

**Il rapporto tra concorrenza e regolazione
nei processi di liberalizzazione in UE.
Un mondo nuovo per il settore del gas.**

**Prof. Valeria Termini
Componente del Collegio
dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
e di ACER**

**Workshop: Politiche Antitrust e Regolazione
Facoltà di Economica – Università di Roma "La Sapienza"
20 gennaio 2012**



Outline:

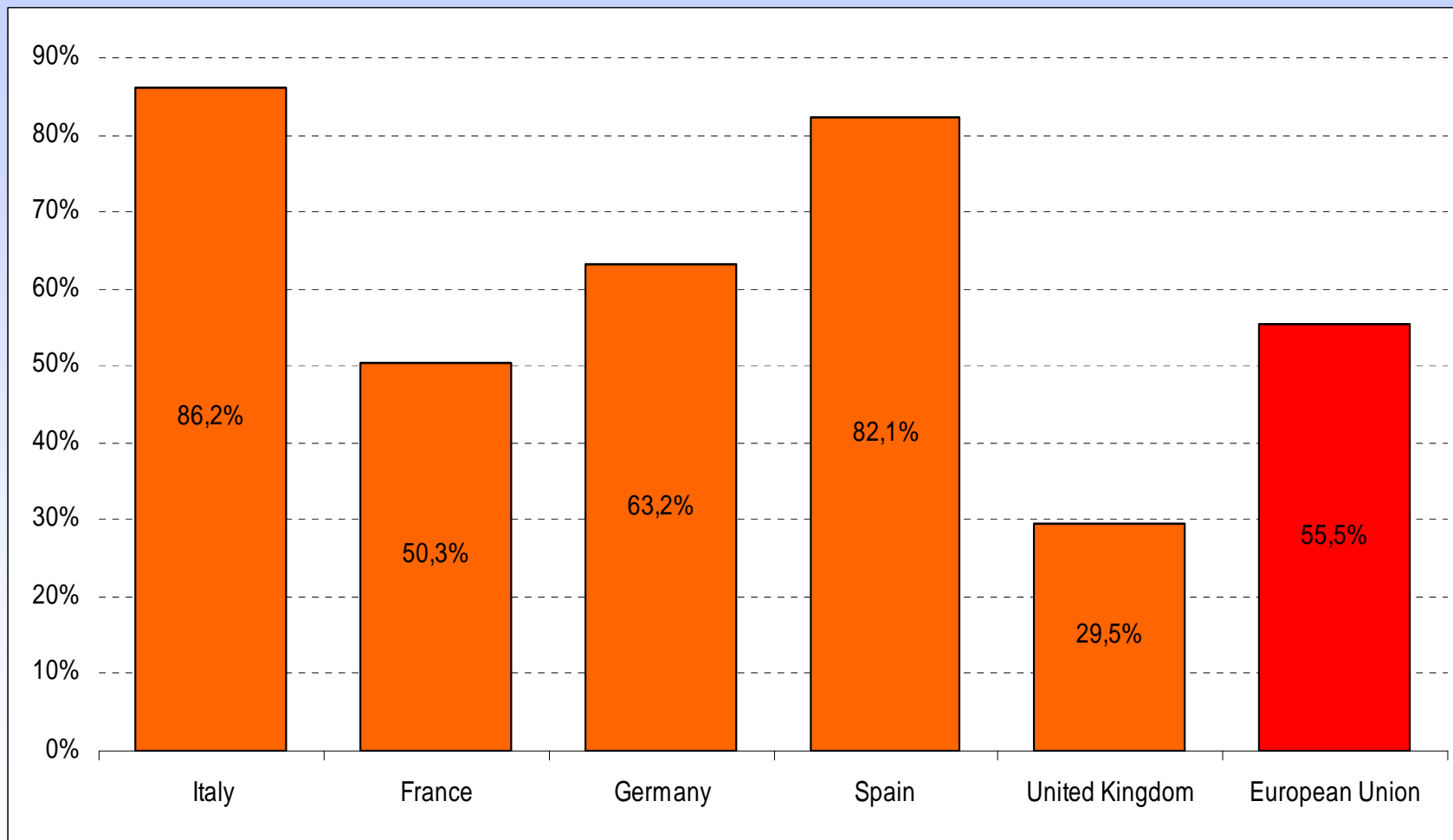
1. Una rapida premessa. Il settore dell'energia in Europa: differenze strutturali tra i Paesi membri.
2. Dall'armonizzazione delle regole al mercato europeo.
3. Paradigmi economici e scelte del regolatore nel settore del gas: difficili *trade-off* nella regolazione.
3. Una rivoluzione nel settore del gas.



1. Una rapida premessa.
**Il settore dell'energia in Europa:
differenze strutturali tra i Paesi membri.**



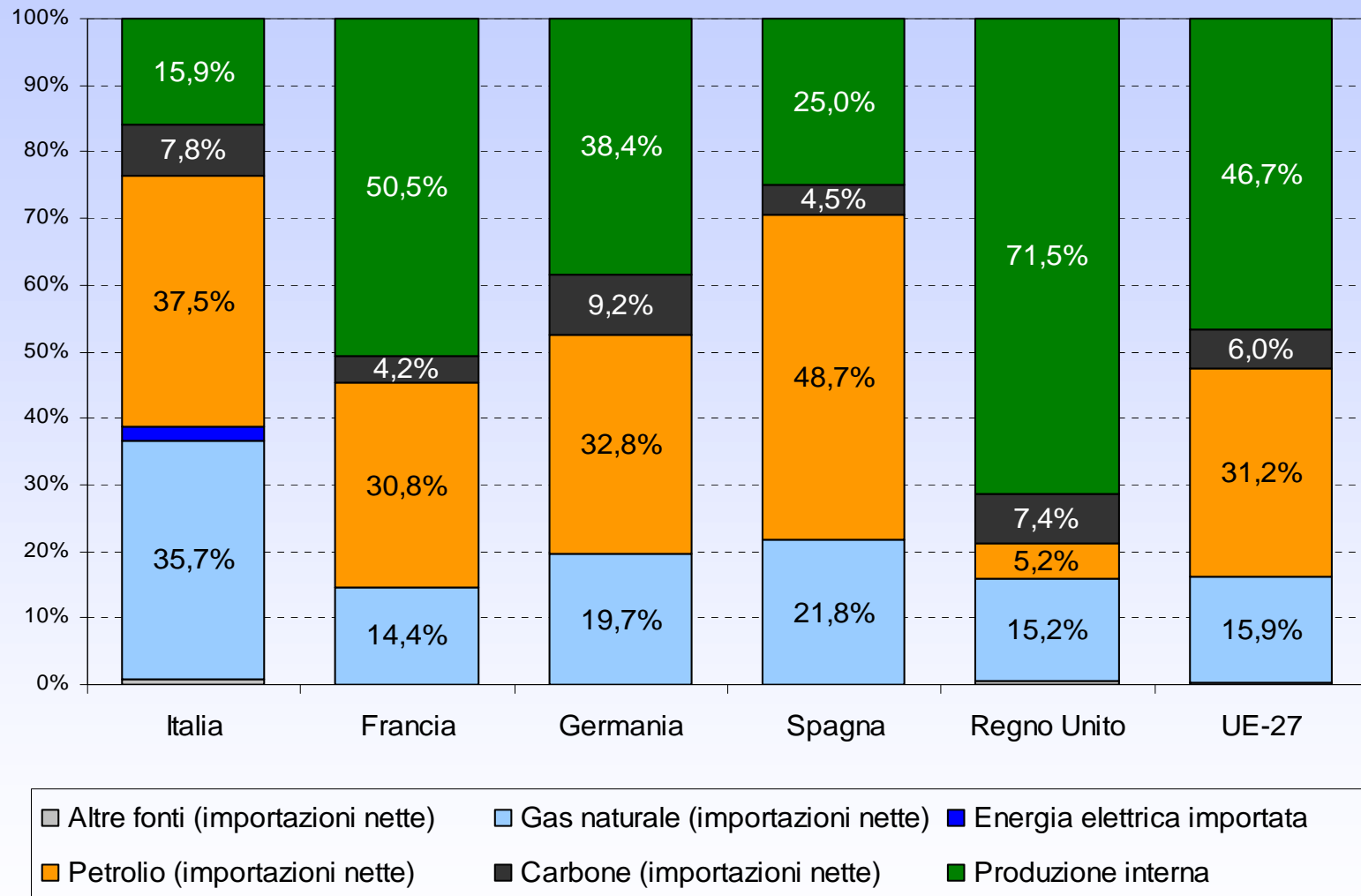
a) la dipendenza energetica (Importazioni nette su consumi primari di energia, 2010)



