

**DEFINIÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA PARA A  
ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL  
PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO DOS ANOS GÁS  
DE 2010-2011 A 2012 -2013**

Junho 2010

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>METODOLOGIA DE BENCHMARK .....</b>	<b>5</b>
2.1	Contexto da aplicação .....	5
2.2	Objectivos do <i>benchmark</i> : Eficiência na afectação dos recursos, Eficiência à Escala e Eficiência Técnica .....	6
2.3	Metodologias empregues e condições de aplicação .....	8
2.3.1	Comparação dos diferentes métodos de fronteira de eficiência.....	9
2.4	Tratamento dos resultados do benchmarking.....	11
2.5	Exemplos de aplicação do <i>benchmarking</i> na distribuição de gás natural.....	14
<b>3</b>	<b>DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS .....</b>	<b>19</b>
<b>4</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL .....</b>	<b>25</b>
4.1	Caracterização da Distribuição de Gás natural em 2008.....	26
4.1.1	Relação entre indicadores de desempenho e factores característicos das áreas de concessão e de licenciamento .....	36
4.2	Análise dinâmica do desempenho das empresas desde o início da distribuição de Gás Natural.....	44
4.3	Análises complementares.....	58
<b>5</b>	<b>DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA.....</b>	<b>63</b>
5.1	Análise dinâmica até 2007 .....	63
5.1.1	Estatística descritiva e correlação.....	63
5.1.2	Estacionariedade e co-integração.....	69
5.1.3	Definição dos modelos .....	69
5.1.3.1	Forma funcional.....	71
5.1.3.2	Dados em painel.....	75
5.2	Análise Estática .....	77
5.2.1	Estatísticas descritivas .....	77
5.2.2	DEA.....	81
5.3	Definição dos factores de eficiência.....	90
<b>6</b>	<b>DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS.....</b>	<b>93</b>
6.1	Base de custos de aplicação do factor .....	94
6.2	Evolução dos custos de exploração.....	95
<b>ANEXOS .....</b>	<b>101</b>	
I.	Métodos de definição de eficiência .....	103
II.	Artigos científicos.....	109
III.	Questões relacionadas com a análise das séries até 2007.....	111

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Métodos de análise de eficiência.....	8
Figura 2-2 – Comparação das diferentes metodologias de definição de fronteira eficiente.....	11
Figura 2-3 – Aplicação do <i>Yardstick competition</i> .....	12
Figura 2-4 – Aplicação de meta de eficiência .....	13
Figura 2-5 - Partilha de ganhos e perdas entre consumidores e empresas.....	13
Figura 2-6 – Redução de ineficiência na distribuição de gás natural .....	15
Figura 2-7 - Redução de ineficiência na distribuição de electricidade.....	16
Figura 4-1 - Área de concessão, estrutura dos pontos de abastecimento e gás natural distribuído em 2008.....	27
Figura 4-2 – Procura de gás natural nos principais países europeus em 2007.....	29
Figura 4-3 – Indicadores por empresa distribuidora em 2008 .....	31
Figura 4-4 – Saturação das redes e densidade das áreas das concessões/licenças em 2008.....	32
Figura 4-5 - VAB da indústria estimado <i>per capita</i> e GN distribuído por ponto de abastecimento .....	33
Figura 4-6 – Indicadores de desempenho em 2008 .....	35
Figura 4-7 – Saturação das redes e custos de exploração por ponto de abastecimento em 2008.....	37
Figura 4-8 - Saturação das redes e custos de exploração por volume de GN distribuído 2008 .....	38
Figura 4-9 - Saturação das redes e custos de exploração por quilómetro de rede em 2008.....	39
Figura 4-10 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por quilómetro de rede em 2008.....	40
Figura 4-11 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por volume de GN distribuído em 2008.....	40
Figura 4-12 – Tempo de actividade operacional e custos de exploração por pontos de abastecimento em 2008 .....	41
Figura 4-13 – Tempo de actividade operacional e custos de exploração por quilómetro de rede em 2008.....	42
Figura 4-14 – Tempo de actividade operacional e custos de exploração por volume de GN distribuído em 2008 .....	42
Figura 4-15 – Percentagem do activo amortizado e custos de exploração por ponto de abastecimento em 2008 .....	43
Figura 4-16 - Peso da amortização acumulada no total do equipamento em redes .....	45
Figura 4-17 – Evolução do n.º de efectivos.....	46
Figura 4-18 – Evolução das vendas de GN e propano .....	47
Figura 4-19 – Taxa de crescimento anual das vendas de GN e propano .....	48
Figura 4-20 – Quotas do mercado de GN e de propano por empresa distribuidora.....	48
Figura 4-21 – Evolução da extensão da rede (primária e secundária).....	49
Figura 4-22 – Evolução do n.º de clientes (GN e propano) .....	50
Figura 4-23 – Taxa anual de crescimento do número de clientes .....	51
Figura 4-24 – Saturação da rede .....	52
Figura 4-25 – Consumo de GN e Propano por cliente.....	53

---

Figura 4-26 – Custos de exploração líquidos, a preços constantes de 2008 .....	54
Figura 4-27 – Custos de exploração líquidos por unidade vendida .....	55
Figura 4-28 – Custos de exploração líquidos por km de rede .....	56
Figura 4-29 – Custos de exploração líquidos por cliente .....	57
Figura 4-30 – Evolução dos custos de exploração de 2007 a 2008 (preços constantes de 2008) .....	58
Figura 4-31 – Tempo de actividade operacional em 2007 e taxa de crescimento das vendas 2005-2007.....	60
Figura 4-32 – Tempo de actividade operacional em 2007 e taxa de crescimento do número de clientes 2005-2007 .....	61
Figura 4-33 – Tempo de actividade operacional em 2008 e taxa de crescimento dos quilómetros de rede entre 2005-2008 .....	62
Figura 5-1 – Gráficos de dispersão Concessionadas e Licenciadas (dados 2005 a 2007).....	71
Figura 5-2 – Custos de exploração por pontos de abastecimento no ano gás 2008-2009 e em 2008.....	80
Figura 5-3 – Custos de exploração por gás natural distribuído no ano gás 2008-2009 e em 2008 .....	80
Figura 6-1 – Parâmetros a definir com a aplicação desta metodologia .....	93
Figura 6-2 – Resultados comparados dos modelos derivados do OLS.....	108

---

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Vantagens e desvantagens dos métodos paramétricos e não paramétricos.....	10
Quadro 2-2 – Benchmarking no sector do gás natural .....	15
Quadro 4-1 – Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN.....	26
Quadro 4-2 – Dados operacionais em 2008 .....	28
Quadro 4-3- Dados operacionais nas principais empresas espanholas, em 2008.....	28
Quadro 4-4 – Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2008.....	30
Quadro 4-5 – Coeficiente de correlação, factores externos e indicadores operacionais .....	32
Quadro 4-6 – Indicadores de desempenho em 2008.....	34
Quadro 4-7 – Coeficiente de correlação entre indicadores de desempenho e operacionais .....	36
Quadro 4-8 – Custos de exploração em 2007 e em 2008 por empresa (preços constantes de 2008).....	59
Quadro 4-9 – Correlação entre a maturidade e a taxa de crescimento da actividade .....	60
Quadro 5-1 – Correlação entre as variáveis independentes.....	64
Quadro 5-2 – Estatística descritiva das variáveis (conjunto das empresas) .....	65
Quadro 5-3 – Estatística descritiva das variáveis (concessionadas).....	66
Quadro 5-4 – Estatística descritiva das variáveis (licenciadas).....	67
Quadro 5-5 – Estatística descritiva das variáveis (quatro maiores distribuidoras) .....	68
Quadro 5-6 – Estatística descritiva das variáveis (Beiragás e Tagusgás).....	69
Quadro 5-7 – Teste à forma funcional – função linear .....	72
Quadro 5-8 – Teste à forma funcional – função logaritmo.....	74
Quadro 5-9 – Resultados da análise em painel .....	76
Quadro 5-10- Estatística descritiva das variáveis, dados 2008 .....	78
Quadro 5-11- Estatística descritiva das variáveis, dados ano gás 2008-2009 .....	79
Quadro 5-12 – Aplicação do DEA – Rendimentos constantes à escala.....	82
Quadro 5-13 – Aplicação do DEA - Rendimentos constantes à escala – sem Paxgás.....	82
Quadro 5-14 – Aplicação do DEA – Análise do efeito escala .....	83
Quadro 5-15 – Aplicação do DEA – rendimentos variáveis à escala .....	84
Quadro 5-16 – Aplicação do DEA _ rendimentos variáveis à escala - sem Paxgás .....	84
Quadro 5-17 – Estatísticas <i>t</i> dos resultados do DEA e dos factores exógenos .....	85
Quadro 5-18 – Estatísticas <i>t</i> dos resultados do DEA e dos factores exógenos – sem Paxgás .....	86
Quadro 5-19 – Densidade populacional das áreas de concessão e de licença .....	86
Quadro 5-20 – Aplicação do DEA – Rendimentos constantes à escala - sem Paxgás.....	87
Quadro 5-21 – Aplicação do DEA – Análise do efeito escala.....	88
Quadro 5-22 – Aplicação do DEA – rendimentos variáveis à escala – sem Paxgás .....	89
Quadro 5-23 – Estatísticas <i>t</i> dos resultados do DEA e dos factores exógenos – sem Paxgás .....	89
Quadro 5-24 – Factores de eficiência em base anual .....	91

*DEFINIÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA PARA A ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA O PERÍODO DE  
REGULAÇÃO DOS ANOS GÁS DE 2010-2011 A 2012 -2013*

*ÍNDICE*

---

Quadro 6-1 – Componente dos custos que varia directamente com o nível de actividade.....	96
Quadro 6-2 – Factor de escala em base anual.....	97
Quadro 6-3 – Factores X em base anual.....	99
Quadro 6-4 – Valor das componentes fixas e variáveis para o 1º ano do período de regulação.....	100





## 1 SUMÁRIO EXECUTIVO

O sector do gás natural é um sector em pleno desenvolvimento, com uma história de menos de duas décadas no território nacional.

Numa primeira fase, as empresas de distribuição de gás natural tinham a sua actividade enquadrada económica e financeiramente pelo definido tanto nos contratos de concessão atribuídos a seis empresas, como nas licenças de distribuição em regiões não abrangidas pela concessão de distribuição regional, neste caso atribuídas a cinco empresas.

A regulação económica deste sector pela ERSE surgiu posteriormente às alterações estruturais na organização do mesmo, que visou, entre outros motivos, a introdução de um quadro competitivo. Recorda-se que até 2006 o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito à escolha do fornecedor. O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no seguimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis. Assim, apenas a partir de 1 de Janeiro de 2008 as distribuidoras de gás natural separaram as suas actividades de distribuição e de comercialização de gás natural. As empresas efectuaram a separação das actividades anteriormente referidas em termos contabilísticos e organizativos.

No que diz respeito às sociedades concessionárias de distribuição regional ou titulares de licenças de distribuição local com mais de 100 000 clientes, a partir de 1 de Janeiro de 2008, passaram a exercer a actividade de Comercialização através de sociedades juridicamente autónomas, criadas em Julho de 2007, conforme determina o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho.

No seguimento desta reorganização, a actividade de Distribuição de gás natural é exercida em regime de concessão de serviço público, por seis operadores concessionários, Beiragás, LisboaGás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás, e por cinco operadores em regime de licença, Dianagás, Dourogás (actualmente Sonorgás), Duriensegás, Medigás e Paxgás. As sociedades que efectuaram a separação jurídica foram a Portgás, a LisboaGás, a Setgás e a Lusitaniagás.

Este mesmo Decreto-Lei estabeleceu as disposições relativas à abertura de mercado, atribuindo o direito de escolha de fornecedor de forma faseada por escalão de consumo. A liberalização do sector foi avançando gradualmente por tipo de operador até 1 de Janeiro de 2010, data em que todo o sector ficou liberalizado.

Deste modo, no início da regulação, a separação contabilística entre as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural ainda era muito recente. Por outro lado, em 2008 algumas empresas de distribuição de gás natural ainda se encontravam em fase de arranque de negócio ou em plena

expansão, isto é, no limiar do *break-even point*, enquanto outras empresas já se encontravam numa fase de relativa maturidade, com perspectivas de crescimento do negócio muito mais reduzidas. Este facto condicionou a aplicação de metas de eficiência às empresas, cujo negócio ainda se considerava em fase de forte expansão.

A pequena dimensão da amostra, composta por 11 empresas e o facto das empresas laborarem há pouco tempo foram os principais factores que impediram aplicar de uma forma clara qualquer meta de eficiência.

Porém, findo o primeiro período regulatório, a experiência adquirida e a consolidação da actividade no caso da maior parte das empresas reguladas possibilitam a aplicação de diferentes metodologias regulatórias nesta actividade e, deste modo, permitem distinguir os potenciais ganhos de eficiência existentes no conjunto das empresas de gás natural.

Porém, a definição do nível eficiente para a realização da actividade continua a não ser um exercício de fácil aplicação. Para além dos dados se referirem a um período de muito curta duração (apenas se tem dados relativos ao ano civil 2008 e ao ano gás 2008-2009), as empresas que constituem a amostra caracterizam-se por serem bastante diferentes, tanto em termos de dimensão, como no que diz respeito às condições em que exercem as suas actividades. As particularidades do caso português, nomeadamente a juventude e a dimensão destas empresas, justificam a dificuldade em efectuar um exercício de comparação que extravase a realidade portuguesa.

O quadro apresentado obriga, em primeiro lugar, à escolha mais adequada da metodologia de definição do nível eficiente de laboração. Deste modo, no capítulo 2, são apresentadas as diferentes metodologias geralmente empregues neste tipo de exercício, evidenciando-se as vantagens e desvantagens de cada metodologia, efectuando-se um breve resumo da sua aplicação em trabalhos de investigação e trabalhos desenvolvidos por reguladores a nível internacional. Tendo em conta as características particulares do caso nacional, nomeadamente a pequena dimensão da amostra, e o facto das empresas apresentarem dimensões muito diferentes, optou-se pela aplicação de uma metodologia não paramétrica, o Data Envelopment Analysis (DEA).

Por outro lado, é necessário conhecer a actividade de Distribuição de gás natural de modo a identificar claramente quais são os seus factores de produção e os seus principais *outputs*, e neste caso qual deles tem um efeito directo na variação dos custos. Esta análise é efectuada em termos genéricos no capítulo 3, sendo efectuada para o caso particular do sector nacional no capítulo 5.1, com recurso a análise em painel para o período até 2007<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Embora os dados referentes ao período até 2007, inclusive, não possam directamente servir para a definição da fronteira eficiente da actividade de Distribuição de gás natural são dados úteis na estimativa dos indutores de custo e dos *outputs*.

---

Acrescem ainda as particularidades de cada empresa que deverão ser devidamente compreendidas para se lhes poder aplicar com razoabilidade as metas de eficiência, de modo a interpretar as dinâmicas de evolução do desempenho de cada empresa e identificar quais os factores exógenos que influenciam os resultados das empresas. Este exercício é efectuado no capítulo 4.

No capítulo 5.2, a metodologia DEA (com rendimentos à escala constantes e variáveis) é aplicada para a definição das fronteiras de eficiência e dos ganhos potenciais de eficiência para cada empresa.

A definição dos factores de eficiência é efectuada no capítulo 5.3, após serem consideradas as particularidades de cada empresa, nomeadamente cruzando-se os resultados obtidos no ponto anterior com os factores exógenos definidos no capítulo 4.

Finalmente, com base nas análises efectuadas, são definidos no capítulo 6 os restantes parâmetros necessários à aplicação das metas de eficiência, nomeadamente, o peso dos custos de exploração que variam com a actividade económica face à totalidade dos custos, os indutores de custos e a base de custos.



## 2 METODOLOGIA DE BENCHMARK

### 2.1 CONTEXTO DA APLICAÇÃO

A afectação eficiente dos recursos está associada ao conceito teórico dos mercados de concorrência pura e perfeita. Na realidade, os recursos nem sempre são afectos da melhor forma e a estrutura da indústria nem sempre é a mais correcta. Tendencialmente, quanto mais concentrada é a estrutura de mercado e menos sujeita à concorrência, mais vincadas serão estas distorções. As estruturas de mercado próximas do monopólio, tais como se verificam na distribuição de gás natural, poderão caracterizar-se por um conjunto de ineficiências tanto na afectação dos recursos económicos, como nos próprios processos.

Porém, a avaliação do desempenho eficiente das empresas é uma tarefa complexa, e dificilmente se pode definir, com escrutínio, qual a função de produção eficiente de uma empresa. Acresce que, no caso das empresas que actuam em mercados muito concentrados e pouco sujeitos à concorrência, os indicadores económicos e financeiros geralmente utilizados, como sejam as taxas de rendibilidade, não espelham a qualidade da gestão económica e técnica da empresa.

Neste quadro, o *benchmarking* diz respeito à comparação de dados relativos a diferentes empresas, frequentemente utilizado pelos reguladores sectoriais para estimar o grau de eficiência, em termos técnicos e em termos de afectação dos recursos.

A aplicação do *benchmarking* deverá ter em conta os seguintes aspectos (Agreel e Bogetoft, 2003)<sup>2</sup>:

- As consequências para os agentes económicos da aplicação do incentivo, no âmbito do qual se realizou o estudo de benchmarking.
- A implementação dos resultados por empresas ou por conjunto de empresas.
- O tratamento dos custos afundados, quando o CAPEX é analisado.

Recorda-se que na presente análise apenas se pretendem aplicar metas de eficiência aos custos de exploração. Deste modo, o último ponto não se aplica, por respeitar à valorização do CAPEX.

No que diz respeito aos dois primeiros pontos, estes estão profundamente relacionados com a confiança depositada pelo regulador nos resultados do próprio modelo para a definição de metas de eficiência.

A obtenção de uma base de dados extensa e fiável é essencial para a obtenção de resultados fidedignos num processo deste género. Porém, quanto mais extensas são as bases de dados utilizadas no

---

<sup>2</sup> Agreel e Bogetoft. 2003 "Benchmarking for Regulator", *Sumscid*.

processo de *benchmarking*, mais dificilmente os dados são comparáveis. É necessário encontrar um ponto de equilíbrio entre a obtenção de uma base de dados de grandes dimensões e a inclusão de dados de empresas comparáveis, nomeadamente no que diz respeito a algo complexo como é a definição de custos eficientes de produção.

Acresce que os reguladores não se devem apenas cingir ao uso de uma técnica de *benchmarking*, mas sim a várias, cabendo-lhes depois a decisão de escolher a metodologia que lhes proporciona resultados mais robustos sendo que muitas vezes, cada método pode indicar um caminho diferente a seguir.

Estas dificuldades, que se sobrepõem às que resultam das próprias insuficiências das diferentes metodologias existentes, implicam que os resultados de qualquer processo de *benchmarking* sejam principalmente indicativos para o regulador. Como referem alguns autores (por exemplo, Carrington *et al.*, 2002)<sup>3</sup>, os resultados não devem ser utilizados de modo mecânico na definição de metas de eficiência para as empresas.

Contudo, a constatação deste facto não pode deixar que se desvalorize a importância da realização de um *benchmarking* deste género, como instrumento fundamental de conhecimento de um sector e de apoio à tomada de decisão do regulador.

Nos pontos seguintes são explanados os conceitos subjacentes à definição de *benchmarking*, bem como as metodologias empregues e as condições de aplicação desta metodologia. Finalmente, são apresentados alguns exemplos de aplicação destas metodologias.

## **2.2 OBJECTIVOS DO BENCHMARK: EFICIÊNCIA NA AFECTAÇÃO DOS RECURSOS, EFICIÊNCIA À ESCALA E EFICIÊNCIA TÉCNICA**

Neste ponto são apresentadas as diferentes formas de eficiência associada à definição de metas de eficiência.

### **a) Eficiência na afectação dos recursos**

Aceitando como pressuposto que o objectivo da empresa é a maximização da sua produção para um determinado nível de custos, esta deverá optar por escolher, de entre as diferentes combinações tecnicamente eficientes, a que determina a menor remuneração dos factores produtivos. A lei dos rendimentos marginais decrescentes dos factores produtivos e a escassez dos recursos produtivos condicionam as empresas na gestão dos seus factores de produção. Neste contexto, a quantidade óptima de um factor produtivo a ser utilizada equivale ao nível em que o seu rendimento marginal

---

<sup>3</sup> Carrington, Roger; Coelli, Tim e Groom, Eric. 2002. "International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution". *Journal of Regulatory Economics*, 21(2): 191-216.

( $R_{mg}$ ), medido pelo rendimento adicional que um produtor recebe após a utilização de uma unidade adicional de um factor, é igual ao seu preço de aquisição ( $P_a$ ):  $P_a=R_{mg}$ . Tendo em conta que as funções de produção são geralmente compostas por vários factores de produção, também se deve ter em consideração as consequências das variações dos seus preços relativos. Quando o preço de um factor aumenta relativamente aos dos outros, a empresa realiza uma substituição técnica, ou seja, diminui a utilização do factor que se tornou mais caro e aumenta a dos restantes (efeito de substituição).

b) Eficiência à escala

A análise à eficiência da empresa deverá igualmente ponderar os ganhos decorrentes de economias de escala. Existem economias de escala<sup>4</sup>, quando o aumento da quantidade dos factores produtivos gera um aumento mais do que proporcional nos *outputs*. A este conceito, diferente do conceito de rendimentos marginais decrescentes por assentar na variação do conjunto dos *inputs* (ou factores produtivos) e não de um só *input*, está associada a escolha de um nível eficiente de actividade. Para este tamanho óptimo da empresa, conhecido por dimensão mínima eficiente à escala, os custos médios de longo prazo são minimizados, sendo máxima a eficiência tecnológica.

c) Eficiência técnica

Em 1966, Harvey Leibenstein<sup>5</sup> debruçou-se sobre outro vector de ineficiência do nível de custos, para além dos dois já referidos, ao qual ele apelidou de “X-inefficiency”, mais tarde conhecido por eficiência técnica<sup>6</sup>.

Harvey Leibenstein observou os resultados de diminuição dos custos ou de aumento de produção em empresas singulares ou num conjunto de empresas decorrentes de uma série de alterações na gestão, na motivação do pessoal, nos processos produtivos, entre outros. Como conclusão apurou que o incentivo dado por estímulos internos ou externos à empresa, que advém da concorrência estará na base da promoção da eficiência técnica. Vários trabalhos posteriores, tais como os de R.E. Caves e D.R. Barton (1991)<sup>7</sup>, confirmaram os pressupostos de Leibenstein ao constatarem que:

- Os níveis mais elevados de eficiência técnica são encontrados nos sectores da economia americana onde o grau de concentração das empresas é menor;
- A concorrência facilita a melhoria da eficiência nos processos tanto em termos estáticos como em termos dinâmicos.

<sup>4</sup> Conceito também conhecido por rendimentos crescentes à escala.

<sup>5</sup> Leibstein, Harvey. 1966. “Allocative efficiency vs. X-efficiency”. *The American Economic Review*, 56(3): 392-414.

<sup>6</sup> Porém, sublinhe-se que ainda antes de terem sido apresentadas as evidências empíricas da eficiência técnica, M. J. Farrell formalizou este conceito em 1957.

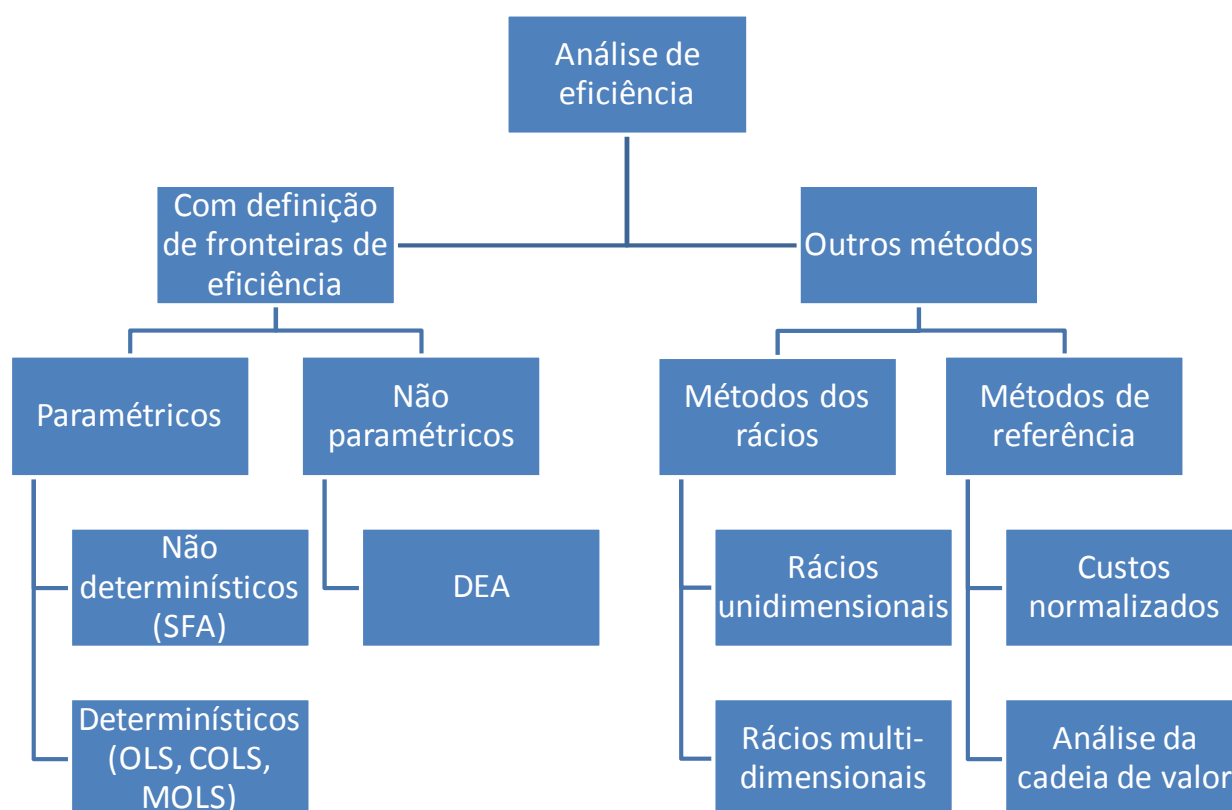
<sup>7</sup> Caves e Barton. 1991. *Efficiency in U.S. Manufacturing Industries*. Cambridge: The MIT Press.

## 2.3 METODOLOGIAS EMPREGUES E CONDIÇÕES DE APLICAÇÃO

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 2-1 – Métodos de análise de eficiência



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 metodologias 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. 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 (OLS 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*).

Estas metodologias são apresentadas com mais detalhe em anexo, sendo agrupadas no ponto seguinte.

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.

### 2.3.1 COMPARAÇÃO DOS DIFERENTES MÉTODOS DE FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA

A aplicação de cada método apresenta vantagens e desvantagens, que sujeitam a sua aplicação ao tipo de dados e de conhecimentos que se tenha do sector.

**Quadro 2-1 – Vantagens e desvantagens dos métodos paramétricos e não paramétricos**

	Métodos não paramétricos (DEA)	Métodos paramétricos (SFA, COLS)
Vantagens	<p>Não requerem conhecimento da forma funcional das funções custo ou produção.</p> <p>Não necessitam de um grande número de observações.</p> <p>Permitem identificar quais as empresas que se encontram na fronteira eficiente.</p>	<p>Permitem (sobretudo SFA) separar a componente de eficiência da componente de erro.</p> <p>Permitem uma análise dinâmica (ao longo do tempo)</p>
Desvantagens	<p>Não permitem separar a componente de eficiência da componente de erro.</p> <p>Não permitem uma análise dinâmica (ao longo do tempo).</p>	<p>Requerem conhecimento da forma funcional, sendo por isso vulneráveis a erros funcionais de especificação.</p> <p>Necessitam de um grande número de observações.</p>

O DEA tem comparativamente com os métodos paramétricos a vantagem de não precisar que sejam especificadas as funções custo ou produção. Pelo contrário, os métodos paramétricos obrigam a assumir previamente uma forma funcional, sendo por isso abordagens vulneráveis a erros funcionais de especificação (Harvey e Pollitt, 2009)<sup>8</sup>. Por este motivo, a aplicação do DEA requer conhecimentos menos rigorosos dos sectores analisados. Outra importante vantagem prende-se com a possibilidade do DEA, ao contrário dos métodos paramétricos, identificar quais são as empresas que se encontram na fronteira de eficiência. Porém, os métodos não paramétricos<sup>9</sup> têm como principal desvantagem a incapacidade de separar a componente de eficiência da componente de erro. Esta vantagem comparativa dos métodos paramétricos é mais patente no SFA do que nos métodos determinísticos, tais como o COLS. Todavia, esta vantagem tem como contraponto negativo o facto de exigir um universo amplo de observações para que a análise possa ser considerada robusta. Esta característica é mais vincada no caso do SFA, para o qual é necessário definir previamente a função distribuição dos resíduos. Finalmente, importa salientar que os métodos paramétricos possibilitam uma análise dinâmica da eficiência, isto é, ao longo do tempo.

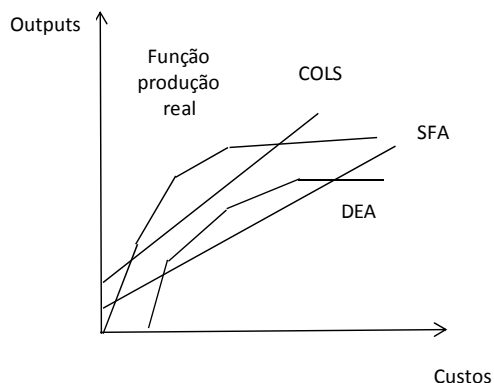
Consequentemente, existem claras diferenças em termos de resultados consoante as metodologias aplicadas. Espera-se assim que o SFA apresente fronteiras de eficiência menos exigentes do que o COLS, sendo que o DEA, apesar de recriar em parte a forma da fronteira de eficiência, apresentará valores menos eficientes. Estas conclusões estão patentes na figura que se segue, baseada numa figura

<sup>8</sup> Haney, Aoife Brophy e Pollitt, Michael. 2009. "Efficiency Analysis of Energy Networks: an International Survey of Regulators" *Energy Policy*, 37(2): 5814-5830.

<sup>9</sup> Existem formas de ultrapassar este problema, nomeadamente aplicando o *Bootstrapping* ao DEA (Haney e Pollitt, 2009).

semelhante apresentada por Agrell e Bogetoft (2003) e que compara os resultados de diferentes metodologias para a definição de uma fronteira eficiente de produção.

**Figura 2-2 – Comparação das diferentes metodologias de definição de fronteira eficiente**



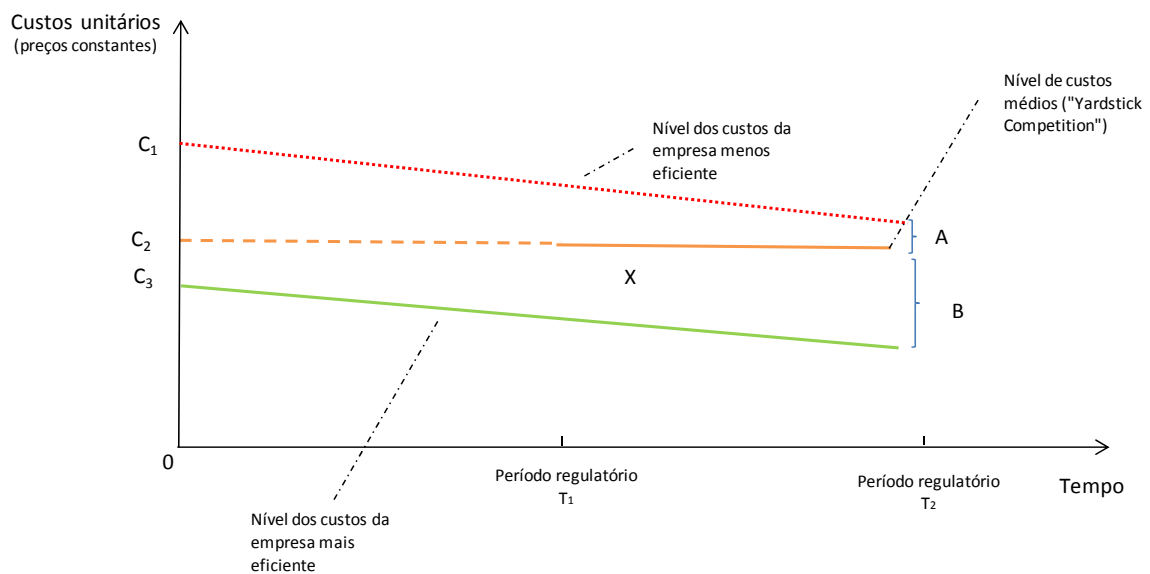
## 2.4 TRATAMENTO DOS RESULTADOS DO BENCHMARKING

A capacidade das metodologias de *benchmarking* facultarem resultados que possam ser transpostos com segurança para metas de eficiência está muito dependente da qualidade e da quantidade de informação disponível.

Numa situação extrema, em que se conhece muito bem um sector ou existe um número muito elevado de empresas comparáveis, poder-se-á recorrer a processos do tipo *Yardstick competition*<sup>10</sup>. Neste tipo de processos, o regulador tem numa primeira fase, isto é, num primeiro período de regulação, o papel de observador da evolução da eficiência média no sector. Consoante os resultados verificados, o regulador impõe para o período seguinte a melhoria média de eficiência ocorrida no sector, beneficiando as empresas mais eficientes e penalizando as empresas menos eficientes. Esta metodologia recria um ambiente competitivo. Porém, esta metodologia baseia-se também em duas suposições que dificilmente se verificam conjuntamente. Em primeiro lugar, pressupõe que todas as empresas laboram em condições semelhantes, podendo ser comparáveis, e, em segundo lugar, que as empresas não desenvolvem acções concertadas no sentido de não reduzirem os custos e assim enviesarem os resultados. A figura que segue ilustra a aplicação desta metodologia, evidenciando os ganhos para as empresas mais eficientes decorrentes da aplicação desta metodologia, B, e as perdas daí resultante para as empresas menos eficientes, A.

<sup>10</sup> Shleifer, A. 1985. "A theory of yardstick competition". *Rand Journal of Economics*, 16(3): 319-327.

