



*grupo Portucel Soporcel*



*grupo Portucel Soporcel*



## Encontro Anual 2013

**AGN-** Associação Portuguesa das  
Empresas de Gás Natural

**Gás Natural e a Competitividade -**

**A importância do Gás Natural para  
a Indústria Portuguesa**

5/Dez/2013, CCB - Lisboa

J. Ricardo Rodrigues



## Resumo

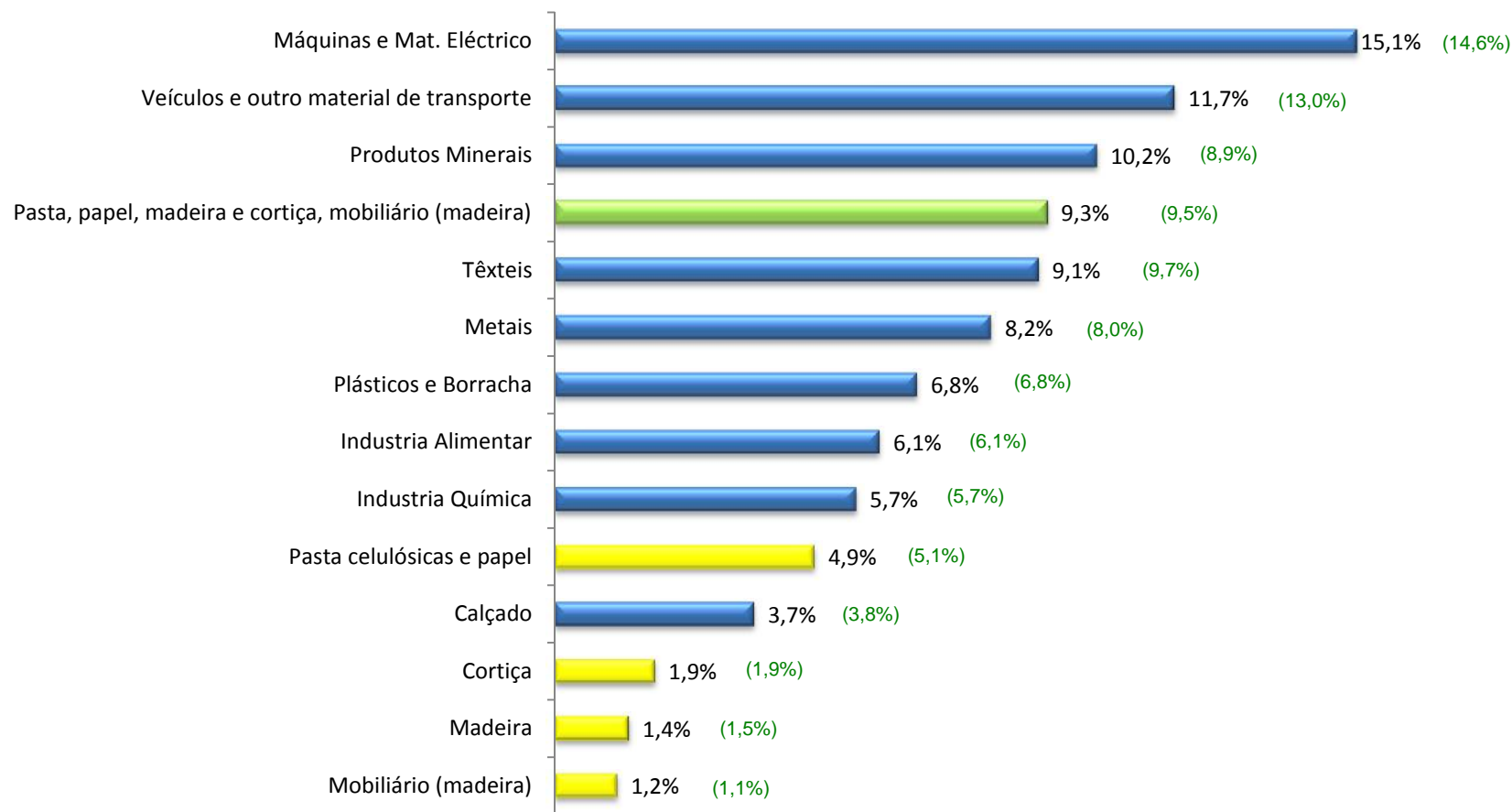
---

- Competitividade como factor essencial para a economia nacional e sectores de bens transacionáveis para exportação
- Caracterização do mercado de gás natural em Portugal
- Evolução de preços do gás natural
- Algumas tendências internacionais que têm ou poderão ter impacto no mercado de gás natural



## Principais Sectores Exportadores em Portugal

**O sector da pasta e do papel lidera a contribuição global das fileiras florestais que representaram 9,3% das exportações nacionais em Dezembro 2012 (total 45.347 M€, mais 5,8% que no período homólogo do ano anterior > 42.870 M€).**



(entre parêntesis, % correspondente ao período homólogo do ano anterior)



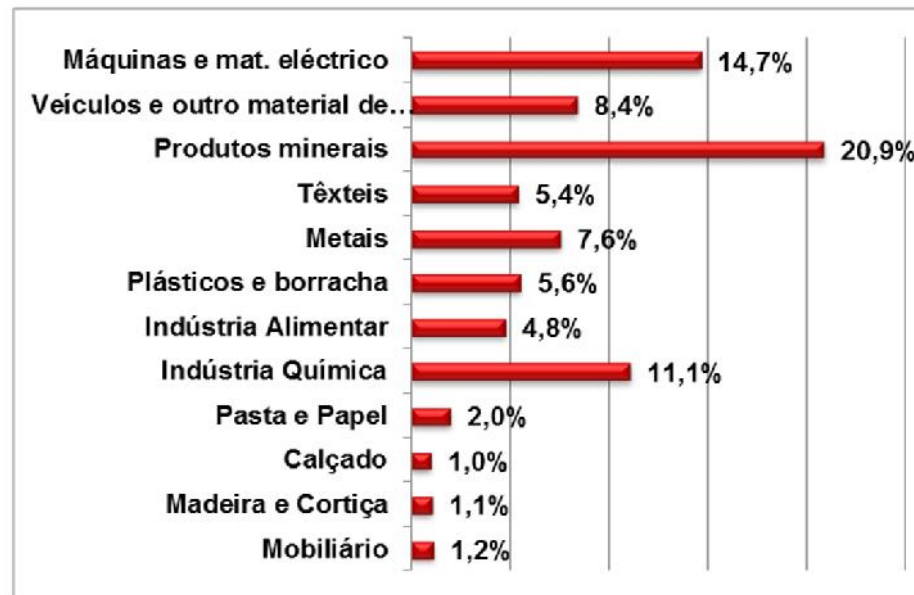
## Principais Sectores Exportadores em Portugal

### Exportações / Importações nacionais, por sector de atividade

#### Exportações 2012 > 45.347 M EUR



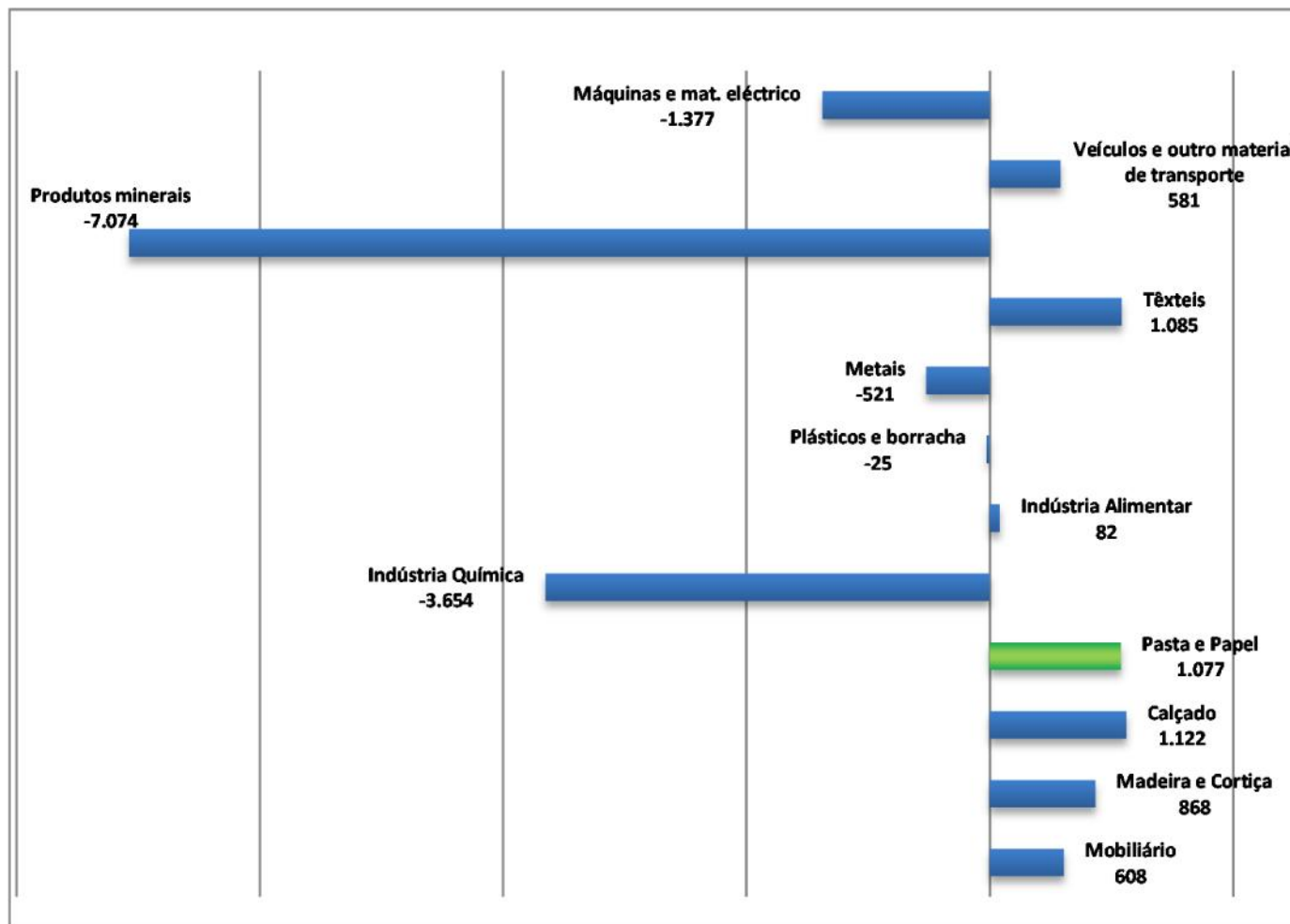
#### Importações 2012 > 56.015 M EUR





## Impacto líquido na Balança Comercial (Exportações – Importações)

Saldo Balança Comercial 2012 > -10.668 M€



Importa o Valor Acrescentado Nacional (VAN) expressa, não só a contribuição directa para o PIB português, constituída pelo Valor Acrescentado Bruto, mas também o efeito de arrastamento, na actividade económica nacional a montante e a jusante.



## **Competitividade e exportações**

---

- **Para que a industria exportadora consiga manter-se competitiva é fundamental que os custos de contexto e custos das matérias primas e subsidiárias incluindo os produtos energéticos (electricidade, gás natural,...) se mantenham competitivos;**
- **Em alguns sectores industrias como a Cerâmica os custos com gás natural atingem mais de 30% dos seus custos de produção;**
- **Em alguns sectores grandes consumidores intensivos de energia eléctrica, os custos com esta commodity pode atingir mais de 50% dos custos de produção;**
- **A criação de riqueza só será possível com o crescimento económico sustentável através da exportação de bens transacionáveis, se possível com elevado VAN (Valor Acrescentado Nacional)**

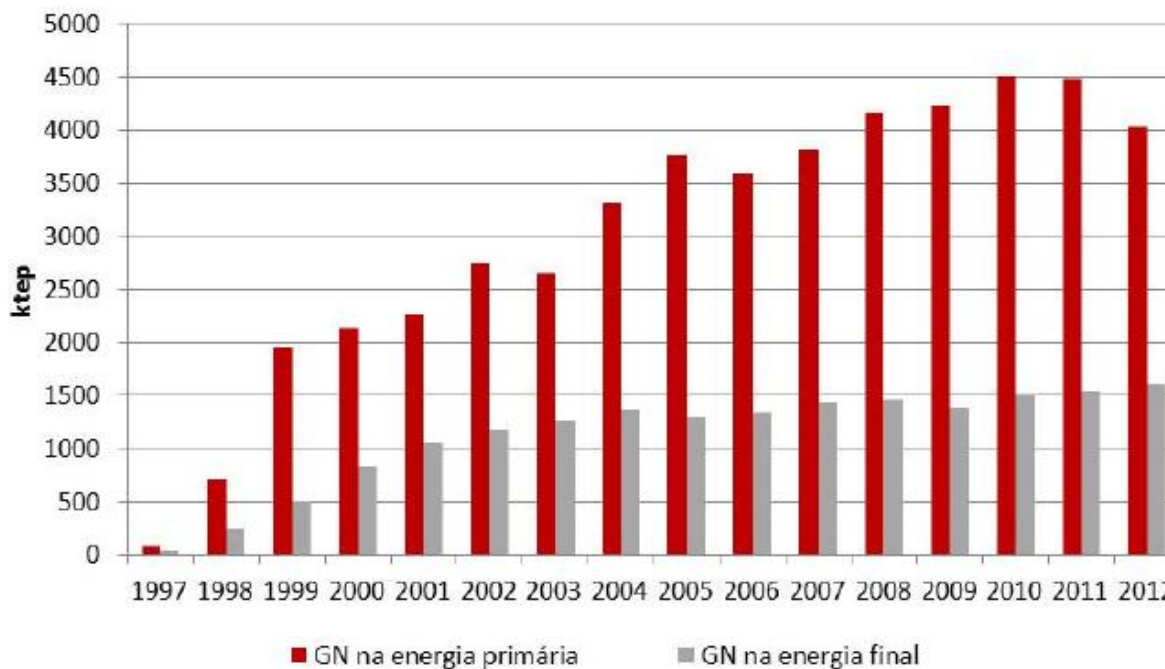


## Evolução do consumo de Gás Natural em Portugal

O gás natural foi introduzido em Portugal, em 1997, com o objectivo de disponibilizar à economia nacional uma energia competitiva, cómoda e ecológica, permitir a diversificação dos recursos energéticos do País, reduzir a dependência do petróleo e aumentar a competitividade da indústria nacional.