Fonte: Enerdata



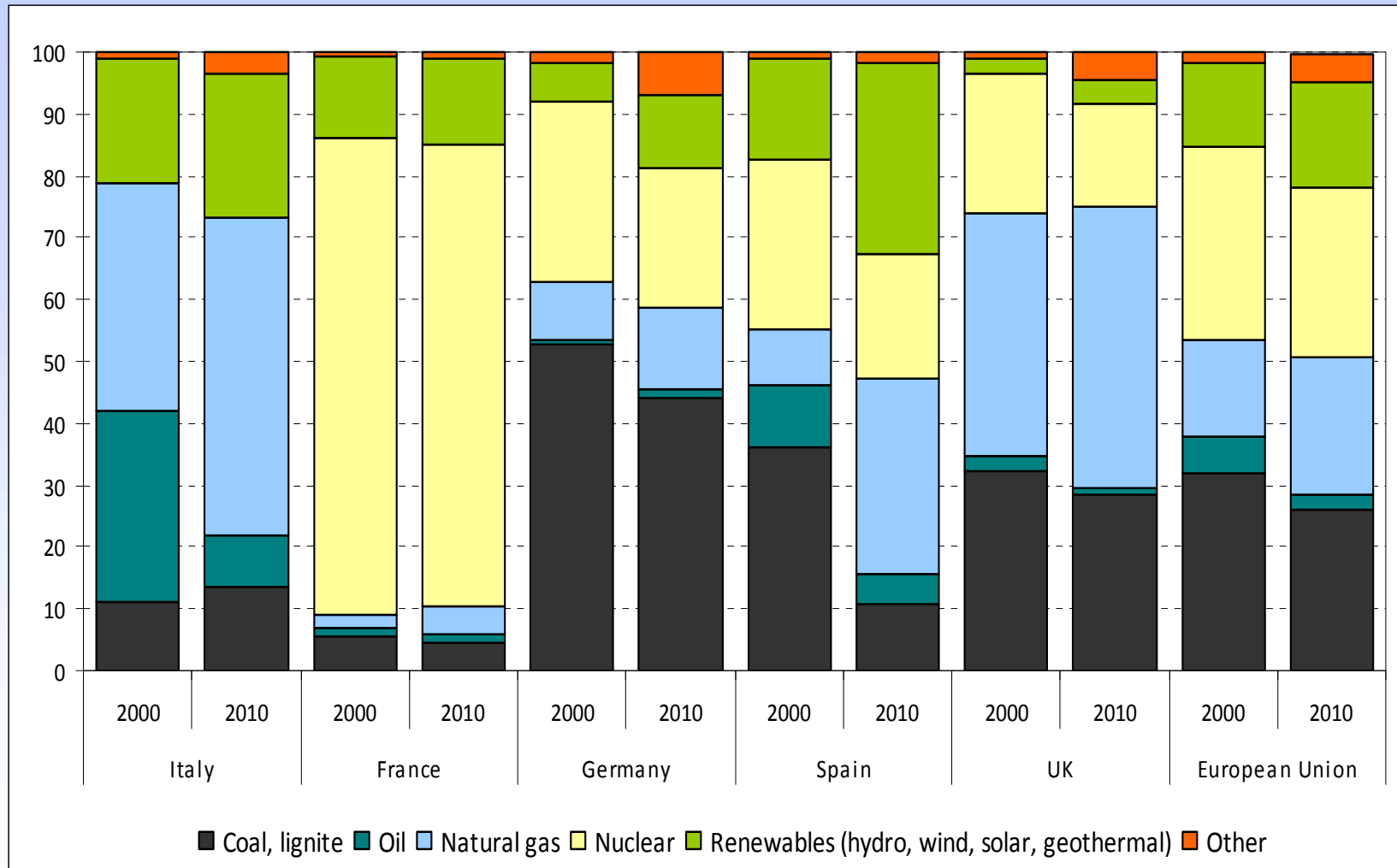
b) la dipendenza energetica per fonti primarie (Importazioni nette per fonte su consumi primari totali di energia, 2010)



Fonte: Enerdata



c) il mix di generazione: come si produce energia elettrica (la crescita dell'importanza di gas e rinnovabili come fonti primarie 2000-2010)