Figura 2-3 – Aplicação do *Yardstick competition*



Em sentido oposto, o regulador pode considerar que nenhuma empresa é comparável e que os dados retirados do *benchmarking* não podem ser utilizados com segurança, aplicando metas de eficiência diferenciadas por empresa, que apenas reflectem as melhorias de eficiência observadas em cada empresa nos últimos tempos. Esta situação não proporciona qualquer incentivo às empresas para melhorarem o seu nível de eficiência para além do ocorrido, além de poder ter o efeito indesejado de travar qualquer esforço realizado nesse sentido até à data, por as empresas considerarem que esse esforço possa conduzir à diminuição futura dos proveitos permitidos pelo regulador.

Entre estas soluções extremas existem várias abordagens possíveis.

Face a um grau de confiança razoável da empresa, o regulador pode definir metas de eficiência comuns a todo o sector ou raramente para um grupo de empresas, que se considere partilharem condicionantes comuns de funcionamento de mercado, sendo este valor directamente ou indirectamente retirado dos valores obtidos da análise de *benchmarking*. Esta abordagem está englobada nas metodologias do tipo *Revenue Cap* ou *Price Cap* e é ilustrada na figura seguinte.



## 2.5 EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DO *BENCHMARKING* NA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

### REGULADORAS SECTORIAIS

Haney e Pollitt (2009) realizaram um questionário dirigido a reguladores de energia de 40 países (Europeus, Latino-americanos e da Ásia Austral) com o objectivo de conhecer as técnicas de *benchmarking* utilizadas por estes em estudos de eficiência no estabelecimento de uma regulação por incentivos.

Dos quarenta países que responderam ao questionário, oito utilizaram técnicas de *benchmarking* na definição de proveitos permitidos ou de tarifas no sector do gás natural e vinte países utilizaram no sector eléctrico. Tendo em conta a diferença descrita anteriormente, desde logo se denota que a utilização de técnicas de *benchmarking* encontra-se largamente difundida no sector eléctrico por comparação com o sector do gás natural. Uma possível justificação para esta realidade prende-se com o facto do sector do gás natural não se ter desenvolvido tanto quanto o sector eléctrico na quase totalidade dos mercados, pela sua natureza (existência de bens substitutos, não ser tão essencial ao funcionamento da economia, entre outros) e pela sua relativa juventude.

Dos oito países que aplicaram no sector do gás natural, sete utilizaram as técnicas de *benchmarking* na actividade de distribuição de gás natural. De notar que os métodos COLS, DEA e de referência foram utilizados por quatro reguladores e nenhum regulador utilizou o método SFA no sector do gás natural, geralmente justificado pelo uso de uma amostra reduzida. Relativamente ao tipo de custos sujeitos a estes estudos de *benchmarking*, dos quatro reguladores que responderam, um regulador fez referência aos custos operacionais e três reguladores ao total dos custos (operacionais e com capital). O quadro seguinte esquematiza a informação descrita anteriormente.

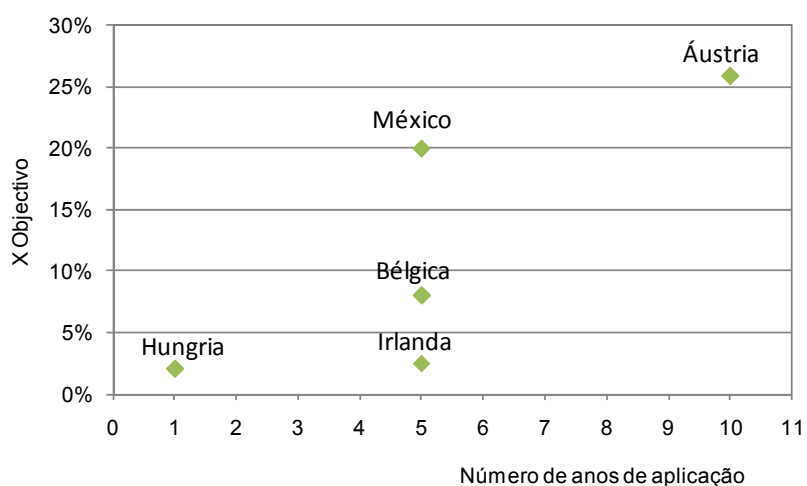
**Quadro 2-2 – Benchmarking no sector do gás natural**

País	Sector do gás natural		Técnicas utilizadas na mais recente revisão de tarifas na Distribuição	Custos sujeitos a benchmarking
	Transporte	Distribuição		
Áustria	✓	✓	COLS, DEA	Totex
Bélgica	✓	✓	DEA	Totex
Estónia	✓	✓	COLS, Métodos de referência	Opex
Reino Unido	✓	✓	COLS, DEA, Métodos de referência	
Hungria	✓	✓	Métodos de referência	
Espanha	✓	✓	Métodos de referência	
Colombia	✓	-	-	
México	✓	✓	COLS, DEA	Totex

Fonte: Baseado em Haney e Pollitt (2009).

A Figura 2-6 apresenta o factor de eficiência (factor X) imposto por cada regulador tendo em conta o número de anos previstos para que as empresas se tornem totalmente eficientes na actividade de Distribuição de gás natural.

**Figura 2-6 – Redução de ineficiência na distribuição de gás natural**

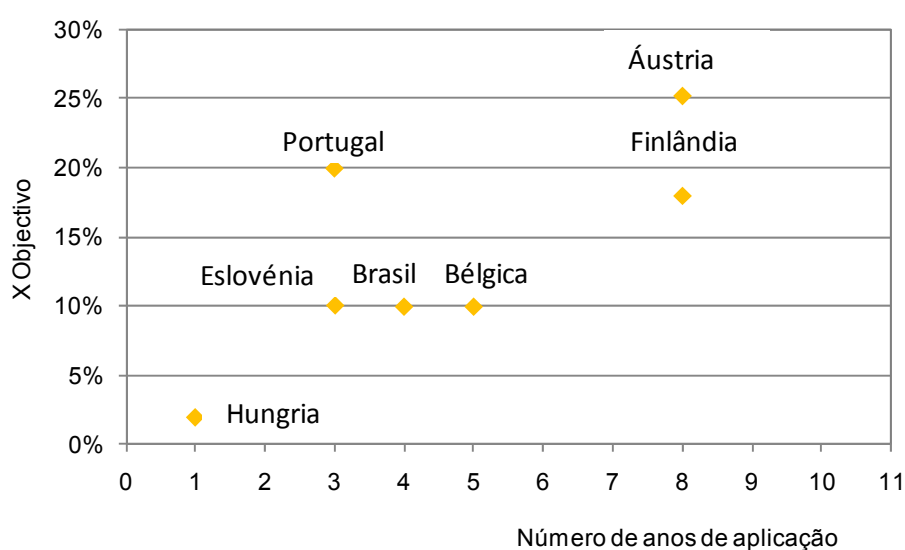


Fonte: Baseado em Haney e Pollitt (2009).

Pela análise da figura verifica-se que apenas o regulador austríaco impôs uma meta de eficiência acima dos 25% para um período de 10 anos, correspondendo a uma meta de eficiência anual de 2,96%. Por outro lado, três dos cinco reguladores apresentados consideraram um prazo de 5 anos para a obtenção dos ganhos de eficiência como o plano temporal mais adequado. Em termos médios anuais, o X de eficiência imposto pelos reguladores varia entre 0,51% (caso da Irlanda) e 4,36% (caso do México).

Na Figura 2-7 apresenta-se, por analogia, a mesma informação presente na figura anterior mas aplicada ao sector eléctrico.

**Figura 2-7 - Redução de ineficiência na distribuição de electricidade**



Fonte: Baseado em Haney e Pollitt (2009).

Pela análise da figura verifica-se que, à semelhança da actividade de distribuição de gás natural, o regulador austríaco impôs uma meta de eficiência superior a 25%, a aplicar para um período de oito anos. Com igual horizonte temporal, o regulador finlandês impôs um X de eficiência de 18%. Às empresas eslovenas, brasileiras e belgas, o respectivo regulador impôs um X de eficiência de 10% para um período de três, quatro e cinco anos, respectivamente. Em termos médios anuais, o X de eficiência imposto pelos reguladores varia entre 2,00% (caso da Hungria) e 7,17%<sup>11</sup> (caso de Portugal).

Os autores do estudo concluíram que no caso da distribuição de electricidade, os reguladores que apresentavam reduções de ineficiência mais significativas (25% igual ou superior) “correspondiam ao

<sup>11</sup>No caso português, sublinha-se que a base de custos aceite pelo regulador é inferior à base de custos da empresa. Desconhece-se a realidade dos restantes países presentes no estudo.



uso de várias técnicas de *benchmarking* (maioritariamente a combinação de DEA e COLS), bem como métodos alternativos de apuramento de factores de eficiência.

Como melhores práticas, o estudo aponta para o uso de métodos de fronteira, o uso de grandes bases de dados de elevada qualidade, o uso de dados painel, isto é a conjugação de séries temporais para diferentes empresas, e de técnicas de *bootstrapping*<sup>12</sup>.

## ARTIGOS CIENTÍFICOS

Alguns artigos científicos debruçam-se sobre a análise de eficiência nos custos operacionais de empresas de distribuição de gás natural. Comparando a revisão da literatura para o sector eléctrico e para o sector do gás natural é possível afirmar, desde logo, que o número de autores que se debruçam sobre este tema no sector do gás natural é bastante inferior ao do sector eléctrico.

Dos diversos textos analisados para o sector do gás natural<sup>13</sup>, todos os autores utilizaram como metodologia o *DEA* com rendimentos à escala constantes e variáveis. Os autores R. Carrington, T. Coelli e E. Groom (2002) aplicaram igualmente as metodologias SFA e COLS no entanto, os resultados por estes apresentados apenas são referentes à metodologia DEA. A utilização das metodologias SFA e COLS foi justificada pelos autores pela necessidade de testar a sensibilidade dos resultados obtidos pela metodologia DEA. Outros autores, como J. Zoric, et al (2009)<sup>14</sup> justificam a não utilização da metodologia SFA devido ao facto da amostra utilizada ser reduzida, o que não permitia que os pressupostos relativos à distribuição dos termos de erro e de eficiência fossem cientificamente sustentáveis. David Hawdon (2003)<sup>15</sup> sugere proceder ao *bootstrapping* dos resultados alcançados, uma vez que os resultados através do DEA mostraram-se sensíveis à composição da amostra<sup>16</sup>. Adicionalmente, o autor defende que esta prática poderia ter um elevado impacto na prática regulatória.

Uma das dificuldades apresentadas pelos autores prende-se com a questão das amostras analisadas serem de reduzida dimensão. Nesta perspectiva e, numa tentativa de conciliar o facto de haver poucas observações, alguns autores procederam à análise de dados de empresas provenientes de outros países. Se esta abordagem permite ultrapassar este obstáculo, por outro lado cria um novo, uma vez que se as observações devem ser comparáveis entre si, a escolha dos países a analisar deve ser

---

<sup>12</sup> As técnicas de *bootstrapping* utilizam-se para gerar aleatoriamente uma amostra que, à partida, é reduzida. Com esta técnica a dimensão da amostra é aumentada.

<sup>13</sup> A análise efectuada aos textos é apresentada em Anexo.

<sup>14</sup> Zorić, Jelena; Hrovatin, Neventa e Scarsi, Gian Carlo. 2009. "Gas Distribution Benchmarking of Utilities from Slovenia, the Netherlands and the UK: an Application of Data Envelopment Analysis", *The South East European Journal of Economics and Business*, 4(1): 113-124.

<sup>15</sup> Hawdon, David. 2003. "Efficiency, performance and regulation of the international gas industry – a bootstrap DEA approach", *Energy Policy*, 31(11): 1167-1178.

<sup>16</sup> A amostra é constituída por países e não empresas distribuidoras de gás natural.

criteriosa para não distorcer a análise. Se tal não acontecer, a escolha de países com realidades díspares enviesará a amostra analisada. A título de exemplo, refira-se os autores Zorić, Hrovantin e Scarsi (2009) que analisaram para além dos dados das empresas eslovenas, dados de empresas dos Países Baixos e do Reino Unido. A escolha das empresas desta nacionalidade é justificada pelos autores pelo facto de estes países apresentarem um maior número de anos de liberalização no sector do gás natural.

Os resultados alcançados pelos diversos autores analisados apontam para grandes diferenças de resultados entre empresas. F. Erbetta e L. Rappuoli (2008)<sup>17</sup> analisaram 46 empresas tendo por objectivo a definição da escala de operação óptima das distribuidoras de gás natural. Os resultados obtidos indicam um nível de eficiência técnica médio entre 63 e 66%, sendo que a eficiência à escala é superior e apresenta-se entre 80 e 83%. Os autores referem igualmente que a inclusão na amostra de empresas com uma densidade de consumidores mais elevada, subestima a eficiência técnica e sobrestima a eficiência à escala. O estudo conclui que a escala óptima é atingida com 65 mil clientes e 150 milhões de metros cúbicos de gás natural vendidos. Os autores Zoric, Hrovantin e Scarsi (2009) concluem que a eficiência média das empresas eslovenas situa-se entre 52%, no caso de se utilizarem rendimentos variáveis à escala, e 67,4%, para rendimentos constantes à escala. Os diversos modelos apresentados pelos autores apontam para resultados semelhantes para as empresas mais eficientes, embora apresentem resultados díspares para as piores empresas (em termos de eficiência). O estudo dos autores R. Carrington, T. Coelli e E. Groom (2002) utiliza uma amostra constituída por 59 empresas, sendo 7 destas, empresas de distribuição de gás natural australianas sobre as quais serão aplicados os factores de eficiência, e as restantes empresas de origem americana. Os autores apresentam como resultados uma eficiência técnica média entre 73%, considerando rendimentos constantes à escala, e 82%, considerando rendimentos variáveis à escala, sendo a eficiência à escala de 89,9%.

Muitos autores sublinham que os resultados apurados pelas metodologias escolhidas não devem ser aplicados pelo regulador de uma forma quase mecânica, tendo em conta o grau de incerteza associado à utilização das diversas metodologias. Deste modo, a aplicação das técnicas de *benchmarking* deve ser considerada como uma técnica complementar de decisão colocada ao dispor do regulador.

---

<sup>17</sup> Erbetta, Fabrizio e Rappuoli, Luca. 2008. "Optimal scale in the Italian gas distribution industry using data envelopment analysis". *Omega The International Journal of Management Science*, 36(2): 325-336.

### 3 DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS

A definição de um nível eficiente para os custos de exploração unitários (por indutor de custos) das distribuidoras de gás natural em Portugal e a correspondente definição de metas de eficiências para estas empresas ao longo do período regulatório 2010-2012 é o objectivo deste trabalho.

A definição de metas de eficiência para as distribuidoras de gás natural deverá ser efectuada, tendo em conta os seguintes aspectos:

- a) Definição do nível eficiente de custos de exploração e o consequente diferencial entre este nível e os custos das distribuidoras.
- b) Definição dos factores exógenos, isto é, dos factores não controláveis pela empresa que possam justificar parte das diferenças apontadas.
- c) Definição dos indutores de custos e dos pesos relativos dos custos variáveis e fixos nos custos totais.

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*.

Antes de iniciar este processo, importa definir alguns conceitos importantes, que serão referidos ao longo do trabalho, nomeadamente:

- *Input*.
- *Output*.
- Indutor de custos.
- Factor exógeno.

#### **INPUTS DA EMPRESA**

Os *inputs* podem corresponder a unidades físicas, sendo que neste caso as medidas de eficiência correspondem a medidas de promoção da eficiência técnica. No caso presente, estes *inputs* dizem respeito ao número de efectivos e ao conjunto de equipamento necessário à realização da actividade, como sejam a rede instalada, os ramais, os contadores, os postos de redução com e sem medição, as unidades autónomas de gás (UAG).

A actividade de Distribuição de gás natural é uma actividade de capital intensiva, onde o peso do CAPEX é muito superior ao do OPEX na estrutura de custos das empresas.

Sublinhe-se que, tal como sucede com muitas empresas, a realização de algumas das actividades da responsabilidade das empresas distribuidoras é subcontratada a outras empresas prestadoras de

serviço, não tendo estas empresas que utilizar os seus recursos físicos para este fim, sendo registada contabilisticamente na rubrica de custos de Fornecimentos e Serviços Externos. Esta rubrica de custos adquire assim uma importância acrescida no OPEX. Este facto leva a que as análises baseadas em dados físicos, focadas na eficiência técnica, a poderem apresentar conclusões enviesadas, tendo em conta que os dados físicos utilizados não reflectem a utilização dos recursos. Este facto é mais evidente no caso presente, em que o estudo incide apenas sobre o OPEX. Assim, a análise incidirá sobre os dados contabilísticos, em que os *inputs* corresponderão aos custos de exploração líquidos de custos imputados ao investimento.

### **OUTPUTS**

Os *outputs* são os diferentes produtos ou serviços resultantes das actividades das empresas. No caso da actividade de Distribuição de gás natural em Portugal, o DL n.º 140 de 2006, de 26 de Julho, refere que esta actividade consiste em (Artigo 20.º):

- Recebimento, veiculação e entrega de gás natural a clientes finais através das redes de média e baixa pressão.
- No caso de pólos de consumo, o recebimento, armazenamento e regaseificação de GNL nas UAG, a emissão de gás natural, a sua veiculação e entrega a clientes finais através das respectivas redes.
- A construção, manutenção, operação e exploração de todas as infra-estruturas que integram a respectiva rede e das interligações às redes e infra-estruturas a que estejam ligadas, bem como das instalações necessárias à sua operação.

Por outro lado, segundo este mesmo diploma, as distribuidoras de gás natural têm as seguintes obrigações (Artigo 21.º):

- Assegurar a exploração e a manutenção das respectivas infra-estruturas de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço.
- No caso de pólos de consumo, assegurar a exploração e a manutenção das instalações de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço.
- Gerir os fluxos de gás natural na respectiva rede de distribuição, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes e demais infra-estruturas a que esteja ligada, no respeito pela regulamentação aplicável.
- Assegurar a oferta de capacidade a longo prazo da respectiva rede de distribuição, contribuindo para a segurança do abastecimento, nos termos do Plano de Desenvolvimento da RNTIAT (PDIR).

- 
- Assegurar o planeamento, a expansão e gestão técnica da respectiva rede de distribuição, para permitir o acesso de terceiros, de forma não discriminatória e transparente, e gerir de modo eficiente as infra-estruturas e meios técnicos disponíveis.
  - Assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de utilizadores da rede.
  - Facultar aos utilizadores da respectiva rede de distribuição as informações de que necessitem para o acesso à rede.
  - Fornecer ao operador de qualquer outra rede à qual esteja ligada e aos agentes de mercado as informações necessárias para permitir um desenvolvimento coordenado das diversas redes e um funcionamento seguro e eficiente do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).
  - Assegurar o tratamento de dados de utilização da rede no respeito pelas disposições legais de protecção de dados pessoais e preservar a confidencialidade das informações comercialmente sensíveis obtidas no exercício.

Existe assim um grande número de actividades e, conseqüentemente, de *outputs* difíceis de individualizar e de hierarquizar pelo seu grau de importância.

Se forem considerados trabalhos científicos relacionados com a análise de eficiência na actividade de distribuição de gás natural, observa-se que são geralmente considerados um número limitado de variáveis como *outputs* da actividade de distribuição de gás natural.

Assim, os autores R. Carrington, T. Coelli e E. Groom (2002) escolheram como *outputs* as seguintes variáveis:

- Energia entregue (em Joules).
- Número de consumidores residenciais.
- Número de consumidores não residenciais.

Registe-se que estes autores consideraram como *inputs*, para além dos custos de operação e manutenção, o comprimento de rede.

Os autores Zoric, Hrovantin, Scarsi (2009), escolheram os seguintes *outputs*:

- Gás fornecido (em m<sup>3</sup>).
- Consumo de gás em ponta (em m<sup>3</sup>/dia).
- Número de consumidores.
- Quilómetros de rede.

Os autores F. Erbetta e L. Rappuoli (2008) utilizaram como *output* no seu estudo as seguintes variáveis:

- Gás distribuído (em volume).
- Número de consumidores.

É possível concluir que todos os autores citados anteriormente utilizam como *outputs* a quantidade de gás distribuído, medido em termos físicos bem como o número de clientes fornecidos. A extensão da rede foi utilizada apenas num *paper*, num total de três *papers* mencionados.

Assim, à actividade de distribuição de gás natural poderão estar associados três importantes *outputs*, que abrangem as várias características da actividade: o número de pontos de abastecimento (que corresponde ao número de clientes ligados), o volume de gás natural distribuído e o comprimento das redes.

#### **INDUTOR DE CUSTOS, CUSTOS FIXOS E VARIÁVEIS**

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 são variáveis cuja evolução reflecte directamente no nível de custos da empresa, a evolução da sua actividade. Os indutores de custo deverão reflectir o ritmo de evolução da actividade das empresas.

Como estas variáveis são por definição mensuráveis, elas correspondem geralmente aos *outputs* das funções de produção consideradas pelos economistas. No caso presente, a evolução dos pontos de abastecimento ou do volume de gás natural distribuído poderão ser considerados indutores de custos.

Sabe-se que o custo do investimento em redes de distribuição de gás natural está fortemente dependente dos pontos de abastecimento. Segundo um estudo de Gordon *et. al.* (2003)<sup>18</sup>, uma alteração do diâmetro do gasoduto ou das redes de distribuição para o dobro corresponde a aumentar por quatro o volume transportado/distribuído nessa rede. O aumento da procura de gás natural consumido, isto é, a capacidade, não tem um impacte directo no aumento dos investimentos.

Por outro lado, é conhecido que a construção de uma rede de baixa pressão é concebida tendo em conta a sua expansão, isto é, tendo em conta o ordenamento do território em geral, e, em particular, os potenciais clientes/pontos de abastecimento. É possível então afirmar que o desenho da rede e, conseqüentemente o seu custo, estão relacionados com os pontos de consumo. Conseqüentemente,

---

<sup>18</sup> Gordon, D.V; Gunsch, K. e Pawluk, C.V.. 2003. "A natural monopoly in natural gas transmission", *Energy Economics*, 25: 473–485.

num menor ou maior grau um aumento do número de clientes implicará um aumento nos custos de operação e manutenção das empresas de distribuição de gás natural.

Porém, no caso português as redes de distribuição mais recentes são redes de polietileno, para as quais as necessidades de operação e manutenção são diminutas. Por outro lado, no caso da Lisboagás a rede de distribuição é mais antiga, sendo uma rede metálica, a qual exige um maior esforço de manutenção. Os equipamentos de superfície não apresentam esta distinção (baseada no material utilizado), pelo que o seu custo de manutenção será semelhante entre as diversas distribuidoras a considerar.

Por outro lado, um aumento no número de clientes a abastecer conduz a um aumento noutra tipo de custos de exploração, para além dos custos de operação e manutenção – os custos com as leituras, com a assistência técnica e com os serviços de atendimento, são um exemplo de custos proporcionais ao número de clientes fornecidos e, conseqüentemente, proporcionais aos pontos de abastecimento. Em resumo, o número de pontos de abastecimento é o principal indutor de custos a considerar no presente trabalho. A análise efectuada no capítulo 5 confirma em grande parte esta extrapolação.

Porém, existem vários factores que levam a ponderar se se deve apenas considerar este indutor.

Em primeiro lugar, registre-se que o número de pontos de abastecimento não é uma variável externa das empresas, por estar associado à política de investimentos e conseqüentemente às estratégias de desenvolvimento das suas actividades. Por outro lado, as empresas são ressarcidas dos seus custos em geral, e dos custos de exploração em particular, através das receitas geradas com a actividade de Distribuição de gás natural, que variam com as quantidades de gás natural distribuídas. Assim, caso a definição dos proveitos permitidos não reflecta a evolução das quantidades, o risco associado à flutuação de quantidades para as empresas será totalmente transmitido aos consumidores. O risco da evolução da actividade deveria igualmente ser suportado pelas empresas. Para este fim, as quantidades do gás natural distribuído deverão integrar os indutores de custos, para além dos pontos de abastecimento. Esta abordagem tem a virtude de incentivar os distribuidores a alinharem a sua política de investimentos com uma projecção racional da evolução das quantidades. Recorde-se que as empresas de distribuição de gás natural têm garantida a recuperação dos custos de investimentos, devidamente remunerados.

Finalmente, registre-se que a definição dos indutores de custos está associada à definição do peso dos custos variáveis e dos custos fixos no total dos custos. Estes últimos, ao contrário dos custos variáveis, não variam com a evolução da actividade das empresas. Porém, a separação entre custos variáveis e custos fixos depende muito do horizonte temporal considerado. A longo prazo todos os custos evoluem com a actividade da empresa. A curto prazo a maioria dos custos não varia, nomeadamente os custos associados à evolução dos pontos de abastecimento, variável, cuja evolução, ao contrário da energia distribuída, é lenta, nomeadamente no caso das empresas presentes há mais anos no sector.

#### **FACTORES EXÓGENOS DE VARIAÇÃO DOS 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 (fenómenos climatéricos, acidentes, choques macro-económicos, entre outros) pelo seu carácter excepcional e esporádico. Assim, uma vez definido o nível de custos eficiente para um determinado nível de *outputs*, 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, por forma a não penalizar as empresas.



#### **4 CARACTERIZAÇÃO DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

Neste ponto pretende-se caracterizar, de uma forma descritiva, as empresas de distribuição de gás natural de modo a evidenciar quais os factores que explicam as diferenças apuradas nos seus desempenhos. Estes factores, tanto incluem o nível de desenvolvimento em que se encontram as empresas, como as características sócio-económicas ou naturais das suas áreas de concessão.

A actividade de distribuição de gás natural teve início em Valongo, em Abril de 1997 (Portgás), marcando este ano a chegada do gás natural a todos os distribuidores regionais do litoral (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás).

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro define para o sector do gás natural um quadro legislativo articulado com a legislação comunitária e estabelece os princípios de organização e funcionamento do SNGN, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, armazenamento subterrâneo, transporte, distribuição e comercialização de gás natural.

Até 2006 o sector do gás natural português encontrava-se organizado segundo um monopólio verticalmente integrado, não tendo os clientes direito de escolha do fornecedor. O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no seguimento do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, veio alterar esta situação ao estabelecer a separação de actividades ao longo da cadeia de valor do sector do gás natural e ao definir os regimes jurídicos a elas aplicáveis. Este mesmo Decreto-Lei estabeleceu as disposições relativas à abertura de mercado, atribuindo o direito de escolha de fornecedor, (i) aos produtores de electricidade em regime ordinário a partir de 1 de Janeiro de 2007, (ii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 1 milhão de metros cúbicos normais, a partir de 1 de Janeiro de 2008, (iii) aos clientes com consumo anual igual ou superior a 10 000 metros cúbicos normais a partir de 1 de Janeiro de 2009 e (iv) por fim aos demais clientes a partir de 1 de Janeiro de 2010.

A separação de actividades e em particular a separação de propriedade das infra-estruturas de alta pressão (rede de transporte, terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo) da empresa verticalmente integrada veio a ocorrer a 26 de Setembro de 2006.

A separação entre as actividades de distribuição e comercialização, aplicável a empresas com um número de clientes superior a 100 mil, nos termos do n.º 6, 7 e 8 do artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, ocorreu com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2008 tendo abrangido 4 distribuidoras (Portgás, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás).

Devido à nova organização do sector, as séries históricas de custos e indicadores operacionais foram descontinuadas em 2008, pelo que no presente capítulo começa-se pela caracterização da distribuição

de gás natural em Portugal continental no ano de 2008, seguindo-se uma breve análise dinâmica do desempenho das empresas desde o início da distribuição de gás natural até 2007.

#### 4.1 CARACTERIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL EM 2008

Em 2008, exerciam a actividade de distribuição de gás natural 6 empresas concessionadas (Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás) e 5 empresas licenciadas (Dianagás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e Sonorgás).

No quadro seguinte, apresentam-se, por empresa, os dados relativos aos anos de atribuição das concessões/licenças de distribuição de gás natural, bem como a data de início da distribuição física de gás natural. Verifica-se que, apesar das primeiras concessões terem sido atribuídas em 1993, a distribuição de gás natural em Portugal apenas se iniciou em 1997, através da Portgás, Lisboagás, Lusitaniagás e da Setgás.

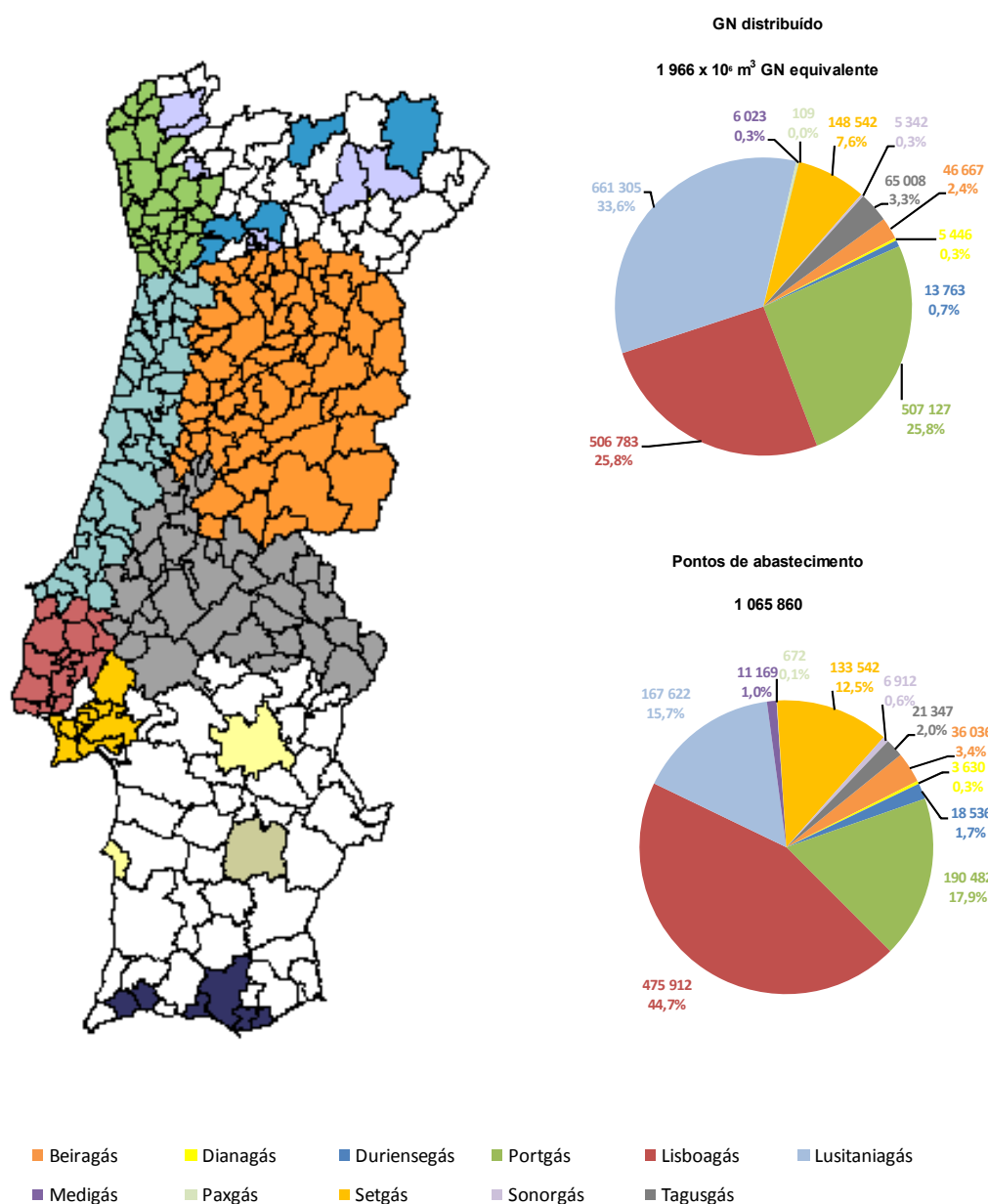
**Quadro 4-1 – Data de atribuição das concessões/licenças e início da distribuição de GN**

	Data da concessão/ Licença	Início da distribuição de GN
Beiragás	1998	2000
Dianagás	2002 e 2005	2002
Duriensegás	2002 e 2008	2000
Portgás	1993	1997
Lisboagás	1993	1997
Lusitaniagás	1997	1997
Medigás	2002	2001
Paxgás	2008	2008
Setgás	1997	1997
Sonorgás	2004	2005
Tagusgás	1998	2001

Fonte: Empresas do sector de gás natural

As áreas concessionadas/licenciadas abrangem cerca de 93% da população em Portugal continental e 65% do território nacional. Na Figura 4-1 identificam-se as zonas abrangidas por cada concessionária/licenciada e a respectiva quota de mercado quer em termos de quantidades distribuídas, quer em número de pontos de abastecimento, em 2008.

**Figura 4-1 - Área de concessão, estrutura dos pontos de abastecimento e gás natural distribuído em 2008**



Fonte: Empresas do sector de gás natural

DEFINIÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA PARA A ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA O PERÍODO DE  
REGULAÇÃO DOS ANOS GÁS DE 2010-2011 A 2012 -2013

CARACTERIZAÇÃO DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No Quadro 4-2 apresentam-se alguns dados operacionais por empresa distribuidora. As quatro maiores distribuidoras (Lisboagás, Lusitaniagás, Portgás e Setgás) detinham em 2008 uma quota de mercado correspondente a 90,8% dos pontos de abastecimento e o volume de gás natural distribuído ascendeu a 92,8%. A extensão da rede de distribuição (primária e secundária) corresponde a 83,6% do total.

**Quadro 4-2 – Dados operacionais em 2008**

	Pontos de abastecimento		Peso dos domésticos	Volume de GN distribuído		Extensão da rede km	nº efectivos (31 Dez)	Equipamento básico amortizado	
	N.º	Quota	%	1000 m <sup>3</sup>	Quota			%	
Beiragás	36 036	3,4%	97,3%	46 667	2,4%	640	25	10,4%	
Dianagás	3 630	0,3%	95,8%	5 446	0,3%	119	7	9,4%	
Duriensegás	18 536	1,7%	96,9%	13 763	0,7%	417	14	8,7%	
Portgás	190 482	17,9%	97,6%	507 127	25,8%	3 025	99	16,6%	
Lisboagás	475 912	44,7%	96,4%	506 783	25,8%	3 985	197	30,3%	
Lusitaniagás	167 622	15,7%	96,8%	661 305	33,6%	2 848	68	17,0%	
Medigás	11 169	1,0%	96,4%	6 023	0,3%	180	8	7,3%	
Paxgás	672	0,1%	99,9%	109	0,0%	25	1	1,4%	
Setgás	133 542	12,5%	98,3%	148 542	7,6%	1 652	53	18,7%	
Sonorgás	6 912	0,6%	96,1%	5 342	0,3%	200	23	n.d.	
Tagusgás	21 347	2,0%	97,2%	65 008	3,3%	685	31	9,7%	
<b>Total</b>	<b>1 065 860</b>	<b>100,0%</b>		<b>1 966 115</b>	<b>100,0%</b>	<b>13 777</b>	<b>526</b>		

Fonte: Empresas do sector de gás natural

O Quadro 4-3 mostra que em termos de dimensão as empresas portuguesas são comparativamente mais pequenas do que as suas congéneres espanholas.