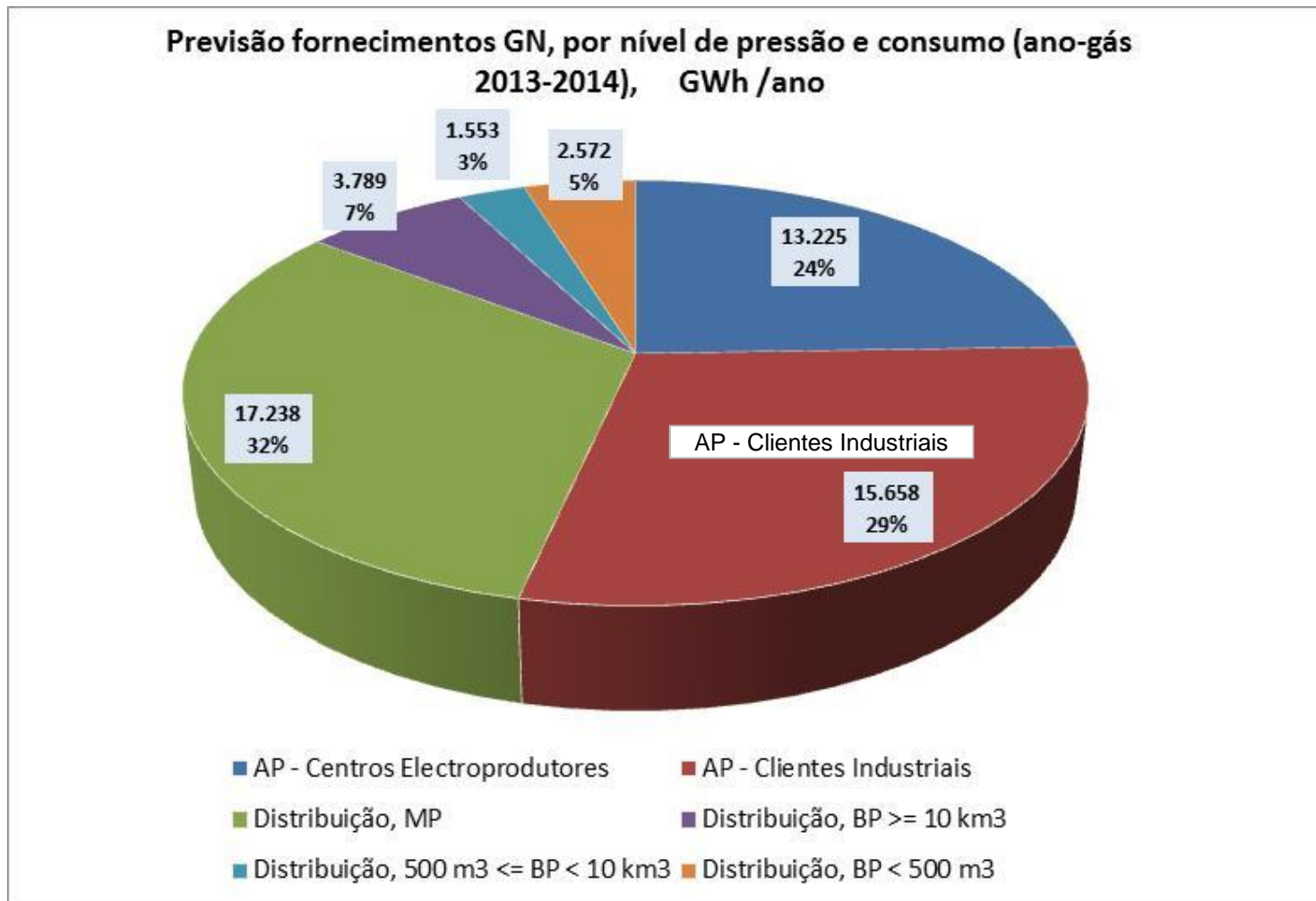
### Evolução do Consumo de Gás Natural

- Crescimento sustentado na indústria e segmento doméstico;
- Irregularidade e diminuição na utilização para produção de electricidade (CGGTs);
- ~19% do consumo de energia primária e ~10% do consumo de energia final





## Caracterização do Mercado de Gás Natural em Portugal



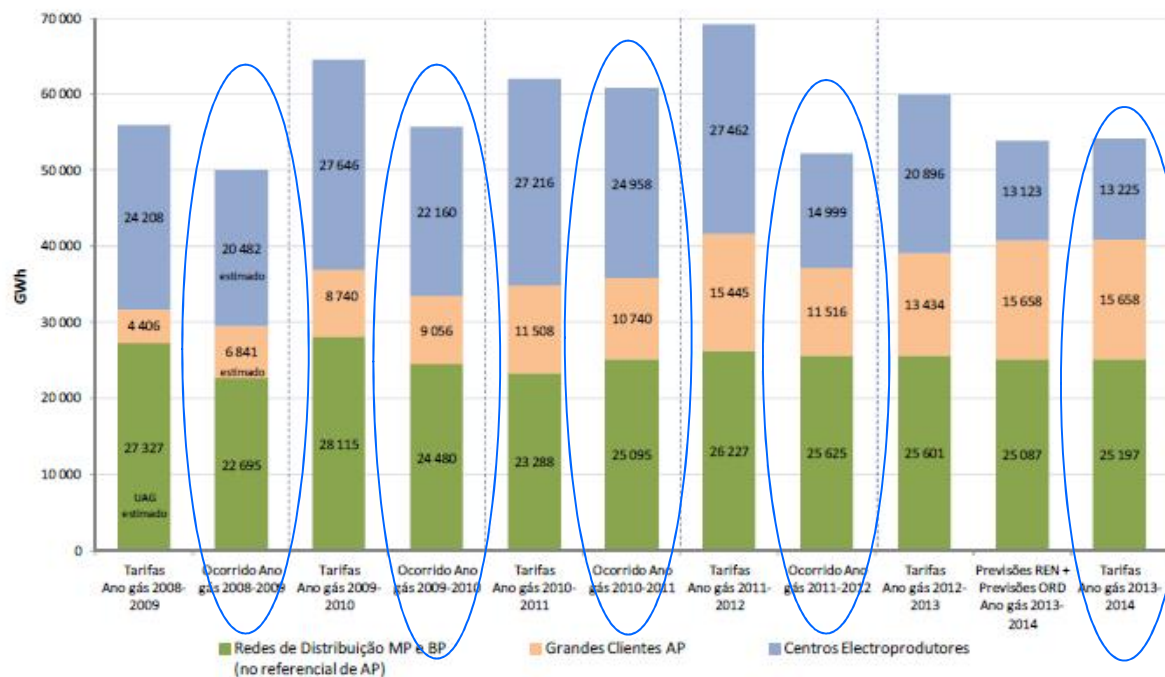




## Caracterização do Mercado de Gás Natural em Portugal

A Figura 2-2 explicita as previsões da ERSE, enquadrando-as com os últimos dados ocorridos no passado, assim como com as opções tomadas nos anteriores exercícios de cálculo de tarifas.

**Figura 2-2 - Quantidades definidas para o ano gás 2013-2014 na perspectiva dos operadores de redes**

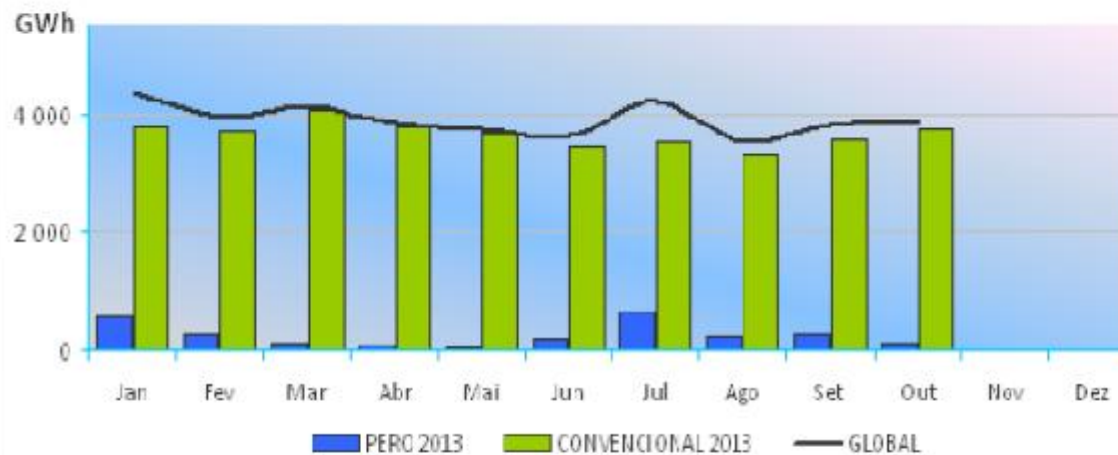


Nota: Para as redes de distribuição em MP e BP, o valor apresentado está no referencial da rede de AP.



## Caracterização do Mercado de Gás Natural em Portugal

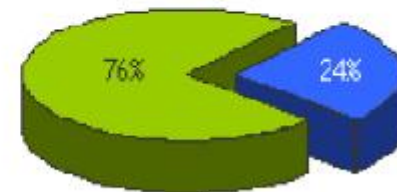
### Procura de GN por Segmento de Mercado: 2013 vs 2012



REN

Consumos por Mercado

2012



2013



Segmento de Mercado	Jan - Out 12		Jan - Out 13		Variação Homóloga
	GWh	Fraccão	GWh	Fraccão	
Produção Eléctrica Ordinária	10 831	26%	2 529	6%	-77%
Mercado Convencional (*)	31 320	74%	36 549	94%	17%
<b>Total</b>	<b>42 151</b>	-	<b>39 078</b>	-	<b>-7%</b>

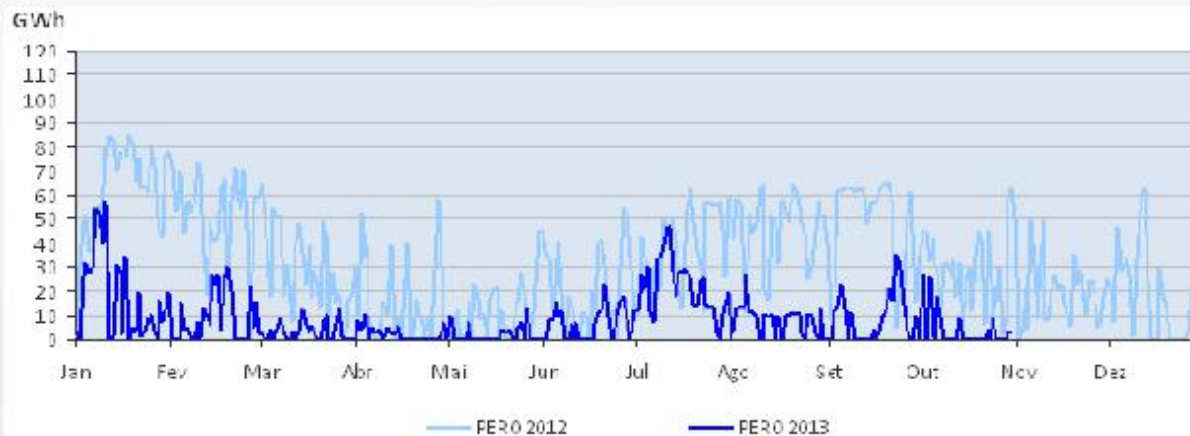
Total de GN entregue entre 1997 e Cut. 2013 ≈ 83,82 bcm

(\*) - Inclui as saídas das cisternas no Terminal para abastecimento do mercado nacional.



## Caracterização do Mercado de Gás Natural em Portugal

### Procura Segmento de PERO: 2013 vs 2012



#### Evolução Homóloga

12/13



-77%

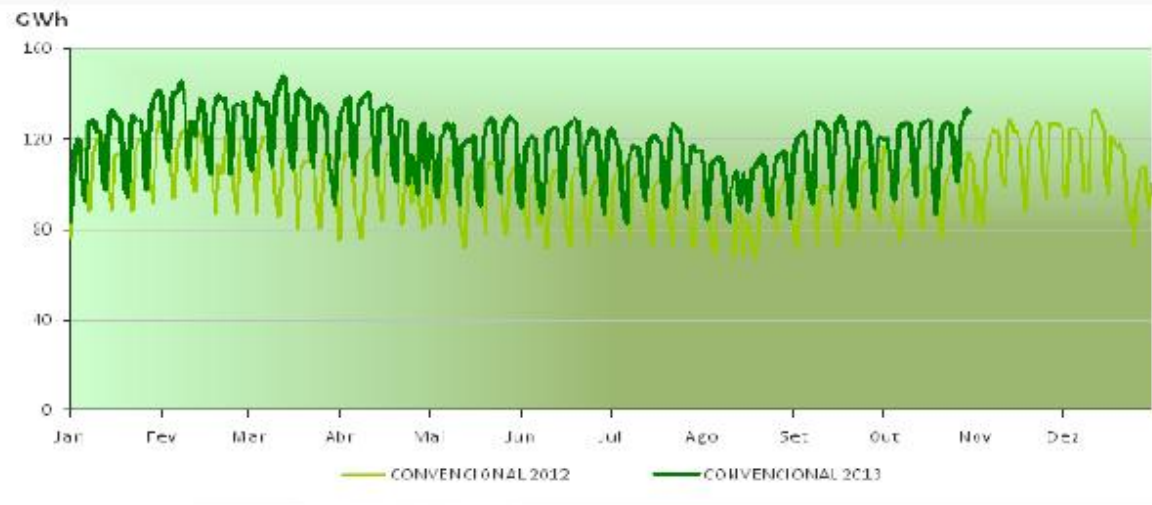
- Total de Procura no PERO - 2013 = 2 529 GWh

Redução do consumo derivada do nível de importação verificado, resultante do preço favorável do carvão face ao gás natural.



## Caracterização do Mercado de Gás Natural em Portugal

### Procura Segmento de Mercado Convencional: 2013 vs 2012



#### Evolução Homóloga

12/13



17%

- Total de Procura no Mercado Convencional - 2013 = 36 549 GWh

Aumento gradual do consumo por parte dos novos grandes clientes industriais, aproximando-se dos valores contratuais.