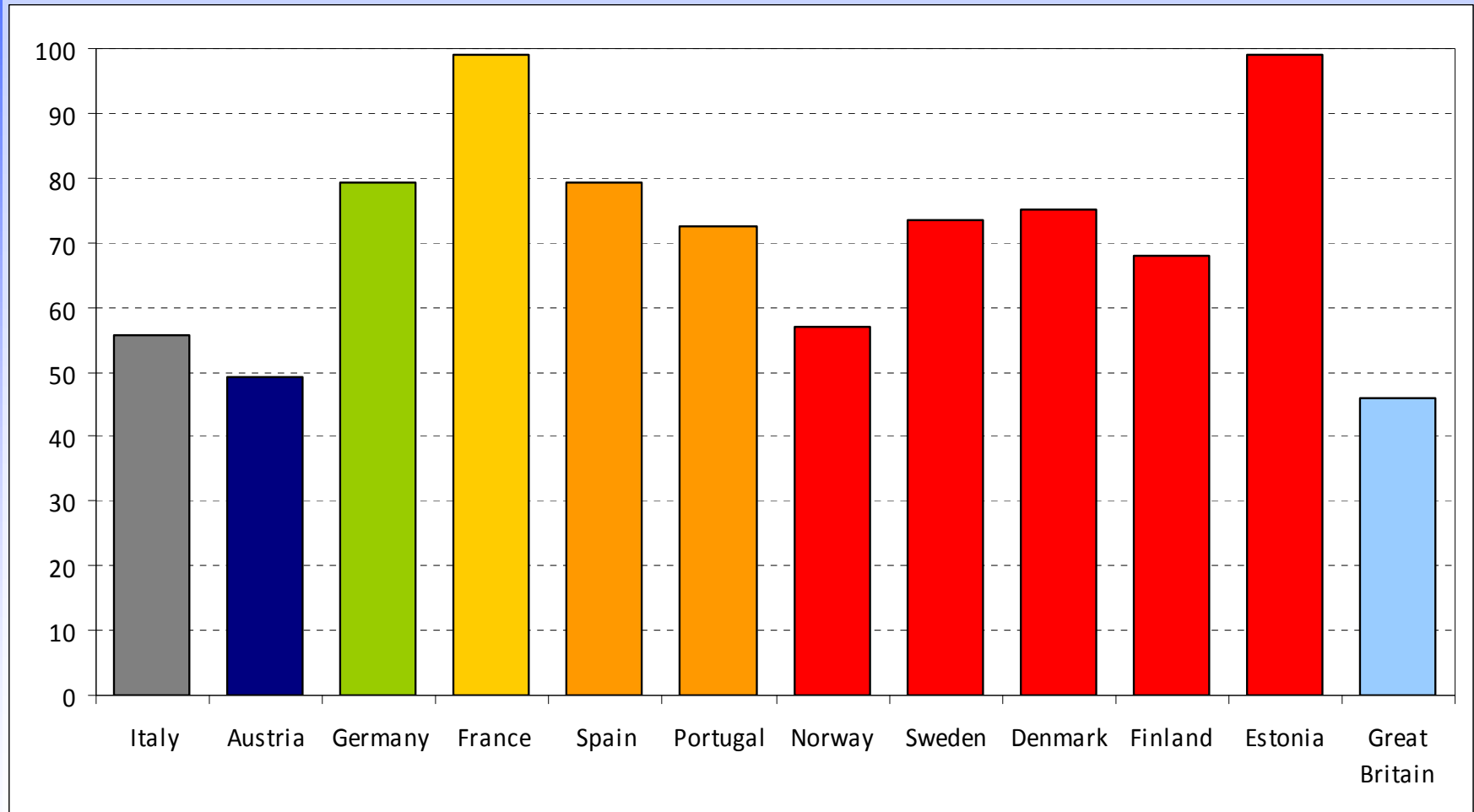


Fonte: Enerdata



d) esiste una reale concorrenza?

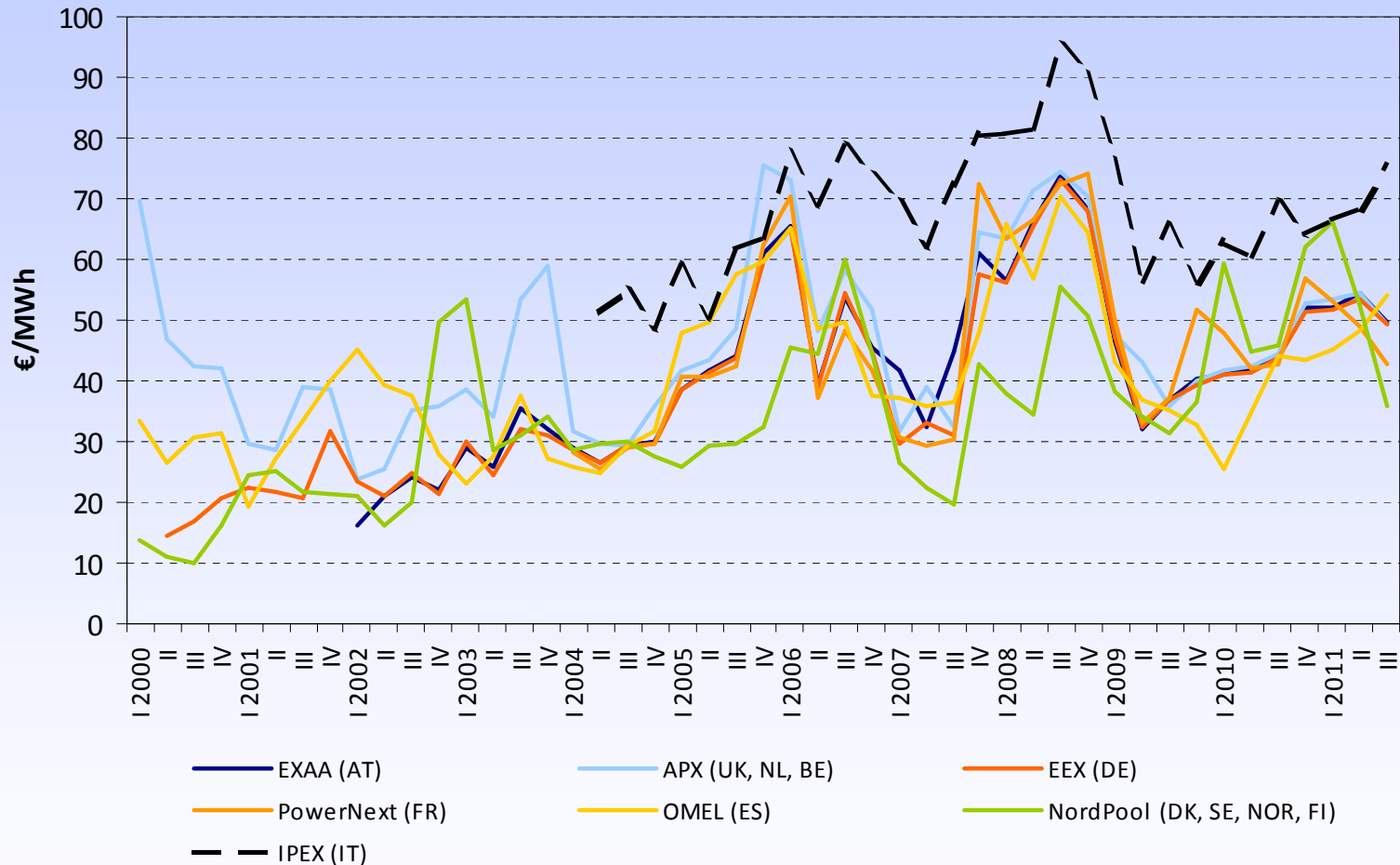
(quota di mercato delle tre maggiori aziende per capacità di generazione elettrica, 2009)



Fonte: CEER



... → **I prezzi dell'elettricità**
sulle principali borse elettriche europee



Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Bloomberg



2. Dall'armonizzazione delle regole al mercato europeo.



- a) Le tappe della "lunga marcia" verso un mercato unico dell'energia: liberalizzazione e regolazione nell'UE.
- b) Un nuovo baricentro: l'Agencia di Coordinamento dei Regolatori Europei (ACER).
- c) La nuova *governance* europea della regolazione: regolatori nazionali e regolatori europei.



a. Alcune pietre miliari verso il mercato europeo

- **Il primo pacchetto energia (1996-98):** pone regole comuni minime per la liberalizzazione dei mercati energetici europei (elettricità e gas): es. *Third party access* (TPA), *unbundling* contabile.
- **Il secondo pacchetto energia (2003):** propone un processo di armonizzazione delle regole al fine di migliorare il funzionamento e l'integrazione dei mercati europei dell'energia; ad autorità nazionali di regolamentazione (ANR), indipendenti dal settore, è conferito un insieme minimo di funzioni; entra in vigore l'*unbundling* giuridico delle attività regolamentate.
- **Il terzo pacchetto energia (2009):** propone regole europee; rafforza funzioni e indipendenza dei regolatori nazionali, coordinati da nuove istituzioni di livello europeo (ACER, ENTSO); dà disposizioni più stringenti per l'*unbundling*.
- **Consiglio europeo, Febbraio 2011:** decide l'attuazione del mercato unico per l'elettricità e il gas entro il 2014.
- **Il Trattato di Lisbona (1 dicembre 2009)** fornisce una base giuridica per la futura **politica europea per l'energia**.



b) L'evoluzione del quadro regolatorio: un processo "bottom up"

2000



Istituito a Bruxelles nel 2000. Attraverso il CEER, **un'associazione volontaria senza fini di lucro**, i regolatori nazionali cooperano e si scambiano buone prassi per facilitare la creazione di un mercato unico dell'energia dell'UE, competitivo, efficiente e sostenibile.