**Quadro 4-3- Dados operacionais nas principais empresas espanholas, em 2008**

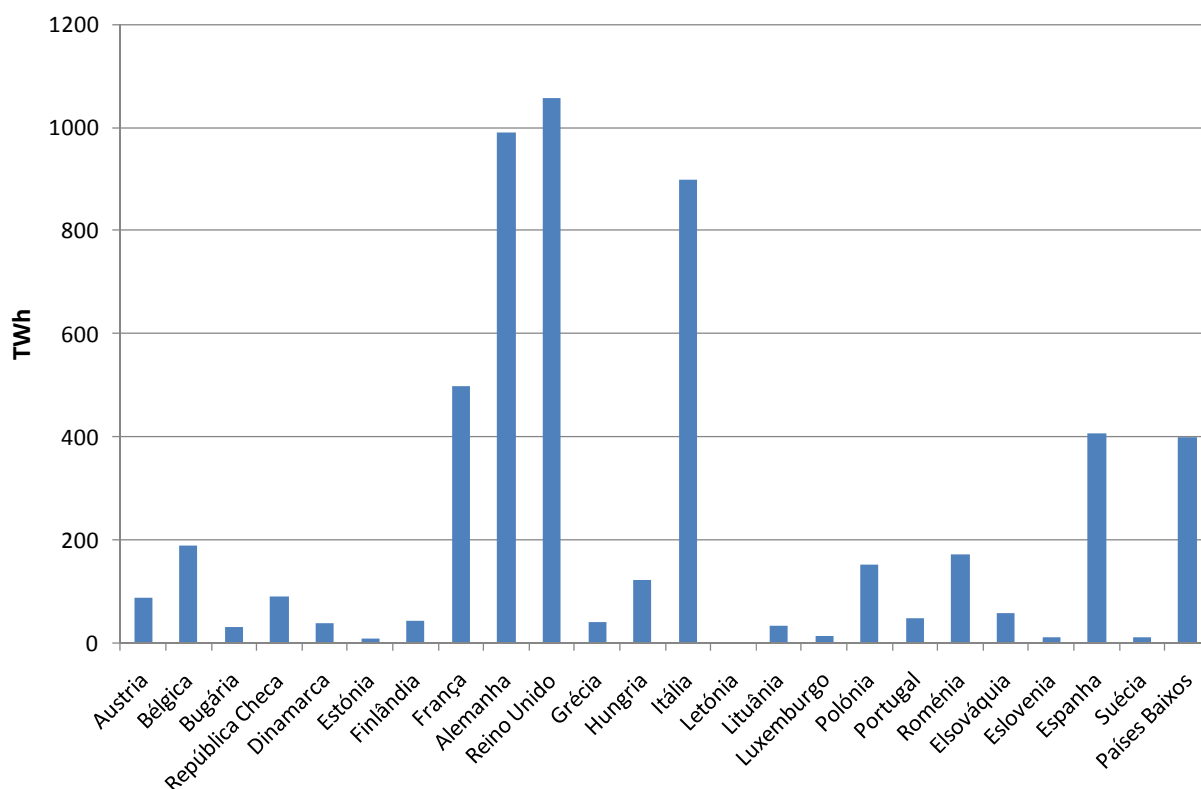
	Pontos de entrega <sup>(1)</sup>	Volume de GN distribuído (1000 m <sup>3</sup> GN eq.)	Extensão da rede (km)	N.º de efectivos (31 de Dez)
Distribución y Comercialización Gas Extremadura S.A.	104 427		385	
Grupo ENDESA	397 224	630 710	4 049	
Naturgas Energía Distribución	690 032	1 769 718	5 519	315
Grupo Gás Natural (distribuição em Espanha)	5 842 000	23 102 908	48 578	
Grupo Gás Natural (distribuição em Italia)	397 000	250 898	5 521	378

Nota: <sup>(1)</sup>No caso da Distribución y Comercialización Gas Extremadura S.A., refere-se ao n.º de clientes

Fonte: Empresas do sector de gás natural espanholas

A diferença de dimensão entre o mercado português e os principais restantes mercados europeus está patente na Figura 4-2.

**Figura 4-2 – Procura de gás natural nos principais países europeus em 2007**



Fonte: CEER

No Quadro 4-4 e na Figura 4-3 apresentam-se alguns factores que caracterizam as áreas de concessão/licença das empresas em 2008 e, que se julga, possam influenciar o desempenho das empresas. Alguns destes factores dizem respeito às características sócio-económicas das áreas de concessão (VAB estimado *per capita*, VAB da indústria estimado *per capita*<sup>19</sup>) ou geográficos (densidade populacional, temperatura média de inverno, etc.). Observa-se que em termos demográficos existem claramente três grupos de empresas. Um primeiro grupo constituído por empresas urbanas, que integra a Portgás, a Lisboagás e numa menor medida a Setgás. Um segundo grupo “médio-urbano”, que inclui a Lusitaniagás, a Medigás e a Duriensegás. Finalmente, um grupo cujas áreas de concessão/licença são de baixa densidade populacional que inclui a Beiragás, Dianagás, Paxgás, Sonorgás e a Tagusgás.

<sup>19</sup> Esta é uma estimativa da ERSE com base nos dados facultados pelo INE para a desagregação territorial NUTS II. Este indicador mede o peso da indústria no tecido económico de cada região.

DEFINIÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA PARA A ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA O PERÍODO DE  
REGULAÇÃO DOS ANOS GÁS DE 2010-2011 A 2012 -2013

CARACTERIZAÇÃO DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

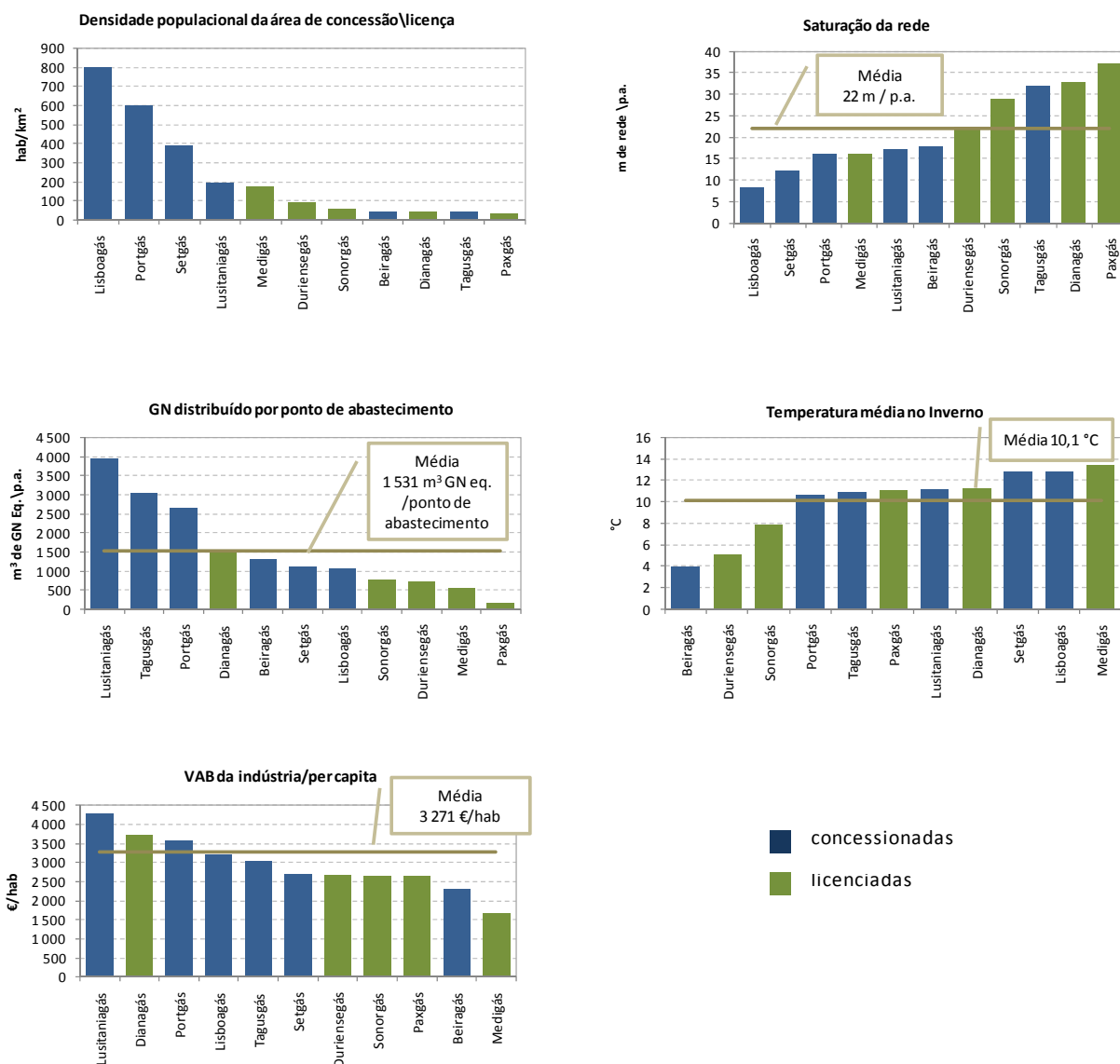
**Quadro 4-4 – Indicadores operacionais e características das áreas de concessão e das áreas de licenciamento por empresa distribuidora em 2008**

	Indicadores operacionais		Densidade populacional da área de concessão/licença	Temperatura média no Inverno	VAB da indústria estimado/per capita	VAB total estimado/per capita
	Saturação da rede	GN distribuído / ponto de abastecimento				
	m/p.a.	m <sup>3</sup> GN eq./p.a.				
Beiragás	18	1 295	46	4,0	2 304	8 391
Dianagás	33	1 500	45	11,2	3 715	907
Duriensegás	22	743	93	5,1	2 653	2 103
Portgás	16	2 662	603	10,6	3 569	30 161
Lisboagás	8	1 065	799	12,8	3 199	46 581
Lusitaniagás	17	3 945	196	11,1	4 285	18 992
Medigás	16	539	175	13,4	1 658	3 998
Paxgás	37	162	30	11,0	2 622	396
Setgás	12	1 112	392	12,8	2 690	8 290
Sonorgás	29	773	56	7,8	2 632	1 175
Tagusgás	32	3 045	45	11,0	3 023	6 298
<b>Média</b>	<b>22</b>	<b>1 531</b>		<b>10,1</b>	<b>3 271</b>	<b>13 520</b>

Nota: p.a. – ponto de abastecimento

Fonte: INE, Empresas do sector de gás natural, ERSE

Figura 4-3 – Indicadores por empresa distribuidora em 2008



Fonte: INE e Empresas do sector de gás natural

Alguns indicadores operacionais reflectem as características das áreas de concessão/licenciamento em que estão implantadas as empresas. Observa-se no quadro seguinte uma clara correlação<sup>20</sup> entre a

<sup>20</sup> O coeficiente de correlação (mais precisamente coeficiente de correlação de Pearson) mede o grau da correlação e a direcção dessa correlação entre duas variáveis de escala métrica. Este coeficiente, normalmente representado por  $\rho$  assume apenas valores entre -1 e 1. Se for igual 1, significa uma correlação perfeita positiva entre as duas variáveis. Se for igual a -1 significa uma correlação negativa perfeita entre as duas variáveis - Isto é, se uma aumenta, a outra sempre diminui. Se for igual a 0, significa que as duas variáveis não dependem linearmente uma da outra. No entanto, pode existir uma dependência não linear. Assim, o resultado  $\rho = 0$  deve ser investigado por outros meios.

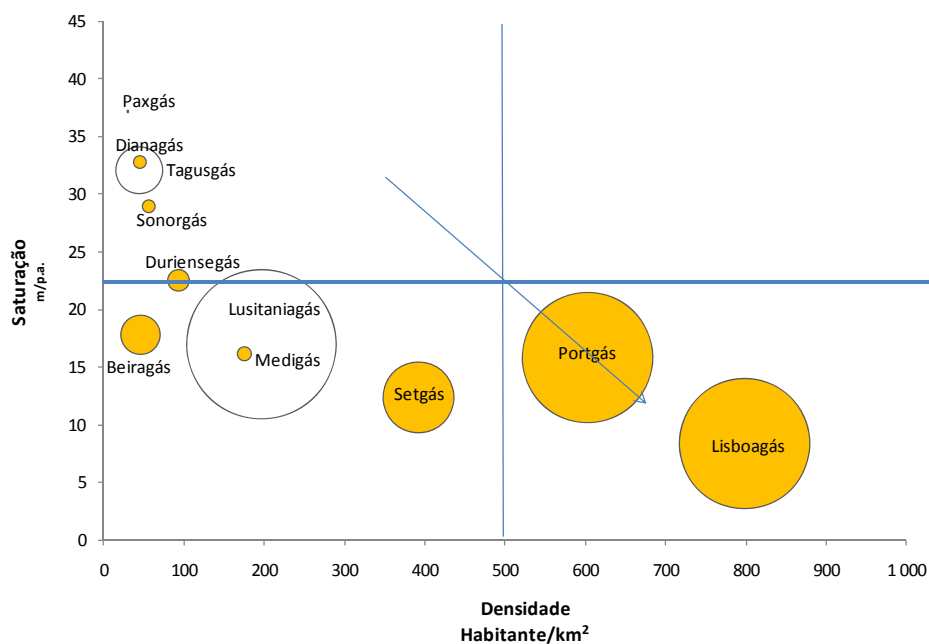
densidade demográfica e a saturação das redes, por um lado, e por outro entre o gás natural distribuído por ponto de abastecimento e o VAB da indústria estimado *per capita*.

**Quadro 4-5 – Coeficiente de correlação, factores externos e indicadores operacionais**

	Densidade demográfica	VAB indústria estimado <i>per capita</i>
Saturação das redes	-0,75	0,01
GN distribuido / ponto de abastecimento	0,11	0,74

Assim, a Figura 4-4 ilustra a relação entre a densidade demográfica das áreas de concessão e a saturação das redes. A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2008.

**Figura 4-4 – Saturação das redes e densidade das áreas das concessões/licenças em 2008**

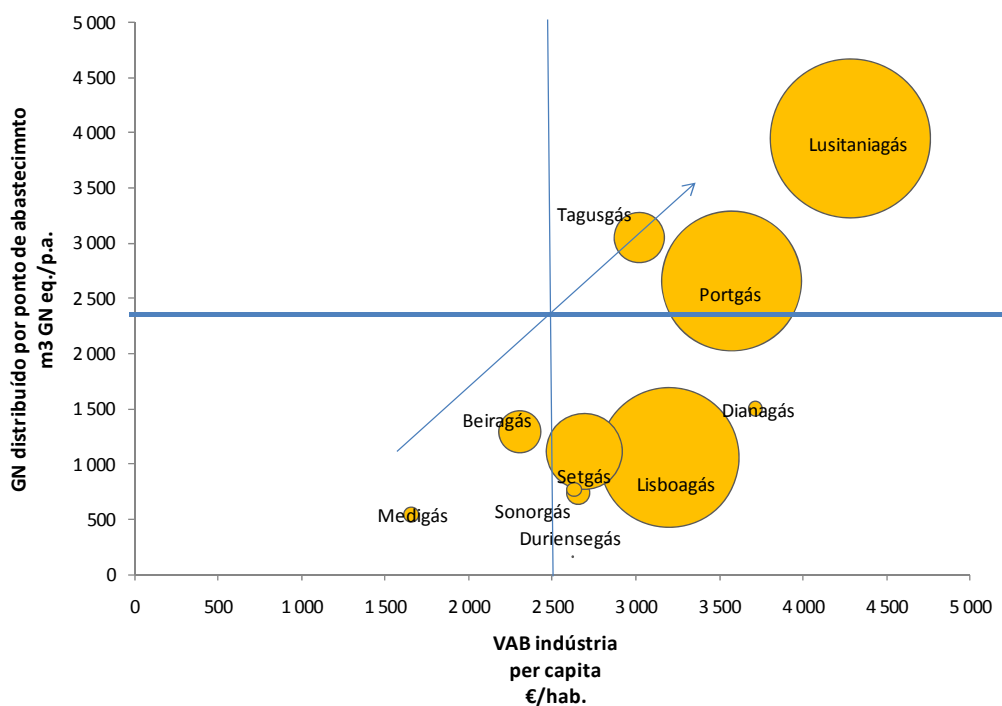


Por seu lado, a Figura 4-5 evidencia a relação existente entre o VAB da indústria estimado *per capita* e o gás natural distribuído por ponto de abastecimento<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2008.



Figura 4-5 - VAB da indústria estimado *per capita* e GN distribuído por ponto de abastecimento



No Quadro 4-6 e na Figura 4-6 apresentam-se alguns indicadores de desempenho das empresas de distribuição de gás natural em 2008.

Os indicadores de desempenho relacionam os custos de exploração e os *outputs* decorrentes da actividade de distribuição de gás natural. Pelos motivos expostos no capítulo 3, na definição do nível de custos das empresas consideram-se os seguintes *outputs* para a actividade de distribuição de gás natural: número de pontos de abastecimento, volume de gás natural distribuído e quilómetros de redes em exploração.

**Quadro 4-6 – Indicadores de desempenho em 2008**

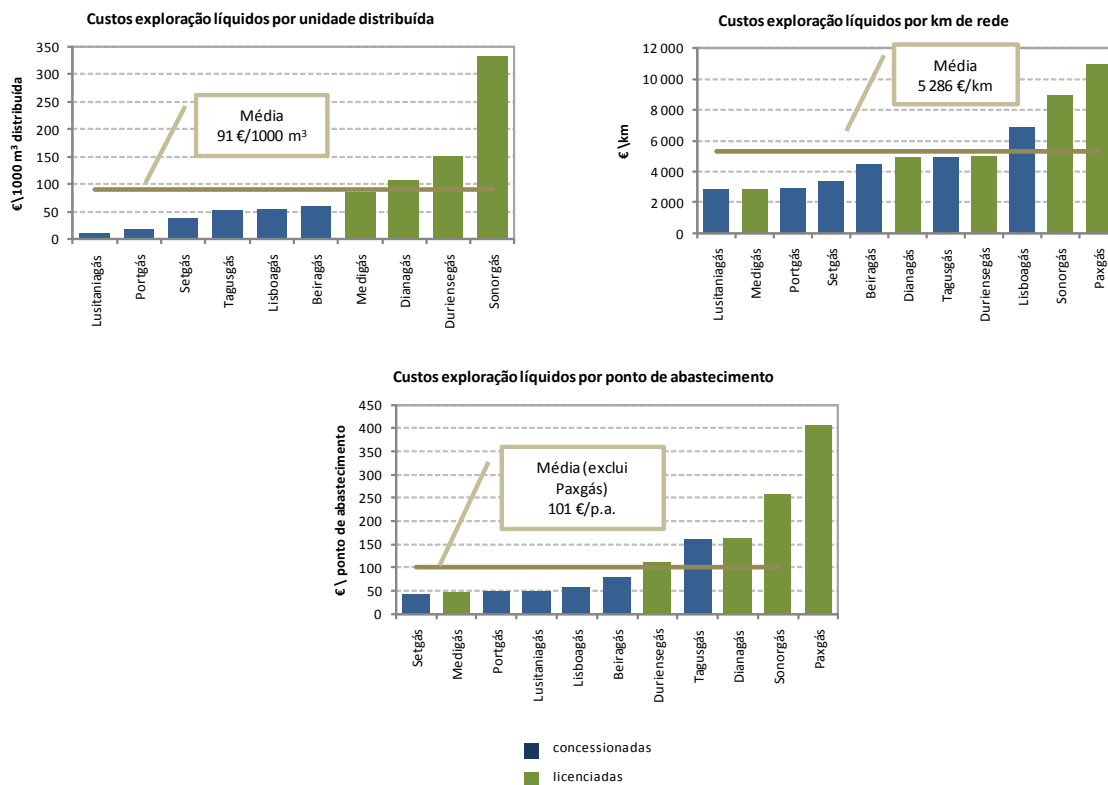
	Custos exploração líquidos <sup>[1]</sup> EUR	Custos exploração por unidade distribuída €/1000 m <sup>3</sup>	Custos exploração por km de rede €/km	Custos exploração por ponto de abastecimento €/p.a.
Beiragás	2 865 957	61	4 477	80
Dianagás	584 557	107	4 912	161
Duriensegás	2 075 970	151	4 978	112
Portgás	8 999 511	18	2 975	47
Lisboagás	27 544 808	54	6 912	58
Lusitaniagás	8 095 169	12	2 842	48
Medigás	512 420	85	2 847	46
Paxgás	273 893	2 513	10 956	408
Setgás	5 641 447	38	3 414	42
Sonorgás	1 777 272	333	8 886	257
Tagusgás	3 385 245	52	4 942	159
<b>Total</b>	<b>61 756 249</b>			

Nota: <sup>[1]</sup> Custos de exploração líquidos = FSE + Pessoal + impostos + provisões + ajustamentos + outros custos de exploração – prestações de serviços – trabalhos para a própria empresa - proveitos suplementares - outros proveitos operacionais.

Fonte: Empresas do sector de gás natural

Verifica-se uma clara distinção entre as empresas licenciadas e as empresas concessionadas no que diz respeito aos custos de exploração por unidade distribuída. Esta diferença pode espelhar os ganhos relativos a economias de escala. No que diz respeito aos restantes indicadores, não se verifica uma distinção tão clara.

Figura 4-6 – Indicadores de desempenho em 2008



Fonte: Empresas do sector de gás natural

#### 4.1.1 RELAÇÃO ENTRE INDICADORES DE DESEMPENHO E FACTORES CARACTERÍSTICOS DAS ÁREAS DE CONCESSÃO E DE LICENCIAMENTO

Neste ponto, procurar-se-á relacionar o desempenho das empresas em 2008 e os indicadores operacionais das empresas de distribuição de gás natural.

Estes indicadores estão numa maior ou menor medida relacionados com os indicadores operacionais e com as características das áreas de concessão/licenciamento. Assim, a saturação das redes, que espelha a densidade populacional das áreas de implantação das empresas, apresenta-se directamente correlacionada com o desempenho das empresas.

Por sua vez, o número de anos de actividade desde o seu arranque, que corresponde numa certa medida à maturidade da actividade das empresas, apresenta uma elevada correlação negativa com o desempenho das empresas, qualquer que seja o indicador considerado. A diluição dos custos de estrutura das empresas associados ao arranque da sua actividade pode justificar esta tendência. Finalmente, o consumo unitário, que se viu estar relacionado com o VAB da indústria estimado *per capita*, aparenta igualmente estar inversamente correlacionado, embora de uma forma mais diminuta, com o desempenho das empresas.

**Quadro 4-7 – Coeficiente de correlação entre indicadores de desempenho e operacionais**

		Indicadores operacionais		
		Saturação das redes	Período de início de vendas	GN distribuído / ponto de abastecimento
Indicadores de desempenho	Custos de exploração por GN distribuído	0,58	-0,72	-0,44
	Custos de exploração por ponto de abastecimento	0,84	-0,93	-0,45
	Custos de exploração por km rede	0,58	-0,77	-0,54

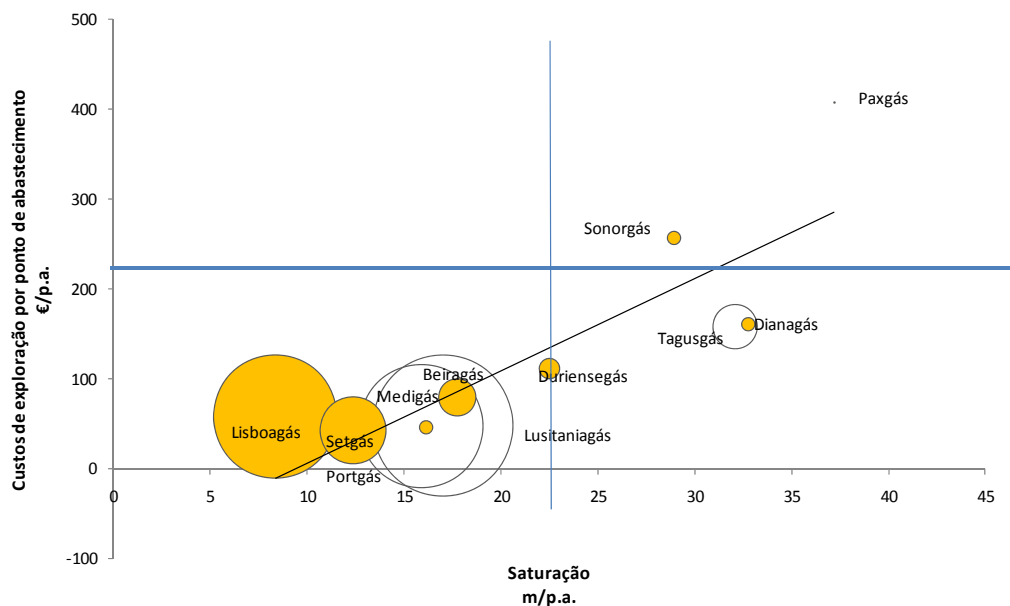
De seguida, ilustrar-se-ão as correlações mais significativas apuradas entre estes indicadores operacionais e o desempenho das empresas em 2008, evidenciando igualmente o posicionamento relativo de cada empresa e a sua dimensão<sup>22</sup>.

<sup>22</sup> A dimensão das circunferências é proporcional ao volume de gás natural vendido em 2008.

## SATURAÇÃO DAS REDES

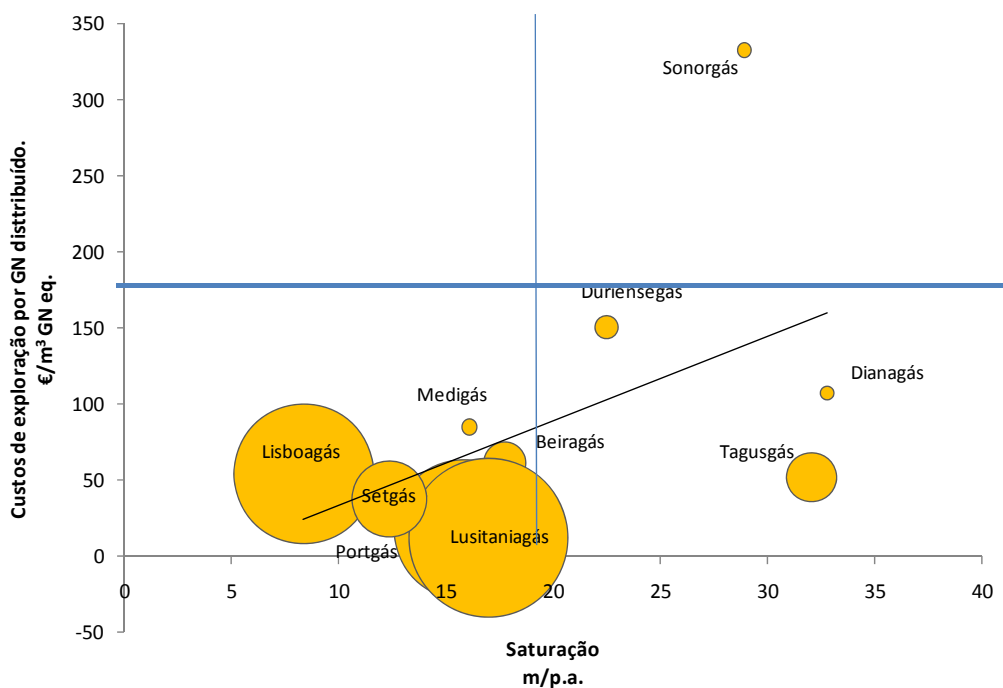
Com excepção da saturação das redes face aos custos de exploração por ponto de abastecimento, verifica-se alguma dispersão na relação entre os custos unitários e a saturação das redes.

Figura 4-7 – Saturação das redes e custos de exploração por ponto de abastecimento em 2008



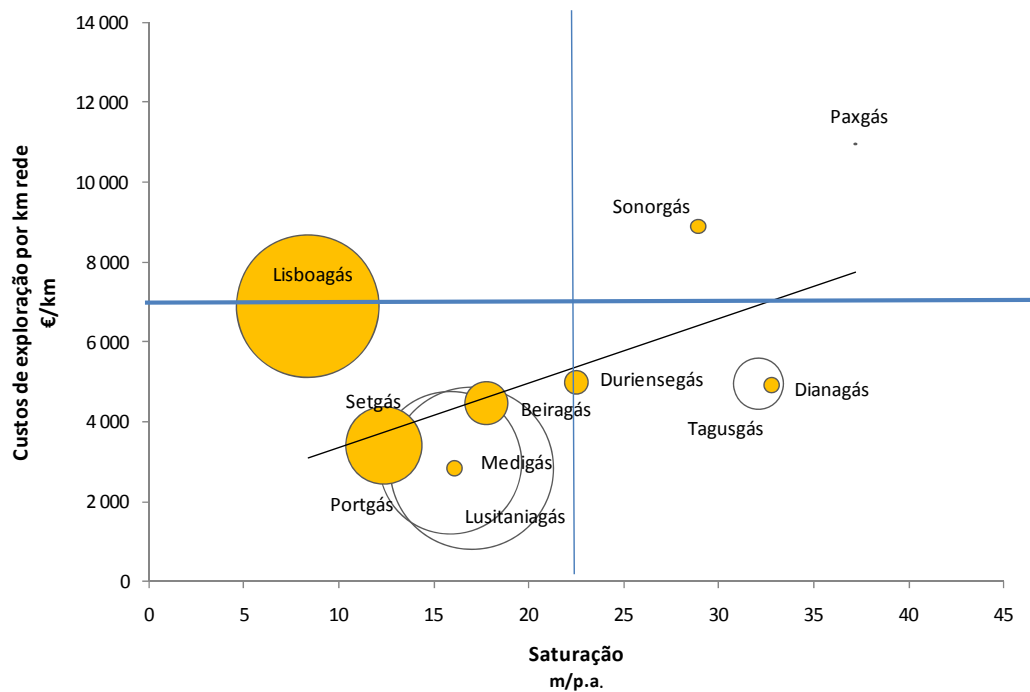
Esta dispersão é mais evidente no caso dos custos de exploração por volume de gás natural distribuído.

Figura 4-8 - Saturação das redes e custos de exploração por volume de GN distribuído 2008



Quando se compara a saturação das redes e os custos de exploração por quilómetro de rede, destaca-se pela negativa a Lisboagás. As características particulares da rede de distribuição da Lisboagás, referidas no ponto 3, poderão justificar o desempenho desta empresa.

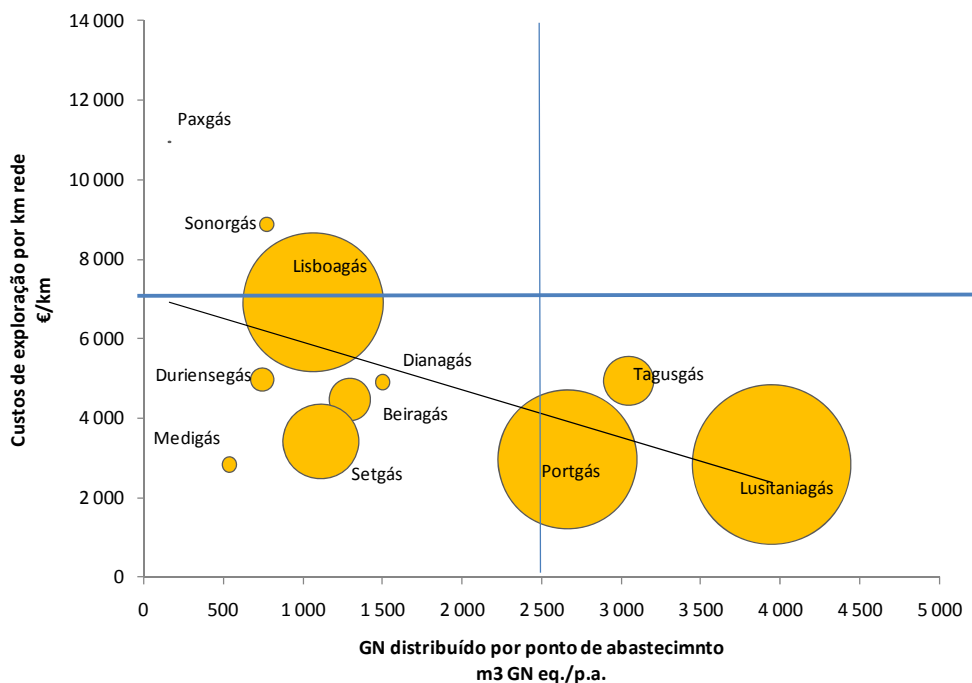
Figura 4-9 - Saturação das redes e custos de exploração por quilómetro de rede em 2008



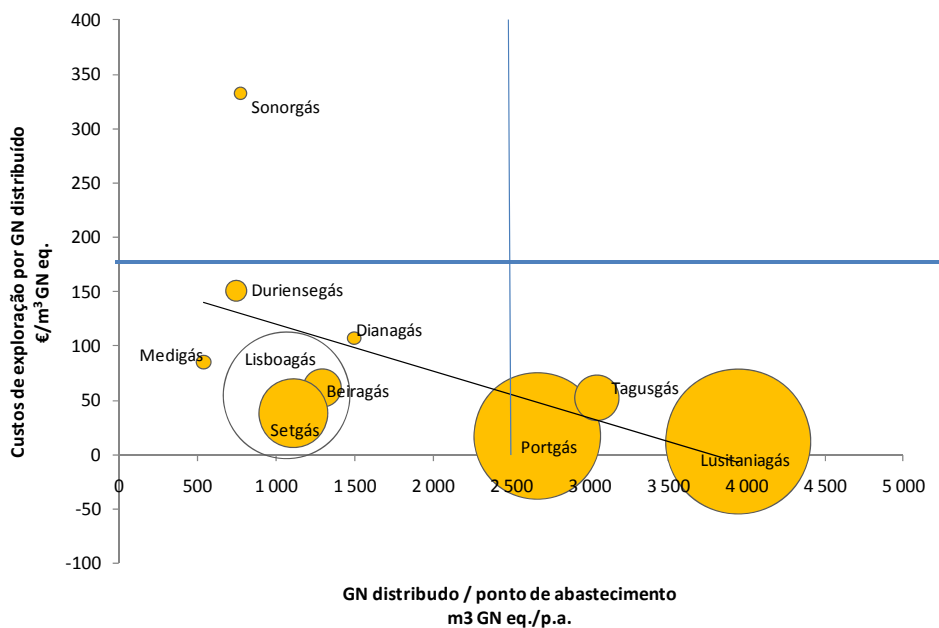
#### GÁS NATURAL DISTRIBUÍDO POR PONTO DE ABASTECIMENTO

Comparativamente com o indicador saturação das redes, quando o indicador de desempenho é o gás natural distribuído por ponto de abastecimento, os gráficos apresentam-se mais dispersos, isto é, apresentam uma relação menos clara com os indicadores operacionais considerados.