## Caracterização do Mercado de Gás Natural em Portugal

Quadro 3-1 - Balanço de gás natural na RNTGN e na RNDGN para 2013-2014

RNTGN	Balanço físico de gás natural na RNTGN	Unidades: GWh
<b>Entradas na RNTGN</b>		
1=1.1+1.2	1 Importação gasoduto	27 047
1.1	1.1 Campo Maior	26 759
1.2	1.2 Valença do Minho	288
2=2.1+2.2+2.3	2 Importação Terminal GNL	27 461
2.1	2.1 Injeções RNT	26 625
2.2	2.2 Camião cisterna	836
2.3	2.3 Variação de existências	0
3	3 Extrações do Arm. Subterrâneo	683
4=1+2+3	4 Total das Entradas no SNGN	55 191
5=1+2.1+3	5 Entradas na RNTGN	54 354
<b>Saídas da RNTGN</b>		
6	6 Exportação (Valença do Minho)	11
7	7 Injeções no Arm. Subterrâneo	853
8	8 Centros electroprodutores	13 225
9	9 Clientes industriais em AP	15 658
10	10 Redes de distribuição (interligadas)	24 553
11=6+7+8+9+10	11 Total das Saídas da RNTGN	54 300
12	12 Variação das existências (Linepack)	0
13	13 Perdas e autoconsumos na RNTGN	54
14=8+9+10	14 Total de consumos da RNTGN	53 436

RNDGN	Balanço físico de gás natural na RNDGN	Unidades: GWh
<b>Entradas na RNDGN</b>		
15=10	15 Redes interligadas	24 553
16	16 Redes abastecidas por UAG	644
17=15+16	17 Total de entradas na RNDGN	25 197
<b>Saídas da RNDGN</b>		
18	18 Clientes em MP	17 238
19	19 Clientes em BP	7 915
20	20 Perdas e autoconsumos na RNDGN	45
21=18+19+20	21 Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	25 197
<b>Saídas da RNDGN</b>		
22=21-20	22 Total de saídas na RNDGN	25 152
22.1	22.1 Beiragás	922
22.2	22.2 Dianagás	73
22.3	22.3 Sonorgás	112
22.4	22.4 Duriensegás	219
22.5	22.5 Lisboaagás	6 507
22.6	22.6 Lusitaniagás	8 119
22.7	22.7 Medigás	116
22.8	22.8 Paxgás	19
22.9	22.9 Portgás	5 837
22.10	22.10 Setgás	1 895
22.11	22.11 Tagusgás	1 332

Quadro 3-2 - Balanço do número de clientes no SNGN para 2013-2014

Número de clientes	Unidades: n. clientes			
	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	0	0	23	23
Centros electroprodutores			6	6
Clientes Industriais			17	17
Clientes nas redes de distribuição	0	880 447	460 591	1 341 038
Beiragás	0	32 797	17 442	50 239
Dianagás	0	5 413	3 560	8 973
Sonorgás	0	9 591	5 447	15 038
Duriensegás	0	18 464	9 412	27 875
Lisboaagás	0	345 219	176 601	521 820
Lusitaniagás	0	135 897	74 685	210 582
Medigás	0	12 681	6 595	19 276
Paxgás	0	3 902	2 192	6 095
Portgás/EDPgás	0	190 458	101 538	291 996
Setgás	0	105 191	51 758	156 949
Tagusgás	0	20 835	11 362	32 197
Total de consumidores de GN	0	880 447	460 614	1 341 061

Quadro 3-3 - Balanço comercial de energia no SNGN para 2013-2014

Balanço comercial de energia	Unidades: GWh			
	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT	0	0	28 883	28 883
Centros electroprodutores			13 225	13 225
Clientes Industriais			15 658	15 658
Clientes nas redes de distribuição	0	2 911	22 241	25 152
Beiragás	0	105	817	922
Dianagás	0	17	55	73
Sonorgás	0	33	79	112
Duriensegás	0	60	159	219
Lisboaagás	0	1 254	5 253	6 507
Lusitaniagás	0	460	7 659	8 119
Medigás	0	40	77	116
Paxgás	0	11	8	19
Portgás/EDPgás	0	620	5 217	5 837
Setgás	0	256	1 639	1 895
Tagusgás	0	55	1 277	1 332
Total de consumidores de GN	0	2 911	51 125	54 036



## Caracterização do Mercado de Gás Natural em Portugal

Quadro 6-1 - Número de clientes discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2013-2014

Fornecimentos (Tarifas 2013-14)	BP<				BP Total	MP >1 000 000 m <sup>3</sup>	AP		Total	
	≤500 m <sup>3</sup>	>500 m <sup>3</sup>	≤10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>			Clientes industriais	CEP*		N. Clientes
Beiragás	41 545	8 419	49 964	246	50 211	28		50 239		
Dianagás	8 553	386	8 938	34	8 972	1		8 973		
Sonorgás	13 916	1 006	14 922	116	15 038	0		15 038		
Duriensegás	22 457	5 292	27 748	126	27 874	1		27 875		
Lisboagás	466 200	54 394	520 593	1 171	521 765	55		521 820		
Lusitaniagás	190 185	19 485	209 671	784	210 455	127		210 582		
Medigás	18 547	680	19 227	48	19 275	1		19 276		
Paxgás	6 052	37	6 088	6	6 095	0		6 095		
Portgás	244 694	46 010	290 705	1 146	291 850	145		291 996		
Setgás	150 527	6 178	156 705	224	156 929	20		156 949		
Tagusgás	29 837	2 179	32 016	160	32 176	21		32 197		
ORD	1 192 512	144 066	1 336 577	4 061	1 340 638	399		1 341 038		
ORT							17	6		
Total	1 192 512	144 066	1 336 577	4 061	1 340 638	399	17	6		

\* - Centros electroprodutores

86% do consumo é assegurado por 422 clientes (e alguns destes são "pequenos clientes")

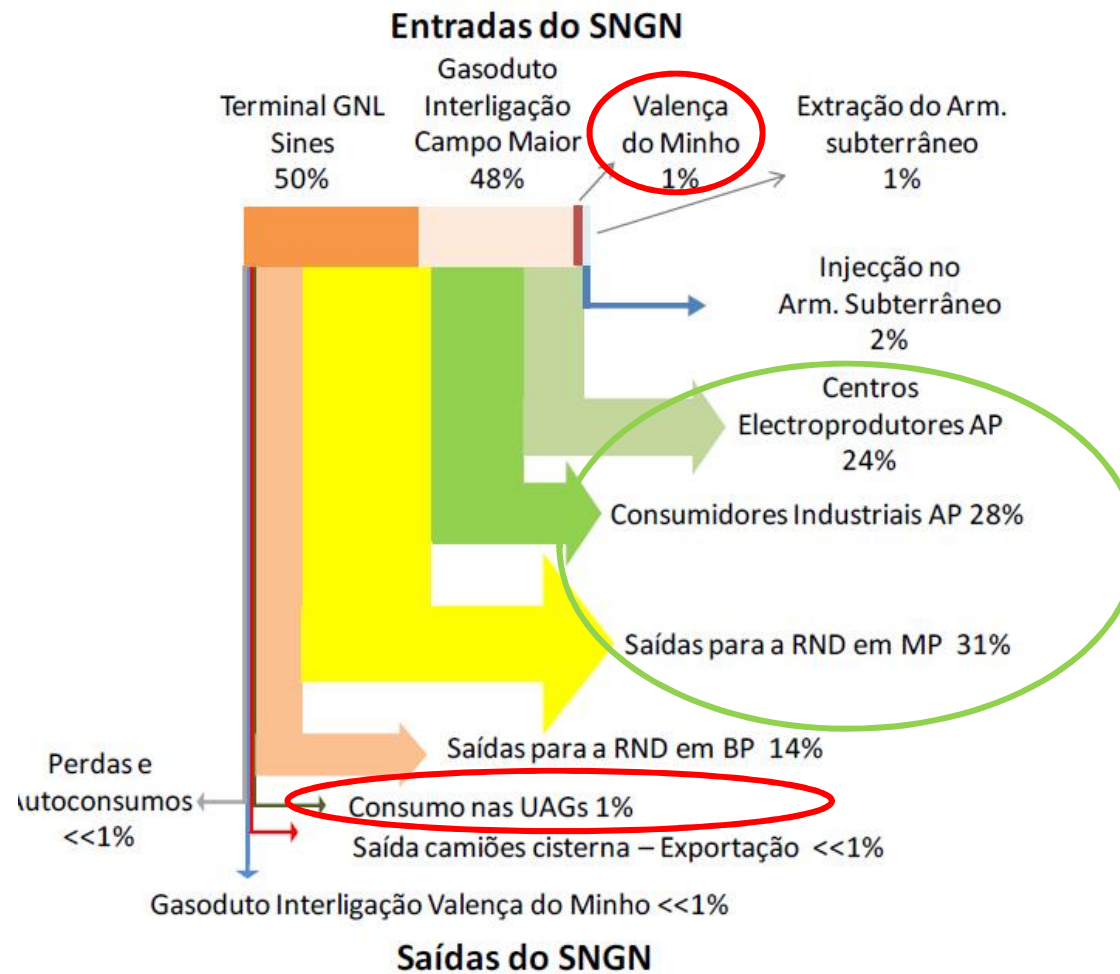
Quadro 6-2 - Fornecimentos de energia discriminados por nível de pressão e consumo, para o ano gás 2013-2014

Fornecimentos (Tarifas 2013-14)	BP<				BP Total	MP >1 000 000 m <sup>3</sup>	AP		Total	
	≤500 m <sup>3</sup>	>500 m <sup>3</sup>	≤10 000 m <sup>3</sup>	>10 000 m <sup>3</sup>			Clientes industriais	CEP*		GWh
Beiragás	95	91	186	179	365	557		922		
Dianagás	19	8	27	39	66	7		73		
Sonorgás	34	16	50	63	112	0		112		
Duriensegás	54	56	110	87	197	22		219		
Lisboagás	1 141	642	1 783	982	2 765	3 742		6 507		
Lusitaniagás	386	213	599	967	1 567	6 552		8 119		
Medigás	38	14	52	51	103	13		116		
Paxgás	13	1	14	5	19	0		19		
Portgás	405	414	819	930	1 749	4 089		5 837		
Setgás	322	66	388	286	675	1 221		1 895		
Tagusgás	63	32	96	201	296	1 036		1 332		
ORD	2 572	1 553	4 125	3 789	7 915	17 238		25 152		
ORT							15 658	13 225		
Total	2 572	1 553	4 125	3 789	7 915	17 238	15 658	13 225		

\* - Centros electroprodutores

## Caracterização do Mercado de Gás Natural em Portugal

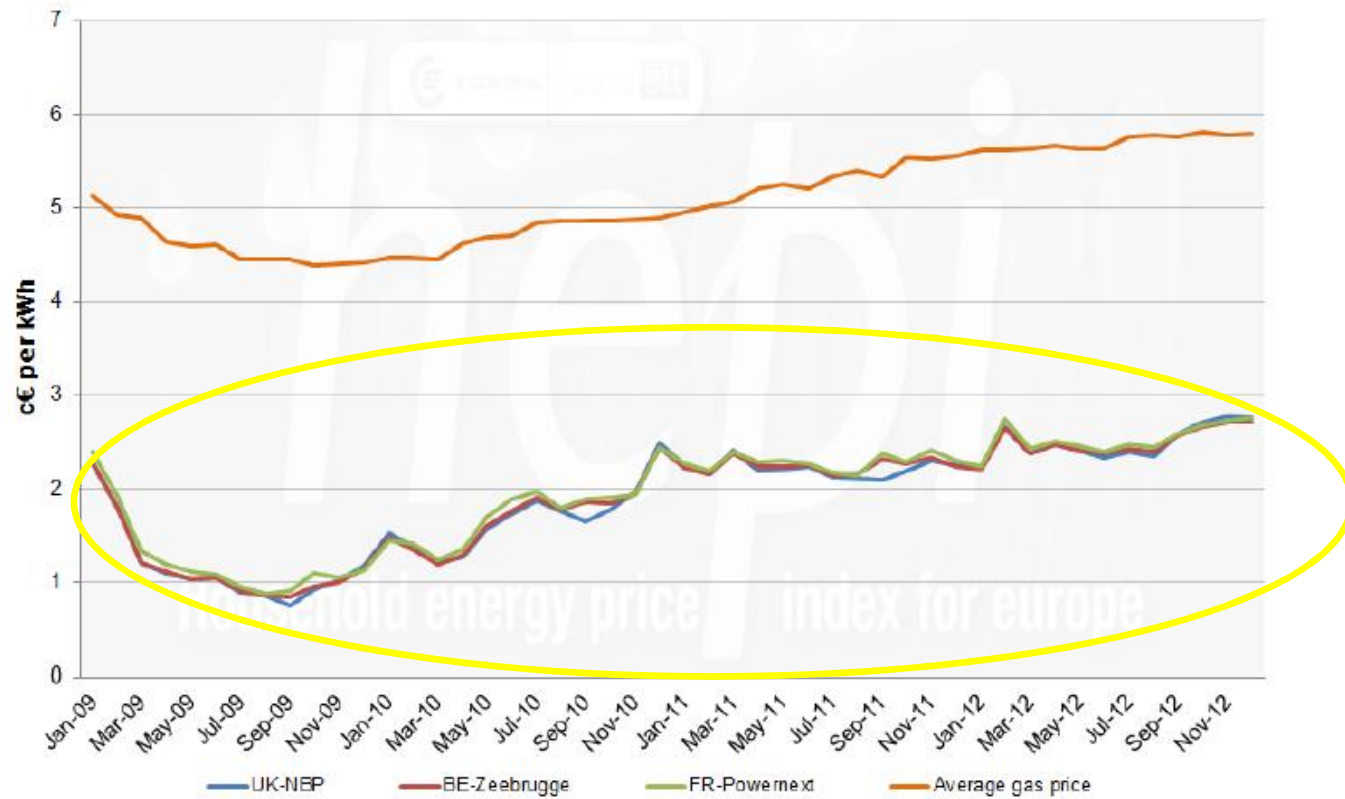
Figura 3-3 - Fluxos de energia no SNGN previstos para 2013-2014





## Evolução dos preços de Gás Natural

Figure 9: Average end-user gas prices excluding taxes in 13 European countries vs. day-ahead prices on key European power exchanges - 2009-2012



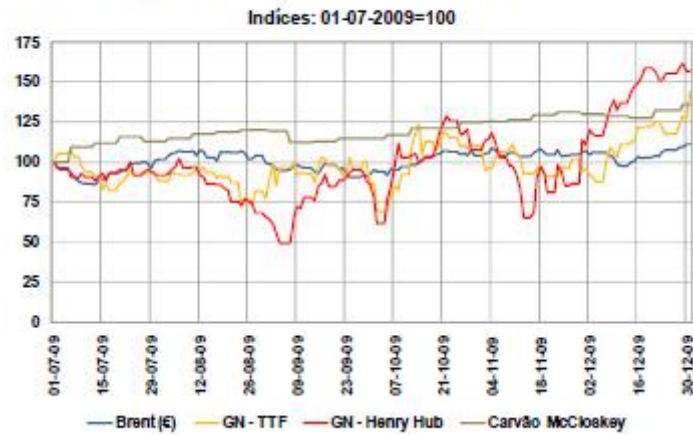
Source: HEPI by Energie Control Austria and VaasaETT Ltd, Platts, 2013



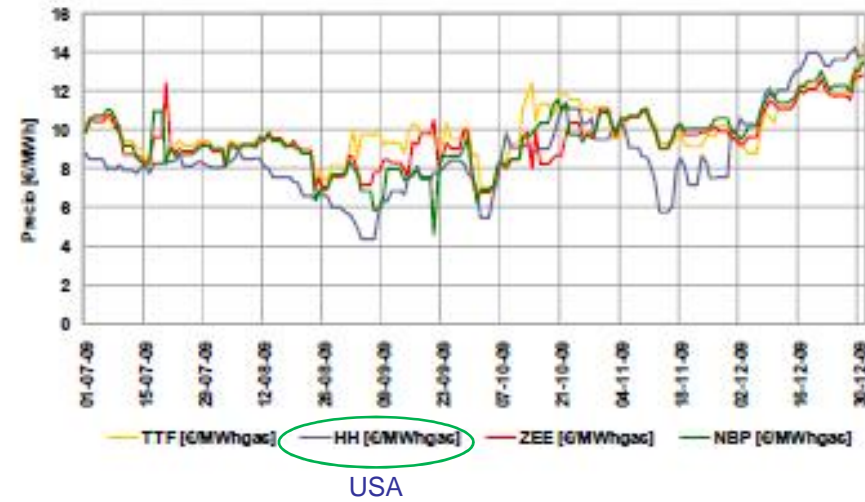


## Evolução dos preços de Gás Natural

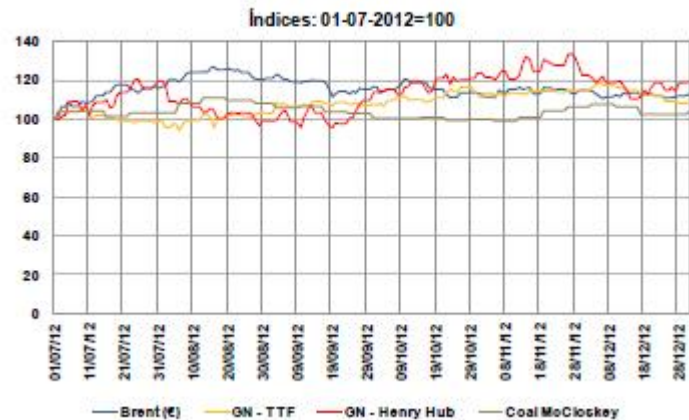
Índices Brent, Gás natural, Carvão, Fuelóleo, CO2



