



Regulação e Incentivos ao Investimento no Sector do Gás Natural: Que soluções?

por

Sandra Cristina Pimenta Magalhães

Tese de Mestrado em Economia

Orientado por:

Prof. Doutora Isabel Soares

Faculdade de Economia do Porto

2010

Nota biográfica

Sandra Cristina Pimenta Magalhães, nascida a 3 de Abril de 1980, natural de Cedofeita, Portugal.

Em 1998 ingressou no curso de Economia da Faculdade de Economia do Porto da Universidade do Porto, onde se licenciou em 2003 com média final de 14 valores.

Profissionalmente, a autora desta dissertação iniciou a sua actividade profissional em Agosto de 2003 na Direcção Financeira da Portgás S.A. (área de Controlo de Gestão).

Entre Setembro de 2004 e Maio de 2007 foi consultora de Strategy & Operations na empresa Deloitte.

Desde Maio de 2007 que trabalha no Grupo EDP, exercendo funções técnicas na Direcção de Preços e Regulação da empresa EDP Gás, SGPS.

Agradecimentos

Para a elaboração deste trabalho foi fundamental o apoio, orientação, disponibilidade e disciplina da Professora Doutora Isabel Soares. À Professora Isabel agradeço ainda os conselhos amigos e profissionais que me dispensou em todas as nossas sessões de trabalho.

À Professora Doutora Natércia Fortuna pela sua disponibilidade e apoio, sem os quais não teria conseguido chegar a bom porto na apresentação dos resultados empíricos desta dissertação.

À minha rede de amigos e familiares pela força e companhia ao longo destes meses de trabalho.

Resumo

Este trabalho tem por objectivo analisar as diferentes experiências de regulação aplicadas às estruturas de gás natural, em particular no que compete às actividades de transporte e distribuição, recorrendo a evidência empírica e à análise de dados em painel.

Com vista a entender a realidade do sector é descrita a caracterização técnica e económica do mercado europeu de gás natural, contextualizando a sua importância a nível energético global e descrevendo o processo de liberalização do sector do gás natural no mercado europeu, com particular referência às Directivas Europeias.

A revisão bibliográfica permite avaliar a necessidade de regulação das *public utilities*, nomeadamente os modelos e os parâmetros de regulação, e ainda as implicações da aplicação da regulação por incentivos e o papel da regulação económica nos incentivos ao investimento nas infra-estruturas de rede.

O modelo de análise de dados em painel implementado permitiu aferir a existência de um impacto significativo (positivo) no investimento das empresas reguladas, em países em que predomina o modelo de regulação por “custo do serviço”. Dada a experiência actual e as perspectivas de evolução do sector, concluímos que existe uma mudança de paradigma do modelo de regulação no sentido da adopção de uma vertente mais tradicional que garanta a segurança de abastecimento, dada a evolução da procura prevista para o sector.

Trabalhos futuros sobre a regulação económica do gás natural deverão passar por um aprofundamento e uniformização da evidência empírica do sector do gás natural, já que a indisponibilidade de informação foi uma das maiores dificuldades sentidas ao longo deste trabalho. O acesso a esta informação é fundamental para a definição de modelos transparentes por parte das entidades reguladoras e para a medição adequada dos efeitos dos mesmos nos consumidores, em particular nas tarifas reguladas.

Palavras-chave: regulação, investimento, gás natural, liberalização, energia, custo de serviço, incentivos

Abstract

This thesis aims to analyze regulatory experiences in the natural gas sector, particularly those applied in the transmission and distribution activities, through empirical evidence and panel data analysis.

In order to understand the industry's reality there is described the economical and technical features of the European natural gas market, in context with its importance on a global energy outlook, as well as the European natural gas market liberalization process, putting in evidence the European Directives.

The bibliographic review allows us to appraise the need for regulation in public utilities, with the respective models and regulatory parameters, and assess the implications of incentive regulation and the role of economic regulation in network investments.

The panel data analysis allowed us to conclude that there is a significant impact (positive) in the regulated companies' investment, in countries where cost-of-service regulation is implemented. Given the actual experience and the perspectives for the sector's evolution, we conclude for a paradigm shift in the regulation model towards the development and the acceptance of a traditional approach that guarantees security of supply, taking also into account the sector's demand expected growth.

Future papers on natural gas regulatory framework should deepen and standardize the empirical evidence on the natural gas sector, since the lack of data was one of the main difficulties found on this thesis. The availability of information is crucial to the definition of transparent regulatory models by regulatory entities and to assess its implications on consumers, in particular on regulated tariffs.

Key words: regulation, investment, natural gas, liberalization, energy, cost of service, incentives

Índice

Nota biográfica	i
Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	iv
1. Introdução	1
2. Caracterização do mercado europeu de gás natural	4
2.1 A importância do gás natural no contexto energético global	4
2.2 Caracterização técnica do sector do gás natural	8
2.3 Caracterização económica do sector do gás natural	12
2.4 O processo de liberalização do sector do gás natural	15
2.4.1 As directivas europeias	15
2.4.2 A evolução para um mercado europeu de gás liberalizado	20
2.4.3 O 3º pacote europeu de energia	25
3. A necessidade de regulação das <i>public utilities</i>	29
3.1 De Kahn até à actualidade	29
3.2 Modelos de regulação	36
3.2.1 Regulação pelo custo do serviço (“Cost of service”)	37
3.2.2 Regulação por incentivos	40
3.3 Parâmetros da regulação do gás natural	44
3.4 A aplicação da regulação por incentivos: problemas, evidências e evolução	54
3.5 O papel da regulação no investimento em infra-estruturas de rede	63
3.6 Risco, incentivo e regulação: investimento e performance no mercado de gás natural	66
3.7 Um novo contexto regulatório	68
4. A regulação da indústria do gás natural	71
4.1 A realidade americana	72
4.2 O mercado europeu	75
4.3 O Reino Unido na vanguarda da liberalização do gás natural	80

4.3.1 Evolução histórica	81
4.3.2 O processo de liberalização na actualidade	85
4.4 A Alemanha como exemplo de integração horizontal e vertical	92
4.5 A França e o controlo estatal	94
4.6 A realidade ibérica	96
4.6.1 O caso Espanhol	97
4.6.2 O caso Português	102
4.6.3 O mercado ibérico de gás natural	121
5. Regulação e incentivos ao investimento no sector do gás natural	125
5.1 Modelos regulatórios europeus	126
5.1.1 Estudo de variáveis	126
5.1.2 Classificação de variáveis	130
5.2 Os dados em painel como instrumento de análise	131
5.2.1 Modelo clássico de regressão	135
5.2.1 Efeitos fixos ou aleatórios?	135
5.3 Análise das séries de dados	140
5.3.1 Regressão linear	140
5.3.2 Dados em painel	141
6. Conclusão	147
Bibliografia	150
Anexos	158

Índice de Figuras

Figura 1: Energia mundial transaccionada por tipo de combustível, 1980-2030	5
Figura 2: Geração mundial de electricidade por tipo de combustível 2006-2030	7
Figura 3: Geração de electricidade (TWh) – EU 27	14
Figura 4: Modelos de separação das actividades reguladas	26
Figura 5: Modelo de propriedade dos operadores de transporte	28
Figura 6: Metodologias de análise de eficiência	51
Figura 7: Evolução do padrão de regulação	61
Figura 8: Índice HHI para o mercado retalhista de gás natural – UE 16	78
Figura 9: Estrutura de mercado do sector de gás natural no Reino Unido	85
Figura 10: Rede ibérica de gás natural	97
Figura 11: Modelo retributivo definido no Real decreto 949/01	98
Figura 12: Projecto Natgás	103
Figura 13: Rede ibérica de gasodutos	104
Figura 14: Calendário de abertura do mercado de gás natural em Portugal	108
Figura 15: Cadeia de valor do sector de gás natural em Portugal	109
Figura 16: Agentes de mercado do sector de gás natural em Portugal	112
Figura 17: Cadeia de valor e modelo de mercado do sector de gás natural em Portugal	113
Figura 18: Gás natural consumido em Portugal em 2008	114
Figura 19: Evolução das vendas de gás natural	115
Figura 20: Modelos de regulação europeus	129

Índice de tabelas

Tabela 1: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, estimado para a actividade de transporte de gás natural	144
Tabela 2: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, estimado para a actividade de distribuição de gás natural	146
Tabela 3: Teste de efeitos fixos para a actividade de transporte de gás natural	158
Tabela 4: Teste de efeitos fixos para a actividade de distribuição de gás natural	159
Tabela 5: Modelo de regressão linear original, com 18 observações	160
Tabela 6: Modelo de regressão linear adaptado, com 183 observações	161
Tabela 7: Modelo de dados em painel com efeitos fixos estimado para a actividade de transporte de gás natural, sem correcções	162
Tabela 8: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, com correcção de White, estimado para a actividade de transporte de gás natural	163
Tabela 9: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, com correcção do peso das variáveis de corte transversal, estimado para a actividade de transporte de gás natural	164
Tabela 8: Intersectos para o modelo de dados em painel com efeitos fixos corrigido, estimado para a actividade de transporte de gás natural	164
Tabela 11: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, estimado para a actividade de distribuição de gás natural, sem correcções	165
Tabela 12: Intersectos para o modelo de dados em painel com efeitos fixos corrigido, estimado para a actividade de distribuição de gás natural	165

1. Introdução

A relação entre a regulação económica e o incentivo ao investimento é um tema de extrema importância na actualidade, em particular no sector do gás natural já que, ao contrário do sector eléctrico, este é ainda um sector pouco maduro e transparente.

Um processo de liberalização bem sucedido requer um mercado organizado de energia, associado a mercados de capacidade na actividade de transporte que permitam a existência de concorrência na comercialização e a adequada apropriação da renda de monopólio através de regulação. O problema central da liberalização do sector da energia é, no entanto, o equilíbrio entre a necessidade de mercados eficientes, competitivos e desregulados de comercialização, e a exigência de segurança de abastecimento e de investimentos a longo prazo, como condições imprescindíveis dessa mesma liberalização (Pollitt, 2007).

No passado, o gás natural caracterizava-se por ser um sector com uma estrutura verticalizada e em regime de monopólio público. Esta estrutura permitiu a expansão da rede de gás pela Europa, já que a “renda de monopólio” auferida pelas empresas estatais possibilitava o financiamento dos avultados investimentos associados à cadeia de valor deste sector. O controlo governamental sobre o sector energético pode tomar a forma de posse das estruturas energéticas, ou de um controlo apertado sobre as empresas que as gerem, obrigando-as a cumprir normas rígidas no que compete à qualidade de serviço e de preços, tendo estas em retorno o acesso à gestão de um monopólio. Este modelo de gestão energética era, e é justificado pelas nações com argumentos de protecção de interesses estratégicos, garantia de acesso aos serviços (serviço universal), manutenção de preços justos e segurança no abastecimento (Marques, 2003).

Na década de noventa, e com o objectivo de criar um mercado interno de gás natural, a União Europeia deu início ao processo de liberalização do sector, que até então se havia iniciado em apenas determinados Estados-membros de forma individual, nomeadamente o Reino Unido.

Ao longo deste trabalho pretende-se analisar as diferentes experiências de regulação aplicadas às estruturas de gás natural, em particular no que compete às actividades de

transporte e distribuição, recorrendo a evidência empírica e à análise de dados em painel. Com esta metodologia, é objectivo dar resposta a duas questões fundamentais:

- a partir da evidência empírica da regulação do sector de gás natural, quais as principais conclusões que podemos retirar dos modelos aplicados, no que compete aos incentivos aos investimentos por parte das empresas?
- dada a experiência actual e perspectivas de evolução do sector, qual o modelo regulatório mais adequado ao caso português?

A presente dissertação está organizada em 6 capítulos. Um primeiro de introdução à temática em causa, em que se definem os objectivos de estudo, seguido de um capítulo de caracterização técnica e económica do mercado europeu de gás natural, contextualizando a sua importância a nível energético global e descrevendo o processo de liberalização do sector do gás natural no mercado europeu, com particular referência às Directivas Europeias.

O terceiro capítulo analisa a literatura no que compete à necessidade de regulação das *public utilities*, na medida em que a indústria de gás natural, tal como a de electricidade, se inserem nesse grupo, nomeadamente os modelos e os parâmetros de regulação, e ainda as implicações da aplicação da regulação por incentivos e o papel da regulação económica nos incentivos ao investimento nas infra-estruturas de rede. O capítulo termina com a apresentação do novo contexto europeu.

O quarto capítulo estuda a regulação prática do gás natural em dois contextos económicos e institucionais muito diferentes, o mercado americano e o mercado europeu, dando particular relevo ao modelo do Reino Unido na vanguarda da liberalização do gás natural. O mercado e a realidade ibérico merecem também neste capítulo uma análise específica.

No quinto capítulo pretende-se analisar diferentes experiências de regulação aplicadas às estruturas de gás natural na Europa, em particular no que compete às actividades de monopólio natural - transporte e de distribuição - recorrendo a evidência empírica e à análise de dados em painel, de forma a avaliar a relação do investimento ao longo dos anos, com o modelo regulatório em vigor no país em análise.

O sexto e último capítulo apresenta as conclusões do trabalho nas suas vertentes teórica e prática, apresentando também a indicação dos trabalhos futuros a serem desenvolvidos, com particular interesse para o sector do gás natural.

2. Caracterização do mercado europeu de gás natural

O gás natural como fonte de energia tem-se tornado cada vez mais importante nos últimos anos, tendo também sido visto como um meio para atingir os objectivos ambientais estabelecidos pós protocolo de Quioto, pelo que o sector tem sofrido reestruturações relevantes de forma a encorajar o investimento privado e a concorrência. Simultaneamente tem-se assistido à eliminação de barreiras internacionais e à implementação de sistemas de *trading*.

Estas alterações têm-se também sentido a nível institucional, com o *unbundling* de actividades de empresas anteriormente vertical e horizontalmente integradas e passando os agentes de uma preocupação com a gestão de contratos de longo prazo (*take-or-pay*) para o estabelecimento de contratos de curto prazo em mercados *spot*.

No que compete à regulação económica, as entidades reguladoras têm demonstrado uma preocupação crescente com a utilização de mecanismos de incentivo à minimização de custos, estabelecendo objectivos através de estudos comparativos entre empresas do sector¹ (Crew, 2002).

No entanto a nível europeu, e como veremos ao longo do capítulo, o trabalho para a obtenção de um mercado verdadeiramente competitivo e integrado continua em curso.

2.1 A importância do gás natural no contexto energético global

De acordo com as previsões da *Energy Information Administration* (EIA, 2009) entre 2006 e 2030 o consumo mundial de energia irá crescer 44%. A procura total de energia em países fora da OCDE crescerá 73%, quando comparada com um crescimento de 15% dos países da OCDE. Em termos genéricos, estas previsões a nível mundial para este período apontam para os seguintes cenários:

- A actual crise económica abranda a procura de energia no curto prazo, já que é menor a procura de bens e serviços por parte da indústria e dos domésticos. No

¹ Estudos de *benchmarking*

longo prazo, com a antecipação da superação da crise após 2010, a maioria dos países regressará à curva ascendente de rendimento e de procura de energia;

- O forte crescimento no longo prazo, do PIB das economias emergentes condiciona o crescimento acelerado da procura de energia. Nos países fora da OCDE, o crescimento do PIB, medido em paridade do poder de compra, é em média de cerca de 4,9% ao ano, em comparação a um crescimento médio de 2,2% nas economias da OCDE;
- De acordo com este estudo o crescimento do consumo mundial far-se-á sentir em todos os combustíveis fósseis de 2006 a 2030 (ver figura abaixo). É expectável que os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural, carvão, entre outros) continuem a fornecer a maior parte da energia usada em todo o mundo. No entanto, esta parcela tem um decréscimo de 36% para 32% entre 2006 e 2030, já que as projecções de elevados preços do petróleo pode conduzir a que os agentes, em particular os industriais e produtores de energia, utilizem outras fontes de energia sempre que possível.

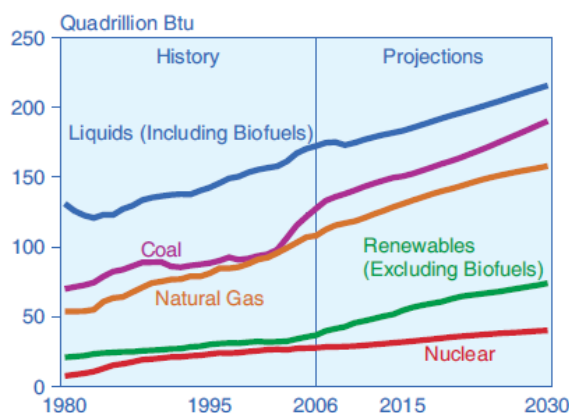


Figura 1: Energia mundial transaccionada por tipo de combustível, 1980-2030

Fonte: EIA, World Energy Projections Plus (2009)

- O consumo mundial de gás natural será de 47% entre 2006 e 2030, continuando esta fonte de energia a ser primordial no sector industrial e na produção de energia eléctrica. Actualmente, o sector industrial é de entre os utilizadores finais, aquele que mais consome gás natural, o que é expectável que permaneça até 2030, quando

40% da utilização de gás natural será para fins industriais. A produção de electricidade contabiliza 35% do consumo mundial de gás natural, face aos 32% em 2006.

Para fazer face às projecções da procura será necessário um aumento da produção mundial, sendo expectável que esta provenha de países fora da OCDE.

- No estudo em análise o consumo de carvão aumenta 49% de 2006 a 2030, e a percentagem do consumo de energia a partir de carvão aumenta no mesmo período de 26% para 27%.
- O aumento líquido da produção de electricidade para o período em análise (2006 a 2030) é de 77%, apesar do abrandamento provocado pela actual crise económica. De forma genérica este crescimento nos países da OCDE, onde os mercados de electricidade estão perfeitamente implementados e os padrões de consumo são maduros, será inferior face aos países fora da OCDE, onde uma relevante parte da procura está ainda por satisfazer.
- O rápido crescimento dos preços da energia entre 2003 e 2008 e as preocupações ambientais com a emissão de gases com efeito de estufa conduziu a um interesse renovado pelo desenvolvimento de alternativas aos combustíveis fósseis. Assim, e após a recuperação económica, e com a previsão de crescimento do preço destes combustíveis, conjuntamente com ajudas governamentais para desenvolver fontes alternativas, as fontes renováveis são a fonte energética com um maior crescimento na produção de electricidade. As principais fontes de energia renovável são a hídrica e a eólica, já que as restantes são ainda tecnológica e economicamente pouco competitivas.
- A produção de electricidade através de energia nuclear tem um crescimento esperado de 40% no período em análise, como resultado de um aumento no preço dos combustíveis fósseis, segurança de abastecimento e emissão de gases que contribuem para o efeito de estufa. Estas previsões têm um relevante grau de incerteza associado já que a segurança das estações nucleares, os resíduos radioactivos e a construção de armas de urânio são temas controversos junto da opinião pública e que podem atrasar o desenvolvimento do nuclear.

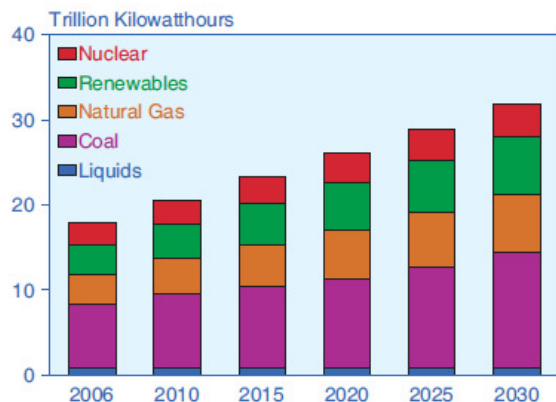


Figura 2: Geração mundial de electricidade por tipo de combustível 2006-2030

Fonte: EIA, World Projections Plus (2009)

- Em termos geográficos, o consumo de gás natural na América do Norte aumenta em média 0,8% ao ano entre 2006 e 2030. Nos EUA, o maior consumidor mundial de gás natural, o consumo de utilizadores finais cresce a um ritmo lento até 2030, no entanto, o consumo de gás natural para a produção de electricidade aumenta rapidamente de 2006 a 2025 em resposta à legislação que limita a geração de produção que liberte gases com efeitos de estufa.
- O consumo de gás natural nos países da OCDE – Europa tem crescido a uma taxa média de 1% ao ano, sobretudo devido ao aumento do consumo da geração de electricidade. Muitos destes países assumiram compromissos para a redução de emissões de dióxido de carbono, aproveitando os incentivos governamentais para incentivar o consumo de gás natural em vez do consumo de combustíveis fósseis. Este factor, associado aos elevados custos afundados da construção de centrais nucleares, e da própria desactivação de algumas centrais fez com que o gás natural e as energias renováveis fossem os elementos de eleição para a geração de capacidade adicional de energia.

As previsões da *Energy Information Administration* demonstram a importância do gás natural no contexto energético global, pelo que a regulação económica do sector será fundamental para o adequado desenvolvimento do mesmo. No entanto, a regulação

económica deverá atender às especificidades do sector de gás natural, descritas nos sub-pontos seguintes.

2.2 Caracterização técnica do sector do gás natural

Dado que o processo de liberalização do sector do gás natural segue, por norma, o do sector da electricidade², importa analisar de forma sumária a cadeia de valor e as características dos dois sectores, para que se possam compreender as analogias entre ambos, importantes para a análise das experiências de liberalização/regulação.

A estabilidade e eficiência do sector da electricidade são factores cruciais para o desenvolvimento e para a competitividade de uma economia. Este sector caracteriza-se por ser uma indústria de rede constituída por actividades que apesar de perfeitamente identificadas estão fortemente relacionadas, já que as decisões a montante e a jusante da cadeia afectam todo o sistema.

A cadeia de valor no sector eléctrico integra a produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica.



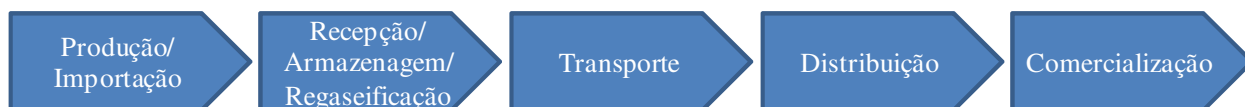
A produção requer a obtenção de fontes de energia (fuel, carvão, gás natural, vento, água, e recentemente a biomassa e outras fontes de combustão) para que as centrais de produção (térmicas, nucleares, hídricas, eólicas, entre outras) possam converter a fonte de energia em electricidade. Por seu lado, o transporte assegura o escoamento da energia eléctrica em alta tensão desde as centrais até às redes de distribuição, em média ou baixa tensão, as quais conduzem essa energia até às instalações dos consumidores finais ou subestações. No final da cadeia temos a actividade de comercialização em que a energia é entregue no ponto de consumo do cliente final. A comercialização integra ainda as actividades de leitura e facturação de energia aos consumidores finais.

² Esta evolução será evidenciada em maior detalhe no sub-capítulo 2.4.1, no qual se detalha a evolução das directivas europeias. Empiricamente, tal percurso foi também verificado nos case studies do sector (mercado americano e britânico de gás natural).

A estrutura do sector e a dependência de actividades conduziu historicamente à criação de empresas verticalmente integradas. A importância estratégica de uma indústria fornecedora de um bem essencial público fez também com que estas empresas fossem inicialmente de domínio estatal.

A electricidade é um produto tecnicamente homogéneo e não armazenável, pelo que o equilíbrio entre a oferta e a procura tem de ser constante e simultâneo, já que os custos de falhas de fornecimento são muito elevados. O sector caracteriza-se ainda por ser capital intensivo, pelo que os activos associados à infra-estrutura de rede (transporte e distribuição) se enquadram tipicamente numa estrutura de monopólio natural, o que requer, como veremos adiante, a existência de regulação nestas actividades.

A cadeia de valor no sector do gás natural integra a produção e/ou importação, transporte, armazenagem, distribuição e comercialização de gás natural.



A produção de gás natural consiste no conjunto de operações para a extracção do gás natural e a sua entrega em terminais. A produção é uma actividade potencialmente competitiva, mas que está dependente dos recursos de cada região, pelo que está fora do controlo estatal. A actividade de importação de gás natural baseia-se na celebração de contratos de longo prazo com os produtores e exploradores de gás natural. Estes contratos estabelecem a obrigação de fornecimento de gás natural por parte dos produtores, bem como a obrigação de aquisição e de pagamento das quantidades quer sejam consumidas ou não (regime *Take-or-Pay*³).

A recepção, armazenagem e regaseificação do gás importado é desenvolvida com recurso a um terminal de GNL⁴. Este terminal é responsável pela recepção do gás natural liquefeito

³ Contrato de longo prazo em regime de “take-or-pay” - Contrato de fornecimento de gás com uma duração superior a 10 anos, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, que inclui uma cláusula mediante a qual o comprador assume a obrigação de pagar uma certa quantidade contratada de gás natural, mesmo que não a consuma.

⁴ Gás natural liquefeito

transportado pelos navios metaneiros, assim como pela consequente armazenagem, regaseificação e emissão do gás natural para a rede de transporte.

O transporte de gás natural consiste no conjunto de operações que visam a sua entrega desde o importador/terminal até aos mercados de consumo (distribuidores, centros electroprodutores e grandes clientes), através de redes em alta pressão. Este segmento é caracterizado por economias de escala resultantes dos elevados custos fixos de construção da rede em alta pressão, pelo que tipicamente apenas opera uma empresa neste segmento de mercado, ou seja, estamos na presença de um monopólio natural.

A distribuição de gás natural compreende as operações necessárias para proceder à entrega do gás natural aos utilizadores finais, ligados à rede em média (grandes clientes não domésticos) e baixa pressão (clientes domésticos e pequenos negócios). É também caracterizada por economias de escalas resultantes dos elevados custos fixos associados à rede (monopólio natural).

Associadas às actividades de transporte e distribuição estão as características da força de trabalho e de capital, ambas altamente especializadas e associadas às características técnicas da infra-estrutura. A título de exemplo, o capital investido é específico e depende do diâmetro, comprimento, nível de pressão e material subjacente à rede construída, necessitando para a sua construção de colaboradores da área de engenharia.

A comercialização divide-se em dois subsegmentos: a comercialização grossista aos operadores de distribuição ou a utilizadores finais que se constituem como agentes de mercado; e a comercialização retalhista de venda de gás natural a clientes finais. Estes segmentos estão sujeitos a uma maior pressão competitiva, já que se caracteriza, por reduzidas economias de escala, com custos de exploração em função da estrutura de clientes no caso dos comercializadores retalhistas.

Assim, a cadeia de valor de ambos os sectores é idêntica, excepto no que compete à natureza armazenável do gás, não estando a produção em constante equilíbrio com a procura de produto. A armazenagem funciona como um “buffer” de flutuações entre a oferta e a procura e é utilizada fundamentalmente nos países importadores de gás de forma a promover a segurança de abastecimento.

Apesar do gás apresentar características semelhantes à electricidade é um sector mais protegido em termos nacionais, já que ao contrário da electricidade, é passível de controlo físico, enquanto a electricidade flui pelas leis da física. De acordo com Newbery (2000), a distinção do gás natural face a outras fontes de energia como a electricidade e o carvão faz-se sentir a outros níveis, nomeadamente: existência de custos opacos; produção dependente de condições geológicas, o que influencia a sua exploração; estrutura de investimento da produção e da infra-estrutura de rede e os respectivos custos operacionais; preferência por parte dos produtores pela garantia do mercado, através de contratos de longo prazo que permitam a recuperação do investimento de longo prazo, e pela existência de uma indústria verticalmente integrada.

Os investimentos no sector do gás natural são necessários ao longo de toda a cadeia de valor, ou seja, desde a produção/exploração à transmissão e são predominantemente irreversíveis ou afundados (*sunk*) (Spanjer, 2009). Exemplos destes custos são a identificação do projecto (por exemplo, a construção de um tanque de GNL), o planeamento do investimento, já que se tratam de obras plurianuais e de elevado montante, e a sua construção propriamente dita (Hubert, 2007). A viabilidade dos custos incorridos nestes projectos não é garantida a priori, devido à possibilidade de ocorrerem desvios face às previsões da procura utilizadas para dimensionar a capacidade⁵ a ser construída. Estes factores explicam ainda a necessidade de utilização de contratos de longo prazo (“take or pay”), como instrumento para a utilização efectiva da capacidade construída, garantindo à empresa regulada o respectivo retorno pelo capital investido.

A irreversibilidade, ou especificidade dos activos cria riscos, já que uma vez construído um gasoduto existem poucos, se algum uso alternativo. Este factor cria uma quase-renda que é a diferença entre o retorno do investimento com a sua utilização actual e o mais elevado uso alternativa (custo de oportunidade). A decisão de construção de um gasoduto baseia-se ainda na negociação entre um consumidor e um produtor específico, o que compromete ambas as partes numa dependência bilateral que se altera ao longo do tempo e afecta a

⁵ Capacidade – caudal de gás natural, expresso em termos de energia por unidade de tempo.

apropriação da quase-renda. No período prévio ao investimento, o produtor/investidor tem um poder negocial elevado já que o consumidor ou o regulador depende dele para a realização do investimento. No entanto, após incorrido o investimento a inexistência de uso alternativo restringe o investidor à evolução daquele mercado aumentando o poder negocial do regulador. Este factor incentiva o regulador a adaptar a sua política no sentido de se apropriar da renda do investidor, aumentando o bem-estar social, já que na sua maioria os modelos regulatórios atribuem um maior peso ao excedente do consumidor no cálculo da função de bem-estar social (Baron e Myerson, 1982; Laffont e Tirole, 1986). A apropriação da referida renda pode ser conseguida através de negociação ou expropriação. A negociação implica que o regulador se aproveita de informação que obteve no processo de negociação do investimento para aumentar a sua renda em períodos subsequentes, enquanto a expropriação significa que o regulador se apropria da rendibilidade do investidor através por exemplo do estabelecimento de tarifas mais baixas ou permitindo a entrada sem qualquer restrição de novos operadores da rede. Ambas as estratégias representam um risco regulatório inerente ao sector, que aumentam a incerteza e o risco do investidor no momento em que são tomadas as decisões de investimento, o que pode condicionar ou eliminar as mesmas (Spanjer, 2009).

A necessidade crescente de importação de gás natural na Europa faz com que seja necessária a construção de novos gasodutos. Por outro lado, a existência de economias de escala associadas a estes activos faz com que o produtor queira maximizar a sua utilização, pelo que se revela fundamental a credibilidade do regulador de forma a minimizar o risco regulatório, assegurando o adequado desenvolvimento do sector.

Desta forma, concluimos também que as próprias características técnicas do sector condicionam a forma de regulação do sector.

2.3 Caracterização económica do sector do gás natural

Os sectores da electricidade e do gás natural possuem um conjunto de características que nos permitem associar a evolução de um (o gás natural, como mercado emergente quando comparado à electricidade) a outro:

- serviços públicos (ou *public utilities*) tradicionalmente detidos pelo Estado, que se encarregava assim da sua gestão garantindo o cumprimento das obrigações de serviço público. No entanto, dado que o sector da energia é fundamental para a competitividade da economia nacional, e de forma a garantir simultaneamente melhor qualidade de serviço e redução dos encargos públicos, assistiu-se a um desinvestimento do Estado nestas empresas, que foram assim privatizadas e integradas num mercado liberalizado, mais ou menos marcado pela presença de regulação, dependendo da estrutura nacional e da própria actividade da cadeia de valor;

Estes serviços públicos em determinadas actividades da cadeia de valor são muitas vezes caracterizados por oligopólios naturais, devido ao seu elevado nível de custos irreversíveis, decorrentes dos investimentos em infra-estruturas, à existência de economias de escala ou à necessidade de redes (transporte e distribuição);

- estruturas verticalmente integradas, denominadas indústrias de rede. A infra-estrutura associada a cada uma das actividades, principalmente no que compete aos activos de rede, é claramente capital-intensiva, com elevados investimentos (“sunk costs”⁶) e tecnologia especializada, promovendo a necessidade de decisões centralizadas por parte dos investidores como forma de minimizar o risco, já que também a recuperação do capital investido é feita num período temporal muito alargado. A natureza capital-intensiva das redes coloca-nos perante a presença de monopólios naturais, pelo que o Estado tendencialmente criava monopólios públicos para evitar o abuso de posição dominante, limitar entradas ineficientes e ainda assegurar o acesso universal à rede;
- mercados concorrentes: o sector da electricidade e do gás natural concorrem na oferta de energia ao sector industrial, excepto nas situações em que o próprio processo produtivo exija o gás natural para que a produção se efectue de forma mais eficiente (ex. indústria vidreira), e ainda em alguns produtos do segmento doméstico (ex. aquecimento);

⁶ “custos afundados”, que não são recuperáveis.

- mercados convergentes: o sector do gás natural é convergente com o da electricidade já que ambos guardam uma relação de finalidade entre si, que é a produção de energia eléctrica. Apesar do mercado da electricidade ainda ser altamente dependente dos combustíveis fósseis, esta dependência tem entrado em declínio, particularmente no que compete ao carvão e ao petróleo. Por sua vez, a procura de gás natural e de energia nuclear para a produção de electricidade tem aumentado. O aumento da procura de gás natural (figura 3) está associado ao desenvolvimento de centrais de ciclo combinado cada vez mais eficientes, com prazos de construção e custos inferiores. A diversidade de recursos ainda é bastante desigual entre os Estados-membros, mas apresenta claras oportunidades no aumento da capacidade utilizada e na integração das trocas comerciais e dos próprios mercados.

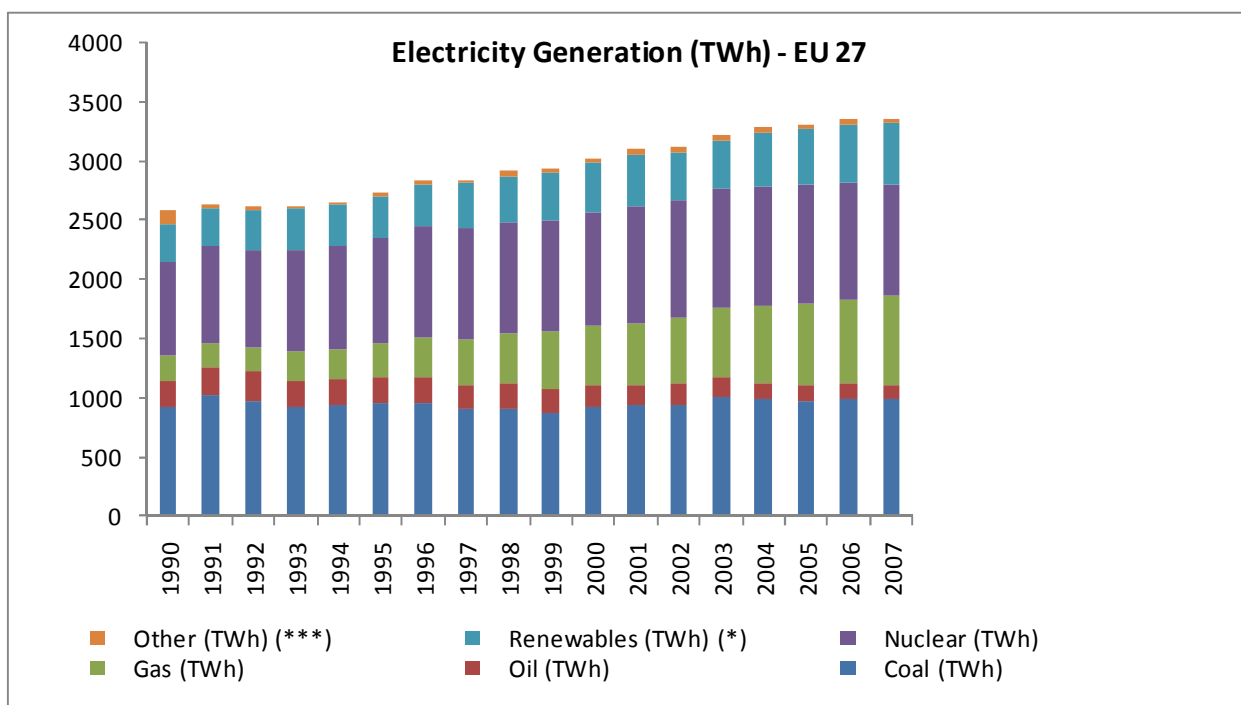


Figura 3: Geração de electricidade (TWh) – EU 27

Fonte: EU Energy and Transport in Figures 2010 (European Commission, Directorate-General for Energy)

Como veremos em detalhe no próximo capítulo, o monopólio natural das actividades de transporte e distribuição tanto no sector da electricidade como no de gás natural conduz à

necessidade de regulação económica, que impeça idealmente o exercício do poder de mercado e promova a eficiência económica. Já nos segmentos onde é possível a concorrência (produção e comercialização), os preços deverão ser desregulados promovendo livremente a eficiência dos mercados e o bem-estar social (Juris, 1998b).

2.4 O processo de liberalização do sector do gás natural

Ao nível da União Europeia (UE) o processo de liberalização do sector do gás natural teve na sua origem a publicação das Directivas Europeias. A consolidação do processo de liberalização tem necessariamente de atender às características técnicas e económicas do mesmo, bem como a algumas “lessons learned” deste mesma evolução no sector da electricidade.

2.4.1 As directivas europeias

A Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, para o sector da electricidade e posteriormente a Directiva 98/39/CE, de 22 de Junho para o sector do gás natural, estabeleceram as regras básicas para a criação de um mercado interno da energia onde exista concorrência entre os produtores, e seja permitido a um número crescente de consumidores a livre escolha dos seus fornecedores de energia eléctrica e de gás natural.

A elaboração e adopção da Directiva 96/92/CE desencadeou profundas alterações no panorama jurídico e organizativo do sector eléctrico ao estabelecer regras comuns para o mercado da electricidade, mais especificamente para a produção e comercialização de electricidade e para a exploração das redes, tratando fundamentalmente três importantes aspectos da liberalização: a concorrência na produção (podendo o Estado-membro optar por um sistema de autorização e/ou adjudicação por concurso), o acesso não discriminatório de terceiros às redes de transporte e de distribuição e a separação contabilística das empresas verticalmente integradas.

Paralelamente, e numa primeira fase, a Directiva 91/296/CEE do Conselho, de 31 de Maio de 1991, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes, e a Directiva 90/377/CEE do Conselho, de 29 de Junho de 1990, que estabelece um processo comunitário que assegure a

transparência dos preços no consumidor final industrial de gás e electricidade, deram início à realização do mercado interno do gás natural. Como consequência, a Directiva 98/39/CE vem introduzir a liberalização dos mercados do gás natural e segue os princípios enunciados para o sector da electricidade para que seja atingido o objectivo de criação de um mercado único de energia, com abertura total à concorrência. Assim, os principais pontos desta Directiva são:

- Novos investimentos: os Estados-membros deverão garantir liberdade de construção e operação das infra-estruturas de gás por autorizações objectivas, não discriminatórias e transparentes;
- Acesso de terceiros às redes: os Estados-membros deverão permitir aos consumidores elegíveis a compra de gás a fornecedores independentes, sendo este gás transportado na rede existente, por solicitação das empresas entrantes de forma não discriminatória;
- Separação de actividades: as empresas integradas de gás natural, deverão manter contas separadas das suas actividades de transporte, distribuição e armazenamento, como se de entidades separadas se tratassem;
- Obrigações de serviço público: é permitido aos Estados-membros, no interesse económico geral, impor aos serviços de gás obrigações de serviço público, relativos à segurança de abastecimento, regularidade, qualidade e preço de fornecimento e protecção ambiental.