**Figura 4-10 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por quilómetro de rede em 2008**



**Figura 4-11 – Gás natural distribuído por ponto de abastecimento e custos de exploração por volume de GN distribuído em 2008**





### TEMPO DA ACTIVIDADE E PERCENTAGEM DO ACTIVO AMORTIZADO

Se considerarmos o período de funcionamento da actividade, verifica-se uma clara relação entre este indicador e o desempenho das empresas, nomeadamente quando se utiliza como indicador de desempenho os custos de exploração por ponto de abastecimento. Porém, importa também sublinhar que a dimensão das empresas e o período de funcionamento são dois indicadores extremamente relacionados, tendo em conta que as áreas de concessão com maior potencial foram atribuídas em primeiro lugar. Assim, subjacente à relação entre desempenho e período de actividade existe igualmente uma relação entre desempenho e dimensão de actividade.

**Figura 4-12 – Tempo de actividade operacional e custos de exploração por pontos de abastecimento em 2008**

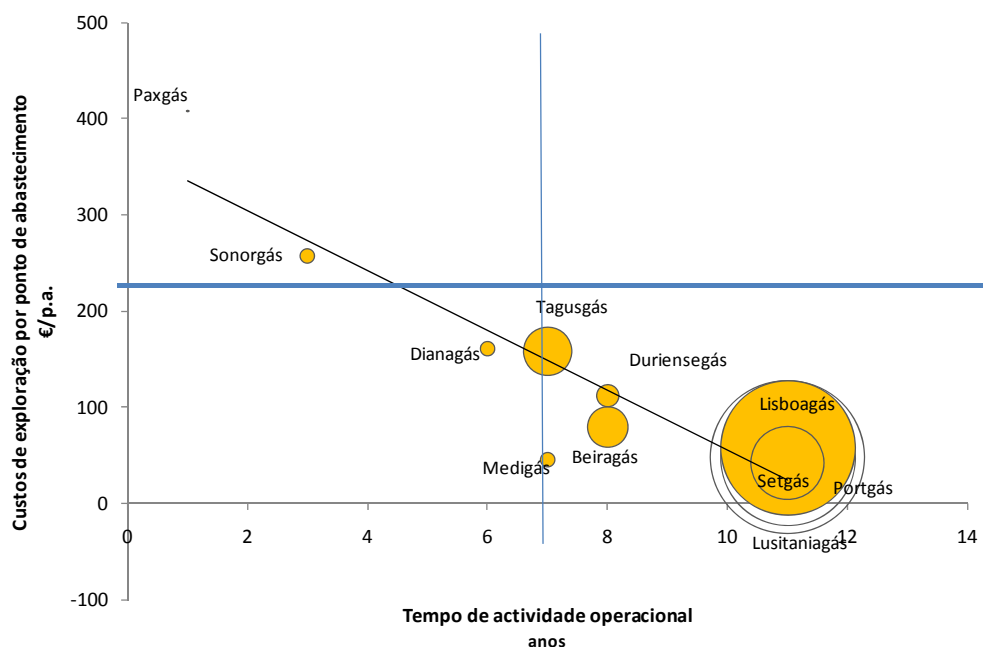


Figura 4-13 – Tempo de actividade operacional e custos de exploração por quilómetro de rede em 2008

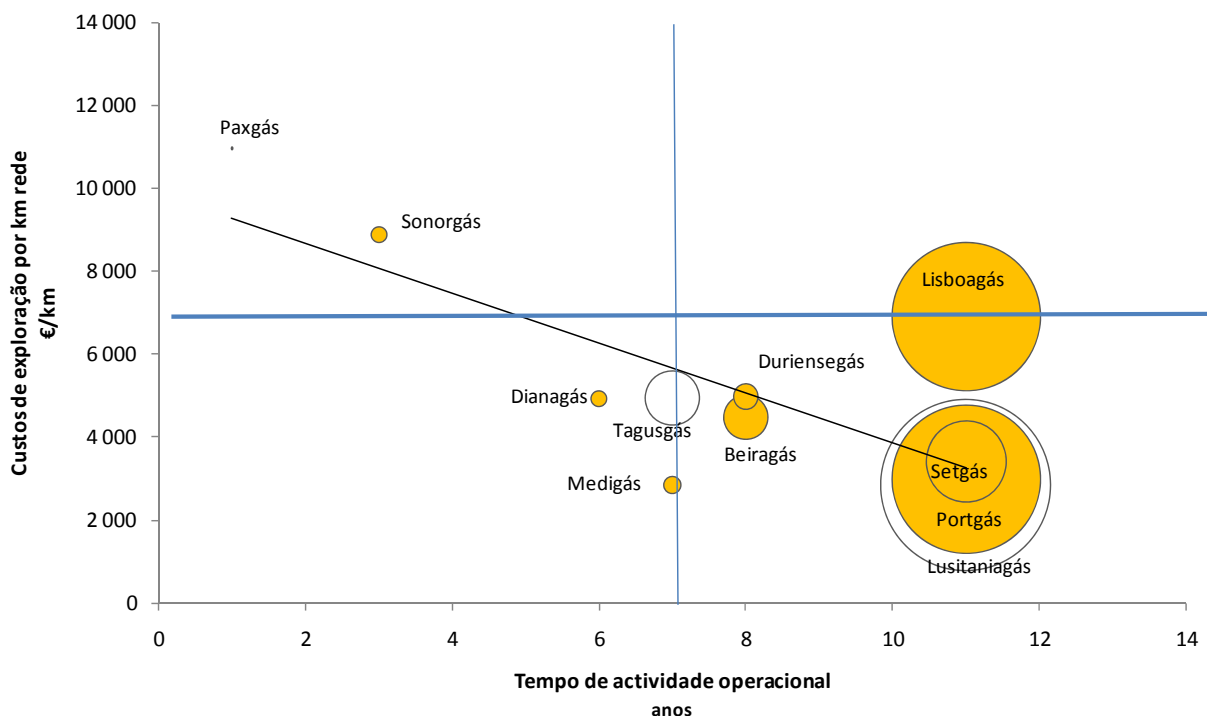
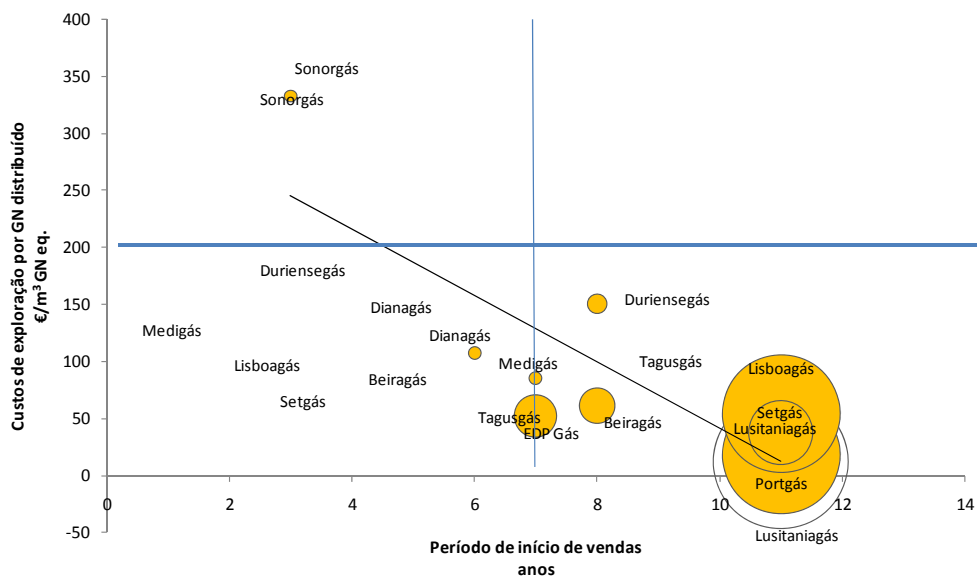
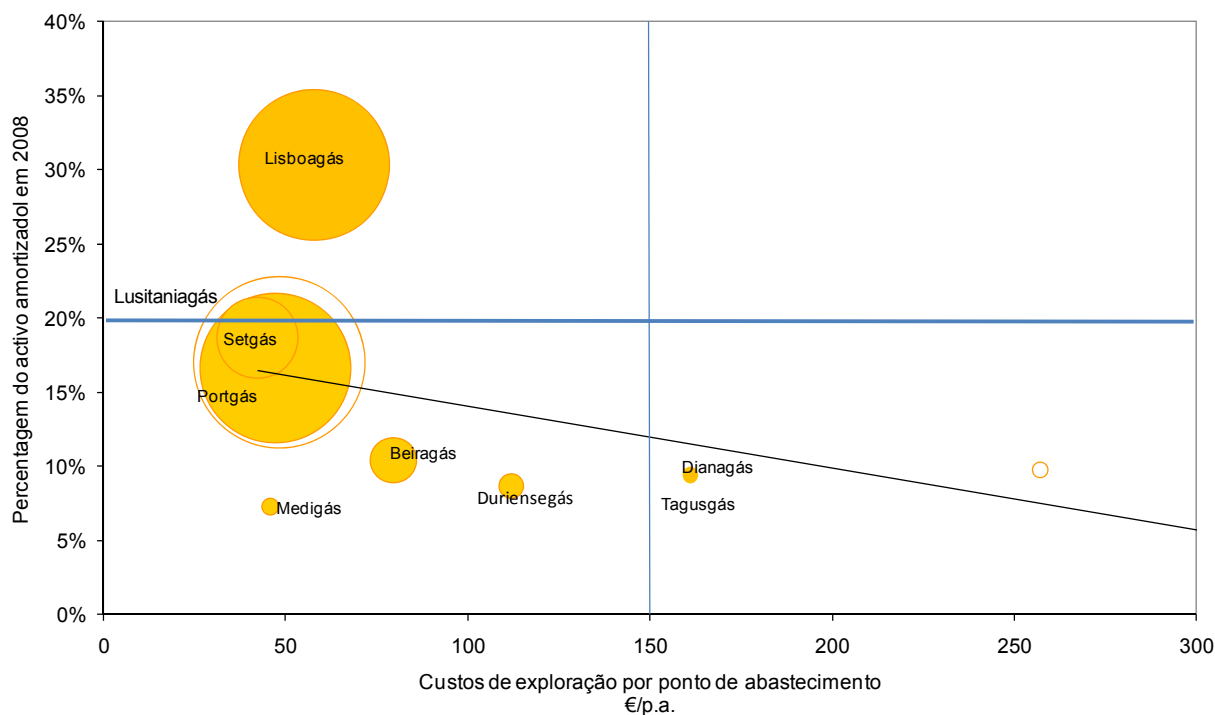


Figura 4-14 – Tempo de actividade operacional e custos de exploração por volume de GN distribuído em 2008



Interessante verificar que esta relação mantém-se quando se considera a percentagem do activo amortizado, destacando-se novamente a LisboaGás, provavelmente pelos motivos já apontados.

**Figura 4-15 – Percentagem do activo amortizado e custos de exploração por ponto de abastecimento em 2008**



## SÍNTESE

O desempenho das distribuidoras de gás natural reflecte em parte as condições em que estas empresas efectuam as suas actividades.

Assim, alguns factores externos apresentam uma relação muito forte com o desempenho das empresas, nomeadamente:

- O período de actividade das empresas;
- A saturação das redes, indicador relacionado com a densidade populacional; e
- Numa menor medida o volume de gás natural distribuído por ponto de abastecimento, que como se viu, está relacionado com o peso da indústria no tecido económico da área de concessão/licença.

## 4.2 ANÁLISE DINÂMICA DO DESEMPENHO DAS EMPRESAS DESDE O INÍCIO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Neste ponto apresenta-se uma breve análise do desempenho das empresas de distribuição desde a introdução do gás natural em Portugal continental, de modo a identificar quais são os factores que explicam as tendências de evolução do desempenho destas empresas em particular e da actividade em geral.

A informação disponível não permite individualizar para todas as empresas os valores associados ao gás natural dos valores associados ao gás propano, pelo que se optou por considerar ambos, uma vez que tem sido prática comum das empresas iniciar a sua actividade pela angariação de clientes de propano e posteriormente a sua conversão para gás natural, à medida que a rede de gás natural o vai permitindo.

Por outro lado, recorde-se que até 2007 as actividades de distribuição e comercialização de gás natural não estavam separadas. Assim, os indicadores de desempenho apresentados neste ponto não poderão ser comparados com os apresentados no ponto anterior. As diferenças são mais evidentes no que diz respeito ao volume de vendas de gás natural, face ao volume de gás natural distribuído, bem como a distinção entre os conceitos de número de clientes<sup>23</sup> e número de pontos de abastecimento<sup>24</sup>.

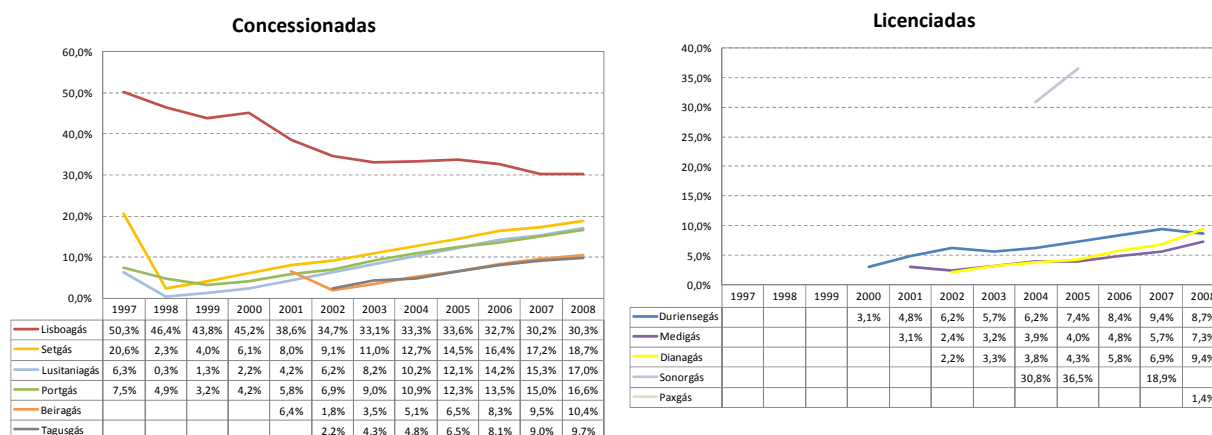
Da análise da Figura 4-16, verifica-se que as empresas que se encontram no mercado há menos tempo ainda estão numa fase de grandes investimentos, pelo que o peso da amortização acumulada no total do equipamento em redes, em exploração, é inferior a 10%. Importa referir que o equipamento de redes tem uma vida útil de 45 anos (taxa de amortização anual de cerca de 2,2%).

---

<sup>23</sup> Até 2007 utilizou-se o conceito de clientes como sendo o número de consumidores de cada empresa.

<sup>24</sup> A partir de 2008 introduziu-se o conceito de ponto de abastecimento como sendo o número de pontos da rede em que cada distribuidor procede à entrega de gás natural. Esses pontos não constituem clientes do operador da rede de distribuição, mas sim dos comercializadores do mercado livre e do mercado regulado.

**Figura 4-16 - Peso da amortização acumulada no total do equipamento em redes**



Fonte: Empresas do sector de gás natural

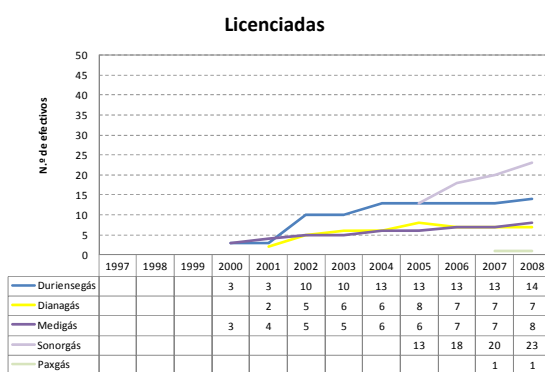
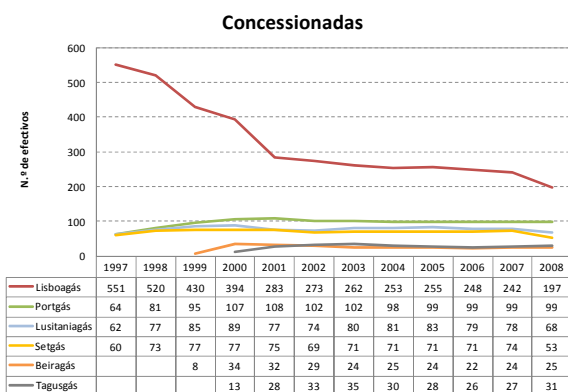
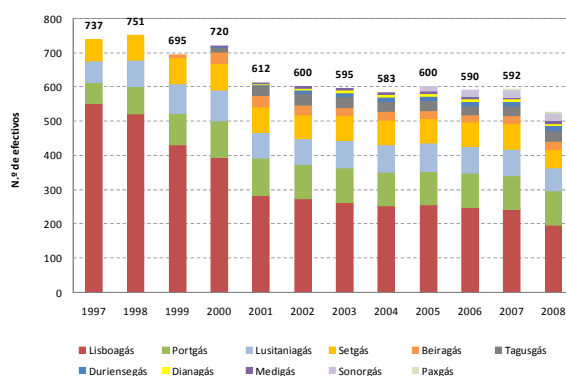
#### DADOS OPERACIONAIS POR EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO

Da Figura 4-17 à Figura 4-22 apresenta-se a evolução no período 1997 a 2007 de alguns dados operacionais por empresa de distribuição.

Das 11 empresas de distribuição de GN, 8 pertencem ao Grupo Galp (Beiragás, Setgás, Dianagás, Lisboagás, Lusitâniagás, Medigás, Duriensegás e Paxgás); 1 pertence ao Grupo EDP (Portgás); 1 ao Grupo Lena (Tagusgás) e 1 ao grupo Dourogás (Sonorgás). No caso das empresas pertencentes ao Grupo GALP, a maior parte dos serviços administrativos são prestados por outras empresas do Grupo, ficando a estrutura orgânica das distribuidoras circunscrita às áreas operacionais: infra-estruturas, comercial e conversão de gás.

Desde 2001, o número de efectivos em empresas de distribuição de GN em Portugal é praticamente estável, situando-se próximo dos 600 efectivos (Figura 4-17). A evolução dos primeiros quatro anos do período em análise (1997 a 2000) foi condicionada pela reorganização interna da Lisboagás que se traduziu pela opção da colocação em outsourcing de um conjunto de serviços e pela implementação de um programa de medidas de carácter social com vista à redução de efectivos que permita redimensionar a empresa em linha com as melhores práticas internacionais do sector. Tem sido prática corrente das empresas pertencentes ao Grupo GALP, Grupo EDP e Grupo Lena, recorrerem à prestação de serviços por parte de outras empresas do mesmo Grupo empresarial, política que permite suprir a contratação de novos colaboradores, mas aumenta o custo com a rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos.

Figura 4-17 – Evolução do n.º de efectivos

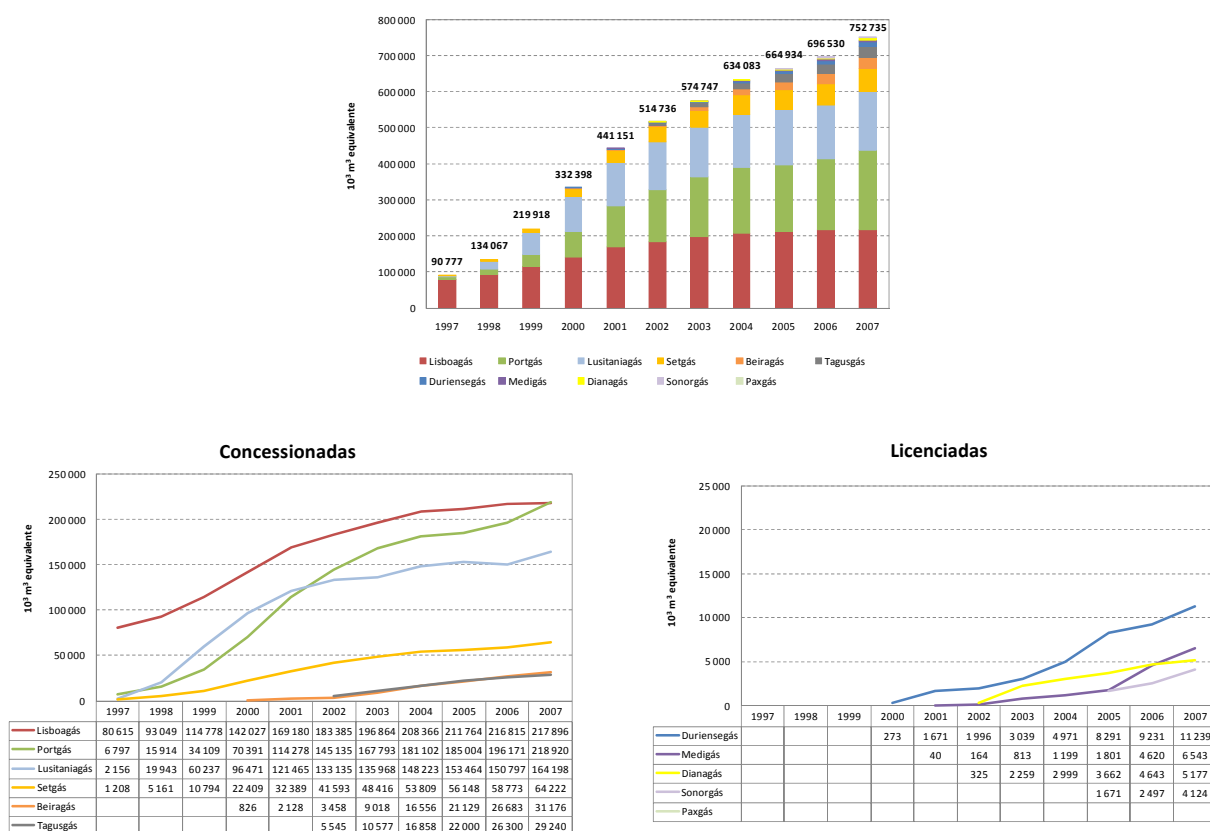


Fonte: Empresas do sector de gás natural

A Figura 4-18 apresenta a evolução das vendas de gás natural e de propano, pelas distribuidoras ao longo do período compreendido entre 1997 e 2007.

A taxa de crescimento média anual do volume de vendas de gás (natural e propano), no período 1997 a 2007 foi de cerca de 24%.

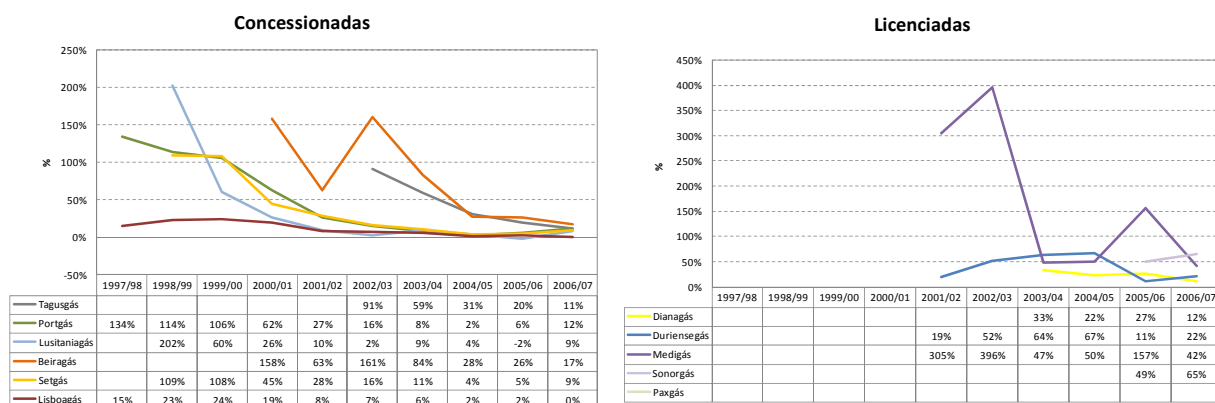
Figura 4-18 – Evolução das vendas de GN e propano



Fonte: Empresas do sector de gás natural

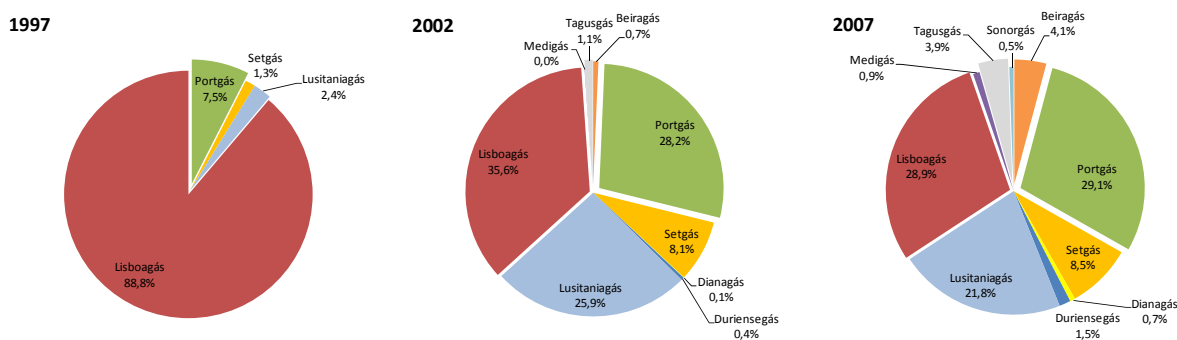
Verifica-se na figura seguinte que a Lusitaniagás, a Lisboagás, a Setgás e a Portgás (neste caso com excepção do período 2006/2007) apresentam, para os últimos anos, taxas de crescimento das vendas moderadas, enquanto as restantes empresas, com destaque para as licenciadas, apresentam taxas de crescimento das vendas, no período 2006/2007 a variar entre os 12% e os 65%.

Figura 4-19 – Taxa de crescimento anual das vendas de GN e propano



Em 2007, as vendas de gás (GN e propano) pelas distribuidoras licenciadas representam menos de 5% do total das vendas, enquanto a Portugás, Lisboagás e a Lusitaniagás concentram 80% das vendas totais. A figura seguinte ilustra as quotas de mercado das distribuidoras de gás natural em 1997, 2002 e 2007.

Figura 4-20 – Quotas do mercado de GN e de propano por empresa distribuidora



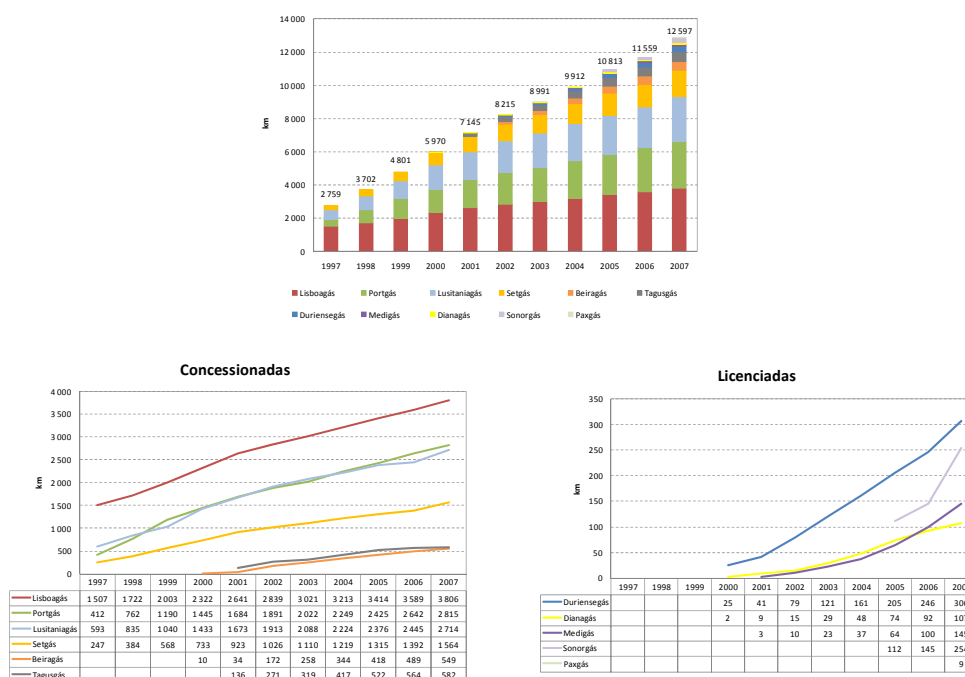
A rede de distribuição de gás em Portugal passou de 2 759 km em 1997 para 15 597 km em 2007.

Os investimentos em redes de distribuição das empresas concessionadas foram mais intensivos nos primeiros 6 anos (1997 a 2002) onde paralelamente à rede secundária foi necessária a construção de toda a rede primária, verificando-se uma taxa de crescimento média anual, neste período, na ordem dos 25%. A partir desta data os investimentos são essencialmente direccionados para a rede secundária verificando-se uma desaceleração no crescimento da rede para taxas na ordem dos 10% ao ano.

Ao nível das licenciadas à medida que as mesmas vão obtendo licenças para distribuir em novos pólos, é necessário construir redes de distribuição, pelo que se continuam a verificar grandes acréscimos anuais na extensão das redes, que rondam os 40% ao ano.



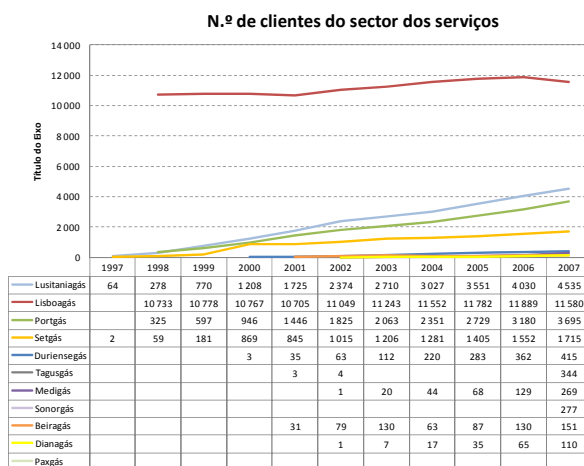
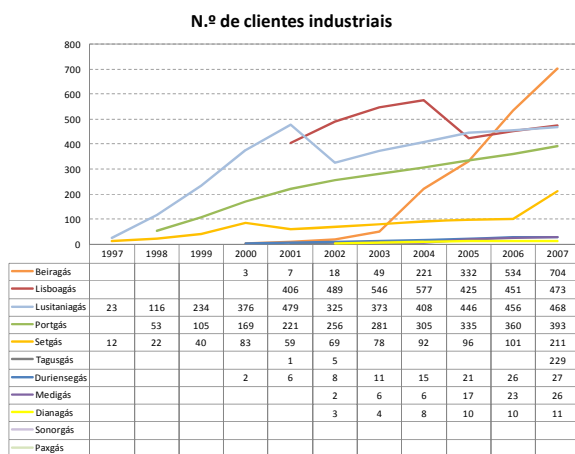
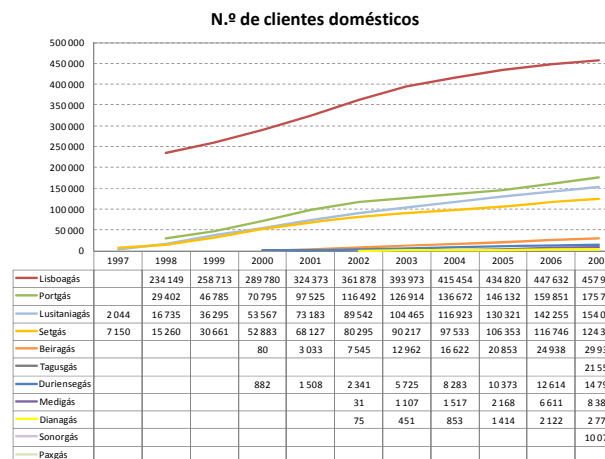
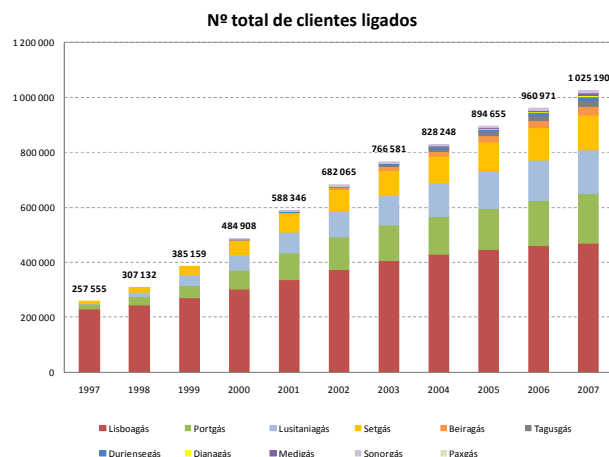
Figura 4-21 – Evolução da extensão da rede (primária e secundária)



Fonte: Empresas do sector de gás natural

O número de clientes ligados às redes de distribuição de GN e propano ultrapassou o 1 milhão em 2007 (Figura 4-22). No período de 1997 a 2007 a taxa de crescimento média anual foi na ordem dos 15%. Porém, assiste-se nos últimos anos da análise a uma clara inflexão desta tendência.