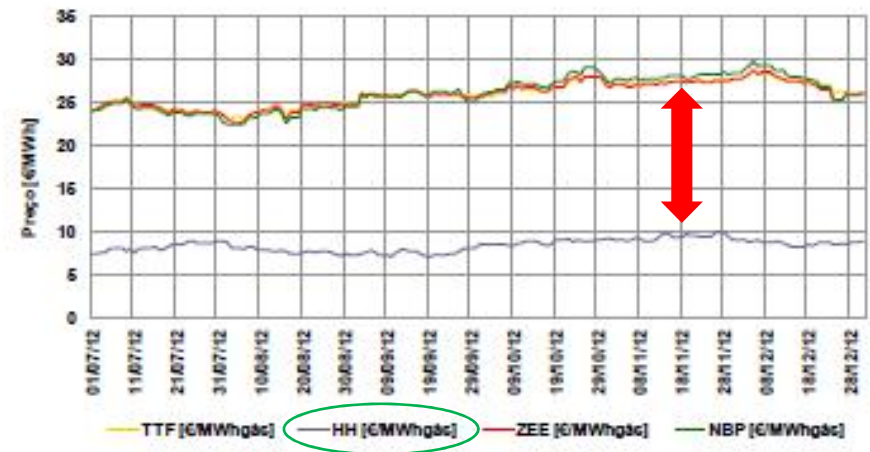
6.2.2 Gás natural



Índices Brent, Gás natural e Carvão

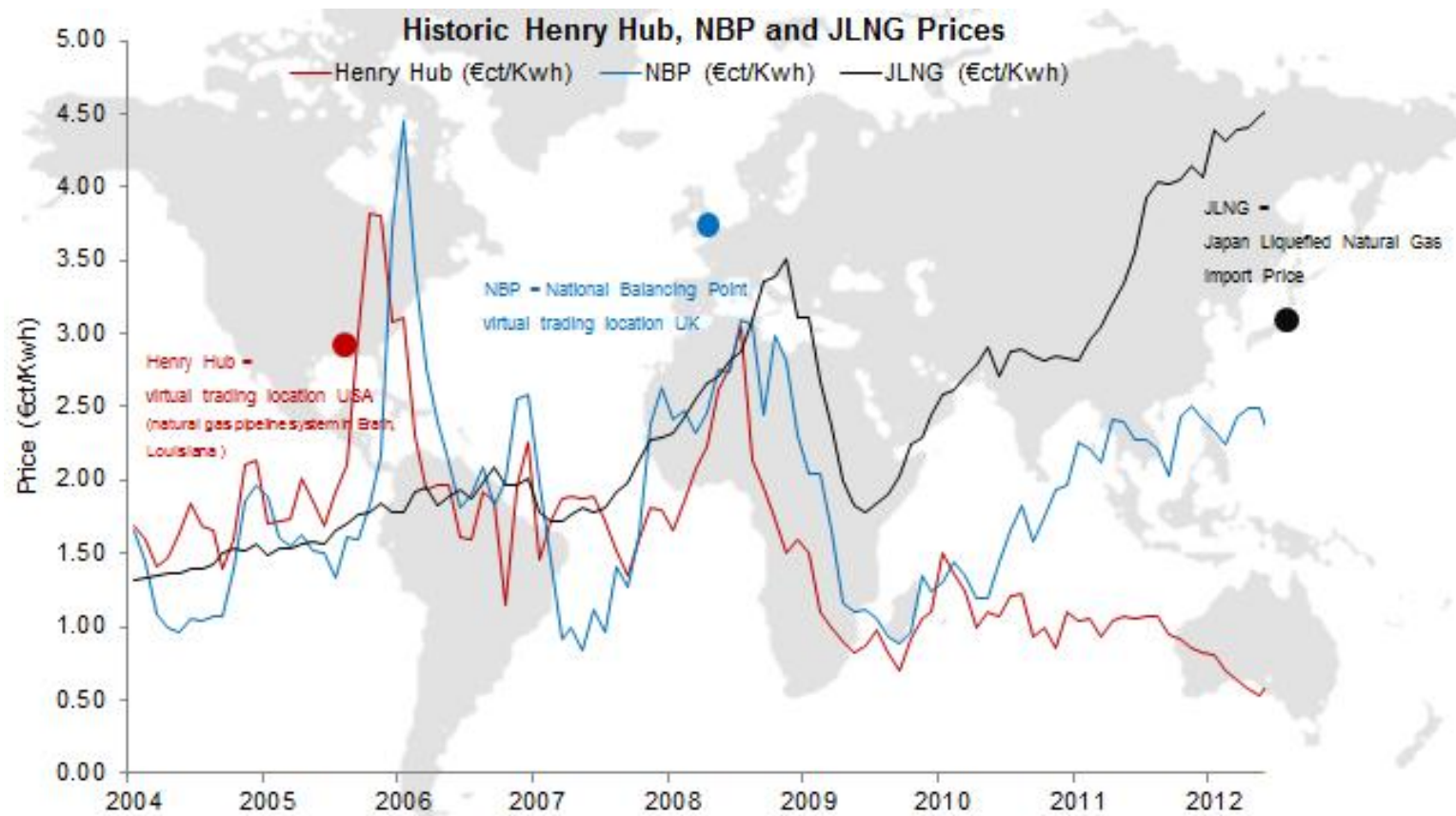


6.2.2 Gás natural



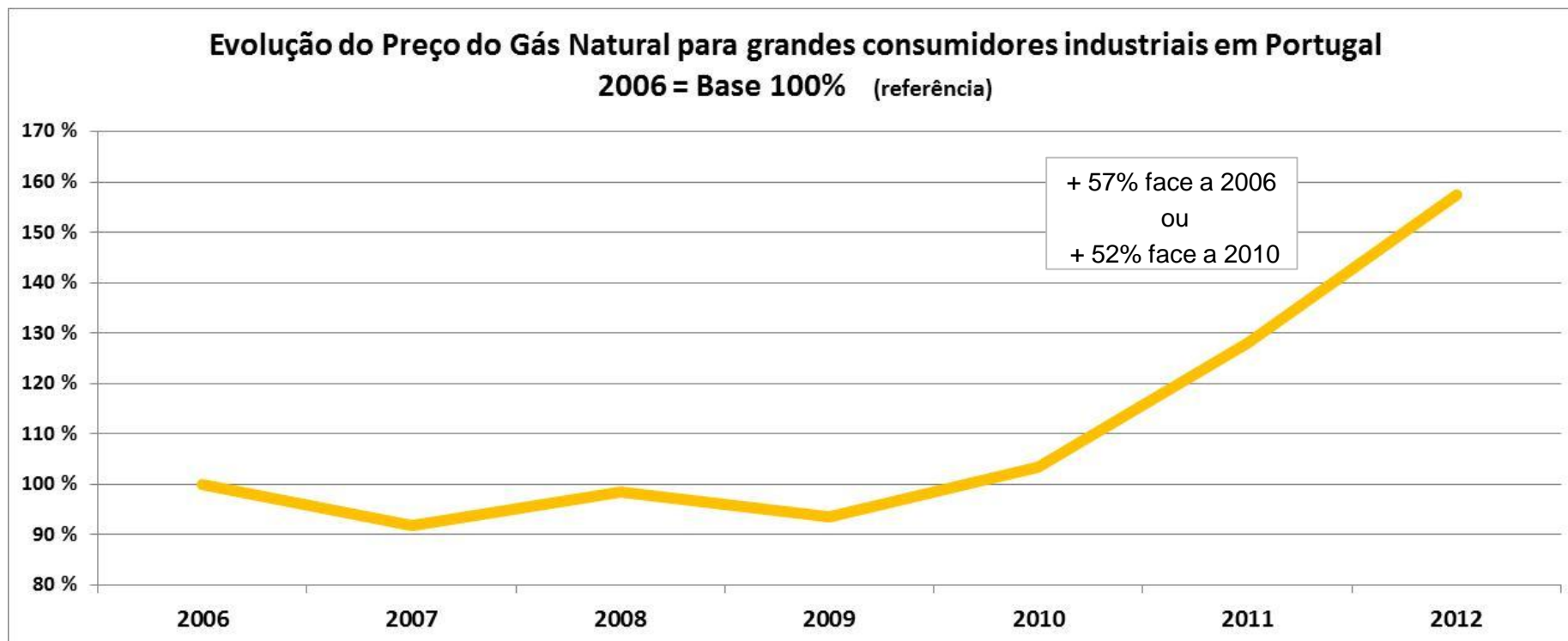


## Evolução dos preços de Gás Natural





## Evolução dos preços de Gás Natural



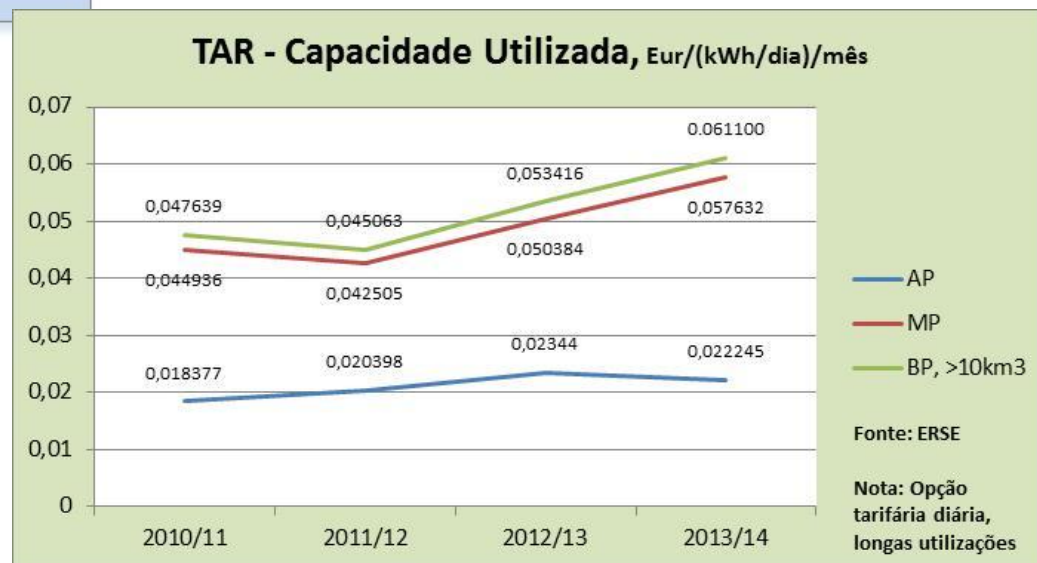
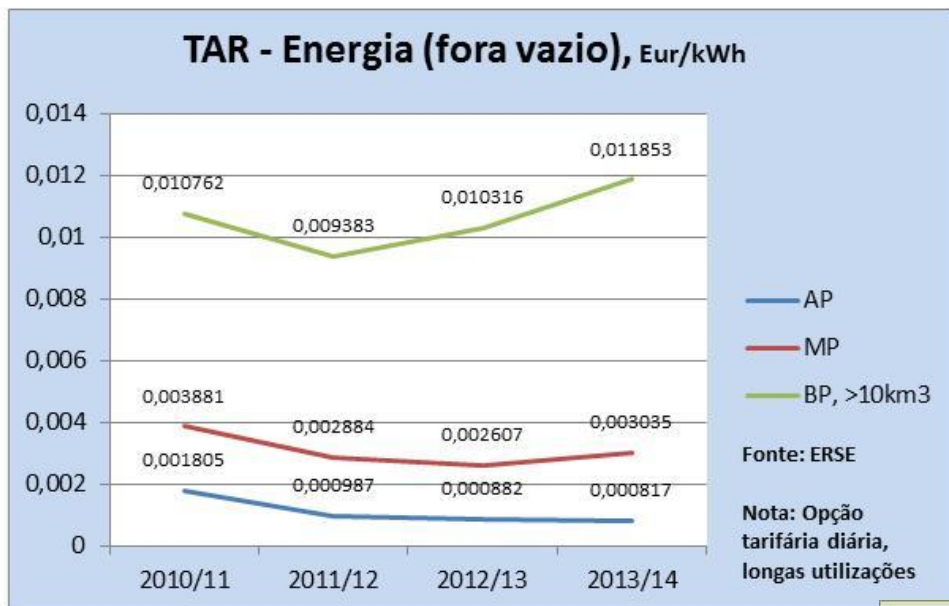