Apesar destas Directivas constituírem um importante passo no processo de liberalização dos sectores eram de certa forma limitadas, já que em alguns aspectos ficaram aquém do requerido para uma concorrência total devido, nomeadamente à obrigatoriedade de uma separação apenas contabilística das actividades e ao estabelecimento de percentagens reduzidas que os Estados-membros estão obrigados a garantir para a abertura inicial do mercado.

Assim, o Conselho Europeu, em Março de 2000, apelou a uma acção rápida tendo em vista a concretização total do mercado interno nos sectores da electricidade e do gás e acelerar a

liberalização nestes sectores, com o objectivo de conseguir um mercado interno plenamente operacional. Na sua Resolução, de 6 de Julho de 2000, sobre o segundo relatório da Comissão relativo à liberalização dos mercados da energia, o Parlamento Europeu solicitou à Comissão que adoptasse um calendário pormenorizado para a consecução de objectivos rigorosamente definidos, tendo em vista proceder a uma liberalização gradual, mas total do mercado da energia. Assim, e denotando uma maior integração entre os dois mercados foram a 26 de Junho de 2003 publicadas as Directivas 2003/54/CE e 2003/55/CE que estabelecem as regras comuns para o mercado interno de electricidade e de gás natural, respectivamente. Os princípios associados a cada Directiva são: a definição da organização e funcionamento dos sectores, o acesso ao mercado e os critérios e mecanismos para a concessão de autorizações de transporte, distribuição, fornecimento, e exploração das redes. A Comissão manifestou ainda a intenção de criar um Grupo Europeu de Entidades Reguladoras para os Mercados da Electricidade e do Gás, que constituiria um mecanismo consultivo adequado para encorajar a cooperação e a coordenação das entidades reguladoras nacionais, visando promover o desenvolvimento do mercado interno da electricidade e do gás e contribuir para a aplicação coerente, em todos os Estados-Membros, das presentes Directivas.

Apesar deste ser um mercado menos maduro comparativamente com o sector da electricidade, o rumo escolhido pela Comissão Europeia para o gás natural foi idêntico, pelo que analisamos em seguida com maior detalhe as principais alterações propostas pela Directiva 2003/55/CE:

- Abertura de mercado e reciprocidade: uma das diferenças mais significativas entre os textos das duas Directivas refere-se à abertura do mercado. Onde antes havia percentagens para abertura, existe agora uma classificação mais simples dos clientes, com datas concretas e bem definidas.

Directiva 98/30/CE	Directiva 2003/55/CE
Os Estados-Membros determinam os clientes elegíveis, estando obrigatoriamente incluídos os: ▪ Produtores de electricidade a partir do gás (pode haver um limite máximo, a comunicar à Comissão) ▪ Consumidores finais de mais de 25 milhões de m³ de gás natural por ano, no mesmo ponto de consumo	Até 1 de Julho de 2004: ▪ aplicam-se os critérios da Directiva 98/30/CE Após 1 de Julho de 2004: ▪ para todos os clientes não domésticos Após 1 de Julho de 2007: ▪ para todos os clientes

- Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores: a noção de serviço público no sector do gás natural estava expressamente evidenciada na Directiva comunitária 98/30/CE. A nova Directiva 2003/55/CE regista algumas importantes alterações relativamente às obrigações de serviço público. Desde logo, a possibilidade de estabelecer um sistema de planeamento a longo prazo que inclui, não só a segurança de abastecimento, como agora também a protecção ambiental. Por planeamento a longo prazo, a Directiva entende "(..) o planeamento da capacidade de fornecimento e transporte das empresas de gás natural segundo uma perspectiva a longo prazo, a fim de satisfazer a procura de gás natural da rede, de diversificar as fontes e de garantir o fornecimento aos clientes".
- Separação dos operadores: em alguns Estados-Membros, a indústria do gás natural assentava, ainda, em empresas verticalmente integradas. Para assegurar a transparência ao longo da cadeia de valor na construção do mercado interno do gás natural, é necessário proceder à separação dos operadores nas várias actividades. As disposições relativas à separação dos operadores, geraram alguma dificuldade durante o processo de aprovação da Directiva 2003/55/CE, já que constituem uma importante peça para a construção do mercado interno, e tiveram como principais opositores a Alemanha e a França. Enquanto na primeira Directiva a obrigatoriedade de separação era meramente contabilística, esta Directiva exige expressamente a separação jurídica dos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição. No entanto, para estas últimas, os Estados-membros podem

decidir não aplicar as regras de separação a empresas integradas que abasteçam menos de cem mil clientes ligados à rede.

- Acesso às redes: o acesso de terceiros às redes passou a ser regulado, não existindo a opção de negociação/discriminação de preços, sendo publicadas as tarifas correspondentes. A Directiva 2003/55/CE não alterou o regime relativo à recusa de acesso. Os critérios para recusa de acesso, que deverá ser devidamente fundamentada, são: falta de capacidade, impedimento do cumprimento das obrigações de serviço público, sérias dificuldades económicas ou financeiras no âmbito dos contratos *take-or-pay*, ou ausência de ligação.
- Contabilização e separação das contas: alargamento das entidades que podem aceder à contabilidade das empresas de gás natural, encontrando-se as entidades reguladoras nacionais expressamente mencionadas nesta última. A exigência de separação das actividades das empresas verticalmente integradas pode ser meramente contabilística, jurídica ou até de propriedade. O objectivo da separação é evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções de concorrência.
- Entidades reguladoras: a Directiva 2003/55/CE estipula, no seu artigo 25.º, que "Os Estados-Membros devem designar um ou mais organismos competentes com funções de entidades reguladoras..." que "...devem ser totalmente independentes do sector do gás..." indiciando a ideia de harmonização de competências mínimas destas entidades em todos os Estados-membros. Neste âmbito, os Estados-membros devem: tomar medidas para que as entidades reguladoras possam desempenhar as suas funções com eficiência e rapidez; criar mecanismos adequados e eficazes de regulação, supervisão e transparência, de forma a evitar abusos de posição dominante, especialmente em detrimento dos consumidores, e comportamentos predatórios; e garantir a aplicação de medidas adequadas, incluindo acções administrativas ou penais, contra pessoas singulares ou colectivas responsáveis, em caso de desrespeito pelas normas de confidencialidade, impostas pela Directiva.

2.4.2 A evolução para um mercado europeu de gás liberalizado

A criação de um mercado único europeu de energia que atenda às especificidades de cada sector obriga a uma reflexão sobre cada uma das experiências de liberalização para que possam ser enunciados os princípios que deverão estar subjacentes ao sucesso destes processos.

Segundo Jamasb e Pollitt (2005a), os elementos chave da reforma do sector eléctrico e do gás natural são os seguintes:

1. Introdução de um mercado grossista concorrencial.
2. Introdução gradual de concorrência no mercado retalhista.
3. Regulação por incentivos (IPC-X) das actividades de rede.
4. Introdução de incentivos adicionais para a preservação da qualidade de serviço.

Este modelo foi suportado por regras para a separação da produção, transporte, distribuição e comercialização retalhista de forma a promover o acesso de terceiros à rede detida por empresas em monopólio.

A experiência do processo de liberalização no sector da electricidade a nível mundial permitiu obter empiricamente algum consenso relativamente às medidas necessárias para obter uma indústria orientada para o mercado: reestruturação institucional do sector, introdução de concorrência na produção e na comercialização retalhista, regulação por incentivos das actividades de transporte e de distribuição e privatização (Jamasb, 2002; Joskow, 1998; Newbery, 2002a). Tal como se depreende das Directivas Europeias, os dois sectores tendem a evoluir de igual modo, pelo que as experiências obtidas no mercado da electricidade podem ser utilizadas para orientar o desenvolvimento e os pilares do processo de liberalização do sector do gás natural.

Assim, e tendo ainda em consideração as características específicas de cada geografia que serão analisadas no capítulo 4, os principais passos para a reforma do sector do gás natural são:

- Reestruturação: separação (*unbundling*) vertical das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização separando actividades com potencial

competitivo, dos chamados monopólios naturais das actividades de transporte e distribuição, conjuntamente com a separação horizontal das actividades de produção e comercialização.

A separação efectiva das actividades de produção e transporte é crucial para a introdução de concorrência no mercado grossista de gás natural (Joskow, 2003b), já que irá restringir comportamentos anti-concorrenciais das empresas incumbentes e assegurar o acesso não discriminatório à rede por terceiros.

A separação (*unbundling*) das actividades pode assumir a forma de separação funcional, contabilística, legal e de propriedade, considerando-se esta última como a mais eficaz. Este foi também o rumo seguido pela União Europeia com a publicação do 3º Pacote Europeu da energia, como veremos na sub-secção seguinte.

De forma semelhante, é também crucial a separação entre as actividades de distribuição e comercialização retalhista. No Reino Unido, após a separação legal destas actividades, algumas empresas de distribuição decidiram abandonar a actividade de comercialização retalhista, indiciando a importância da separação das actividades, e minimizando o âmbito de subsidiação cruzada entre ambas.

O processo de reestruturação envolve, com alguma frequência, a cisão de empresas de produção pertencentes ao incumbente histórico e a fusão de comercializadoras retalhistas por forma a modificar o nível de concentração do mercado e o grau de concorrência, promovendo a entrada de agentes no curto prazo. Por forma a promover a concorrência a curto prazo na produção é importante monitorar os níveis de concentração dos mercados. Green e Newbery (1992) discutem os problemas de elevados níveis iniciais de concentração de poder de mercado na Inglaterra e na Escócia, que conduziram a um desinvestimento significativo em activos após a introdução da vertente regulatória. Estes autores demonstram que os preços nestes mercados liberalizados estão intimamente relacionados com o número de *players* e com a ligação entre a oferta e a procura. A combinação de uma reduzida elasticidade da procura com um pequeno número de *players* conduz a um desvio entre os preços de mercado e os preços num ambiente de concorrência.

- Concorrência nos mercados de comercialização grossista e retalhista: o desenho do mercado grossista necessita ter em atenção factores técnicos, económicos e institucionais, associados aos preços, aos contratos, à gestão de congestionamentos e a outras condições específicas do sector. Os modelos de mercado diferem de país para país e tiveram várias etapas de desenvolvimento, já que o processo de liberalização é ainda um trabalho em curso (Joskow 2003b; Wolak, 2001).
- Regulação estabelecida por uma entidade independente e que crie um modelo de incentivos nas actividades de transporte e distribuição.

A participação dos agentes no mercado e a existência de eficiência exige liquidez. Contratos standard promovem a liquidez, a estabilidade e o investimento adequado para a geração de capacidade. Borenstein (2001) explica de que forma contratos de longo prazo e uma procura sensível ao preço, reduzem a volatilidade de preços e do risco.

Desde a liberalização que o *unbundling* de actividades e a reestruturação do sector foram elementos chave para garantir a capacidade na rede de transporte necessária para a segurança de abastecimento. Antes deste processo, os contratos de transporte eram de longo prazo (15-20 anos) e as decisões de investimento planeadas centralmente por região de acordo com a previsão da procura e de produção/fornecimento de longo prazo. A reestruturação do mercado conduziu à descentralização do planeamento de capacidade. Paralelamente, a própria dinâmica do mercado faz com que os contratos tenham um prazo menor e que não existam garantias para o retorno do investimento das empresas responsáveis pela rede de transporte. Este investimento envolve orçamentos de avultado montante, tempo de construção e um período de recuperação (*pay-back*) elevado. Assim, num contexto de crescente incerteza e com a regulação dos proveitos permitidos, pode ser questionável se os incentivos ao investimento nos activos de transporte serão suficientes.

No longo prazo, a entrada de novos agentes e as interligações entre sistemas podem também fomentar a concorrência. O crescimento lento e o excesso de capacidade em vários mercados Europeus limitam a rentabilidade do mesmo e a oportunidade de novos entrantes,

continuando a apresentar níveis elevados de concentração e uma concorrência limitada no mercado retalhista (Pollitt, 1999).

Um dos efeitos mais sentidos com a privatização é a busca de lucro por agentes privados que trarão ganhos de eficiência e redução de custos (Vickers and Yarrow, 1988). Os países que atravessarem processos de reforma venderam empresas públicas e possibilitaram a entrada de novos agentes privados. Um aumento da diversidade de propriedade pode também ser um catalisador do processo de liberalização, no entanto, a privatização não é um pré-requisito para o processo de liberalização podendo a concorrência e a regulação por incentivos serem aplicadas a empresas públicas (ex. Noruega). Existe no entanto evidência que a privatização acarreta benefícios, especialmente quando combinada com uma efectiva reestruturação, concorrência e regulação (Newbery, 1999; 2002a).

O sector do gás natural tem tido mais sucesso na resistência aos processos de liberalização do que o da electricidade, já que a sua estrutura de custos é mais opaca e dada também à necessidade de contratos de fornecimento/concessão de longo prazo para que existam incentivos ao financiamento da produção e ao investimento em infra-estruturas (Newbery, 2002).

O processo de liberalização pretende também alcançar mercados líquidos de energia, nomeadamente *spot*, o que na Europa por comparação aos Estados Unidos, à excepção do Reino Unido, ainda está longe de acontecer. Dado que o sector do gás é emergente no contexto europeu, tem sido dada prioridade à construção de infra-estruturas e ao aumento da massa crítica de clientes, deixando para segundo plano a criação de interligações e a optimização da capacidade disponível com vista à criação de mercados *spot*.

Tipicamente, os fornecedores monopolistas vendem o gás a um preço que está associado ao preço do petróleo, o que lhes permite auferir rendas substanciais. O objectivo conseguido no Reino Unido após um período de privatização da British Gas e de separação (*unbundling*) de actividades foi uma *pool* de produtores a fornecer ao sistema que, combinado com um crescimento rápido na geração de electricidade, conduziu a uma concorrência *gas-on-gas* que reduziu o preço de fornecimento e permitiu desassociar este

do preço do petróleo (Newbery, 2000), principalmente depois de ter sido construída a interconexão ao continente, que por sua vez permitiu o acesso a um mercado com preços do gás associados a um petróleo em alta.

Por outro lado, o impacto ambiental tem sido apontado como um ponto fraco do processo de liberalização, já que se o mercado interno permite uma descida dos preços do gás natural e da electricidade, então possivelmente será gerado um aumento no consumo, provocando a emissão de gases com efeitos de estufa e pondo em risco o cumprimento do protocolo de Quioto. Para contrariar este efeito a UE tem pressionado o aumento da quota de produção de energias renováveis e alguns países optaram pela introdução de certificados verdes para suportar as energias renováveis.

Adicionalmente, são vários os organismos que têm desenvolvido trabalhos com o objectivo de facilitar os processos de liberalização. Ao nível da União Europeia (UE), destaca-se sobretudo o objectivo de criação de um mercado interno de energia concorrencial e liberalizado, tendo para tal desenvolvido, numa primeira fase, Directivas comunitárias para a electricidade, e posteriormente para o gás natural. Esta reforma ao nível da União Europeia foi estabelecida em dois patamares. Em primeiro lugar, foi solicitado aos Estados-membros a tomada de um número mínimo de passos para a liberalização dos mercados nacionais. Paralelamente, a Comissão Europeia promoveu esforços no sentido de promover o interface entre os mercados nacionais através, nomeadamente, da definição de regras para as trocas comerciais, e através da expansão dos pontos de interconexão entre Estados-membros (EM). No que compete às entidades reguladoras nacionais, a OFGEM⁷ é considerada exemplar no que concerne a questões de independência e na implementação do referido modelo de referência europeu, tal como analisaremos no capítulo 4.

⁷ Office of the Gas and Electricity Markets – Entidade reguladora dos sectores do gás e da electricidade do Reino Unido.

2.4.3 O 3º pacote europeu de energia

Em 2009, e com o propósito de avançar de forma ainda mais coerente para um mercado único de energia e para promover a eficiência e a competitividade, bem como a segurança de abastecimento, foi publicado o 3º Pacote de Energia pela Comissão Europeia, que irá entrar em vigor em Março de 2011. Este pacote contém a Directiva 2009/72/CE, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE, e a Directiva 2009/73/CE, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Directiva 2003/55/CE. Os requisitos das novas Directivas aplicam-se assim a ambos os sectores permanecendo a ideia de que estes sejam desenvolvidos de acordo com os mesmos princípios. Assim, e de forma resumida, as principais orientações trazidas por estas Directivas dizem respeito a:

- Separar de forma efectiva as actividades de transporte das actividades de produção e comercialização. Esta separação pode ser feita por três métodos:
 - Separação da propriedade legal (ITO – *Independent Transmission Operator*): o operador do sistema e o operador de transporte estão integrados numa empresa verticalmente integrada, apesar de terem de assumir compromissos no que respeita a independência, autonomia e investimento.
 - Constituição de um operador de sistema independente (ISO – *Independent System Operator*) – modelo que prevê a criação de uma entidade independente que gere a operação do sistema de gás, não possuindo a propriedade das redes de transporte, apesar de existir a possibilidade destas estarem numa empresa verticalmente integrada que detenha actividades a montante/jusante da cadeia de valor;
 - Constituição de um operador de transporte independente (TSO): separação de propriedade das actividades de transporte e operação do sistema, das restantes actividades da cadeia de valor, nas quais se inclui o fornecimento e a comercialização. Este é o modelo que garante a independência entre as actividades de rede e as que estão sujeitas a uma maior pressão competitiva,

mas que no entanto, tem sido bastante contestado pelos países da União Europeia.

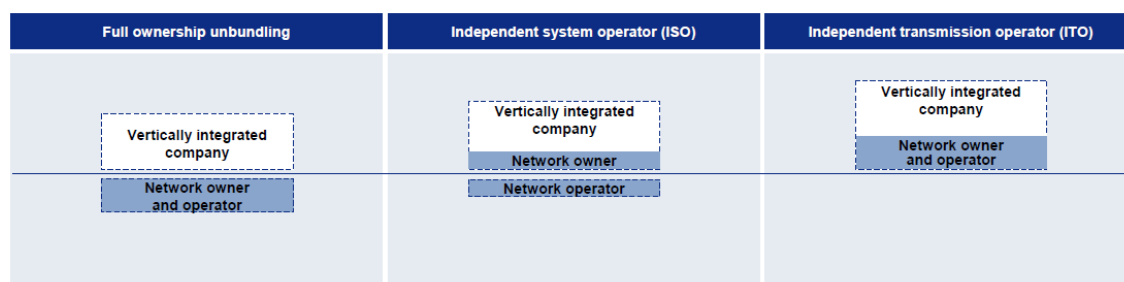


Figura 4: Modelos de separação das actividades reguladas

Fonte: KPMG, 3rd Energy Package of the EU and its practical implications (2009)

- Melhorar o funcionamento dos mercados internos de electricidade e gás natural;
- Estabelecer uma Agência para a Cooperação dos Reguladores Europeus (ACER) que tem como principal função cooperar com as entidades reguladoras nacionais e com os operadores das redes de transporte, a fim de garantir a compatibilidade dos quadros regulamentares entre as regiões, tendo em vista a criação de um mercado interno competitivo do gás natural. Actualmente, este papel é em parte desempenhado pelas entidades CEER (*Council of European Energy Regulators*) e ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*) que têm como missão garantir a cooperação entre as entidades reguladoras europeias, no sentido de harmonizar a prática regulatória, e apoiar a Comissão na elaboração da legislação comunitária. Ambas as organizações têm como objectivo facilitar a criação de um mercado europeu de electricidade e de gás único, competitivo, eficiente e sustentável. A distinção entre as duas entidades prende-se com o facto da primeira resultar de um acordo voluntário entre as entidades reguladoras nacionais e a segunda ter sido criada como um grupo de aconselhamento oficial pela e para a Comissão Europeia em 2003.

A ACER terá alguns desafios pela frente, nomeadamente, no levantamento e na resolução dos problemas que impliquem a interacção entre agentes de transmissão, entidades reguladoras nacionais e Comissão. Assim, importa ainda definir quais os poderes atribuídos a esta instituição, bem como as suas obrigações de monitorização no mercado europeu.

- Promover o poder e a autoridade dos reguladores nacionais;
- Promover a cooperação entre os agentes de transmissão;
- Implementar medidas para reforçar a segurança de abastecimento.

No sector do gás, e à semelhança do estabelecido na electricidade foi criada a ENTSOG (rede europeia de operadores de transporte para o gás), que tem como principal missão a promoção do funcionamento do mercado interno e transfronteiriço de gás e assegurar a gestão, coordenação e as características técnicas sobre as quais evolui a rede europeia de transmissão de gás.

Espera-se que o 3º Pacote Europeu de Energia surta um efectivo impacto na estrutura do sector, embora na prática os reguladores enfrentem dificuldades em desenhar alterações na estrutura de mercado e monitorizar mercados competitivos, após processos de liberalização. Manter uma estrutura de concorrência requer a definição de correctos incentivos à entrada de agentes, pelo que o regulador necessita de criar regras transparentes para os mercados grossistas e minimizar o risco regulatório (Alesina, et al., 2003; Ishii and Yan 2004). Por outro lado, onde as estruturas monopolistas se mantêm, o regulador deverá assegurar que existe de facto um acesso não discriminatório às redes de distribuição e transporte, por parte de produtores e comercializadores. A Alemanha apesar de não ter adoptado de imediato este método foi forçada a fazê-lo após múltiplas dificuldades de acesso às infra-estruturas do incumbente por parte dos comercializadores (Brunekreeft, 2002).

No que respeita ao panorama europeu, que será analisado com maior detalhe no capítulo 4, o estado da arte no que respeita ao modelo de propriedade dos operadores de transporte é o que se apresenta no seguinte quadro.

GAS	Number of TSOs	Number of TSOs Ownership Unbundled	Public Ownership	Private Ownership	TSO with network assets	
					with	without
Austria	7	0	31,5	68,5	5	2
Belgium	1	0	45,22	54,78	1	0
Bulgaria	1	0	100	0	1	0
Cyprus	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
Czech Republic	1	0	0	100	1	0
Denmark	1	1	100	0	1	0
Estonia	1	0	0	100	1	0
Finland	1	0	24	76	NAP	NAP
France	2	0	35,7	64,3	2	0
Germany	18	1	0	100	3	15
Great Britain	1	1	NA	NA	1	0
Greece	1	0	65	35	1	0
Hungary	1	1	0	100	1	0
Ireland	1	0	100	0	0	1
Italy	3	1	1,98	98,02	3	0
Latvia	1	0	2,77	97,33	NAP	0
Lithuania	1	0	17,7	76	0	0
Luxembourg	1	0	21	79	0	0
Malta						
Northern Ireland	3	2			3	0
Norway						
Poland	1	1	100	0	0	1
Portugal	1	1	51	49	1	0
Romania	1	1	75,01	24,98	1	NAP
Slovak Republic	1	0	51	49	0	1
Slovenia	1	0	0	100	1	0
Spain	8	1	5	95	8	0
Sweden	3	2	0	100	2	1
The Netherlands	1	1	100	0	NA	NA

Figura 5: Modelo de propriedade dos operadores de transporte

Fonte: Comissão Europeia, “Report on progress in creating the internal gas and electricity market” (2009)

3. A necessidade de regulação das *public utilities*

A indústria de gás natural, tal como a de electricidade, é uma indústria de rede e simultaneamente uma *public utility*, tradicionalmente detida pelo Estado, que se encarregava da sua gestão garantindo o cumprimento das obrigações de serviço público, nomeadamente a obrigatoriedade de fornecimento (serviço universal). Assim, a regulação económica ganhou uma importância crescente neste sector, à medida que o controlo estatal foi perdendo o seu domínio.

Nas actividades em que uma única empresa é capaz de abastecer todo o mercado, com custos inferiores aos que seriam obtidos pela actuação de duas ou mais empresas estamos perante um monopólio natural. Em teoria, a condição para o monopólio natural é a existência de uma função de custo sub-aditiva. Empiricamente, isto significa que o monopólio natural está associado a indústrias que exigem um elevado montante de capital fixo, indivisível e “afundado”. Historicamente, os monopólios naturais estão associados a *public utilities* como o gás natural, electricidade, águas, caminhos-de-ferro, etc. que têm na sua cadeia de valor activos indivisíveis (gasodutos, condutas, cabos). Autores clássicos como Smith, Mill Baumol e Buchanan reconhecem a necessidade de regulação na presença de monopólio natural.

Ao longo deste capítulo analisaremos a evolução da teoria da regulação económica, bem como os modelos de regulação aplicados e os respectivos desafios à regulação.

3.1 De Kahn até à actualidade

A literatura microeconómica defende que a concorrência e a estrutura de mercado resultam em eficiência interna (produção) e externa (mercado) e que estes benefícios são passados para os consumidores e para a economia em geral, através de um nível mais reduzido de preços e de custos. O sector da electricidade e do gás natural, pela sua estrutura, fazem com que seja necessário desenhar um modelo de regulação que minimize algumas características intrínsecas do sector: elevado nível de *sunk costs* que limitam as possibilidades de entrada

de concorrentes, uma cadeia de valor vertical com distintas escalas óptimas e, no caso da electricidade, um bem não armazenável que exige um equilíbrio instantâneo entre a oferta e a procura. Assim, o processo de liberalização desta indústria exige a combinação de mercados competitivos nas fases de produção e comercialização, e de mercados regulados no que compete ao transporte e distribuição de energia. Estes dois últimos mercados estão associados ao conceito de monopólio natural, cuja análise clássica foi apresentada por Kahn (1971), que argumenta que este se justifica se a tecnologia de uma dada indústria ou as características de um dado serviço são tais que o cliente pode ser servido a menor custo ou com maior benefício apenas por uma única ou por um número limitado de empresas. Scherer (1980) vai também ao encontro desta definição ao assumir que, associado a um monopólio natural existem economias de escala de tal forma persistentes, que uma empresa poderá servir melhor o mercado do que duas ou mais, apontando como exemplos a distribuição de energia eléctrica e de gás.

A necessidade de regulação prende-se ainda à existência de falhas de mercado que não permitem obter os resultados mencionados no parágrafo anterior. As falhas de mercado são definidas como imperfeições que conduzem a que um mercado não regulado, tenha um desempenho inferior ao óptimo relativamente a alguma função de bem-estar social. O monopólio natural, as externalidades, os bens públicos e a informação imperfeita são razões típicas para a intervenção do Estado numa economia de mercado (Joskow e Rose, 1989). Noll (1989) descreve cada uma das referidas falhas de mercado justificando a necessidade de intervenção do Estado:

- Monopólio natural: num monopólio natural, um determinado bem ou serviço pode ser produzido a menor custo se for fornecido apenas por uma empresa. Uma vez que isto poderia conduzir a abusos monopolísticos, a regulação é a forma utilizada para garantir as vantagens deste monopólio e eliminar potenciais abusos;
- Informação imperfeita: a informação imperfeita caracterizada pelo seu elevado custo ou complexidade, pode levar à tomada de decisões erradas com repercussões no produto, serviço ou emprego. A regulação permite aumentar a informação

disponível, reduzindo a incerteza na tomada de decisões, facilitando o encontro entre a oferta e a procura, protegendo padrões mínimos de qualidade;

- Externalidades: a presença de efeitos externos, de carácter benéfico ou prejudicial sobre entidades que não actuam directamente no mercado e os bens públicos (como o sector da energia) justificam também a necessidade de regulação nestes mercados.

O mercado da energia, no qual se enquadram os sectores da electricidade e do gás natural, apresenta características que se enquadram nas falhas de mercado referidas anteriormente:

- É considerada uma actividade de interesse público e portanto mantém uma relação estreita ao Estado;
- É visto frequentemente como um monopólio natural, embora analisadas as actividades da cadeia de valor em detalhe, se deva isolar as actividades de produção e de comercialização como potenciais mercados em concorrência perfeita;
- Os elevados custos associados à estrutura de rede implicam uma estrutura financeira de grande poder;
- O controlo do mercado está nas mãos de empresas tradicionais (os denominados “incumbentes históricos”), cuja experiência no sector, e capacidades financeiras e técnicas lhes permitem afastar potenciais concorrentes;
- O comportamento dos consumidores, que sujeitos a informação imperfeita, têm uma certa resistência à mudança de fornecedor.

A regulação será assim justificável no mercado de energia, uma vez que a sua privatização e liberalização permite, em termos legais, a entrada de novos concorrentes embora não garanta o real interesse destes em participar num mercado pautado por ineficiências.

Na estrutura de mercado anterior ao processo de liberalização, os objectivos das empresas de energia estavam limitados à garantia de segurança de abastecimento e ao cumprimento de obrigações de serviço público, não sendo considerada relevante a actuação de forma concorrencial.

O driver para uma reforma no sector da energia é a substituição do monopólio por concorrência, de forma a garantir que nenhum dos participantes irá explorar potenciais

falhas de mercado associadas ao seu poder de mercado, que poderá ser, segundo Skytte (1999):

- Poder de mercado vertical: observa-se nas situações em que uma mesma empresa conta a produção, transporte e distribuição de energia. De forma a evitar estas situações ter-se-ão de proceder a alterações institucionais que garantam a efectiva concorrência, nomeadamente a separação de actividades e a garantia da abertura das redes de transporte de forma não discriminatória, tal como defendido nas Directivas europeias. As redes de transporte e de distribuição são assim consideradas monopólios naturais, que deverão ser independentes da produção, e sujeitas a regulação;
- Poder de mercado horizontal: resulta da concentração da posse ou controlo de uma só actividade, por exemplo a importação de gás natural, permitindo aos agentes manipular a capacidade disponível, elevando os preços artificialmente. Genericamente, considera-se que se um mercado for de grande dimensão e se os seus agentes forem de pequena dimensão em relação à globalidade do mercado, encaminha-se para a concorrência perfeita. Há, no entanto, que ter em conta a possibilidade de alianças entre os agentes para fortalecer o seu poder de mercado. Assim, apesar da abertura do mercado de energia teoricamente conduzir ao enfraquecimento do poder de mercado de uma empresa, esta poderá garantir a continuidade desse poder oligopolístico pela cooperação entre empresas e pela possibilidade de conluio.

Os interesses e objectivos políticos poderão também ser causadores da existência de algumas das imperfeições no mercado da energia. O poder de mercado monopolista nos sistemas tradicionais, era frequentemente utilizado para a obtenção de metas energéticas e ambientais através da regulação e intervenção directa do Estado. No entanto, uma completa liberalização da estrutura sem recurso à regulação, poderá ter como consequências a sua ineficiência económica e limitação de objectivos ambientais.

A actual regulação económica surgiu como suporte ao processo de liberalização. Onde não se concretizou a introdução de concorrência ou se esta está restrita pela existência de monopólios naturais (como nas actividades de transporte e distribuição de gás natural) surge a necessidade de se estabelecerem formas de regulação que permitam colmatar as falhas de mercado.

Assim, o modelo regulatório europeu assenta nos pressupostos da teoria neoclássica, em particular no paradigma da estrutura-comportamento-desempenho (*structure–conduct–performance paradigm* (Bain, 1956)). De acordo com este paradigma, a estrutura de mercado, o número e a dimensão relativa das empresas condicionam as suas decisões e os preços praticados na indústria. A título de exemplo, a hipótese neoclássica relativa à estrutura de mercado é a de que fenómenos de integração vertical e/ou horizontal são realizadas em resposta ou em antecipação à existência de poder de mercado. Por outras palavras, a integração é um factor de resistência à livre concorrência e por isso deve ser proibida ou restrita, pelo que o unbundling de actividades e a promoção da livre entrada de potenciais concorrentes deve ser fomentada (Comissão Europeia, 2003, 2007c). Também o comportamento da firma se deverá alterar como consequência da performance do mercado de forma a tornar-se mais competitiva e eficiente.

O benefício esperado do processo de liberalização era um aumento do excedente de consumidor, com a respectiva diminuição dos custos de rede. Do ponto de vista do consumidor, este resultado é o esperado já que a livre concorrência faria com que os preços igualassem o custo marginal. Do ponto de vista das empresas, um ambiente competitivo faz com que os monopólios nacionais percam o seu poder de mercado, e com que as empresas incorram em investimentos racionais. Como consequência, os investimentos públicos seriam desnecessários e os próprios produtores de gás fomentariam o investimento directo estrangeiro e o desenvolvimento tecnológico no sector, de forma a desenvolver as reservas existentes e o acesso às mesmas, bem como a segurança de fornecimento.

A ideia de introduzir concorrência nas actividades caracterizadas por monopólio natural pode parecer paradoxal, já que um único produtor servirá o mercado com custos inferiores, no entanto, o regulador terá de ter em atenção o avanço tecnológico e a evolução do

mercado, podendo as actividades em monopólio passar a ser potencialmente competitivas, pelo que não deverão ser criadas barreiras à entrada no sector. Este cenário verificou-se no sector aéreo no final da década de 70 (Baumol e tal, 1982). Uma segunda forma de introduzir concorrência prende-se com a separação das actividades de empresas verticalmente integradas, já que a existência de monopólio natural está associado às denominadas indústrias de redes, pelo que estas actividades deverão ser isoladas das actividades potencialmente competitivas (produção e comercialização), ficando a regulação afecta às actividades de rede.

Scherer e Ross (1990) defendem que a regulação não é uma tarefa simples, podendo conduzir a situações inesperadas como a ineficiência das empresas reguladas, se os preços máximos forem definidos de acordo com os custos industriais. Adicionalmente, os reguladores normalmente têm grandes limitações de informação relativamente às empresas que regulam, conduzindo a erros e apropriação do valor pelo produtor. Apesar de haver situações em que a regulação é a única solução viável, estes autores argumentam também que, dadas as limitações deste processo, será melhor manter sempre que possível, o mercado auto-regulado ainda que este em muitos casos, este funcione longe da perfeição.

Assim, o balanço entre a regulação imposta e o livre funcionamento do mercado revela-se muito difícil. Os estudos empíricos aos efeitos da regulação demonstram claramente que esta tem efeitos substanciais no comportamento e desempenho das empresas reguladas, embora não seja possível generalizar tais efeitos, já que estes dependem da estrutura do processo regulatório, do sector de actividade considerado e da envolvente económica. Apesar destas limitações, da análise empírica ressaltam alguns aspectos comuns (Joskow e Rose, 1989):

- A regulação por preços geralmente permite manter os preços abaixo do que seriam praticados por um monopolista não regulado, no entanto poderão não ser inferiores aos que seriam praticados num mercado com múltiplos concorrentes. Dependendo do sector de actividade, tipo de regulação, período de tempo e metodologia utilizada, os resultados dos estudos foram divergentes. Alguns apontam no sentido

da regulação ser indutora de um aumento de preços, outros da sua redução, outros da distorção da estrutura de preços.

- A regulação conduz frequentemente à inércia uma vez que não existe necessidade de adaptação a novos produtos ou fornecedores. Por outro lado, se os preços regulados ficarem aquém dos que seriam considerados competitivos, a qualidade do serviço tende a deteriorar-se e vice-versa.
- Considerar a regulação como um mecanismo capaz de garantir a transferência de valor dos produtores para os consumidores é uma visão simplista, uma vez que os impactos distribucionais são complexos, variando com as condições económicas e com o tipo de indústria.
- Apesar do desempenho das empresas reguladas ser fortemente afectado pela envolvente económica, o sistema regulatório é pouco permeável às forças económicas exógenas.

Devido aos rendimentos crescentes à escala que se verificam nos mercados objecto de regulação, o principal desafio das autoridades reguladoras é garantir os preços mais eficientes possíveis, em termos de afectação de recursos permitindo, contudo, que as empresas sejam suficientemente rentáveis para remunerar de forma justa os seus investimentos (Joskow, 2000).

De acordo com Joskow (2008), o objectivo primordial da regulação nos serviços de interesse público (*public utilities*) será estimular a empresa regulada a produzir de forma eficiente, em custo e qualidade, o que se reflecte nos preços dos serviços, tal como se de uma empresa de mercado se tratasse. Estes preços deverão ir ao encontro das restrições orçamentais da empresa e permitir a sua recuperação dos custos e remuneração dos activos, sem que esta possa utilizar o seu poder de mercado em desfavor do bem-estar social, cobrando preços excessivos. A teoria clássica de preços regulados (preços óptimos) em monopólios (Boiteux, Steiner, Turvey) assume implicitamente que a entidade reguladora conhece perfeitamente os custos de oportunidade da empresa, o padrão da procura e as suas restrições orçamentais, pelo que não está focada na criação de incentivos para reduzir

custos ou melhorar a performance, à excepção do efeito Averch-Johnson, que será descrito na seguinte subsecção.

Na realidade, as entidades reguladoras terão de se preocupar com uma produção eficiente, mas também com a qualidade de serviço na sua selecção do modelo de remuneração. Por outro lado, estas entidades não têm informação perfeita sobre a estrutura de custos, qualidade de serviço e padrões de procura da empresa regulada. Adicionalmente, as entidades gestoras destas empresas têm poder de decisão tanto na afectação de capital (efeito Averch-Johnson) como em que medida ou em que grau podem reduzir os custos da empresa e nivelar a qualidade de serviço. Assim, esta pode utilizar a referida assimetria de informação de forma estratégica para obter benefícios do processo regulatório e aumentar os seus lucros, em detrimento do bem-estar dos consumidores (Laffont and Tirole, 1993, Chapter 1). Esta situação gera o denominado “risco moral”⁸ (ex. reduzido esforço de gestão resultante em custos excessivos) e selecção adversa (ex. preços excessivos em comparação com os custos de produção) que devem ser corrigidos/minimizados pelo modelo regulatório. A literatura mais recente que aborda a regulação por incentivos tem já previsto a inclusão destes problemas (Laffont and Tirole, 1993; Armstrong e Sappington, 2007).

3.2 Modelos de regulação

As reformas no sector da energia envolveram processos de privatização, criação de entidades reguladoras, introdução de concorrência na actividade de produção, desenvolvimento de mercados grossistas e retalhistas organizados e o *unbundling* das actividades da cadeia de valor (Joskow, 1998; Newbery, 2002). Assim, importa analisar as formas de regulação e quais as tendências conceptuais do sector energético.

⁸ Moral hazard

3.2.1 Regulação pelo custo do serviço (“Cost of service”)

O método mais comum adoptado pelas entidades reguladoras para o controlo de preços é a regulação pelo custo do serviço (Laffont e Tirole, 1993).

A regulação por *cost of service* divide-se essencialmente em duas categorias: fixação directa de preços e remuneração de activos (*rate of return regulation*). Apesar desta vertente ter sido menos utilizada no passado mais recente, continua a desempenhar um importante papel, por exemplo, no ambiente regulatório australiano e norte-americano.

i) Fixação directa de preços

A forma mais invasiva de regulação é a fixação directa de preços por parte de uma entidade estatal/reguladora. Este método tem sido criticado pela literatura, sobretudo devido à falta de objectivos claros (e em alguns casos à presença de objectivos contraditórios) apresentados pela entidade reguladora.

Apesar do objectivo estatal ser actuar em substituição do mercado e definir o preço do bem/serviço, esta actividade é desempenhada num determinado contexto político e social. Como consequência, enquanto o critério de eficiência económica é um input no processo de definição de preços, existem outros objectivos sociais e políticos que podem fazer com que a entidade reguladora defina um preço que não esteja em linha com a eficiência económica das estruturas reguladas.

Uma outra crítica a este método diz respeito ao problema do *principal-agent* (“agente-principal”). Este problema tem duas dimensões: a empresa regulada (agente) está sujeita a motivações distintas face ao governo (principal), logo poderá perseguir os seus objectivos de forma contrária ao previsto pelo “principal”; em segundo lugar, o agente possui substancialmente mais informação sobre os seus clientes, estrutura de custos e de mercado face ao “principal”, pelo que a assimetria de informação pode ser manipulada a favor do agente.