2003



Dopo le direttive del 2003, la CE istituisce il gruppo di regolatori europei per l'energia elettrica e il gas (ERGEG) con la missione di favorire il coordinamento tra le Autorità nazionali di regolazione e di «consigliare e assistere la Commissione nella sua azione di consolidamento del mercato interno» (decisione n. CE 2003/796). Sostituito da ACER nel 2011.

2009



Infine, è istituita nel 2009 (Reg. UE 713/09), operativa da marzo 2011, l'**Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia** (ACER), un organismo della Comunità, dotato di personalità giuridica. La sua missione: coordina le Autorità nazionali di regolazione nell'esercizio delle funzioni che svolgono negli Stati membri; definisce linee guida per la regolazione dei flussi transfrontalieri, monitora i mercati dell'energia, formula pareri tecnici per la Commissione.

Marzo 2011



c) Regolatori nazionali e regolatori europei

- ACER (Agenzia di coordinamento e non Autorità indipendente) ha un ruolo forte nelle questioni transfrontaliere e poteri consultivi su altri aspetti.
- Ai regolatori nazionali la responsabilità di attuare le regole, di *enforcement* e di vigilanza.
- Il coordinamento tra ACER e Autorità nazionali è essenziale.
- Il Consiglio europeo (feb. 2011) ha stabilito l'obiettivo di una completa integrazione dei mercati energetici dell'UE entro il 2014. Ci sono inoltre obiettivi ambiziosi in materia di clima ed energia entro il 2020 (fonti rinnovabili, efficienza energetica, riduzione delle emissioni), vincolanti per gli Stati membri.



3. Paradigmi economici e scelte del regolatore nel settore del gas: difficili *trade-off* nella regolazione.



I principali nodi:

- 1) Le infrastrutture (tariffe/prezzi per remunerare gli investimenti)
- 2) Le nuove regole per il mercato nelle *framework guidelines* di ACER
- 3) Il prezzo della commodity (le forme contrattuali)



1) Il nodo delle infrastrutture nel settore del gas

- Le principali questioni riguardano:
 - ✓ Lo sviluppo della rete
 - ✓ La gestione dei flussi sulla rete (congestioni)
 - ✓ La gestione delle riserve di gas (stoccaggio), per bilanciare i flussi sulla rete e compensare variazioni cicliche e picchi di domanda
 - ✓ I rigassificatori offrono una fonte alternativa ai gasdotti che deve essere integrata nella filiera del gas.



La rete

- Vi possono essere due approcci per lo sviluppo e la gestione della rete di trasporto gas:
 - ✓ Decentrato
 - ✓ Centralizzato



Approccio decentrato

- Prevede la frammentazione della proprietà della rete tra soggetti privati che vendono i diritti di trasporto.
- La domanda di diritti di trasporto è funzione della domanda di gas e del differenziale di prezzi tra le "zone", l'offerta dipende dalla capacità di trasporto sul tratto della rete interessata ($m^3/anno$)
- Vantaggi:
 - ✓ L'allocazione efficiente dei diritti dovrebbe allineare i prezzi tra le diverse "zone" collegate, in assenza di congestioni
- Problemi:
 - ✓ La remunerazione degli investimenti attraverso i diritti non è certa
 - ✓ Lo sviluppo efficiente della rete complessiva non è assicurato



Approccio centralizzato

- Un solo soggetto è gestore della rete di trasporto in regime di monopolio (“*Transmission System Operator*” - TSO).
- La tariffa (regolata) fissa la remunerazione del TSO (per trasporto unitario)
- Metodi di determinazione della tariffa:
 - ✓ *Cost plus*: non c'è rendita, ma neppure stimolo alla minimizzazione dei costi.
 - ✓ Regolazione incentivante:
 - Si riconosce una parte della rendita che deriva dall'efficientamento per i costi operativi (*profit sharing, price cap*).
 - Il capitale viene remunerato sulla base del costo medio ponderato (WACC, *weighted average cost of capital*). Ad alcune categorie di investimento nella rete, considerate prioritarie, viene riconosciuta una sovraremunerazione (ad es. in Italia SUPERWACC).



La remunerazione tariffaria della rete in Italia

- Approccio centralizzato
- Regolazione incentivante:


$$WACC(pre\ tax) = \frac{\left[1 + \left(\frac{K_e}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + K_d * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1 + rpi} - 1$$

dove:

- K_e è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_d è il tasso nominale di rendimento del capitale di debito;
- tc è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari;
- T è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'Imposta Sostitutiva) sul risultato d'esercizio;
- rpi è il tasso di inflazione.



La regolazione europea

- Situazione mista:
 - ✓ Approccio decentrato con gestori di rete (TSO) individualmente regolati negli Stati Membri (remunerazione con tariffa)
 - ✓ Esigenza di coordinamento
- 
- ✓ Problema di allocazione dei diritti di trasporto del gas transfrontaliero.



L'allocazione dei diritti di trasporto del gas

- Problema: natura del diritto da allocare: diritto fisico (a) vs finanziario (b).
 - a) Il diritto fisico attribuisce al compratore la proprietà di una quota della capacità di trasporto, che può utilizzare o meno.

Rischio: si può determinare congestione commerciale, anche in presenza di diritti di trasporto inutilizzati



a) Diritti fisici e congestione commerciale

- Il titolare del diritto può sottrarre capacità di trasporto al sistema e assumere comportamenti strategici.
- Risposta regolatoria: introduzione di clausole volte ad evitare che rimangano inutilizzate quote di diritti di trasporto, creando potenziali congestioni di rete.

(ad esempio: "Use it or lose it"; "Use it or sell it")



Metodi di allocazione dei diritti di trasporto

Tariffe: i regolatori fissano una tariffa (ad esempio un prezzo al m³ di capacità, indipendente dal valore economico del gas effettivamente trasportato in t - metodo in vigore oggi in Italia).

Aste per lo scambio dei diritti (ad esempio, come vedremo, nella proposta di "codici di rete gas" avanzata da Acer, il diritto di trasporto è abbinato alla compravendita della *commodity* gas).

- Vantaggi:
 - ✓ rimozione di ostacoli e eventuali barriere alla frontiera, apertura dei mercati del gas interni all'UE. Nel lungo periodo possibilità di diversificare le fonti.
- Difficoltà:
 - ✓ si può accrescere il potere di mercato di pochi produttori extra-europei; nel breve periodo problemi di transizione e considerazioni geopolitiche.



