

Curso Engenharia Mecânica

REDES DE GÁS

Luís Mesquita, 2007

Índice Geral

CAPÍTULO 1:

Enquadramento Energético e Introdução do Gás Natural em Portugal (1)

CAPÍTULO 2:

Caracterização dos gases Combustíveis (16)

CAPÍTULO 3:

Legislação e regulamentos do projecto de redes de gás (23)

CAPÍTULO 4:

Classificação dos aparelhos de queima e redes abastecidas com GPL (202)

CAPÍTULO 5:

Princípios fundamentais e metodologia de dimensionamento (227)

Capítulo 1

Enquadramento Energético

e

Introdução do Gás Natural em Portugal

Índice

1	Diversidade energética.....	1
1.1	Energias Renováveis.....	1
1.2	Energias Não Renováveis	2
1.2.1	Energia nuclear	2
1.2.2	Combustíveis Fósseis.....	2
1.2.2.1	Gás Natural	3
1.2.2.2	Vantagens da utilização do gás natural	4
2	Programa de Actuação para reduzir a dependência de Portugal face ao Petróleo (2004)	4
3	A introdução do gás natural em Portugal.....	8
3.1	Implantação da rede	8
4	Mercado de gás natural no Mundo.....	13
5	Preços da energia	14
6	Referências.....	15

1 Diversidade energética

Existe, actualmente, uma grande diversidade de elementos naturais e não naturais que podem servir como fontes de energia. Os vários tipos de energia podem-se distinguir como Renováveis e Não - Renováveis.

1.1 Energias Renováveis

As principais fontes de energia renovável são:

A energia **solar** resulta da absorção da radiação solar, sendo utilizada em sistemas AVAC e produção de electricidade.

A **Biomassa** incorpora não só os resíduos domésticos, industriais e os resultantes do sector primário, mas também os combustíveis que resultam da sua transformação.

A energia **hídrica** provém da energia cinética e potencial dos cursos de água provenientes do movimento da água e do seu desnível. O seu aproveitamento ocorre nas centrais hidroeléctricas, mini hídricas e azenhas.

A energia **geotérmica** é a energia associada ao calor armazenado no interior da terra.

Na energia **eólica** a energia cinética do ar é aproveitada para produzir outros tipos de energia. A energia pode ser através dos tradicionais moinhos de vento ou dos aerogeradores, originando energia mecânica ou eléctrica, respectivamente.

A energia proveniente dos **oceanos** tem origem no conjunto de várias energias: cinética, potencial e térmica existente à superfície e no seu interior. As centrais de energia das **ondas** aproveitam o movimento oscilatório das ondas para produzir electricidade. Nas centrais de energia das **marés** a subida e descida das marés é acompanhado dum movimento horizontal periódico: as correntes das marés.

1.2 Energias Não Renováveis

1.2.1 Energia nuclear

Uma forma de energia não renovável é a *energia nuclear*, gerada a partir da energia existente no núcleo de cada átomo. Albert Einstein mostrou que a energia varia com a massa e com o quadrado da velocidade da luz, $E=mc^2$. Esta relação permitiu descobrir a energia nuclear que culminou com a construção da bomba atômica. Este tipo de energia pode ser obtida por cisão ou fusão nuclear.

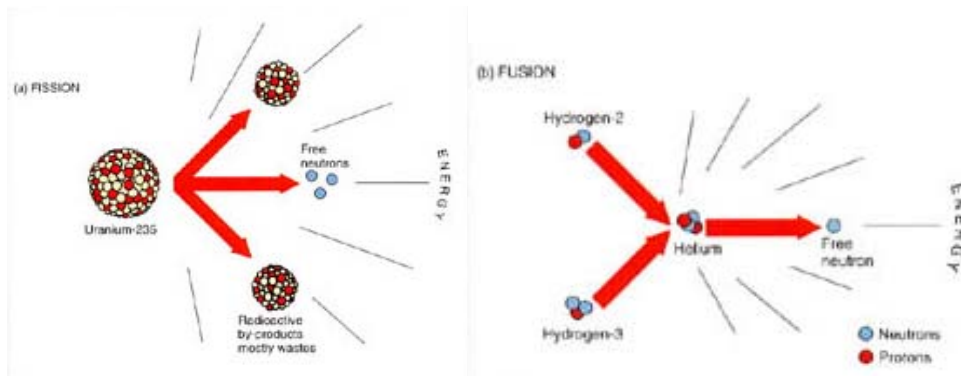


Figura 1 – Cisão e fusão nuclear.

Em ambos os processos, a massa dos produtos (elementos finais) é inferior à massa dos elementos iniciais, sendo a diferença convertida em energia.

A cisão de 1 Kg de urânio 235 liberta uma média de 2,5 neutrões por cada núcleo dividido. Por sua vez, estes neutrões vão rapidamente causar a cisão de mais átomos, que irão libertar mais neutrões e assim sucessivamente, iniciando uma auto-sustentada série de fissões nucleares, que se dá o nome de reacção em cadeia, que resulta na libertação contínua de energia. O potencial, quer da cisão, quer da fusão, é tão grande que da reacção espontânea deste mesmo 1 Kg de material, resulta a devastosa explosão de energia de uma bomba atômica.