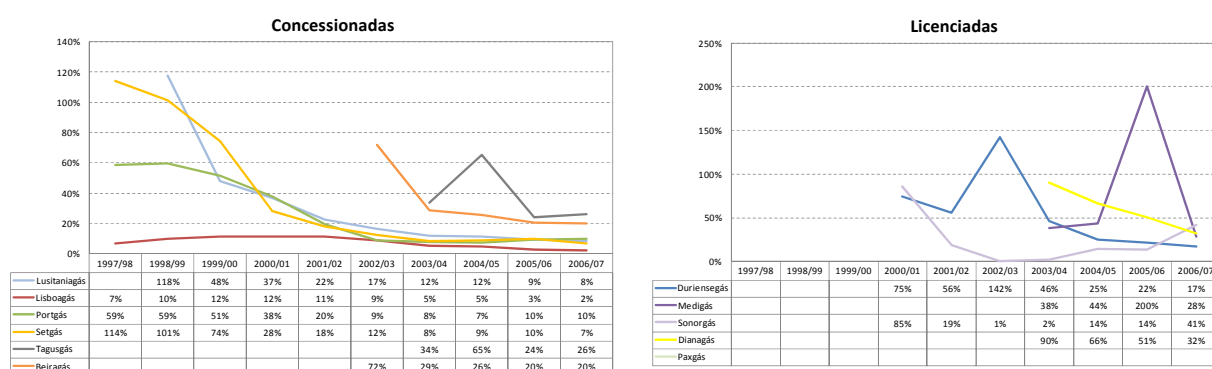
Figura 4-22 – Evolução do n.º de clientes (GN e propano)



Fonte: Empresas do sector de gás natural

Na generalidade das empresas de distribuição, a taxa de crescimento do número de clientes tem vindo a baixar de forma gradual. No entanto, verifica-se ainda, alguma instabilidade ao nível das taxas de crescimento de algumas empresas, nomeadamente das licenciadas, resultante do início de abastecimento de novos pólos de consumo. Todas estas empresas apresentaram entre 2006 e 2007 taxas anuais de crescimento do número de clientes a variar entre os 17% (Duriensegás) e os 41% (Sonorgás). A figura seguinte apresenta essas evoluções:

**Figura 4-23 – Taxa anual de crescimento do número de clientes**

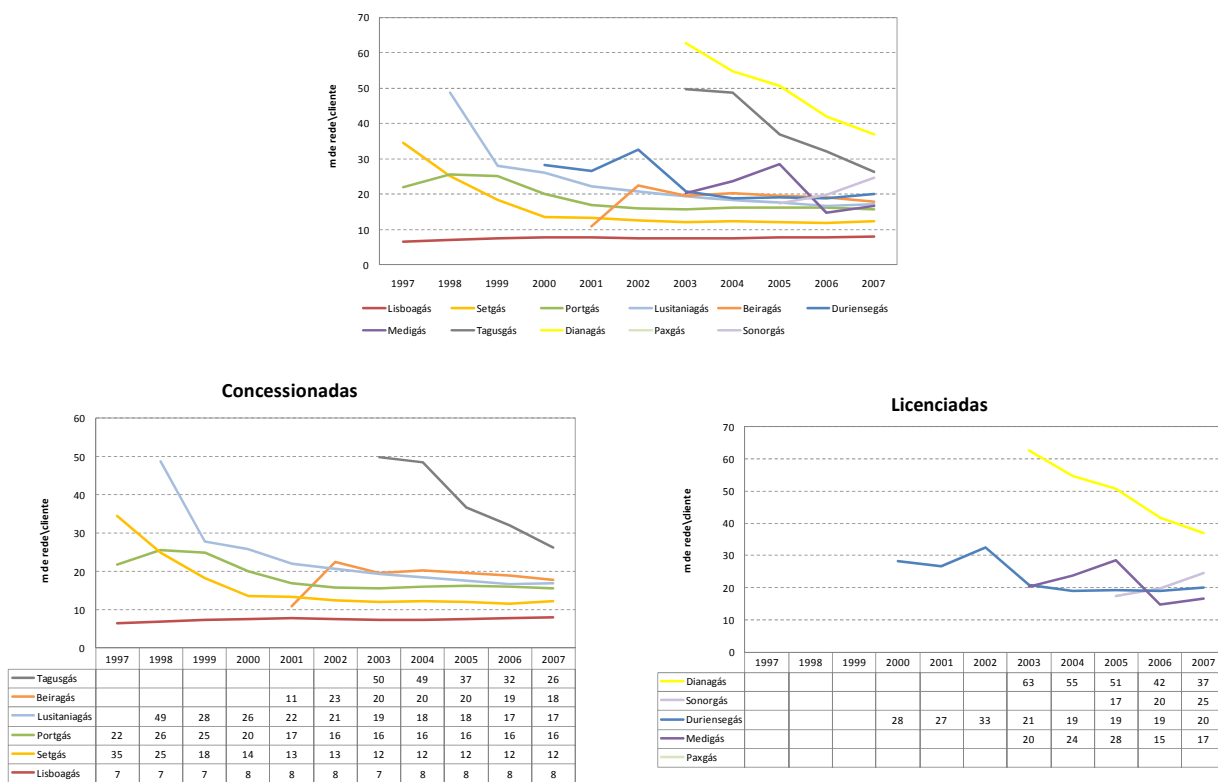


## INDICADORES OPERACIONAIS POR EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO

Na Figura 4-24 e na Figura 4-25 apresenta-se a evolução no período de 1997 a 2007, por empresa de distribuição, da saturação das redes e do consumo unitário por cliente, respectivamente.

Da análise da Figura 4-24 conclui-se que a saturação da rede medida pela relação entre os metros de rede construída e o n.º de clientes ligados dentro de cada área de concessão/licença é bastante estável ao longo do período em análise, isto é, as redes estão a ser construídas ao mesmo ritmo da ligação de novos clientes.

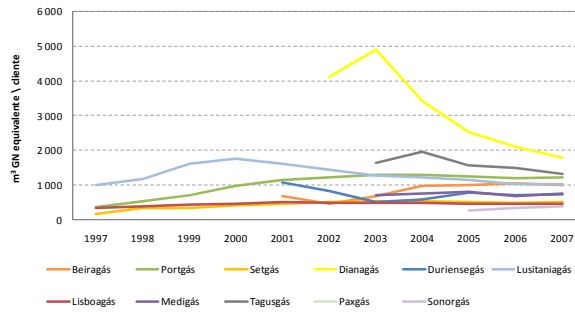
Figura 4-24 – Saturação da rede



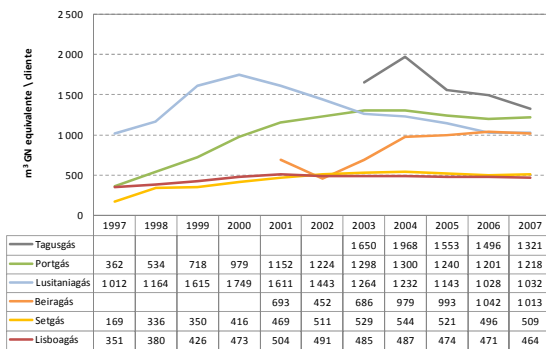
Fonte: Empresas do sector de gás natural

A grande maioria dos clientes industriais, até 2007, não era abastecida pelas redes das distribuidoras. Contudo, existem casos de distribuidoras que embora abasteçam um número reduzido de consumidores industriais, o seu consumo ultrapassa os 50% do total do consumo abastecido pela distribuidora, pelo que o consumo unitário da área de distribuição é bastante elevado. Este é o caso da Dianagás em que menos de 1% dos clientes consome mais de 80% da energia distribuída pela empresa.

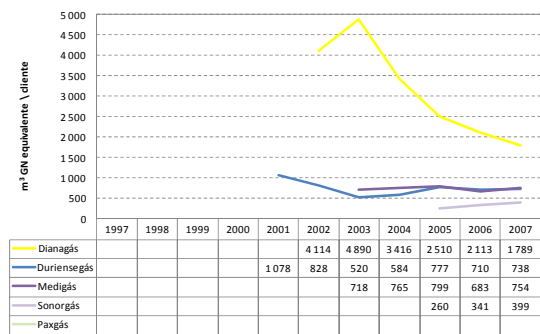
Figura 4-25 – Consumo de GN e Propano por cliente



Concessionadas



Licenciadas



Fonte: Empresas do sector de gás natural

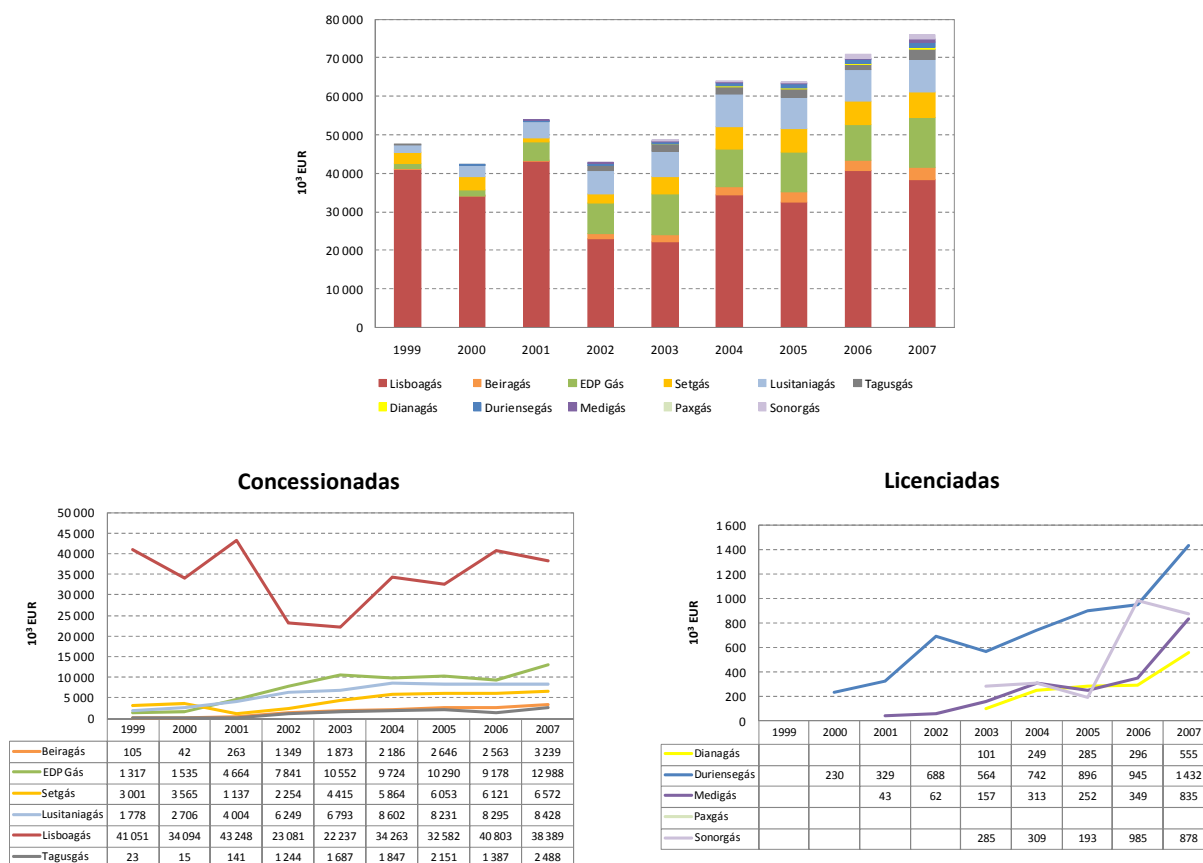
## INDICADORES DE DESEMPENHO POR EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO

Na Figura 4-26 apresenta-se a evolução dos custos de exploração líquidos, excluindo amortizações, por empresa de distribuição.

Consideram-se custos de exploração líquidos a soma algébrica das seguintes rubricas:

- (+) Custos de exploração: Fornecimentos e serviços externos, Custos com pessoal, Impostos, Provisões, Ajustamentos e Outros custos operacionais.
- (-) Proveitos de exploração: Prestações de serviços, Subsídios à exploração, Trabalhos para a própria empresa, Proveitos suplementares e Outros proveitos operacionais.

**Figura 4-26 – Custos de exploração líquidos, a preços constantes de 2008**

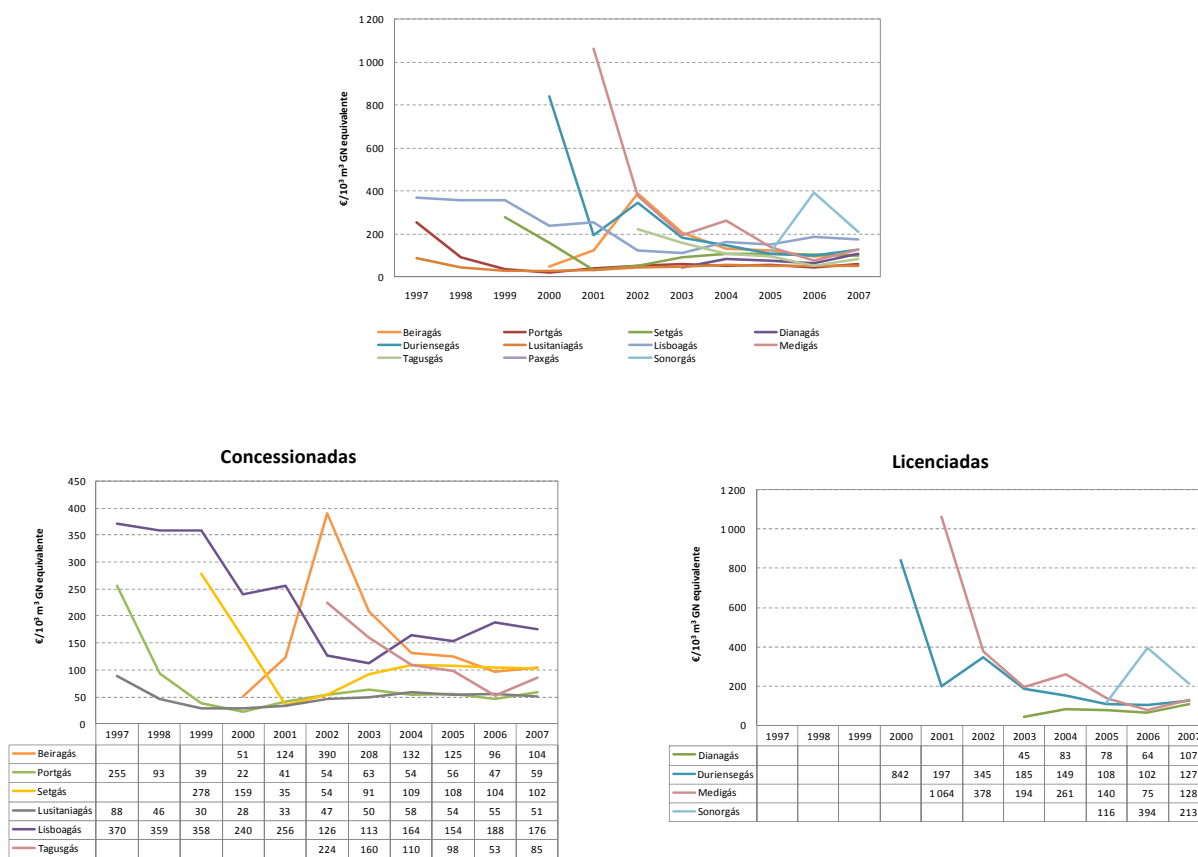


Fonte: Empresas do sector de gás natural

Da Figura 4-27 à Figura 4-29 apresentam-se a evolução de alguns indicadores de desempenho por empresa de distribuição.

No caso das empresas concessionadas, observa-se uma diminuição dos custos de exploração por unidade vendida na maioria dos casos, com excepção da Tagusgás. No caso das empresas licenciadas, a tendência não é tão clara.

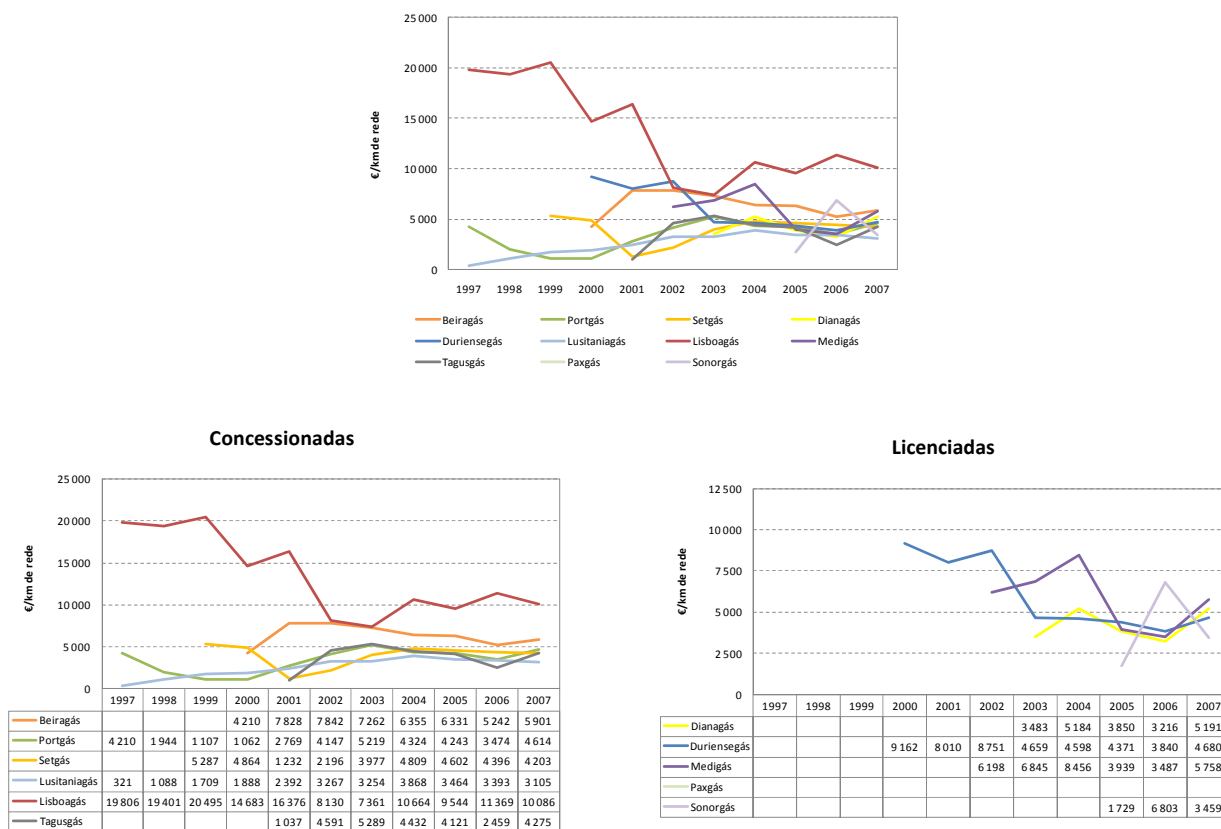
Figura 4-27 – Custos de exploração líquidos por unidade vendida



Fonte: Empresas do sector de gás natural

No caso dos custos de exploração por quilómetro de rede, a tendência de diminuição observada é mais significativa do que no caso anterior, apesar de ser menos significativa no final do período analisado.

Figura 4-28 – Custos de exploração líquidos por km de rede

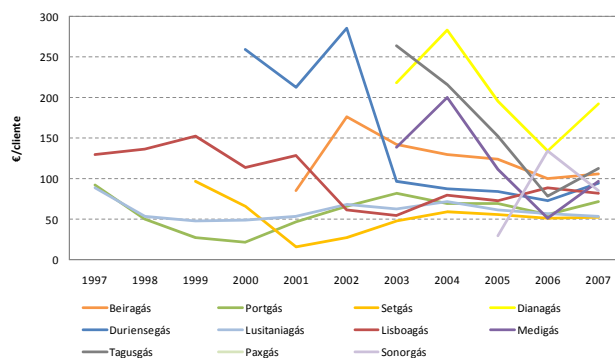


Fonte: Empresas do sector de gás natural

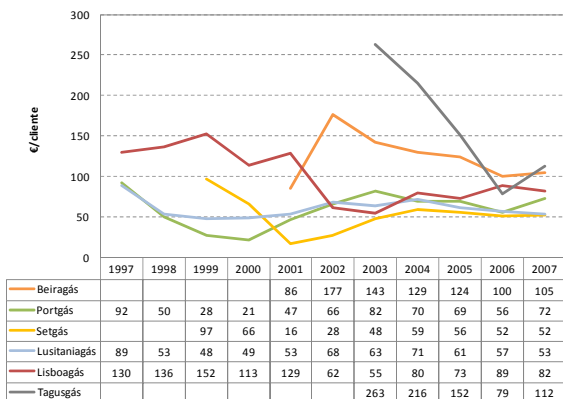
No caso dos custos de exploração por cliente, observa-se uma clara diminuição deste indicador até 2006, sendo que em 2007 assiste-se a uma inflexão desta tendência.



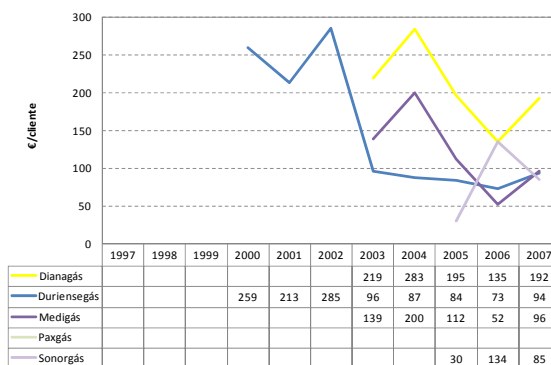
Figura 4-29 – Custos de exploração líquidos por cliente



Concessionadas



Licenciadas



Fonte: Empresas do sector de gás natural

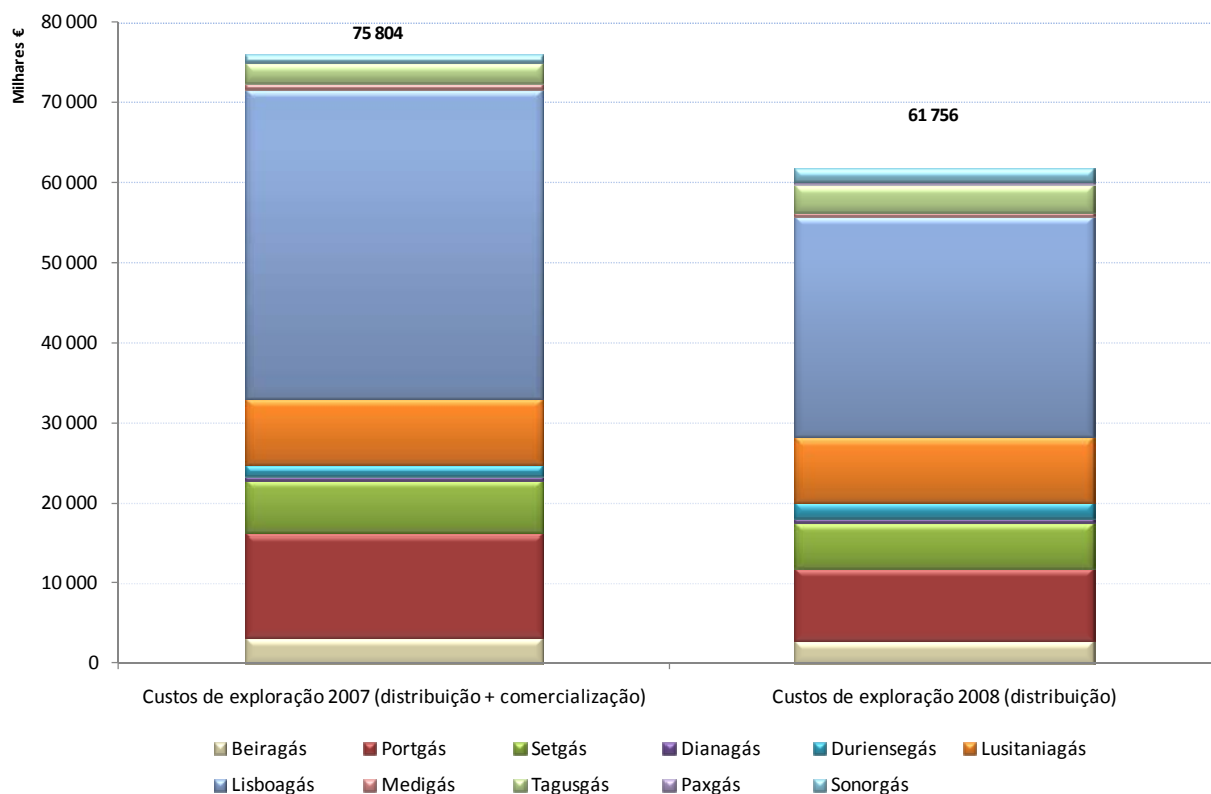
### 4.3 ANÁLISES COMPLEMENTARES

Neste ponto, efectuaram-se duas análises complementares. Uma primeira análise, que compara os custos de exploração das actividades de distribuição e comercialização em 2007 e os custos de exploração da actividade de Distribuição em 2008, de modo a melhor se entender a evolução ocorrida nos custos após a separação das actividades de distribuição e comercialização de gás natural. Uma segunda análise por forma a evidenciar em que fase se encontram as empresas em termos de desenvolvimento da sua actividade.

#### COMPARAÇÃO DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO EM 2007 E EM 2008

A Figura 4-30 apresenta a evolução dos custos de exploração das distribuidoras de gás natural entre os anos 2007 e 2008, a preços constantes de 2008.

Figura 4-30 – Evolução dos custos de exploração de 2007 a 2008 (preços constantes de 2008)



Fonte: Empresas do sector de gás natural

Em 2007 os custos de exploração englobavam as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural enquanto os custos de 2008 incluem apenas os da actividade de distribuição. Tendo em conta estas circunstâncias verifica-se uma redução dos custos entre 2007 e 2008 na ordem dos 18,5%.

Como anteriormente referido a separação ocorreu a 1 de Janeiro de 2008. Apenas em 4 empresas (Portgás, LisboaGás, Lusitaniagás e Setgás) houve uma separação legal, nas restantes empresas a separação foi meramente contabilística.

O quadro seguinte apresenta os custos de exploração por distribuidora para os anos de 2007 e de 2008 com a respectiva evolução.

**Quadro 4-8 – Custos de exploração em 2007 e em 2008 por empresa (preços constantes de 2008)**

	Custos de exploração 2007 (distribuição + comercialização) (EUR)	Custos de exploração 2008 (distribuição) (EUR)	Varição (%)
Beiragás	3 239 469	2 865 957	-11,5
Portgás	12 988 446	8 999 511	-30,7
Setgás	6 571 585	5 641 447	-14,2
Dianagás	555 478	584 557	5,2
Duriensegás	1 432 122	2 075 970	45,0
Lusitaniagás	8 427 928	8 095 169	-3,9
Lisboagás	38 388 761	27 544 808	-28,2
Medigás	834 892	512 420	-38,6
Tagusgás	2 487 836	3 385 245	36,1
Paxgás		273 893	-
Sonorgás	877 592	1 777 272	102,5
<b>Total</b>	<b>75 804 110</b>	<b>61 756 249</b>	<b>-18,5</b>

Fonte: Relatórios do exercício das empresas de Distribuição de GN

Apesar de, conforme anteriormente mencionado, os valores de 2007 incluírem os custos com a actividade de Comercialização, verifica-se que algumas empresas apresentam em 2008 custos superiores ao ano anterior. Aqui destacam-se a Dianagás (5,2%), Duriensegás (45,0%), Tagusgás (36,1%) e Sonorgás (102,5%).

#### **MATURIDADE DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

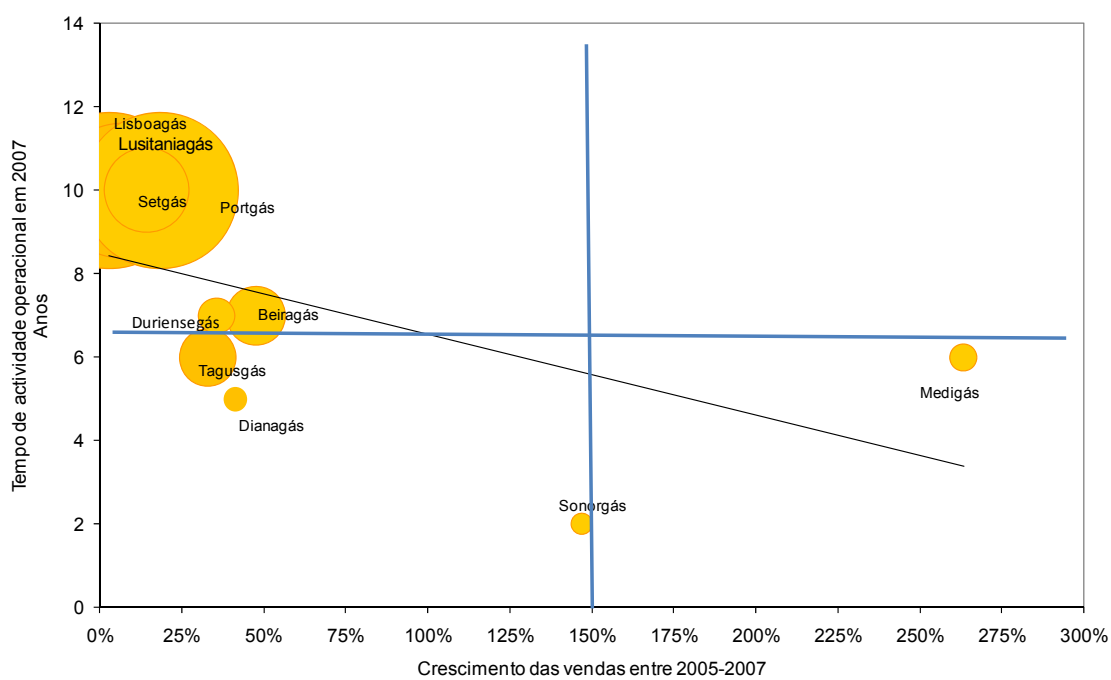
Neste ponto, pretende-se relacionar o tempo de actividade operacional das empresas nos anos de 2007 e de 2008 com as taxas de crescimento das vendas, com a taxa de crescimento do número de clientes entre 2005 e 2007 e com a taxa de crescimento dos quilómetros de rede entre 2005 e 2008, conforme apresentado no Quadro 4-5.

**Quadro 4-9 – Correlação entre a maturidade e a taxa de crescimento da actividade**

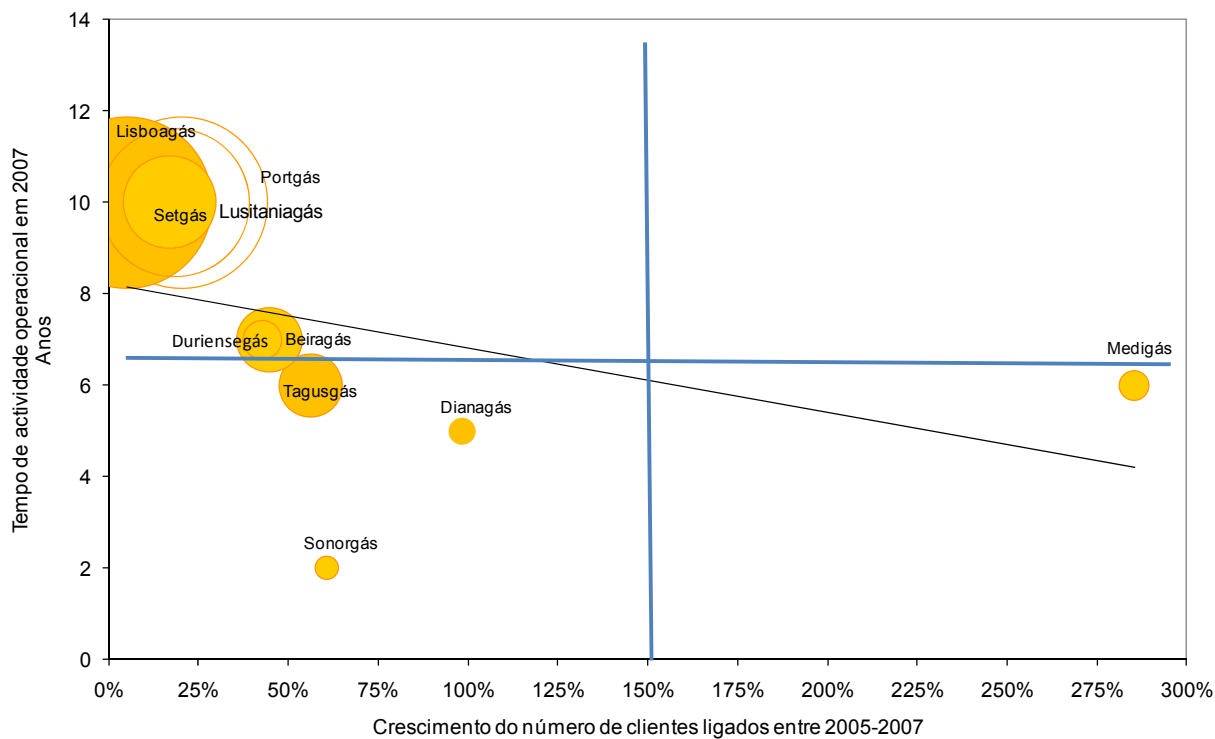
	Tempo de actividade operacional até 2007	Tempo de actividade operacional até 2008
Taxa de crescimento das vendas entre 2005 e 2007	-0,58	-
Taxa de crescimento do número de clientes entre 2005 e 2007	-0,43	-
Taxa de crescimento dos quilómetros de rede entre 2005 e 2008	-	-0,52

A Figura 4-31 e a Figura 4-32 permitem observar para o ano de 2007 a existência de uma correlação negativa entre o tempo de actividade operacional das empresas e as taxas de crescimento das vendas e do número de clientes no período de 2005 a 2007, respectivamente.