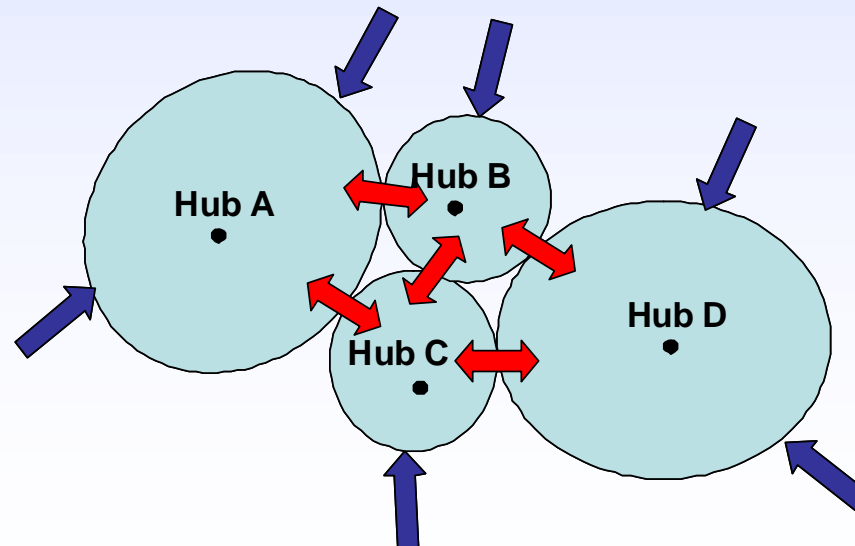
b) Diritti finanziari

- Il titolare acquisisce il diritto a farsi pagare dal TSO la differenza di prezzo tra due aree interconnesse (ad esempio tra due borse/*hub* del gas).
- Debbono esistere borse del gas, per avere prezzi spot di riferimento. Il diritto di trasporto è allocato implicitamente nel momento dell'accettazione dell'offerta di acquisto/vendita e la sua valorizzazione è compresa nel prezzo.
- Problema: liquidità delle borse spot.



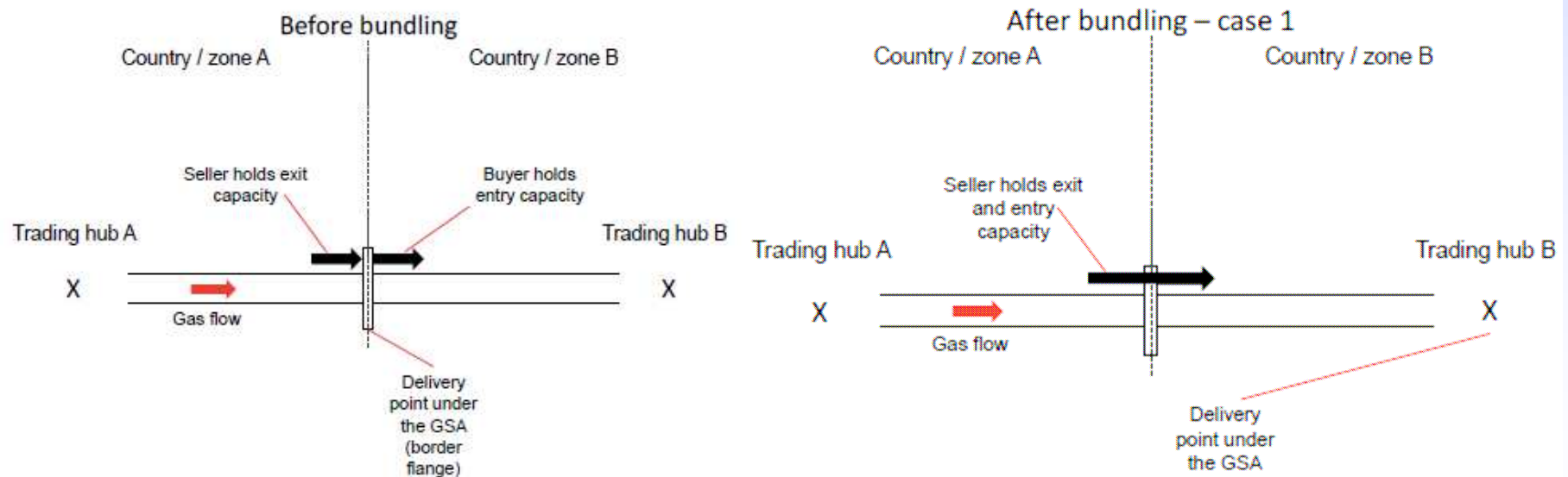
L'ACER e le linee guida per il mercato del gas

- Principali aree di lavoro:
 - ✓ Meccanismi di allocazione della capacità di trasporto trans-frontaliero
 - ✓ Bilanciamento
 - ✓ Il progetto è di introdurre un sistema di "bundled products", per facilitare gli scambi con allocazioni dei diritti di trasporto "hub to hub".



Le linee guida sul gas di ACER (agosto 2011)

- L'obiettivo è spostare lo scambio dalle frontiere agli hub, eliminando di fatto le frontiere nazionali del gas e l'esigenza di acquistare separatamente diritti di trasporto in uscita e in ingresso dai sistemi nazionali ogni volta che si vuole scambiare gas tra Paesi. Con questo sistema si creano "pacchetti" di diritti di uscita ed entrata, detenuti dal venditore ("*bundled products*").



Prospettive: mercato + infrastrutture

- Lo scopo delle linee guida di ACER è avere mercati del gas più liquidi e basati su *hub*.
- La possibile conseguenza (anche di breve termine) è la riduzione del potere di mercato delle imprese (*incumbents*) nei mercati del gas nazionali.
- Il rischio potrebbe essere un ruolo più forte dei paesi esportatori extra-UE nei mercati nazionali UE.
- Il secondo pilastro necessario è dunque quello di rafforzare le infrastrutture di trasporto, di rigassificazione e di stoccaggio del gas.
- Dal punto di vista europeo, spostarsi dalle frontiere agli hub è un passo avanti verso un mercato unico del gas.