1.2.2 Combustíveis Fósseis

Existem três grandes tipos de combustíveis fósseis: o petróleo, o carvão e o gás natural. O carvão é obtido pela escavação mais ou menos profunda de minas.

O petróleo é resultado do processo de decomposição da matéria orgânica e da matéria mineral que ao longo dos anos formam compostos ricos em carbono, os hidrocarbonetos. Os movimentos tectónicos originam as jazidas de petróleo que sendo suficientemente grandes, para serem economicamente rentáveis, podem ser exploradas. O petróleo pode ser obtido através de furos profundos produzidos na superfície terrestre ou no fundo do oceano.

O petróleo bruto é constituído por diferentes tipos de hidrocarbonetos que têm que ser separados em diferentes fracções de forma a serem utilizados como fontes energéticas.

1.2.2.1 Gás Natural

O **Gás Natural** é a designação atribuída a uma mistura estável de gases cujos componentes principais são hidrocarbonetos gasosos, dos quais o metano normalmente tem uma proporção superior a 70 % (volume) e pequenas quantidades de gases inertes (azoto, dióxido de carbono e hélio). Como exemplo de composição química, indica-se a do Gás Natural que Portugal recebe da jazida de Hassi R' Mel (Argélia):

Tabela 1 – Composição química do gás natural.

Composição Química aprox. (% vol) do Gás Natural de Hassi R' Mel		
Metano	CH ₄	83,7 %
Etano	C ₂ H ₆	7,6 %
Azoto	N ₂	5,4 %
Propano	C ₃ H ₈	1,9 %
Butano	C ₄ H ₁₀	0,7 %
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,2 %

Uma consequência física da molécula do metano é a sua baixa densidade relativa ao ar. Como consequência, o Gás Natural é mais leve do que o ar, o que lhe confere uma característica intrínseca de segurança no abastecimento de edifícios. Por outro lado é

incolor e inodoro, pelo que, para maior facilidade de detecção de fugas, é adicionado um químico, usualmente o enxofre.

Tabela 2 - Principais Características Físicas do gás natural.

Poder calorífico	Superior:	PCS	10032 kcal / m ³ (n)
			42,0 MJ / m ³ (n)
	Inferior	PCI	9054 kcal / m ³ (n)
			37,9 MJ /m ³ (n)
Densidade		0,65	
Grau de humidade:		0 % (% mássica)	
Índice de Wobbe:	Superior:	WPCS:	12442 kcal / m ³ (n)
			52,1 MJ / m ³ (n)
	Inferior:	WPCS:	11200 kcal / m ³ (n)
			46,9 MJ / m ³ (n)

1.2.2.2 Vantagens da utilização do gás natural

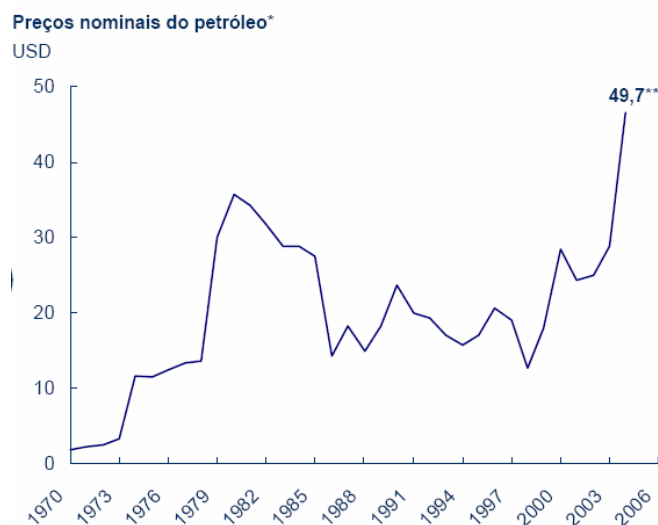
As vantagens imediatas da utilização do gás natural como fonte de energia são: a redução da dependência do petróleo, o aumento da competitividade das empresas, pela utilização de energia mais económica e uma maior protecção ambiental por se tratar do combustível fóssil mais limpo. Esta última vantagem é preponderante quando enquadrada nos objectivos do “Protocolo de Qyoto”, que visam restituir, até 2021, as emissões de gás com efeito de estufa ao nível de 1990.

2 Programa de Actuação para reduzir a dependência de Portugal face ao Petróleo (2004)

Devido à evolução do preço do petróleo, colocando em causa o crescimento sustentado da economia Portuguesa e com o objectivo de reduzir a intensidade energética de Portugal e a sua elevada dependência do petróleo, o “XVI Governo Constitucional decidiu lançar um Programa de Actuação que permitirá diminuir a intensidade energética

de Portugal até 20 por cento, e reduzir a sua dependência do petróleo igualmente em cerca de 20 por cento (de 64 para 51 por cento), até 2010”.