**Figura 4-31 – Tempo de actividade operacional em 2007 e taxa de crescimento das vendas 2005-2007**

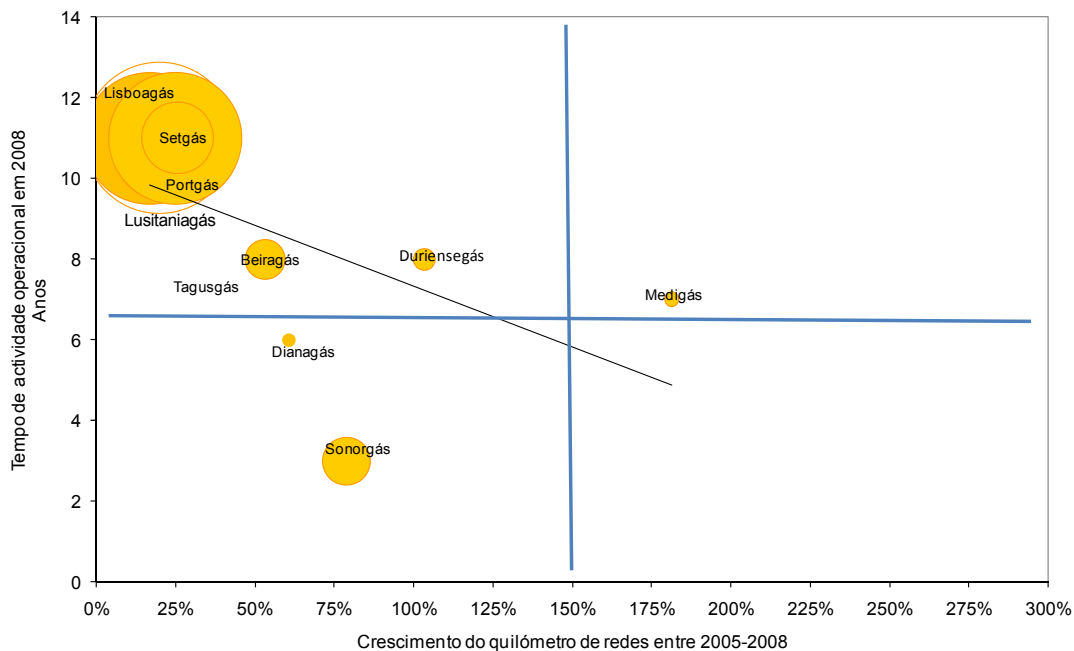


**Figura 4-32 – Tempo de actividade operacional em 2007 e taxa de crescimento do número de clientes 2005-2007**



Verifica-se também a existência de correlação negativa entre o tempo da actividade operacional em 2008 e a taxa crescimento dos quilómetros de rede entre 2005 e 2008, conforme Figura 4-33.

**Figura 4-33 – Tempo de actividade operacional em 2008 e taxa de crescimento dos quilómetros de rede entre 2005-2008**



Com base nos dados apresentados, assume-se a existência de três grupos de empresas consoante a fase em que estas se situam no desenvolvimento da sua actividade. Um primeiro grupo de empresas constituído pelas quatro maiores e mais antigas empresas concessionadas (Portgás, Lisboagás, Lusitaniagás e Setgás), que apresentam taxas de crescimento da actividade reduzidos. Um segundo grupo no qual se inclui as restantes empresas, com excepção da Medigás e da Sonorgás, que apresentam taxas elevadas de crescimento da actividade. Finalmente, a Medigás e a Sonorgás que apresentam taxas de crescimento da actividade muito elevadas.

## 5 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

O capítulo anterior permitiu concluir que as empresas apresentam entre elas grandes diferenças que poder-se-ão dever a factores externos à sua gestão, como sejam a sua maturidade, a densidade demográfica das áreas de concessão/licenciamento ou ainda a sua dimensão. Por outro lado, os últimos dados disponíveis relativos a 2008, bem como ao ano gás 2008-2009, não podem ser comparados com os dados anteriores, por força da separação entre as actividades de distribuição e de comercialização de gás natural ocorrida no início de 2008.

Por estas razões, a amostra de dados mais recentes disponíveis é de pequena dimensão. Deste modo, a definição de metas de eficiência não se poderá basear no recurso a métodos paramétricos, tais como o COLS e o SFA. Porém, poderão ser aplicados métodos não paramétricos, nomeadamente o DEA, tendo em conta algumas das suas características referidas no ponto 3, como sejam:

- A amostra não precisa de integrar muitos dados.
- Não necessita que seja definida a forma funcional. A metodologia permite considerar rendimentos crescentes à escala e, conseqüentemente, anular o efeito escala nos indicadores de desempenho das empresas.

No entanto, os dados relativos ao período anterior, isto é, até 2007 são úteis na estimação dos indutores de custos da actividade de Distribuição de gás natural mais apropriados e na definição do impacte destes indutores na evolução dos custos de exploração, por incluírem um maior número de observações.

Neste contexto, a definição das metas de eficiência proceder-se-á do seguinte modo: na primeira parte deste capítulo, procurar-se-á definir o impacte dos três *outputs* considerados (número de pontos de abastecimento, quilómetros de rede e volume de gás natural distribuído) na evolução dos custos de exploração, isto é, qual o indutor de custos mais apropriado. Na segunda parte deste capítulo, aplicar-se-á a metodologia de DEA aos dados relativos a 2008 e a 2008-2009, cruzando os resultados com os factores externos às empresas apresentados no ponto anterior.

### 5.1 ANÁLISE DINÂMICA ATÉ 2007

#### 5.1.1 ESTATÍSTICA DESCRITIVA E CORRELAÇÃO

Para os anos compreendidos entre 2000 e 2007, as variáveis independentes analisadas por empresa dizem respeito ao número de clientes domésticos, ao número de clientes totais, às vendas de gás natural e à extensão da rede de distribuição. A variável dependente corresponde ao valor dos custos de

exploração a preços constantes. A consideração da amostra somente a partir de 2000 permite eliminar possíveis resultados extremos resultantes do início da actividade na maior parte das empresas.

As empresas consideradas são as seis empresas concessionadas (Beiragás, Portgás, Tagusgás, Lusitâniagás, Lisboagás e Setgás) e quatro das cinco empresas licenciadas (Duriensegás, Sonorgás, Dianagás e Medigás). A Paxgás não foi considerada na amostra, pois apenas apresenta actividade operacional (venda de gás natural) no ano 2008.

O Quadro 5-1 apresenta a correlação entre as variáveis independentes (variáveis explicativas). O objectivo desta análise é identificar variáveis que estejam correlacionadas entre si, facto que deve ser evitado aquando da construção das regressões. A presença de multicolinearidade – variáveis explicativas correlacionadas entre si – condiciona os resultados obtidos para os coeficientes quando analisados individualmente e, por esta razão, deve ser evitado na construção de um modelo.

**Quadro 5-1 – Correlação entre as variáveis independentes**

	<i>Clientes totais</i>	<i>Vendas</i>	<i>Extensão da rede</i>
<i>Clientes totais</i>	1,00		
<i>Vendas</i>	0,99	1,00	
<i>Extensão da rede</i>	1,00	0,99	1,00

A elevadíssima correlação entre as diferentes variáveis independentes obriga a que não se possa considerar mais do que uma variável independente como *input* da função custo<sup>25</sup>.

O Quadro 5-2 apresenta a estatística descritiva das variáveis apresentadas anteriormente, bem como da variável dependente custos de exploração, calculados a preços constantes.

<sup>25</sup> Esta elevada correlação indicia, igualmente, que estas variáveis não devam ser exógenas.



**Quadro 5-2 – Estatística descritiva das variáveis (conjunto das empresas)**

	<i>Clientes totais</i>	<i>Vendas</i>	<i>Extensão da rede</i>	<i>Custos de exploração (a preços constantes)</i>
Observações	80	80	80	80
Unidade	Número	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.	km	EUR
Máximo	469 984	218 920	3 806	43 247 964
Média	77 887	57 641	946	5 765 190
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	27 085	16 589	246	2 249 020
Desvio-padrão	121 709	74 544	1 105	10 106 179

As 80 observações são referentes aos dados das 10 empresas no período entre 2000 e 2007. Dado que algumas empresas ainda não tinham iniciado a sua actividade operacional em 2000 (caso da Dianagás, Medigás, Tagusgás e Sonorgás), o valor zero aparece como valor mínimo em todas as séries consideradas. O desvio-padrão apresentado é considerado elevado, justificado pelo facto de grande parte das empresas terem iniciado a sua actividade há relativamente pouco tempo. Adicionalmente, nesta amostra encontram-se empresas com dimensões bastantes díspares entre si, reflectindo-se este facto neste indicador estatístico.

O Quadro 5-3 apresenta a mesma informação que a considerada anteriormente apenas para as seis empresas concessionadas.

**Quadro 5-3 – Estatística descritiva das variáveis (concessionadas)**

	<i>Clientes totais</i>	<i>Vendas</i>	<i>Extensão da rede</i>	<i>Custos de exploração (a preços constantes)</i>
Observações	48	48	48	48
Unidade	Número	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.	km	EUR
Mínimo	0	0	0	15 397
Máximo	469 984	218 920	3 806	43 247 964
Média	127 012	94 335	1 526	9 372 459
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	39 735	22 298	317	3 415 574
Desvio-padrão	136 842	76 790	1 090	11 762 846

Dado que a Tagusgás iniciou a sua actividade apenas em 2001, o valor mínimo obtido é zero nas séries Clientes totais, Vendas e Extensão da rede. Uma vez que em 2000 dispunha de efectivos (13), a Tagusgás tem custos de exploração associados a este facto (15 397 EUR).

O Quadro 5-4 apresenta a estatística descritiva para as empresas licenciadas. O período considerado mantém-se (2000 a 2007), tendo em conta que a Duriensegás e a Sonorgás apresentam número de clientes (e consequentemente, valores para vendas) a partir de 2000.

**Quadro 5-4 – Estatística descritiva das variáveis (licenciadas)**

	<i>Clientes totais</i>	<i>Vendas</i>	<i>Extensão da rede</i>	<i>Custos de exploração (a preços constantes)</i>
Observações	32	32	32	32
Unidade	Número	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.	km	EUR
Mínimo	0	0	0	0
Máximo	15 235	11 239	306	1 432 122
Média	4 200	2 602	77	374 144
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	1 498	1 076	30	134 021
Desvio-padrão	4 154	2 984	84	371 726

Os valores apresentados para a média, para o máximo, para a mediana e para o desvio padrão são inferiores aos considerados no Quadro 5-3 por estarmos a considerar uma realidade bastante diferente, tanto em termos de volume de vendas, como em termos de número de clientes. O primeiro ano em que todas as empresas apresentam valores para o número de clientes é 2002 enquanto nas concessionadas é 2001. De notar que o desvio-padrão destas séries é ainda elevado face à média denotando as fases de arranque destas empresas<sup>26</sup>.

O Quadro 5-5 apresenta a estatística descritiva para as quatro maiores distribuidoras de gás em termos de vendas de gás (Lisboagás, Portgás, Lusitaniagás e Setgás).

<sup>26</sup> De notar que a série vendas da Sonorgás apenas apresenta valores a partir de 2005 por falta de disponibilização de dados anteriores.

**Quadro 5-5 – Estatística descritiva das variáveis (quatro maiores distribuidoras)**

	<i>Clientes totais</i>	<i>Vendas</i>	<i>Extensão da rede</i>	<i>Custos de exploração (a preços constantes)</i>
Observações	32	32	32	32
Unidade	Número	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.	km	EUR
Mínimo	53 835	22 409	733	1 137 086
Máximo	469 984	218 920	3 806	43 247 964
Média	184 637	134 580	2 130	13 273 594
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	48 451	22 409	291	4 591 079
Desvio-padrão	134 385	62 155	807	12 733 951

Pela primeira vez, o desvio padrão das séries apresentadas é inferior ao valor das suas médias. A razão que explica este facto deve-se às empresas consideradas terem iniciado a sua actividade operacional próximas umas das outras e anteriormente a 2000. Tanto a Lisbogás, como a Portgás já possuíam a sua carteira de clientes de propano, tendo “apenas” realizado a reconversão destes clientes para o consumo de gás natural.

O Quadro 5-6 apresenta a estatística descritiva para as empresas Beiragás e Tagusgás. O período analisado é entre 2002 e 2007, sendo 2002 o primeiro ano em que a Tagusgás apresenta valores para as vendas de gás.

**Quadro 5-6 – Estatística descritiva das variáveis (Beiragás e Tagusgás)**

	<i>Clientes totais</i>	<i>Vendas</i>	<i>Extensão da rede</i>	<i>Custos de exploração (a preços constantes)</i>
Observações	12	12	12	12
Unidade	Número	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN eq.	km	EUR
Mínimo	798	3 458	172	1 244 255
Máximo	30 791	31 176	582	3 239 469
Média	15 417	18 212	409	2 055 130
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	5 300	5 988	108	539 293
Desvio-padrão	8 714	9 416	136	605 907

O desvio-padrão das séries consideradas é inferior ao valor da média indicando que estas empresas são similares entre si.

### 5.1.2 ESTACIONARIEDADE E CO-INTEGRAÇÃO

Os problemas decorrentes de relações espúrias são comuns nas séries temporais. Estes materializam-se nos elevados valores dos coeficientes de correlação, quando, na prática, as variáveis não têm qualquer relação causal entre si. A existência de relações espúrias entre variáveis está associada à não estacionariedade das mesmas.

Os testes efectuados são detalhados em anexos. Conclui-se que as séries das variáveis independentes (nº de clientes, volume de vendas e extensão das redes) não são estacionárias, sendo integradas de grau 1 e que em nenhum caso as variáveis independentes e a variável dependente (custos de exploração) são co-integradas.

### 5.1.3 DEFINIÇÃO DOS MODELOS

A existência de uma relação espúria entre duas variáveis surge quando ambas estão relacionadas com uma terceira variável não identificada. No caso das séries temporais, a relação poder-se-á dever à existência de tendências de evolução crescentes ou decrescentes. A existência de tendências foi testada para a presente análise, sendo que a variável de tendência não revelou ser significativa.

O facto das variáveis serem integradas de grau 1 permite anular os problemas decorrentes da estacionariedade e evidenciar relações não enviesadas entre variáveis, não permitindo, contudo, interpretar as relações existentes entre as variáveis.

O recurso a dados em painel com efeitos individuais fixos e aleatórios permite minorar parte destes problemas, com a vantagem de aumentar o número de observações e consequentemente a fiabilidade das estimações. Por outro lado, a consideração de efeitos individuais fixos (variáveis não identificadas relacionadas com as variáveis do modelo) ou aleatórios (variáveis não identificadas não relacionadas com as variáveis do modelo) permite anular efeitos decorrentes da existência de variáveis não identificadas fixas ao longo do tempo. Assim, enviesamentos decorrentes de problemas de endogeneidade serão anulados<sup>27</sup>. Porém, qualquer enviesamento decorrente das séries não serem estacionárias não é anulado com estas metodologias.

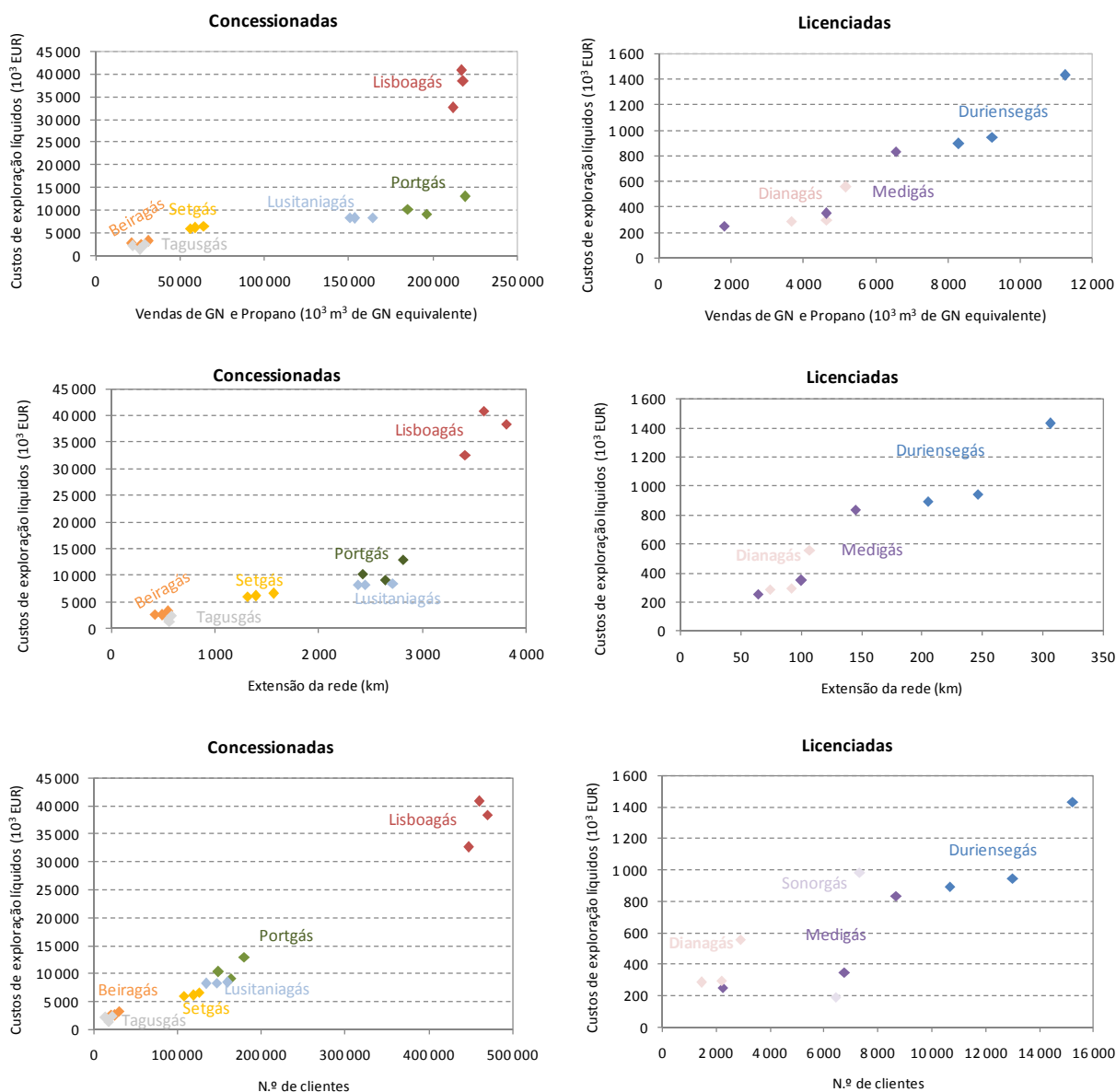
Assim, a necessidade dos resultados econométricos serem acompanhados do prévio enquadramento económico ainda é mais evidente no caso presente. Deste modo, remete-se para a análise efectuada nos capítulos 3 e 4, para um melhor entendimento dos resultados apresentados de seguida.

A Figura 5-1 apresenta a dispersão da variável dependente face às variáveis de desempenho independentes consideradas com os dados compreendidos entre 2004 e 2007. No caso das empresas concessionadas destaca-se a Lisboagás por apresentar custos acima das restantes empresas concessionadas face à sua dimensão quando medida em termos de volume de gás natural distribuído. No caso das empresas licenciadas os custos estão aparentemente em linha com a dimensão das empresas.

---

<sup>27</sup> Os problemas de endogeneidade devem-se, regra geral, à omissão de uma variável explicativa.

Figura 5-1 – Gráficos de dispersão Concessionadas e Licenciadas (dados 2005 a 2007)



### 5.1.3.1 FORMA FUNCIONAL

O teste à forma funcional (teste *Ramsey-Reset*) tem por objectivo testar a hipótese de o modelo escolhido apresentar variáveis omissas e de a forma funcional estar incorrecta. Rejeitar a hipótese nula implica que o modelo original é inadequado e pode ser melhorado. Não rejeitar a hipótese nula implica que o teste não foi capaz de detectar alguma má especificação no modelo.

De notar que, as análises foram efectuadas ano a ano, em *cross-section*, porque as variáveis não são estacionárias. No entanto, tendo como objectivo não tornar as análises muito densas foram apresentados apenas os resultados referentes aos anos 2003, 2005 e 2007.

Dada a elevada correlação entre as variáveis independentes escolhidas optou-se por testar a forma funcional utilizando regressões com apenas uma variável independente.

### FUNÇÃO LINEAR

Supondo a regressão do tipo

$$y_t = \beta_1 + \beta_2 x_{t2} + e_t$$

No Quadro 5-7 apresentam-se os testes efectuados à forma funcional do tipo linear.

**Quadro 5-7 – Teste à forma funcional – função linear**

		Variável independente	Nº de observações	Coefficiente variável independente (estatística t)	R <sup>2</sup>	Teste à forma funcional: p-value, (para um nível de significância de 0,05)
variável dependente	Custos de exploração a preços constantes (dados 2003)	constante	9	-649 300,5 (-0,50882)	87,07%	0,013 H0 rejeitado
		extensão da rede		6 030,8 (6,8651)		
		constante	9	100 704,0 (0,073727)		
	Custos de exploração a preços constantes (dados 2005)	vendas	9	82,5977 (5,9778)	83,62%	0,053 H0 rejeitado
		constante	9	771 226,3 (1,4944)	97,27%	0,256 H0 não rejeitado
		vendas		54,4478 (15,7882)		
	clientes					
	Custos de exploração a preços constantes (dados 2007)	constante	10	-1 476 596 (-0,704)	78,79%	0,008 H0 rejeitado
		extensão da rede		7 171,1 (5,452)		
		constante	10	-326 806,1 (-0,1412)		
	Custos de exploração a preços constantes (dados 2007)	vendas	10	100,53 (4,519)	71,85%	0,066 H0 não rejeitado
		constante	10	-3 714 (0,00982)	99,11%	0,022 H0 rejeitado
vendas			71,107 (29,890)			
clientes						
Custos de exploração a preços constantes (dados 2007)	constante	10	-1 921 505 (-0,707)	75,41%	0,008 H0 rejeitado	
	extensão da rede		7 399,4 (4,952)			
	constante	10	-285 169,6 (-0,09331)			
Custos de exploração a preços constantes (dados 2007)	vendas	10	104,493 (3,8765)	65,26%	0,341 H0 não rejeitado	
	constante	10	-446 096,1 (-0,5816)	97,47%	0,006 H0 rejeitado	
	vendas		78,29 (17,571)			
clientes						

Pela análise do quadro anterior é possível verificar que, utilizando os dados relativos a 2003, apenas a regressão que utiliza como variável independente os clientes totais não se encontra mal especificada. Tanto a constante como a variável independente são estatisticamente significativas. O R<sup>2</sup> desta regressão é elevado indicando que o modelo apresenta uma boa aderência aos dados da amostra. Tendo em consideração os dados de 2005 e os de 2007, apenas a regressão que utiliza as vendas como



variável independente, não se encontra mal especificada. Em ambos os modelos, as vendas são estatisticamente significativas.

### **FUNÇÃO LOG LINEAR**

Supondo a regressão do tipo:

$$\ln y_t = \beta_1 + \beta_2 \ln x_{t2} + e_t$$

O coeficiente  $\beta_1$  corresponde ao logaritmo da média geométrica de  $y_t$  quando  $y_t = 0$ ,  $\beta_2$  corresponde à elasticidade de variação de  $y_t$  face a  $x_{t2}$ . Assim, uma variação de 1% de  $x_{t2}$  terá como contrapartida uma variação de  $\beta_2$ .

No Quadro 5-8 apresentam-se os testes efectuados à forma funcional do tipo logaritmo.

Para além da consideração de regressões com apenas uma variável independente foi igualmente adicionada à análise uma regressão com duas variáveis explicativas (logaritmo dos clientes totais e logaritmo das vendas). Esta regressão é meramente exemplificativa de uma regressão com uma forte correlação entre as variáveis independentes. A razão que sustenta a não consideração de mais do que uma variável independente como variável explicativa encontra-se referida no ponto 5.1.1.

**Quadro 5-8 – Teste à forma funcional – função logaritmo**

		Variável independente	Nº de observações	Coefficiente variável independente (estatística t)	R <sup>2</sup>	Teste à forma funcional: p-value, (para um nível de significância de 0,05)
variável dependente	Logaritmo de custos exploração a preços constantes (dados 2003)	constante	9	8,5530 (21,9884)	97,23%	0,993 H0 não rejeitado
		logaritmo extensão da rede		0,99545 (15,6830)		
		constante	9	5,9522 (6,0334)	91,59%	0,650 H0 não rejeitado
		logaritmo vendas		0,86788 (8,7337)		
		constante	9	6,7204 (11,7811)	96,46%	0,582 H0 não rejeitado
		logaritmo clientes		0,78775 (13,8030)		
	Logaritmo de custos exploração a preços constantes (dados 2005)	constante	10	7,48 (13,385)	95,44%	0,844 H0 não rejeitado
		logaritmo extensão da rede		1,142 (12,938)		
		constante	10	5,308 (8,291)	96,39%	0,873 H0 não rejeitado
		logaritmo vendas		0,9274 (14,621)		
		constante	10	5,639 (6,043)	92,13%	0,492 H0 não rejeitado
		logaritmo clientes		0,88053 (9,675)		
	Logaritmo de custos exploração a preços constantes (dados 2007)	constante	10	8,316 (14,150)	94,35%	0,218 H0 não rejeitado
		logaritmo extensão da rede		1,023 (11,562)		
		constante	10	6,223 (7,074)	92,69%	0,415 H0 não rejeitado
		logaritmo vendas		0,849 (10,071)		
		constante	10	6,315 (10,949)	96,66%	0,071 H0 não rejeitado
		logaritmo clientes		0,8254 (15,208)		
		constante	10	6,1204 (10,839)	97,37%	0,088 H0 não rejeitado
		log clientes		0,6015 (3,531)		
		log vendas		0,2467 (1,379)		

Pela análise do quadro é possível verificar que em nenhum dos casos considerados se rejeita a hipótese nula, isto é, o teste não foi capaz de detectar qualquer mal especificação no modelo quando se utiliza a função logarítmica. Considerando as regressões com apenas uma variável explicativa, a variável independente é sempre uma variável estatisticamente significativa. Situação que não ocorre quando se analisa a regressão com logaritmo de clientes totais e logaritmo de vendas, em que esta última variável

não é estatisticamente significativa. Esta situação reforça a ideia referida anteriormente de não consideração de mais do que uma variável independente como variável explicativa.

### FUNÇÃO TRANSLOG

O interesse da função *translog* reside na possibilidade de medir a elasticidade de substituição entre os vários *inputs*. A aplicação desta função considerando apenas um único *input* retira esta vantagem.

A regressão abaixo indicada é do tipo *translog* utilizando dois *inputs*. Dado que o número de variáveis a utilizar seria incompatível com a dimensão da amostra considerada (reduzida) não foi possível utilizar esta forma funcional.

$$\ln y_t = \beta_1 + \beta_2 \ln x_{t2} + \beta_3 \ln x_{t3} + \beta_4 \ln x_{t2} \times \ln x_{t3} + \frac{1}{2} \ln x_{t2}^2 + \frac{1}{2} \ln x_{t3}^2 + e_t$$

### SÍNTESE

Julga-se assim que a função logarítmica é a forma funcional mais adequada na especificação dos modelos.

#### 5.1.3.2 DADOS EM PAINEL

A análise com dados em painel é apresentada por grupo de empresas:

- Todas as empresas.
- As empresas concessionadas.
- As licenciadas.
- As quatro maiores empresas.

A forma funcional escolhida é a logarítmica, resultante da análise efectuada no ponto anterior.

A variável dependente são os “custos de exploração a preços constantes” e a amostra considerada varia consoante as datas em que cada empresa começa a distribuir gás. Inicialmente, efectuaram-se regressões com todas as variáveis independentes – logaritmo das vendas, logaritmo dos clientes totais, e logaritmo da extensão da rede - mas uma vez que algumas variáveis evidenciam multicolinearidade, alguns estimadores não são estatisticamente significativos pelo que a solução passa por estimar uma nova regressão retirando esses estimadores, por forma a definir qual a variável a considerar como indutor dos custos.

Foram apenas colocadas as regressões cujos coeficientes são estatisticamente relevantes.

**Quadro 5-9 – Resultados da análise em painel**

Empresas analisadas	Periodo considerado	Nº de observações	Especificação dos efeitos	Variável independente	Coefficiente variável independente (estatística t)
todas	2005 a 2007	30	Fixos	constante	5,772 (13,30)
				logaritmo clientes	0,869 (20,93)
	2005 a 2007	30	Aleatórios	constante	5,75 (13,32)
				logaritmo clientes	0,810 (21,1)
licenciadas	2005 a 2007	12	Fixos	constante	8,87 (5,37)
				logaritmo clientes	0,50 (2,62)
	2005 a 2007	12	Aleatórios	constante	7,75 (5,09)
				logaritmo clientes	0,63 (3,60)
Lisboagás, Portgás, Lusitâniagás, Setgás	2003 a 2007	20	Fixos	constante	1,89 (2,38)
				logaritmo clientes	1,188 (18,08)
	2003 a 2007	20	Aleatórios	constante	1,99 (2,69)
				logaritmo clientes	1,180 (19,27)

Em primeiro lugar, observa-se que em todos os casos o indutor de custos escolhido é o número de clientes. Apesar dos problemas decorrentes da não estacionariedade das séries, estes resultados corroboram a análise efectuada no capítulo 3.

No que diz respeito ao efeito do indutor na evolução dos custos, observa-se que, de um modo geral, o aumento do número de clientes tem um efeito menos do que proporcional nos custos de exploração. Porém, os resultados são diferentes consoante o grupo de empresas que se considere. Assim, para os três anos compreendidos entre 2005 e 2007, e para o conjunto das empresas, o coeficiente do logaritmo do número de clientes é de 0,85 e, por conseguinte, um aumento em 10% do número de clientes implica num aumento de cerca de 8,5% nos custos de exploração. Se forem apenas consideradas as quatro maiores empresas, verifica-se uma relação diferente, em que um aumento em 10% do número de clientes implica um aumento de quase 12% dos custos de exploração. Finalmente, se forem consideradas as empresas licenciadas, mais pequenas, um aumento do número de clientes em 10% implica um aumento nos custos de exploração entre 5% e 6%. Esta última estimativa está de acordo com os ganhos decorrentes de economias de escala obtidos com o aumento da dimensão destas empresas.

Segundo estes dados é possível identificar claramente uma tendência na evolução dos custos face à evolução da actividade, diferente entre grupos de empresas, o que é consistente com o detectado no capítulo 4.

## 5.2 ANÁLISE ESTÁTICA

Neste ponto, serão estimados os níveis de eficiência relativa das empresas com base nos últimos dados disponíveis à data de realização do presente trabalho: os dados relativos ao ano civil 2008, retirados dos Relatórios e Contas de 2008 e já apresentados no capítulo 4 e os dados relativos ao ano gás 2008-2009, retirados das normas contabilísticas para cálculo dos proveitos permitidos.

Devido à pequena dimensão da amostra, serão efectuadas duas análises não paramétricas, recorrendo à metodologia do DEA, que se baseia em programação linear matemática, apresentada no capítulo 2 e no anexo I.

### 5.2.1 ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS

#### 2008

O Quadro 5-10 apresenta algumas estatísticas descritivas relativas aos dados utilizados na análise de DEA, que foram retirados dos Relatórios e Contas de 2008.

Como se referiu no capítulo 3 a variável de custos são os custos de exploração, sendo que os *outputs* são: o número de pontos de abastecimento, o volume de GN distribuído e a extensão da rede.

Observa-se uma grande dispersão entre os valores mínimos e máximos, reflectindo a grande diferença na dimensão das empresas analisadas, que se materializa no facto dos desvios padrão da amostra serem superiores aos valores das médias para todas as variáveis.

**Quadro 5-10- Estatística descritiva das variáveis, dados 2008**

	<i>Custos de exploração</i>	<i>Pontos de abastecimento</i>	<i>Volume de GN distribuído</i>	<i>Extensão da rede</i>
Observações	11	11	11	11
Unidade	10 <sup>3</sup> EUR	Número	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN equivalente	km
Mínimo	274	672	109	25
Máximo	27 545	475 912	661 305	3 985
Média	5 614	96 896	178 738	1 252
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	5 282	96 823	168 444	944
Mediana	2 866	21 347	46 667	640
Desvio-padrão	7 862	144 122	250 732	1 406

**ANO GÁS 2008-2009**

No que diz respeito ao ano gás 2008-2009, não se dispõe de informação relativa à dimensão das redes. Assim, os *outputs* considerados na análise de DEA não contemplam a extensão da rede. No caso presente mantém-se a dispersão referida no ponto anterior. Registe-se por exemplo, que face à série de dados anterior, o valor máximo de custos de exploração (relativo à Lisboagás), aumenta significativamente cerca de 27,5 milhões de euros para mais de 30,7 milhões de euros.

**Quadro 5-11- Estatística descritiva das variáveis, dados ano gás 2008-2009**

	<i>Custos de exploração</i>	<i>Pontos de abastecimento</i>	<i>Volume de GN distribuído</i>
Observações	11	11	11
Unidade	EUR	Número	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> GN equivalente
Mínimo	221	1 579	471
Máximo	30 715	480 651	637 549
Média	6 155	99 899	176 839
Mediana	2 990	23 125	47 227
Intervalo médio do nível de confiança (95%)	5 993	98 109	162 685
Desvio-padrão	8 921	146 036	242 160

**COMPARAÇÃO**

Comparando os custos unitários das séries relativas ao ano gás 2008-2009 e ao ano civil 2008, observa-se que estes são mais elevados para o conjunto das empresas em 2008-2009 do que em 2008, tanto no caso dos custos de exploração por pontos de abastecimento, como no que diz respeito aos custos de exploração por volume de gás natural distribuído.