A conclusão a tirar deste problema é que o resultado da regulação pode ser muito diferente do esperado pelo Estado, resultando numa série de consequências e de ineficiências que não eram as desejadas.

ii) Remuneração de activos (“Rate of return regulation”)

A regulação por remuneração de activos estabelece o nível de remuneração permitido e a empresa pode estabelecer os seus preços livremente, desde que os proveitos que de aí advenham não sejam superiores a uma taxa “justa” de remuneração definida pela entidade reguladora. Este método proporciona à empresa autonomia na sua gestão, limitando no entanto o seu comportamento monopolista.

A literatura (veja-se, em especial, Kahn, 1995) identifica uma série de problemas associados a esta forma de regulação:

- custos aceites: dificuldade na determinação de custos aceites já que a empresa regulada tipicamente pratica preços abaixo do nível de rendimento máximo, tendo a possibilidade de aumentar preços e cobrir custos, sem reduzir o seu lucro. Assim, as empresas poderão ter incentivos para sobrestimar os seus custos ou incorrer mesmo em custos que não são necessários para o sistema para manter os seus proveitos permitidos;
- amortizações: as amortizações podem ser um verdadeiro custo no sentido em que representam o desgaste do capital e por isso são consideradas nos proveitos a calcular. Contudo, estes custos podem também representar obsolescência económica devido a fracas decisões de investimento. Os efeitos provocados pelos avanços tecnológicos não podem ser descuidados, já que levam a que se respeitem os custos de substituição e a políticas mais flexíveis de amortização, de modo a serem substituídas as tecnologias mais antigas pelas mais recentes.
- incentivos: são reduzidos os incentivos para a redução de custos, se a empresa os consegue transferir na totalidade para os consumidores. Um controlo efectivo do esforço de redução de custos por parte de uma *utility* é virtualmente impossível sem haver uma duplicação das funções de gestão da firma. Schleifer (1985) sugere que “o que o regulador necessita é de um benchmarking simples, que não o da performance passada e presente da empresa, através do qual possa avaliar o seu potencial de performance. Com tal benchmark, o regulador pode decidir quais os

custos que a empresa deverá ter e qual o preço a aplicar”. Este é o racional que está por detrás da regulação por incentivos descrita no próximo ponto.

Assim, este método pode também facilitar o sobre investimento induzindo a uma avaliação incorrecta do capital, já que também uma base de capital superior é transferida para os consumidores (efeito Averch-Johnson, 1962). Os referidos autores apresentavam as seguintes conclusões relativamente a esta forma de regulação:

- a empresa regulada labora ineficientemente porque não realiza investimentos com base nos custos marginais dos seus inputs, mas tendo em conta a remuneração que estes inputs lhes permitem obter com o processo regulatório;
- a empresa regulada é incentivada a expandir-se noutros mercados regulados, mesmo se tiver prejuízos a longo prazo, podendo deste modo, desincentivar outras empresas a entrarem no mercado, mesmo que estas sejam mais eficientes.
- a definição da taxa de remuneração e do proveito permitido: não existe uma directriz única que estabeleça de que forma a taxa de remuneração deve ser calculada. Por exemplo, o valor dos activos é calculado de acordo com o custo com o capital original, o seu valor de mercado, o seu custo de substituição? Sendo que cada uma destas hipóteses tem resultados bastante distintos.
- captura do regulador: as entidades reguladoras poderão reflectir de forma não igualitária os benefícios dos consumidores e das empresas no mercado regulado, o que pode afectar o balanço entre o interesse público e o das entidades reguladas.
- a empresa regulada fornece vários mercados alguns competitivos e outros não: a empresa regulada será tentada a incluir no mercado regulado os activos que sustentam a actuação em ambos os mercados, aquando da distribuição dos custos para fins regulatórios. Por conseguinte, os consumidores dos mercados regulados, ao remunerarem activos que não dizem respeito ao serviço obtido, estão a sofrer um custo excessivo que subsidia a empresa nos mercados concorrenciais, criando entraves à concorrência.

3.2.2 Regulação por incentivos

As desvantagens resultantes da tradicional regulação por “custo do serviço” conduziu ao desenvolvimento de sistemas de regulação que criem incentivos à melhoria da eficiência produtiva, permitindo às empresas guardar parte dos seus ganhos. A resolução deste problema iniciou-se com a tomada em consideração no processo regulatório da assimetria de informação por Finsinger e Volsegang (1979).

i) Regulação de preços máximos (“Price cap regulation”)

Quando a British Telecommunications foi privatizada começou a ser pensado um sistema de remuneração alternativo. Em 1983, Stephen Littlechild propôs o sistema de RPI-X. O aumento de preços de um cabaz de bens pré-definido não podia ultrapassar o índice de preços ao consumidor (*Retail Price Index* (RPI)) menos um parâmetro X que reflecte a eficiência a ser conseguida pela empresa regulada. O incentivo ao corte de custos assenta no facto da empresa poder usufruir de quaisquer proveitos adicionais pela aplicação da tarifa, quando ultrapassar as metas de eficiência para um determinado período regulatório. Seis anos após este relatório, Littlechild reavaliou o RPI-X. para além de apresentar um menor efeito Averch-Johnson, apresentou dois argumentos adicionais para este tipo de regulação, a referir: tarifando o preço do cabaz de preços permite ao produtor uma maior flexibilidade para reflectir os custos económicos no nível e na estrutura de preços, e este seria um sistema relativamente mais transparente e fácil de gerir. Os principais argumentos contra assentam nas analogias com a regulação por RoR. Na prática, o factor X deve ser estabelecido de tal forma que garanta uma taxa de retorno razoável. Para evitar que o risco regulatório aumente exponencialmente, deverão ser estabelecidas regras para a imputação dos ganhos de eficiência desejados no factor X. Assim, assumindo que o nível de X não é definido de forma aleatória mas de forma a atingir uma série de objectivos da política regulatória, então os dois sistemas são muito similares. Para além disso, a diferenciação de preços que se apresentava como uma vantagem pode tornar-se uma desvantagem na medida em que incentiva a subsidiação cruzada.

Deste modo, Beesley e Littlechild argumentam que o RPI-X difere do RoR já que permite um maior espaço de manobra a negociação. Estes autores analisam diferentes indústrias reguladas e avaliam o impacto do modelo regulatório, concluindo que nas indústrias mais susceptíveis de sofrerem avanços tecnológicos e naquelas com múltiplos *players* o RPI-X é mais eficaz. No entanto, as indústrias de rede não se enquadram na descrição mencionada.

Na sua forma mais elementar, esta forma de regulação é um contrato entre empresa regulada e a entidade reguladora, em que são estabelecidos os preços máximos ou o cabaz de preços máximos que a empresa regulada aplica ao seu mercado num determinado período de tempo. A forma como os preços evoluem é determinada previamente. Por exemplo, o preço pode evoluir de acordo com um índice de preços exógeno e com um factor X calculado previamente pelo regulador. O preço máximo para cada ano cresce então de acordo com o índice de preços, descontado do referido factor X. Este factor pretende reflectir o potencial de redução de custos de determinada empresa, seja por ganhos de eficiência, seja por progresso tecnológico. O factor X deve permitir ainda que a poupança de custos seja partilhada com os consumidores, sem produzir efeitos adversos na empresa para que esta atinja as tais poupanças, já que deverá ser calculado de forma a reflectir os ganhos de produtividade que excedem os esperados para a economia como um todo e alterações esperadas nos preços dos inputs da empresa regulada que diferem da esperada evolução do cabaz de preços da economia em geral.

De forma genérica, a literatura argumenta que a experiência com o *price cap* tem sido um sucesso, com ganhos de eficiência para a economia, com um reduzido esforço de intervenção regulatória. Contudo, estas vantagens podem ser esbatidas devido a uma fraca implementação, pelo que há que ter em atenção os seguintes temas:

- seleccionar o correcto valor de X: na prática, este cálculo traz algumas dificuldades ao regulador, já que se for mantido a um nível demasiado alto, a empresa pode não conseguir cobrir os seus custos, mas se for demasiado baixo, então a empresa auferirá lucros supranormais e os preços continuarão a um nível excessivo. Idealmente, o valor de X será baseado em ganhos de produtividade futuros, o que envolve um considerável grau de subjectividade na sua determinação;

- seleccionar X baseado na performance histórica: se o regulador utilizar a performance histórica da empresa para determinar o valor de X, então serão reduzidos os incentivos da gestão para apresentar ganhos de produtividade relevantes e serão produzidos os mesmos efeitos da regulação por *rate of return*;
- nível do preço base: a eficácia do *price cap* pode ser posta em causa se o preço base estiver muito distante de um preço de eficiência. Anos decorridos da implementação deste regime, existem ainda empresas que poderão estar claramente abaixo das *best practices* internacionais, se a entidade reguladora não tomar a iniciativa de ajustar o preço inicial;
- âmbito de produtos abrangidos pelo *price cap*: se o âmbito for demasiado vasto, então a empresa pode ter incentivos a usar o *cap* para comportamentos anticoncorrenciais (ou subsidiação cruzada);
- parâmetros de qualidade: o *price cap* não deverá ser estabelecido de forma independente da qualidade de serviço e do desenvolvimento da infra-estrutura, já que a empresa poderá manter os seus lucros reduzindo a qualidade dos produtos vendidos.

ii) Yardstick regulation

Esta metodologia foi proposta, pela primeira vez, por Schleifer em 1985. Nesta forma de regulação, os preços da empresa não estão relacionados com o seu nível de custos, mas com o nível médio de custos das empresas comparadas. Esta metodologia tem como principal vantagem simular o processo concorrencial já que relaciona os proveitos da empresa regulada com o desempenho desta comparativamente com o resto da indústria (ou empresas semelhantes) e não os relaciona com o desempenho da empresa no passado, que tal como no *price cap*, poderá a médio prazo desmotivar a empresa de diminuir o seu nível de custos. O desenvolvimento de standards internacionais de performance permite exercer pressão sobre as empresas, através da comparação da sua performance com benchmarks internacionais. Assim, existem diversas abordagens para esta forma de regulação das quais se destacam a definição de metas, através da comparação de uma série temporal da performance da empresa, com os resultados de agências internacionais. O passo seguinte

será seleccionar medidas adequadas de performance, que garantam a aplicabilidade do modelo

A selecção destes critérios deve ter em mente a sua usabilidade e conveniência, já que deve ser usado um número restrito de indicadores, que no entanto consigam ilustrar de forma fiel a performance da empresa, já que de outra forma um número elevado de indicadores poderá ser difícil de interpretar principalmente se alguns evoluírem em sentido oposto.

Tal como no *price cap*, a implementação do *yardstick regulation* tem de ser feita com algum cuidado sob pena de falhar, argumentando as empresas a existência de “condições particulares” da mesma para que não possam ser efectuadas comparações em termos de performance pela entidade reguladora.

A definição de objectivos de performance poderá também ser um desafio para a entidade reguladora, principalmente no que compete à qualidade de serviço, já que poderão surgir efeitos perversos se as empresas têm actividades que não estão incluídas nos objectivos definidos. Por exemplo, um indicador que diga respeito ao tempo de espera no *call center* pode levar a que a empresa oriente os seus recursos para o atendimento, mas não para a resolução de problemas.

Assim, a *yardstick regulation* é mais eficaz quando utilizada como complemento de outras formas de regulação, como é o caso do *price cap*.

iii) *Performance based regulation (PBR)*

Nesta forma de regulação, os indicadores de performance são utilizados para incentivar as empresas, o que implica associar os seus lucros aos referidos indicadores, que, uma vez ultrapassados permitem à empresa ver aumentado o seu lucro. Assim, a empresa terá incentivos em reduzir os seus custos e aumentar a sua qualidade de serviço, de forma a ultrapassar os standards definidos, e obter uma rentabilidade superior.

Um exemplo desta forma de regulação data de 1855, no sector do gás natural de Inglaterra, já que as empresas estavam autorizadas a pagar dividendos, inversamente proporcionais ao preço do gás. À medida que reduziam o preço do gás, os proprietários auferiam dividendos superiores.

Um outro exemplo, diz respeito à partilha de lucros entre *stakeholders* e colaboradores. Ao permitir que proprietários e *stakeholders* retivessem parte dos benefícios introduzidos pelos ganhos de eficiência, estes *players* têm um incentivo para aumentar os mesmos, estando o restante atribuído aos consumidores.

A implementação da PBR apresenta algumas dificuldades, nomeadamente na definição de indicadores que possam efectivamente ser controlados pela empresa, ou no cumprimento das metas estabelecidas a custos excessivos que são posteriormente transferidos para os consumidores.

A análise de performance na regulação por incentivos é importante na medida em que a criação de mecanismos que conduzam unicamente à redução de custos, poderão incentivar a redução da qualidade de serviço, se ambas as variáveis estiverem positivamente correlacionadas entre si. Assim, a regulação por *price cap* tem vindo a ser acompanhada pela definição de standards de performance que geram benefícios ou penalidades para as empresas que ficam acima ou abaixo, dos standards definidos. No Reino Unido, o regulador (OFGEM) tem desenvolvido uma série de incentivos para a qualidade de serviço na actividade de distribuição (OFGEM, 2004b, 2004c). A título de exemplo, esta entidade utiliza estudos de benchmarking para avaliar o número de interrupções e respectiva duração que uma empresa tipo deverá ter ao longo do ano e estabelece a posteriori uma banda de +/- 5% na qual as empresas poderão estar posicionadas. Os comportamentos fora da banda definida poderão gerar benefícios ou penalidades para as empresas reguladas.

A aplicação dos modelos de regulação referidos no presente ponto num mercado ainda emergente como o do gás natural tem associada algumas dificuldades que serão analisadas a partir da subsecção 3.4.

3.3 Parâmetros da regulação do gás natural

A aplicação dos modelos de regulação na prática implica a definição por parte da entidade reguladora dos parâmetros regulatórios. Estes parâmetros são determinados para um determinado período a definir pela entidade reguladora, que idealmente deverá ser longo o

suficiente para conferir estabilidade aos agentes do sector, mas que ao mesmo tempo permita incorporar alterações relevantes que ocorram, em tempo útil.

A diversidade de parâmetros existente ilustra o grau de liberdade que as entidades reguladoras dispõem na definição e implementação do modelo de regulação, o que dificulta a comparação do mesmo entre os diferentes países. Na prática, a implementação do modelo toma em consideração não apenas os parâmetros “tradicionais” como as características específicas (legais, institucionais, entre outras) de cada país, bem como o enquadramento macroeconómico e os objectivos da indústria de gás natural.

Tal como referido, a definição destes parâmetros em cada um dos modelos apresentados não é pacífica, no entanto o objectivo deste ponto é enumerar cada um dos parâmetros do ponto de vista conceptual.

i) Parâmetros da regulação por “custo do serviço”:

- **Custo com capital:** este conceito está normalmente associado ao retorno que determinado investimento deve proporcionar à empresa regulada, sendo definido como a taxa de remuneração exigida pelos investidores, tendo em conta o risco do negócio. Num sector em desenvolvimento, como é o caso do sector do gás natural, a definição do custo de capital, procura promover a correcta afectação de recursos (activos regulados) entre as empresas do sector do gás natural e o resto dos agentes económicos, sem comprometer o desenvolvimento deste sector.

Assim, a definição do custo de capital das actividades reguladas para um determinado período regulatório deverá ter em conta:

- os pressupostos que justificaram os valores aplicados nos anteriores períodos regulatórios, nomeadamente a diferença de maturidade em cada uma das actividades reguladas e as consequentes implicações no risco do negócio;
- a análise dos principais factores externos que contextualizam as condições de exercício da actividade, como o enquadramento financeiro externo, a evolução da taxa de juro, a existência de (re)negociação de contratos de concessão e a evolução do sector eléctrico;

- a análise da evolução das principais variáveis do custo de capital intrínsecas às empresas (maturidade do sector, evolução do capital investido, estrutura de capital das empresas, risco percebido pelo mercado com respeito às empresas reguladas) e comparação com a situação inicial;

- a ponderação das conclusões resultantes das análises anteriores influenciam o custo de capital a vigorar num determinado período regulatório.

O método do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC) é o mais utilizado na Europa para calcular a taxa de remuneração das indústrias de rede de gás natural. O cálculo da WACC exige da entidade reguladora decisões sobre uma série de parâmetros tais como o *return on equity* (rendibilidade dos capitais próprios - CP) e o *gearing* (alavancagem financeira). A fórmula para o cálculo da WACC real antes de imposto (t) é a que se apresenta de seguida:

$$\text{WACC}_{\text{pré-imposto}} = \text{custo dívida} * \text{alavancagem} + \text{custo CP} * (1 - \text{alavancagem}) / (1 - t)$$

Uma vez efectuados os investimentos em activos de rede, os custos são claramente afundados já que não existe uso alternativo para os mesmos. Assim, os operadores da rede de transporte não os deverão ter em consideração nas suas decisões operacionais, deixando para a entidade reguladora o estabelecimento da tarifa de acesso que iguale o custo marginal. Nesta situação os investidores não recuperarão o respectivo retorno sobre o investimento (ROI - return on investment), pelo que sendo expectável este tipo de comportamento por parte da entidade reguladora, estes não iram investir já que o valor actualizado líquido dos cash flows esperados é inferior ao custo do investimento.

Assumindo que os investimentos são necessários, então a entidade reguladora deverá comprometer-se com uma justa taxa de remuneração, existindo uma série de alternativas para o seu cálculo.

A estabilidade das decisões regulatórias é essencial para não gerar um agravamento do risco associado à actividade e, consequentemente, um agravamento do próprio custo de capital. Este factor deve ser tomado em consideração após o término de um período

regulatório, aquando o reequacionar dos pressupostos subjacentes à definição do custo de capital, para que este parâmetro não esteja alheio, por um lado, à evolução da actividade, e, por outro lado, às alterações do contexto em que ela se desenvolve.

- Base de activos (ou RAB – *regulatory asset base*): este conceito diz respeito ao conjunto de activos fixos (activo com carácter duradouro ou de permanência numa empresa, definido de acordo com o normativo contabilístico em vigor) necessários para a empresa desempenhar os seus serviços regulados. A base de activos é essencial para o cálculo do custo do capital, já que será sobre esta base que será aplicada a taxa de remuneração, de forma a calcular a remuneração da empresa regulada, bem como serão calculadas as amortizações do exercício, que também contribuem para o custo do capital. Assim, a decisão por parte da autoridade reguladora de como calcular a base de activos tem um impacto significativo no proveito permitido da empresa, e como consequência, nas tarifas reguladas.

O cálculo do RAB pode ser realizado através de diferentes métodos:

- custos históricos, ou seja, avaliação dos activos pelo custo de aquisição;
- custos de substituição necessários para construir uma base de activos equivalentes;
- custos históricos indexados a um factor de ajustamento que deverá traduzir a evolução do nível de preços do sector de gás natural e da economia como um todo;
- metodologia de custos standard, que aplica um valor pré-definido por classe de imobilizado.

Como já mencionado, os custos das empresas reguladas são como já referido fixos e afundáveis e em larga medida associados aos activos de rede. Por outro lado, estes investimentos foram em larga escala incorridos numa altura em que as empresas estavam sob a alçada do domínio estatal, pelo que o total de custos de um destes activos é imputado anualmente através da sua amortização.

Existem diversos métodos para calcular a amortização, cada um com impacto no horizonte temporal em que os custos são imputados. Uma amortização constante significa que o valor contabilístico do activo diminui a cada ano a um ritmo

constante até que o valor residual do activo é zero. Este método não entra em linha de conta com a inflação, sendo meramente contabilístico. Assumindo receitas e custos de manutenção constantes o retorno do investimento evolui no sentido contrário ao valor contabilístico do activo. Este método assume uma vida útil teórica do bem já que este pode ainda estar a ser usado, gerando valor económico, quando o seu valor contabilístico é zero, o que resultará em lucros para a empresa regulada, que não são compensados pelos custos já que estes não foram alocados correctamente.

ii) Parâmetros da regulação por incentivos:

- Inputs: Os custos de exploração, ou OPEX, correspondem aos factores produtivos ou inputs, medidos em unidade monetária, que, conjuntamente com os custos de investimento, ou CAPEX, são necessários à realização da actividade da empresa, isto é, à realização ou produção dos outputs. A regulação por incentivos prevê por norma a aplicação de uma taxa de evolução de preços deduzida de um factor de eficiência ao total de custos controláveis (OPEX), podendo também ser aplicado ao total de custos (CAPEX+OPEX), apesar desta abordagem ser menos usual na prática.
- Outputs: diferentes produtos ou serviços resultantes das actividades das empresas reguladas.
- Custos de exploração: gastos que a entidade realiza com o objectivo de pôr o seu produto pronto para ser comercializado.

Na prática, não existe um consenso em relação a quais os custos a considerar para efeitos de remuneração, o que terá impacto nos proveitos permitidos das empresas reguladas. As questões associadas aos custos operacionais prendem-se com:

- princípios contabilísticos aplicados;
 - distinção entre custos fixos e custos variáveis e, entre custos directos e indirectos.
- A segunda distinção enquadra-se no tema sensível de alocação de custos a um produto ou serviço, que pode resultar em subsidiação cruzada dos produtos

(exemplo, alocação excessiva de custos com serviços partilhados no sector sujeito a regulação).

As limitações de controlo *ex post* da classificação de custos *ex ante* faz com que não seja garantida a inexistência de subsidiação cruzada, embora a mesma possa ser limitada. O próprio artigo 82.º da Lei da Concorrência Europeia retrata esta situação, podendo ser aplicadas penalidades se a classificação de custos resultar numa subsidiação tal que a empresa abuse da sua posição dominante.

Uma vez alocados os custos, haverá que validar se os utilizadores da rede incorrerão em custos comuns mais baixos do que aqueles que incorreriam individualmente. Neste tema existem duas abordagens possíveis: *stand-alone* e custos incrementais. O primeiro sugere que todos os utilizadores deverão suportar os custos em que incorreriam se fossem os beneficiários exclusivos da infra-estrutura. O segundo tem como objectivo escalonar os utilizadores em principais ou incrementais, e alocar aos utilizadores incrementais apenas os custos que lhe dizem respeito. Na actividade de transporte, problemas podem ocorrer pelo desvio de fluxos físicos fruto, por exemplo, de operações swap. Se estas poupanças de custos não forem repassadas para os consumidores, o incumbente poderá obter benefícios através da optimização do seu portfolio.

- Indutores de custos: nem todos os outputs influenciam da mesma forma a evolução dos custos, sendo que os outputs que influenciam de um modo mais significativo os custos são considerados indutores de custos. Os indutores de custos (ex. evolução dos pontos de abastecimento ou de gás veiculado) são variáveis cuja evolução reflecte directamente no nível de custos da empresa, a evolução da sua actividade. Como estas variáveis são por definição mensuráveis, elas correspondem geralmente aos outputs das funções de produção.
- Factores exógenos de variação de custos: existem factores que são exógenos à actuação das empresas, mas que condicionam as suas actividades e que diferem de empresa para empresa, reflectindo-se nos níveis de custos respectivos de uma forma diferenciada. Estes factores poderão ser subdivididos em sistémicos, por fazerem parte integrante das características das actividades das empresas (densidade

populacional, tecido industrial, relevo, clima, etc.) ou fortuitos pelo seu carácter excepcional e esporádico (fenómenos climatéricos, acidentes, choques macroeconómicos, entre outros). Assim, uma vez definido o nível de custos eficiente para um determinado nível de output, e a consequente distância entre este nível e o nível de custos de cada empresa, importa averiguar se esta distância se deve exclusivamente à actuação da empresa ou se também decorre de factores que lhe são exógenos, de forma a não penalizar as empresas.

Os conceitos acima referidos são utilizados na regulação por incentivos que tem subjacente o cálculo dos factores de eficiência a aplicar aos custos (controláveis-OPEX, ou totais-TOTEX). Para o cálculo dos referidos factores de eficiência existem várias metodologias de benchmarking que podem ser empregues, e cuja aplicação depende da ponderação de um conjunto de factores, que tanto se podem relacionar com os objectivos pretendidos, como com os recursos temporais e financeiros disponíveis, ou ainda com o conhecimento do sector em geral e das empresas em particular.

A figura que se segue apresenta as principais metodologias de análise de eficiência.

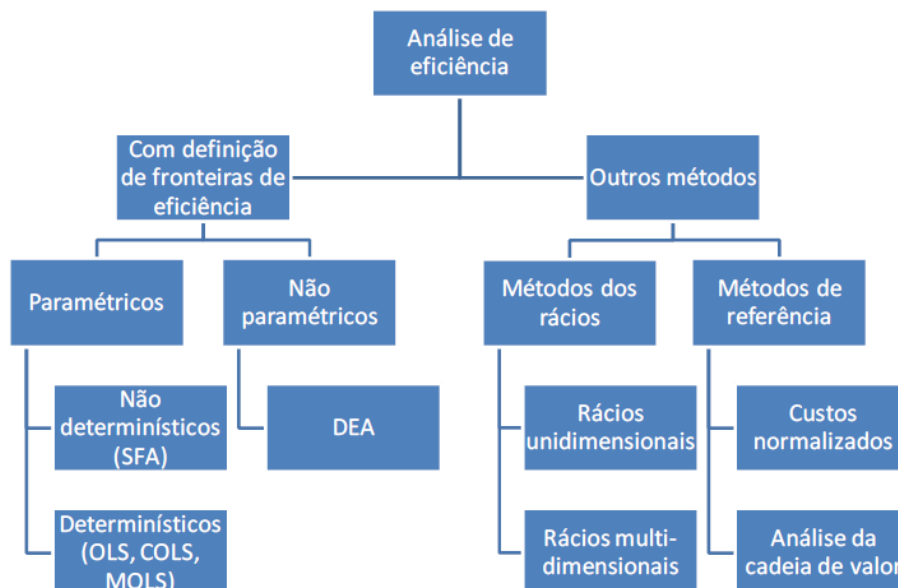


Figura 6: Metodologias de análise de eficiência

Fonte: ERSE, “Definição de metas de eficiência para a actividade de distribuição de gás natural para o período de regulação dos anos gás 2010-2011 a 2012-2013”, (2010)

As metodologias de benchmarking de eficiência empregues podem ser divididas em dois grupos consoante têm subjacente a definição de uma fronteira eficiente de custos para a actividade analisada ou não. No primeiro grupo incluem-se as abordagens que procuram definir fronteiras de eficiência de custos, isto é, que definem para um determinado sector ou actividade qual é o nível de custos eficiente para fornecer uma determinada quantidade. Pela sua natureza são as metodologias adequadas para ajudar o regulador na tarefa de definir o nível eficiente dos custos numa determinada actividade e diferenciar empresas pela distância relativamente ao nível eficiente de custos. De um modo genérico, estas metodologias podem ser subdivididas em paramétricas e não paramétricas, consoante inferem parâmetros a partir de uma determinada amostra ou não, respectivamente. O Data Envelopment Analysis (DEA) é a metodologia não paramétrica mais utilizada. Os métodos paramétricos por sua vez podem ser subdivididos consoante sejam determinísticos,

derivando directa ou indirectamente do método dos mínimos quadrados (OLS⁹ puro, COLS (Corrected OLS) ou MOLS (Modified OLS)). Nestes casos, consideram-se os resíduos como uma medição da ineficiência técnica. Quando se considera que os resíduos da regressão não são apenas uma medida da ineficiência das empresas, como podem também decorrer de erros de medição ou de outros factores que estejam fora do controlo da empresa, aplicam-se métodos não determinísticos, tal como o SFA (Stochastic Frontier Model).

No segundo grupo, encontram-se dois tipos de metodologias: um intitulado de rácios de produtividade, rácios estes que podem ou não incorporar vários factores e outro grupo de metodologias que podem ser apelidadas de referência. Os rácios de produtividade correlacionam outputs e inputs, podendo incorporar vários outputs no numerador e vários inputs no denominador. O peso dado a cada um destes factores é subjectivo. Este método não tem subjacente a definição da função custo de uma determinada actividade, nem tão pouco o exercício de maximização de outputs para um determinado conjunto de Inputs. Estas metodologias devem ser utilizadas na análise da evolução ao longo do tempo, nomeadamente do comportamento de empresas. Apesar de não se poder inferir com rigor qualquer valor de eficiência, o recurso a estas metodologias tem a vantagem de ser de fácil e de rápida aplicação. O método de referência implica um conhecimento profundo das empresas e do sector que permita analisar os processos da actividade individualmente, de modo a definir quais os mais adequados e/ou definir os custos padrão. Este tipo de abordagem está vocacionado para a problemática de gestão das empresas, estando focalizado em análises detalhadas da cadeia de valor de cada empresa ou dos processos e custos das actividades de um determinado sector. Estas análises podem igualmente facultar soluções de gestão que possam ser consideradas mais adequadas para uma determinada actividade. Pelo referido, a aplicação desta metodologia obriga à mobilização de grandes quantidades de recursos.

Definida a metodologia de benchmarking a aplicar, o regulador deverá estar capaz de definir o parâmetro regulatório mais significativo na regulação por incentivos que diz respeito às metas de eficiência por empresa, que se materializam na definição de um factor

⁹ OLS – Ordinary least squares (método de mínimos quadrados ordinários)

X, que por sua vez poderá ser diferenciado na componente fixa e variável dos custos de exploração.

iii) Outros parâmetros

- Taxa de inflação: o deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada num determinado espaço económico. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia. Sendo o gás natural um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação, já que no PIB se reflectem todas as relações económicas, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

O deflator do PIB é habitualmente utilizado para actualizar os investimentos e os custos e proveitos operacionais, com excepção dos custos de aquisição de gás natural (indexados por norma ao preço do brent).

- *Spread*: prémio aplicado à taxa de juro de referência, utilizado para remunerar desvios passados, ou seja, quando os proveitos permitidos calculados para determinado agente diferem dos proveitos efectivamente facturados pelo agente.
- Período regulatório: número de anos para os quais são aplicados os parâmetros regulatórios.
- Balanço de gás natural: previsões para os consumos de gás natural para o cálculo de tarifas. Estas previsões têm em consideração os dados apresentados pelas empresas, tendo em conta o conhecimento que estas detêm sobre os seus respectivos mercados. Porém, a própria entidade reguladora deverá ponderar outros factores como a situação económica do país, a evolução da produção industrial e do consumo de energia eléctrica para corrigir as previsões enviadas pelas empresas.

3.4 A aplicação da regulação por incentivos: problemas, evidências e evolução

A aplicação da regulação por incentivos tem vindo a demonstrar que existem algumas dificuldades a ultrapassar para que se possam usufruir plenamente dos modelos teóricos, nomeadamente porque a sua aplicação pode ser realizada em mercados relativamente restritos com empresas com elevado poder de mercado. Daí que a existência quer de jogos regulatórios quer de assimetrias de informação tornem difícil a sua aplicação.

i) A aplicação do *price cap* em indústrias emergentes

A regulação por “*price cap*” tem sido utilizada de forma generalizada no sector da electricidade e num estudo de Frank A. Wolak (1999) é analisada a sua aplicação em indústrias emergentes, pelo que serão utilizadas as conclusões do mesmo ao sector do gás natural. Assim, a aplicação do *price cap* no sector da electricidade no Reino Unido no início da reforma do sector conduziu a que as empresas reguladas auferissem lucros supra-normais.

Como referido em termos teóricos, a regulação por *cost of service* tem a desvantagem de conduzir à existência de preços regulados mais elevados em empresas com maiores custos, o que pode originar processos de produção menos eficientes e à existência de lucros excessivos nas referidas empresas. O objectivo do *price cap* será então quebrar esta associação entre custos e preços regulados. Sendo a empresa forçada a fornecer toda a procura aos preços regulados, se o regulador estabelecer os preços de forma independente da sua estrutura de custos, então os lucros da empresa também serão independentes da estrutura de custos, pelo que uma empresa que pretenda maximizar o seu lucro terá de produzir de forma mais eficiente para ir de encontro aos preços praticados.

O maior desafio do regulador nesta situação é definir correctamente o parâmetro de eficiência X para que a empresa produza no limiar de eficiência e consiga simultaneamente recuperar os seus custos. Outra questão prende-se com a periodicidade com que é estabelecido o factor X, já que se este for definido de forma anual com base na estrutura de custos da empresa, então ficamos reduzidos a uma regulação pelo custo do serviço. No entanto, a definição de períodos muito alargados pode condicionar as decisões de

investimento das empresas e colocar em risco a segurança de abastecimento, já que o exercício de nivelar os lucros da empresa regulada a zero no longo prazo, sem conhecer de forma perfeita o seu processo produtivo e respectiva estrutura de custos é quase impraticável. O resultado deste exercício, num cenário em que o factor X é baixo será de lucros excessivos para a forma regulada, e no cenário contrário, a firma poderá incorrer em elevados custos.

Este exercício aplicado a indústrias recentemente privatizadas poderá conduzir a resultados semelhantes já que a entidade reguladora está sujeita a uma elevada incerteza devido ao considerável número de pressupostos a assumir para o cálculo do parâmetro de eficiência. Na prática, os primeiros outputs deste modelo regulatório tendem a ser significativamente superiores ao necessário para gerar margem zero, já que tradicionalmente as empresas públicas operam acima do mínimo custo, o que se verificou de facto nas empresas eléctricas do Reino Unido após o processo de privatização. Este é um dos motivos pelos quais os parâmetros de eficiência são revistos periodicamente e em algumas situações, complementados com outras formas de regulação.

No entanto, o *price cap* continua a ser um instrumento primordial na política da regulação porque tem demonstrado ser uma ferramenta mais poderosa para a gestão eficiente dos recursos pelas empresas reguladas, já que as formas tradicionais implicam uma relação directa entre aumentos de custos e aumentos de preços. Há de todo modo que gerir a questão do risco regulatório que poderá conduzir a situações de lucros supranormais e de perdas elevadas.

O desafio de prever necessidades de investimentos e de custos futuros, tem vindo a gerar debate entre empresas reguladas e reguladores devido a diferenças no retorno a que as empresas crêem que têm direito e às exigências do regulador de um serviço eficiente e com qualidade. Neste contexto existe ainda um claro problema de assimetria de informação. Para colmatar estas dificuldades, a entidade reguladora (OFGEM, 2004b) desenvolveu um inovador mecanismo dinâmico, que permite às empresas escolher entre apostar menos no investimento em activos, mas com uma taxa de remuneração mais elevada que lhe permite reter parte da poupança de custos se estes ficarem aquém dos níveis de despesa definidos

pelo regulador, ou um alargamento da sua base de activos com um mecanismo de ajustamento pela eficiência inferior mas com uma taxa de remuneração também inferior.

ii) Definição do preço base

A definição do preço base, a partir do qual é aplicado o parâmetro de eficiência, é fundamental para que desde o início do processo se estabeleça uma dinâmica ambiciosa para a trajectória dos preços regulados. A dificuldade associada a este tema é uma das fontes de cepticismo da regulação por incentivos e é abordada no Volume II do *The Economics of Regulation* (Kahn, 1971). Em determinadas geografias de referência, são utilizados benchmarks estatísticos para aferir a eficiência relativa das empresas reguladas no que compete a custos e qualidade de serviço, quando comparadas com os seus pares. Esta informação pode ser um input importante para a definição de “ p_0 ” e de “ x ” (Jamash and Pollitt, 2001, 2003; OFGEM, 2004a), o que deverá permitir que as empresas que estejam mais afastadas da linha de eficiência sejam mais eficientes e, simultaneamente, recompensar as empresas que estão mais próximas de uma forma semelhante ao definido num modelo de *yardstick regulation* (Shleifer, 1985).

Apesar de não ser muito abordado na literatura teórica e nas referências empíricas, a definição de “ p_0 ” e de “ x ” para os custos com capital é tratada de forma substancialmente diferente dos custos de exploração, e a dificuldade de tal exercício não deve ser subestimada. Em primeiro lugar, porque estes parâmetros exigem não só um estudo de eficiência dos custos de exploração, mas também do valor do stock de capital, previsões de investimento (capex), amortizações, análise de rácios de autonomia financeira, entre outros. Dado que o custo do capital representa a maior fracção de “ p_0 ” nas indústrias de rede, as decisões tomadas na definição destes parâmetros são extremamente importantes. Em segundo lugar, a remuneração de activos é habitualmente estabelecida pelos reguladores através da regulação pelo custo do serviço, com a definição de uma taxa de remuneração. Por último, porque um modelo regulatório que pretende associar regulação por incentivos associada a processos de benchmarking, com formas tradicionais de regulação como a remuneração de activos é ainda mais complexo (Acemoglu and Finkelstein, 2006).

iii) Comportamentos estratégicos na regulação por incentivos com recurso a benchmarking

O comportamento estratégico ou “jogo regulatório” consiste num comportamento assumido pela empresa regulada para aumentar os seus lucros sem que existam verdadeiros ganhos de eficiência, desafiando os objectivos do benchmarking, os objectivos regulatórios para uma produção eficiente, e a protecção do interesse público.

A utilização de benchmarking num modelo de regulação por incentivos é comum e tem como finalidade comparar a performance da empresa regulada com outros indicadores de referência. Uma das vantagens enunciadas para esta ferramenta é o facto desta permitir reduzir o problema de assimetria de informação sentido num modelo de remuneração tradicional já que reduz a dependência do regulador da estrutura de custos da empresa, estabelecendo padrões através de indicadores não controláveis.

Os dois métodos mais comuns para realizar o benchmarking para definir o parâmetro X são os baseados na fronteira de eficiência¹⁰ (mais utilizado na Europa) e os não baseados na fronteira de eficiência. No primeiro método, a performance relativa da empresa é medida em indicadores de eficiência numa escala de 0 (mais baixo) a 1 (mais alto) quando comparadas com a fronteira de eficiência constituída por uma amostra de empresas. As entidades reguladoras trabalham posteriormente estes indicadores de eficiência para definir o factor X e o preço base para o período em questão.

Apesar do benchmarking pretender reflectir verdadeiros ganhos de eficiência, as jogadas estratégicas por parte das empresas reguladas podem de certa forma “simular” estes ganhos, pelo que a definição do método e das variáveis em estudo devem contornar estas jogadas sem perder o seu carácter representativo.

O comportamento das empresas reguladas é racional e pretende otimizar o rendimento dos *stakeholders* (dos quais até podem fazer parte associações de consumidores), podendo no entanto contribuir para uma redução do bem-estar. De uma forma genérica é possível distinguir dois tipos de comportamento estratégico:

¹⁰ Métodos mais comuns: Data Envelopment Analysis (DEA), Corrected Ordinary Least Square (COLS), and Stochastic Frontier Analysis (SFA).

i) o comportamento da empresa não tem um efeito material na curva de eficiência da empresa e pretende apenas apresentar a sua performance numa versão artificialmente melhorada. A empresa pode, por exemplo, reafectar custos operacionais e de capital ou influenciar as escolhas das variáveis por parte das entidades reguladoras para que sejam seleccionadas as que lhe são mais favoráveis em termos de resultados. O resultado deste comportamento é a transferência de bem-estar dos consumidores para a empresa regulada pela definição de níveis mais baixos de eficiência pela entidade reguladora;

ii) o comportamento da empresa distorce as decisões em termos de eficiência da operação e de investimentos. Nestas situações, a empresa pode aumentar a sua base de custos ou atrasar processos de optimização de recursos o que leva a uma definição aquém do desejável dos parâmetros de eficiência. O resultado deste comportamento é a alocação ineficiente de recursos com a consequente perda de bem-estar.