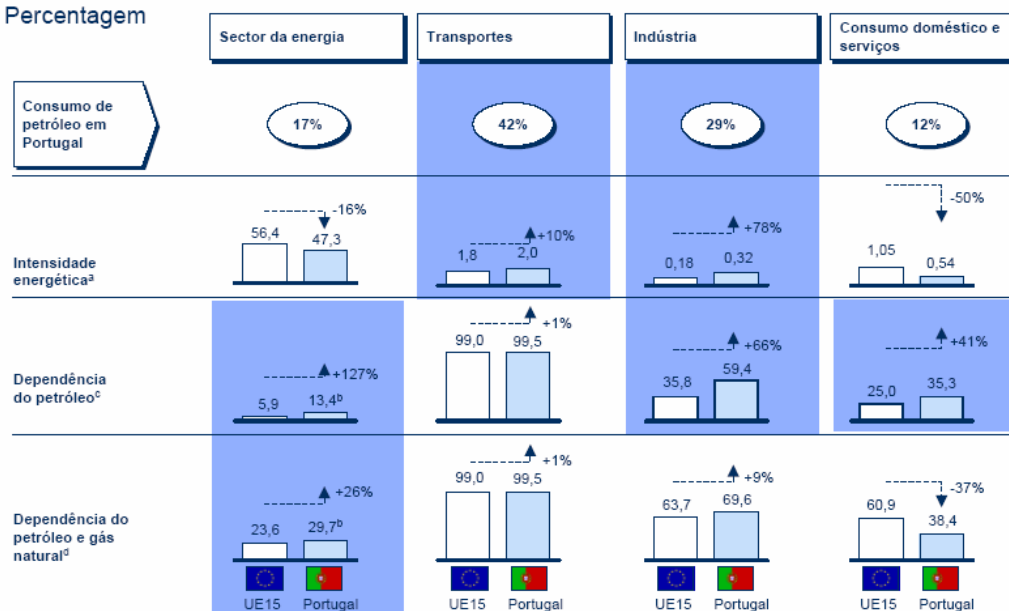
De seguida são apresentados alguns dados relevantes apresentados no documento referido:



BENCHMARKING DE IDENTIFICAÇÃO DAS PRIORIDADES POR SECTOR

2001

Percentagem



* No sector da energia, perdas de energia na produção de electricidade (%); nos transportes, consumo de energia final/veículo; na indústria, consumo de energia final/P/B

industrial; no consumo doméstico/serviços, consumo de energia final/habitante

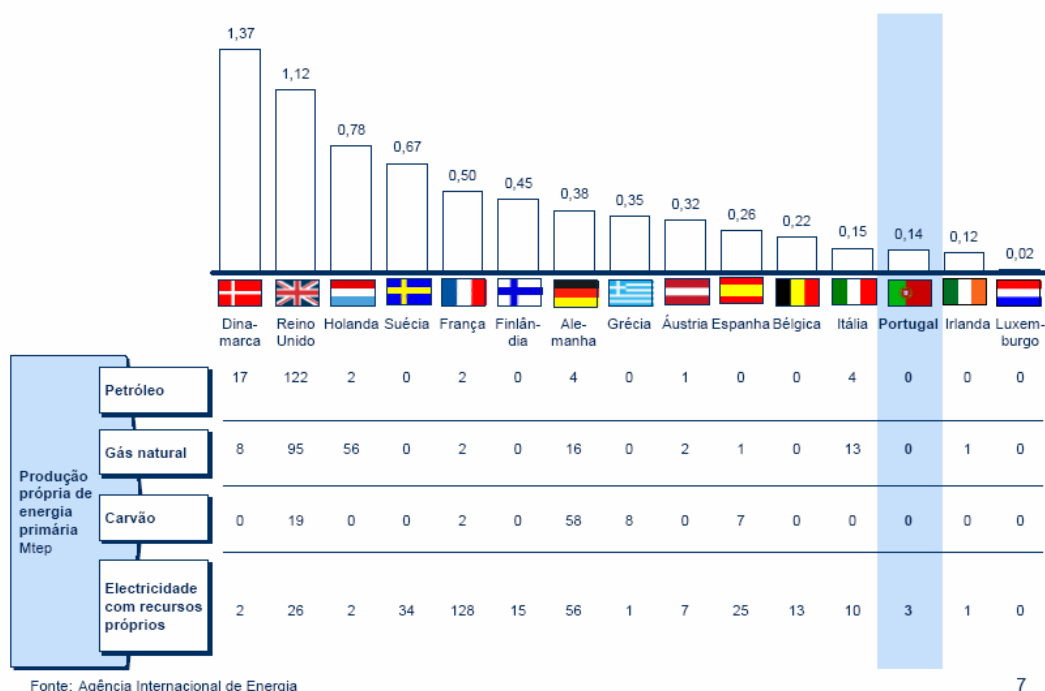
^b Dados de 2003 reflectindo a entrada em funcionamento da central a gás natural TER

^c Dependência no consumo de energia primária (petróleo/total de energia primária)

^d Dependência no consumo de energia primária (petróleo e gás natural/total de energia primária)

