: Pelgrave).
- Viscusi, W, J. Harrington e J. Vernon (2005), “Economics of Regulation and Antitrust” - 4aEd, The MIT Press, 2005.
- Wooldridge, J. M. (2002), “Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data”, MIT Press, Cambridge, MA.

Anexos

Anexo 1. Participação do setor de Gás Natural na Riqueza Nacional



Anexo 2. Custos Incrementais das Redes de Distribuição (Euros/MWh) (que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição)

		2008-2009		
		URD MP	URD BP >	URD BP <
Vazio		0.0066	0.0375	0.0375
Fora do Vazio		0.2757	2.0159	3.3676
		2009-2010		
		URD MP	URD BP >	URD BP <
Vazio		0.0067	0.0384	0.0384
Fora do Vazio		0.2824	2.0653	3.4501
		2010-2011		
		URD MP	URD BP >	URD BP <
Vazio		0.0068	0.039	0.039
Fora do Vazio		0.2864	2.0942	3.4984
		2011-2012		
		URD MP	URD BP >	URD BP <
Vazio		0.0068	0.039	0.039
Fora do Vazio		0.2864	2.0942	3.4984

Fonte: Valores contidos nos documentos da ERSE relativos à determinação da estrutura tarifária para os vários anos gás.

Anexo 3. Quantidades (MWh) para o cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

		2008-2009	
		Fora do Vazio	Vazio
URD MP		25692058	1634942
URD MP curtas utilizações		0	0
URD BP >		4311752	266976
URD BP <		3114647	136457
		2009-2010	
		Fora do Vazio	Vazio
URD MP		26417170	1541860
URD MP curtas utilizações		58837	61374
URD BP >		4996632	216004
URD BP <		3357565	145208
		2010-2011	
		Fora do Vazio	Vazio
URD MP		21942209	1202263
URD MP curtas utilizações		80583	29386
URD BP >		3094329	134025
URD BP <		3870304	149301
		2011-2012	
		Fora do Vazio	Vazio
URD MP		24517373	1691501
URD MP curtas utilizações		0	0
URD BP >		4806277	309979
URD BP <		4361383	169704

Fonte: Valores contidos nos documentos da ERSE relativos à caracterização da procura de gás natural para os vários anos gás