Este tema não é de fácil resolução e Jamasb e Pollitt (2001) utilizam nos seus estudos de *utilities* de distribuição uma série de variáveis e de especificidades do modelo sem que tenham chegado a uma solução plenamente satisfatória.

Em seguida são apresentados alguns exemplos do comportamento estratégico registado nas empresas reguladas:

- custos controláveis e custos de capital: a revisão da taxa de remuneração e dos parâmetros de eficiência no modelo regulatório podem conduzir a empresa a inflacionar a sua base de activos (RAB) e de custos, no momento prévio a esta revisão. Desta forma, a empresa consegue obter um ganho líquido pelo aumento da sua base de remuneração para o período subsequente. Este comportamento é também verificado no momento de *unbundling* de actividades pela transição de custos e activos de actividades em concorrência para actividades reguladas, já que estas têm uma remuneração associada, à qual de outra forma as empresas não teriam acesso;

- modelo e variáveis: as empresas têm tendência a influenciar os outputs do exercício de benchmarking e a forma como estas variáveis devem ser medidas de forma a seleccionarem aquelas que as mostram como mais eficientes junto da entidade reguladora;

- fusões e aquisições: como resultado dos processos de *unbundling* e de acesso de terceiros às redes, algumas *utilities* podem avaliar o seu papel no sector e optar por um

reposicionamento através de fusões. Os principais motivos subjacentes a esta solução são a reconfiguração da base de activos, a obtenção de poupanças de custos e o benefício de economias de escala. Em países onde o número de *utilities* seja reduzido, este processo conduz a uma redução significativa do número de empresas a operar e a um aumento da assimetria de informação junto do regulador. No entanto, em países com um número de empresas elevado, estes processos podem até ser desejados numa óptica de ganhos de escala.

Em resumo, podemos retirar as seguintes conclusões dos jogos estratégicos por parte das empresas reguladas:

- a alocação de custos e de activos quando uma *utility* tem as suas actividades separadas e sua fiabilidade para efeitos de cálculo de preços são muito importantes, pelo que as entidades reguladoras têm de promover esta fiabilidade através de auditorias, estudos técnicos e comparação de padrões de custos/activos;

- as entidades reguladoras terão de conduzir estudos de sensibilidade do método de benchmarking seleccionado, de forma a identificar as variáveis mais “influenciáveis” e os efeitos de possíveis erros. O método DEA tem a vantagem de acomodar múltiplas variáveis de input e de output, já que modelos com uma única variável de input (custo) aumentam a sensibilidade dos resultados a alterações desta mesma variável;

- os fenómenos de fusão são uma fonte de preocupação para as entidades reguladoras, pelo que deverão usar as análises de benchmarking para avaliar os impactos no cálculo dos parâmetros de eficiência, isto é, distinguir os processos que trarão verdadeiras mais-valias em termos de bem-estar ou que, pelo contrário, fazem parte de jogadas estratégicas por parte das empresas reguladas;

- a transparência do processo de benchmarking, recorrendo nomeadamente a audições públicas (mais comum na realidade anglo-saxónica), pode contribuir para a avaliação deste por terceiros e para a redução do incentivo ao jogo estratégico. O benchmarking não reduz a assimetria de informação entre empresa regulada e entidade reguladora, acrescentando novas dimensões e variáveis ao processo, pelo que é

fundamental aumentar a fiabilidade da informação requisitada, seleccionada e utilizada na condução do estudo.

iv) “Lessons learned” da regulação por incentivos na actividade de distribuição:

Jamasb (2007) no seu estudo analisa uma série de *lessons learned* da regulação por incentivos nas *utilities* aplicadas ao caso inglês já que Joskow (2006) afirma que “a regulação por incentivos na prática é consideravelmente mais complicada do que na teoria” e tece observações sobre esta relação entre teoria e prática, partindo do *case study* britânico, que podem ser generalizadas às indústrias que operam na actividade de distribuição de gás natural.

De forma genérica tem-se assistido ao desenvolvimento de novos modelos de benchmarking e de modelos de regulação por incentivos, que se afastam da teoria clássica mas que pretendem na prática promover maiores ganhos de eficiência e redução de poder de mercado das indústrias monopolistas. Este é um processo evolutivo que vai ganhando novas abordagens à medida que se assiste à interacção entre empresas reguladas e reguladores. Uma nova abordagem pretende até envolver directamente a empresa regulada no processo de regulação (ver figura de evolução do processo regulatório abaixo), no entanto é necessário ainda algum cuidado na sua aplicação.

É também bastante importante que o modelo regulatório tenha em atenção a envolvência dos países e das suas instituições. Neste sentido, são mais bem sucedidos os processos que ocorram em países com uma estrutura de regras clara e instituições independentes com funções bem definidas. A transparência dos processos permite também reduzir a captura do regulador, pelo que os processos de benchmarking tenham sido melhor sucedidos em países como o Reino Unido ou a Noruega, tradicionalmente com sistemas burocráticos mais abertos e transparentes, o que reduz também os custos administrativos do próprio processo (Joskow, 2006; 2002).

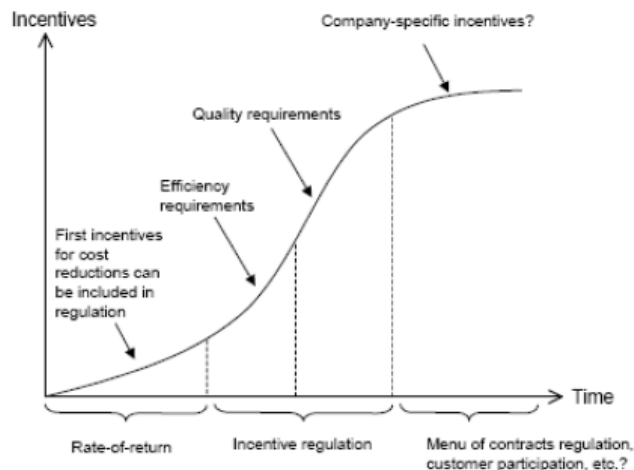


Figure 13: The evolution pattern of regulation

Source: Viljainen (2005)

Figura 7: Evolução do padrão de regulação

Fonte: Viljainen (2005, pág. 33)

Em seguida são apresentadas as principais conclusões relativamente à reforma das indústrias de distribuição e à sua regulação por incentivos:

- A regulação por incentivos num contexto de reforma: não é imperativo que a implementação da regulação por incentivos na actividade de distribuição seja realizada simultaneamente com a introdução de concorrência nas actividades de comercialização grossista e retalhista, podendo também ser independente do acesso de terceiros à rede e do próprio processo de privatização, como o demonstram as distribuidoras estatais da Noruega e da Alemanha no sector da electricidade.

- Reforma política: existem evidências para acreditar que a condução de um processo *ad hoc* de reforma, sem a criação de instituições fortes e bem definidas, pode conduzir a sérias dificuldades futuras na definição da entidade reguladora e respectivas funções. A preparação do sector (empresas e entidades reguladoras) previamente ao processo de reforma pode pôr de lado estruturas ineficientes que a posteriori o regulador teria dificuldades em eliminar. Na UE assistiu-se a concentrações sectoriais (ex. Alemanha) prévias à introdução de regulação que frustraram a efectiva abertura do mercado à concorrência.

- Legislação e entidades reguladoras independentes: a legislação para a reforma do sector deve ser clara e conferir à entidade reguladora a autoridade necessária para conduzir dito processo. A criação da entidade reguladora deve ter as suas bases na legislação, de acordo com os princípios da independência. A falta de clareza na legislação, como por exemplo na definição do regime regulatório pode gerar conflitos junto das empresas reguladas (Nillsen e Pollitt, 2007), no entanto, esta não deve ser demasiado restritiva deixando margem de manobra para a actuação do regulador, por exemplo na definição dos métodos de benchmarking. Este ponto será aprofundado no sub-capítulo 3.6

- *Unbundling* da actividade de distribuição: a separação das actividades de rede das actividades potencialmente competitivas é essencial. A separação legal da distribuição, com o respectivo isolamento da base de custos e de activos é essencial para o funcionamento da regulação Nillsen, and Pollitt (2003), pelo que o regulador OFGEM tem apostado nesta separação da comercialização retalhista.

- Qualidade de serviço: a utilização de objectivos de performance com benefícios e penalidades aumentou a qualidade de serviço no Reino Unido, contrariando um pouco o efeito da pura regulação por incentivos (*price cap*). O que não se torna claro é a alocação do factor risco na segurança de abastecimento (Joskow, 2006) e de que forma é que as variáveis custos e qualidade de serviço são integradas num estudo de benchmark (Giannakis et al, 2005, Joskow, 2006 and Yu et al., 2007).

- Informação: a disponibilidade de informação de qualidade é fundamental para o bom funcionamento da regulação por incentivos, pelo que os processos de reforma tiveram de despende um esforço considerável no tratamento da qualidade e do formato standard de reporte, bem como na protecção legal de dados e o acesso a informação comercialmente sensível. Esta questão é tão mais fundamental quanto maior o número de empresas (mais reduzidas) no mercado.

- Número de empresas: em países como a Alemanha e países nórdicos o número de *utilities* é relativamente elevado, o que por um lado permite aplicar técnicas avançadas de benchmarking sem recorrer a comparações internacionais, mas por outro poderá ser ineficiente em termos de escala, nomeadamente na condução de processos de auditoria e no controlo da qualidade de informação, aprovação de um elevado número de planos de

investimento, e o respectivo custo administrativo associado. Nestas situações as entidades reguladoras podem optar por efectuar um estudo de benchmarking num número reduzido de empresas que tenham uma dimensão relativamente maior e representem a maioria dos consumidores. Posterior e gradualmente, as empresas mais pequenas serão integradas no processo regulatório e sujeitas a benchmarking. Em determinadas situações as empresas mais pequenas ao verificarem ganhos nas empresas reguladas poderão ter incentivos em caminhar mais rapidamente para uma uniformização da sua informação para integrarem o processo regulatório com ganhos de eficiência.

- Economias de escala: estudos de economias de escala em empresas eléctricas de distribuição demonstram que as empresas não necessitam de ser muito grandes para beneficiar de economias de escala (Growitsch et al., 2005), sendo provável que o avanço tecnológico tenha reduzido o efeito de escala na estrutura de custos das empresas de distribuição.

3.5 O papel da regulação no investimento em infra-estruturas de rede

Os processos de liberalização, privatização e a introdução de regulação por incentivos têm sido vistos como mecanismos que permitem promover o investimento em infra-estruturas em indústrias de rede.

No entanto, o tema do investimento em infra-estruturas está bem presente na agenda regulatória devido à análise da regulação por incentivos e à insuficiente evidência empírica de investimento em infra-estruturas (ex. Reino Unido), com os consequentes temas de segurança do abastecimento. Um exemplo clássico deste tema foram os *blackouts* de electricidade na Califórnia, apesar do *unbundling* das actividades de produção e transporte no sector de electricidade e o modelo regulatório desenvolvido terem como objectivos um aumento do investimento pela entrada de agentes no mercado (Ishii and Yan, 2006).

A divergência entre objectivos ex ante e resultados ex post pode ser estudada pela existência de uma série de incoerências no desenvolvimento das reformas. Nos pontos seguintes apresenta-se uma síntese da evidência empírica e da literatura sobre o tema do impacto da regulação no investimento das indústrias de rede:

- A teoria indica que nenhum dos modelos regulatórios é imune a cenários de sobre ou sub investimento, dependendo particularmente do enquadramento em que cada modelo é implementado. Enquanto a regulação por *rate of return* está normalmente associada a sobre-investimento, existe evidência recente que indica que também podem ocorrer situações contrárias, nomeadamente em situações em que a empresa escolha sub-investir porque acredita que o ciclo regulatório é demasiado curto para recuperar o seu investimento.

Outra situação, é o denominado risco regulatório em que a empresa decide atrasar ou reduzir o seu investimento com receio das alterações das variáveis (não aceitação da base de activos, por exemplo) após a implementação do modelo. A regulação por *rate of return* pode encorajar a empresa regulada a sobre-investir na capacidade de rede e conduzir a uma alocação ineficiente de recursos, se a taxa de remuneração imposta pelo regulador for superior ao custo de capital da empresa. Esta situação faz com que a estrutura de produção não seja eficiente por um lado, e o excesso de capacidade possa ser um sério entrave à entrada de empresas concorrentes (Starkie, 2006).

- Sendo genericamente aceite que a regulação por incentivos é uma ferramenta poderosa para eliminar ineficiências de custo no curto prazo, também o é no que respeita ao sub-investimento das empresas reguladas como forma de maximização do lucro no curto prazo. Tal como no ponto anterior, o risco regulatório com o estabelecimento de metas de eficiência irrealistas ou com revisões anteriores ao esperado dos parâmetros, aumenta o risco das empresas e consequentemente o custo com capital conduzindo a um nível de investimento inferior ao esperado/desejado. Por outro lado, este modelo pode ter o efeito contrário no sentido em que um maior investimento em nova tecnologia pode conduzir a uma redução de custos que lhe permita aumentar o lucro auferido no curto prazo, ou a oferecer produtos/serviços de qualidade superior cumprindo os standards de performance estabelecidos pela entidade reguladora.

- Os resultados empíricos sugerem que a introdução de regulação por incentivos ou a criação de uma entidade reguladora independente não têm de per si uma influência positiva no investimento. No entanto, quando ambos os factores são implementados

simultaneamente existe evidência de um aumento do investimento, evidenciando que a existência de um enquadramento regulatório coerente para a implementação da reforma conduz a um incentivo ao investimento. Adicionalmente, uma análise intra-sectorial sugere que reduzidas barreiras à entrada fomentam o investimento em activos de rede, confirmando uma análise de dados em painel de Alesina et al(2005).

- O cálculo da base de activos para efeitos de cálculo da taxa de remuneração é também um factor a ter em consideração, já que se a entidade reguladora aceitar todo o tipo de activos poderá conduzir a decisões de investimento imprudentes. Para evitar esta situação, estas entidades tendem a reduzir a base de activos sujeitas a regulação, o que pode conduzir as empresas a reduzirem ou a recalendarizarem o seu investimento (Guthrie, 2006), particularmente nas situações em que a análise da base de activos é feita *ex post*, o que faz com que as empresas seleccionem os investimentos que não estejam susceptíveis de risco futuro (com menos custos afundados e um tempo de recuperação mais reduzido).

- Quando o período regulatório é suficientemente longo relativamente ao investimento, as empresas irão investir mais para obterem redução de custos no caso da regulação por incentivos e porque os custos são repassados para os consumidores no caso da regulação por *rate of return*. Assim, se as empresas tiverem a liberdade de escolher o *timing* do seu investimento e este for exógeno ao período regulatório, estas assumirão os seus investimentos após a revisão dos parâmetros regulados. Quando o ciclo regulatório é demasiado curto, e na presença de regulação por incentivos, as empresas têm menos tempo para beneficiar de ganhos de eficiência e poderão investir menos.

- A mudança de um modelo regulatório tradicional para um modelo por incentivos transfere o risco dos consumidores para os *stakeholders*, aumentando o custo de capital das empresas reguladas. Desta forma, se as empresas não conseguirem incorporar na sua taxa de remuneração este risco, então não irão investir em novos activos (Alexander and Irwin, 1996). Este risco é ainda maior em situações em que a entidade reguladora sofra pressões governamentais e da opinião pública para estabelecer as tarifas num nível baixo e não consiga assumir compromissos que confirmem alguma estabilidade à empresa. esta incerteza para além de conduzir a um investimento menor, poderá também alterar a composição do investimento, com custos fixos inferiores (Spiegel, 1996).

3.6 Risco, incentivo e regulação: investimento e performance no mercado de gás natural

A economia da regulação tem também como objectivos alocar correctamente aos agentes regulados, os riscos e as responsabilidades inerentes ao negócio, bem como calcular tarifas de forma a obter a eficiência alocativa que permitirá desenvolver a indústria e o número de transacções. Na indústria do gás natural, tal como nas restantes, o risco existe, podendo nalguns casos ser acautelado e noutros completamente desconhecido. A questão que deverá ser acautelada pela regulação prende-se com a alocação do risco entre os diversos agentes envolvidos na cadeia de valor, à qual deverá estar associada um retorno para as actividades mais expostas ao risco.

Um risco amplamente analisado é o risco regulatório, já que o comportamento, o grau de compromisso e a reputação do regulador é essencial para fomentar a confiança dos investidores. O modelo de regulação deve ser assim eficiente no sentido de compensar os custos directos e indirectos com a estrutura regulatória, e com o bem-estar gerado pelo modelo, pelo que:

- para operar de forma eficiente, o regulador terá de ter um enquadramento claro, determinado através de mandato legislativo, com a definição inequívoca dos seus objectivos, responsabilidades e grau de liberdade na definição de regras;
- para operar na prossecução do bem-estar social, o regulador deverá analisar com cuidado o *trade-off* entre os interesses dos agentes da indústria de gás e os consumidores;
- para atingir um nível de reputação satisfatório, os reguladores terão de ser responsáveis e responsabilizados pelas suas decisões, para que o processo seja justo, transparente e acessível a empresas e *stakeholders*;
- para ganhar a confiança da indústria e dos consumidores, os profissionais da regulação deverão ter um nível adequado de competência, o mais independente possível de interesses políticos, da indústria ou de grupos de consumidores;

- diminuindo a incerteza na prática regulatória, diminuem também os custos de transacção associados ao processo, contribuindo para a diminuição do âmbito do mesmo e para o aumento do bem-estar;

- os reguladores poderão contribuir para uma maior transparência no mercado através da publicação de estudos de mercado e de oportunidades de investimento;

- terá de ser gerido o *trade-off* entre a necessidade de adaptação às mudanças no sector e nas empresas e a de estabilidade nos objectivos, abordagens e instrumentos definidos;

- existe uma curva de aprendizagem nas quais se movem reguladores, indústria e poder político que poderá influenciar a evolução do modelo regulatório. A questão prende-se com a incorporação da aprendizagem sem comportamentos oportunistas por parte dos agentes envolvidos.

Jepma (2001) e Jepma et al (2004) estudaram o impacto das diferenças tarifárias em diferentes redes de transporte de gás, assumindo que o comportamento dos *shippers* se regia pela maximização do lucro. Este autor demonstrou que diferenças tarifárias podem conduzir a desvios no fluxo de gás da sua rota natural entre redes com interconexão, isto é, do fluxo mais curto ao fluxo mais barato. Este fenómeno é potencialmente criador de congestionamentos nos segmentos mais baratos da rede. Este fenómeno foi também estudado por Boots et al (2005). Dado que as tarifas de transporte são fixas, os mecanismos de bloqueio de mercado para evitar o congestionamento não existem. Jepma (2001) sugere também que o reajustamento do fluxo de gás mencionado poderá conduzir a uma expansão da capacidade nas redes mais baratas e camuflar sub-investimento nas redes mais caras, isto porque a distorção dos fluxos por definição dará origem a falsos incentivos ao investimento nas infra-estruturas conduzindo a interligações sub-óptimas. O congestionamento e os falsos incentivos ao investimento são conhecidos na literatura como o Efeito Jepma.

O sector da electricidade atravessou um processo semelhante de *unbundling* pelo que poderíamos assumir que enfrentaria os mesmos problemas do gás. No entanto há diferenças fundamentais entre os dois sectores como a distância entre a zona de produção e a procura de electricidade (tipicamente mais curta) e a maior facilidade de construção de centrais eléctricas, já que a produção de gás depende da existência do recurso natural propriamente

dito. Assim as redes de gás não estão isoladas mas interconectadas pelo que apresentam uma maior percentagem de transacções transfronteiriças quando comparadas com a electricidade.

Adicionalmente à incerteza associada à política tarifária, consideremos também a que está associada à imprevisibilidade da procura e ao nível de produção durante um determinado período de contratação. Estes factores estão também associados ao risco de investimento. A previsão da procura e de produção são publicados em *forecasts* realizados por agências de energia (exemplo, EIA), o que significa que o grau de incerteza pode ser estimado para estes parâmetros num mercado estável. No entanto, a incerteza associada à evolução das tarifas não é previsível no sentido em que este resulta normalmente do funcionamento dos mecanismos de mercado quando a procura encontra a oferta, o que não acontece em mercados regulados já que as tarifas não são determinadas por condições de mercado mas através de processos administrativos pelas entidades reguladoras, cada uma com respeito pelo enquadramento nacional. Esta dissociação das condições de mercado dificulta a avaliação do impacto da evolução tarifário no período de *payback* do investimento.

Assim, a crescente incerteza como resultado do processo de liberalização pode paralisar o investimento em redes de transporte que se enquadrem em rotas competitivos, já que de acordo com o referido estudo os riscos são demasiado elevados para atingir níveis razoáveis de rendibilidade.

3.7 Um novo contexto regulatório

Os mercados de gás internacionais são dinâmicas e estamos a assistir a uma rota de mudanças no contexto regulatório (Helm, 2007):

- uma alteração nas relações internacionais entre produtores e consumidores – a emergência de um mercado de vendedores em vez de um mercado de compradores;
- uma influência crescente da política em questões energéticas;
- uma mudança nos objectivos da política energética com a segurança de fornecimento como prioridade e a preocupação crescente com as alterações climáticas;

- uma necessidade crescente de investimentos ao longo de toda a cadeia de valor. Na UE-27 os investimentos necessários rondam os 1800 biliões de euros, dos quais cerca de 12% (216 biliões) se destinam ao gás (EC, 2007a).

Os temas da irreversibilidade dos investimentos e o consequente jogo regulatório já referido ao longo do trabalho, no passado contexto de gás, tinham uma menor importância devido ao excesso de oferta de gás e à maturidade dos mesmos. No entanto, na actualidade o cenário já não é o mesmo, verificando-se a necessidade de novos investimentos em gasodutos, terminais de GNL e armazenagem, sendo todos estes investimentos claramente irreversíveis. Como consequência, o risco regulatório aumentará, tornando a credibilidade da entidade reguladora um ponto-chave para o sucesso da política energética. O mercado de GNL pode reduzir a especificidade dos activos, em particular a nível local, já que permite a diversificação de fornecedores, já que um terminal de regaseificação de GNL não necessita de ser construído para um único produtor, o que faz com que o investimento seja menos dedicado. No entanto, a construção de gasodutos continua o pilar do negócio de gás. O aumento da dependência das importações na Europa faz com que seja necessária a construção de novos gasodutos, o que aumenta a especificidade dos activos. Adicionalmente, as economias de escala implicam que o produtor queira utilizar os gasodutos na sua capacidade máxima, o que implica que novos activos apresentem um baixo nível de *off-take*, sendo necessários investimentos adicionais em armazenagem para satisfazer variações na procura de gás.

A incerteza é outro parâmetro fundamental do contexto regulatório. Adiar decisões de investimento num contexto de incerteza pode ser benéfico, já que o aumento da incerteza aumenta o coeficiente de risco da taxa de rentabilidade. Num estudo empírico sobre investimento em contextos de incerteza, Carruth et al. (2000) conclui que apesar de algumas dificuldades nos testes empíricos dos efeitos, a incerteza geralmente faz decrescer o investimento, quer no curto quer no longo prazo.

Adicionalmente, o trânsito de gás aumenta a incerteza ao acrescentar uma terceira variável na equação. Se os países de trânsito não cumprirem com os acordos estabelecidos, as potenciais disputas criarão um risco adicional ao fornecimento de gás na Europa.

Concluindo, as alterações no mercado criaram um novo contexto para a regulação do gás, no qual a irreversibilidade dos investimentos, os riscos e a incerteza são os critérios relevantes. A orquestração destas variáveis determinará se a política definida terá um impacto positivo no investimento. Actualmente, estes critérios não estão incorporados na política regulatória já que esta é essencialmente de cariz neoclássico, e estes factores estão associados essencialmente á perspectiva dos custos de transacção, pelo que esta perspectiva poderá trazer um contributo teórico mais apropriado à regulação do sector do gás na Europa.

4. A regulação da indústria do gás natural

A regulação nas actividades de transporte e distribuição no sector do gás natural tem vindo a sofrer alterações materiais nas últimas décadas, com um aumento da popularidade da denominada “regulação por incentivos”. Este não é um processo novo no mundo, apesar de na União Europeia como um todo ser relativamente recente. Já em países como os Estados Unidos, Reino Unido, Noruega, Argentina, Chile, Austrália ou Nova Zelândia, o processo está bastante mais consolidado. No Reino Unido e no Chile, as indústrias foram privatizadas e a regulação por incentivos, como o *price cap* foi implementado. Já nos Estados Unidos, onde as *utilities* são por norma propriedade privada dos investidores, o tradicional método de *rate of return* tem também vindo a ser gradualmente substituído pela regulação por incentivos (Newbery, 2000).

O modelo de regulação dos activos de rede na Europa e nos EUA é distinto, no entanto tanto a regulação por *cost of service* dos EUA quer por incentivos na Europa assenta no conceito de monopólio natural. Existindo acções paralelas com os desenvolvimentos europeus, como o *unbundling* de actividades, o acesso de terceiros às redes e a integração de mercados regionais existe ainda uma diferença fundamental entre os dois processos de liberalização. Enquanto que na sua maioria, os reguladores europeus apostam na regulação por incentivos para as actividades de rede na cadeia de valor, o regulador americano pretende promover a concorrência através da combinação do *unbundling* de actividades, com a definição de taxas de retorno de curto prazo, fortes direitos de propriedade para os detentores de capacidade e o controlo do abuso do poder de mercado. Adicionalmente, e ao contrário da realidade europeia, o mercado americano está até um certo ponto integrado económica e fisicamente.

O objectivo deste capítulo é assim esboçar uma visão geral da experiência regulatória desde os EUA, à caracterização da União Europeia, analisando em maior detalhe o Reino Unido (*case study* de referência na União Europeia) e a experiência Ibérica.

4.1 A realidade americana

A regulação do gás natural nos Estados Unidos (EUA) tem sofrido alterações relevantes nas últimas três décadas, tendo as forças competitivas prestado um papel significativo na estrutura e na operação do mercado. O mercado Americano é caracterizado por uma actividade forte do mercado *spot*, mas que paradoxalmente mantém uma regulação por *cost of service* nas infra-estruturas de rede emanada pela entidade reguladora federal FERC (*Federal Energy Regulation Commission*).

A regulação data ao nascimento do sector nos EUA em meados do sec. XIX, sendo o gás produzido e entregue a nível municipal. Os governos locais identificaram na actividade de distribuição as características de monopólio e no gás natural o sentido de bem público, pelo que optaram pela sua regulação. Assim, e considerando que a distribuição por uma empresa única conduziria a preços mais reduzidos, e para evitar o poder de monopólio os governos locais decidiram regular as tarifas praticadas por estes agentes. À medida que o sector foi crescendo, a gestão do mesmo a nível municipal tornou-se impraticável e os governos estaduais intervieram para regular as trocas inter-estaduais e as tarifas cobradas pelos operadores de distribuição.

Em 1938, o *Natural Gas Act* permitiu a intervenção do governo federal (sendo criada para o efeito a FPC – *Federal Power Commission*) no controlo (mas não na definição) das tarifas praticadas devido à elevada concentração verificada na indústria e às tendências monopolísticas evidenciadas por agentes que actuavam em estados adjacentes que praticavam preços mais elevados face aos de mercado devido ao seu poder. Adicionalmente, este documento limitava a construção de redes entre estados, nos quais um deles estivesse já abastecido por gás natural. Em 1954, surge a necessidade de regular as tarifas praticadas pelos produtores que vendiam gás natural a outros estados-membros, sendo a forma de regulação aplicada a de *cost of service*, que como referido no capítulo anterior, não permite assegurar o valor de mercado associado ao serviço prestado.

Devido ao elevado número de agentes a regular, em 1974 a FPC adoptou a definição de tectos para os preços praticados na oferta de gás entre estados. Os preços máximos definidos aproximavam-se dos valores de mercado devido essencialmente à crise

petrolífera, no entanto não criaram incentivos para que os agentes produtores aumentassem a sua oferta e os seus investimentos, nomeadamente na criação de reservas, o que levou a uma crise de gás no final da década de 70.

Em 1978, no pico da crise de gás o Congresso emitiu o *Natural Gas Policy Act* (NGPA), já que o controlo de preços para proteger os consumidores do poder de monopólio havia de prejudicá-los devido à escassez da oferta de gás. Este diploma tinha três princípios essenciais: a criação de um mercado nacional de gás, o equilíbrio da procura e da oferta e a definição de preços de venda a consumidores finais num mercado competitivo. Por sua vez, as respostas do mercado foram: os proprietários da rede adoptaram contratos de longo prazo para ultrapassar a crise de gás, os produtores aumentaram o seu investimento e a capacidade disponível, os preços no mercado grossista aumentaram significativamente, e os preços do mercado retalhista aumentaram, sendo esta tendência contrariada pelo mix de contratos de curto e de longo prazo da carteira dos distribuidores, embora de qualquer forma se tenha verificado uma redução da procura. Este diploma conduziu ainda à criação da entidade reguladora federal FERC, abolindo a antiga FPC, o que veio permitir a resolução de inúmeros problemas de jurisdição, uniformizando a regulação aplicável aos operadores inter-estaduais e a criação de um procedimento único para os *shippers*.

Apesar do NGPA ter sido um primeiro passo no sentido da liberalização, a presença da regulação era ainda significativa quer para regular a venda dos proprietários de infra-estruturas às distribuidoras locais, quer para regular a venda de gás entre estados. Desta forma, os proprietários da rede compravam o gás aos produtores e transportavam-no até ao ponto de consumo, oferecendo o produto *bundled* (em conjunto) aos clientes finais (na sua maioria distribuidoras locais), já que a oferta do gás e do transporte em separado não era possível.

Em 1985, a FERC emitiu a Order No. 436 que alterou a forma de regulação das infra-estruturas de rede entre estados. Esta ordem previa que voluntariamente os proprietários das infra-estruturas poderiam actuar exclusivamente como transportadores, não tendo o papel de comercialização de gás, numa lógica de “first come, first served”. Os efeitos imediatos deste diploma foram: os proprietários das infra-estruturas começaram a oferecer o serviço de transporte a todos os consumidores, os consumidores conseguiram poupanças

significativas já que o preço *spot* de gás era inferior ao oferecido pelos proprietários das infra-estruturas (que possuíam contratos de longo prazo em regime de *take-or-pay*), o que levou ao aumento dos custos dos operadores por incumprimento do *take-or-pay*. No longo prazo, o diploma também surtiu efeitos, já que a actividade de transporte passou a ter o maior peso na carteira de actividades destes operadores, a carteira de opções de compra e de transporte de gás natural aumentou, nasceu um novo padrão de *pricing* conhecido como “netback” (preço no ponto de consumo, menos os custos de distribuição e de transporte, o que nos daria o preço do produtor a montante).

Em 1989, com o *Natural Gas Wellhead Decontrol Act*, foram liberalizados de forma completa os preços de venda de gás natural aos consumidores, sendo estes um operador de infra-estrutura de uma distribuidora local, um consumidor final ou outra situação não prevista desde que definida pela FERC.

Em 1992, a Order No. 636 emitida pela FERC veio estabelecer de forma permanente o *unbundling* das actividades de rede e de comercialização, para que todos os consumidores possam eleger livremente o seu comercializador, e a respectiva rede de transporte. Este diploma exigiu ainda que os operadores de infra-estruturas ofereçam serviços que promovam o acesso às mesmas, aumentando a flexibilidade nos pontos de entrega de gás e a optimização da capacidade oferecida, não discriminando empresas de uma mesma entidade organizacional face a outras, e permitindo a cobertura de picos de consumos sem que haja escassez de capacidade no mercado, excepto se esta for de natureza física.

Nos EUA, a regulação por *rate of return* foi desenvolvida através de jurisprudência. Em 1898 no caso *Smyth v. Ames* foi argumentado que uma taxa de retorno baixa constitui uma violação pelo regulador dos direitos de propriedade. O *US Supreme Court* estabeleceu que as empresas têm direito a uma taxa de retorno justa, enquanto que os consumidores têm o direito de se defenderem perante empresas que procurem estabelecer uma taxa acima de um nível justo. No entanto a raiz do *cost of service* que serve ao estabelecimento da taxa de retorno sofrerá com alguma probabilidade do efeito de Averch-Johnson. Já no caso *FPC v. Hope Natural Gas Company* foi defendido que a taxa de retorno deve ser tal que iguale o retorno de investimentos com igual nível de risco. Esta metodologia só é aplicável se o

investimento tem risco zero, no qual o RoR iguala a taxa de juro isenta de risco, o que não tem grande aplicabilidade prática.

Os reguladores na década de 80 desenvolveram o conceito do activo usável e útil (*used and useful*), defendendo que a taxa apenas se devia aplicar aos investimentos que fossem úteis e utilizados, deixando os benefícios esperados variarem de acordo com os custos e a procura. No entanto, o principal problema da regulação por RoR, o fraco incentivo ao corte de custos permanece já que a remuneração das empresas continua associada aos seus custos.

Hirschhausen (2006, p. 12) resume a regulação americana da seguinte forma: ao contrário da Europa, onde as empresas detentoras de activos de rede têm um elevado poder de mercado, os mercados dos activos de rede são competitivos em muitas regiões. A maior parte dos mercados de destino são abastecidos por distintas empresas de rede, que concorrem por *shippers* através das tarifas. Por outro lado, permanece formalmente o *cost of service* dos activos que percorrem mais do que um estado. Para além de diferenças regulatórias existem também diferenças na estrutura da indústria. As empresas americanas têm uma maior dimensão e a rede tem mais pontos de interconexão.

Enquanto que os reguladores europeus pretendem implementar a regulação por incentivos nos monopólios, a FERC tem como objectivo complementar a regulação por *rate of return* com a concorrência incentivada através do desenvolvimento de instituições de mercado. Apesar de serem distintos os meios, ambas as entidades reguladoras têm os mesmos objectivos, isto é um aumento da eficiência e um aumento do excedente do consumidor.

4.2 O mercado europeu

O bom funcionamento dos mercados de energia, que possam assegurar a segurança e sustentabilidade no fornecimento é crucial para atingir o crescimento e o bem-estar nos consumidores. Assim, a União Europeia decidiu liberalizar os mercados de electricidade e de gás, de forma a criar um mercado único de energia.

No entanto, ainda não foi atingido o mercado único de energia, permanecendo a existência de barreiras à entrada. Verificaram-se também incrementos nos preços dos mercados grossistas, que não conseguem ser explicados pelo aumento dos preços dos combustíveis

fosséis, nem por questões ambientais, pelo que a Comissão abriu um inquérito ao funcionamento dos mercados de gás natural e de electricidade em 2005. Este inquérito identificou problemas nos resultados dos mercados, nomeadamente:

- barreiras à entrada pela dificuldade de acesso às fontes de energia, redes e consumidores;
- mercados de energia altamente concentrados;
- mercados que continuam a ser nacionais, com poucas empresas entrantes e nos quais as empresas incumbentes retiveram o controlo dos mercados liberalizados, pelo que é questionável se os preços resultam de um processo verdadeiramente competitivo ou são resultado directo de decisões destas empresas com poder de mercado;
- elevado grau de integração vertical, já que o *unbundling* entre actividades de redes e de comercialização ainda não está plenamente implementada, o que impossibilita o acesso às infra-estruturas por parte de outras empresas, e ainda desincentiva o investimento em infra-estruturas, o que mais uma vez impede a entrada de novas empresas e ameaça a segurança de fornecimento;
- mercados pouco líquidos, já que os contratos de longo prazo, que adicionalmente estão nas mãos de um número reduzido de agentes, “prendem” os mercados impedindo formas alternativas de fornecimento no mercado retalhista.
- ausência de interligações, o que dificulta a resolução de congestionamentos, e conduz a um aumento de preços no mercado congestionado, não sendo este problema fácil de resolver através de importações em determinados países.

De acordo a Comissão Europeia (CE, 2008), mais de quatro anos após o termo do prazo (1 de Julho de 2004), as segundas Directivas da Electricidade e Gás ainda não foram plenamente aplicadas. Vários Estados-Membros, incluindo a Dinamarca, Luxemburgo e Países Baixos, já transpuseram devidamente ambas as Directivas na legislação nacional. Têm-se também verificado progressos noutros Estados-Membros: a República Checa, Finlândia, Alemanha, Grécia, Letónia, Lituânia, Eslovénia e Reino Unido adaptaram legislação nacional em conformidade com a legislação da UE após um parecer fundamentado emitido pela Comissão Europeia.

Para Jamasb et al (2007), a utilização da regulação por benchmarking pode ser uma solução viável no curto/médio prazo para a regulação do transporte de gás na Europa. No entanto, dadas as características deste sector e a performance positiva da indústria americana sugere que no longo prazo um aumento do enfoque na integração do mercado e da concorrência poderá providenciar benefícios adicionais. Makholm (2007) evidencia o enquadramento institucional que o regulador americano (FERC) apresenta para os activos de transporte, no qual complementa a abordagem tradicional de *rate of return* com a concorrência entre gasodutos. Makholm argumenta que a concorrência e a integração do mercado potencia a resiliência dos mercados e a segurança de abastecimento que tanto os EUA como a Europa pretendem atingir.

A Europa continental, por comparação aos EUA, teve ainda um período relativamente reduzido para desenvolver as instituições regulatórias e a legislação necessária para cumprir plenamente os requisitos de ambas as Directivas, apesar de todos os estados-membros estarem em estágios diferentes da sua dependência energética, estrutura de mercado e preocupações políticas. No entanto, o processo para que o mercado de energia funcione em concorrência como os restantes processos não será pacífico na generalidade dos países. Como exemplo desta situação temos a França e a Alemanha que se opuseram às propostas para as Directivas europeias. A França argumentava que era ainda demasiado cedo para que a liberalização fosse um sucesso, enquanto a Alemanha se opôs à criação de um regulador independente e ao modelo de regulação *ex ante*.

A existência de interligações entre estados-membros é uma das soluções mais apontadas pela Comissão Europeia para reduzir o poder de mercado das empresas, permitindo ultrapassar situações de *blackout* como a verificada na Califórnia. No entanto, e segundo Newbery (2005, 2000), em cada estado-membro a geração de energia é dominada por um grupo muito reduzido de empresas (em alguns países ainda em empresas verticalmente integradas) que na prática operam em diversas áreas de influência, provocando distorções na concorrência e abusando do seu poder de mercado individual ou colectivamente. O facto deste poder de mercado ter conduzido ao progresso do sector no seu nascimento, pode agora ser um entrave à nova política energética e ao processo de liberalização.

Analisando o índice de concentração no sector do gás natural, verificamos que no mercado grossista do gás, observa-se uma concentração muito significativa. Os três maiores comercializadores grossistas detêm uma quota de mercado igual ou superior a 90 % em 12 Estados-Membros. São também necessárias melhorias para permitir o bom funcionamento do mercado retalhista, já que o peso das maiores empresas em todo o mercado retalhista era superior a 80 % em 14 Estados-Membros. O índice HHI (Herfindahl Hirschman) apresentado na figura infra indica o nível de concentração no mercado retalhista do gás. Este índice é representativo do estado de liberalização e do enquadramento regulatório de cada estado-membro.