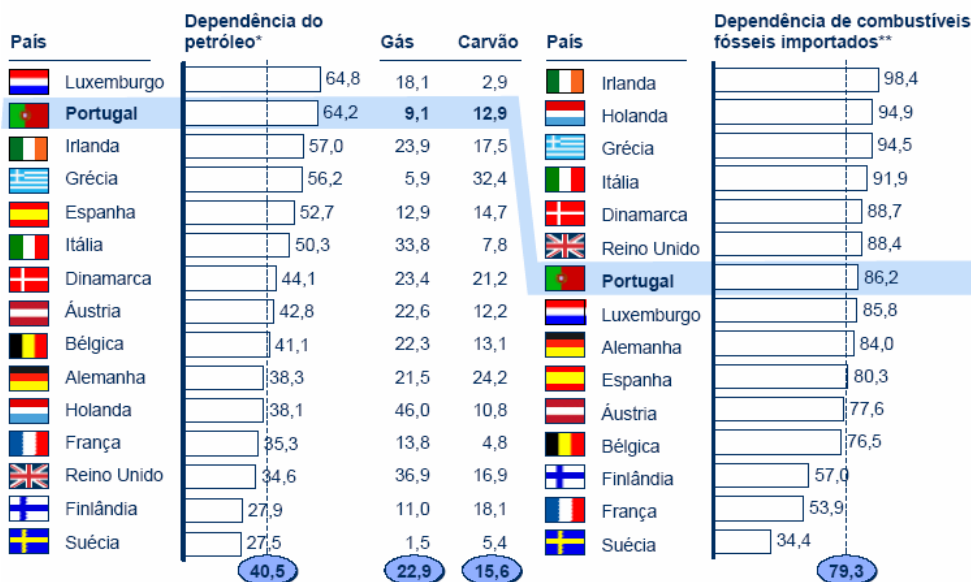
Fonte: Agência Internacional de Energia; The Economist

ESCASSEZ DE RECURSOS ENERGÉTICOS EM PORTUGAL Produção própria/Consumo total de energia primária. 2001



MAIOR DEPENDÊNCIA DO PETRÓLEO 2001 Porcentagem

Média da UE15



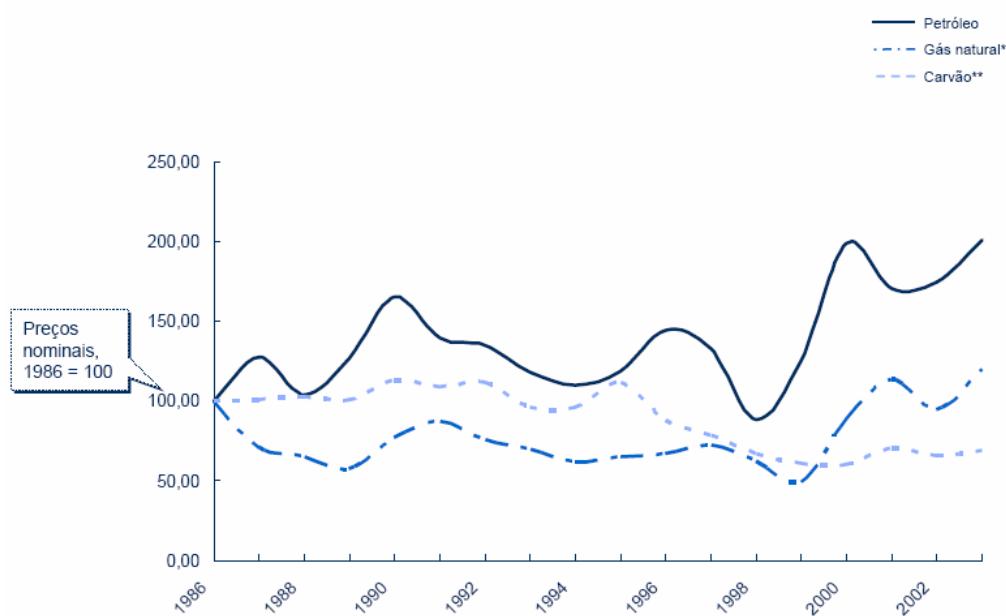
* Dependência do petróleo no consumo de energia primária (petróleo/total de energia primária)

** Dependência do petróleo, gás natural e carvão no consumo de energia primária (petróleo, gás natural e carvão total de energia primária)

Fonte: Agência Internacional de Energia

9

EVOLUÇÃO HISTÓRICA DOS PREÇOS DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E CARVÃO



* Preço médio das importações de gás natural por países europeus em cada ano

** Preço médio dos contratos de compra de carvão por países europeus em cada ano

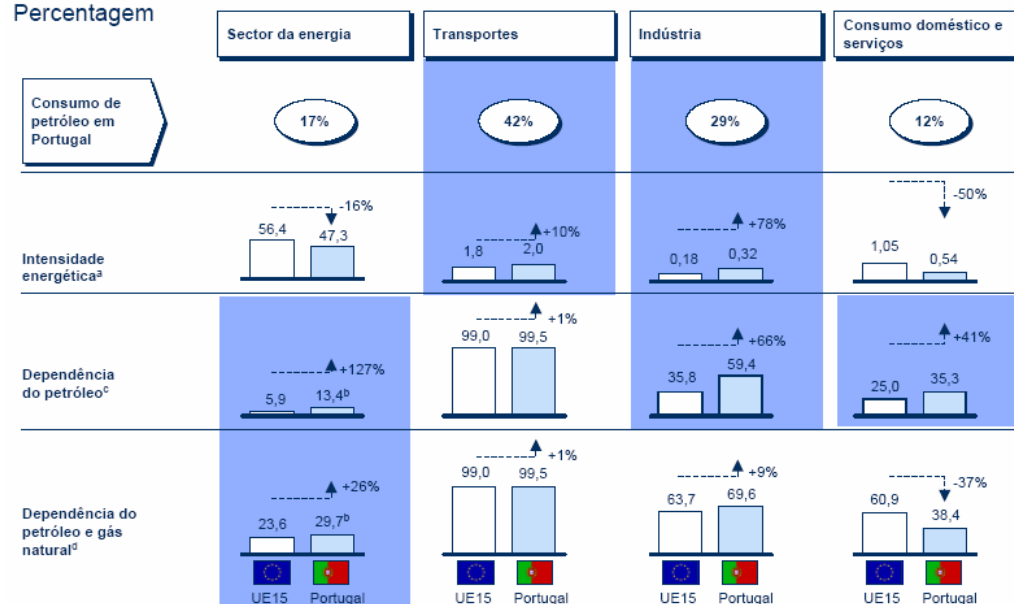
Fonte: Agência Internacional de Energia, BP Statistical Review of World Energy, Cedigaz