## Decomposição do custo do GN no mercado liberalizado: parte regulada e não regulada





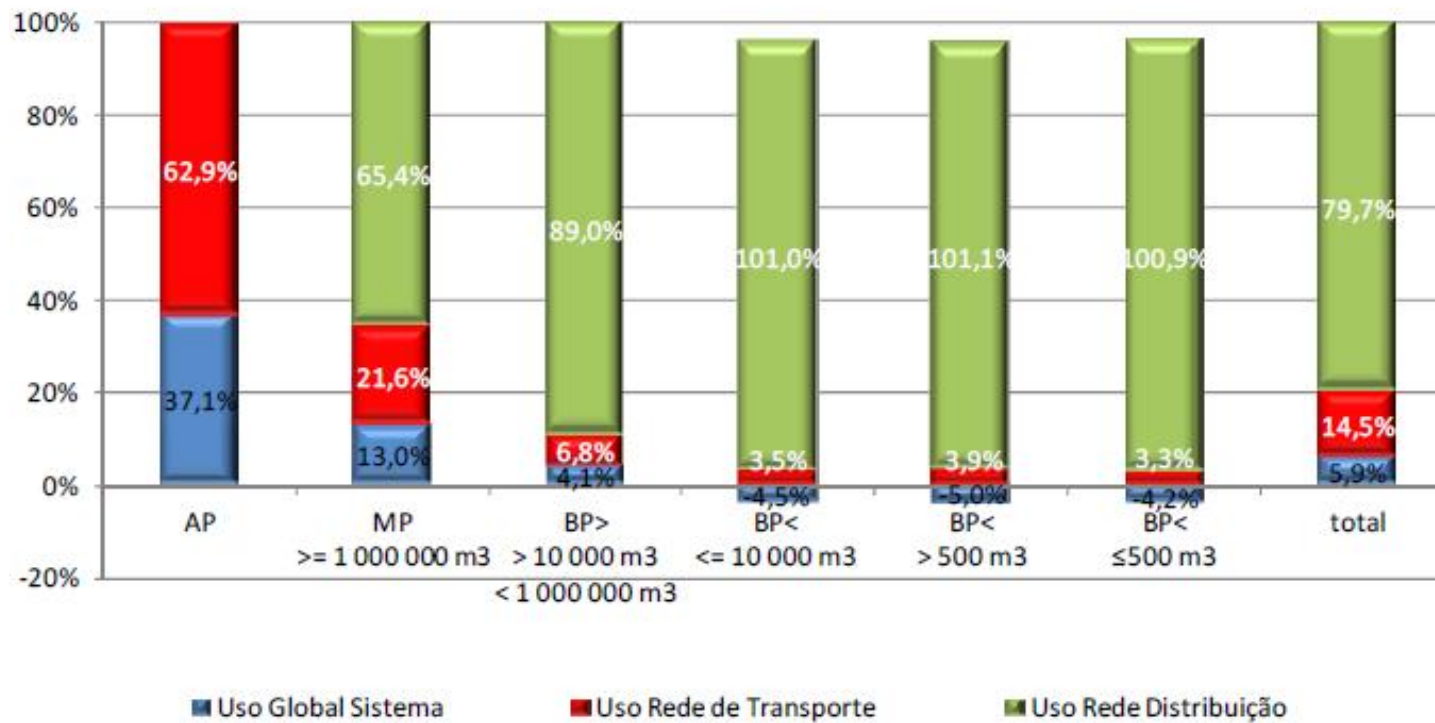
## Evolução das TAR – Tarifas de Acesso às Redes do GN





## Evolução dos preços de Gás Natural - TAR – Tarifas de Acesso às Redes

Figura 6-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013-2014



## Evolução dos preços de Gás Natural

### Distinguir entre:

- o preço de energia - o gás (liberalizado)
- TAR – Tarifas de Acesso às Redes (reguladas)

		Instalação A em AP- Alta Pressão	Instalação B em AP- Alta Pressão
TAR	Capacidade entrada RNT	1,1%	26,0%
	Capacidade Utilizada (saída RNT)	2,8%	67,6%
	TAR- Energia (inclui UGS)	2,5%	0,2%
	Termo Fixo	0,0%	0,0%
TOTAL (Reguladas - redes)		<b>6,4%</b>	<b>93,8%</b>
Energia - Gás Natural		<b>93,6%</b>	<b>6,2%</b>

Instalação X	AP - Alta Pressão	MP - Média Pressão	BP > - Média Pressão (> 10.000m <sup>3</sup> )	
TAR	Capacidade entrada RNT	4,9%	3,8%	3,2%
	Capacidade Utilizada (saída RNT)	12,7%	25,5%	22,7%
	TAR- Energia (inclui UGS)	2,2%	6,4%	20,9%
	Termo Fixo	0,0%	0,5%	0,1%
TOTAL (Reguladas - redes)	<b>19,8%</b>	<b>36,2%</b>	<b>46,9%</b>	
TOS- Taxa Ocupação Subsolo		1,0%	0,8%	
Energia - Gás Natural	<b>80,2%</b>	<b>62,8%</b>	<b>52,3%</b>	

Instalação Y	AP - Alta Pressão	MP - Média Pressão	BP > - Média Pressão (> 10.000m <sup>3</sup> )	
TAR	Capacidade entrada RNT	1,1%	1,0%	0,8%
	Capacidade Utilizada (saída RNT)	2,8%	6,5%	5,5%
	TAR- Energia (inclui UGS)	2,6%	8,6%	26,8%
	Termo Fixo	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL (Reguladas - redes)	<b>6,5%</b>	<b>16,1%</b>	<b>33,1%</b>	
TOS- Taxa Ocupação Subsolo				
Energia - Gás Natural	<b>93,5%</b>	<b>83,9%</b>	<b>66,9%</b>	

Perfis de consumo são muito importantes para o custo final das TAR no total do custo do GN



## Comparação de Tarifas de Acesso entre Portugal e Espanha

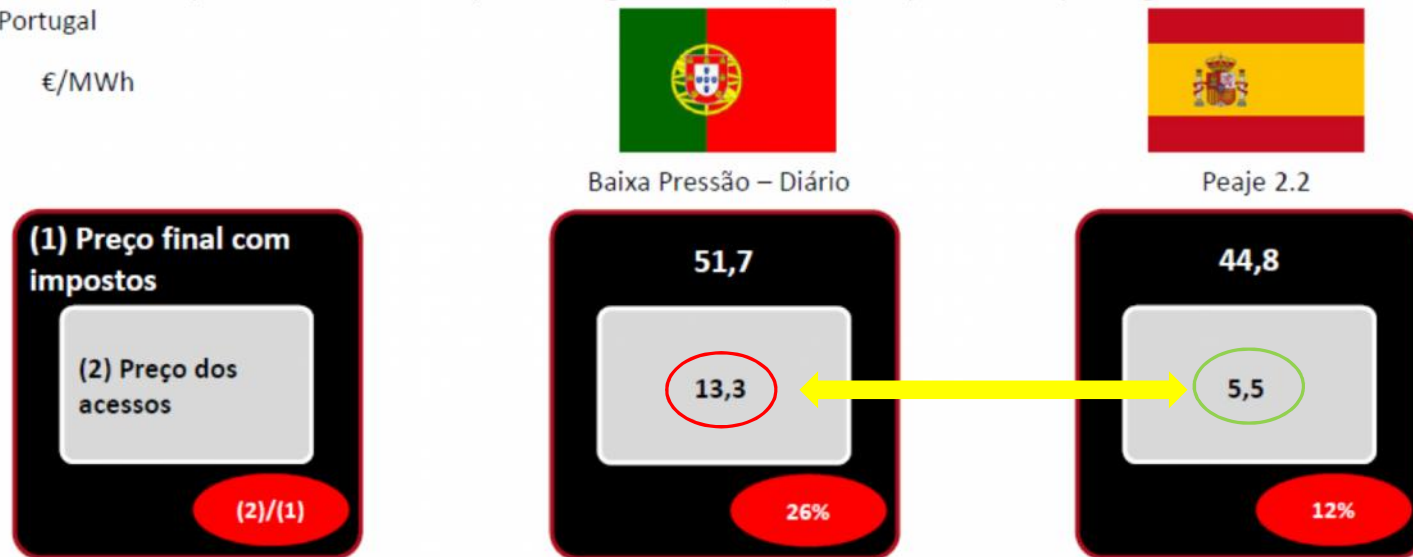
### Preços finais do gás natural no segmento industrial (PME's) – peso dos acessos

Comparativamente a Espanha, o peso dos acessos no preço em Portugal é mais elevado

Considerando:

- Consumo Anual de **4.500 MWh** Aprox. 380 mil nm<sup>3</sup>
- As tarifas em vigor para o **2ºS de 2012**

... Observamos que as tarifas de acesso podem chegar a **~25%** do preço final, sendo este peso significativamente maior em Portugal



(1) Preço médio para o segmento I3; Fonte: Eurostat  
(2) Cálculos sobre valores oficialmente publicados pela ERSE e pelo MIEYT





## Comparação de Tarifas de Acesso e outras infraestruturas entre Portugal e Espanha

### Desagregação do preço do gás natural – caso prático: consumidor industrial

O peso do uso das infra-estruturas é muito significativo em Portugal quando comparado com Espanha

Existem questões de fundo associadas ao mercado português que impactam a sua competitividade de forma muito significativa



#### Terminal de Sines

A competitividade do acesso ao terminal de Sines depende fortemente da vontade do incumbente de assumir um “swap regulado” com novos agentes.

#### Redes de Distribuição

Os fracos consumos e uma carga acentuada sobre o segmento industrial provocam um custo muito significativo para estes clientes .

#### Efeito “regulatório”

O início da actividade regulatória do sector do gás natural gerou fortes desvios na recuperação dos custos de energia associados às tarifas reguladas que ainda hoje se reflectem na tarifa de UGS. Outros desvios de recuperação de proveitos estão também incluídos nesta rubrica.

#### Simulação para um Cliente Industrial com Consumo Anual de 120 GWh e modulação de 220 dias

valores em €/MWh

COMPONENTE	ESPAÑA	PORTUGAL	Δ
REGASEIFICAÇÃO (1)	1,10	1,14	3%
TRANSPORTE + DISTRIBUIÇÃO (2)	2,98	5,31	78%
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO (3)	0,28	0,40	42%
ENTRADA NO SISTEMA	0,58	0,66	15%
USO GLOBAL DO SISTEMA	-	0,85	100%
<b>TOTAL DE ATR</b>	<b>4,94</b>	<b>8,36</b>	<b>69%</b>
<b>ENERGIA (INDICATIVO)</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	
<b>PREÇO FINAL (S/TAXAS, PERDAS, IMPOSTOS)</b>	<b>34,9</b>	<b>38,4</b>	<b>9,8%</b>

Notas:

- (1) Considerando a aplicação do “swap regulado” em PT; caso contrário o custo de regaseificação seria de 2,5 €/MWh;
- (2) Custos desagregados em PT e agregados em ES;
- (3) Para constituição de reservas de segurança.



## Comparação de custos de transporte e distribuição entre Portugal e Espanha

Numa comparação para “clientes-tipo”, industriais e domésticos, entre PT e ES, no que respeita à imputação dos custos associados às redes de transporte e distribuição, confirma-se a fraca competitividade do sector português

valores em €/MWh

TIPOLOGIA	CONSUMO ANUAL	ESPANHA	PORTUGAL	Δ
Tecido Industrial (Cerâmicas; têxtil; siderurgia)	100 GWh a 499 GWh	3,0	5,3	77%
	30 GWh a 99 GWh	3,3	5,4	63%
	13 GWh a 29 GWh	3,6	5,6	55%
	5GWh a 12 GWh	3,6	10,1	179%
PMES	0,5 GWh a 5 GWh	5,2	10,5	104%
	inferior a 0,5 GWh	15,4	16,8	9%

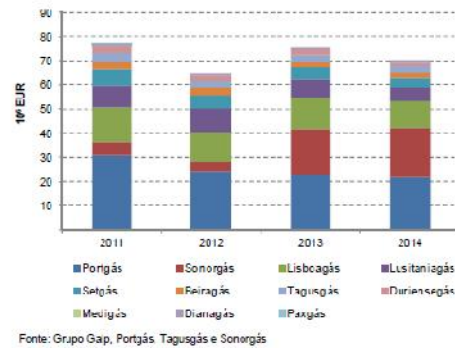


# Evolução dos preços de Gás Natural- Investimentos (CAPEX) em infraestruturas do SNGN

ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS DO SETOR DO GÁS NATURAL

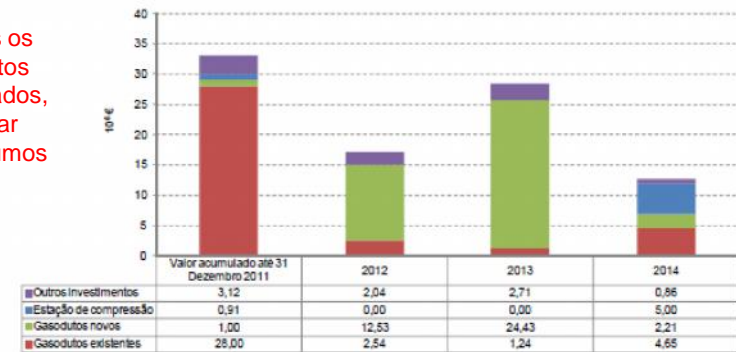
A Figura 3-2 apresenta a evolução temporal do investimento na RNTGN, para o período em análise.

Figura 6-13 – Evolução do valor global dos investimentos na RNDGN, para os anos de 2011, 2012, 2013 e 2014



Num contexto de redução de consumos os novos investimentos (e associados custos OPEX), devem ser criteriosamente avaliados, podendo ser recalendarizados. Acelerar investimentos que tragam grandes consumos para diluir os custos existentes.

Figura 3-2 – Evolução temporal do investimento na RNTGN

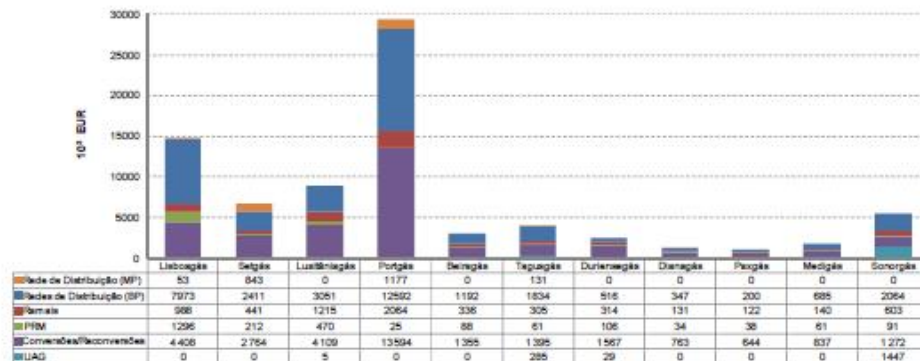


ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS DO SETOR DO GÁS NATURAL

Fonte: REN Gasodutos

ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS DO SETOR DO GÁS NATURAL

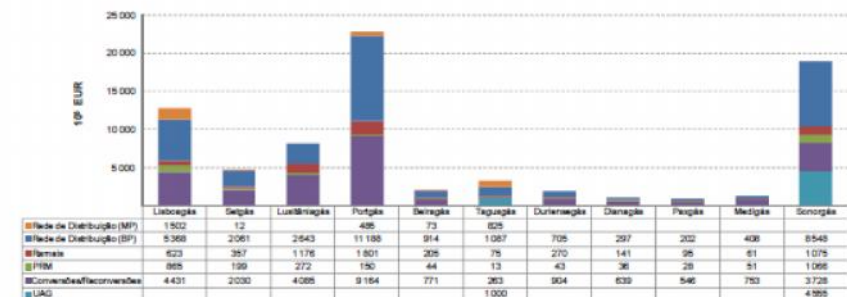
Figura 6-8 – Caracterização do investimento executado na expansão da RNDGN, para o ano de 2011, por operador de rede



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás

A Figura 6-9 apresenta o investimento na expansão da RNDGN, previsto para o ano de 2013, detalhando as rubricas referidas acima.

Figura 6-9 – Caracterização do investimento na expansão da RNDGN, para o ano de 2013, por operador



Fonte: Grupo Galp, Portgás, Tagusgás e Sonorgás



# REN projecta investimentos de 524 milhões no gás até 2023

Portucel Soporcel

**Energia** A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos colocou em consulta pública o plano para os próximos 10 anos.

36 Diário Económico (segunda-feira 16 Outubro 2013)

EMPRESAS / FINANÇAS

DE – 14Out13



## REN projecta investimentos de 524 milhões no gás até 2023

**Energia** A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos colocou em consulta pública o plano para os próximos 10 anos.

