



Università Carlo Cattaneo - LIUC  
Corso di Laurea di Ingegneria Gestionale  
Percorso di eccellenza in Energy Management

## Gas e Carbone

---

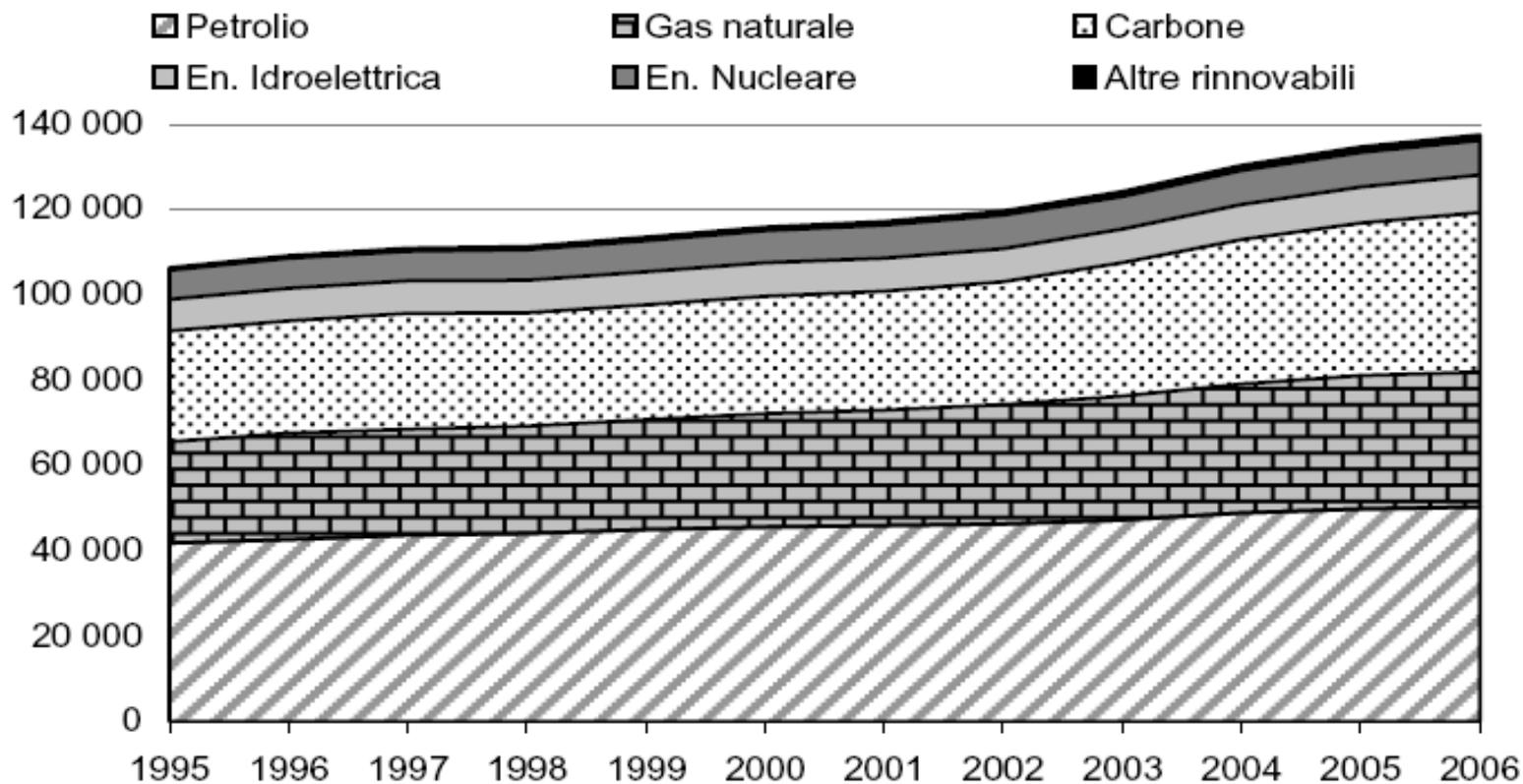
Castellanza, 29 settembre 2009

# Agenda

- **Domanda Gas**

- Offerta Gas
- Gas Naturale Liquefatto
- Trasporto e Stoccaggio del Gas
- Carbone