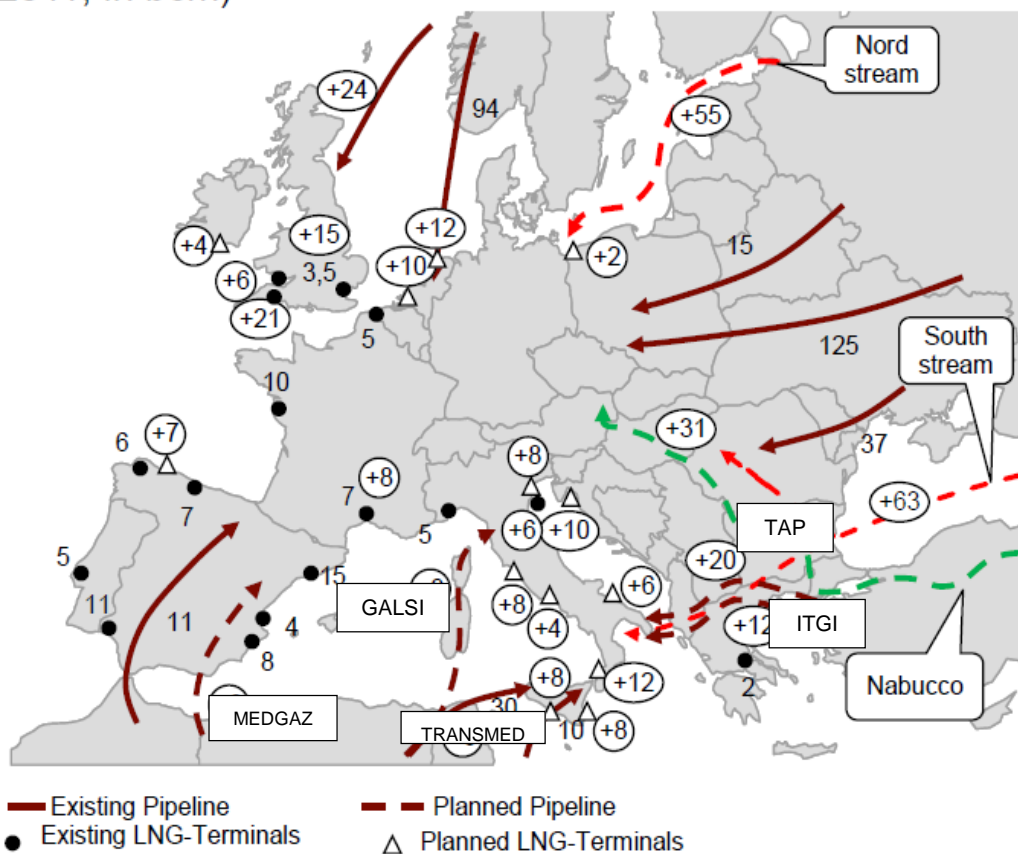


4. Una rivoluzione nel settore del gas. Infrastrutture e mercato.



Il gas nell'Unione Europea: da dove viene?

Capacities of gas import pipelines and LNG 2020¹⁾ – EU27
(2011, in bcm)



1) Doubtful, speculative projects not considered
 2) Final expected capacity for EU27 in 2nd phase (capacity 1st phase)
 Sources: Wingas, EU, E.ON, King & Spalding, Petroleum Economist, IEA, A.T. Kearney

Pipeline (planned/new/extensions)	Capacity ²⁾ (in bcm)
Medgaz (in operation since Apr11)	8
Nord Stream	55 (27.5)
Nabucco	31 (8)
Galsi	8
South Stream	63
ITG/IGI	12
TAP	20 (10)
Transmed	6

LNG Terminal (planned/new/extensions)	Capacity (in bcm)
South Hook LNG (04/10)	21.2 (10.5)
Grain LNG [Expansion] (12/10)	14.8 (4.4)
Fos-sur-Mer (Caveau) (09/10)	8.25
Gate Terminal (Maasvlakte)	12
Gioia Tauro (Medgas) LNG	12
Krk Island	10
Dunkirk LNG	10
Porto Empedocle LNG	8
Rosignano Marittimo	8
Priolo (Augusta) LNG	8
Trieste LNG	8
El Musel LNG	7
Other projects	25.6

A.T. Kearney 15/November 2011/41845d 12



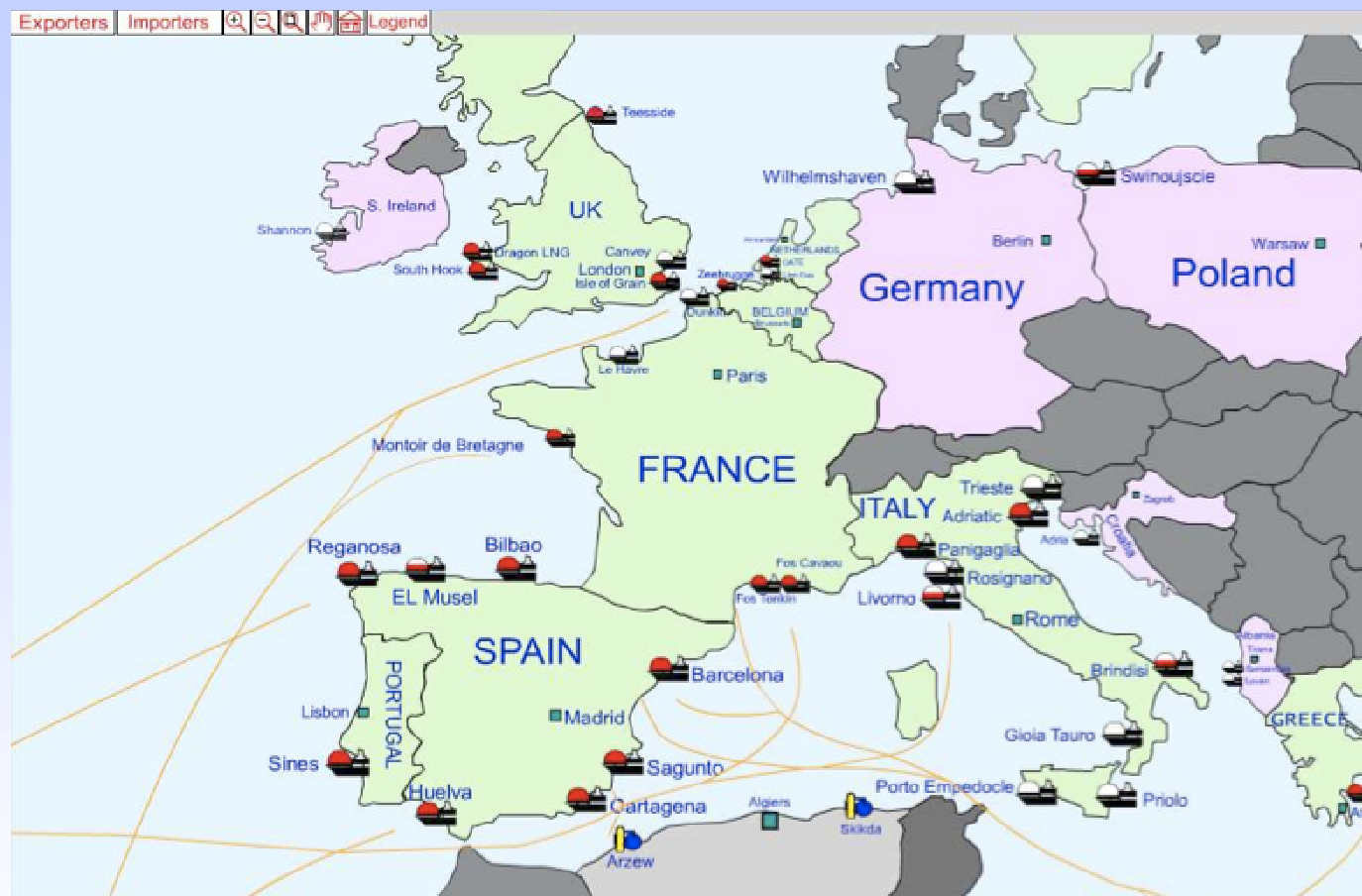
Importazioni di gas UE-27 (in TJ, terajoules)