Ana Maria Gonçalves  
ana.goncalves@económico.pt

A Redes Energéticas Nacionais (REN) está a projectar investimentos em infra-estruturas de gás natural no valor de 524 milhões de euros para o período de 2014 a 2023, dos quais 286,9 milhões de euros deverão ocorrer entre 2014 e 2016.

Estes são os valores que acabam de ser apresentados pela operadora das infra-estruturas nacionais de electricidade e gás natural.

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Territórios de Gás Natural é um documento

### 3ª INTERLIGAÇÃO A ESPANHA

**261 milhões**

O reforço de interligação entre Portugal e Espanha é composto por três fases de construção, com entrada em operação entre 2016 e 2020.

### ARMAZENAGEM SUSTENTÁVEL

**200 milhões**

A REN projecta a construção de 10 cavernas de armazenamento subterrâneas, em Portugal, até 2023. Hoje existem quatro.

de remuneração pelos activos construídos, a qual será paga pelos consumidores finais.

Com a privatização da REN, em 2013, uma operação que resultou na venda de 33% do seu capital à chinesa State Grid e 15% aos árabes da Orasat Oil, o Governo procurou assim salvaguardar o interesse nacional na área do planeamento estratégico nacional.

Para continuar a ter a última palavra nesta matéria, bem como na gestão técnica do sistema eléctrico e gasista, o Executivo procedeu a uma revisão das condições de concessão de serviço público atribuídas à REN.

**Principais projectos**  
Os três de maior valor são:

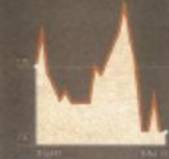
esta parte do projecto inclui um novo aumento de capacidade de circulação do gás natural no gasoduto Caminho de Mangualde para reboque o fluxo entre os dois países, no final de 2020.

Associado a este projecto surge também o gasoduto Carrilho-Campanhã, projectado para assegurar a segurança de abastecimento de gás das centrais eléctricas da região centro e que deverá arrancar em 2020, elevando o valor do investimento ligado à terceira interligação à Espanha para 271,2 milhões de euros.

Na área da armazenagem estratégica de gás natural, a novidade vai para a previsão da existência de 10 cavidades subterrâneas nos 100 metros de

### ACCÕES PRESSIONADAS

Os títulos da REN foram vendidos pressionados pela introdução de uma nova legislação de regulagem do sector energético.



Fonte: Reuters

### Estatuto de clemência em discussão

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) colocou em consulta pública o novo estatuto de clemência. Com a recente alteração de estatutos, este organismo consegue poderes sancionatórios sobre os operadores do sector da electricidade e gás natural. A legislação, aprovada no início do ano, confere-lhes assim a possibilidade de diminuir ou reduzir até 50% das multas que seriam aplicadas, sempre que os agentes do sector comparecerem

Teremos mais infraestruturas a pagar por todos os consumidores (através da TAR) com pouca utilização nos próximos anos (exemplo da ligação de Valença do Minho onde não passa GN) ????

Actualmente, existe sobre-capacidade em Portugal e em Espanha (de terminais,...);

O facto de a regulação remunerar activos líquidos das infraestruturas (vão diminuindo com as amortizações), induz à instalação de novas infraestruturas para não diminuir volume de negócios das empresas reguladas.

**Só exemplo. ATENÇÃO às Redes de Distribuição onde pode ser mais grave**



## O sistema ibérico de gás natural



**Consumos de Gás Natural em 2012 na Península Ibérica foi de aprox. 413 TWh**

Portugal = 50 TWh – 24% para produção de electricidade

Espanha = 363 TWh – 23% para produção de electricidade

### Aprovisionamento 2012

38% por gasoduto – Argélia e França;

62% por navio – 8 origens distintas;

0,3% produção própria (ES)

### Quase 9 milhões de Clientes

PT ~1,3 milhões

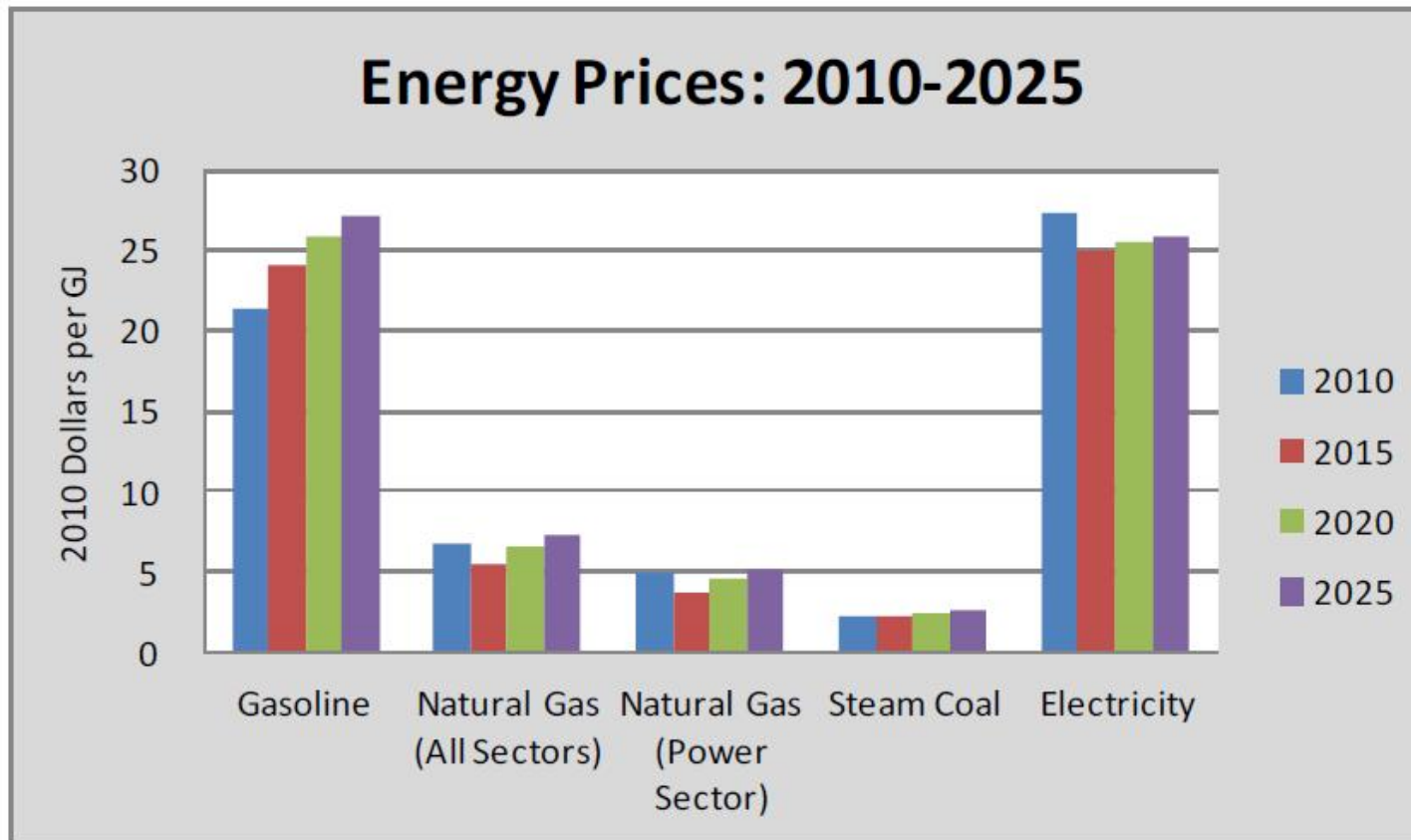
ES ~7,3 milhões

**8 terminais de GNL**  
**3 entradas por gasoduto**  
**(Argélia, Marrocos, França)**  
**2 ligações PT - ES**



## Evolução dos preços de Gás Natural e outras energia nos EUA

Como manter competitividade em Portugal e na UE ?

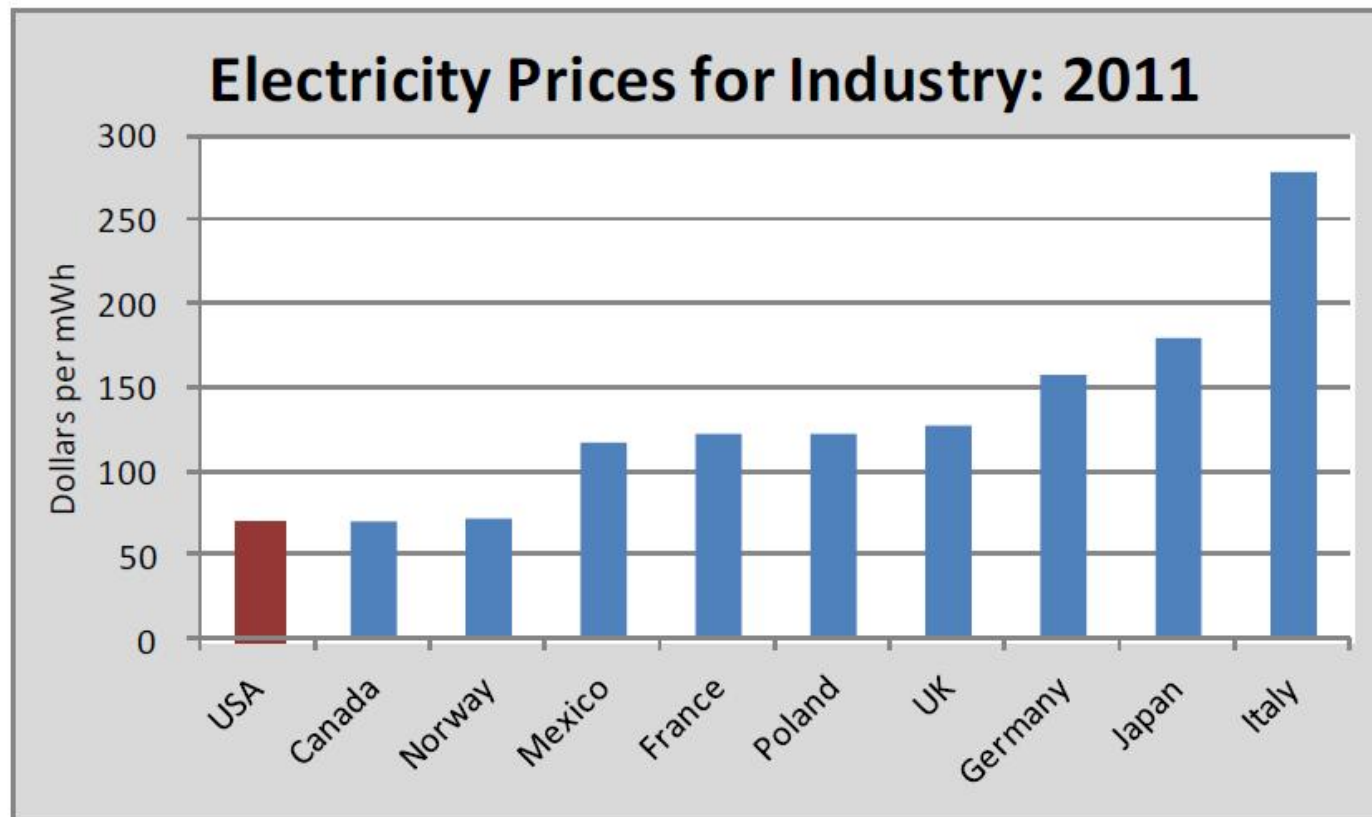


Sources: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2008 and 2013

U.S. coal, natural gas, and electricity prices likely to stay low.



## Comparativo de preços médios de energia eléctrica (bastante dependente do preço do gás)

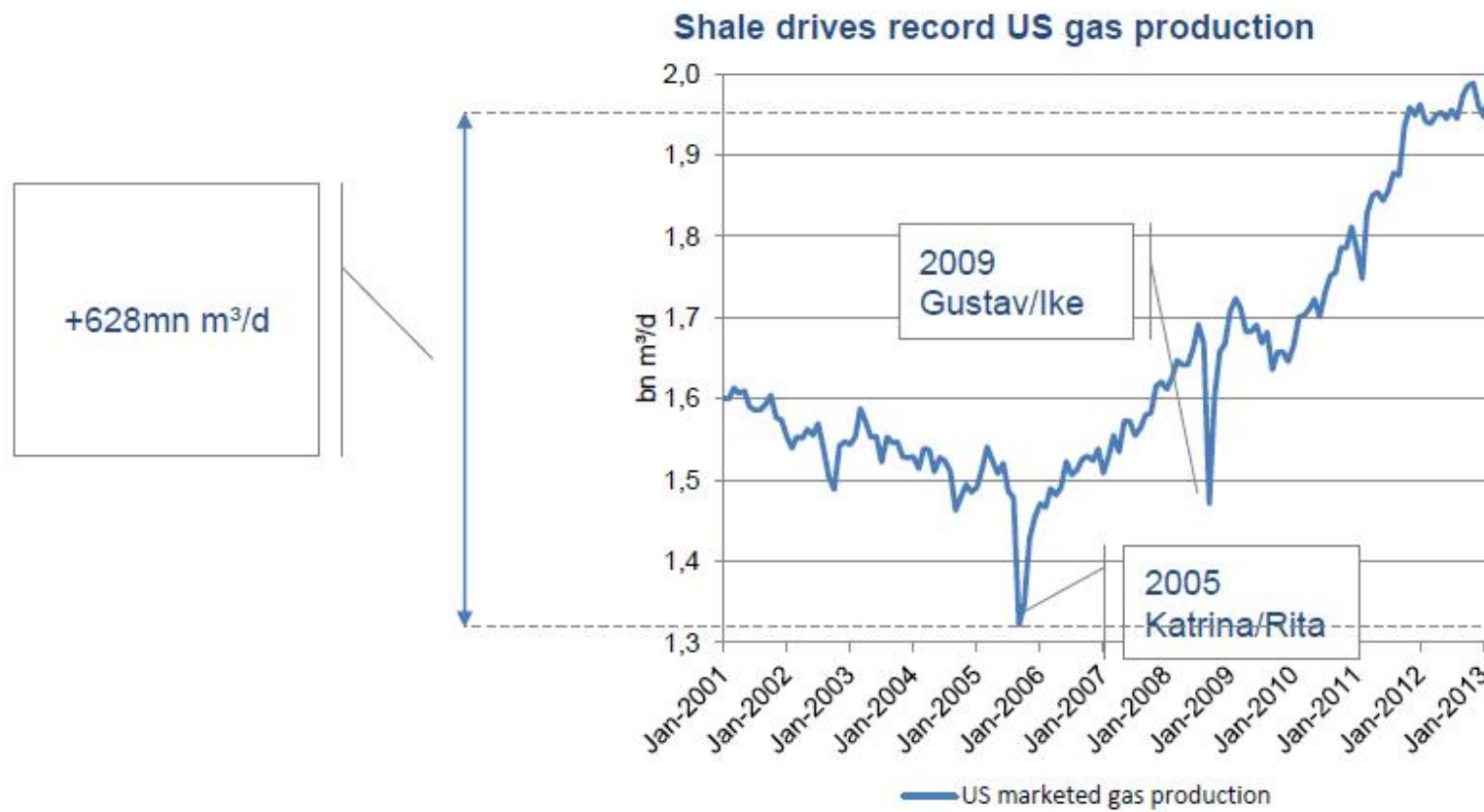


Source: International Energy Agency, Electricity Information 2012

Relatively low U.S. electricity prices give U.S. industry competitive advantage.