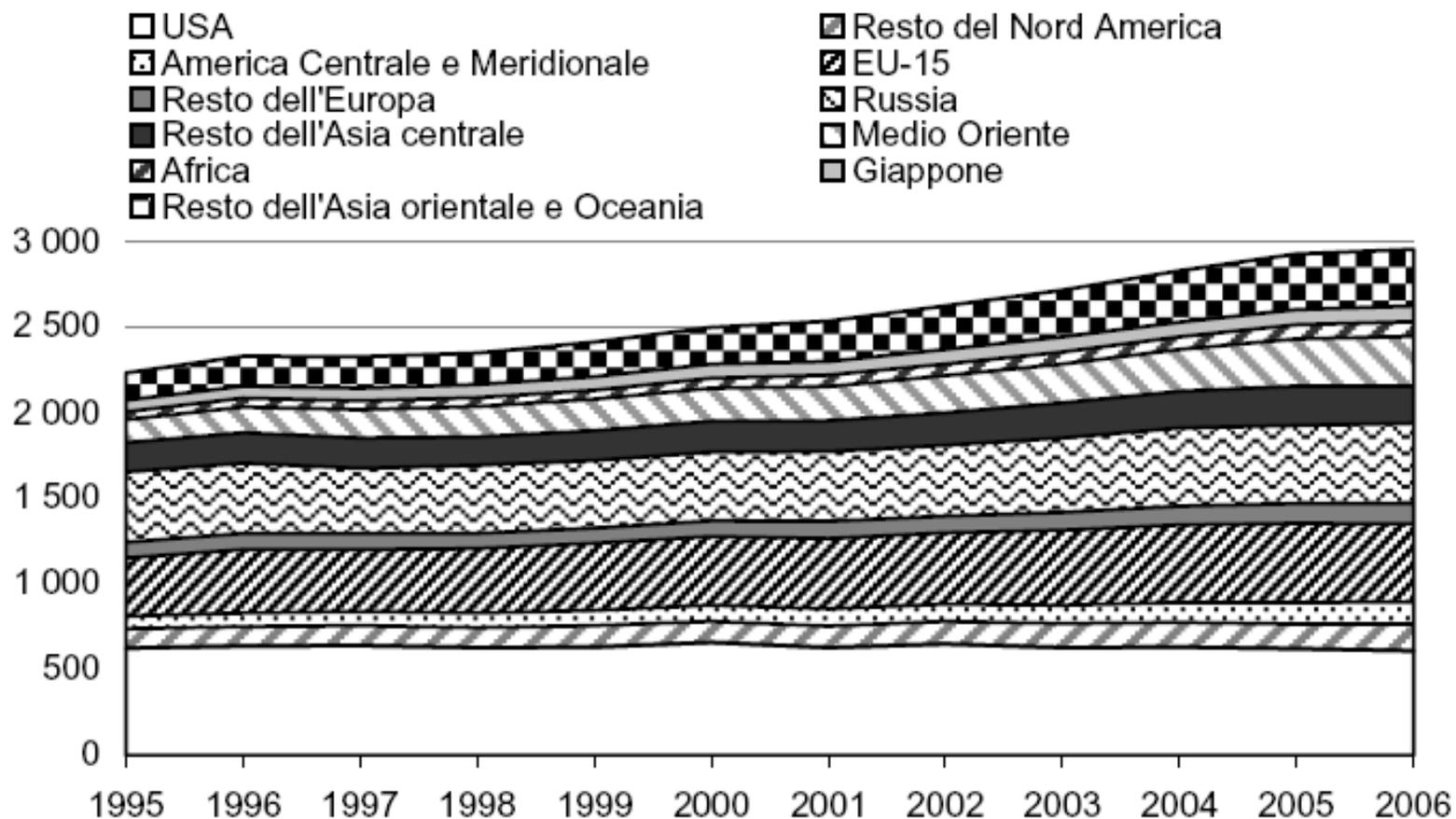
# Consumo mondiale di energia primaria, per fonte (TWh)