Origine	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	quota 2007(%)
Russia	4.539.709	4.421.515	4.554.744	4.895.252	4.951.044	4.952.879	4.937.711	4.685.365	41
Norvegia	1.985.231	2.136.379	2.601.569	2.699.473	2.801.723	2.671.779	2.844.237	3.061.751	27
Algeria	2.203.075	1.957.181	2.132.477	2.158.803	2.042.137	2.256.826	2.132.236	1.943.976	17
Nigeria	172.020	216.120	217.882	335.929	410.260	436.319	563.905	588.317	5
Libia	33.442	33.216	25.536	30.390	47.809	209.499	321.150	383.615	3
Qatar	12.443	27.463	87.952	80.414	160.170	195.713	232.721	275.496	2
Egitto						202.419	327.394	221.305	2
Trinidad e Tobago	36.334	24.498	19.120	1.365		29.673	163.233	104.917	1
Altre origini	112.810	199.256	125.425	100.023	313.245	409.387	227.147	213.995	2
Totale importazioni	9.095.064	9.015.628	9.764.705	10.301.649	10.726.388	11.364.494	11.749.734	11.478.737	100
in Mom ³	240.610	238.509	258.326	272.530	283.767	300.648	310.840	303.670	

Fonte: Eurostat, maggio 2009



Terminali LNG



Fonte: LNGinfo 2011

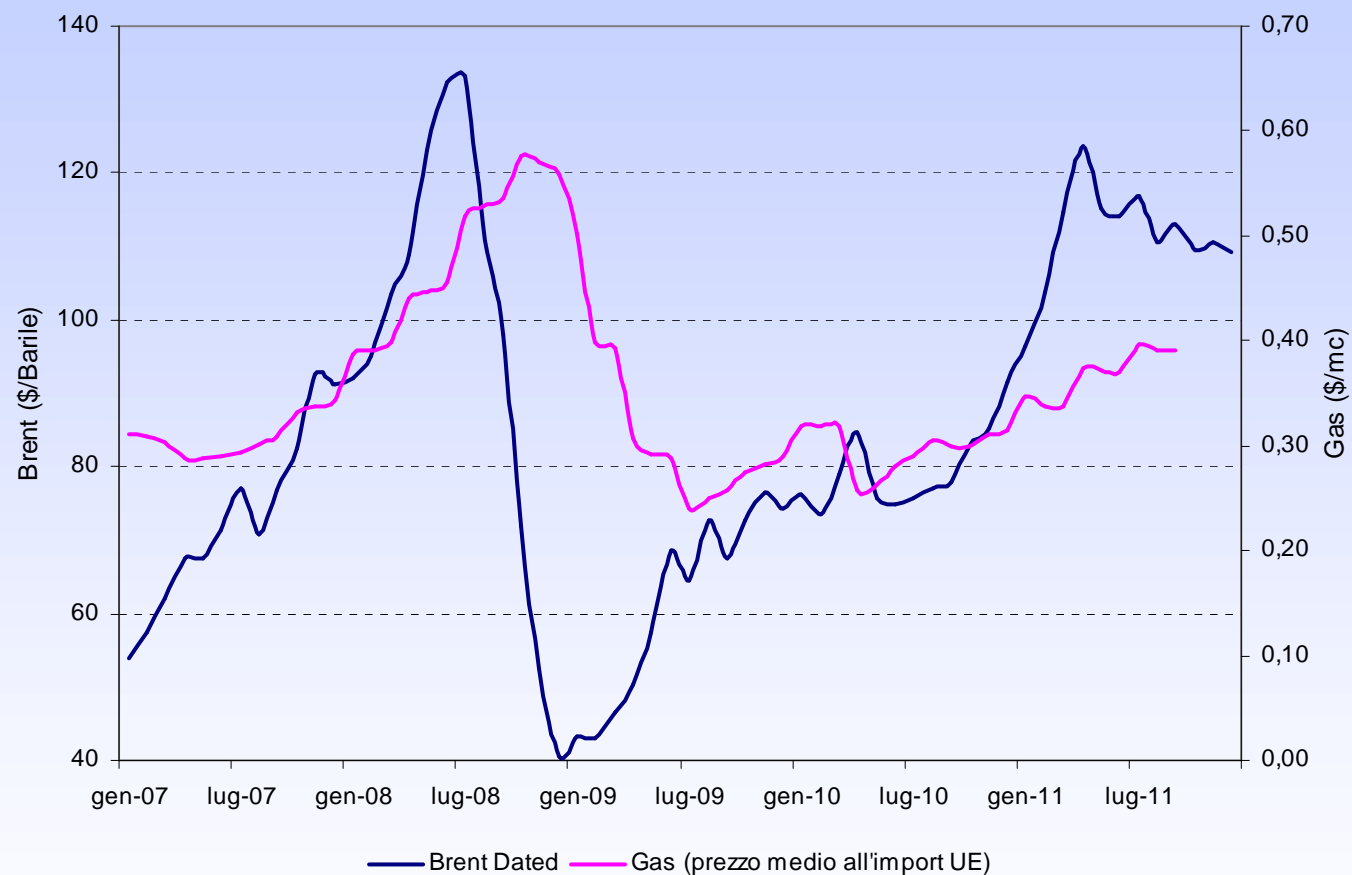


3. La commercializzazione del gas. I contratti.

- Il problema dei contratti “*take or pay*” di lungo periodo, indicizzati al petrolio
- Il disaccoppiamento del prezzo spot del gas (*hub based*) dal prezzo dei contratti di lungo periodo (*take ore pay*), *oil-based*.
- Verso una nuova concezione della sicurezza di approvvigionamento.



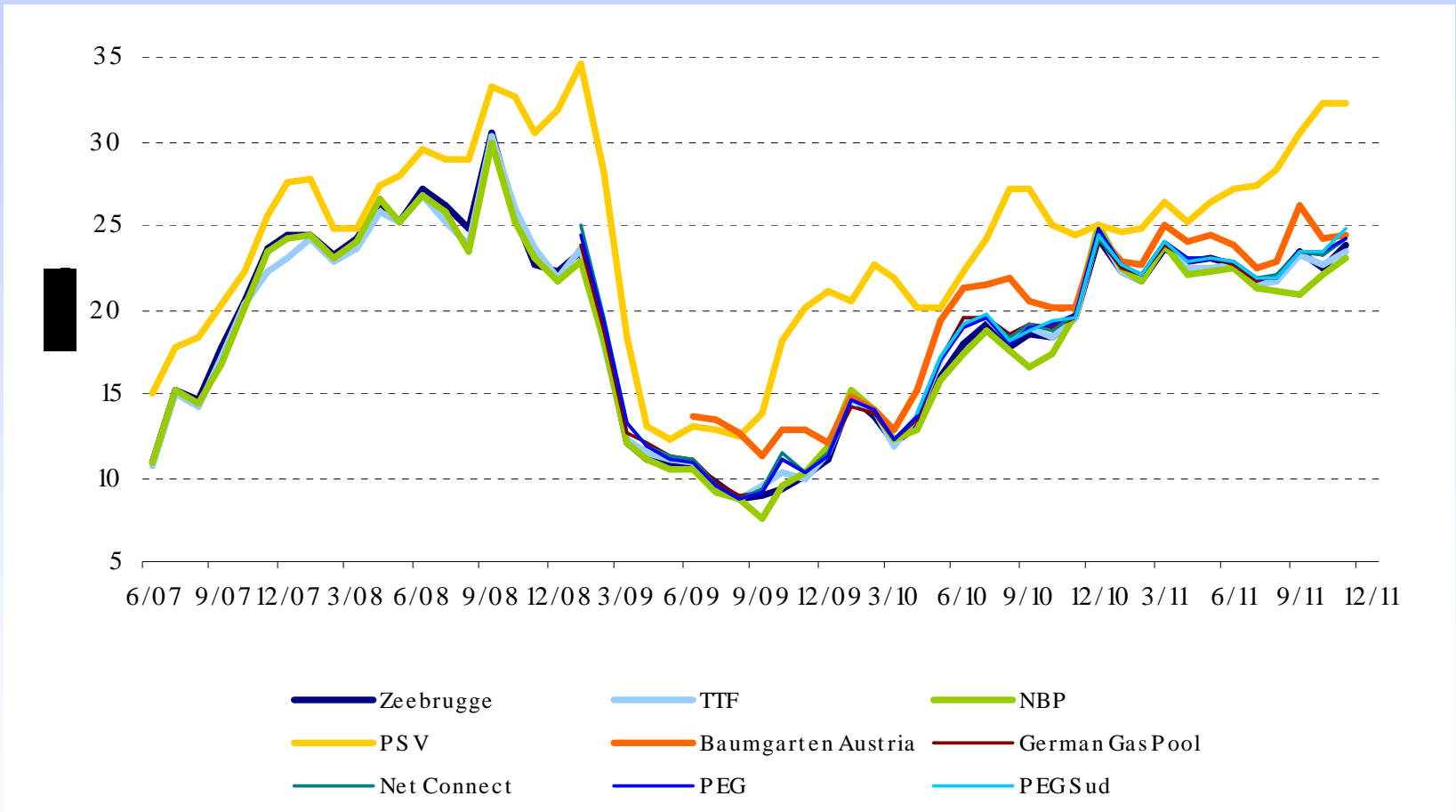
Andamento del prezzo del gas e del petrolio