## Tendências



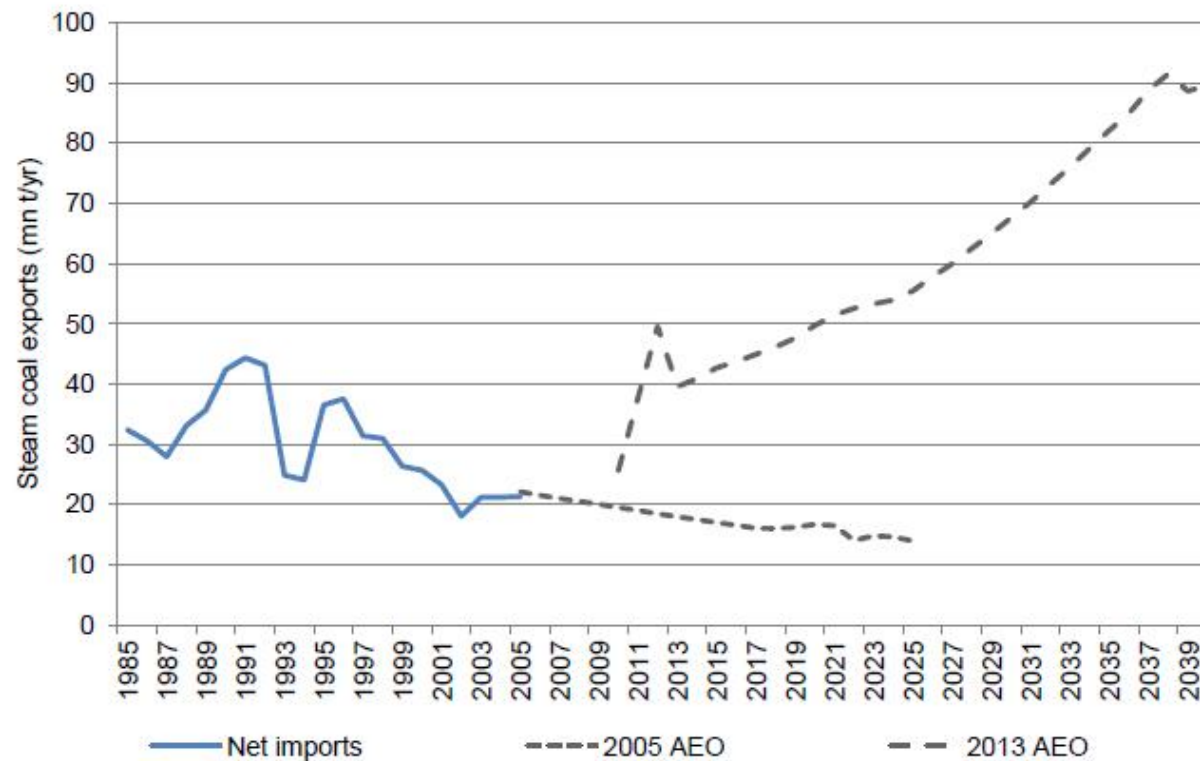




## Tendências

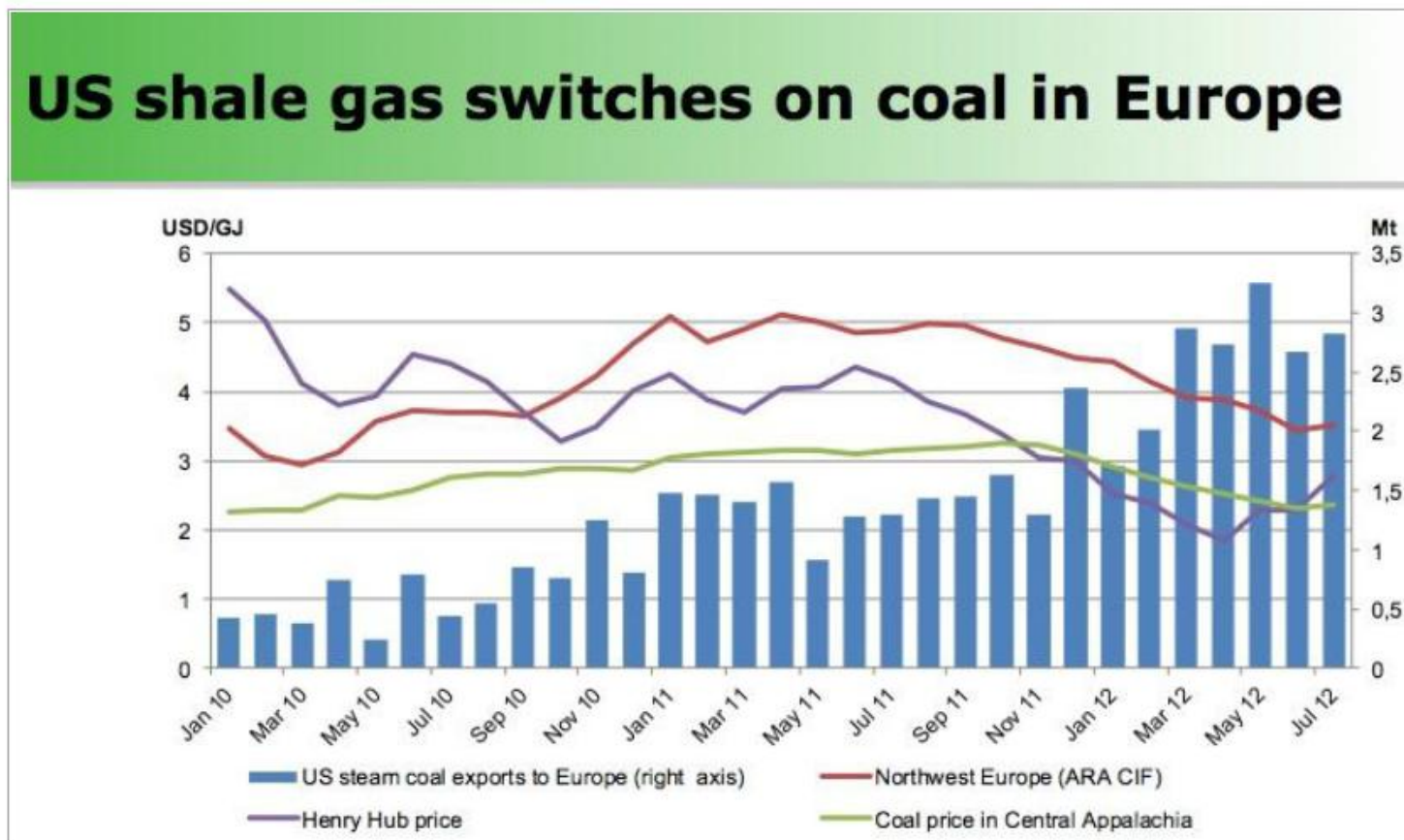
Exportações de Carvão dos USA - várias previsões (corrigidas)  
devido a efeitos da exploração de Shale Gas

## US shale – coal now





## Tendências



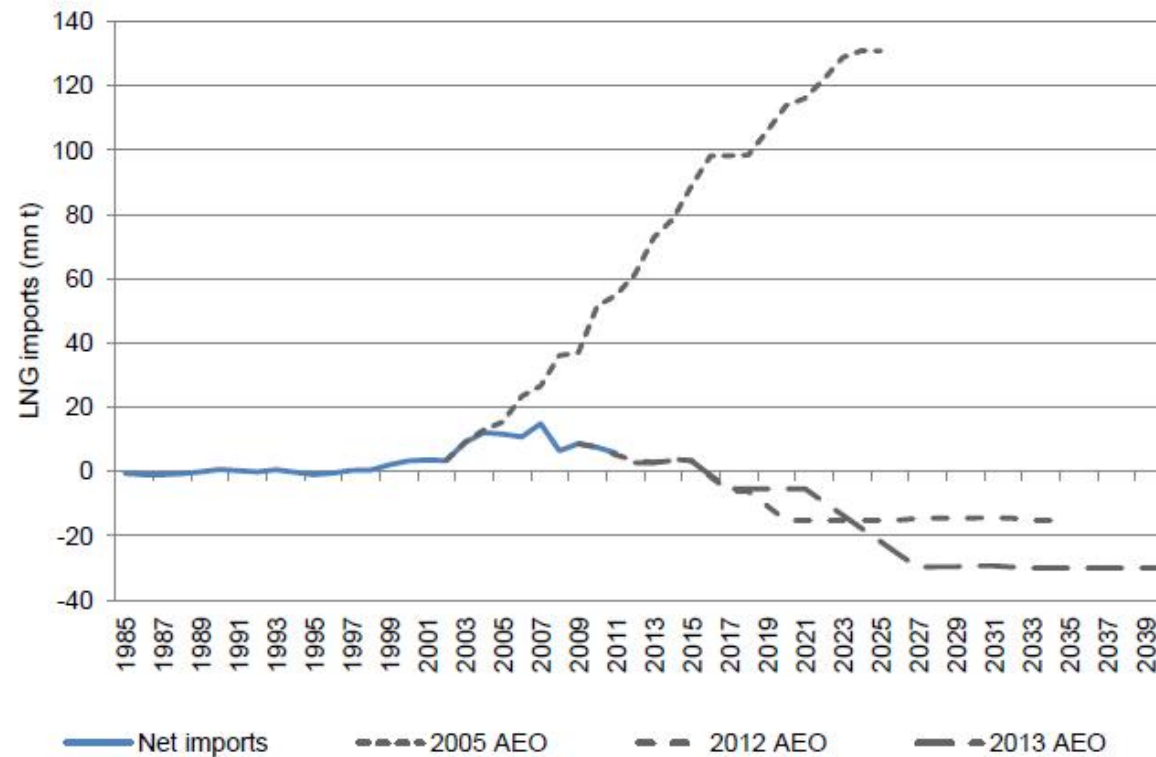
Source: International Energy Agency, Medium-term Coal Market Report 2012



## Tendências

Importações de GNL dos USA - várias previsões (corrigidas)

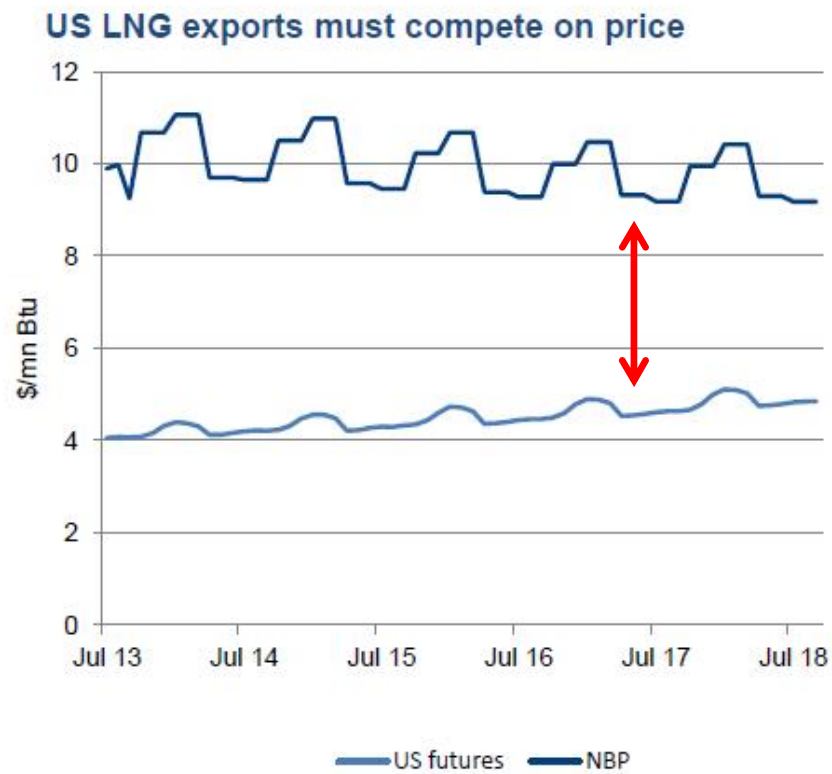
# US poised for exports





## Tendências

# Exporting US shale, but at what price?



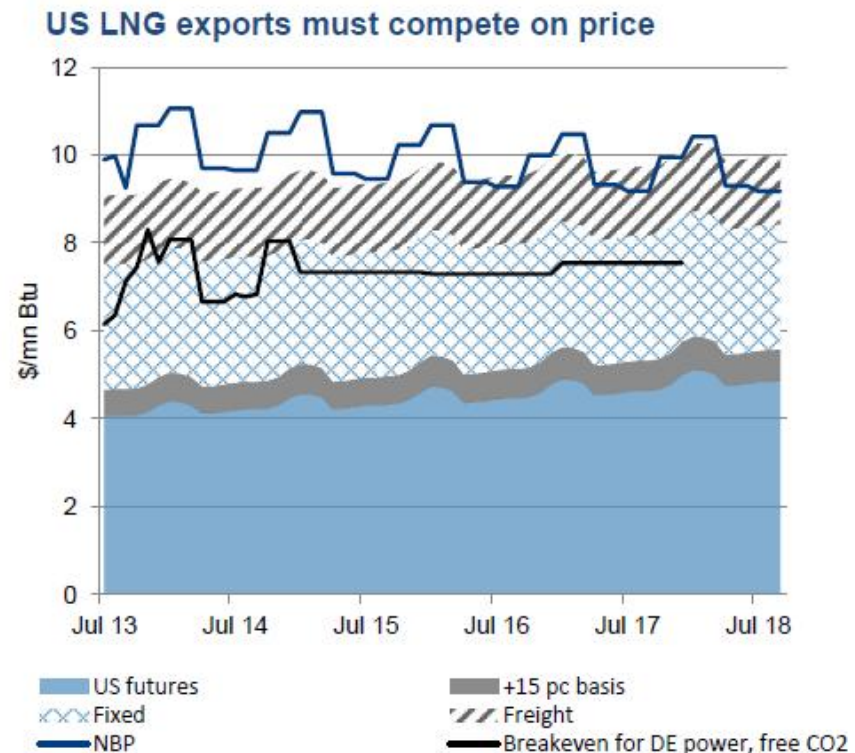


## Tendências

Solução: exploração de gás natural (shale ou convencional) na Europa ?