10

BENCHMARKING DE IDENTIFICAÇÃO DAS PRIORIDADES POR SECTOR

2001

Percentagem



^a No sector da energia, perdas de energia na produção de electricidade (%); nos transportes, consumo de energia final/veículo; na indústria, consumo de energia final/PIB industrial; no consumo doméstico/serviços, consumo de energia final/habitante

^b Dados de 2003 reflectindo a entrada em funcionamento da central a gás natural TER

^c Dependência no consumo de energia primária (petróleo/total de energia primária)

^d Dependência no consumo de energia primária (petróleo e gás natural/total de energia primária)

Fonte: Agência Internacional de Energia; The Economist

13

3 A introdução do gás natural em Portugal

A introdução do gás natural em Portugal dá resposta a um número significativo de objectivos das políticas energética e ambiental mas também da política industrial, do desenvolvimento regional e é um instrumento destinado a promover a correcção dos desequilíbrios que caracterizam o país relativamente à União Europeia, quer em termos económicos, quer quanto a padrões sociais.

Vectores fundamentais:

- Versatilidade para os sectores consumidores, como seja, o industrial, o doméstico, o comercial e a produção de electricidade.
- Melhoria substancial da eficiência energética.
- Melhoria dos padrões de qualidade do ambiente.
- Motor de desenvolvimento da actividade económica.

A decisão sobre a introdução do gás natural em Portugal foi tomada em 1989. O abastecimento baseava-se num terminal para importação, armazenagem e regaseificação, ficando a ligação por gasoduto à rede europeia para uma fase posterior do abastecimento.

O edifício jurídico que suporta as actividades ligadas ao gás natural é constituído por uma série de diplomas cuja publicação se iniciou em 1989 e que abrangem os princípios do regime jurídico do sector, a definição das bases das concessões, a regulamentação dos concursos das concessões, as regras técnicas e de segurança relativas ao projecto, à construção, à exploração e à manutenção do sistema de abastecimento dos gases combustíveis canalizados, aos grupos profissionais associados a esta indústria e ao regime de servidões.

3.1 Implantação da rede

A implantação da rede de transporte e das instalações auxiliares ao longo da mesma processa-se através da constituição de servidões de passagem, implicando algumas

restrições à utilização das propriedades atravessadas e muito pontualmente com recurso à expropriação.

Visando o alargamento do acesso ao gás natural às regiões do interior do país, não abrangidas por esta forma de energia, foi, posteriormente, criada a figura de regime de licença.

O regime de licença é utilizado para a distribuição de gás natural em zonas não concessionadas a uma distribuidora regional e desde que o potencial de consumo estimado justifique a construção e a exploração de uma unidade autónoma de distribuição de gás (UAG). Estas instalações de fornecimento de gás natural funcionam de forma independente do actual sistema de transporte e distribuição por gasodutos, recebendo o gás natural liquefeito (GNL) transportado a partir dos terminais de importação por meio de camiões cisterna.

Numa primeira fase, portanto, o abastecimento é feito a partir da Argélia através do gasoduto do Magrebe e da rede espanhola, sendo a rede de transporte, em território nacional, constituída por um gasoduto principal entre Setúbal e Braga e por dois gasodutos de interligação a Espanha (Campo Maior - Leiria - Braga e Braga - Tuy). A construção do gasoduto principal iniciou-se em 1 de Julho de 1994 e foi inaugurado em 27 de Fevereiro de 1997. Este troço, com tubagem de 28" de diâmetro, tem uma extensão de 379 km, sendo a pressão de serviço cerca de 82 bar. Os ramais de fornecimento aos clientes directamente ligados à rede de transporte (grandes consumidores industriais, empresas distribuidoras e centrais termoeléctricas) estendem-se por cerca de 220 km.

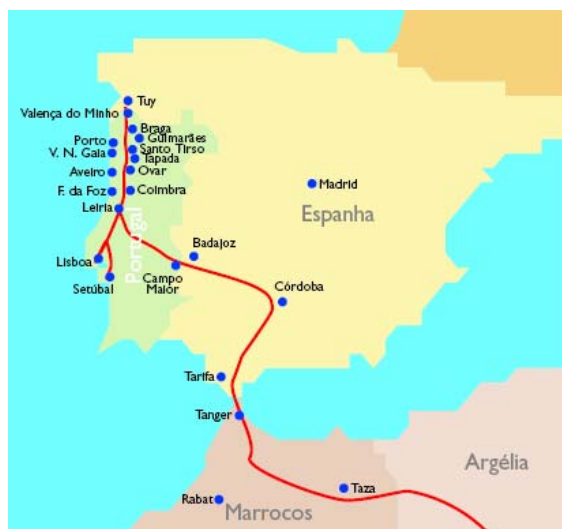


Figura 2- Implantação do sistema de gasodutos (Transgás)

O abastecimento do sistema nacional é assegurado pelo troço Campo Maior - Leiria, com 220 km, continuação do gasoduto Córdoba - Campo Maior.