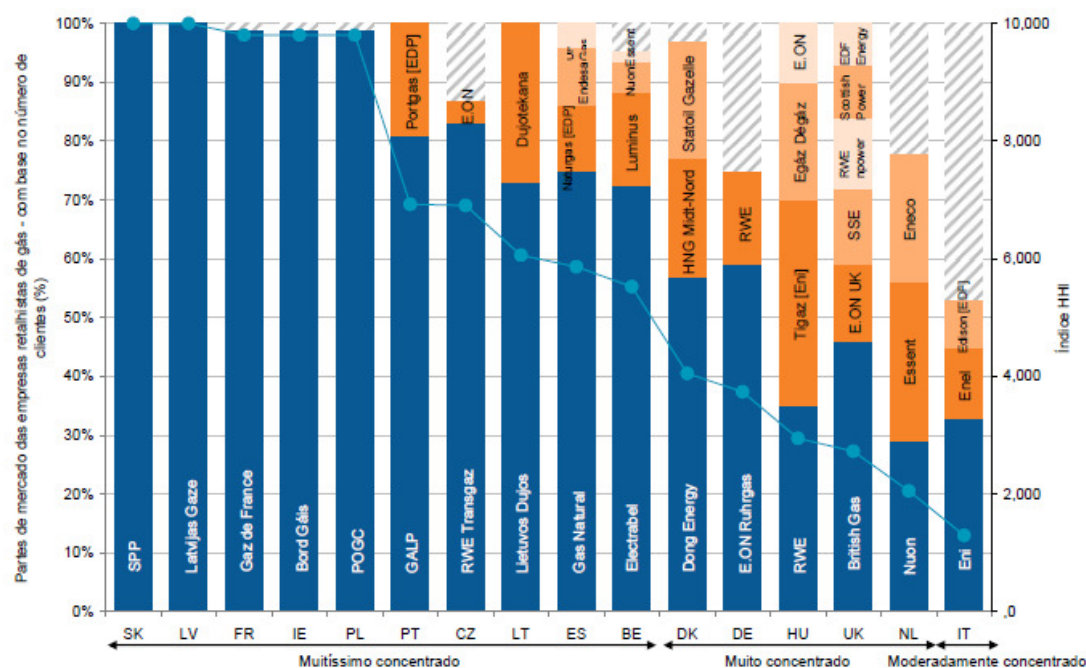


Figura 8: Índice HHI para o mercado retalhista de gás natural – UE 16

Fonte: Comissão Europeia, Relatório sobre os progressos realizados na criação do mercado interno do gás e da electricidade (2009)

De acordo com as novas Directivas europeias a separação funcional a nível da distribuição tornou-se obrigatória em todos os Estados-Membros a partir de 1 de Julho de 2007. Contudo, em muitos casos, os operadores de redes de distribuição (ORD) têm-se mostrado, até à data, lentos na implementação efectiva da separação funcional. Além disso, os Estados-Membros continuam a recorrer largamente às derrogações aplicáveis à separação

das actividades ao nível da distribuição, já que mais de metade dos Estados-Membros permitem isentar os operadores da rede de distribuição com menos de 100 000 clientes.

A nível do transporte, alguns Estados-Membros foram mais além do que o exigido pelos actuais requisitos de separação jurídica e funcional, tendo optado pela separação de propriedade (é o caso de Portugal).

Os esforços contínuos do ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*) e a participação de uma vasta gama de partes interessadas nas iniciativas regionais e no Fórum de Madrid não resultaram no desenvolvimento de normas e abordagens comuns em matéria de comércio transfronteiriço. Por essa razão, as propostas da Comissão Europeia no âmbito do terceiro pacote de energia incluem a criação de uma Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER). As principais funções propostas para a Agência destinam-se a complementar, a nível europeu, as funções reguladoras desempenhadas pelas entidades reguladoras nacionais. Tendo em conta as preocupações quanto à independência das entidades reguladoras em alguns Estados-Membros, e dado que são necessárias entidades reguladoras fortes para o bom funcionamento do mercado, as propostas da Comissão têm também como objectivo reforçar os poderes das autoridades reguladoras nacionais.

A fim de permitir a integração do mercado, é igualmente necessário que haja uma cooperação eficaz entre os operadores da rede de transporte. Por conseguinte, a Comissão designará formalmente as redes europeias de operadores de redes de transporte de gás (ENTSOG) como responsáveis pela harmonização das regras de acesso à rede e das regras operacionais, pelo intercâmbio de informações entre os operadores da rede de transporte e pela coordenação de novos investimentos.

Nos Estados-Membros da União Europeia continuam ainda a coexistir com frequência mercados da energia abertos e preços regulados: em mais de metade dos Estados-Membros, os preços são regulados. Os Estados-Membros com preços regulados do gás são: Bulgária, Dinamarca, Estónia, França, Hungria, Irlanda, Itália, Letónia, Lituânia, Polónia, Portugal, Roménia, Eslováquia e Espanha.

Os efeitos negativos dos preços regulados da energia continuam a constituir uma grande preocupação em termos do bom funcionamento do mercado interno da energia, dado que

esses efeitos podem resultar numa distorção da concorrência (por exemplo, obstáculos à entrada de novos fornecedores e desincentivos à mudança de fornecedor) e não enviam os sinais certos em matéria de preços (influenciando investimentos e incentivos para a eficiência energética). Além disso, os mecanismos de controlo dos preços poderão não ser compatíveis com a legislação da UE. A protecção dos «clientes vulneráveis» não deveria ser confundida com a manutenção de preços regulados para todos os consumidores ou para determinadas categorias de consumidores, pelo que poderá ser necessária uma regulação cuidadosa dos preços com objectivos específicos, a fim de proteger os consumidores individuais em determinadas circunstâncias.

Nas próximas subsecções serão analisados em maior detalhe os seguintes países:

- o Reino Unido, como um exemplo ímpar do processo de liberalização na Europa, caracterizado por um mercado líquido e competitivo de gás natural, acompanhado de uma regulação inovadora a nível europeu;
- a Alemanha, caracterizada ainda pela estrutura verticalmente integrada das empresas de gás natural;
- a França, na qual a intervenção estatal assume ainda uma importância significativa;
- e Portugal e Espanha, os dois países que integram o mercado ibérico de gás.

4.3 O Reino Unido na vanguarda da liberalização do gás natural

O Reino Unido (RU) é um *case study* a nível europeu pelo seu processo de liberalização no sector da energia (electricidade e gás natural). Quando comparado com os restantes estados-membros da UE, o sector do gás natural possui uma quota crescente quer como fonte de energia primária, quer como fonte de electricidade. A maior parte do gás consumido é de origem doméstica, no entanto existe já uma interconexão com a Europa continental, o que assume um papel crescente na segurança do abastecimento já que a médio prazo, o RU deverá tornar-se em termos líquidos um importador de gás. Aparte das

actividades em monopólio natural, o sector tem também competitividade a montante quer na comercialização grossista, quer retalhista.

O RU tem um mercado mais competitivo face à realidade europeia por diversas ordens de razão, de entre as quais se pode destacar a possibilidade de extracção de gás natural, sem estar sujeita a uma importação com contratos de longo prazo, em regime de *take-or-pay*. De acordo com a *Energy Information Administration* (EIA, 1998) os contratos realizados antes do processo de liberalização eram também de longo prazo. No entanto, à medida que a competitividade foi ganhando peso na década de 90 a duração dos contratos diminuiu, a obrigação de *take-or-pay* tornou-se menos restrita e a indexação do preço do gás ao petróleo menos relevante. A associação da produção e do transporte de gás também perdeu relevância com a entrada de diversos *shippers* no mercado, passando os serviços a serem oferecidos em separado. O gás natural no RU é de facto uma *commodity* com a oferta de produtos no mercado de futuros e no mercado *spot*¹¹, cujos preços são estabelecidos em regime de mercado pelo encontro da oferta e da procura (concorrência “gas on gas”).

4.3.1 Evolução histórica

A empresa British Gas (BG) foi criada em 1972 sob a alçada do *Gas Act*, como o culminar de um processo complexo de descentralização da indústria do carvão e da criação de um monopólio público para o fornecimento de gás natural, através de uma empresa verticalmente integrada que geria toda a infra-estrutura de produção, transporte e distribuição e ainda os contratos de *take-or-pay* para o fornecimento de gás no mercado grossista.

No início da década de 80, o Partido Conservador iniciou um programa de liberalização com o objectivo de introduzir concorrência no sector do gás e do petróleo. Este diploma separou as actividades de produção da BG, que foram privatizadas em 1984, aboliu o monopólio de compra de gás e permitiu ainda estabelecer um regime de acesso às infra-estruturas da empresa através de negociação entre a BG e a entidade entrante. Assim, este diploma promoveu a concorrência ao possibilitar a entrada de novas empresas no mercado

¹¹ O NBP é uma referência no que compete a mercados líquidos de gás natural

desde que estas construíssem a sua infra-estrutura ou acessem às da BG. No entanto, esta primeira tentativa ficou aquém das expectativas já que em nada diminuiu o poder de mercado do incumbente continuando este a ser o único comprador de gás, potencial fornecedor de infra-estruturas e comercializador a clientes finais. Apesar de terem existido tentativas, nenhum acordo foi assinado já que a regulamentação existente não obrigava a BG a assinar qualquer acordo, pelo que a necessidade de regulação para promover a concorrência se tornou premente.

Em 1986 iniciou-se uma reforma substantiva ao abrigo do *Gas Act* que estabeleceu o enquadramento para a privatização da BG e definiu as regras para estabelecer a concorrência no segmento de grandes clientes. Os principais eixos desta reforma foram:

- A BG foi privatizada, embora como monopólio verticalmente integrado (terminais, transporte e distribuição) com o direito exclusivo de fornecer gás “à tarifa”. Os clientes com gás à tarifa representavam cerca de 70% da procura;
- Os preços e condições de abastecimento dos clientes à tarifa eram estabelecidos pelo novo e independente órgão regulador (OFGAS). As tarifas de transporte eram reguladas por price cap (RPI-X) para um período específico. O “X” (coeficiente de eficiência) foi inicialmente de 2% e foi estabelecido um comité de consumidores (Gas Consumers Council) para representar os interesses dos consumidores junto do regulador;
- Os clientes não sujeitos a tarifa não estavam afectos à regulação de preços, acreditando-se que a concorrência de outros agentes e de outras fontes de energia iriam disciplinar os preços e o poder de mercado do incumbente. A BG tinha de publicar preços máximos para os preços não regulados e para o acesso às redes, podendo negociar livremente descontos face aos preços praticados.

Este diploma também não surtiu os efeitos desejados, já que não atingiu a questão estrutural por detrás do poder de mercado da BG, já que esta era ainda de facto um monopólio, não sendo exigida a separação de actividades, apenas a separação contabilística para a actividade de comercialização, pelo que a informação essencial para estabelecer um verdadeiro regime de acesso às redes ainda não era possível de concretizar, para além de que o acesso a terceiros era um regime negociável, não havendo um enquadramento

regulatório próprio. A regulação para os clientes à tarifa era ainda pouco eficaz e não havia controlo sobre o mercado livre, não estando assegurada a não discriminação de preços quer de venda a clientes finais quer de acesso às redes.

A partir de 1991 começaram a aparecer os primeiros comercializadores de grandes clientes e o RU foi progredindo no seu enquadramento regulatório:

- Não havendo entrada de novos concorrentes e não se tendo verificado um declínio dos preços, em contra-ciclo com o verificado nos preços do petróleo, a BG era acusada de discriminação de preços no segmento industrial, em função da capacidade disponível e dos preços das fontes de energia concorrentes. Assim, a BG foi forçada a publicar tarifas para os clientes industriais para um prazo de cinco anos e não poderia contratar mais de 90% do gás extraído para comercialização;
- Adicionalmente, em 1991 verificou-se que a BG conseguia ainda obter subsidiação cruzada de preços contra os seus concorrentes, nomeadamente ao estabelecer tarifas interruptíveis que estavam abaixo do seu custo de produção, fortalecendo a sua posição monopolista no mercado livre, não cobrando a si mesma as tarifas de acesso às redes publicadas. Para além disto, a capacidade oferecida pela BG a novos entrantes era restrita. Desta forma, a BG viu-se forçada a reduzir a sua capacidade de contratação ao longo do tempo para que os comercializadores entrantes fossem capazes de contratar pelo menos 60% da capacidade disponível até 1995, e ainda a separar contabilisticamente as unidades de negócio de transporte e armazenagem;
- Em 1992, o regulador OFGAS reviu o factor “X” da actividade de transporte para 5%, de forma a compensar ganhos de produtividade que não eram repassados para os consumidores desde 1986. Também a repassagem dos custos do gás foi revista, para que a BG tivesse os incentivos necessários para a redução dos custos de aquisição da matéria-prima;
- Ainda em 1992 surgiram as primeiras recomendações que assentavam no desinvestimento na actividade de fornecimento, as actividades de transporte e

armazenagem deveriam ser empresas subsidiárias, o acesso às infra-estruturas regulado e o limiar de clientes à tarifa reduzidos.

Após estas medidas verificou-se um decréscimo nos preços para grandes clientes industriais à medida que ia aumentando a concorrência no mercado e o objectivo de oferta de 60% do gás veiculado por empresas que não o incumbente estava praticamente atingido. No entanto, o nível de satisfação com a reforma em curso era insuficiente já que a concorrência havia sido conseguida através de intervenção regulatória e que a mesma poderia não ser sustentável sem o desenvolvimento de um verdadeiro regime, não discriminatório de acesso às redes. Neste cenário, o MMC (*monopoly and mergers commission*) propõe a separação estrutural total da BG. A resposta governamental foi evoluindo e em 1995 emitiu o *Gas Act* com os seguintes princípios:

- Separação de propriedade das actividades de rede (transporte e distribuição), da comercialização grossista e da comercialização retalhista;
- Regulação autónoma por price cap (RPI-X) para o transporte e para a armazenagem;
- Liberalização total do mercado retalhista por zonas geográficas entre 1996-98.

Em 1998, e após estudos conduzidos pela OFGAS e pelo MMC¹² foram ainda separadas as actividades de transporte e armazenagem, com a criação de leilões para o acesso à armazenagem. Esta separação dá um maior grau de liberdade aos *shippers* para balancear a injeção de gás no sistema e a retirada para a rede para abastecimento.

Em 1999, e após preocupações manifestadas ao nível dos sinais económicos para o incentivo ao investimento, a OFGEM¹³ propôs a criação de leilões de capacidade a longo prazo e uma revisão ao nível dos preços praticados pelo operador da rede de transporte.

¹² Monopolies and Mergers Commission

¹³ Office of the Gas and Electricity Markets

4.3.2 O processo de liberalização na actualidade

Neste sub-capítulo pretende-se analisar a estrutura de mercado, os modelos de regulação e o futuro da regulação daquele que é o *case-study* europeu no que compete ao processo de liberalização do sector do gás natural.

Estrutura de Mercado

A figura da estrutura de mercado do gás natural nos dias de hoje demonstra que esta é bastante distinta da indústria verticalmente integrada de 1986.

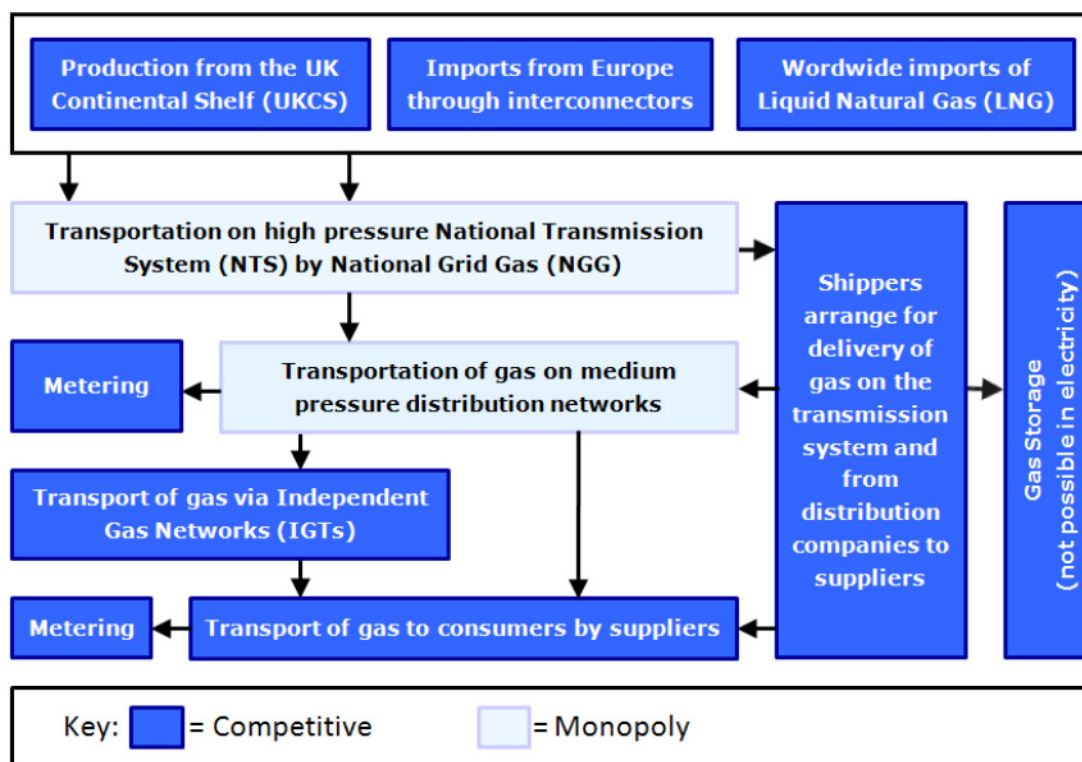


Figura 9: Estrutura de mercado do sector de gás natural no Reino Unido

Fonte: OFGEM, Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 Context of energy regulation since privatization (2009)

Caracterizando as diferentes actividades da estrutura de mercado apresentada temos:

i) Produção - existem três fontes de fornecimento principais: produção interna através da UK Continental Shelf (UKCS); importações de gás da Europa; e importações de GNL. A produção de gás é uma actividade sujeita a concorrência e existem uma série de empresas a actuar no mercado. No entanto, a tendência é a de uma diminuição da produção interna, o que conduzirá a uma maior dependência das importações, quer de gás natural por gasoduto quer de GNL.

ii) Transporte – o gás fornecido é introduzido nas redes em alta pressão do sistema nacional de transporte (National Transmission System (NTS)), operado pela National Grid Gas (NGG). Esta entidade é simultaneamente o operador de sistema (SO¹⁴) e o proprietário da rede de transporte (TO¹⁵) da NTS.

- Operador de sistema: a principal responsabilidade do operador é manter a NTS dentro dos parâmetros operacionais de segurança, assegurando o balanceamento ao longo do dia gás. Cada um dos *shippers* que operam na NTS tem o dever de assegurar que as injeções e retiradas de gás da rede se balanceiam, caso contrário incorrem em penalidades. No entanto, a NGG tem o papel de balanceamento final, pelo que deverá tomar as providências necessárias para que o mesmo ocorra, tal como comprar/vender gás no "On-the-day Commodity Market" (COM, mercado intra-diário).

Anualmente, o regulador OFGEM define o esquema de incentivos a aplicar aos custos da operação do sistema. O modelo passa pela definição dos custos aceites para a actividade de operação da NTS por parte da NGG. Caso a empresa consiga poupanças adicionais, o regulador permite que a empresa beneficie de parte das mesmas de acordo com critérios pré-definidos, da mesma forma que terá de pagar uma quantia adicional, caso exceda os custos regulamentarmente previstos.

- Operador da rede de transporte – a NGG, enquanto operador da rede de transporte, terá de assegurar que existe capacidade suficiente na NTS que garanta a segurança de

¹⁴ System operator

¹⁵ Transmission operator

fornecimento, desempenhando as suas funções de forma eficiente, de forma a maximizar o bem-estar dos consumidores. Os custos das suas actividades são regulados através de um mecanismo de controlo de preços que inclui simultaneamente incentivos à eficiência e à garantia de padrões de qualidade de serviço.

iii) Distribuição – o gás natural é distribuído em redes de média e baixa pressão por 12 áreas de distribuição locais (*Local Distribution Zones* (LDZs)). Estas entidades historicamente eram propriedade e operadas pela NGG, mas em 2003 foi anunciada a venda destes activos, processo que foi acompanhado de perto pela OGEM de forma a garantir o cumprimento dos requisitos regulatórios. Os operadores das redes de distribuição, tal como os *shippers*, têm como responsabilidade o balanceamento da rede de gás, e ainda que exista capacidade suficiente para distribuir o gás operado por estes.

O modelo regulatório é também suportado num controlo de preços que deverá assegurar às empresas as receitas necessárias para que estas assegurem a referida capacidade, isto é, que incentivem o investimento dos operadores da rede de distribuição, e que ao mesmo tempo assegurem a eficiência económica dos custos.

iv) Operadores de transporte independentes – o Gas Act de 1986 introduziu a figura dos Independent Gas Transporters (IGTs), que têm a possibilidade de desenvolver, operar e manter redes locais de transporte de gás natural. As suas funções são idênticas aos operadores das redes de distribuição, no entanto operam numa rede local e não numa área pré-definida.

v) Comercialização – os clientes industriais e comerciais são tipicamente abastecidos por *shippers* em concorrência, enquanto que o consumo doméstico e do pequeno terciário é assegurado por comercializadores. Aquando da privatização da British Gas, a concorrência foi estendida ao mercado doméstico e, desde 2002, foram eliminadas as tarifas reguladas já que a entidade reguladora considerou que a concorrência existente protegia de forma satisfatória o interesse dos consumidores.

A regulação das actividades de transporte e distribuição

A regulação das actividades de rede é realizada pelo regulador OFGEM e assenta no modelo de controlo de preços máximos do tipo *price cap*. Analisaremos em seguida os principais parâmetros em vigor e quais as repercussões dos mesmos na economia britânica.

i) Transporte

O operador da rede de transporte está neste momento sujeito a um controlo de preços que estará em vigor até 2012, pelo que se antecipa que os impactos da consulta mencionados no último ponto do presente sub-capítulo (e que pretende reformular o modelo regulatório do Reino Unido) sejam incorporados na próxima revisão de preço. Actualmente, o esquema de remuneração do transporte prevê que os preços do mesmo evoluam à taxa de inflação (RPI-0). O investimento na rede de transporte por seu lado deverá evoluir consoante a capacidade necessária, devendo os agentes participar nos leilões de capacidade no momento em que é revisto o preço da actividade de transporte. Poderão ser realizados leilões adicionais ao longo do período regulatório, caso exista compromisso por parte dos agentes interessados, estando previsto um driver de receita associado a esta capacidade adicional. Os proveitos permitidos da actividade de transporte são calculados com base nos seguintes princípios:

- Opex¹⁶: foi realizado um estudo dos custos de exploração previsionais, com base na informação enviada pelos operadores. Comparadas as várias empresas e a informação histórica disponível foi estimada uma poupança de 3% desta componente para o cálculo do preço final.

- Capex¹⁷: foi realizado uma avaliação detalhada por parte da entidade reguladora dos programas de investimento e da gestão de activos por parte das empresas. Deste estudo, a OFGEM reforçou a ideia de que os investimentos teriam de ter por base um compromisso firme por parte dos agentes na capacidade a instalar e que a remuneração dos mesmos se faria por um driver de receita.

¹⁶ Operational expenditures

¹⁷ Capital expenditures

- Amortizações – foi considerada uma amortização linear e uma vida útil de 45 anos para os activos adquiridos após 2002. Para os restantes, foi considerada uma depreciação idêntica dos mesmos ao longo dos anos, pelo que se assumiu uma vida útil de 28 anos para todos eles.

- WACC – para o período em vigor foi calculada uma WACC após impostos de 5,05%

A OFGEM define uma série de mecanismos de incentivos que pretendem influenciar a actividade da NGG. O investimento é promovido através de compromissos firmes para a capacidade a desenvolver e a eficiência no mesmo é conseguida pela implementação de um mecanismo que permite à NGG suportar 25% do custo ou auferir 25% da receita que resulta da diferença do capex permitido e real, ou ainda de 50% das poupanças associadas a qualquer investimento proactivo por parte da empresa.

A incerteza da procura está associada a drivers de receita que permitem um aumento da mesma em resposta a necessidades adicionais dos agentes.

ii) Distribuição

A última revisão de preços para a actividade de distribuição de gás natural foi realizada em 2008, pelo que se deverá manter até 2013 (período regulatório de 5 anos). Analisada a informação previsional e histórica, foi permitido aos operadores de distribuição um aumento de preços de 2% acima da inflação (RPI+2). Os principais contributos para este aumento foram: aumento dos custos operacionais pelo aumento real do preço dos factores de produção e pela inclusão de novas categorias de custo, e aumento do investimento e dos custos de substituição¹⁸, que fazem parte de um programa de substituição das redes domésticas de ferro ao longo de 30 anos.

Os proveitos permitidos dos operadores das redes de distribuição foram determinados a partir dos seguintes elementos:

¹⁸ De acordo com o programa governamental, os custos de substituição serão repassados para os clientes, e considerados como custos operacionais (50%) e como investimento (50%).

- Opex: o nível de eficiência dos custos operacionais foi calculado utilizando uma combinação de *bottom up benchmarking* para actividades específicas e *top down benchmarking* para o total de custos operacionais. Pela primeira vez, a entidade reguladora conseguiu efectuar comparações entre as actividades das redes de distribuição, concluindo que seria possível conseguir uma poupança de 3,1% nos custos controláveis, mas que a rubrica na sua generalidade aumentaria 2,1% devido a custos adicionais a serem suportados pelas empresas reguladas.
- Capex: o investimento foi calculado utilizando uma combinação de *bottom up benchmarking* para actividades específicas em comparação com o quartil superior de operadores e de comparação com o investimento histórico. O mesmo método foi utilizado para o investimento de substituição.
- Amortizações: foi considerada uma amortização linear e uma vida útil de 45 anos para activos de rede adquiridos após 2002, considerando-se para o período anterior que os activos teriam uma vida útil remanescente de 28 anos.
- WACC: a taxa de remuneração aplicada ao custo do capital (activo a remunerar líquido de amortizações) é de 4,94%.

Para além dos parâmetros mencionados, o modelo regulatório inclui ainda uma série de mecanismos de incentivos que afectam/condicionam o comportamento das empresas. Estes incentivos, nomeadamente os de qualidade de serviço, são estabelecidos através de standards¹⁹ que estabelecem obrigações no relacionamento entre empresas reguladas e clientes. A título de exemplo, temos os incentivos para a redução do número e duração de interrupções de fornecimento e os recentes incentivos à redução de carbono.

O investimento é fomentado através de um driver de rendimento, que também permite acomodar alterações na procura, e a eficiência neste investimento é assegurada por um conjunto de incentivos de forma a otimizar a utilização da capacidade instalada. Actualmente, existem também incentivos relacionados com a componente ambiental e que expõe os operadores de distribuição aos custos de emissão de CO₂.

Quando comparado o RU com os EUS, concluímos que os sistemas desenvolvidos nos dois lados do Atlântico são ambos tentativas de resolver o problema de assimetria de informação

¹⁹ Guaranteed Standards of Performance (GSOPs)

que o regulador enfrenta. Existe um *trade-off* inevitável entre o incentivo para a redução de custos e a transferência de rendas para o consumidor. Outra diferença assenta no facto do RoR se basear em custos históricos, enquanto que o RPI-X usa custos eficientes previsionais. Independentemente da experiência de outros sectores, a superioridade de um sistema em relação ao outro continua por provar na actividade de transporte de gás natural, pelo que surgem sistemas alternativos para a regulação do sector.

O futuro da regulação no Reino Unido – Quais as perspectivas?

A OFGEM lançou a consulta um documento (“Project discovery”) que pretende rever de forma aprofundada o modelo regulatório adoptado no RU durante mais de 20 anos (RPI-X), e que acima de tudo pretende ultrapassar as dificuldades sentidas no incentivo ao investimento e na segurança de investimento. Ao ser implementado, o novo modelo irá alterar bastante a forma como as *utilities* são reguladas, colocando lado a lado a sustentabilidade do sistema e o bem-estar dos consumidores. Pretende-se ainda criar um mecanismo de revisão de preços que seja racional, acessível e transparente e que crie incentivos às empresas para que optimizem as suas decisões no longo prazo:

- Melhorar de forma contínua os seus produtos e eficiência;
- Desenvolver soluções que acrescentem valor no curto e no longo prazo;
- Reduzir o risco regulatório;
- Incrementar a articulação com todos os *stakeholders* de forma a responder e/ou antecipar as necessidades dos consumidores;
- Promover a inovação.

Para que estes objectivos possam ser cumpridos é importante que as empresas possuam os incentivos para que os possam também prosseguir. Assim, o modelo regulatório proposto assenta numa regulação *ex ante* que incentivaria as indústrias de rede a:

- Fornecer os seus serviços de rede com maior segurança e qualidade;
- Incentivar a redução de custos com respeito pela perspectiva de longo prazo, e na sustentabilidade da qualidade de serviço;

- Prolongar o modelo sujeito a revisão por um período mais alargado (mínimo de 5 anos);
- Definir um enquadramento claro que garanta às empresas uma remuneração apropriada (remuneração de activos) pela sua performance e tendo em consideração o nível de risco que estas enfrentam (planeamento de investimentos a longo prazo implica uma redução da incerteza ou do risco regulatório), sem que para isso tenha de promover a continuidade de empresas ineficientes.

4.4 A Alemanha como exemplo de integração horizontal e vertical

Até 1998, o mercado alemão de energia caracterizava-se pela existência de monopólios regionais, nos quais às empresas verticalmente integradas era-lhes reconhecido legalmente o monopólio na sua área de actuação. Sobre estas empresas recaía um controlo estatal dos preços, bem como a supervisão pela direcção de cartéis para suprimir as práticas anti-concorrenciais.

Actualmente, o mercado alemão de gás natural caracteriza-se ainda por um elevado grau de integração vertical e horizontal e por um reduzido número de empresas que dominam o mercado. O 2º pacote de energia para a criação de um mercado interno de energia foi implementado através do Energy Act de 2005, com a respectiva criação de agências reguladoras para o efeito (Bundesnetzagentur, BNA). De acordo com o *Energy Act*, a separação legal e funcional das actividades de rede deve ser implementada, excepto no que diz respeito aos operadores de distribuição com menos de 100.000 clientes, bem como a regulação do acesso de terceiros às redes e das respectivas tarifas. Este diploma isenta no entanto a implementação do *unbundling* de actividades (activos de rede das actividades de comercialização) até 1 de Julho de 2007. Esta situação representa mais de 600 operadores de distribuição que não têm de separar as suas actividades de rede em termos legais ou funcionais, enquanto cerca de 20 operadores da rede de transporte terão de o fazer. Esta separação tem gerado algumas dificuldades na prática, por exemplo, no que compete à consideração do centro de despacho como sendo uma actividade do operador de rede, já que poderá ceder o acesso a informação comercialmente sensível para estes operadores.

No que diz respeito às tarifas de acesso às redes, as mesmas eram calculadas com base no custo da operação, que deverá estar alinhado com os custos de eficiência de um operador de rede comparável. O BNA em 2006 começou a desenhar a proposta para a implementação de uma regulação de acesso às redes por incentivos, que desvincula o preço e as receitas das empresas da sua estrutura de custos (“yardstick competition”).

O mercado grossista é controlado por um número reduzido de empresas, nas quais a Eon-Ruhrgas²⁰ é a dominante com cerca de 30% do mercado. Este mercado caracteriza-se por falta de liquidez em termos de capacidade e de fornecimento de gás, justificado nomeadamente pela existência de contratos de longo prazo para abastecer o mercado interno (que sujeitam os operadores de distribuição aos fornecedores incumbentes), congestionamento contratual que protege a entrada de novos agentes no mercado, já que estes não conseguem adquirir capacidade, e uma certa resistência por parte dos grandes produtores de gás em vender gás aos agentes entrantes. Por outro lado, enquanto não existir a implementação plena da separação de actividades mantém-se o risco de subsidiação cruzada entre segmentos industriais e domésticos, mas também entre actividades de transporte e distribuição e actividades de comercialização.

As barreiras à entrada devem-se assim ao insuficiente acesso às redes por terceiros, mas também a uma eventual falta de transparência no que diz respeito aos preços praticados no mercado grossista.

O acesso à armazenagem é um factor essencial para conferir liquidez ao mercado, o que no caso alemão é praticamente impossível já que quase 100% da capacidade de armazenagem pertence ao operador incumbente e as condições de acesso à mesma são consideradas pouco transparentes pelos agentes de mercado.

²⁰ Em 2002 o Bundeskartellamt (autoridade federal da concorrência alemã) reprovou a fusão da Eon-Rurghas, já que esta iria permitir o segundo maior fornecedor verticalmente integrado de electricidade e gás através do controlo da maior empresa de gás natural alemã (Ruhrgas). A avaliação da fusão em termos de concorrência revelou um aumento do poder de mercado superior ao efeito positivo para os consumidores, dado que as duas empresas não iriam concorrer nos mercados em que ambas actuavam e as sinergias obtidas pela fusão iriam colocar em desvantagem competitiva outros concorrentes, tanto no mercado de electricidade como de gás natural.

O mercado retalhista é também pouco transparente e dominado por um número reduzido de players como consequência de processos de fusões e aquisições, o que se reflecte na reduzida taxa de “switching” (0,4% do total de gás consumido em 2005).

Em resumo, podemos concluir que o mercado alemão da energia, ao contrário do verificado noutros sectores, está ainda relativamente atrasado no seu processo de liberalização e no cumprimento das Directivas para a construção de um mercado único de energia.

4.5 A França e o controlo estatal

A abertura do mercado francês é ainda muito ténue, já que em 2006, as organizações tradicionais como a GDF e a Total asseguram cerca de 95% das importações através de contratos de longo prazo. Até 1 de Junho de 2006 as empresas entrantes controlavam apenas 4,5% do mercado e de um modo geral, 50% dos consumidores ignoravam que podiam mudar de comercializador. Os mercados financeiros de gás são também denominados pelos operadores tradicionais que controlam as actividades de produção/importação e a comercialização, bem como as actividades de rede (transporte e distribuição).

Este mercado tipicamente fechado é mantido através de tarifas com preços significativamente inferiores aos de mercado livre e impedindo o acesso de terceiros a novos operadores, o que contraria as Directivas europeias e protege os interesses dos operadores tradicionais.

De uma análise efectuada pela CE os poderes da entidade reguladora (CRE – Commission de Regulation de L’énergie) são insuficientes, não podendo decidir à data do estudo as tarifas de forma autónoma, já que o governo tem direito de veto sobre as tarifas definidas pela CRE. Desprovida ainda de meios no que compete à supervisão de mercado, não tem poder para impor uma concorrência eficaz no sector. Para evitar esta situação seria necessário um alargamento do âmbito de actuação e da autonomia da entidade reguladora, quer para a definição de tarifas, quer para a condução da temática das interligações entre Estados-membros. A capacidade de interconexão com os países vizinhos é hoje em dia

insuficiente para que se possa atingir a integração plena desejada pela Comunidade Europeia.

No que compete ao *unbundling* de actividades, a separação jurídica do transporte está já em vigor mas a actividade de distribuição continua integrada. O facto de os operadores incumbentes abrangerem o fornecimento e o transporte de gás, confere-lhes uma posição de supremacia face às empresas entrantes. A ausência de um mercado verdadeiramente livre é indiciada também por um reduzido grau de transparência, nos quais os novos operadores são discriminados quanto ao acesso à informação.

A própria CRE em 2005 alertou para o incumprimento dos códigos de conduta das empresas de distribuição e de transporte no que compete ao acesso não discriminatório às redes, já que se verificavam atrasos nos processos das empresas entrantes, e à independência dos gestores destas empresas.

A GDF tem uma imagem corporativa idêntica para as actividades de comercialização e distribuição, o que pode condicionar as escolhas dos consumidores, já que estes temem uma alteração na sua segurança de fornecimento, aquando dum processo de mudança de comercializador.

A Comissão Europeia enviou para França em 2006 uma carta relativa a infracções cometidas no mercado de gás, nomeadamente pelo impedimento à entrada de novas empresas nos mercados, o que aliado a uma insuficiente separação funcional das empresas, não garante a independência dos operadores no mercado.

As segundas Directivas comunitárias de electricidade e gás foram transferidas para a legislação nacional a 9 de Agosto de 2004 e o mercado foi aberto a consumidores não domésticos. Uma segunda lei aprovada em Novembro de 2006 previa a abertura do mercado a clientes a 1 de Julho de 2007, a separação jurídica para os operadores de distribuição com mais de 100000 clientes, um agravamento do sistema de tarifas reguladas, um reforço do poder do regulador e uma série de medidas de protecção do consumidor.

No entanto, o nível anormalmente baixo das tarifas reguladas constitui também um obstáculo à constituição de novas empresas no mercado livre, podendo também ser um entrave ao investimento em capacidade de rede adicional. No quadro das obrigações dos

serviços públicos previstos nas Directivas o acesso de terceiros às redes e a existência de tarifas reguladas para os clientes mais vulneráveis estabeleceu-se no regulamento tarifário e está plenamente reconhecido pela Comissão, desde que não implique a criação de um regime discriminatório. Assim, a legislação francesa não pode recorrer da cláusula de “serviço público”, uma vez que o fornecimento a preços baixos, regulados, não faz partes das regras de fornecimento, mas antes é uma medida de protecção de consumidores que deve estar limitada a circunstâncias particulares, não discriminando/competindo com os preços de mercado, que deverão estar associados aos verdadeiros custos das empresas. Os próprios clientes industriais são a favor da existência de tarifas reguladas, insistindo na necessidade de estabilidade da tarifa e evitando as revisões trimestrais (realizadas pela GDF até 2006). A título de exemplo, a lei adoptada em Novembro de 2006 permitiu o regresso às tarifas reguladas dos grandes consumidores, o que é ilustrativo da resistência à abertura do mercado tal como preconizado pela Directivas Europeias. De acordo com o Regulamento europeu 1775/2005, os mecanismos de *use-it-or-loose-it* devem ser aplicados para que seja libertada capacidade dos operadores históricos para as empresas entrantes, pelo que ao abrigo do dossier Marathon, a GDF assumiu o compromisso de reduzir de quatro para dois o número de zonas dependentes do GRTgaz, o mais tardar até Janeiro de 2009.

Tal como referido, o mercado francês de gás apresenta um elevado nível de concentração, inclusive na actividade de transporte o que é um claro obstáculo ao alargamento da concorrência. A capacidade de transporte está mais desenvolvida a norte do país, onde é acessível o gás proveniente do Norte da Europa, mas em contrapartida a insuficiência de capacidade no sul impede a entrada de concorrentes, nomeadamente do mercado ibérico, sendo os programas de disponibilização de capacidade (*open seasons*) insuficientes.

4.6 A realidade ibérica

O Mercado ibérico é um mercado interligado através de Tuy, Campo Maior e Huelva, no entanto ainda não poderá ser considerado um verdadeiro mercado regional de gás natural, tal como é objectivo da Comissão Europeia, tendo estruturas e modelos regulatórios

distintos. Nas próximas subsecções pretende-se analisar com maior detalhe estes dois mercados, em particular o português.