Figura 5-2 – Custos de exploração por pontos de abastecimento no ano gás 2008-2009 e em 2008

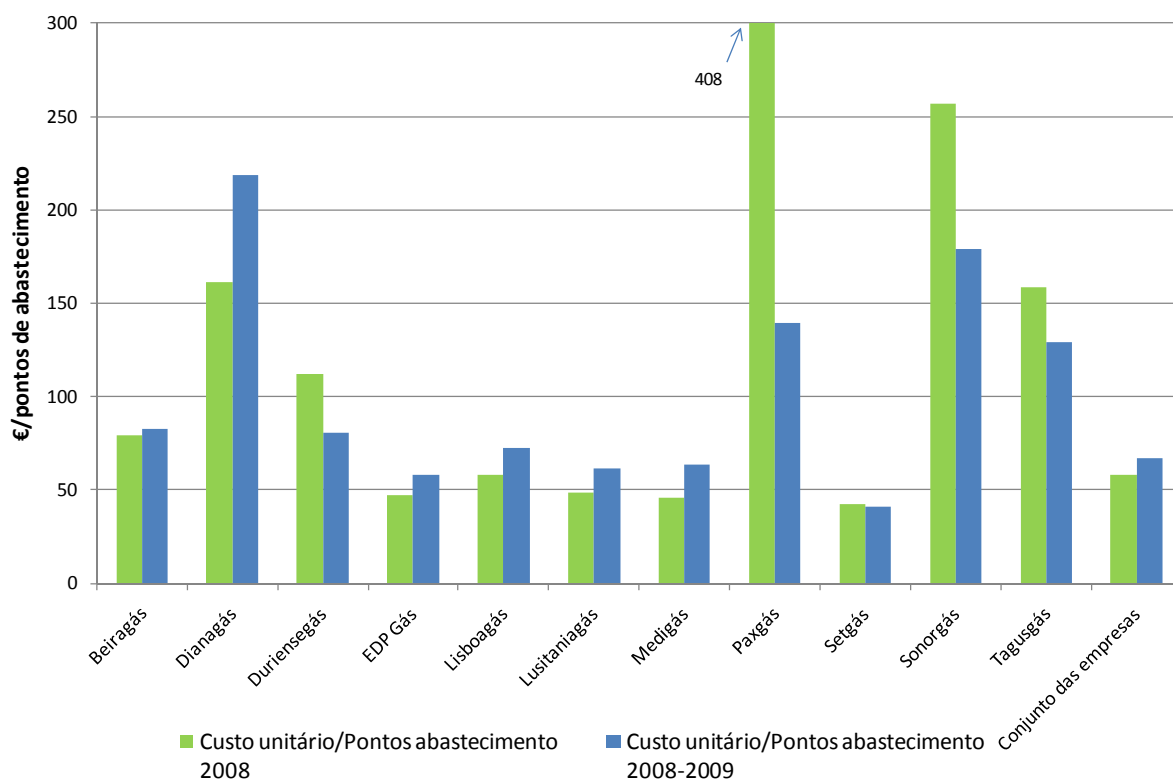
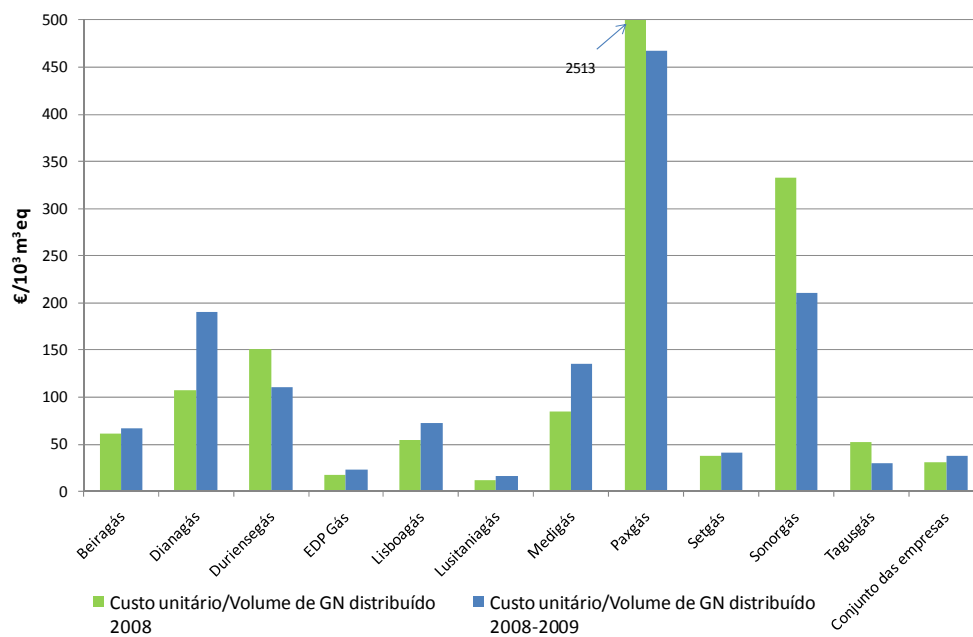


Figura 5-3 – Custos de exploração por gás natural distribuído no ano gás 2008-2009 e em 2008





## 5.2.2 DEA

### 2008

No Quadro 5-12 são apresentados os diferentes níveis de eficiência das empresas segundo o DEA, considerando que as empresas apresentam rendimentos à escala constantes. A explicitação desta metodologia encontra-se no ponto 2 e em Anexo.

A função objectivo considerada é a de maximização dos *outputs*, tendo em conta um determinado nível de *input*. O *input* corresponde aos custos de exploração a preços constantes.

Os resultados são apresentados para 4 modelos, que se diferenciam consoante os *outputs* considerados:

- Modelo 1, pontos de abastecimentos, volume de gás natural distribuído e extensão da rede.
- Modelo 2, pontos de abastecimentos e volume de gás natural distribuído.
- Modelo 3, pontos de abastecimentos.
- Modelo 4, volume de gás natural distribuído.

O facto da extensão da rede apenas aparecer num modelo e conjuntamente com as restantes variáveis independentes decorre de não ser consentâneo que se possa considerar esta variável como sendo um *output*, como foi referido anteriormente no capítulo 3.

As empresas que apresentam um valor igual a 1 encontram-se na fronteira eficiente da amostra, o seu diferencial eficiência será proporcional à diferença entre a unidade e o valor indicado pelo DEA para a empresa.

As empresas cujo nível de eficiência se encontra no *quartil* superior apresentam os valores destacados a encarnado. As empresas cujos resultados se encontram no *quartil* inferior apresentam os valores a amarelo.

**Quadro 5-12 – Aplicação do DEA – Rendimentos constantes à escala**

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Beiragás	0,63	0,54	0,53	0,20
Dianagás	0,58	0,27	0,26	0,11
Duriensegás	0,57	0,38	0,38	0,08
Portgás	0,99	0,96	0,89	0,69
Lisboagás	0,73	0,73	0,73	0,23
Lusitaniagás	1,00	1,00	0,87	1,00
Medigás	1,00	0,92	0,92	0,14
Paxgás	0,26	0,10	0,10	0,00
Setgás	1,00	1,00	1,00	0,32
Sonorgás	0,32	0,16	0,16	0,04
Tagusgás	0,58	0,29	0,27	0,24

Tendo em conta a pequena dimensão da Paxgás, esta poderá considerar-se um *Outlier*. De seguida são apresentados os resultados sem a Paxgás.

**Quadro 5-13 – Aplicação do DEA - Rendimentos constantes à escala – sem Paxgás**

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Beiragás	0,63	0,54	0,53	0,20
Dianagás	0,58	0,27	0,26	0,11
Duriensegás	0,57	0,38	0,38	0,08
Portgás	0,99	0,96	0,89	0,69
Lisboagás	0,73	0,73	0,73	0,23
Lusitaniagás	1,00	1,00	0,87	1,00
Medigás	1,00	0,92	0,92	0,14
Setgás	1,00	1,00	1,00	0,32
Sonorgás	0,32	0,16	0,16	0,04
Tagusgás	0,58	0,29	0,27	0,24

Como se pode observar as conclusões mantêm-se.

Os Quadro 5-12 e Quadro 5-14 permitem diferenciar os seguintes conjuntos de empresas por ordem decrescente de desempenho<sup>28</sup>:

- Lusitaniagás, Medigás, Portgás e Setgás.
- Beiragás e Lisboagás.

<sup>28</sup> Tendo em conta a média ponderada dos resultados de cada modelo, pelo número de *outputs* que dele fazem parte.

- Duriensegás e Tagusgás.
- Dianagás, Paxgás e Sonorgás.

Porém, existem claramente diferenças de dimensão entre as empresas que compõem a amostra, que para alguns *outputs* ultrapassam as 600 vezes (caso da Paxgás). Os ganhos de escala deverão ser contabilizados. No Quadro 5-14, são identificadas pelo DEA para cada modelo quais as empresas que apresentam: (I) rendimentos crescentes à escala, isto é, que estão abaixo do seu nível de exploração óptimo (II) rendimentos decrescentes às escala, acima do nível de exploração óptimo e (III) constantes à escala, isto é, cuja dimensão não influencia o desempenho.

**Quadro 5-14 – Aplicação do DEA – Análise do efeito escala**

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Beiragás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Dianagás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Duriensegás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Portgás	Decrescente	Decrescente	Decrescente	Crescente
Lisboagás	Decrescente	Decrescente	Decrescente	Crescente
Lusitaniagás	Constante	Constante	Decrescente	Constante
Medigás	Constante	Crescente	Crescente	Crescente
Paxgás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Setgás	Constante	Constante	Constante	Crescente
Sonorgás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente
Tagusgás	Crescente	Crescente	Crescente	Crescente

Observa-se que na maior parte dos casos, as empresas laboram abaixo do seu nível óptimo, com excepção da Portgás e da Lisboagás em 3 dos 4 modelos, com excepção da Setgás no modelo 4 e da Lusitaniagás no modelo 3.

Importa sublinhar que o facto da Lisboagás ser considerada como tendo rendimentos decrescentes à escala poder-se-á dever às características particulares desta empresa. Como se viu no capítulo 4 e no ponto anterior do presente capítulo, a Lisboagás tem custos unitários superiores aos das restantes empresas com dimensões semelhantes, sendo ao mesmo tempo maior do que essas empresas em alguns indicadores, como o número de pontos de abastecimentos. Logo, ao aplicar-se o DEA, esta metodologia assume que a empresa ultrapassou a escala eficiente. Deste modo, as especificidades desta empresa, que já foram referidas, nomeadamente o facto de as suas redes serem mais antigas, gerando mais custos, são internalizadas com esta metodologia como sendo problemas de escala da empresa.

O Quadro 5-15 e o Quadro 5-16 (sem Paxgás) mostram que a consideração do efeito escala aproxima significativamente os resultados das empresas.

Numa primeira leitura, poderão ser diferenciados os seguintes conjuntos de empresas, por ordem decrescente de desempenho:

- Grupo 1: Lusitaniagás, Medigás, Paxgás e Portgás,.
- Grupo 2: Dianagás, Lisboagás e Setgás
- Grupo 3: Beiragás, Duriensegás e Tagusgás.
- Grupo 4, Sonorgás

**Quadro 5-15 – Aplicação do DEA – rendimentos variáveis à escala**

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Beiragás	0,64	0,55	0,54	0,29
Dianagás	0,73	0,63	0,58	0,58
Duriensegás	0,57	0,40	0,40	0,21
Portgás	1,00	1,00	1,00	0,70
Lisboagás	1,00	1,00	1,00	0,23
Lusitaniagás	1,00	1,00	0,95	1,00
Medigás	1,00	1,00	1,00	0,67
Paxgás	1,00	1,00	1,00	1,00
Setgás	1,00	1,00	1,00	0,36
Sonorgás	0,32	0,24	0,23	0,19
Tagusgás	0,58	0,33	0,28	0,31

**Quadro 5-16 – Aplicação do DEA \_ rendimentos variáveis à escala - sem Paxgás**

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Beiragás	0,64	0,55	0,54	0,34
Dianagás	0,88	0,88	0,88	0,88
Duriensegás	0,57	0,40	0,40	0,29
Portgás	1,00	1,00	1,00	0,70
Lisboagás	1,00	1,00	1,00	0,23
Lusitaniagás	1,00	1,00	0,95	1,00
Medigás	1,00	1,00	1,00	1,00
Setgás	1,00	1,00	1,00	0,38
Sonorgás	0,32	0,29	0,29	0,29
Tagusgás	0,58	0,35	0,28	0,35

Como foi referido no capítulo 4, algumas variáveis externas à gestão das empresas estiveram até 2007 bastante relacionadas com o seu desempenho. Duas variáveis destacaram-se nessa análise: o número

de anos de actividade das empresas e a densidade populacional (por sua vez, bastante relacionada com a saturação das redes).

Quando se cruza o nível de eficiência das empresas, tendo em conta rendimentos variáveis à escala, e as variáveis externas referidas observa-se, para um nível de significância de 10%, a variável densidade populacional está relacionada com os resultados apresentados em 3 dos 4 modelos, enquanto o número de anos de actividade da empresa não está significativamente relacionado em nenhum caso. Este último facto, aparentemente surpreendente, explica-se pela interacção entre o efeito escala e o impacte do número de anos de actividade. Recorde-se que as empresas mais pequenas foram também as últimas a iniciarem a sua actividade.

**Quadro 5-17 – Estatísticas *t* dos resultados do DEA e dos factores exógenos**

		Densidade populacional	Início de distribuição de GN
Modelo 1	Pontos de abastecimento Extensão da rede GN distribuído	2,04	1,24
Modelo 2	Pontos de abastecimento GN distribuído	2,14	1,11
Modelo 3	Pontos de abastecimento	2,22	1,06
Modelo 4	GN distribuído	-0,29	-0,48

Se efectuarmos a mesma análise sem considerar a Paxgás, que recorde-se, apesar de ser a mais recente, também está incluída no grupo das mais eficientes quando se consideram rendimentos crescentes à escala, o período de funcionamento torna-se uma variável significativa.

**Quadro 5-18 – Estatísticas t dos resultados do DEA e dos factores exógenos – sem Paxgás**

		Densidade populacional	Início de distribuição de GN
Modelo 1	Pontos de abastecimento Extensão da rede GN distribuído	2,26	3,36
Modelo 2	Pontos de abastecimento GN distribuído	2,30	2,69
Modelo 3	Pontos de abastecimento	2,37	2,53
Modelo 4	GN distribuído	-0,37	0,28

A consideração dos factores densidade e período permitem atenuar as conclusões obtidas com uma aplicação directa do DEA. O quadro seguinte relembra os dados da densidade populacional das áreas de concessão e de licença.

**Quadro 5-19 – Densidade populacional das áreas de concessão e de licença**

	Densidade populacional da área de concessão/licença hab/km <sup>2</sup>	Início da distribuição de GN
Beiragás	46	9
Dianagás	45	7
Duriensegás	93	9
Portgás	603	12
Lisboagás	799	12
Lusitaniagás	196	12
Medigás	175	8
Paxgás	30	1
Setgás	392	12
Sonorgás	56	4
Tagusgás	45	8

Assim, destaca-se o caso da Portgás que apresenta uma densidade populacional muito elevado, o que poderá justificar o bom desempenho destacado pelo DEA. Julga-se por isso que esta empresa deverá ser integrada no grupo 2.

Deste modo, a agruparam-se as seguintes empresas, por ordem de eficiência:

- Grupo 1: Lusitaniagás, Medigás e Paxgás.
- Grupo 2: Dianagás, Portgás, Lisboaagás e Setgás.
- Grupo 3: Beiragás, Duriensegás e Tagusgás.
- Grupo 4: Sonorgás.

O objectivo é aproximar as empresas de um nível de custos considerado eficiente, no quadro da razoabilidade permitida pelos dados disponíveis.

### ANO GÁS 2008-2009

As análises efectuadas neste ponto, com base nos dados retirados das contas reguladas do ano gás 2008-2009 visam corroborar as conclusões anteriores. No caso presente, são considerados os modelos 2,3 e 4. O modelo que inclui a extensão da rede não foi considerado por falta de dados.

Ao contrário do ponto anterior, não se inclui a Paxgás às suas características particulares (nomeadamente no que diz respeito à dimensão e ao tempo de actividade) que levam a excluir a empresa da análise. Considera-se ser muito difícil conseguir aplicar uma meta de eficiência a uma empresa baseada nos valores apresentados por outras empresas, que dificilmente lhe podem ser comparadas..

**Quadro 5-20 – Aplicação do DEA – Rendimentos constantes à escala - sem Paxgás**

Beiragás	0,51	0,51	0,20
Dianagás	0,20	0,19	0,07
Duriensegás	0,53	0,53	0,12
Portgás	0,80	0,73	0,59
Lisboagás	0,66	0,66	0,21
Lusitaniagás	1,00	0,86	1,00
Medigás	0,69	0,69	0,10
Setgás	1,00	1,00	0,32
Sonorgás	0,24	0,24	0,07
Tagusgás	0,45	0,33	0,45

Apresentam-se 4 grupos de empresas, por ordem decrescente de resultados:

- Grupo 1: Lusitaniagás e Setgás.
- Grupo 2: Portgás.
- Grupo 3: Beiragás, Duriensegás, Lisboaagás, Medigás e Tagusgás.

- Grupo 4: Dianagás e Sonorgás.

A análise do efeito escala confirma os resultados apurados no ponto anterior.

**Quadro 5-21 – Aplicação do DEA – Análise do efeito escala**

	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Beiragás	Crescente	Crescente	Crescente
Dianagás	Crescente	Crescente	Crescente
Duriensegás	Crescente	Crescente	Crescente
Portgás	Decrescente	Decrescente	Crescente
Lisboagás	Decrescente	Decrescente	Crescente
Lusitaniagás	Constante	Decrescente	Constante
Medigás	Crescente	Crescente	Crescente
Setgás	Constante	Constante	Crescente
Sonorgás	Crescente	Crescente	Crescente
Tagusgás	Crescente	Crescente	Crescente

Face à análise efectuada com recurso aos dados dos relatórios e contas de 2008 (Quadro 5-16), as diferenças apresentam-se menores para os dados ocorridos no ano gás 2008-2009 (Quadro 5-22).

Por ordem de eficiência, os grupos são:

- Grupo 1: Lusitaniagás e Medigás.
- Grupo 2: Dianagás, Lisboagás, Portgás e Setgás.
- Grupo 3: Duriensegás, Sonorgás e Tagusgás.
- Grupo 4: Beiragás.



**Quadro 5-22 – Aplicação do DEA – rendimentos variáveis à escala – sem Paxgás**

Beiragás	0,58	0,56	0,40
Dianagás	0,84	0,84	0,84
Duriensegás	0,66	0,66	0,54
Portgás	0,90	0,89	0,60
Lisboagás	1,00	1,00	0,22
Lusitaniagás	1,00	0,99	1,00
Medigás	1,00	1,00	1,00
Setgás	1,00	1,00	0,41
Sonorgás	0,63	0,63	0,63
Tagusgás	0,64	0,40	0,64

Se cruzarmos estes resultados com os factores exógenos considerados, confirma-se a significância dos factores exógenos para os modelos 2 e 3 para ambos os factores e para o modelo 4 no caso do início de distribuição de gás natural.

**Quadro 5-23 – Estatísticas *t* dos resultados do DEA e dos factores exógenos – sem Paxgás**

	Densidade populacional	Início de distribuição de GN
<b>Modelo 2</b> Pontos de abastecimento GN distribuído	3,65	13,99
<b>Modelo 3</b> Pontos de abastecimento	3,78	12,13
<b>Modelo 4</b> GN distribuído	1,84	5,36

A consideração destes resultados resulta na constituição dos seguintes grupos:

- Grupo 1: Lusitaniagás e Medigás .
- Grupo 2: Dianagás, Lisboagás, Portgás e Setgás.
- Grupo 3: Beiragás, Duriensegás, Sonorgás e Tagusgás.

No caso presente, observa-se uma melhor prestação de algumas das empresas de menor dimensão, como sejam a Beiragás e a Dianagás, sendo que as duas maiores empresas vêem a sua posição relativa diminuir.

Observa-se que os grupos são próximos dos grupos definidos no ponto anterior, com a excepção da Sonorgás que já não se destaca com a pior prestação.

### 5.3 DEFINIÇÃO DOS FACTORES DE EFICIÊNCIA

Apesar de se verificar uma grande diferença nos resultados apresentados, consoante se considerem os dados dos relatórios e contas de 2008 ou os dados das contas reguladas do ano gás 2008-2009, os grupos apurados por nível de eficiência são relativamente homogéneos. Destacando-se um primeiro grupo que define a fronteira eficiente e compreende a Lusitaniagás, a Medigás e a Portgás<sup>29</sup>. Um segundo grupo intermédio, que compreende a Dianagás, a Lisboaagás e a Setgás e, finalmente, um último grupo que inclui as restantes empresas (Beiragás, Duriensegás, Sonorgás e Tagusgás). Qualquer que seja o modelo considerado, o último grupo apresenta diferenciais de eficiência face à fronteira eficiente acima de 30%. Enquanto o segundo grupo, o diferencial de eficiência situa-se abaixo dos 15%. O caso da Paxgás merece ser destacado, por esta ser uma empresa de uma dimensão significativamente mais pequena do que as restantes e que iniciou a sua actividade há muito pouco tempo. Deste modo, esta empresa encontra-se a um ritmo acelerado ainda numa fase de diluição dos seus custos fixos. Acresce que se encontra numa fase avançada o processo de fusão das três empresas do sul do país pertencentes ao grupo Galp: Dianagás, Medigás e Paxgás. Assim, não se considera razoável aplicar um factor de eficiência a uma empresa tal como a Paxgás, quando a evolução dos custos de exploração, em termos unitários, depende mais da evolução futura da própria actividade do que de qualquer esforço no sentido de aumentar a eficiência da empresa.

Estes diferenciais de eficiência podem dever-se a factores alheios às empresas. Como tal, a aplicação destas metas num único período de regulação incorpora um risco acrescido. Como se viu, o período de arranque da actividade é um factor importante no desempenho das empresas<sup>30</sup>. Entre as empresas mais recentes e as menos recentes, o diferencial de laboração é cerca de 8 anos (Sonorgás).

Assim propõe-se uma aplicação faseada das metas de eficiência para um horizonte temporal que poderá ascender a 3 períodos regulatórios, com a monitorização no final de cada período, dos resultados obtidos com a aplicação dessas metas. Deste modo, propõem-se os factores de eficiência constantes do Quadro 5-24.

O valor mínimo de 0,5% tem em conta os incrementos de eficiência decorrentes do progresso tecnológico.

---

<sup>29</sup> Registe-se que esta última empresa integra o segundo grupo, quando a base de custos considerada é o ano gás 2008-2009, o que não tem repercussões na definição das metas, tendo em conta, como se verá, que a base de custos utilizada para a Portgás corresponde a do ano 2008.

<sup>30</sup> Embora neste caso possa haver alguma endogeneidade: as distribuidoras mais antigas são à partida as que têm melhores condições de laboração.

**Quadro 5-24 – Factores de eficiência em base anual**

	<b>Factor de eficiência %</b>
<b>Beiragás</b>	<b>3,0</b>
<b>Portgás</b>	<b>0,5</b>
<b>Setgás</b>	<b>1,5</b>
<b>Dianagás</b>	<b>1,5</b>
<b>Duriensegás</b>	<b>3,0</b>
<b>Lusitaniagás</b>	<b>0,5</b>
<b>Lisboagás</b>	<b>1,5</b>
<b>Medigás</b>	<b>0,5</b>
<b>Tagusgás</b>	<b>3,0</b>
<b>Sonorgás</b>	<b>3,0</b>

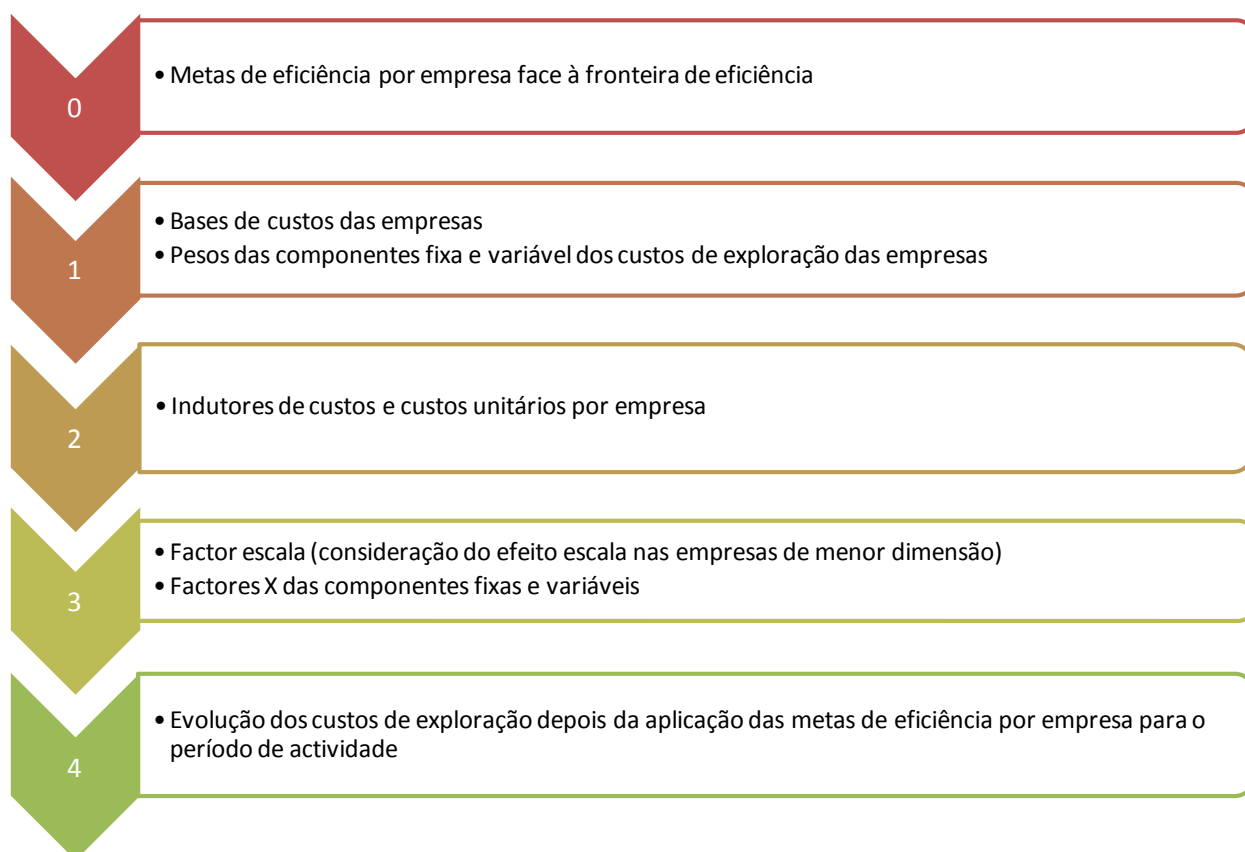


## 6 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS

A regulação por incentivos, baseada na fixação de metas para a evolução dos custos, não se esgota na definição desse parâmetro. Os incentivos decorrentes destas metodologias dizem igualmente respeito à base de custos considerada para a aplicação das metas, ao peso dado às componentes fixas e variáveis e, associada a esta problemática, à definição do indutor de custos, entre outros factores. Na Figura 6-1 apresentam-se os passos que serão seguidos neste ponto, relacionados com a definição dos parâmetros necessários à aplicação da metodologia de definição dos custos de exploração para as empresas de distribuição de gás natural e, que, como se pode ver, extravasam a definição das metas de eficiência efectuada no ponto anterior.

Assim, serão de seguida definidos os seguintes parâmetros:

**Figura 6-1 – Parâmetros a definir com a aplicação desta metodologia**



## 6.1 BASE DE CUSTOS DE APLICAÇÃO DO FACTOR

Observou-se um grande aumento dos custos de exploração nas maiores concessionárias nas contas para efeitos regulatórios, ainda não auditadas, de 2008/2009 face aos valores apresentados nos relatórios e contas de 2008, com excepção da Setgás que mantém o seu nível de custos.

A Figura 5-2 e a Figura 5-3 do capítulo anterior mostram que o aumento dos custos de exploração não se justifica pela evolução da actividade, tendo em conta que em termos unitários o crescimento mantém-se, independentemente de se considerar como *output* os pontos de abastecimento ou o gás natural distribuído.

Assim, não se considera adequado considerar como base de custos para o próximo período regulatório, custos que apresentem aumentos de ineficiência, como os custos apresentados nas contas para efeitos regulatório de 2008-2009. Assim, para as quatro maiores empresas concessionadas, Portgás, Lisboaagás<sup>31</sup>, Lusitaniagás e Setgás, a base de custos a considerar na aplicação das metas de eficiência tem como referência o ano de 2008.

No que diz respeito às restantes empresas, de menor dimensão, estas apresentam tendências disparas de evolução dos custos entre o que consta dos relatórios e contas de 2008 e as contas reguladas de 2008-2009<sup>32</sup>. Acresce que este grupo de empresas é mais dinâmico do que o anterior. Defende-se que devem ser considerados os ganhos de escala, significativos para estas empresas, decorrentes de aumentar o período de actividade em seis meses, quando se considera o ano gás 2008-2009, em lugar do ano civil 2008, como referência para o estabelecimento da base de custos.

Deste modo, a base de custos para a aplicação das metas de eficiência às empresas licenciadas, à Beiragás e à Tagusgás, tem como referência as contas do ano gás 2008-2009.

---

<sup>31</sup> No caso da Lisboaagás, não se deduziram os proveitos extraordinários decorrentes de ligações, que apenas se verificaram no primeiro semestre de 2009.

<sup>32</sup> As duas únicas empresas que vêm aumentar os custos por unidade de *output* foram a Dianagás e a Medigás. Este facto não impediu que se tenha incluído estas duas empresas no grupo das empresas mais eficientes, quando os valores diziam respeito ao ano gás 2008-2009.

## 6.2 EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

### COMPONENTES FIXAS E VARIÁVEIS DOS CUSTOS

A repartição dos custos entre termos fixo e variável não está isenta de alguma discricionariedade. Esta repartição em muito dependente do horizonte temporal considerado, assim como do dinamismo das empresas.

Numa situação em que as empresas se encontram com a actividade estabilizada, existem alguns custos de exploração que variam com o nível de actividade a curto ou médio prazo, como sejam as leituras e a assistência a clientes. Todavia, é difícil justificar que os restantes custos de exploração possam variar directamente com a actividade no horizonte de 3 anos associado ao período de regulação.

As grandes diferenças existentes quanto à evolução das actividades das empresas e à data de início da sua actividade obrigam igualmente a tratar de forma diferenciada as distribuidoras de gás natural no que diz respeito ao impacte do nível da actividade na diluição dos custos fixos, isto é, na definição da elasticidade dos custos face ao nível de actividade.

Assim, efectuou-se uma análise para 3 anos, para o período 2005-2007, com base nos dados disponíveis para as actividades de Distribuição e de Comercialização de gás natural. A análise teve por base os dados em painel e o modelo log-linear, considerando o número de clientes como variável independente. Retiraram-se montantes fixos aos custos de exploração, analisando posteriormente se a retirada destes montantes influenciava negativamente o nível de significância da variável independente.

No período analisado, 2005-2007, período mais recente para o qual se poderia reconstruir uma série de dados, apenas as quatro maiores empresas se encontravam numa situação de relativa estabilidade da actividade, sendo que a maioria das restantes se encontrava ainda na fase de arranque de actividade. Acresce que a Lisboaagás, que herdou uma rede envelhecida, viu os seus custos evoluírem de uma forma inconstante nesse triénio. Registe-se ainda que a Setgás tem uma dimensão muito menor do que as duas restantes empresas Portgás e Lusitaniagás. Deste modo, realizou-se o referido estudo apenas para estas duas empresas, tendo-se concluído que retirar até 40% dos custos de exploração da Lusitaniagás e 60% aos custos de exploração da Portgás tinham efeitos positivos no nível de significância da variável independente.

Tendo em conta a prudência aconselhada num contexto em que existem poucos dados disponíveis, separaram-se as empresas apenas em dois grupos, grandes concessionadas e restantes, consoante os pesos dados aos termos variáveis na definição do nível de proveitos eficientes, tendo-se atribuído um valor de 60% para o termo variável das empresas de maior dimensão e de 80% às empresas mais

recentes, que ainda estão em fase de expansão e onde é expectável uma diminuição dos custos unitários com o aumento da actividade. O Quadro 6-1 ilustra o referido.

**Quadro 6-1 – Componente dos custos que varia directamente com o nível de actividade**

	Peso termo variável
<b>Beiragás</b>	<b>60%</b>
<b>Portgás</b>	<b>60%</b>
<b>Setgás</b>	<b>60%</b>
<b>Dianagás</b>	<b>80%</b>
<b>Duriensegás</b>	<b>80%</b>
<b>Lusitaniagás</b>	<b>60%</b>
<b>Lisboagás</b>	<b>60%</b>
<b>Medigás</b>	<b>80%</b>
<b>Tagusgás</b>	<b>60%</b>
<b>Sonorgás</b>	<b>80%</b>

#### **EFEITO DOS GANHOS DE ESCALA**

A consideração do factor escala tem forte implicações nos resultados apurados para a eficiência das empresas. Este factor não pode ser considerado controlável pelas empresas, por dizer respeito às áreas de concessão e de licenciamento que lhes foram atribuídas, assim como ao momento de arranque das suas actividades. Por estas razões, na definição dos factores de eficiência foram considerados rendimentos variáveis à escala, o que beneficiou as empresas de menor dimensão. Porém, estas últimas empresas são igualmente as empresas mais recentes e que se apresentam mais dinâmicas, com taxa de crescimento mais elevada, perspectivando-se a curto e médio prazo a diluição dos seus custos de estrutura por unidade de *output*, no seguimento do verificado nos últimos anos.

Assim, importaria relacionar a evolução dos custos das empresas à taxa de crescimento das suas actividades. Porém, a aplicação desta fórmula tornar-se-ia de difícil aplicação em termos regulatórios.

Julga-se então mais apropriado adicionar ao factor de eficiência um termo que tenha em consideração os ganhos de eficiência escala, na parte aplicada à componente variável dos custos. Não se pode contudo, replicar na íntegra a diminuição dos custos unitários que se estima que decorram de ganhos à escala, que se tenham verificados nos últimos anos, tendo em conta o risco para as empresas da evolução da actividade ser menos expansiva do que o ocorrido nos últimos anos.



Assim, os factores de escala aplicados às empresas mais recentes visam mais diferenciar as empresas que possam diminuir os seus custos unitários devido ao crescimento da actividade, das restantes empresas, do que integrar os potenciais ganhos à escala. Os valores considerados são apresentados no Quadro 6-2.

**Quadro 6-2 – Factor de escala em base anual**

	Factor de escala %
Beiragás	0,5
Portgás	0,0
Setgás	0,0
Dianagás	1,0
Duriensegás	1,0
Lusitaniagás	0,0
Lisboagás	0,0
Medigás	1,0
Tagusgás	0,5
Sonorgás	1,0

Estes factores são somados aos factores de eficiência aplicados aos indutores de custos.