A interconexão norte é constituída pelo troço Braga - Tuy, com 75 km em território nacional, destinando-se, no início, a abastecer a Galiza.

A rede de transporte compreende ainda estações de redução de pressão e de medição e o despacho. Está dimensionada para fornecer anualmente 4 500 milhões de m³ ao mercado nacional, embora no início do abastecimento a capacidade seja de cerca de 2 500 milhões de m³/ano.

O investimento global do projecto da rede de transporte em território nacional, incluindo a armazenagem subterrânea e o terminal de GNL, ascendeu a cerca de 179,1 milhões de contos até 2001, prevendo-se que entre 2002 e 2004 o investimento seja de cerca de 65,4 milhões de contos (Figura 3).

(milhares de contos)

	Até 1997	1998	1999	2000	2001	2002 (Orç)	2003 (Plano)	2004 (Plano)	Total
Terminal GNL	0	0	403	9 509	6 498	23 032	13 868	0	53 309
Armazenagem Subterrânea	899	352	1 698	4 188	3 721	5 017	1 048	1 786	18 709
Gasodutos (Lotes)	119 758	6 045	8 824	1 315	1 543	7 033	3 263	0	147 781
Ramais Industriais	3 872	3 431	3 103	2 539	1 399	3 921	5 370	1 071	24 706
Redes de Distribuição	35 539	20 591	20 925	24 518	23 729	20 300	15 979	11 545	173 126
Conversão de Clientes	7 553	6 519	7 920	11 690	11 880	13 459	11 754	9 828	80 605
Reconversão de Lisboa	332	452	3 852	9 016	9 189	0	0	0	22 841
Outros Invest. Distribuidoras	17 656	5 043	5 707	6 244	8 052	8 741	6 577	5 224	63 244
Outros Investimentos Transgás ⁽¹⁾	67 703	2 352	6 631	2 749	4 168	3 230	1 413	1 284	89 530
TOTAL	253 312	44 785	59 063	71 768	70 178	84 732	59 273	30 738	673 850

Figura 3 – Investimentos totais (GalpEnergia)

A vulnerabilidade da economia portuguesa face a uma situação de crise de abastecimento, para um combustível que já é essencial no consumo energético do país, fez com que a diversificação das fontes das origens de abastecimento constituísse um imperativo estratégico da política energética nacional.

A Transgás procedeu à realização do estudo de viabilidade técnico-económica de construção de um terminal de GNL na costa portuguesa, estudo esse concluído em Setembro de 1998, que confirmou a decisão de construção do *terminal de regaseificação*, tal como previsto no contrato de concessão da Transgás, e que entra em serviço em 2003.

Em Dezembro de 1998 foi decidida a construção de um terminal de recepção e regaseificação de gás natural liquefeito em Sines, dimensionado para a recepção e armazenagem de GNL e emissão para a rede nacional de gás natural. Este terminal funciona como instalação de base que permitirá diversificar o abastecimento proveniente da Argélia, através do gasoduto do Magrebe, e, também, permitirá aumentar os níveis de fiabilidade e disponibilidade do GN, resultantes da diversificação das opções de importação. Esta instalação é ligada à rede de gás natural já existente, por meio de um gasoduto com cerca de 90 km, entre Sines e Setúbal. Para além da emissão de GN através do gasoduto, o projecto do terminal prevê ainda instalações de enchimento de camiões cisterna de GNL, para o abastecimento de gás a áreas do interior em que não seja viável o fornecimento por gasoduto.

Em Dezembro de 1998, foi cometido à Transgás, por despacho ministerial, o estudo da viabilidade técnica, económica e financeira das alternativas que possibilitassem o abastecimento de GN a zonas ainda não concessionadas, designadamente os distritos de Bragança, Vila Real, Évora, Beja e Faro. Em Abril de 1999, foram identificados pela Transgás os pólos de consumo que reúnem condições mínimas para instalação de unidades autónomas de gás natural (UAG). Estas unidades são instalações de fornecimento de gás natural que funcionam de forma independente do actual sistema de transporte e distribuição por gasodutos existentes em Portugal. As UAG recebem o gás natural liquefeito, transportado a partir de terminais de importação por meio de camiões cisterna.

Deste modo, visa-se abranger zonas do país actualmente sem acesso a esta forma de energia, minimizando diferenciações regionais, e promovendo o desenvolvimento económico, o emprego, o bem estar social e ambiental. Estando as UAG de Chaves, Bragança, Olhão, Stª Comba Dão (situada no interior da fábrica Aquatis), Évora e Vila Real já a funcionar (2002).