Figura 10: Rede ibérica de gás natural

Fonte: CNE

4.6.1 O caso Espanhol

O sector de gás natural em Espanha vivenciou na última década alterações relevantes na sua estrutura e funcionamento, fruto da Directiva 98/30/CE (derrogada até 23 de Junho de 2003 pela Directiva 2003/55/CE sobre as normas comuns para o mercado interno de gás natural). Estas alterações foram implementadas a partir da Ley 34/1998, de 7 de Outubro, do *Sector de Hidrocarburos*, pelo Real Decreto de 6/2000, de 23 de Junho. Esta lei consubstancia medidas urgentes de intensificação da concorrência nos mercados de bens e serviços. Também o acesso de terceiros à rede de transporte e distribuição está prevista na lei, de forma a otimizar a eficiência do conjunto do sistema, devido ao carácter de monopólio

natural. O pagamento pela utilização das redes é feito sobre a forma de “portagens” (tarifas reguladas) aprovadas pelo Governo para todo o território espanhol. No entanto, as empresas entrantes sentiram alguma dificuldade no acesso à rede, devido essencialmente a barreiras administrativas e da existência de algumas lacunas na lei e no enquadramento regulatório. Em 2001 foi publicado o Real Decreto 949/2001 que desenvolve o procedimento de acesso de terceiros às redes, determina o sistema de retribuição das actividades reguladas, fixa a estrutura das tarifas de venda de gás natural e de “portagens” e estabelece o sistema de liquidações das actividades reguladas.

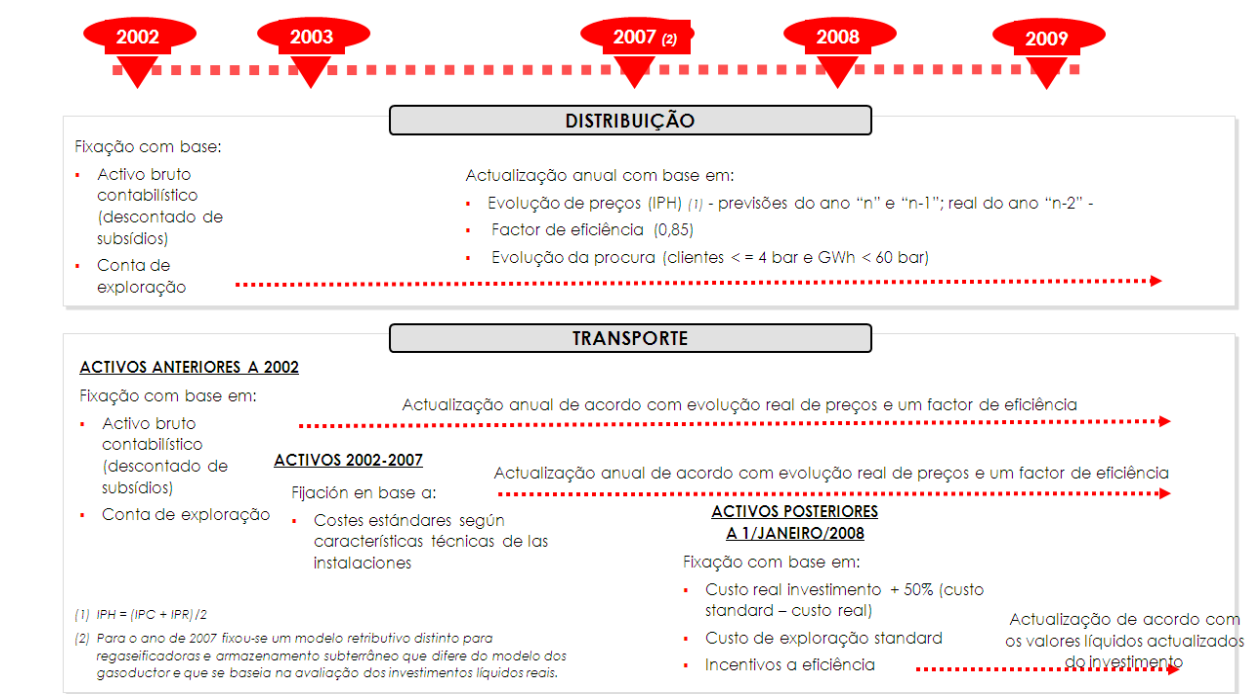


Figura 11: Modelo retributivo definido no Real decreto 949/01

Fonte: da autora

Em 2002 foi publicado o Real Decreto 1434/2002 que regula as actividades de transporte, distribuição, comercialização, fornecimento e os procedimentos para a autorização de construção de infra-estruturas de gás natural. Este Real Decreto estabelece ainda as regras para a mudança de comercializador, para dar resposta às novas situações que se verificavam no mercado de gás, no qual a partir de Janeiro de 2003 todos os consumidores poderiam eleger o seu comercializador de gás natural. Adicionalmente, são implementadas medidas

com o objectivo de evitar a subutilização da capacidade contratada por parte dos diferentes agentes.

No ano de 2002 foi aprovado o documento de Planeamento dos Sectores da Electricidade e Transporte 2002-2011, no qual se assinala a necessidade de construir determinadas infra-estruturas num horizonte temporal de dez anos com o objectivo de garantir a cobertura da procura em condições adequadas de segurança e qualidade.

Em 2005 entrou em vigor a Ley 12/2007 que modifica a Ley 34/1998 de forma a adaptá-la à Directiva 2003/55/CE. Deste modo, são aprofundados os conceitos de separação jurídica e funcional das actividades de rede, das actividades de produção e comercialização, eliminando a possibilidade de concorrência entre distribuidores e comercializadores no fornecimento a clientes finais, e desaparecem as tarifas reguladas com a criação de uma tarifa de último recurso. Nesta lei é ainda reforçada a independência do Gestor técnico do sistema, exigindo a sua separação jurídica e funcional, e é criado o Operador Logístico de Mudança de Comercializador que exerce as suas actividades sob os princípios de objectividade, transparência e não discriminação.

Em termos económicos, a dependência energética de Espanha levanta alguns problemas no médio/longo prazo já que as importações representam cerca de 50% do total de energia consumida e é expectável que este valor aumente nos próximos anos. Neste contexto as empresas privadas surgem como actores importantes na segurança de abastecimento, e por consequência o papel dos reguladores é também fundamental. Estes têm de promover a concorrência entre operadores privados para que cada empresa receba os sinais económicos necessários para que sejam tomadas decisões racionais de investimento, ou seja, deve ser minimizado o risco regulatório.

Quando o processo de liberalização se iniciou na década de 90 havia de facto um monopólio de uma empresa privada – a Gas Natural. Esta empresa era o único importador de gás para Espanha e o único fornecedor a clientes finais. A outra empresa chave era a Enagas, uma empresa pública que foi vendida à Gas Natural em 1994, e que detinha a rede de transporte para todos os pontos de entrada de gás em Espanha (três gasodutos: Larrau -

França, Magreb, e Badajoz – Portugal; e três tanques de regaseificação de GNL: Barcelona, Cartagena e Huelva).

Com a liberalização fruto da nova legislação, em 2000 a Enagas foi nomeada operadora do sistema e responsável por fornecer gás a consumidores finais ao preço regulado. Este gás era fornecido pela Gas Natural através do gasoduto do Magreb.

O Governo espanhol é responsável pelo Planeamento do sistema de gás, no qual as regiões, o gestor técnico do sistema, operadores de transporte, distribuidores, comercializadores e CNE²¹ também participam. O planeamento é indicativo, excepto no que diz respeito a alguns gasodutos estratégicos e armazenamento, de forma a assegurar a segurança de fornecimento com custos controlados.

Em resumo, o fornecimento de gás no sistema espanhol está restringido por condicionalismos geográficos devido à inexistência de produção nacional e ao reduzido número de interligações com o resto da Europa. Esta elevada dependência faz-se sentir na elevada dependência da Argélia (43% do total de fornecimento de gás natural e GNL em 2006), que ainda assim fica aquém do limite de 60% do rácio de dependência estabelecido pela Ley Hidrocarburos. As conexões internacionais fornecem o gás no âmbito dos contratos de *take-or-pay*, pelo que de forma a permitir alguma flexibilidade no fornecimento temos os seguintes gasodutos:

- para Marrocos por Tarifa, o gasoduto do Magreb para a importação de gás natural;
- para Portugal por Tuy (onde o sistema espanhol recebe gás natural da Argélia transportado pelo sistema português) e por Campo Maior (onde o gás argelino é introduzido no sistema português). De acordo com a CNE, as interligações existentes com Portugal são suficientes para a existência de um mercado ibérico de gás.
- para França por Larrau (ponto de importação de gás da Noruega) e Irún.

Em 2005, as conexões de Tarifa e Larrau praticamente atingiram o congestionamento físico, apesar destas terem como função o fornecimento de contratos de longo prazo.

²¹ Comisión Nacional de Energía

As interligações existentes com o resto da Europa (por França) são claramente insuficientes, o que faz com que o mercado ibérico esteja isolado, mas não protegido de pressões competitivas de França.

A falta de flexibilidade é um problema a resolver, nomeadamente a capacidade de armazenamento que faz com que a retirada de gás apenas possa ser realizada sazonalmente. O acesso às infra-estruturas de armazenamento também é vista como uma dificuldade para alguns agentes, o que poderá ser ultrapassado com o sistema de leilão implementado em 2006.

O fornecimento por GNL pode conferir alguma flexibilidade ao sistema, no entanto alguns pequenos agentes sentem também alguma dificuldade em aceder aos terminais de GNL, já que os navios metaneiros têm de esperar um período de tempo significativo para descarregar, o que não é tão crítico para os agentes de maior dimensão devido aos avultados volumes comercializados.

O mercado desregulado atingiu em 2005 84% do consumo, face a 10% no ano 2000, ficando o mercado regulado afecto quase na totalidade a consumidores domésticos (64% do total de clientes ainda consumia gás a tarifas reguladas).

Em Espanha, o mercado “à tarifa” convive em paralelo com o mercado livre, isto é, os clientes elegíveis podem optar pelo comercializador que lhes fornecerá gás à tarifa. Os distribuidores regionais têm o direito exclusivo de fornecer os clientes que não seleccionem o seu comercializador.

A concorrência no mercado de gás natural é elevada e a quota de mercado do incumbente Gas Natural desceu de 100% para 48% de 2000 a 2005. Esta situação está particularmente marcada nos clientes industriais, o que não acontece no segmento doméstico, com a Gas Natural a usufruir de uma quota de mercado de 73% no último trimestre de 2005.

O poder da entidade reguladora CNE deveria ser reforçado, já que a aprovação das tarifas de acesso às redes é feita pelo Governo sob proposta desta entidade, o que torna o processo opaco face ao desejado pelas Directivas europeias.

4.6.2 O caso Português

A prestação de alguns dos serviços energéticos implica a utilização de infra-estruturas e outros meios, que, como referido no capítulo 2, constituem monopólios naturais. Isto resulta do facto das necessárias infra-estruturas implicarem avultados e especializados investimentos e não ser eficiente fomentar a concorrência através da duplicação de infra-estruturas. A indústria do gás natural tem, de certo modo, esta característica, sendo as actividades de transporte e distribuição de gás natural normalmente exercidas em regime de monopólio.

O gás natural foi introduzido em Portugal em 1989 e desde então, o objectivo do legislador tem passado por consolidar o mercado desta fonte de energia, cuja abertura gradual deverá ocorrer até 2010, ano em que o mercado deverá estar completamente liberalizado.

O sector do gás natural em Portugal caracteriza-se pela inexistência de produção nacional, e de reservas conhecidas, quer em território nacional, quer no *offshore* português. Actualmente, todo o gás natural é importado do exterior da União Europeia, sendo a África do Norte e Ocidental os dois grandes pólos de fornecimento (Argélia e Nigéria). Na versão original do projecto de introdução do gás natural em Portugal, em que a concessionária da importação e transporte seria a Natgás, o sistema nacional assentaria num terminal de recepção de GNL, a instalar em Setúbal, e numa linha de transporte desde esta cidade até Braga, como ilustrado na Figura 12.

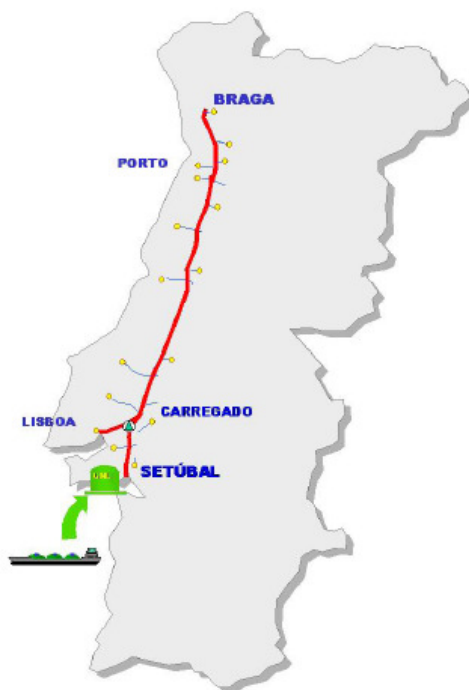


Figura 12: Projecto Natgás

Fonte: Transgás

Com a decisão de revogação da concessão da Natgás e com a subsequente reformulação do projecto, este passou a ser executado em duas fases:

- Importação de gás por gasoduto através de Espanha, criando um sistema nacional de transporte entre Campo Maior e Leiria (Bidoeira de Cima) e entre este ponto e Braga, por um lado, e Setúbal, por outro;
- Construção posterior de um terminal de recepção de GNL, em Sines, com a respectiva ligação por gasoduto ao sistema nacional de transporte.

A Figura 13 ilustra como o projecto ficou desenhado, evidenciando a sua introdução no contexto Ibérico.

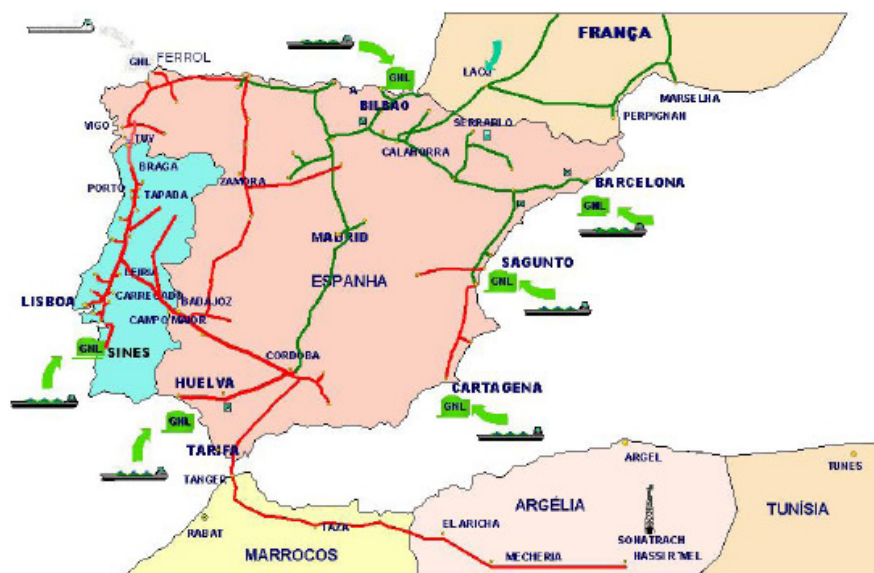


Figura 13: Rede ibérica de gasodutos

Fonte: Transgás

Do ponto de vista da distribuição regional de gás natural, o projecto foi desenvolvido em três fases. Na primeira, foram criadas quatro empresas concessionárias (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás) que cobriam toda a zona litoral portuguesa atravessada pelo gasoduto. Posteriormente, foram criadas duas concessionárias (Beiragás e Tagusgás) para cobertura do interior do país, uma na vizinhança do gasoduto de Campo Maior a Leiria e outra na Beira Baixa e Beira Alta onde, foram construídos dois gasodutos de transporte. Mais recentemente, foram implantadas algumas unidades autónomas de gás (UAG) para abastecimento das cidades de Bragança, Chaves e Vila Real na zona Transmontana (Duriensegás), Évora (Dianagás) e Olhão (Medigás). O actual sistema português de transporte compreende um terminal de recepção de GNL, com armazenagem associada, um complexo de armazenagem subterrânea, um sistema de transporte a alta pressão, um sistema de ramais de entrega a seis empresas concessionárias de distribuição regional e a clientes directos e várias unidades autónomas de gás natural liquefeito para entrega a três empresas licenciadas de distribuição local.

A opção política da introdução do gás natural em Portugal teve consagração legislativa expressa com a publicação do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro, que definiu o regime de importação, armazenagem e tratamento, e distribuição de gás natural.

A justificação preambular deste diploma reconheceu a importância do gás natural para o desenvolvimento do País e para o bem-estar das populações. Esta importância assenta nas razões que o próprio preâmbulo enuncia nos seguintes termos:

- diversificação das fontes energéticas;
- segurança do aprovisionamento;
- introdução de uma forma de energia mais limpa e, por conseguinte, mais amiga do ambiente;
- disponibilização de uma forma de energia que pelas suas qualidades intrínsecas e maleabilidade de utilização constitui um factor indutor do desenvolvimento industrial, social e económico do País.

O regime jurídico aprovado por este diploma elevou o exercício das actividades de importação, armazenagem e tratamento, transporte e distribuição de gás natural à natureza de serviço público, a prestar por empresas vocacionadas para o efeito, mediante a atribuição de concessões de serviço público, atribuídas pelo Conselho de Ministros na sequência de realização de concurso público. O diploma definiu dois tipos de concessões:

- Concessão de importação, armazenagem e tratamento do gás natural liquefeito e seu transporte.
- Concessões de distribuição regional de gás natural.

Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 274-C/93, de 4 de Agosto, estabeleceu as bases para concessão das actividades de importação, transporte e distribuição de gás natural. Os contratos de concessão para a importação, transporte e fornecimento, bem como os contratos de concessão de distribuição impuseram condições às actividades, incluindo limites à rentabilidade das empresas concessionárias, como medida de protecção dos respectivos clientes. Por outras palavras, reconhecendo-se que as concessionárias desempenham um papel económico em regime de monopólio, o Estado Concedente estabeleceu regras para a protecção dos clientes servidos por essas mesmas empresas.

Fruto da evolução legislativa comunitária e das decisões políticas nacionais, foi decidido que o sector do gás natural teria de passar a ser regulado por uma entidade independente, quer da Administração Pública Central, quer dos vários intervenientes neste sector de actividade. Assim, o Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, alargou as competências da ERSE²² ao sector do gás natural.

Ao abrigo da Directiva 98/39/CE Portugal beneficiou de uma derrogação em virtude de ser considerado um mercado emergente, ou seja, "...um Estado-Membro em que o primeiro fornecimento comercial no âmbito do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural a longo prazo tenha sido efectuado há menos de 10 anos". Em virtude desta derrogação, o Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, estabelecia que as disposições relativas ao acesso às redes e ao armazenamento, à elegibilidade dos clientes (abertura do mercado) e à recusa de acesso à rede ou armazenamento só entram em vigor quando o mercado nacional deixasse de ser emergente, ou seja em 2007.

Já em 2006, no seguimento da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que estabeleceu a nova estratégia nacional para a energia, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 30/2006 de 15 de Fevereiro, que "Estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), bem como ao exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, e à organização dos mercados de gás natural, transpondo, parcialmente, para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural". Este Decreto-Lei inicia a transposição para a ordem jurídica nacional da Directiva n.º 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural.

Sendo o objectivo a liberalização deste mercado, de acordo com as regras comunitárias, a publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, que transpõem para o ordenamento jurídico nacional aquelas regras,

²² Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

configura o primeiro quadro legislativo coerente, visando a organização do designado Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Assim, a organização do SNGN assenta na exploração da rede pública de gás natural, constituída pela:

- Rede Nacional de Transporte;
- Instalações de Armazenamento e Terminais;
- Rede Nacional de Distribuição de gás natural.

A exploração destas infra-estruturas processa-se através de concessões de serviço público, ou, no caso das redes locais autónomas de distribuição, através de licenças de serviço público.

O transporte de gás natural, é exercido através de uma única concessão de serviço público de exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural. Esta actividade é jurídica e patrimonialmente separada das restantes actividades, no âmbito do SNGN.

A distribuição é desempenhada através de:

- concessões, exercidas em exclusivo e em regime de serviço público;
- licenças de distribuição em redes locais autónomas, em exclusivo e em regime de serviço público;
- licenças de distribuição para utilização privativa de gás natural (fora da rede).

A distribuição é juridicamente separada da actividade de transporte, bem como das demais actividades não relacionadas com a distribuição (comercialização grossista e retalhista). No entanto, esta separação não é obrigatória para as distribuidoras que abasteçam um número de clientes inferior a 100.000. A comercialização de gás natural é livre, ainda que sujeita à atribuição de uma licença. Os comercializadores terão direito de acesso não discriminatório, mediante o pagamento de uma tarifa regulada, às seguintes infra-estruturas:

- instalações de armazenamento e terminais de GNL.
- redes de transporte.
- redes de distribuição.

No entanto, a comercialização de gás natural ficou sujeita ao regime transitório estabelecido para a abertura gradual do mercado, tendo em consideração o estatuto de mercado emergente e da derrogação que lhe está associada.

Deste modo, os consumidores poderão, de forma gradual, e de acordo com o calendário de elegibilidade (ver esquema abaixo), escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual. De forma a simplificar e efectivar a mudança de comercializador, é criado o operador logístico de mudança de comercializador.

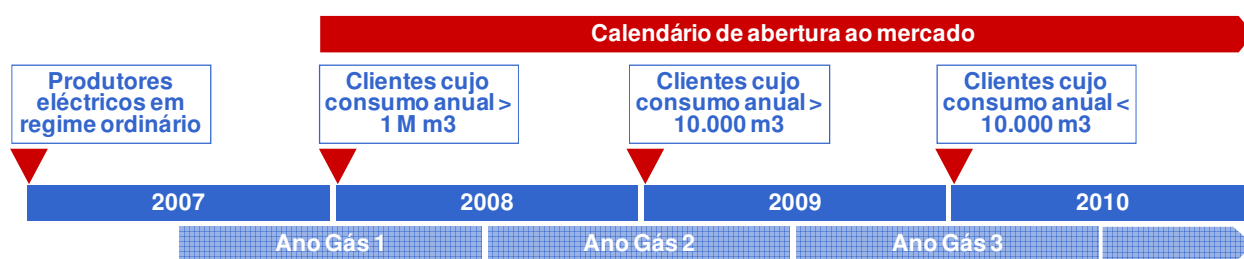


Figura 14: Calendário de abertura do mercado de gás natural em Portugal

Fonte: da autora

Nota: o sistema nacional de gás natural (SNGN) funciona de acordo com o ano gás, que está compreendido entre 1 de Julho e 30 de Junho do ano seguinte

Está também consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de gás natural aos consumidores que não optem pela mudança de comercializador, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço. Este comercializador de último recurso irá actuar enquanto o mercado liberalizado não estiver a funcionar com plena eficácia e eficiência.

A cadeia de valor do gás natural em Portugal é representada da seguinte forma:

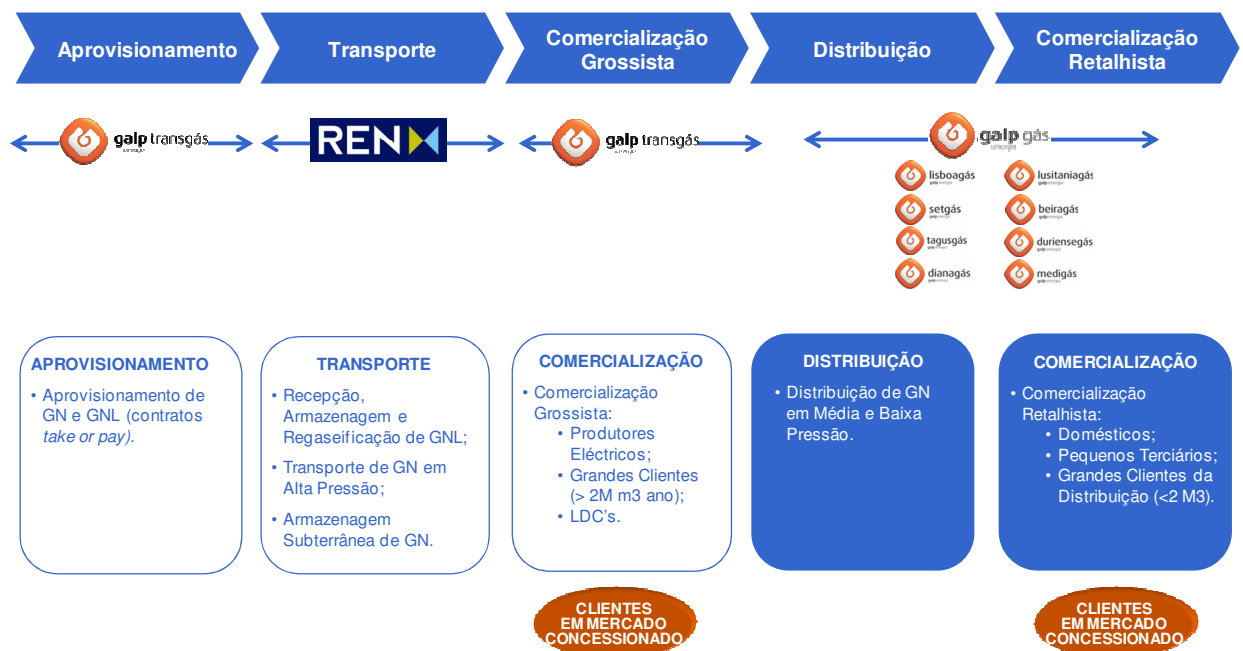


Figura 15: Cadeia de valor do sector de gás natural em Portugal

Fonte: da autora

A produção de gás natural consiste no conjunto de operações para a extracção do gás natural e a sua entrega em terminais. A produção é uma actividade potencialmente competitiva, mas que está dependente dos recursos de cada região, pelo que está fora do controlo estatal. Portugal, ao contrário de outros países europeus (ex. Reino Unido), importa 100% do gás natural consumido. A actividade de importação de gás natural baseia-se na celebração de contratos de longo prazo com os produtores e exploradores de gás natural. Estes contratos estabelecem a obrigação de fornecimento de gás natural por parte dos produtores, bem como a obrigação de aquisição e de pagamento das quantidades quer sejam consumidas ou não (regime *Take-or-Pay*²³). Em Portugal, o gás é maioritariamente fornecido através do gasoduto do Magrebe e de navios metaneiros.

A recepção, armazenagem e regaseificação do gás importado é desenvolvida com recurso ao terminal de GNL²⁴ de Sines. Este terminal é responsável pela recepção do gás natural

²³ Contrato de longo prazo em regime de “take-or-pay” - Contrato de fornecimento de gás com uma duração superior a 10 anos, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, que inclui uma cláusula mediante a qual o comprador assume a obrigação de pagar uma certa quantidade contratada de gás natural, mesmo que não a consuma.

²⁴ Gás natural liquefeito

liquefeito transportado pelos navios metaneiros, assim como pela consequente armazenagem, regaseificação e emissão do gás natural para a rede de transporte.

O transporte de gás natural consiste no conjunto de operações que visam a sua entrega desde o importador/terminal até aos mercados de consumo (distribuidores, centros electroprodutores e grandes clientes), através de redes em alta pressão. Este segmento é caracterizado por economias de escala resultantes dos elevados custos fixos de construção da rede em alta pressão, pelo que apenas opera uma empresa neste segmento de mercado, ou seja, estamos na presença de um monopólio natural.

A distribuição de gás natural compreende as operações necessárias para proceder à entrega do gás natural aos utilizadores finais, ligados à rede em média (grandes clientes não domésticos) e baixa pressão (clientes domésticos e pequenos negócios). É também caracterizada por economias de escalas resultantes dos elevados custos fixos associados à rede (monopólio natural).

A comercialização divide-se em dois subsegmentos: a comercialização grossista aos operadores de distribuição ou a utilizadores finais que se constituem como agentes de mercado; e a comercialização retalhista de venda de gás natural a clientes finais. Este último segmento está sujeito a uma maior pressão competitiva, já que se caracteriza, por reduzidas economias de escala, com custos de exploração em função da estrutura de clientes no caso dos comercializadores retalhistas.

Deste modo, os principais agentes no mercado são:

Actividade	Agente de Mercado
Aprovisionamento e comercializador de último recurso grossista	Galp Transgás
Operador do terminal de GNL	REN-ATLÂNTICO, Terminal de GNL, S.A.
Operadores do armazenamento subterrâneo	REN-Armazenagem, S.A., Galp Transgás Armazenagem – Soc. Portuguesa de

	Armazenagem de Gás Natural, S.A.
Operador da rede de transporte	REN-GASODUTOS, S.A.
Operadores de distribuição regionais	Setgás - Sociedade de Distribuição de Gás Natural, SA, Lisboagás GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, SA, Lusitaniagás – Companhia de Gás do Centro, SA, Tagusgás - Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A., Beiragás – Companhia de Gás das Beiras, S.A., Portgás, Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.
Operadores de distribuição locais	Dianagás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, SA, Duriensegás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, SA, Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, SA, Paxgás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, SA, Sonorgás - Sociedade de Gás do Norte, S.A.
Comercializadores de último recurso retalhista	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 GDL - Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, 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
--	--

A função dos principais agentes do mercado de gás natural está descrita na figura 16:

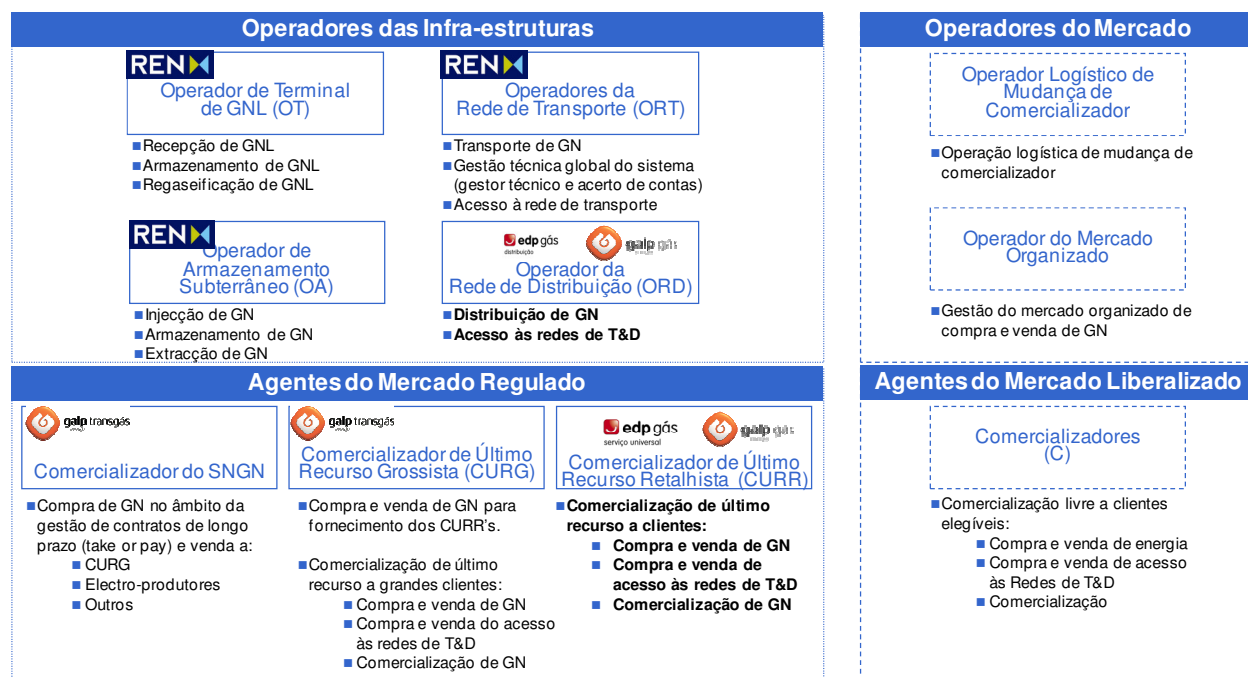


Figura 16: Agentes de mercado do sector de gás natural em Portugal

Fonte: da autora

O modelo de mercado liberalizado previsto para Portugal prevê a coexistência entre a comercialização regulada e livre, sendo que as actividades de transporte e distribuição continuarão a ser geridas num regime de monopólio natural, devidamente regulado. A

figura 17 apresenta um modelo simplificado do mercado liberalizado de gás, organizado de acordo com a cadeia de valor anteriormente representada.

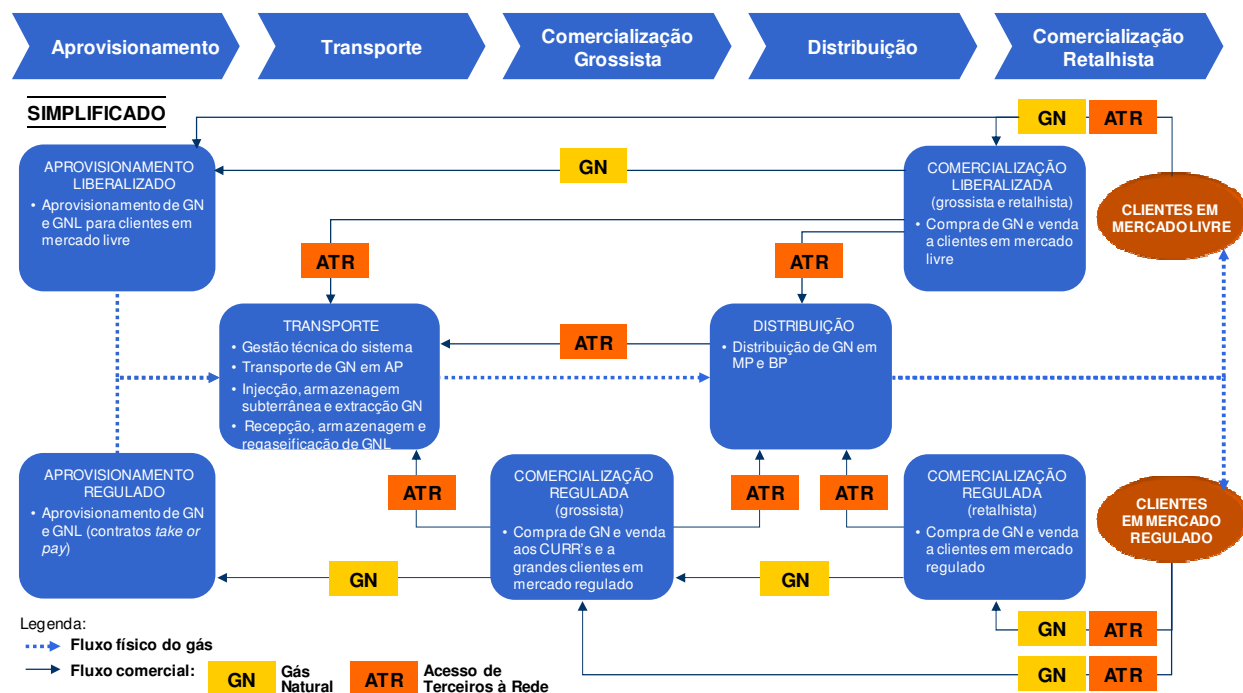


Figura 17: Cadeia de valor e modelo de mercado do sector de gás natural em Portugal

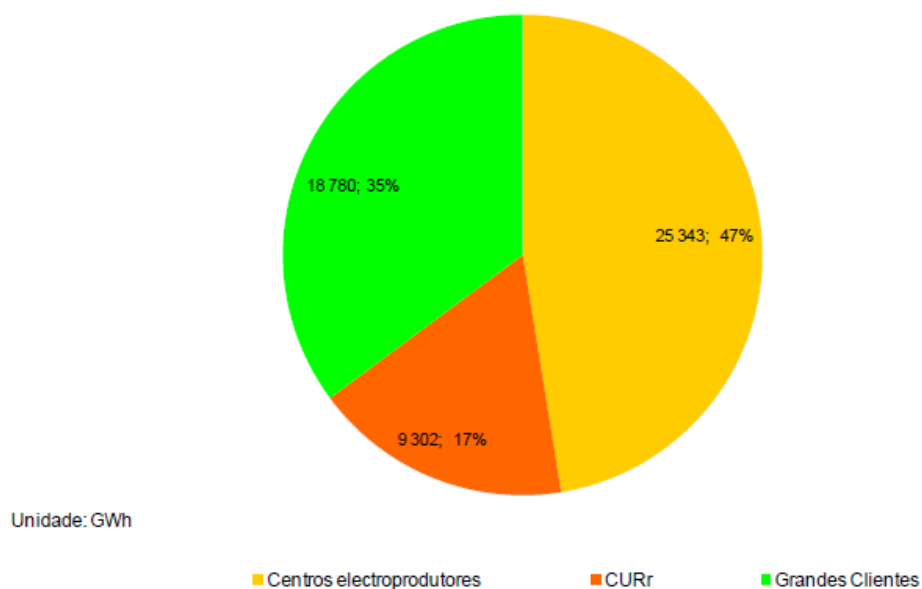
Fonte: da autora

Caracterização económica do sector

Os consumos de gás natural podem estar segmentados em centros electroprodutores (desde Janeiro de 2007, os centros electroprodutores passaram a ser elegíveis podendo ser fornecidos no mercado liberalizado), grandes clientes e comercializadores de último recurso retalhista (CURr (até 2006, os CURr corresponderam aos distribuidores regionais)). Os grandes clientes são os consumidores industriais que consomem anualmente acima de 2 milhões de metros cúbicos normais. Os centros electroprodutores, os grandes clientes e os distribuidores regionais foram, até ao final 2006, fornecidos em regime de exclusividade pela Transgás, SA. Até 2006, os grandes clientes eram abastecidos pela Transgás, SA e pelos distribuidores regionais, sendo apenas clientes da primeira.

Com a reestruturação do sector do gás natural estes clientes passaram a ser fornecidos (fisicamente) pela REN Gasodutos (operador da rede de transporte) ou pelos Operadores das Redes de Distribuição, mantendo-se no primeiro caso clientes da Transgás, SA enquanto comercializador de último recurso grossista (CURg). Desde Janeiro de 2008, estes consumidores podem optar pelo mercado liberalizado e escolher o seu comercializador.

Os CURr fornecem os restantes consumidores, estando os seus clientes igualmente segmentados em função do seu consumo. Existem 11 CURr, que tinham em Junho de 2008 cerca de 1.033 mil clientes. Em 2008, o gás natural consumido pelos centros electroprodutores representou 47% do total, o consumo dos grandes clientes representou 35% e apenas 17% do gás natural foi consumido pelos clientes dos CURr, apesar de representarem a quase totalidade dos consumidores de gás natural.



Fonte: REN, Galp

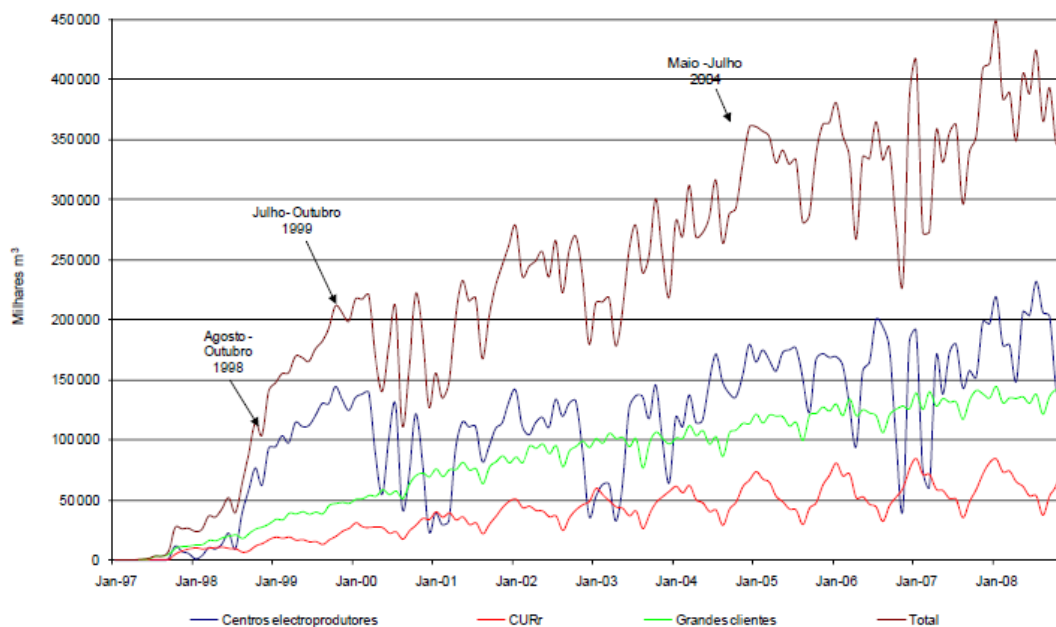
Figura 18: Gás natural consumido em Portugal em 2008

Fonte: www.erse.pt

A Figura 2-2 apresenta a evolução do consumo mensal de gás natural desde Janeiro de 1997, repartido por tipo de consumidores.