#### INDUTORES DE CUSTOS E EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A escolha das variáveis consideradas como indutores dos custos do OPEX não pode ser efectuada sem serem considerados os efeitos para os diferentes agentes decorrentes de tal escolha e, consequentemente, obriga a ter em conta o contexto da actividade de Distribuição de gás natural em Portugal.

Importa sublinhar que a escolha do indutor de custos não é neutra no que diz respeito à partilha do risco de actividade entre os consumidores e as empresas. As empresas reguladas do sector do gás natural são ressarcidas dos seus custos em geral, e dos custos de exploração em particular, através das receitas geradas com a actividade de distribuição de gás natural, que variam com as quantidades de gás natural distribuídas. Caso a definição dos proveitos permitidos não reflecta a evolução das quantidades, o risco associado à flutuação de quantidades é totalmente transmitido aos consumidores. Acresce ainda que o número de pontos de abastecimento não é totalmente exógeno da gestão das empresas, está associado à política de investimentos e, consequentemente, às estratégias de desenvolvimento do

negócio. Recorde-se que as empresas de distribuição de gás natural têm garantida a recuperação dos custos de investimentos, que estão devidamente remunerados. Considera-se então que o risco associado à flutuação inter-anual do nível da actividade deverá ser parcialmente imputado às empresas.

No capítulo 3 foi referido ser geralmente aceite que o número de pontos de abastecimentos é um indutor de custos da actividade de distribuição de gás natural. A análise empírica efectuada para as empresas nacionais com base em dados em painel apontou neste sentido. Contudo, esta análise não permitiu garantir com segurança que o número de pontos de abastecimentos é o único indutor de custos, não rejeitando a hipótese de que as quantidades de gás natural não influenciam a evolução dos custos.

Deste modo, face às várias problemáticas referidas, definiu-se a quantidade de gás natural distribuída e o número de pontos de abastecimento como indutores de custos, tendo-se atribuído o mesmo peso a cada uma destas variáveis.

Assim, previu-se a evolução dos custos de exploração para os anos 2010 e 2011, com base nas estimativas de evolução dos pontos de abastecimento, das quantidades distribuídas e do peso dado ao termo variável.

#### PARÂMETROS PARA O 1º ANO DO PERÍODO REGULATÓRIO

Recorde-se que a definição dos parâmetros da actividade de Distribuição de gás natural segue o estabelecido no n.º 4 do artigo 68.º do Regulamento Tarifário, apresentando-se do seguinte modo:

$$\tilde{C}E_{D,s}^k = \begin{cases} FCE_{D,s}^k + VCE_{D,s}^k \times \tilde{D}CE_{D,s}^k & n = 1 \\ FCE_{D,s-1}^k \times \left(1 + \frac{IPIB_{s-1} - X_{FCED}^k}{100}\right) + VCE_{D,s-1}^k \times \tilde{D}CE_{D,s-1}^k \times \left(1 + \frac{IPIB_{s-1} - X_{VCED}^k}{100}\right) & n = 2, 3 \end{cases}$$

em que:

n	Ano do período de regulação
$FCE_{D,s}^k$	Componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, no ano s
$VCE_{D,s}^k$	Componente variável unitária dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, no ano s
$\tilde{D}CE_{D,s}^k$	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, do ano s
k	Operadores da rede de distribuição

$IPIB_{s-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano s-1
$X_{FCED}^k$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, em percentagem
$X_{VCED}^k$	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição k, em percentagem.

Assim, tal como previsto no RT serão aplicadas a algumas distribuidoras factores X, diferentes nos termos fixo e variável. Como se viu, a diferença nos factores X para as componentes fixas e variáveis decorre da consideração de um factor de escala. Em termos globais, poderão ser considerados factores X médios por distribuidoras, resultantes da ponderação dos factores pelo peso das componentes variável e fixa.

O Quadro 6-3 apresenta os factores das componentes fixas e variáveis dos custos de exploração por distribuidora, assim como os respectivos factores X globais, isto é, os factores X médios.

**Quadro 6-3 – Factores X em base anual**

	Factor X termo fixo %	Factor X termo variável %	Factor X global ponderado %
<b>Beiragás</b>	<b>3,0</b>	<b>3,5</b>	<b>3,3</b>
<b>Portgás</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>
<b>Setgás</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>
<b>Dianagás</b>	<b>1,5</b>	<b>2,5</b>	<b>2,3</b>
<b>Duriensegás</b>	<b>3,0</b>	<b>4,0</b>	<b>3,8</b>
<b>Lusitaniagás</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>
<b>Lisboagás</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>
<b>Medigás</b>	<b>0,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,3</b>
<b>Tagusgás</b>	<b>3,0</b>	<b>3,5</b>	<b>3,3</b>
<b>Sonorgás</b>	<b>3,0</b>	<b>4,0</b>	<b>3,8</b>

O Quadro 6-4 apresenta os valores das componentes fixas dos custos de exploração por empresa, que representam 40% ou 20% dos custos totais, consoante as empresas e os termos variáveis, por indutor de custos, para o primeiro ano do período regulatório. Estes valores têm por referência os custos de

exploração líquidos do ano 2008 (Portgás, LisboaGás, Lusitaniagás e Setgás) e as contas do ano gás 2008-2009 (restantes empresas).

O termo variável destes valores é definido com base nos valores físicos ocorridos no ano civil 2008 ou no ano gás 2008-2009, consoante o ano gás de referência considerado. Para a definição dos termos fixos e variáveis, aplica-se o deflator do PIB<sup>33</sup> aos custos de referência, descontado dos factores X anuais definidos para os termos fixos e variáveis.

**Quadro 6-4 – Valor das componentes fixas e variáveis para o 1º ano do período de regulação**

	Termo	Termos variáveis	
	fixo		
	10 <sup>3</sup> Eur	€/m <sup>3</sup> equiv.	€/Pontos abastecimento
Beiragás	1 298	0,021	0,025
EDP Gás	3 665	0,005	0,014
Setgás	2 297	0,012	0,013
Dianagás	183	0,077	0,089
Duriensegás	327	0,045	0,033
Lusitaniagás	3 297	0,004	0,015
Lisboagás	11 353	0,017	0,018
Medigás	154	0,053	0,025
Tagusgás	1 212	0,009	0,039
Sonorgás	243	0,083	0,071

<sup>33</sup> O deflator do PIB em 2009 foi de 1%. Para o caso das contas do ano gás 2008-2009, considerou-se o equivalente a 6 meses deste período.

**ANEXOS**



## I. MÉTODOS DE DEFINIÇÃO DE EFICIÊNCIA

### MÉTODO NÃO PARAMÉTRICO - DEA

O DEA é uma metodologia não paramétrica baseada na programação linear matemática, que procura calcular a eficiência numa empresa relativamente às empresas que são consideradas mais eficientes na utilização dos seus *inputs* e que, deste modo, definem a fronteira de custos eficientes da população analisada.

Na sua génese, o DEA foi desenvolvido em 1978 (Charnes, Cooper e Rhodes)<sup>34</sup>, considerando rendimentos à escala crescentes, tendo sido alargado para rendimentos à escala variáveis em 1984 (Banker, Charnes e Cooper)<sup>35</sup>. Os modelos podem ser orientados para os *outputs*, procurando maximizar o vector de *output* para uma determinada quantidade de *input*, enquanto os modelos orientados para os *inputs* minimizam os *inputs* para uma determinada quantidade de *output*.

A Figura I - 1 ilustra como o DEA poderá contribuir para medir a eficiência técnica e a eficiência na afectação dos recursos<sup>36</sup>. A curva Y representa a função de produção da indústria. Consideram-se dois factores produtivos, trabalho e capital. Os preços relativos do trabalho e do capital são apresentados na curva DE. O ponto C indica a combinação de *inputs* que permite produzir ao menor custo uma dada quantidade de *output* para o mesmo nível de *output*. O ponto V representa uma combinação de *input* de uma empresa pertencente à indústria. A ineficiência desta empresa é medida ao longo do segmento OV e é interpretada como o custo, em termos proporcionais, desnecessário para produzir um determinado *output* acima do mínimo atingível. Como o ponto T se encontra no segmento que representa o custo mínimo de produção, este custo desnecessário é medido pelo rácio VT /OT. Este custo excedentário é composto por dois elementos de sinais contrários:

- O rácio VU/OT que representa o custo proporcionalmente em excesso, relativamente ao custo mínimo U para produzir um determinado *output*, tendo em conta as proporções de *inputs* indicadas pelo segmento OV, isto é, a ineficiência técnica. Mas, U não se encontra no segmento de recta DE que define os preços relativos dos factores. Logo, este ponto não representa a combinação de factores menos custosa.

---

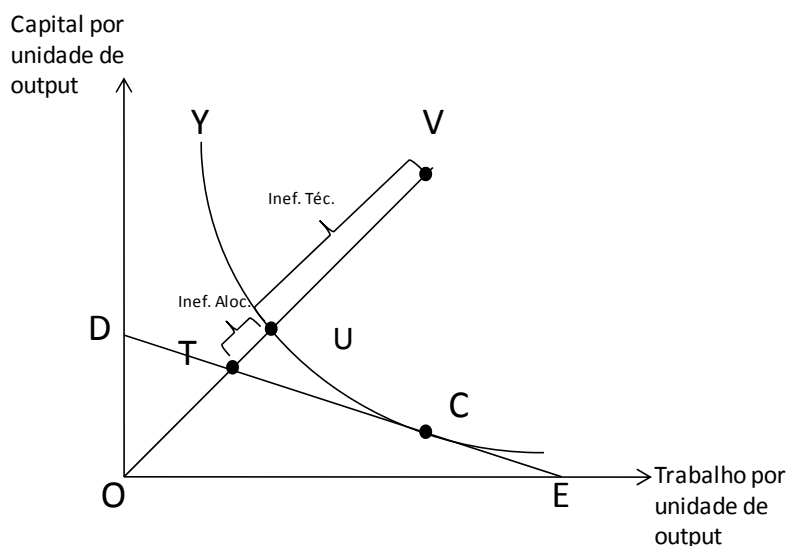
<sup>34</sup> Charnes, A.; Cooper, W. W. e Rhodes, E. 1978. "Measuring the Efficiency of the Decision Making Units". *European Journal of Operational Research*, 2(4): 429 – 444.

<sup>35</sup> Banker, R.D.; Charnes, R.F.; e Cooper, W.W..1984. "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis". *Management Science*, 30:1078–1092.

<sup>36</sup> Baseado no gráfico de Caves e Barton. 1991. *Efficiency in U.S. Manufacturing Industries*, Cambridge: The MIT Press.

- O rácio UT/OT representa o custo proporcionalmente em excesso devido a uma combinação inadequada de factores produtivos. Esta é a ineficiência na alocação de recursos.

Figura I - 1 – Eficiência técnica e económica



Retomando o gráfico anterior, mas considerando rendimentos crescentes à escala, uma empresa poderia produzir no ponto C e, no entanto, manter-se ineficiente, porque para outro nível produtivo, não considerado nesta figura, a empresa produziria a um menor custo unitário.

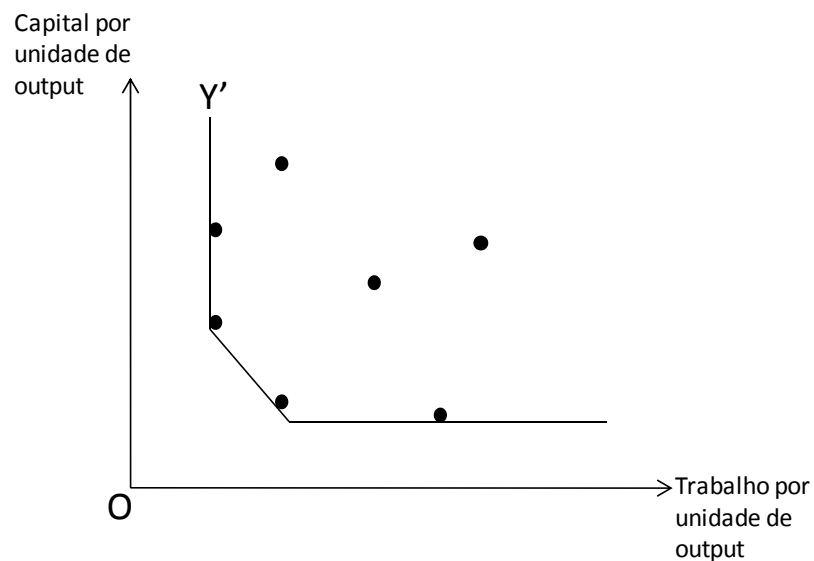
Desde que se ponha de parte a assunção de rendimentos à escala constantes, esta técnica permitirá também medir o grau de eficiência à escala. Deste modo, a ineficiência técnica é decomposta em “pura” eficiência técnica e em eficiência à escala.

No que diz respeito ao DEA propriamente dito, quando orientado para a minimização dos *inputs*, este método consiste na identificação das empresas mais eficientes de uma indústria, definindo a fronteira eficiente de produção da indústria, com base na combinação linear dos *inputs* utilizados por cada uma destas empresas para produzirem um mesmo nível de *output*. A eficiência das diferentes empresas pertencentes a esta indústria será medida relativamente a esta fronteira eficiente de produção.

A figura que se segue ilustra a aplicação do DEA, quando aplicado à minimização dos *inputs* para uma determinada quantidade de *outputs*. A curva Y' corresponde à estimativa da fronteira eficiente, desenhada com base nos dados das empresas mais eficientes que constituem a amostra.



Figura I - 2 – DEA para minimização dos custos



De seguida, importa formalizar a metodologia. Supondo um universo composto por  $N$  empresas, sendo que cada uma produz  $M$  *outputs*, utilizando  $K$  *inputs*. Para cada empresa  $i$ , os *outputs* e *inputs* são representados pelos vectores  $y_i$  e  $x_i$ , respectivamente, gerando uma matriz  $K \times N$  e uma matriz  $M \times N$  dos *outputs*. Considerando rendimentos à escala constantes, a aplicação do DEA resulta na resolução da seguinte programação linear,  $N$  vezes para cada uma das empresas  $i$ :

**Min** <sub>$\theta, \lambda$</sub>   $\theta$

**Sujeito a:**

$$\begin{cases} -y_i + Y\lambda \geq 0 \\ \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\ \lambda \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

Sendo:

- $\theta \leq 1$ , um escalar que representa a eficiência da empresa  $i$ . Caso  $\theta$  seja igual a 1, a empresa encontra-se na fronteira de eficiência.
- $\lambda$  é um vector de  $N \times 1$  constante.

Caso seja adicionada uma restrição de convexidade, tal que:  $\sum_i^n \lambda_i = 1$ , o modelo contempla uma situação de rendimentos variáveis à escala.

## MÉTODOS PARAMÉTRICOS

### – Determinísticos - OLS, COLS e MOLS

A apresentação destes modelos basear-se-á num conjunto de pressupostos<sup>37</sup>.

Assume-se que o preço dos factores produtivos é uma variável exógena das empresas e que apenas é produzido um *output*, sendo a função produção linear quando apresentada sob forma de logaritmos, contínua, diferenciável e quase-concâva.

A eficiência técnica para o *output*  $y$ ,  $\theta_{(y,x)}$ , produzido com base no vector dos *inputs*  $x_i$ , será dada por:

$$\theta(y, x) = \frac{y}{f(x)} \leq 1 \quad (2)$$

Assim, para a empresa  $i$  de um conjunto de  $N$  empresas, teremos:

$$y_i = f(x_i, \beta)\theta_i \quad (3)$$

Em que:

$$0 \leq \theta(y_i, x_i) \leq 1 \quad (4)$$

e  $\beta$  é vector dos parâmetros da função de produção a ser estimada

$$y_i = f(x_i, \beta)\theta_i \quad (5)$$

Considerando a função sob forma de logaritmos:

$$\ln y_i = \ln f(x_i, \beta) + \ln \theta_i = \ln f(x_i, \beta) - u_i \quad (6)$$

Em que  $u_i \geq 0$  representa os resíduos da empresa  $i$ , sendo igualmente uma medida da ineficiência técnica desta empresa.

### – OLS

Utilizando directamente o método dos mínimos quadrados (OLS), é possível comparar o nível de eficiência de diferentes empresas através dos resíduos. Retomando a equação anterior e adicionando-lhe uma constante teremos:

---

<sup>37</sup> Greene, William. 2008. "The Econometric Approach to Efficiency Analysis". Do livro: *The measurement of productive efficiency and productivity growth*, ed. Harold Fried, Knox Lovell, Shelton, Schmidt, 92-250. Oxford University Press.

$$\ln y_i = \alpha + \ln f(x_i, \beta) + \varepsilon_i \quad (7)$$

Assumindo que a distribuição de  $\varepsilon_i$  é independente de todas as variáveis do modelo,  $\varepsilon_i = -u_i$ , é a medida da ineficiência técnica da empresa.<sup>38</sup>

– **COLS (Corrected OLS)**

Considerando-se que a principal deficiência do OLS é o valor do seu termo fixo, bastará deslocar a função produção estimada com o modelo OLS para cima até ao valor máximo dos resíduos:

$$\alpha_{COLS} = \alpha + \max_i \varepsilon_i \quad (8)$$

Esta abordagem resulta num modelo em que os resíduos são todos negativos, excepto um.

– **MOLS (Modified OLS)**

Tomando<sup>39</sup> o exemplo dado por W. Greene<sup>40</sup>, supondo que  $u_i$  tem uma distribuição exponencial com média  $\lambda$ , visto que a variância de  $u_j$  é  $\lambda^2$ , o desvio padrão dos resíduos do modelo OLS é um estimador consistente de  $\lambda$  e a partir daí estima-se o valor médio de  $u$ .

A figura que se segue compara os resultados que se podem obter com a aplicação destas três metodologias.

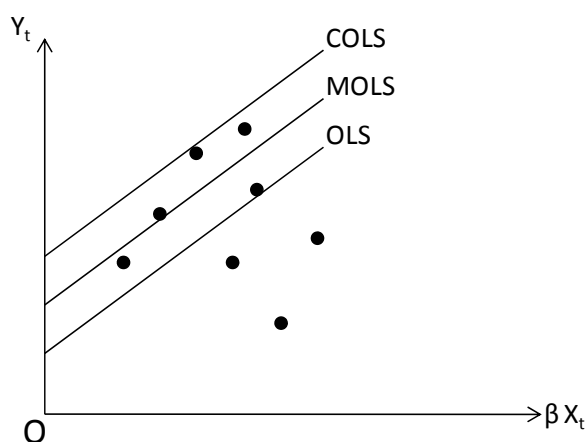
---

<sup>38</sup> Acresce que sendo  $\varepsilon_i - \varepsilon_m$  um estimador consistente e não enviesado de  $\mu_i - \mu_m$ , permite assim comparar a eficiência da empresa  $i$  face à empresa  $m$ . A única variável inconsistente na aplicação do OLS é o termo fixo.

<sup>39</sup> Por definição, a média dos resíduos de OLS é nula, sendo inútil como estimador de uma média de  $u$ , isto é, da ineficiência técnica. Porém, quaisquer momentos estatísticos de ordem superior à média podem ser estimadores consistentes dos seus homólogos de  $u$ .

<sup>40</sup> Greene, William. 2008. "The Econometric Approach to Efficiency Analysis". Do livro: *The measurement of productive efficiency and productivity growth*, ed. Harold Fried, Knox Lovell, Shelton, Schmidt, 92-250. Oxford University Press.

Figura 6-2 – Resultados comparados dos modelos derivados do OLS



– Não determinísticos - SFA

No quadro da interpretação determinística da fronteira de eficiência, alguns acontecimentos externos à empresa podem aparecer como ineficiência, decorrentes por exemplo de condições climáticas, de uma incorrecta especificação do modelo ou de erros na recolha dos valores.

Para ultrapassar este inconveniente, Aigner *et al.* (1977)<sup>41</sup> e Meeusen e van den Broeck (1977)<sup>42</sup> propuseram como metodologia a fronteira de produção estocástica (SFA - Stochastic Frontier Model), reformulando a equação (3) do seguinte modo:

$$y_i = f(x_i, \beta) \theta_i e^{v_i} \quad (9)$$

Sendo que  $v_i$ , corresponde aos erros de medição. Deste modo, a equação (6) terá como equivalência:

$$\ln y_i = \alpha + \ln f(x_i, \beta) + v_i - \mu_i \quad (10)$$

A medida da ineficiência técnica  $u_i$  mantém-se a seguinte relação  $\mu_i > 0$ , sendo que a medida dos erros pode assumir qualquer valor. Geralmente, assume-se que  $v_i$  tem uma distribuição normal.

<sup>41</sup> Aigner, Dennis; Lovell, Knox e Schmidt, Peter. 1977. "Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models". *Journal of Econometrics*, 6(1): 21–37.

<sup>42</sup> Meeseun, Wim e van den Broeck, Julien. 1977. "Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Functions with Composed Error". *International Economic Review*, 18(2): 435–444.

DEFINIÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA PARA A ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO DOS ANOS GÁS DE  
2010-2011 A 2012 -2013

ANEXO II – ARTIGOS CIENTÍFICOS

## II. ARTIGOS CIENTÍFICOS

O quadro que se segue apresenta um resumo dos resultados de alguns artigos científicos.

Dados bibliográficos			Objectivo	Dados				Função produção utilizadas	Inputs considerados no modelo seleccionado	Outputs considerados no modelo seleccionado	Factores externos considerados que possam influenciar os resultados	Metodologias utilizadas	Principais etapas da análise efectuada	Resultados obtidos e comentários dos autores	Notas
Título	Autores	Publicação		Origem	Amostra	Período	N.º total de observações								
International Benchmarking for Monopoly Price Regulation: The Case of Australian Gas Distribution	R. Carrington T. Coelli E. Groom	2002 Journal of Regulatory Economics (Kluwer Academic Publisher)	Estimativa da eficiência dos custos operacionais de empresas de distribuição de gás natural australianas	Relatórios e contas das empresas australianas.  Contas reguladas das empresas americanas e australianas.	59 empresas: 7 empresas australianas de distribuição de gás natural sobre as quais serão aplicadas o factor de eficiência. 52 empresas americanas de distribuição de gás natural .	1997 para as empresas americanas. Dados financeiros e fiscais relativos aos anos 1977-1998; 1998-1999 e 1998; para os distribuidores locais.	59	Translog	Comprimento da rede.  Custos de O&M em AUS \$, ajustados através de PPP	Energia entrega em Joules.  Número de consumidores residenciais.  Número de consumidores não residenciais.	Idade da rede  Clima	DEA (com rendimentos à escala constantes e variáveis)  SFA  COLS	1) Recolha e tratamento dos dados 2) Aplicação das 3 metodologias para diferentes modelos, com diferentes outputs e inputs . 3) Comparação dos resultados e selecção dos modelos. 4) Aplicação de um modelo Tobit que evidencia os efeitos de factores externos nos resultados de eficiência obtidos 5) Análise de sensibilidade, com reespecificação dos modelos, tendo em conta alteração de alguns dados nomeadamente (tendo em conta sugestões das empresas)	Existem grandes diferenças no nível de eficiência existente entre as empresas - eficiência técnica, em média, com rendimentos constantes à escala é de 73%, com rendimentos variáveis à escala é de 82%. A eficiência à escala é de 89%. Porém, os autores sublinham que os resultados nunca podem ser aplicados directamente na definição do factor X, tendo em conta as incertezas decorrentes da aplicação destas técnicas. Por outro lado, as empresas devem ser sempre ouvidas na definição do factor X.	Os autores apresentam no paper os resultados das três metodologias mas apenas usam o SFA e o COLS para testar a sensibilidade dos resultados obtidos através do DEA. Este é a metodologia adoptada.
Gas distribution Benchmarking of Utilities from Slovenia, the Netherlands and the UK: an Application of Data Envelopment Analysis	J. Zoric, N. Hrovantin, G. C. Scarsi	Abril 2009 SEE Journal (School of Economics and Business in Sarajevo)	Estimativa da eficiência dos custos operacionais de empresas de distribuição de gás natural eslovenas face a empresas de países que iniciaram a liberalização do sector anteriormente: Reino Unido e Países Baixos	Relatórios e contas das empresas eslovenas.  Dados dos reguladores holandeses e ingleses nos restantes casos.	42 empresas: 14 empresas eslovenas de distribuição de gás natural sobre as quais serão aplicadas o factor de eficiência. 21 empresas dos Países Baixos de distribuição de gás natural. 7 empresas do Reino Unido de distribuição de gás natural.	2003  Dados dos Países Baixos dizem respeito a 1999, mas foram ajustados tendo em conta inflação e "melhoria da eficiência" ao longo do período	42	-	Custos de O&M em €, ajustados através de PPP	Nº de consumidores  Gás fornecido em m <sup>3</sup>  Consumo na ponta em m <sup>3</sup> /dia  Quilómetro de rede	-	DEA (com rendimentos à escala constantes e variáveis), com separação dos efeitos técnicos e de alocação dos recursos na eficiência	1) Recolha e tratamento dos dados 2) Comparação dos resultados obtidos pelos diferentes modelos 3) Comparação dos resultados e selecção dos modelos.	A eficiência média das empresas eslovenas situa-se entre 52% e 67,4% consoante se considere rendimentos variáveis e constantes à escala, respectivamente. Os modelos apresentam resultados semelhantes para as empresas mais eficientes, embora apresentem resultados diferentes para as piores empresas. Os resultados do Benchmarking são influenciados pelas técnicas utilizadas. Os reguladores não podem utilizar os resultados de um modo mecânico. O benchmark é tão só complementar à decisão do regulador.	O SFA não foi empregue porque a pequena dimensão da amostra não permite que os pressupostos relativos às distribuições dos termos de erro e de eficiência seja identicamente sustentáveis

**DEFINIÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA PARA A ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO DOS ANOS GÁS DE 2010-2011 A 2012 -2013**

**ANEXO II – ARTIGOS CIENTÍFICOS**

Dados bibliográficos			Objectivo	Dados				Função produção utilizadas	Inputs considerados no modelo seleccionado	Outputs considerados no modelo seleccionado	Factores externos considerados que possam influenciar os resultados	Metodologias utilizadas	Principais etapas da análise efectuada	Resultados obtidos e comentários dos autores	Notas
Título	Autores	Publicação		Origem	Amostra	Período	N.º total de observações								
Optimal scale in the Italian gas distribution industry using data envelopment analysis	F. Erbetta, L. Rappuoli	Março 2006 Omega The International Journal of management Science (Elsevier)	Definição da escala de operação ótima das distribuidoras de gás natural	Base de dados CERIS-CNR que inclui dados económicos, financeiros e técnicos	46 empresas (62% da energia distribuída na Itália e 60% dos consumidores)	1994-1999 (antes da liberalização do sector)	276	-	Custos totais reais a preços de 1995 (deflacionados a preços de produção industrial) operacionais e custo do capital (definido para cada empresa em duas fases: 1) soma-se ao valor do imob. antes da última reavaliação os investimentos verificados, 2) é aplicada uma taxa de amortização ao activo, que corresponde à taxa média em vigor antes da reavaliação)	Número de consumidores e gás natural distribuídos em volume	Densidade de consumidores pela rede. Quantidades distribuídas por consumidor	DEA (com rendimentos à escala constantes e variáveis), por forma a calcular a elasticidade escala de cada empresa	1) Recolha, tratamento e análise dos dados (análise ao efeito das variáveis externas na eficiência das empresas) 2) Comparação dos resultados obtidos pelos diferentes modelos para a eficiência técnica e à escala 3) Definição da escala ótima, tendo em conta o número de cliente e a energia distribuída, através da análise da elasticidade à escala	O nível de eficiência técnica média é de 63-66%. A eficiência à escala é maior e situa-se no intervalo 80-83%. A inclusão de empresas com densidade de consumidores elevada, com empresas com densidade de consumidores mais baixa tende a subestimar a eficiência técnica e a sobrestimar a eficiência à escala. A escala ótima é atingida a volta dos 65000 clientes e dos 150 milhões de metros cúbicos vendidos.	-
Gas Distribution Price Control Review	OFGEM	3 Dezembro de 2007 OFGEM	Estimativa da eficiência dos custos operacionais de empresas de distribuição de gás natural no Reino Unido para o período 2008-2013 (1 Abril a 31 de Março)	Dados contabilísticos das empresas	8 empresas	anos 2006 e 2007	8 para cada variável testada	In Regressão utilizando "composite scale variable" (CSV)			Regressões (para os custos directos) e benchmark (para custos indirectos)	Benchmarking dos custos das 8 distribuidoras através da análise de regressões. Em casos em que os resultados não foram robustos ou não era possível realizar as regressões, foram realizadas outras análises mais específicas (do genero o benchmark ser o valor do 1º quartil, ser a media, etc). Exemplos, regressão, custos directos: custos de reparação, custos de manutenção, custos com serviços de emergência, custos com pessoal. Exemplos, regressão, custos indirectos: não realizado Exemplos de outras análises: custos com sistemas de informação são uma % das receitas (obtido pelo valor medio obtido a nível geral com dados de 05 e 06, por exemplo).	Comentário de uma das empresas: ignorada a interação entre opex e o capex. Esta empresa planeia tendo em conta todos os custos ao longo da vida útil do activo e os seus investimentos são baseados nos benefícios a medio prazo, que podem conduzir a um opex superior a curto prazo. Desta forma, consideram que os proventos permitidos propostos pela Ofgem são insuficientes para esta tendo por benchmark, empresas que com níveis de investimento em capex superiores lhes permite poupanças adicionais de opex que esta não atinge. Ofgem admite haver algum merito no argumento da empresa e desafiam a empresa a providenciar melhor informação para suportarem o caso.	Pela 1ª vez foi possível estabelecer comparações mais fidedignas entre as empresas (após a venda de 4 distribuidoras em 8, em 2005).	
Efficiency, performance and regulation of the international gas industry - a bootstrap DEA approach	David Hawdon	Energy Policy (2003)	Estudo da eficiência no sector do gás natural (desde a entrada do gás nos gasodutos até ao consumidor final)	dados disponíveis através da International Gas Union	33 países	1998 e 1999		Emprego, comprimento dos gasodutos	consumo de gás, número de consumidores	Para os países serem considerados na amostra precisavam de possuir ainda dados sobre 4 variáveis estruturais - peso do gas na estrutura de consumo de energia, crescimento da procura, reformas em termos de privatização ou desregulação e resposta à directiva do gás da UE.	DEA com rendimentos à escala constantes e variáveis	1) Recolha e tratamento dos dados 2) Comparação dos resultados obtidos pelos diferentes modelos 3) Comparação dos resultados e selecção dos modelos.	Com este estudo, o autor constata uma falta clara de evidência de economias de escala. O estudo permite suportar a noção de que as reformas introduzidas na Grã-Bretanha e destinadas para o resto da União Europeia estão associadas a níveis elevados de eficiência e utilização correcta do factor capital e trabalho. Caso os preços regulados sejam estipulados tendo por base unicamente os resultados do DEA, algumas empresas são penalizadas pois encontram-se muito distantes da fronteira eficiente (particular não é uma boa abordagem). Estimativas por Bootstrapping DEA podem ter um elevado impacto na pratica regulatória.	Fazer bootstrapping dos resultados da análise DEA. Os resultados da análise DEA são sensíveis à composição da amostra.	

### III. QUESTÕES RELACIONADAS COM A ANÁLISE DAS SÉRIES ATÉ 2007

#### ESTACIONARIEDADE

Neste ponto são detalhados os testes efectuados à estacionariedade das séries das variáveis dependentes e independentes utilizadas na análise dinâmica até 2007.

A existência de estacionariedade pode ser testada através de testes à presença de raiz unitária ADF<sup>43</sup>. Utilizaram-se critérios de informação Akaike e Schwartz na escolha do número de defasamento. Os dados apresentados no Quadro III - 1 não permitem rejeitar a hipótese nula de raiz unitária, sugerindo que as séries não são estacionárias.

**Quadro III - 1 – Teste ADF à estacionariedade dos resíduos**

	Cientes totais	Vendas	km de linhas
<b>Ordem escolhida</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
<b>Com tendência</b>	<b>Sim</b>	<b>Sim</b>	<b>Sim</b>
<b>Teste estatístico</b>	<b>-3,326</b>	<b>-2,011</b>	<b>-4,119</b>
<b>Valor crítico do teste</b>	<b>-4,581</b>	<b>-4,581</b>	<b>-4,581</b>

Porém, a hipótese nula de não estacionariedade não é rejeitada quando são testadas as séries em primeira diferença, com excepção da série km de linhas. Todavia, não se pode aumentar o grau de diferenciação devido à perda de grau de liberdade dos testes.

**Quadro III - 2 – Teste ADF à estacionariedade dos resíduos, para as variáveis em primeira diferença**

	Cientes totais I(1)	Vendas I(1)	km de linhas I(1)
<b>Ordem escolhida</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Teste estatístico</b>	<b>-5,257</b>	<b>-10,922</b>	<b>-3,288</b>
<b>Valor crítico do teste</b>	<b>-3,551</b>	<b>-3,551</b>	<b>-3,551</b>

O facto das séries serem de um modo geral estacionárias quando são integradas de grau 1 acarreta uma clara dificuldade de interpretação dos resultados. Uma forma de ultrapassar esta dificuldade passa pela

<sup>43</sup> ADF= Augmented Dickey-Fuller

análise à co-integração das variáveis. Quando duas variáveis  $I(1)^{44}$  têm uma relação de equilíbrio de longo prazo, são co-integradas.

Assim, procurar-se-á testar a existência, ou não, de uma relação de co-integração entre as variáveis independentes e a variável dependente (custos de exploração a preços constantes). A elevada correlação existente entre as três variáveis independentes, referida anteriormente, obriga a que apenas se considere uma variável independente. Deste modo, a análise à co-integração pode ser efectuada, simplesmente, através de testes ADF, sendo estes apresentados no quadro seguinte.

**Quadro III - 3 – Teste ADF à estacionariedade dos resíduos, para a regressão das variáveis independentes face à variável dependente**

	<b>Clientes totais</b>	<b>Vendas</b>	<b>km de linhas</b>
<b>Ordem escolhida</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Teste estatístico</b>	<b>-2,677</b>	<b>-2,237</b>	<b>-2,653</b>
<b>Valor crítico do teste</b>	<b>-4,223</b>	<b>-4,223</b>	<b>-4,223</b>

Observa-se que em nenhum caso as variáveis independentes e a variável dependente são co-integradas.

<sup>44</sup> Estacionárias quando integradas em 1ª diferença.