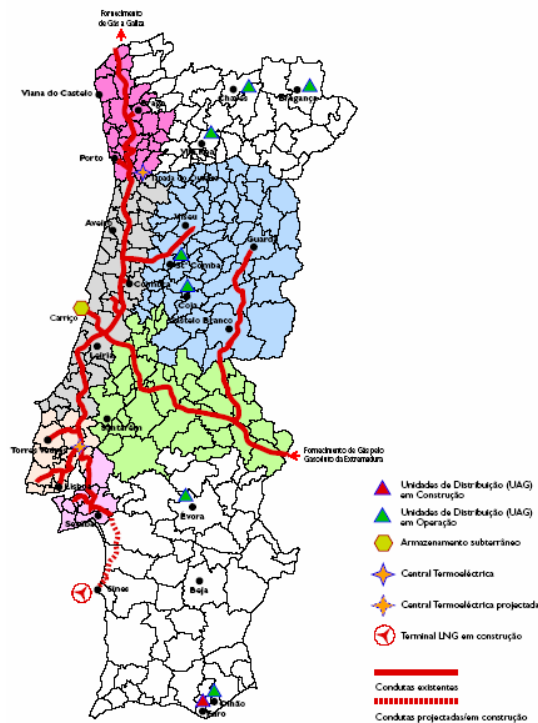


Figura 4 – Mapa da rede de transporte e distribuição de gás natural em 2002 (GalpEnergia).

4 Mercado de gás natural no Mundo

O comércio mundial de gás natural é realizado através de gasodutos (transporte de GN) ou através de navios tanque (transporte de GNL). Dadas as características de rigidez quanto à infra-estrutura de transporte, e relativa dificuldade de armazenagem, não se pode considerar que exista um mercado mundial de gás e sim diversos mercados regionais. Pode considerar-se a existência de três mercados: o da América do Norte, o da OCDE Europa e o do Pacífico, com características diferentes.

Os maiores produtores mundiais de gás natural são a Rússia e o Canadá, seguidos de países da OCDE Europa (Holanda e Noruega), norte de África (Argélia) e Pacífico (Indonésia). Por outro lado, os maiores consumidores situam-se na OCDE Europa (Alemanha, Itália, França, Bélgica), Estados Unidos da América, Japão e Europa Central.

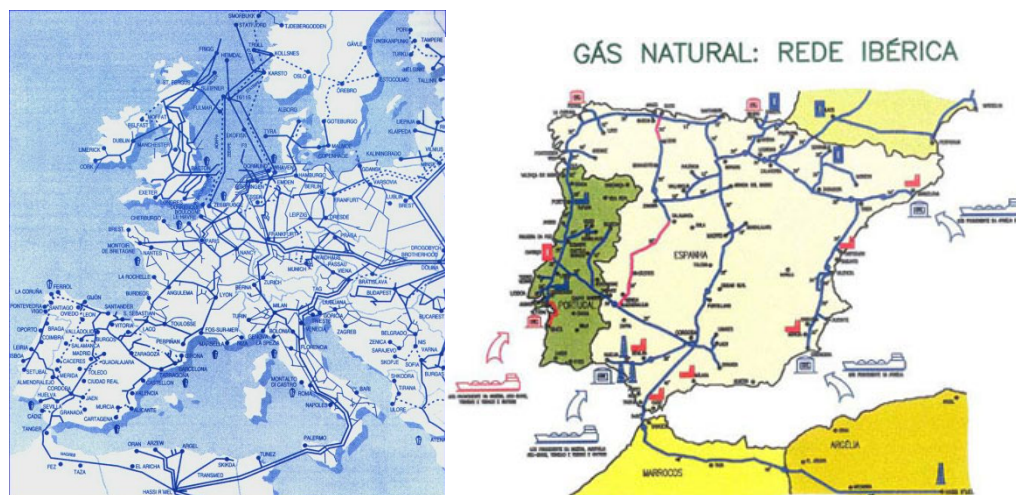


Figura 5 – Rede de gasodutos europeus (GalpEnergia)

Na Figura 6 são apresentadas as linhas de escoamento do gás natural no mundo, assim como o consumo per-capita nos diversos países.

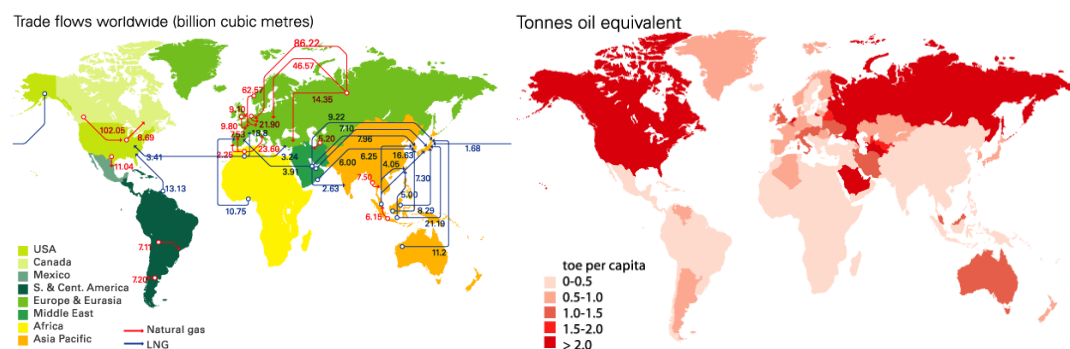


Figura 6 – Movimentação do gás natural e consumo per-capita mundial (Sustainability Report 2005, BP)