Da análise da figura salientam-se os seguintes aspectos:

- o consumo total de gás natural tem estado muito dependente do consumo dos centros electroprodutores;
- o peso dos centros electroprodutores origina um comportamento volátil no consumo total, particularmente quando é consumido em co-gerações cuja operação actualmente está dependente da volatilidade da produção de electricidade através de fontes renováveis;
- o gás natural consumido pelos grandes clientes tem crescido de uma forma relativamente constante;
- o consumo dos CURr caracteriza-se por uma forte sazonalidade: entre 1999 e 2008 os consumos mínimos verificaram-se sempre nos meses de Agosto e os consumos máximos nos meses de Janeiro ou de Dezembro.



Fonte: Galp, REN

Figura 19: Evolução das vendas de gás natural

Fonte: www.erse.pt

A monitorização da segurança de abastecimento é da competência do Governo, sendo atribuída à Direcção-Geral de Geologia e Energia a sua operacionalização, com a colaboração da entidade concessionária da rede nacional de transporte de gás natural.

As actividades integradas na rede pública de gás natural, a comercialização de último recurso e a operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação exercida pela ERSE, sem prejuízo das competências de outras entidades administrativas. Neste âmbito, cabe à ERSE designadamente elaborar, periodicamente, um relatório sobre o funcionamento do sector, entregue ao Governo, que posteriormente será enviado à Comissão Europeia.

Entre outras competências inscritas nas atribuições da ERSE, que lhe foram atribuídas pelos seus Estatutos, cabe-lhe a aprovação dos Regulamentos que regem o sector.

A 9 de Fevereiro de 2010, e após um processo de consulta pública junto de todos os agentes interessados, a ERSE aprovou a regulamentação actualmente em vigor para o sector do gás natural:

- Regulamento de Operação das Infra-estruturas: O Regulamento de Operação das Infra-estruturas (ROI) tem como finalidade regulamentar o funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), com enfoque na operação coordenada das redes e infra-estruturas da rede pública de gás natural, em conformidade com o disposto no artigo 56.º do Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de Julho. Tendo em conta os objectivos do ROI, a ERSE considerou oportuno que o referido regulamento abrangesse também a coordenação de indisponibilidades e a operação em situações de contingência.
- Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações: o Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações do Sector do Gás Natural (RARII) estabelece as regras de acesso às redes de gás natural, às instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural, aos terminais de GNL e às interligações, nomeadamente os aspectos técnicos e comerciais relacionados com o acesso de terceiros às referidas infra-estruturas.

O RARII tem por objectivo estabelecer, segundo critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios, as condições técnicas e comerciais segundo as quais se processa o acesso às redes de transporte e de distribuição, às instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural, aos terminais de GNL e às interligações, abreviadamente designadas por infra-estruturas, nomeadamente os aspectos relativos a acesso, investimentos e capacidade das infra-estruturas.

- Regulamento Tarifário: o Regulamento Tarifário (RT) estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de gás natural a aplicar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos das actividades reguladas, aos procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como às obrigações das entidades do Sistema Nacional de Gás Natural, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

De acordo com as Directivas europeias, os princípios em que se fundamenta o Regulamento Tarifário são os seguintes:

- igualdade de tratamento e de oportunidades;
- harmonização dos princípios tarifários, de modo que o mesmo sistema tarifário se aplique igualmente a todos os clientes;
- transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas;
- inexistência de subsidiações cruzadas entre actividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adopção do princípio da aditividade tarifária;
- transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infra-estruturas do sistema nacional de gás natural (SNGN);
- protecção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio económico e financeiro às actividades reguladas em condições de gestão eficiente;

- criação de incentivos ao desempenho eficiente das actividades reguladas das empresas;
- contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

Os proveitos das actividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de facturação.

A escolha e a definição destas variáveis de facturação e das suas regras de medição devem permitir reflectir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de facturação adequada à dimensão dos clientes.

Os preços das tarifas em cada actividade são determinados para que a sua estrutura seja, por um lado, aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e por outro, que os proveitos permitidos em cada actividade sejam recuperados.

No caso dos comercializadores de mercado, os custos de fornecimento de gás natural decorrem do pagamento das tarifas reguladas de acesso às redes e dos custos formulados em regime de mercado livre associados ao aprovisionamento de gás natural e relacionamento comercial com os clientes.

A tarifa de venda de gás por estes comercializadores é livremente fixada por estes na sua relação contratual, bilateral, com cada cliente, pressupondo o cumprimento das obrigações associadas à licença de comercialização. Não obstante, cada comercializador paga, em nome dos seus clientes, as tarifas reguladas de acesso às redes aos operadores das redes onde os seus clientes estão ligados.

Para os comercializadores de último recurso, o aprovisionamento de gás natural e o relacionamento comercial com os clientes estão sob a alçada da regulação económica da ERSE, quer na perspectiva dos custos de cada actividade quer no tipo de serviço a oferecer e respectivas tarifas de Venda a Clientes Finais, em função das determinações do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Tarifário.

A regulação económica das actividades do sector do gás natural baseia-se numa regulação por custo do serviço, com ajustamentos anuais, tendo em conta factores exógenos, nomeadamente a evolução da procura e inflação.

No cálculo tradicional dos proveitos permitidos associados a esta forma de regulação, dada pela equação que a seguir se apresenta, inclui-se uma remuneração dos activos fixos (*rate of return*) em exploração, bem como as respectivas amortizações anuais, parcelas que em conjunto se denominam de custos com capital.

Proveitos = Taxa de remuneração dos activos (custo de capital) x activo líquido + amortizações + custos de exploração + ajustamentos

Findo o primeiro período regulatório, a experiência adquirida, que proporciona um melhor conhecimento do sector, bem como a consolidação da actividade no caso da maior parte das empresas reguladas, levou a ERSE a aplicar diferentes metodologias regulatórias nesta actividade e distinguir os potenciais ganhos de eficiência existentes no conjunto das empresas de gás natural.

Pela relevância dos custos de exploração das indústrias de rede, no conjunto dos custos de exploração do sector do gás natural, e tendo em conta que compete ao regulador aproximar o nível de custos regulados dos custos de uma empresa eficiente, com os evidentes benefícios sociais daí decorrentes e que devem ser premiadas as empresas que conseguem ultrapassar as metas de eficiência definidas pelo regulador, a ERSE aprovou a aplicação de um modelo de regulação do tipo *price cap* aos custos de exploração controláveis.

- Regulamento de Relações Comerciais: o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabelece as regras aplicáveis às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação deste regulamento as seguintes matérias:

- as regras de relacionamento comercial aplicáveis aos operadores das infra-estruturas, comercializadores, comercializadores de último recurso retalhistas, comercializador de último recurso grossista e comercializador do SNGN;
- sustentabilidade do mercado regulado e do mercado liberalizado;
- as condições comerciais de ligações às redes;
- as regras relativas à medição, leitura e disponibilização de dados de consumo de gás natural;
- a escolha e mudança de comercializador, as modalidades de contratação e o funcionamento dos mercados de gás natural;
- as regras de relacionamento comercial com os clientes de gás natural (contrato de fornecimento, caução, facturação e pagamento, interrupção e restabelecimento do fornecimento e procedimentos fraudulentos);
- resolução de conflitos.

O relacionamento comercial entre as entidades que operam no SNGN e entre estas entidades e os seus clientes deve obedecer aos seguintes princípios gerais (que vão ao encontro das Directivas europeias):

- garantia da oferta de gás natural nos termos adequados às necessidades dos consumidores.
- igualdade de tratamento e de oportunidades.
- não discriminação.
- transparência e objectividade das regras e decisões relativas ao relacionamento comercial.
- imparcialidade nas decisões.
- direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação considerada comercialmente sensível.
- liberdade de escolha do comercializador de gás natural.
- transparência das regras aplicáveis às relações comerciais.

- Regulamento da Qualidade de Serviço: o Regulamento da Qualidade de Serviço do sector do gás natural (RQS) tem por objecto estabelecer os padrões de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial a que devem obedecer os serviços prestados no Sistema Nacional de Gás Natural.

O RQS estabelece regras com as quais se pretende garantir um nível mínimo de qualidade de serviço prestado aos clientes, nomeadamente, através de disposições relativas a:

- competências, responsabilidades e obrigações dos diferentes operadores e agentes envolvidos;
- indicadores e padrões de qualidade de serviço técnica e comercial;
- clientes com necessidades especiais e clientes prioritários.

4.6.3 O mercado ibérico de gás natural

Como referido anteriormente, o mercado ibérico está ainda relativamente fechado face à União Europeia. Assim, o desenvolvimento de um mercado único de energia requer a interconexão entre sistemas para que o balanço entre procura e oferta de gás seja efectuado da forma mais eficiente. Este tema tem no entanto de ser relativizado face ao investimento necessário para a existência de sistemas perfeitamente conexos.

Um mercado único requer ainda que cada mercado nacional seja competitivo para que possa criar mercados regionais eficientes, pelo que a interconectividade assume um papel preponderante. Um outro factor de sucesso diz respeito à cooperação entre agências regulatórias nacionais, e entre estas e as entidades Europeias. Adicionalmente, a uniformização de regras é um factor de sucesso para a transparência, liquidez dos mercados. Deste modo e com o objectivo de criar um mercado ibérico de gás foi criado o MIBGAS.

O MIBGAS pretende a criação e o desenvolvimento do mercado ibérico de gás natural, assumindo particular relevância para os consumidores e comercializadores. Tendo em conta a importância da capacidade de recepção de gás natural liquefeito (GNL) da Península

Ibérica nos contextos europeu e mundial é possível perspectivar a afirmação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) como mercado de referência a nível internacional. Com efeito, segundo dados de 2006, este mercado é constituído por cerca de 7,3 milhões de consumidores (6,4 milhões em Espanha e 0,9 milhões em Portugal) envolvendo vendas anuais de cerca de 446000 GWh, o que o situa como o quarto mercado em termos de vendas na União Europeia. O Gás Natural Liquefeito (GNL) importado pelo mercado ibérico corresponde a mais de metade do volume total de GNL importado pela Europa.

Considera-se assim que a integração dos sistemas do sector do gás natural de Espanha e de Portugal é benéfica para os consumidores de ambos os países.

O acesso a todos os agentes em condições de igualdade de tratamento, de transparência e de objectividade deverá ser assegurada no MIBGAS. Actualmente, ainda se verifica uma dupla tributação (*pancaking*) do acesso de terceiros às redes nas trocas entre Portugal e Espanha. O quadro jurídico para o seu desenvolvimento deve ser estável, e estar em consonância com a legislação e regulamentação europeia aplicável. A criação do MIBGAS tem os seguintes objectivos:

- aumentar a segurança de fornecimento através da integração dos mercados e da coordenação de ambos os sistemas do sector do gás natural e reforço das interligações;
- aumentar o nível de concorrência, reflectindo a maior dimensão do mercado e o aumento do número de participantes;
- simplificar e harmonizar o quadro regulatório de ambos os países;
- incentivar a eficiência das actividades reguladas e liberalizadas, bem como a transparência do mercado.

O processo de harmonização e construção do MIBGAS tem sido desenvolvido de forma gradual e de mútuo acordo entre Espanha e Portugal, estando subjacente uma contribuição activa de ambos os países na concretização de um mercado europeu de gás natural.

Com o objectivo de coordenar os trabalhos de harmonização regulatória, necessários ao desenvolvimento do Mercado Ibérico de Gás Natural, foi proposta a criação de um Comité de Coordenação do MIBGAS, constituído pelas entidades reguladoras de Espanha e de Portugal (CNE e ERSE), podendo ser convocados, a fim de serem ouvidos mas sem direito

de voto, os operadores dos sistemas de gás natural (ENAGAS e REN), assim como os representantes dos sujeitos que actuam no mercado ibérico de gás natural.

Na sequência de um primeiro processo de consulta pública para o desenvolvimento do modelo de funcionamento do MIBGAS, a ERSE e a CNE, elaboraram uma proposta para o referido modelo, onde são tratadas diversas matérias agrupadas em quatro temas centrais: definição do marco institucional e princípios básicos de funcionamento do MIBGAS; considerações sobre a comercialização do gás natural; considerações sobre a gestão técnica do sistema e segurança de fornecimento; considerações sobre a supervisão e desenvolvimento do mercado ibérico de gás natural.

A proposta de modelo de funcionamento descreve o plano de acção para a criação e desenvolvimento futuro do MIBGAS, nomeadamente:

- harmonização das licenças de comercialização de gás natural ao nível ibérico: a CNE e a ERSE devem elaborar um estudo com uma análise comparativa das condições para obter a licença de comercialização em ambos os países e uma proposta de recomendações de harmonização regulatória;
- convergência na estrutura de tarifas de acesso: de modo a garantir o acesso às infra-estruturas, a nível ibérico, é necessária uma convergência nas estruturas e sistemas de tarifas de acesso, em particular, as relacionadas com o trânsito de gás natural entre Espanha e Portugal, dada a sua importância no estabelecimento do mercado ibérico;
- planeamento conjunto do sistema de gás natural ibérico: a REN e a ENAGAS deverão preparar um plano de investimento para reforço das interligações e capacidade de armazenamento de gás natural.

Em resumo, a maior parte dos países analisados utilizam um modelo híbrido de regulação, combinando elementos da regulação pelo custo do serviço aplicada essencialmente à componente do custo do capital, e da regulação por incentivos aplicada aos custos operacionais.

No entanto, os *gaps* regulatórios existem e ocorrem em duas situações. A primeira quando a regulação europeia deixa tanto espaço de manobra para a entidade reguladora nacional

que os objectivos europeus podem falhar pela implementação de diferentes políticas em cada estado-membro, e a segunda quando a transmissão de gás em duas zonas geográficas reguladas por entidades distintas não está regulada.

O sistema regulatório europeu é o resultado de um processo em marcha. As Directivas europeias demonstraram a dificuldade de integrar os diferentes mercados nacionais de gás natural dos estados-membros e a Comissão Europeia propõe que apesar de existirem gaps regulatórios nos temas de interligações, os mesmos deverão ser resolvidos pela ACER.

O facto de existirem *gaps* regulatórios entre países e entre enquadramentos regulatórios nacionais não é mandatório de recomendações. Alguns objectivos, como a segurança de fornecimento pode justificar regulação que outros objectivos, como o aumento da concorrência, não justifique. No entanto se o objectivo último da EU é que os enquadramentos regulatórios convirjam para que seja atingido o mercado único de energia, então os *gaps* regulatórios são um problema e as acções correctivas deverão ser tomadas.

5. Regulação e incentivos ao investimento no sector do gás natural

De acordo com a revisão bibliográfica analisada nos capítulos anteriores é expectável que um modelo regulatório do tipo *cost-of service* potencie a capacidade de investimento das empresas. No entanto, a evidência empírica existente não é conclusiva.

Pretende-se com o estudo apresentado neste capítulo analisar diferentes experiências de regulação aplicadas às estruturas de gás natural na Europa, em particular no que compete às actividades de transporte e de distribuição, recorrendo a evidência empírica e à análise de dados em painel. Com esta metodologia, é objectivo dar resposta a duas questões fundamentais:

- da evidência empírica da regulação do sector de gás natural, quais as principais conclusões que podemos retirar dos modelos aplicados no que compete aos incentivos aos investimentos por parte das empresas;
- dada a experiência actual e perspectivas de evolução do sector, qual o modelo regulatório mais adequado ao caso português?

Assim, é objectivo deste capítulo analisar a relação do investimento ao longo dos anos, com o modelo regulatório em vigor no país em análise.

Caso as relações detectadas se mostrem significativas, podemos admitir que para as referidas actividades reguladas, as empresas têm um maior incentivo a investir quando o modelo em vigor é o de retorno do custo do capital. Caso contrário, a variável investimento será independente dos parâmetros regulatórios em análise, pelo que a Entidade Reguladora dos países em questão deverá estudar modelos alternativos que incentivem o investimento em infra-estruturas de rede.

Da literatura existente, sabemos que os resultados são sensíveis aos modelos de regulação e às variáveis seleccionadas, pelo que ao longo do capítulo é dada particular atenção à justificação de ambos os temas.

Apresentam-se nas subsecções seguintes uma descrição das variáveis utilizadas no estudo e da metodologia de análise de dados em painel a aplicar, assim como os seus fundamentos teóricos e testes estatísticos que permitirão validar o modelo e os seus resultados.

A definição e estudo dos modelos foram inicialmente realizados recorrendo ao software SPSS e posteriormente através do “EViews”, pelo que os resultados apresentados, incluindo modelos estimados, testes estatísticos e correlogramas, são retirados dos outputs destes programas.

5.1 Modelos regulatórios europeus

5.1.1 Estudo de variáveis

De acordo com o descrito no capítulo anterior, a realidade europeia do sector do gás natural é distinta da existente nos EUA.

Assim, o objectivo deste trabalho será analisar em maior profundidade o enquadramento regulatório europeu, o que explica a selecção dos países estudados. Por outro lado, a questão do investimento é mais relevante nas denominadas infra-estruturas de rede, pelo que a selecção das empresas e dos modelos regulatórios analisados foi realizada tendo em atenção as actividades de transporte e de distribuição de gás natural.

Em seguida, apresenta-se um quadro resumo com os países, empresas analisadas e respectiva entidade reguladora, responsável pelo estabelecimento dos parâmetros regulatórios descritos no capítulo 3:

País	Empresa/Actividade	Entidade Reguladora
Portugal	Portgás, S.A. – ORD ²⁵ REN Gasodutos, S.A. - ORT ²⁶	ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Espanha	Gas Natural SDG - ORD Enagas - ORT	CNE – Comisión Nacional de la Energia
Áustria	EVN AG – ORD OMV - ORT	E-Control - Energie-Control GmbH
Bélgica	Fluxys - ORT	CREG - Commission pour la Régulation de l'Electricité et du Gaz
França	GDF Suez - ORD	CRE - Commission de Régulation de l'Energie
Alemanha	RWE AG – ORD	Bundesnetzagentur - BNetzA -

²⁵ ORD – Operador da Rede de Distribuição

²⁶ ORT – Operador da Rede de Transporte

	Mainova AG - ORD Gasantalt Kaisersl – ORD FHW Neukoelln - ORD E.ON GA - ORT	Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Posts and Railway
Holanda	Gasunie – ORT	Energiekamer - Office of Energy Regulation
Itália	Iride SPA - ORD Enia SPA - ORD Ascopiave SPA - ORD ACSM-AGAM SPA - ORD Acegas-APS SPA - ORD Snam Rete Gas SPA - ORT	AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
Reino Unido	Northern Gas Networks Holdings Limited - ORD National Grid PLC – ORT	Ofgem - Office of Gas and Electricity Markets

A amostra pretendida integrava ainda a Noruega, a Dinamarca e a Suécia, em representação da importante realidade dos sistemas gasistas do norte da Europa. No entanto, não foi possível obter dados para estes países, quer no que dizia respeito a dados financeiros das empresas, quer dos parâmetros regulatórios em vigor.

No que concerne às variáveis, foi seleccionado um único input monetário (total de investimento, em euros) que oferece algumas vantagens já que apenas requer dados contabilísticos, sendo, do ponto de vista regulatório uma boa *proxy* do sucesso dos modelos regulatórios aplicados, e de mais fácil recolha do que o custo com capital.

Para cada país e empresas foram recolhidos os dados financeiros e parâmetros regulatórios do ano 2000 ao ano 2009.

Deste modo, para cada uma das empresas e países acima discriminados foram recolhidos para a construção do modelo as seguintes variáveis:

i) investimento: total do imobilizado fixo (corpóreo e incorpóreo), com carácter duradouro ou de permanência na empresa, definido de acordo com o normativo contabilístico em vigor (em euros).

ii) *total debt on equity*: indicador do nível de alavancagem financeira da empresa, obtido pela divisão do total de obrigações (*liabilities*) pelo capital próprio (*shareholders equity*),

indicando qual a proporção de capital próprio e de dívida que está a ser usada para financiar os activos da empresa (em %).

$$Debt\ on\ Equity = \frac{Total\ Liabilities}{Shareholders\ Equity}$$

Um elevado rácio de *debt on equity* significa que a empresa tem uma postura de crescimento dos seus activos com recurso a dívida. Esta abordagem pode resultar em exposição à volatilidade dos mercados, consoante a flutuação da taxa de juro. A existência de uma taxa de remuneração dos activos imposta pela entidade reguladora poderá conduzir a uma maior estabilidade no retorno esperado do rendimento, pelo que a empresa poderá ser propensa a aumentar o seu rácio para expandir a sua base de activos regulados. O rácio de *debt on equity* depende também da estrutura da indústria em que operam as empresas, pelo que aquelas mais capital-intensivas têm tendência a apresentar um rácio superior.

iii) taxa de remuneração do custo com capital: foi recolhido o parâmetro regulatório da taxa de remuneração dos activos regulados definida pela entidade reguladora nacional (em %).

IV) parâmetros de eficiência: para os países nos quais o modelo regulatório é do tipo regulação por incentivos (*price cap* ou *revenue cap*) foi recolhido o parâmetro regulatório “x” definido pela entidade reguladora nacional, que reflecte os ganhos de eficiência que a empresa deverá atingir (em %).

v) prémio ao investimento: a problemática do incentivo ao investimento faz com que em determinados países, as entidades reguladoras adoptem mecanismos complementares, particularmente na actividade de transporte. Tal como referido anteriormente, o investimento em capacidade adicional por parte dos operadores da rede de transporte poderá estar sujeito a risco regulatório, pelo que estes poderão adiar decisões de investimento se não estiverem certos do retorno do mesmo num determinado horizonte temporal. Por estes motivos, o modelo de remuneração das empresas reguladas é complementado por incentivos adicionais ao investimento. Estas medidas podem passar por

um aumento da taxa de rendibilidade do capital ou pela amortização mais acelerada de determinados investimentos.

Dos países em estudo temos nesta situação a:

- Áustria: os custos com investimento extra podem ser considerados antecipadamente no cálculo dos proveitos permitidos;
- Itália: a taxa de rendibilidade para o novo investimento pode ter um acréscimo até 3% para efeitos de cálculo da remuneração pelo custo de capital;
- Holanda: a possibilidade de um acréscimo na remuneração de novo investimento existe, tendo de ser aprovada previamente pela entidade reguladora.

vi) modelo regulatório: recorrendo ao recente estudo da consultora KEMA, foram classificados os modelos regulatórios dos países em análise em dois grupos. Os que estão sujeitos a regulação por *cost of service* e os que estão sujeitos a regulação por incentivos. Na figura abaixo temos uma síntese desta classificação:

Tariff approval	Rate-of-Return Regulation	Cap Regulation	
		Revenue Cap	Price Cap
Ex ante (18 countries)	Austria Bulgaria Greece Luxemburg Poland (*) Portugal	Belgium	Estonia Netherlands Slovakia
		Czech Republic (*)	
		France	
		Hungary	
		Ireland	
		Italy	
		Romania	
		Slovenia	
		Spain	
		Finland	
Ex post (6 countries)	Denmark Sweden	Germany	Lithuania
		Great Britain	
# of countries	8	12	4

(*) Transit tariffs are not subject to regulation.

Figura 20: Modelos de regulação europeus

Fonte: KEMA, Study on methodologies for gas transmission network tariffs and gas balancing fees in Europe (2009)

O facto de muitos países europeus terem enveredado pela alteração do modelo regulatório no sentido da regulação por incentivos, pode levar a reflectir na experiência dos EUA. Em primeiro lugar, temos os temas relacionados com a recolha de informação. A recolha de informação pela FERC é realizada para suportar a jurisprudência que estabelece a taxa de

remuneração do custo com capital, pelo que os requisitos de rigor e de transparência são fundamentais no processo. A FERC reconhece que a transição para a regulação por incentivos muda o paradigma da recolha de quantidade para a recolha de qualidade de informação (O'Neill et al., 1996).

No curto prazo, os dados da FERC fornecem aos reguladores europeus a oportunidade de realizarem *benchmarks* das empresas nacionais europeias com as americanas, sem que estejam standardizados os dados recolhidos na Europa.

Quando os reguladores europeus colaborarem na obtenção de dados comparáveis haverá oportunidade de produzir resultados robustos a partir exclusivamente da informação europeia. Entretanto, comparar empresas é uma tarefa mais complexa. Nos EUA existe já um painel de dados standard que permite retirar conclusões robustas e avaliações de performance através de análises *cross-section*.

Após a recolha de dados, iniciou-se a construção do modelo que pretende explicar o investimento (variável dependente) através das restantes variáveis referidas (variáveis dependentes). Para que tal fosse possível, foram classificadas e trabalhadas as variáveis de acordo com simulações realizadas no programa SPSS e EViews. A adopção e o enquadramento teórico do modelo de tratamento de dados em painel são descritos no sub-capítulo seguinte.

5.1.2 Classificação de variáveis

As variáveis estatísticas podem ser classificadas como (McCall, 1998):

a) Qualitativas, isto é, variáveis cuja escala de medida apenas indica a sua presença em categorias de classificação discreta exaustivas e mutuamente exclusivas. Estas medidas podem ser medidas numa escala:

- Nominal: as variáveis são medidas em classes discretas, mas não é possível estabelecer à partida um qualquer nível de qualificação ou ordenação (ex. sexo ‘feminino’ ou ‘masculino’);

- Ordinal: as variáveis são medidas em classes discretas, entre as quais é possível estabelecer uma determinada ordem, segundo uma relação descritível mas não quantificável (ex. estrato socioeconómico ‘baixo’, ‘médio’, ‘elevado’).

b) Quantitativas, isto é, variáveis cuja escala de medida permite a ordenação e a quantificação de diferenças entre elas. Estas variáveis podem ser medidas numa escala:

- Contínua: as variáveis assumem valores dentro de um conjunto contínuo, tipicamente os números reais (ex. peso).

- Discreta: as variáveis assumem valores dentro de um tempo finito ou enumerável, tipicamente números inteiros (ex. número de filhos).

5.2 Os dados em painel como instrumento de análise

O sector de gás natural europeu é ainda bastante jovem, quando comparado com a realidade americana. Também a experiência regulatória com as primeiras Directivas europeias é extremamente recente o que faz com que a evidência empírica neste sector seja reduzida. Deste modo e para colmatar a indisponibilidade de dados, foi seleccionada uma análise de dados em painel de 9 países para o período compreendido entre os anos 2000 e 2009. Como veremos nos subcapítulos seguintes, os dados em painel são também indicados para a correcção da heterogeneidade existente entre os países analisados.

A metodologia de *Dados em Painel* consiste na observação de n entidades para dois ou mais períodos de tempo, pelo que é considerada como uma combinação entre dados seccionais e de séries temporais permitindo o controlo da heterogeneidade presente nas entidades estudadas.

Saporito (2005) afirma que, quando esgotados o rol de informações disponibilizadas aos utilizadores, o enriquecimento e processo de análise pode evoluir por meios alternativos de análise, diferentes daqueles que tradicionalmente estão difundidos nos meios académicos e profissionais. Assim, de entre as técnicas estatísticas que vêm ganhando destaque na literatura está inserida a metodologia dos modelos para dados em painel.

Segundo Hsiao (1986), os modelos para dados em painel oferecem uma série de vantagens em relação aos modelos de dados seccionais ou aos de séries temporais dado controlarem a heterogeneidade dos indivíduos. Como exemplo, tem-se um estudo feito por Hajivassiliou (1987) e Baltagi (1996) em vários países sobre o problema da dívida externa. Sendo certo que cada país possui características específicas (regime político, instituições financeiras, história, etc.) que influenciam a forma como estes se comportam perante os empréstimos contraídos, afectando a variável que se pretende explicar, não são passíveis de ser mensuradas. A omissão destas variáveis nos modelos tradicionais gera resultados enviesados, que o modelo de dados em painel permite controlar. No exemplo referido, o modelo de dados em painel controla as diferenças existentes entre países.

Por outro lado, os dados em painel providenciam uma maior quantidade de informação, maior variabilidade dos dados, menor multicolinearidade entre as variáveis, maior número de graus de liberdade e maior eficiência na estimação. A inclusão da dimensão seccional, num estudo temporal agregado, confere uma maior variabilidade aos dados, na medida em que a utilização de dados agregados resulta em séries mais suaves do que as séries individuais que lhes servem de base. Esse aumento na variabilidade dos dados contribui para a redução da eventual multicolinearidade²⁷ imperfeita existente entre variáveis. A junção dos dados temporais e seccionais traz assim vantagens que se podem resumir da seguinte forma:

- utiliza-se um maior número de observações, assegurando as propriedades assintóticas dos estimadores,
- aumentam os graus de liberdade nas estimações, tornando as inferências estatísticas mais credíveis (testes t e F mais significativos, mais robustos),
- reduz-se o risco de multicolinearidade, uma vez que os dados entre os indivíduos apresentam estruturas diferentes,
- dá acesso a uma maior informação, combinando a informação temporal (ao longo do tempo) com a informação entre indivíduos (unidades económicas diferentes),

- aumenta a eficiência e a estabilidade dos estimadores, aplicando métodos de estimação adequados e testes de hipóteses que permitem uma escolha segura entre estimações diferentes,
- permite introduzir ajustamentos dinâmicos, que no caso da análise cross-section não seriam possíveis.

No entanto, a análise econométrica com dados em painel não está isenta de problemas, nomeadamente:

- como as variáveis são analisadas no tempo, os dados em painel exigem um grande número de observações e, portanto, são mais difíceis de ser implementados (Hsiao, 1986). Esta foi a maior dificuldade sentida na pesquisa para a elaboração deste estudo, já que a informação regulatória é específica de cada país e não está totalmente disponível, ou não o estará num idioma compreensível para a população em geral, o que dificulta a recolha de dados;
- geralmente os dados em painel cobrem um período de tempo pequeno, devido ao alto custo de obtenção de novas informações ou à indisponibilidade das mesmas, pelo que aumenta o risco de se ter amostras incompletas ou com graves problemas de recolha de dados, bem como a importância dos erros de medida;
- se virmos uma população como um conjunto de decisões que se reflectem em diferentes histórias individuais (segundo uma definição de Haavelmo), estas terão que ser representadas como variáveis aleatórias idiossincráticas (i.e., específicas a cada indivíduo) e que certamente estarão correlacionadas não apenas com a variável dependente, mas também com o conjunto das variáveis explicativas, o que causa diversos problemas ao nível da identificação e estimação dos modelos;
- ocorre o chamado enviesamento de heterogeneidade, i.e., o enviesamento resultante de uma má especificação pela não consideração de uma eventual diferenciação dos coeficientes ao longo das unidades seccionais e/ou ao longo do tempo.

A especificação genérica para um modelo de dados em painel é a seguinte:

$$y_{it} = \beta_{1it}x_{1it} + \beta_{2it}x_{2it} + \dots + \beta_{kit}x_{kit} + u_{it} \Leftrightarrow y_{it} = \mathbf{x}'_{it}\boldsymbol{\beta}_{it} + u_{it} ; i = 1, \dots, N \text{ e } t = 1, \dots, T$$

em que $\boldsymbol{\beta}_{it}$ corresponde ao vector ($k \times 1$) de parâmetros desconhecidos relativos ao indivíduo i no momento t e $\mathbf{x}_{it}$ a matriz ($k \times t$) de variáveis explicativas, cuja primeira coluna, no caso do modelo ter termo independente, será integralmente constituída por 1's. O modelo é tão só descritivo, na medida em que diz apenas que o indivíduo i tem uma dada função de reacção específica a cada momento no tempo. Além do mais, o modelo não é estimável pois tem mais coeficientes que observações, pelo que será necessário conferir-lhe uma estrutura. Nesse sentido, pode-se recorrer aos tradicionais três tipos de pressupostos - quanto às variáveis explicativas, os termos de perturbação e a relação estatística destes com aquelas - e ao pressuposto específico aos estudos com dados em painel, quanto à “variabilidade” dos coeficientes.

Num modelo estático, assumimos que as variáveis explicativas são independentes dos termos de perturbação. Já no que toca à questão da heterogeneidade, podemos assumir que esta reside nos coeficientes de regressão (que podem variar no tempo ou de indivíduo para indivíduo) ou na estrutura dos termos de perturbação. A escolha de uma especificação de validade universal é impossível, restando-nos escolher aquela que, face aos dados em concreto e ao tipo de problema em causa, melhor se adequa.

Quando para cada indivíduo i dispomos do mesmo número de dados temporais o painel chama-se balanceado (ou equilibrado), caso contrário será não balanceado. Os métodos de estimação são os mesmos quer no caso dos modelos com dados em painel balanceados quer no caso dos modelos com dados em painel não balanceados. O modelo estudado é não balanceado já que para algumas empresas a informação pretendida não está disponível para todos os anos em estudo.

Podemos, então, conceber três principais especificações, com grau crescente de heterogeneidade (entre indivíduos pois, omitiu-se a heterogeneidade temporal), recorrendo aos seguintes pressupostos suplementares:

5.2.1 Modelo clássico de regressão

Esta especificação mais simples assume que o comportamento é uniforme para todos os indivíduos ao longo do tempo e que todas as observações são homogéneas (i.e., da mesma população), o que é muito restritivo. Este modelo poderá ser especificado da seguinte forma:

a: $\beta_{it} = \beta, \forall i, t$, em que β é $(k \times 1)$;

b: $u_{it} \sim \text{i.i.d.}(0, \sigma^2)$.

O modelo poderá ser estimado pela aplicação do Método de Mínimos Quadrados (OLS - *Ordinary Least Squares*) à amostra longitudinal visto cumprirem-se as hipóteses clássicas do modelo de regressão linear, no que é conhecido como *pooled* OLS. No entanto, ao não dar conta de uma heterogeneidade eventualmente existente, o modelo padecerá de um grave erro de especificação e os enviesamentos serão grandes. Além disso, por ignorar a existência de heterogeneidade nos dados, a aplicação de OLS em *pool* não é verdadeiramente um método de estimação em painel.

Os resultados da estimação pelo modelo clássico de regressão foram obtidos com recurso do software SPSS e estão descritos no sub-capítulo seguinte. No entanto, e por apresentarem as dificuldades acima descritas foi seleccionado um modelo de estimação de dados em painel com efeitos fixos.

5.2.1 Efeitos fixos ou aleatórios?

A resposta a esta questão é fundamental para o modelo de estimação de dados em painel e deve ser procurada na resposta a duas questões (Hsiao, 1992): (1) os objectivos do estudo em questão e (2) o contexto dos dados, a forma como foram recolhidos e a envolvente onde foram gerados.

Assim, se o que se pretende é efectuar inferência relativamente a uma população, a partir de uma amostra aleatória da mesma, os efeitos aleatórios serão a escolha apropriada.

Se se pretende estudar o comportamento de uma unidade individual em concreto, então os efeitos fixos são a escolha óbvia na medida em que é indiferente considerar-se a amostra como aleatória ou não. Em particular, no caso de se estar a estudar um grupo de N países, toda a inferência terá que ser condicional em ordem ao grupo específico sob observação.

Ou seja, na generalidade dos estudos macro econométricos, por ser impossível ver uma amostra de N países como uma selecção aleatória de uma população com dimensão tendencialmente infinita, tanto mais que representará com grande probabilidade a quase totalidade da população em estudo, torna-se evidente que a escolha acertada é a especificação com efeitos fixos, como é defendido em Judson e Owen (1996).

Em termos estatísticos, a selecção de um modelo com efeitos fixos será sempre racional num modelo de dados em painel, já que os resultados obtidos são sempre consistentes, podendo no entanto não ser os mais eficientes (P -values mais baixos).²⁸ A consistência é uma das principais propriedades da amostra, na qual nos aproximamos do verdadeiro valor do parâmetro, à medida que a dimensão da mesma aumenta.

A distinção destes conceitos deverá ser analisada em primeiro lugar em termos teóricos:

1 Modelo de Efeitos Fixos (Análise de Covariância)

Uma forma de conjugar a parcimónia com a heterogeneidade e a interdependência é admitir que os coeficientes β são idênticos para todos os indivíduos, com excepção do termo independente β_i , que é específico a cada indivíduo, mantendo-se a hipótese da homogeneidade das observações. Formalmente:

a: $\beta_{kit} = \beta_k, \forall i, t$, excepto para $k=1$, caso em que $\beta_{1it} = \beta_i$

b: $u_{it} \sim \text{i.i.d.}(0, \sigma^2)$.

Uma forma mais simples de enunciar a especificação é fazer $\beta_{1it} = \beta_1 + \alpha_i$, pelo que o modelo base passa a ser:

$$y_{it} = \alpha_i + \mathbf{x}_{it}'\beta + u_{it}$$

²⁸ http://dss.princeton.edu/online_help/analysis/panel.htm#models

Este modelo é chamado de Análise de Covariância, um caso específico da família de modelos de dados em painel com efeitos fixos, ou modelo de variáveis *dummy* individuais. O modelo é relativamente fácil de estimar, trata as diferenças individuais de forma sistemática e permite que as mesmas sejam testadas.

2. Modelo de Efeitos Aleatórios (Componentes de Variância)

Os efeitos individuais da especificação anterior resultam de uma série de factores individuais, constantes no tempo e não observáveis. Desta forma, talvez seja mais razoável tratá-los como se de termos de perturbação se tratassem, ou seja, especificar os efeitos individuais, não de forma determinística, mas aleatória. A escolha de uma ou outra especificação pode e deve ser procurada nos pressupostos comportamentais de base. Assim se crê que os efeitos individuais resultam de um grande número de factores não aleatórios, a especificação com efeitos fixos é mais lógica. Para amostras de grande dimensão, o número de parâmetros a estimar, com efeitos fixos, pode ser relativamente elevado, pelo que uma especificação que relega as diferenças individuais para uma componente não sistemática, logo, não estimável, parece ser mais apropriada.

Este modelo de componentes de erro introduz a heterogeneidade individual no termo de perturbação que poderá ser dividido em duas partes: uma comum, com média nula e variância σ_u^2 e uma individual, também com média zero, mas com variância σ_a^2 e que se assumem independentes. Formalmente:

a: $\beta_{it} = \beta$, $\forall i, t$, em que β é $(k \times 1)$;

b: $v_{it} = \alpha_i + u_{it}$

Assim, o modelo pode ser visto como um modelo em que o termo independente é aleatório, com $\beta_{it} = \beta + \alpha_i$ e $E(\alpha_i) = 0$.

Quanto à terminologia, é comum entender-se que os modelos com efeitos fixos e com efeitos aleatórios se podem englobar numa mesma classe de modelos de componentes de

erro, em que o primeiro será o caso geral (por não se assumir qualquer distribuição para os efeitos) e o segundo um caso particular, em que se admite uma dada distribuição para a heterogeneidade.