Fonti: Elaborazione AEEG su dati World Gas Intelligence, ICIS LOR



Prezzi del gas sui principali hub



Bilancio del gas naturale in Italia (milioni di Standard m³ a 38,1 MJ/m³)

	ANNO				
	2.006	2.007	2.008	2.009	2010 (a)
Produzione nazionale	10.979	9.706	9.255	8.013	8.302
Importazione	77.399	73.950	76.867	69.250	75.342
di cui via gasdotto:	74.210	71.519	75.312	66.319	66.258
Algeria	25.005	22.153	24.437	21.330	25.945
Russia	22.520	22.667	22.278	19.999	22.492
Libia	7.692	9.241	9.872	9.168	9.410
Olanda	9.372	8.038	9.416	4.278	4.118
Norvegia	5.745	5.581	6.277	4.160	3.710
Croazia	1.227	748	635	835	448
Altri	2.649	3.091	2.397	6.549	135
di cui via nave (GNL)	3.189	2.431	1.555	2.931	9.084
algeria	3.164	2.431	1.555	1.340	2.001
Trinidad e Tobago	25				7.083
Qatar				1.591	
Esportazione	369	68	210	125	141
Variazione scorte	3.526	-1.309	1.029	-886	522
TOTALE disponibilità	84.483	84.897	84.883	78.024	82.981

(a) Dati provvisori

(*) Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Il gas importato in regime di swap è quindi contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico



Importazioni di gas – Italia*

Algeria	35%
Russia	20%
Libia	12%
Olanda	4%
Norvegia	4%
Croazia	1%
Altri	13%
Totale via gasdotto:	88%
<hr/>	
Algeria	2%
Trinidad Tobago	0%
Qatar	8%
Egitto	1%
Norvegia	0%
Totale via nave (GNL)	12%

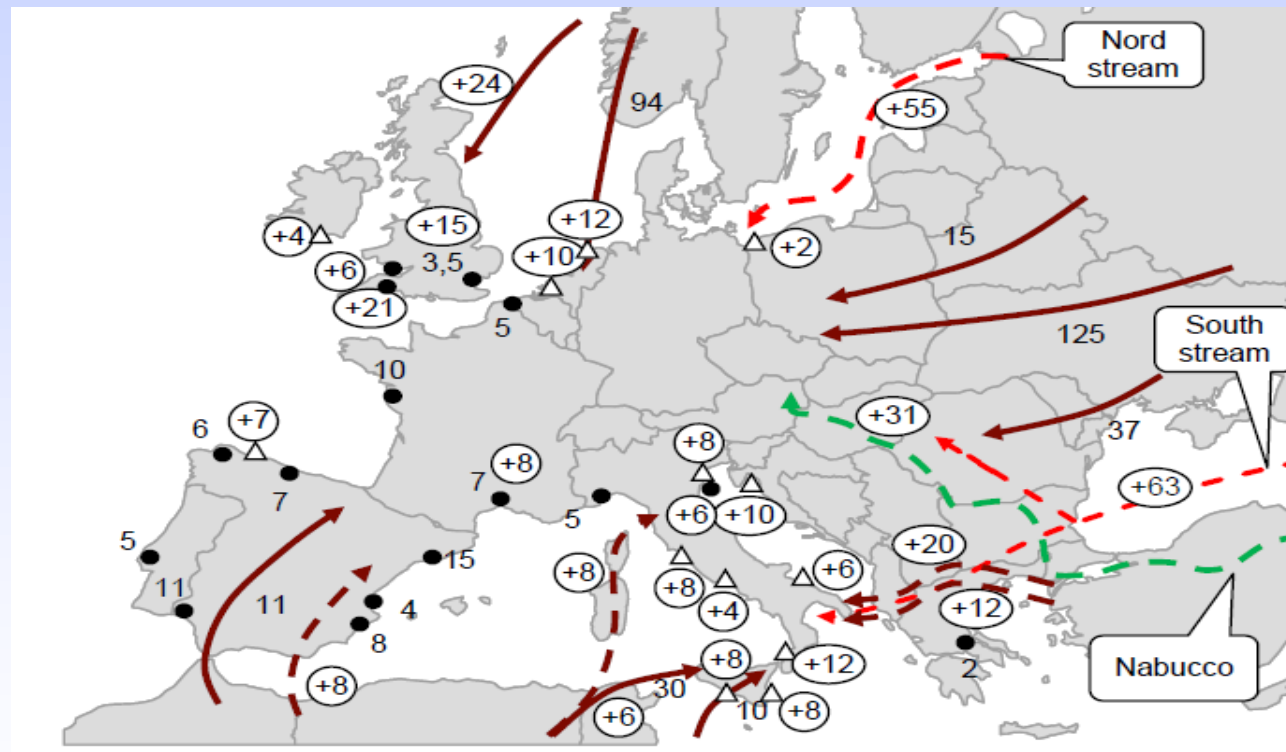
Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

*Provenienza fisica e non contrattuale



Implicazioni per l'Italia

- Può l'Italia diventare un hub del gas?



Fonte: ATKearney



“Im Zweifel für Europa”

Nel dubbio, per l’Europa*

vtermini@autorita.energia.it

****S. Cassese, “Im Zweifel für Europa”, in S. Micossi – G. L. Tosato (a cura di), «L’Unione europea nel XXI secolo. “Nel dubbio, per l’Europa”», collana “Dialoghi” dell’Istituto Italiano di Scienze Umane, Bologna, Il Mulino, 2008, pp. 9-13.***