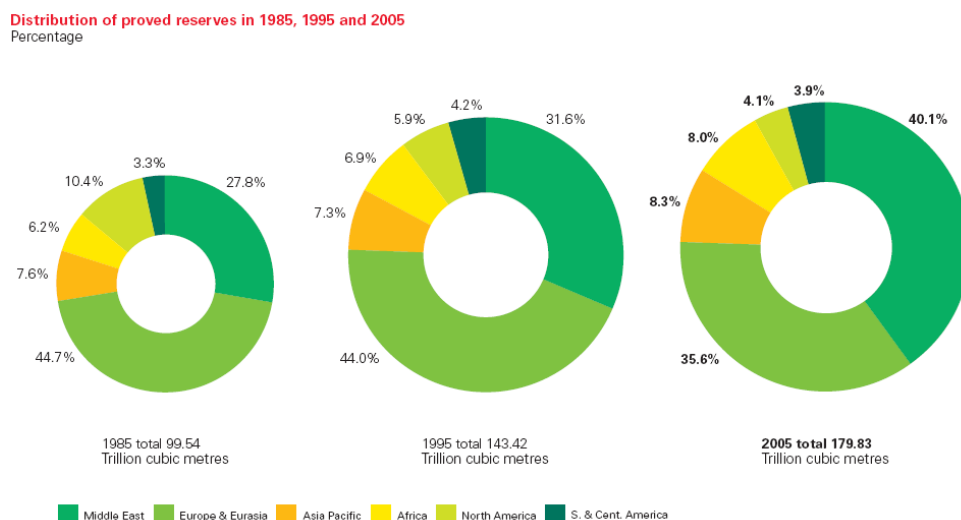


Figura 7 – Reservas de gás natural confirmadas (Sustainability Report 2005, BP).

5 Preços da energia

As cotações médias internacionais do petróleo bruto, que já se tinham agravado cerca de 15% em 2003 face a 2002, apresentam já de Janeiro a Maio de 2004 um agravamento médio de cerca de 30% face ao ano transacto. Em Maio de 2004, a cotação “spot dated” do Brent ultrapassou os 37 USD/barril, devido à persistente instabilidade no Médio Oriente, à decisão da redução da produção por parte da OPEP de um milhão de barris/dia, a par do processo de uma certa retoma económica a nível mundial (designadamente nos EUA). Esta situação tem provocado um progressivo agravamento nos custos de importação não só da matéria-prima como dos refinados, com reflexos inevitáveis nos preços de venda ao público.

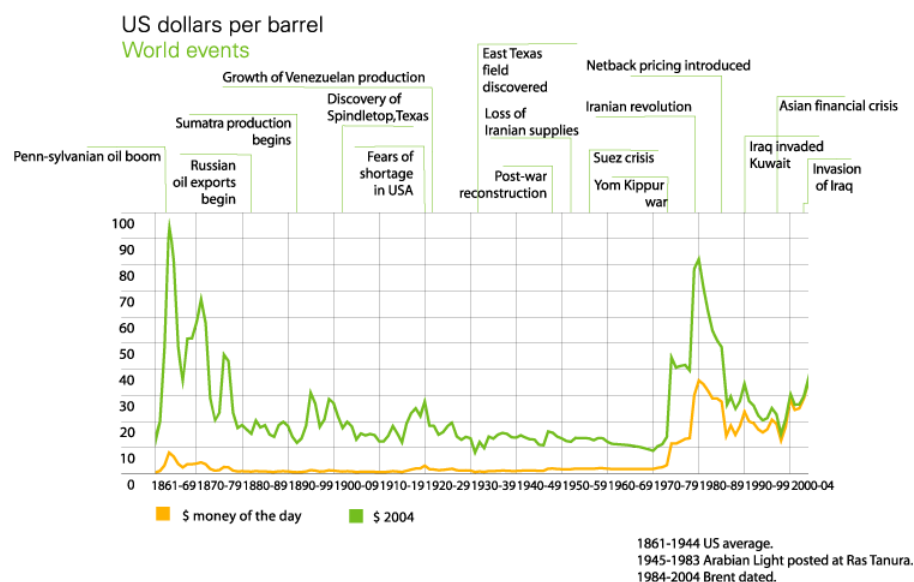


Figura 88 - Evolução das Cotações do Crude desde 1861(Sustainability Report 2005, BP)

Portugal apresenta para os consumidores tipo D1 e D2 do sector doméstico tarifas, respectivamente, 22,9% e 30,4% superiores à média da UE sem Portugal. Para os escalões de mais baixo consumo do sector industrial (I2 e I3-1) as tarifas são 37% e 17% superiores, respectivamente, enquanto que para escalões de maior consumo as tarifas são inferiores à média EU (I4-1 e I4-2: -4,2% e -11,2%, respectivamente).

6 Referências

- “O gás natural em Portugal uma perspectiva integrada”, Direcção Geral de Energia, Lisboa, Maio 2002.
- “Programa de Actuação para reduzir a dependência de Portugal face ao Petróleo”, Lisboa, 4 de Novembro de 2004, XVI Governo Constitucional.
- www.prof2000.pt
- Direcção Geral de Geologia e Energia – www.dge.pt
- www.portgas.pt
- www.abcdenergia.pt
- www.galpenenergia.pt
- www.dre-algarve.min-conomia.pt/publicacoes/gas_natural/gas_natural.html