3 Teste de Hausman (efeitos fixos versus efeitos aleatórios)

O teste de Hausman é utilizado para decidir qual dos modelos é o mais apropriado: o modelo de efeitos aleatórios (H_0) ou o modelo de efeitos fixos (H_A). O teste apresenta-se da seguinte forma:

$$H_0 : Cov(a_i, X_{it}) = 0 \quad (\text{efeitos aleatórios, GLS})$$

$$H_A : Cov(a_i, X_{it}) \neq 0 \quad (\text{efeitos fixos, LSDV})$$

Sob a hipótese nula, os estimadores do modelo com efeitos aleatórios (estimação GLS) são consistentes e eficientes. Sob a hipótese alternativa, os estimadores GLS com efeitos aleatórios (e OLS) são não consistentes, mas os estimadores com efeitos fixos são.

A estatística de Hausman utilizada para testar estas hipóteses é a seguinte:

$$H = (\hat{b}_{fe} - \hat{b}_{re})' [Var(\hat{b}_{fe}) - Var(\hat{b}_{re})]^{-1} (\hat{b}_{fe} - \hat{b}_{re}) \sim \chi_k^2$$

$\hat{b}_{fe}$ é o vector dos estimadores do modelo com efeitos fixos

$\hat{b}_{re}$ é o vector dos estimadores do modelo com efeitos aleatórios

$Var(\hat{b}_{fe})$ é a matriz de variâncias-covariâncias dos estimadores $\hat{b}_{fe}$

$Var(\hat{b}_{re})$ é a matriz de variâncias-covariâncias dos estimadores $\hat{b}_{re}$

k é o número de regressores

Critério de selecção:

se $H > \chi_k^2$ rejeitar o modelo com efeitos aleatórios. O modelo com efeitos fixos é, nesse caso, mais apropriado.

O teste de Hausman não nos permite excluir a hipótese nula, no entanto o modelo de efeitos fixos, ao contrário do de efeitos aleatórios, permite correlação arbitrária entre α_i e X_{it} pelo que é considerado uma ferramenta para estimar os efeitos (Wooldridge, 2008). No entanto,

o modelo de efeitos aleatórios tem necessariamente de ser usado em determinadas situações, como é o caso da variável dependente ser constante ao longo do tempo, o que não se verifica na amostra em estudo.

Dada a reduzida dimensão da amostra e empiricamente ser também expectável que a heterogeneidade entre os países esteja no termo independente era esperado que estivéssemos perante um modelo com efeitos fixos. Ao conduzir no programa EViews o teste para validar a existência de efeitos fixos para as amostras estudadas (ver tabelas 3 e 4 em anexo) na variável *cross-section* (países) concluímos que, de facto, estamos perante um modelo de dados em painel com efeitos fixos, o que, conjuntamente com o número reduzido de elementos da amostra, nos permitirá estimar pelo método de mínimos quadrados ordinários (OLS).

O modelo de efeitos fixos pretende controlar os efeitos das variáveis omitidas que variam entre indivíduos e permanecem constantes ao longo do tempo. Para isto, supõe que o intercepto varia de um indivíduo (país) para o outro, mas que é constante ao longo do tempo, ao passo que os parâmetros de resposta são constantes para todos os indivíduos e em todos os períodos de tempo. De acordo com Hill, Griffiths e Judge (1999), as suposições do modelo são:

$$\beta_{0it} = \beta_{0i} \quad \beta_{1it} = \beta_1 \dots \beta_{kit} = \beta_k$$

O modelo de efeitos fixos será, portanto, dado por:

$$y_{it} = \alpha_i + \beta_1 x_{1it} + \dots + \beta_k x_{kit} + e_{it}$$

Neste modelo α_i representa os interceptos a serem estimados, um para cada indivíduo. Como os parâmetros de resposta não variam entre os indivíduos, nem ao longo do tempo, todas as diferenças de comportamento entre os indivíduos deverão ser captadas pelo intercepto. Deste modo, α_i pode ser interpretado como o efeito das variáveis omitidas no modelo.

Outro importante pressuposto do modelo de efeitos fixos é que o intercepto é um parâmetro fixo e desconhecido que capta as diferenças entre indivíduos que estão na amostra. Assim,

as inferências feitas acerca do modelo são somente sobre os indivíduos dos quais se dispõe dados.

Da literatura existente no sector, a adopção de modelos lineares para o tratamento de dados em painel é a mais comum (Duarte, 2008 e Marques, 2000), estando a teoria económica subjacente ao nexo de causalidade entre as variáveis. Adicionalmente não é expectável uma interdependência entre as variáveis explicativas que justifique uma análise observacional em que os dados são modelados por uma função que é uma combinação não-linear de parâmetros do modelo, dependendo de uma ou mais variáveis independentes (ex. $\ln Y = \beta_1 + \beta_2 X_i^{\beta_3} + u_i$). Nos modelos não lineares, os dados são ajustados por algum método de aproximações sucessivas. Deste modo, os resultados apresentados no sub-capítulo seguinte para o tratamento de dados em painel têm como base um modelo linear.

5.3 Análise das séries de dados

As séries de dados referidas no ponto 5.1 foram inicialmente tratadas recorrendo ao modelo de regressão linear, utilizando o software SPSS. Como referido no ponto 5.2 e demonstrado em seguida, este modelo é bastante restritivo para a análise de dados em painel pelo que os resultados apresentados foram estimados usando o modelo de efeitos fixos e o software EViews.

5.3.1 Regressão linear

Numa 1ª análise, as variáveis foram classificadas da seguinte forma:

- Variáveis quantitativas contínuas: investimento (Invest), *debt on equity*, taxa de remuneração do custo com capital (RoR) e parâmetros de eficiência (x);
- Variáveis qualitativas nominais (ou variáveis dicotómicas²⁹): prémio ao investimento (“1”: tem prémio; “0”: não tem prémio, modelo regulatório (“1”: regulação por incentivos; “0”: regulação por “cost of service”)) (variáveis explicativas).

²⁹ Variáveis dummy

Para a amostra recolhida, e dada a realidade relativamente recente da introdução de regulação no sector do gás natural (à excepção, como referido do Reino Unido), o número de observações consideradas válidas para estimar o modelo, isto é, em que para cada ano estava disponível informação para todas as variáveis, era extremamente reduzida (apenas 18 observações), tal como se pode concluir dos resultados apresentados em anexo (tabela 5), no qual se obteve um R^2 de 36% e apenas uma das variáveis (“prémio”) era estatisticamente significativa para um intervalo de confiança de 5%.

Analizados os resultados obtidos, optou-se por transformar a variável dependente “taxa de remuneração do custo do capital” numa variável *dummy* assumindo o valor “1” quando a regulação existe e o activo tem associada uma taxa de remuneração e “0” quando não existe regulação para determinar este parâmetro regulatório.

Relativamente à variável “parâmetros de eficiência”, e dado o reduzido número de dados existentes decidiu-se eliminar a mesma, pelo que permaneceria o modelo de regulação como variável dependente e não o parâmetro propriamente dito.

Com esta nova parametrização, temos um modelo com 183 observações tal como apresentado na tabela 6 em anexo. Dado o valor extremamente reduzido da estatística R^2 (7%) e tendo, para um intervalo de confiança de 5% apenas duas variáveis estatisticamente significativas (taxa de remuneração do custo do capital e modelo de remuneração) conclui-se pela fraca capacidade explicativa do modelo. Em seguida foram aplicados modelos de estimação de dados em painel.

5.3.2 Dados em painel

Para que pudessem ser tratados os dados em painel, e dado que para cada ano, em determinados países a amostra assume mais de um valor, ou seja existem dados para mais do que uma empresa, foi necessário determinar a média do ano para cada uma das variáveis do modelo.

Adicionalmente, e devido à dimensão materialmente diferenciada entre as empresas que operam na actividade de transporte, das que operam na actividade de distribuição houve a

necessidade de separar as duas amostras. Esta diferença está associada não só à escala de cada um dos países mas também ao nível de concentração ou à estrutura de mercado dos mesmos. A título de exemplo, a Alemanha e a Itália caracterizam-se por um número elevado de empresas na actividade de distribuição, com valores de investimento muito inferior quando comparados com os das empresas de transporte, o que faz com que se estejam a obter resultados distorcidos quando juntamos ambas as actividades numa mesma amostra.

Por último foi ainda retirada a variável “modelo regulatório”, já que a sua definição obrigaria a que o número de observações da amostra fosse muito reduzido dado que a experiência regulatória nos países analisados é demasiado recente. A introdução do modelo do tipo *cost of service* ou por incentivos na caracterização do país e dos resultados do modelo estimado será tido em consideração nas conclusões do trabalho. A eliminação desta variável não terá um impacto significativo nas referidas conclusões, já que o modelo está perfeitamente identificado no tempo e associado ao país em análise.

Esta consideração fez com que as variáveis para cada uma das análises fossem distintas, tal como apresentado nos seguintes pontos:

i) Actividade de Transporte:

O modelo de dados em painel com efeitos fixos para a actividade de transporte tem como variável dependente o investimento que será assim explicado por três variáveis: taxa de remuneração do custo com capital, *debt on equity* e prémio ao investimento.

Os resultados obtidos para a estimação de dados em painel são os apresentados em anexo (tabela 7). Como podemos observar pela estatística *F* ($\text{Prob}(F\text{-statistic})=0.0$) o modelo é globalmente significativo, bem como os testes de significância individual, excepto no que diz respeito à variável *debt on equity*.

Perante estes resultados, e atendendo à variabilidade dos dados entre países foi realizado o teste de White para testar a existência de heteroscedasticidade. A heteroscedasticidade ocorre quando o modelo de hipótese matemático apresenta variâncias dos termos de

perturbação que não são iguais, contrariando o postulado do modelo de regressão linear $E(u_i^2) = \sigma^2$, $i=1,2,\dots,n$.

Esta situação é comum em estudos com dados seccionais, isto é, observações de dados sobre unidades económicas de diferentes tamanhos.

A hipótese do modelo clássico de regressão linear, pressupõe que a variância de cada termo de perturbação u_i , condicional aos valores escolhidos das variáveis explicativas, é uma constante igual a σ^2 (homoscedasticidade)

Na amostra em estudo, utilizou-se a correcção de White para obter estimadores consistentes. Assim, os resultados apresentados em anexo (tabela 8) estão corrigidos de tal forma que não haja heteroscedasticidade. Também nestes resultados a variável *debt on equity* não é estatisticamente significativa, apesar de se ter obtido um modelo globalmente significativo.

A distinta dimensão dos países e a existência de heteroscedasticidade faz com que tenhamos ainda de corrigir o peso dos dados de corte transversal para que possamos estimar o modelo de dados em painel com efeitos fixos, obtendo resultados mais robustos. Assim, utilizamos a opção *Cross section weights* do software EViews.

É evidente que a dimensão das empresas varia significativamente. A título de exemplo, o volume de investimentos da maior empresa, que pertence à Alemanha, é cerca de 20 vezes superior a uma das de menor dimensão que pertence à operadora da rede de transporte de Espanha (Enagas). Este fenómeno pode enfraquecer os resultados da amostra pelo que terá de ser efectuada a correcção dos pesos de cada país na amostra (ver tabela 9, em anexo).

Efectuadas as referidas correcções simultaneamente obtemos um modelo estatisticamente significativo, com três variáveis explicativas: taxa de remuneração do custo com capital, *debt on equity* e prémio ao investimento. Em seguida apresenta-se o modelo estimado:

Dependent Variable: INV Method: Panel EGLS (Cross-section weights) Date: 08/10/10 Time: 21:32 Sample: 2000 2009 Periods included: 10 Cross-sections included: 8 Total panel (unbalanced) observations: 64 Linear estimation after one-step weighting matrix White cross-section standard errors & covariance (d.f. corrected)				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.35E+10	4.20E+08	32.07959	0.0000
ROR	6.61E+08	3.62E+08	1.824010	0.0738
D01	8919071.	1362217.	6.547468	0.0000
P	5.74E+09	1.10E+09	5.224875	0.0000
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
Weighted Statistics				
R-squared	0.939748	Mean dependent var	2.28E+10	
Adjusted R-squared	0.928379	S.D. dependent var	2.03E+10	
S.E. of regression	4.84E+09	Sum squared resid	1.24E+21	
F-statistic	82.66338	Durbin-Watson stat	0.800838	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.930794	Mean dependent var	1.67E+10	
Sum squared resid	2.04E+21	Durbin-Watson stat	0.449664	

Tabela 1: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, estimado para a actividade de transporte de gás natural

Fonte: EViews

As respostas de cada variável face ao investimento assumem os seguintes valores:

- taxa de remuneração do custo com capital: nos países em que existe regulação económica (a variável assume o valor “1”) por remuneração do custo com capital verificamos que existe um impacto positivo de (661.000.000€) na variável dependente investimento.
- *debt on equity*: por cada ponto percentual acrescido à alavancagem financeira da empresa é esperado um acréscimo de 8.919.071€ no investimento.
- prémio: a existência de prémios adicionais (a variável assume o valor “1”) ao investimento provoca um acréscimo do mesmo na ordem dos 5.740.000.000€.

Dos dados apresentados podemos concluir que o efeito positivo na variável dependente de um prémio ao investimento é superior face à existência isolada da taxa de remuneração ao investimento.

Os valores estimados dos interceptos nos quais se capta a heterogeneidade do modelo são apresentados em anexo (ver tabela 10). O software EViews apresenta estes valores em termos de desvio do valor médio estimado do intercepto apresentado (constante “c”). Para obter o valor original do modelo com efeitos fixos teremos de adicionar a referida média aos valores apresentados.

ii) Actividade de Distribuição:

O modelo de dados em painel com efeitos fixos para a actividade de distribuição tem como variável dependente o investimento que será assim explicado por duas variáveis: taxa de remuneração do custo com capital e *debt on equity* (ver tabela 11). Dado que na amostra desta actividade, não existia qualquer observação/país com prémio ao investimento, optou-se por retirar esta variável da análise.

Sem qualquer correcção, apenas a taxa de remuneração do custo de capital se mostrou estatisticamente significativa pelo que mais uma vez, a distinta dimensão dos países faz com que tenhamos de corrigir o peso dos dados de corte transversal para que possamos estimar o modelo de dados em painel com efeitos fixos, obtendo resultados mais robustos. Assim, utilizamos a opção *Cross section weights* do software EViews.

Deste modo, obtemos um modelo estatisticamente significativo, com duas variáveis explicativas. Em seguida apresenta-se o modelo estimado:

Dependent Variable: INV Method: Panel EGLS (Cross-section weights) Date: 08/10/10 Time: 21:49 Sample: 2000 2009 Periods included: 10 Cross-sections included: 7 Total panel (unbalanced) observations: 61 Linear estimation after one-step weighting matrix				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	8.19E+09	7.34E+08	11.15641	0.0000
ROR	4.37E+09	1.79E+09	2.443097	0.0180
D01	6092253.	2625433.	2.320475	0.0243
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
Weighted Statistics				
R-squared	0.816911	Mean dependent var	3.31E+10	
Adjusted R-squared	0.788743	S.D. dependent var	5.10E+10	
S.E. of regression	1.21E+10	Sum squared resid	7.57E+21	
F-statistic	29.00177	Durbin-Watson stat	0.903519	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.494651	Mean dependent var	1.05E+10	
Sum squared resid	1.15E+22	Durbin-Watson stat	0.632839	

Tabela 2: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, estimado para a actividade de distribuição de gás natural

Fonte: EViews

As respostas de cada variável face ao investimento assumem os seguintes valores:

- taxa de remuneração do custo com capital: nos países em que existe regulação económica por remuneração do custo com capital (a variável assume o valor “1”) verificamos que existe um impacto positivo de (4.370.000.000€) na variável dependente investimento.
- *debt on equity*: por cada ponto percentual acrescido à alavancagem financeira da empresa é esperado um acréscimo de 6.092.253€ no investimento.

Os valores estimados dos interceptos nos quais se capta a heterogeneidade do modelo são apresentados em anexo (ver tabela 12).

6. Conclusão

A realização deste trabalho assumiu como principal objectivo a análise das diferentes experiências de regulação aplicadas às estruturas de gás natural, em particular no que compete às actividades de transporte e distribuição, recorrendo a evidência empírica e à análise de dados em painel.

Tratando-se de uma dissertação do Mestrado em Economia da Faculdade de Economia do Porto a componente teórica do enquadramento e modo de funcionamento do sector, bem como a revisão bibliográfica dos conceitos e modelos económicos associados à regulação do sector desempenharam um papel estruturante no trabalho.

Contudo, e num contexto de mudança de paradigma da indústria de gás natural é ainda objectivo da presente dissertação dar resposta a duas questões fundamentais:

- a partir da evidência empírica da regulação do sector de gás natural, quais as principais conclusões que podemos retirar dos modelos aplicados, no que compete aos incentivos aos investimentos por parte das empresas?
- dada a experiência actual e perspectivas de evolução do sector, qual o modelo regulatório mais adequado ao caso português?

Da análise da literatura relativa à reestruturação dos mercados de *utilities*, assistiu-se na Europa a um processo de liberalização e de privatização das empresas de gás natural, à semelhança do ocorrido no sector da electricidade, que parte do pressuposto que o controlo governamental não compensa os custos de menor eficiência, interferência política e flexibilidade limitada, associada a um elevado poder de mercado dos incumbentes históricos. O facto de existirem segmentos não competitivos (as denominadas indústrias de rede) e a existência de falhas de mercado tornam necessária a existência de regulação eficiente.

Num primeiro momento, e analogamente ao sector da electricidade pela sua maior maturidade, a revisão da literatura conduz-nos a uma tendência no sentido da evolução para a regulação por incentivos como o modelo a ser adoptado pelas entidades reguladoras que

permite atingir todos os objectivos, nomeadamente o investimento e a segurança de fornecimento.

A evolução do gás natural na Europa tem na sua génese as Directivas Europeias, sendo o 3º pacote de energia o mais recente passo para a constituição de um mercado integrado de energia que deverá assentar nos seguintes pilares: separar de forma efectiva as actividades de rede (transporte e distribuição) das actividades potencialmente competitivas (produção e comercialização); melhorar o funcionamento dos mercados internos de electricidade e gás; e implementar medidas para reforçar a segurança de abastecimento. No entanto, e através da descrição de alguns estudos de caso europeus concluímos que a existência de um mercado único de energia europeu ainda está longe de ser uma realidade.

Para dar resposta às questões apresentadas, foi ainda desenvolvida uma modelização de dados em painel com efeitos fixos aplicada aos parâmetros regulatórios de nove países europeus, com o objectivo de analisar o impacto dos mesmos na evolução do investimento realizado pelas empresas reguladas de transporte e distribuição.

O modelo de análise de dados em painel implementado permite aferir a existência de um impacto significativo (positivo) no investimento das empresas reguladas, em países em que predomina o modelo de regulação por “custo do serviço”. A evidência empírica permite ainda concluir que este efeito é reforçado pela existência de prémios sobre investimentos adicionais, tal como se verificou para a actividade de transporte de gás natural estudada.

Dada a experiência actual e as perspectivas de evolução do sector, das quais se destaca o *Project Discovery* promovido pela OFGEM, entidade reguladora de referência, podemos concluir que existe uma mudança de paradigma do modelo de regulação no sentido da adopção de uma vertente mais tradicional que garanta a segurança de abastecimento, dada a evolução da procura prevista para o sector.

Deste modo, o regulador português³⁰ deverá aferir de forma cuidada a análise da procura de gás natural prevista, já que esta tem incidência na definição dos parâmetros regulatórios para o cálculo dos preços das várias tarifas, que permitem às empresas recuperar os seus proveitos permitidos, dos quais o custo com capital será a variável mais preponderante. Assim, o resultado da análise da procura deve estabelecer um balanço de energia que determine a utilização racional das diversas infra-estruturas do sistema de gás natural, proporcionando às empresas o sinal económico adequado para que estas conduzam os investimentos que permitam garantir a segurança de abastecimento.

Trabalhos futuros sobre a regulação económica do gás natural deverão passar por um aprofundamento e uniformização da evidência empírica do sector do gás natural, já que a indisponibilidade de informação foi uma das maiores dificuldades sentidas ao longo deste trabalho. Esta informação é fundamental para a definição de modelos transparentes por parte das entidades reguladoras e para a medição adequada dos efeitos dos mesmos nos consumidores, em particular nas tarifas reguladas.

Adicionalmente, será ainda de referir a possibilidade de estudar o impacto da implementação do 3º Pacote de Energia na estrutura de mercado do gás natural e em que medida o poder de mercado das empresas contribui para o desenvolvimento de um mercado europeu de energia plenamente integrado.

³⁰ ERSE

Bibliografia

Arango, Juan D. (2000), “Analysis of optimal tariff schedules in natural gas transportation under open access”, *Revista de Economia de la Universidad del Rosario*, Vol. III, Septiembre 2000, Pp. 93-138

Australian Government Treasury (2008), “Price Regulation of Utilities”, No. 194
Brakman, Steven et al (2009), “Market liberalization in the European natural gas market: the importance of capacity constraints and efficiency differences”, *Utrecht School of Economics Working Papers*, No. 09-15

Cavaliere, Alberto (2003), “Competition in the natural gas industry: European liberalisation issues and regulatory reform in Italy”, *Oxford Institute for Energy Studies*, NG 20

CNE (2009), “Información básica de los sectores de la energía”

Coelli, Tim e Lawrence, Denis (2006), “Performance Measurement and Regulation of Network Utilities”, *Edward Elgar*

Comissão das Comunidades Europeias (2008), “Relatório sobre os progressos realizados na criação do mercado interno do gás e da electricidade”

Commission of the European Communities (2006), “Prospects for the internal gas and electricity market – Implementation report”

Correljé, Aad et al (2006), “The Gas market, transaction costs and efficient regulation”, *Delft University of Technology (TUD)*

Cossent, Rafael et al (2009), “Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective”, Energy Policy Journal, Vol.37, Issue 3, Pp. 1145-1155

Crew, Michael (2002), “Regulatory economics: twenty years of progress”, Journal of Regulatory Economics by Springer, Vol. 21, Issue 1, Pp. 5-22

De Fraja, Gianni e Iozzi, Alberto (2000), “Short term and long term effects of price cap regulation”, Department of Economics, University of York Discussion Papers, No. 00/61

Duarte, Patrícia Cristina et al (2008), “Modelos econométricos para dados em painel: aspectos teóricos e exemplos de aplicação à pesquisa e contabilidade e finanças”, Congresso Universidade S. Paulo

Égert, Balázs (2009), “Infrastructure investment in network industries: the role of incentive regulation and regulatory independence”, OCDE, Economics Department Working Papers, No. 688

EIA (2009), “International energy outlook 2009”

ERSE (2007), “Caracterização do sector do Gás Natural em Portugal”, Publicação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Fluxys – Annual Financial Report 2009, 2008, 2007, 2006, 2005, 2004, 2003, 2002, 2001

Galp Energia – Relatório e Contas 2009, 2008, 2007, 2006

Greene, William H. (2003), “Econometrics Analysis”, Prentice Hall

Griffiths, William E. (2008), “Using EViews for Principles of Econometrics”, Wiley

Growitsch, Christian e Stronzik, Marcus (2008), “Ownership unbundling of gas transmission networks – Theoretical background and empirical evidence”, First annual conference of the journal Competition and Regulation in Network Industries

GRTgaz – Annual Report 2008, 2007, 2005, 2006

Grupo REN - Relatório e Contas 2009, 2008, 2007, 2006, 2005

Hancher, Leigh et al (2010), “Manufacturing the EU energy markets: the current dynamics of regulatory practice”, European University Institute, Robert Schuman Centre of Advanced Studies (RSCAS) Working Papers), No. 2010/01

Haney, A. Brophy e Pollit, Michael G. (2009), “Efficiency analysis of energy networks: an international survey of regulators”, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0926

Hawdon, David et al (2007), “Optimal sliding scale regulation: an application to regional electricity distribution in England and Wales”, University of Surrey, Department of Economics, Centre for Economic Policy Research (CEPR) Discussion Paper, No. 4934

Hawdon, David (2003), “Efficiency, performance and regulation of the international gas industry—a bootstrap DEA approach”, Energy policy journal by Elsevier, Vol. 31, Issue 11, Pp. 1167-1178

Hirschhausen, Christian (2006), “Infrastructure, regulation, investment and security of supply: a case study of the restructured US natural gas market”, DIW Berlin, published in Utilities Policy, Vol. 16, Issue 1, Pp. 1-10

J. Church e R. Ware (2000), “Industrial Organization - A Strategic Approach”, Cpts. 24, 25 e 26, McGraw Hill

Jamasb, T. et al (2008), “Productivity and efficiency of US gas transmission companies: A European regulatory perspective”, Cambridge Working Papers in Economics, Working Paper No. 0812

Jamasb, Tooraj et al (2005), “Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization & integration”, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Center for Energy and Environmental Policy Research Working Papers, No. 0503

Jamasb, Tooraj et al (2003), “Strategic behaviour under regulation benchmarking”, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0312

Joskow, Paul L. (2008), “Incentive regulation and its application to electricity networks”, Review of Network Economics, Vol.7, Issue 4, Pp. 547-560

Joskow, Paul L. (2005), “Regulation of natural monopolies”, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Center for Energy and Environmental Policy Research Working Papers, No. 0508

Joskow, Paul L. (2004), “Regulation and deregulation after 25 Years: lessons learned for research in industrial organization”, in Review of Industrial Organization Journal by Springer, Vol. 26, Issue 2, Pp. 169-193

KEMA (2009), “Study on methodologies for gas transmission network tariffs and gas balancing fees in Europe”

Klop, Manuel (2009), “Charting the gaps: EU regulation of gas transmission tariffs in the Netherlands and the UK”, Oxford Institute for Energy Studies, NG26

KPMG, 3rd Energy Package of the EU and its practical implications (2009)

Leprich, Uwe (2007), “Key issues for the further liberalization process of the European energy markets”

M. Crew e D. Parker (eds) (2006), “International Handbook on Economic Regulation”, Cpts. 1 e 2, Edward Elgar

Makholm, Jeff D. (2007), “Seeking competition and supply in natural gas. The US experience and European challenge”, European Regulation Forum on Supply Activities, Working Paper No. 12

Maroco, João (2007), “Análise estatística com utilização do SPSS”, Edições Sílabo

Marques, Luís David (2000), “Modelos Dinâmicos com dados em painel: revisão de literatura”, CEMPRE Working Paper 100

Marques, Vítor (2003), “Poder de mercado e regulação nas indústrias de rede”, GEPE (actual GEE - Gabinete de Estratégia e Estudos) do Ministério da Economia

Muthuraman, Kumar et al (2006), “Regulation of natural gas distribution using policy benchmarks”, Operations Research, Vol. 56, No. 5, pp. 1131-1145

Newbery, David M. (2002), “Regulatory challenges to european electricity liberalisation”, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0230

Northern Gas Networks Holdings Limited - Annual Report and accounts 2008, 2007, 2006, 2005

N.V. Nederlandse Gasunie - 2008, 2007, 2006, 2005, 2004

OCDE (2007), “Energy Security and Competition Policy”

OCDE (2002), “Regulatory reform in gas and electricity and the professions”

OFGEM (2007), “Introduction to gas market liquidity”

Okogu, Bright E. (2002), “Issues in global natural gas: a primer and analysis”, IMF (International Monetary Fund) Working Paper, WP/02/40

OMV Gas GmbH – Annual Report 2009, 2008, 2007, 2006, 2005, 2004, 2003, 2002, 2001

Pelletier, C. et al (2009), “A risk analysis for gas transport network planning expansion under regulatory uncertainty in Western Europe”, Energy Policy Journal, Vol. 37, Issue 2, pp. 721-732

Pestana, M. Helena e al (2003), “Análise de dados para ciências sociais – A complementaridade do SPSS”, Edições Sílabo

Pollit, Michael G. (2008), “The future of electricity (and gas) regulation”, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0819

Politt, Michael (2007), “Liberalisation and regulation in electricity systems: how can we get the balance right?”, Faculty of Economics, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics, No. 0753

Pollit, Michael (2007), “The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks”, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0737

Pollit, Michael et al (2007), “Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain”, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0709

Portgás S.A. - Relatório e Contas 2009, 2008, 2007, 2006, 2005, 2004, 2003, 2002, 2001

Robinson, Colin (2001), “Regulating Utilities: New issues, new solutions”, Edward Elgar

Roques, Fabien A. et al (2006), “Price cap regulation and investment incentives under demand uncertainty”, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0636

Santos, Vítor (2008), “A regulação do sector energético em Portugal: balanços e novos desafios”, Publicação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Spanjer, Aldo R (2009), “Regulatory intervention on the dynamic European gas market--neoclassical economics or transaction cost economics?”, Energy Policy Journal, Vol. 37, Issue 8, pp. 3250-3258

Viljainen, Satu (2005), “Regulation design in the electricity distribution sector – theory and practice”, Dissertation, Lappeenranta University of Technology, Lappeenranta, Finland

W. Kip Viscusi, J. Harrington e J. Vernon (2005), “Economics of Regulation and Antitrust” - 4ªEd, The MIT Press; Cpts. 1, 10, 11

Wolak, Frank A. (1999), “Price cap regulation and its use in newly privatized industries”, Stanford University

Wooldridge, Jeffrey M. (2008), “Introductory econometrics: a modern approach”, South-western cengage learning

Yu, William et al (2007), “Incorporating the price of quality in efficiency analysis: the case of electricity distribution regulation in the UK”, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper, No. 0736

DATASTREAM - Thomson & Financial

www.cne.es

www.erse.pt

<http://www.e-control.at>

<http://www.creg.be>

<http://www.dera.dk>

<http://www.cre.fr>

<http://www.bundesnetzagentur.de>

<http://www.autorita.energia.it>

<http://www.ei.se>

<http://www.nve.no>

<http://www.dte.nl>

<http://www.ofgem.gov.uk>

Anexos

Redundant Fixed Effects Tests				
Equation: Untitled				
Test cross-section fixed effects				
Effects Test	Statistic	d.f.	Prob.	
Cross-section F	102.809814	(7,53)	0.0000	
Cross-section Chi-square	171.491741	7	0.0000	
Cross-section fixed effects test equation:				
Dependent Variable: INV				
Method: Panel Least Squares				
Date: 08/10/10 Time: 21:42				
Sample: 2000 2009				
Periods included: 10				
Cross-sections included: 8				
Total panel (unbalanced) observations: 64				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.31E+10	4.02E+09	3.262352	0.0018
ROR	-4.27E+09	6.54E+09	-0.652819	0.5164
D01	12140429	12375854	0.980977	0.3305
P	1.44E+10	7.15E+09	2.021860	0.0477
R-squared	0.068119	Mean dependent var	1.67E+10	
Adjusted R-squared	0.021525	S.D. dependent var	2.16E+10	
S.E. of regression	2.14E+10	Akaike info criterion	50.47265	
Sum squared resid	2.75E+22	Schwarz criterion	50.60758	
Log likelihood	-1611.125	Hannan-Quinn criter.	50.52581	
F-statistic	1.461977	Durbin-Watson stat	0.050592	
Prob(F-statistic)	0.233955			

Tabela 3: Teste de efeitos fixos para a actividade de transporte de gás natural

Fonte: EViews

Redundant Fixed Effects Tests				
Equation: Untitled				
Test cross-section fixed effects				
Effects Test	Statistic	d.f.	Prob.	
Cross-section F	6.690107	(6,52)	0.0000	
Cross-section Chi-square	34.896417	6	0.0000	
Cross-section fixed effects test equation:				
Dependent Variable: INV				
Method: Panel Least Squares				
Date: 08/10/10 Time: 21:53				
Sample: 2000 2009				
Periods included: 10				
Cross-sections included: 7				
Total panel (unbalanced) observations: 61				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	7.30E+09	3.41E+09	2.139912	0.0366
ROR	1.43E+10	5.04E+09	2.835426	0.0063
D01	-11229024	11956833	-0.939130	0.3516
R-squared	0.145942	Mean dependent var	1.05E+10	
Adjusted R-squared	0.116492	S.D. dependent var	1.94E+10	
S.E. of regression	1.83E+10	Akaike info criterion	50.14254	
Sum squared resid	1.94E+22	Schwarz criterion	50.24635	
Log likelihood	-1526.347	Hannan-Quinn criter.	50.18323	
F-statistic	4.955557	Durbin-Watson stat	0.444293	
Prob(F-statistic)	0.010307			

Tabela 4: Teste de efeitos fixos para a actividade de distribuição de gás natural

Fonte: EViews

Descriptive Statistics

	Mean	Std. Deviation	N
Invest	2,48E10	3,064E10	18
RoR	6,7856	,54471	18
X	-1,6278	,85719	18
TOTAL DEBT % COMMON EQUITY	380,9450	387,09104	18
Premio	,22	,428	18
TRegul	,44	,511	18

Model Summary

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,605 ^a	,366	,101	2,905E10

a. Predictors: (Constant), TRegul, X, Premio, TOTAL DEBT % COMMON EQUITY, RoR

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	RoR	-4,093E10	2,583E10	-,727	-1,584	,139
	X	9,977E8	1,343E10	,028	,074	,942
	TOTAL DEBT % COMMON EQUITY	-1,213E7	2,882E7	-,153	-,421	,681
	Premio	-4,914E10	2,371E10	-,686	-2,072	,060
	TRegul	-4,380E10	3,955E10	-,731	-1,108	,290

a. Dependent Variable: Invest

Tabela 5: Modelo de regressão linear original, com 18 observações

Fonte: SPSS

Descriptive Statistics

	Mean	Std. Deviation	N
Invest	1,12E10	1,986E10	183

	Mean	Std. Deviation	N
RoR	,34	,475	183
TOTAL DEBT % COMMON EQUITY	126,0154	197,67063	183
Premio	,04	,205	183
ModRegula	,83	,376	183

Model Summary

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate
1	,301 ^a	,091	,070	1,915E10

a. Predictors: (Constant), ModRegula, RoR, TOTAL DEBT % COMMON EQUITY, Premio

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-6,915E8	3,824E9		-,181	,857
	RoR	8,778E9	3,068E9	,210	2,861	,005
	TOTAL DEBT % COMMON EQUITY	9779376,047	7325883,889	,097	1,335	,184
	Premio	1,755E9	7,149E9	,018	,245	,806
	ModRegula	9,191E9	3,902E9	,174	2,355	,020

a. Dependent Variable: Invest

Tabela 6: Modelo de regressão linear adaptado, com 183 observações

Fonte: SPSS

Dependent Variable: INV Method: Panel Least Squares Date: 08/06/10 Time: 17:28 Sample: 2000 2009 Periods included: 10 Cross-sections included: 8 Total panel (unbalanced) observations: 64				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.20E+10	1.29E+09	9.284266	0.0000
ROR	4.88E+09	2.70E+09	1.804913	0.0768
D01	4732914.	4893984.	0.967088	0.3379
P	5.72E+09	2.98E+09	1.922879	0.0599
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
R-squared	0.936079	Mean dependent var	1.67E+10	
Adjusted R-squared	0.924019	S.D. dependent var	2.16E+10	
S.E. of regression	5.97E+09	Akaike info criterion	48.01184	
Sum squared resid	1.89E+21	Schwarz criterion	48.38290	
Log likelihood	-1525.379	Hannan-Quinn criter.	48.15802	
F-statistic	77.61499	Durbin-Watson stat	0.592166	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Tabela 7: Modelo de dados em painel com efeitos fixos estimado para a actividade de transporte de gás natural, sem correcções

Fonte: EViews

Dependent Variable: INV Method: Panel Least Squares Date: 08/10/10 Time: 21:31 Sample: 2000 2009 Periods included: 10 Cross-sections included: 8 Total panel (unbalanced) observations: 64 White cross-section standard errors & covariance (d.f. corrected)				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.20E+10	1.75E+09	6.866673	0.0000
ROR	4.88E+09	1.94E+09	2.517077	0.0149
D01	4732914.	4013613.	1.179215	0.2436
P	5.72E+09	1.62E+09	3.524979	0.0009
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
R-squared	0.936079	Mean dependent var	1.67E+10	
Adjusted R-squared	0.924019	S.D. dependent var	2.16E+10	
S.E. of regression	5.97E+09	Akaike info criterion	48.01184	
Sum squared resid	1.89E+21	Schwarz criterion	48.38290	
Log likelihood	-1525.379	Hannan-Quinn criter.	48.15802	
F-statistic	77.61499	Durbin-Watson stat	0.592166	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Tabela 8: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, com correcção de White, estimado para a actividade de transporte de gás natural

Fonte: EViews

Dependent Variable: INV Method: Panel EGLS (Cross-section weights) Date: 08/10/10 Time: 21:31 Sample: 2000 2009 Periods included: 10 Cross-sections included: 8 Total panel (unbalanced) observations: 64 Linear estimation after one-step weighting matrix				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.35E+10	5.13E+08	26.21720	0.0000
ROR	6.61E+08	8.62E+08	0.766689	0.4467
D01	8919071.	1925398.	4.632326	0.0000
P	5.74E+09	1.26E+09	4.555766	0.0000
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
Weighted Statistics				
R-squared	0.939748	Mean dependent var	2.28E+10	
Adjusted R-squared	0.928379	S.D. dependent var	2.03E+10	
S.E. of regression	4.84E+09	Sum squared resid	1.24E+21	
F-statistic	82.66338	Durbin-Watson stat	0.800838	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.930794	Mean dependent var	1.67E+10	
Sum squared resid	2.04E+21	Durbin-Watson stat	0.449664	

Tabela 9: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, com correcção do peso das variáveis de corte transversal, estimado para a actividade de transporte de gás natural

Fonte: EViews

Cross-section Fixed Effects

	PAIS	Effect
1	AU	-7.57E+09
2	BE	-1.26E+10
3	GE	4.59E+10
4	HOL	-1.43E+10
5	IT	-6.67E+09
6	PT	-1.49E+10
7	SP	-1.17E+10
8	UK	-5.22E+08

Tabela 10: Interseptos para o modelo de dados em painel com efeitos fixos corrigido, estimado para a actividade de transporte de gás natural

Fonte: EViews

Dependent Variable: INV Method: Panel Least Squares Date: 08/06/10 Time: 17:53 Sample: 2000 2009 Periods included: 10 Cross-sections included: 7 Total panel (unbalanced) observations: 61					
Variable		Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C		4.67E+09	3.37E+09	1.385196	0.1719
ROR		1.20E+10	4.83E+09	2.484593	0.0162
D01		13551037	14663097	0.924159	0.3597
Effects Specification					
Cross-section fixed (dummy variables)					
R-squared	0.518009	Mean dependent var	1.05E+10		
Adjusted R-squared	0.443856	S.D. dependent var	1.94E+10		
S.E. of regression	1.45E+10	Akaike info criterion	49.76719		
Sum squared resid	1.09E+22	Schwarz criterion	50.07863		
Log likelihood	-1508.899	Hannan-Quinn criter.	49.88924		
F-statistic	6.985719	Durbin-Watson stat	0.721658		
Prob(F-statistic)	0.000003				

Tabela 11: Modelo de dados em painel com efeitos fixos, estimado para a actividade de distribuição de gás natural, sem correcções

Fonte: EViews

Cross-section Fixed Effects

	PAIS	Effect
1	AU	-7.37E+09
2	FR	2.71E+10
3	GE	4.72E+08
4	IT	-8.01E+09
5	PT	-1.22E+10
6	SP	1.55E+09
7	UK	-1.20E+10

Tabela 12: Intersectos para o modelo de dados em painel com efeitos fixos corrigido, estimado para a actividade de distribuição de gás natural

Fonte: EViews