- Crescita dei consumi di carbone, nucleare e rinnovabili
- Stabile il contributo del gas naturale



# Consumi annuali di gas naturale nel mondo (Gmc)



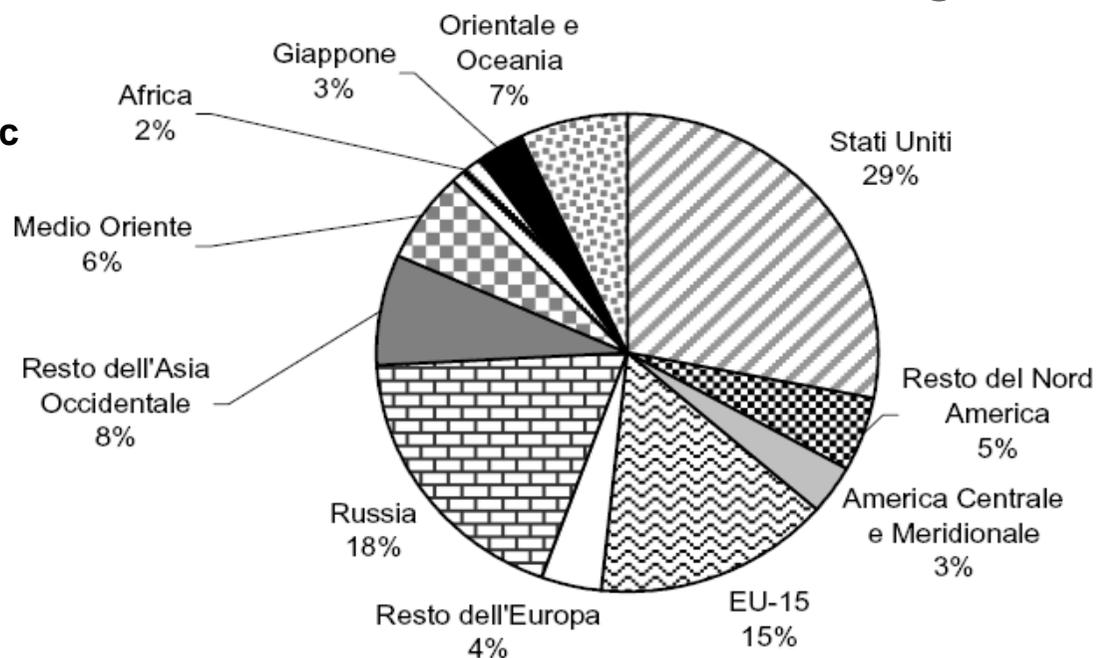
• Forti incrementi in Medio Oriente e nell'area Resto dell'Asia Orientale ed Oceania