### Exporting US shale, but at what price?

115pc Nymex - commodity cost  
+\$2.85 fixed cost (margin)  
+Freight



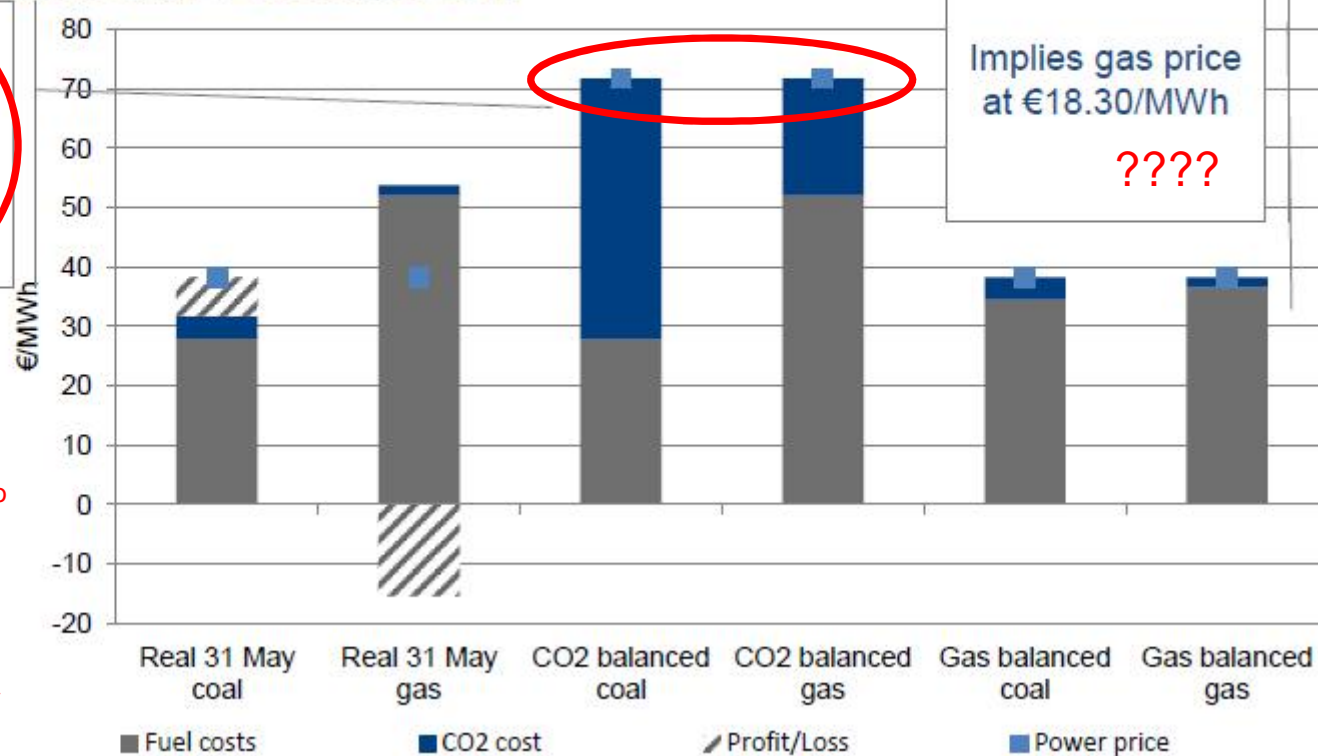


## Tendências

# Gas prices and the EU power sector

Costs and P/L scenarios 2015

Implies CO2 price at €48.75/t  
At least 10x higher than current prices



Implies gas price at €18.30/MWh  
?????

Aumentar artificialmente a cotação de CO2 para preços exorbitantes para colocar em paridade a produção de electricidade a partir de carvão e gás natural é totalmente inoportável para os consumidores Europeus e é uma completa falta de sensatez.

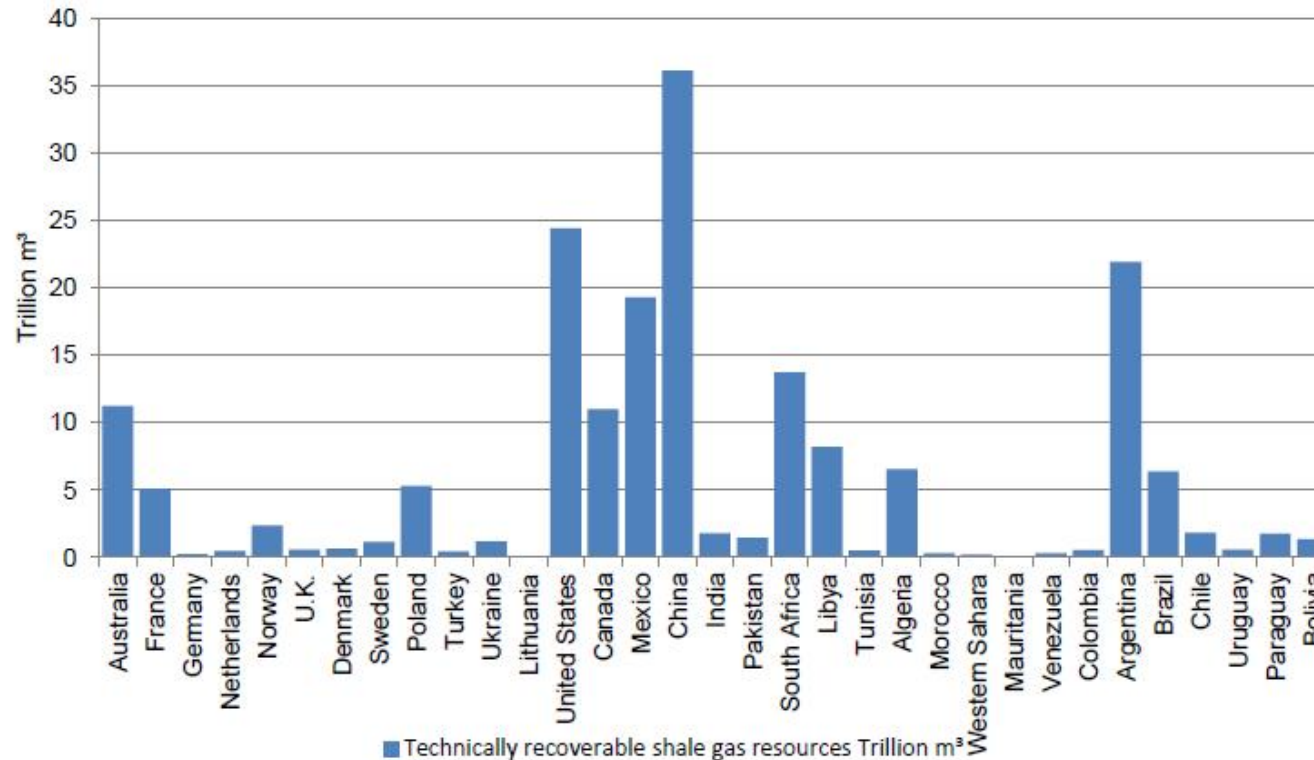


## Tendências

Será que o potencial que a China tem em explorar shale gas (e já tem planos para o fazer) colocará menos pressão no mercado de gás (baixando preço) ? Provavelmente o contributo não será muito porque a China vai requerer também um grande crescimento no consumo.

## Global shale resources

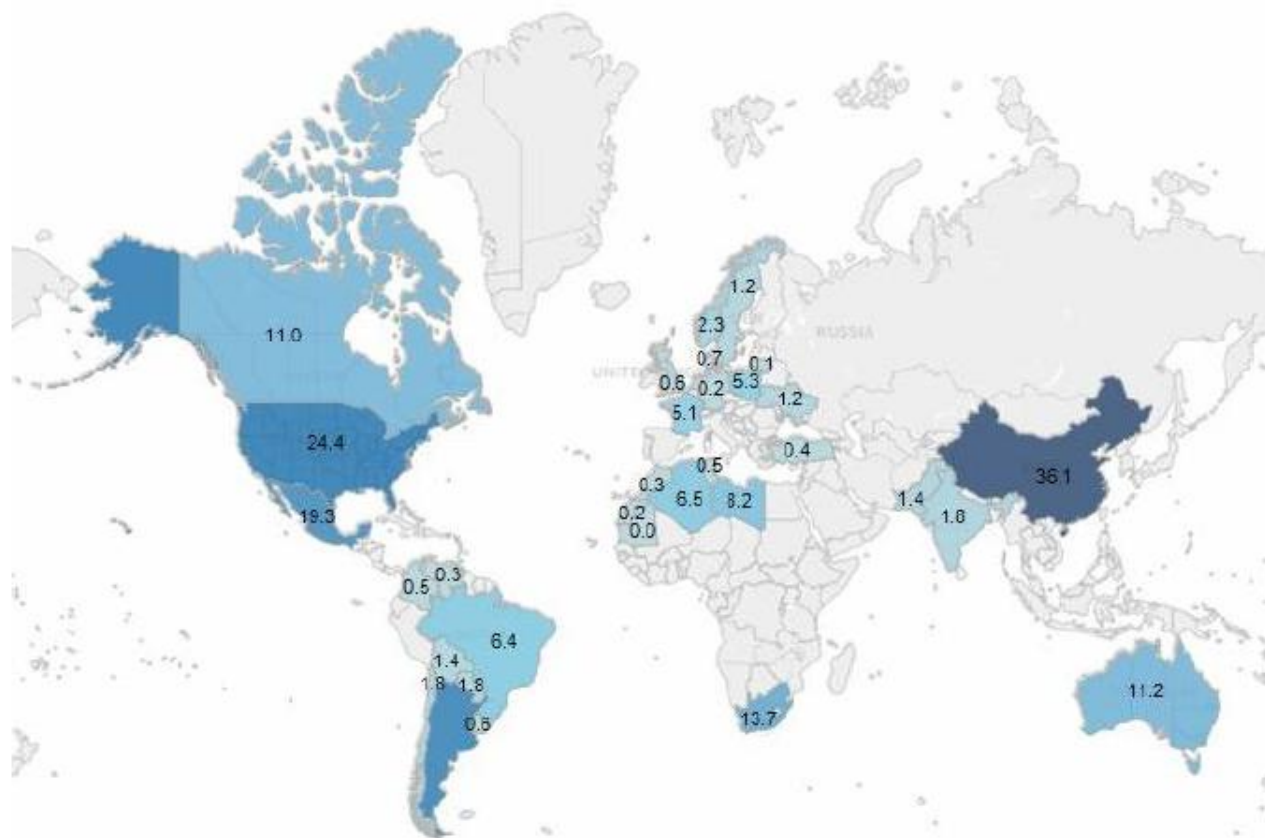
Chinese resources estimated to be larger than those of the US





## Tendências

# Global shale resources



Trillion m<sup>3</sup> – EIA - April 2011







## Tendências

### Algum potencial de Shale Gas em Portugal: ficção ou realidade ??

Caso fosse possível seria a grande oportunidade de reduzir o custo do GN, injetando directamente na rede de pipelines sem custos de transporte, liquefação (muito elevados), etc...

#### SHALE GAS POTENTIAL IN EUROPE:

Shale gas has experienced a revolutionary development in the USA, where it is now contributing for a significant amount to the indigenous production (about 35%). This has been realized by major technology breakthroughs in the area of horizontal drilling, hydraulic fracturing technology and cost efficient production planning and drilling.

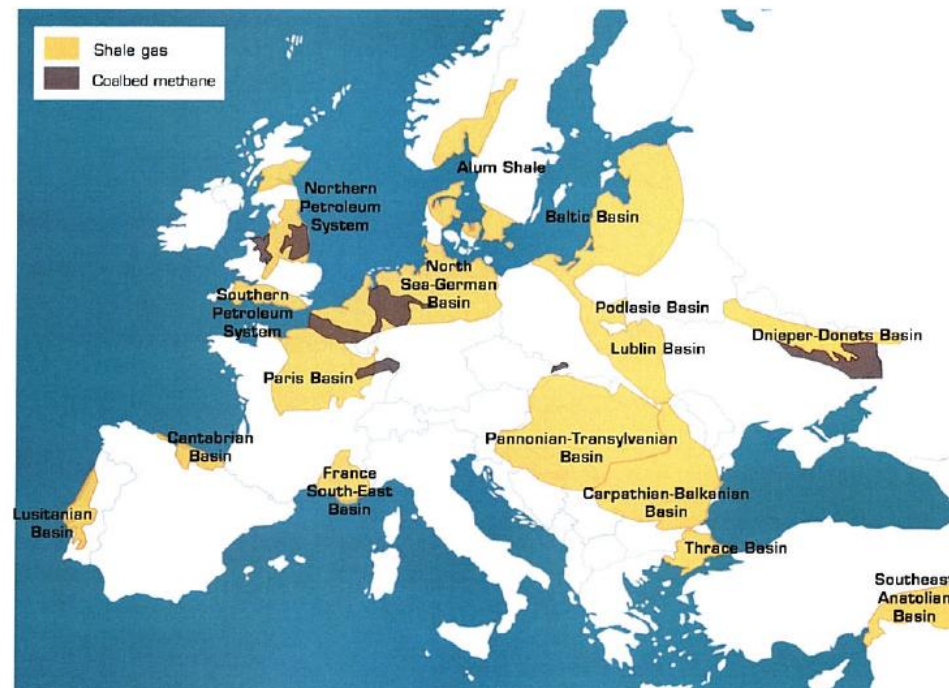


FIGURE 6: Shale gas resources



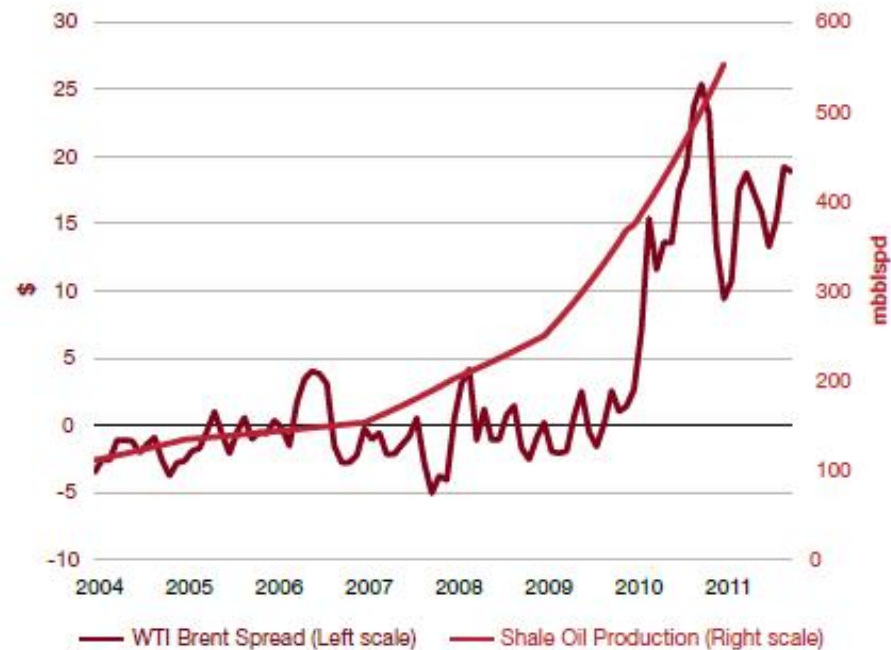
## Tendências

### Shale-oil - terá ou não influência na formação do preço de gás natural ?

O potencial de novas formas de exploração de petróleo poderá concorrer para novos equilíbrios de preços noutros combustíveis como o gás natural.

O eventual impacte será mais regional ou global ?

Chart 2. WTI and Brent Oil Price Spread (2004-12)



Source: EIA AEO 2009, 2010, 2011, 2012, Baker Hughes



---

**Obrigado pela vossa atenção**