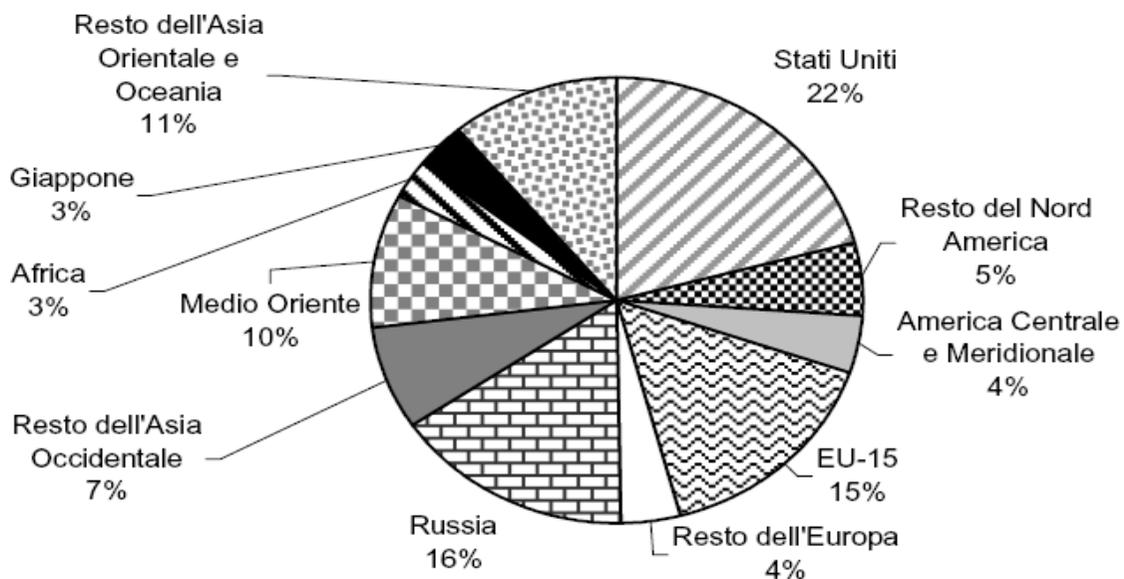
Fonte: elaborazioni Ref su dati EIA

# Ripartizione del consumo mondiale del gas nel mondo, anni 95-06

**1995**  
**2.235 Gmc**

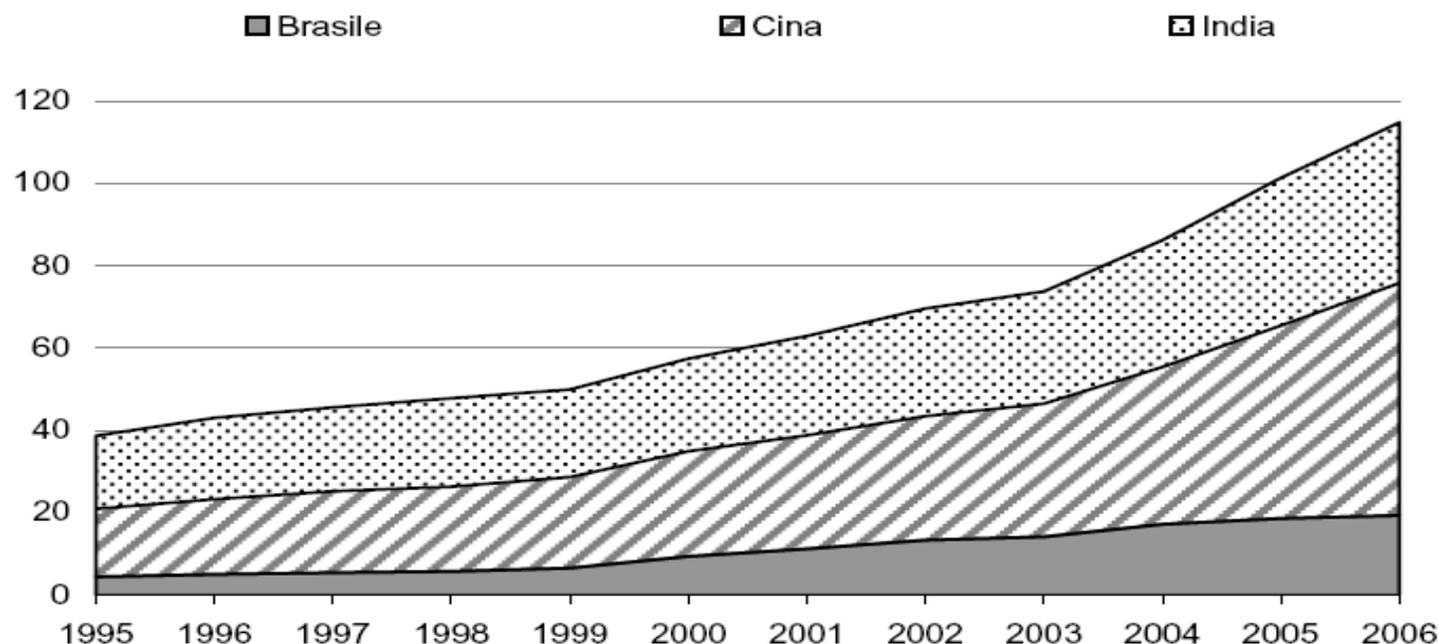


**2006**  
**2.960 Gmc**



- Aumento del peso dell'Asia orientale, Oceania e Medio Oriente
- Invariato il consumo % dell'UE-15

# Consumi di gas di Cina, India e Brasile (Gmc)

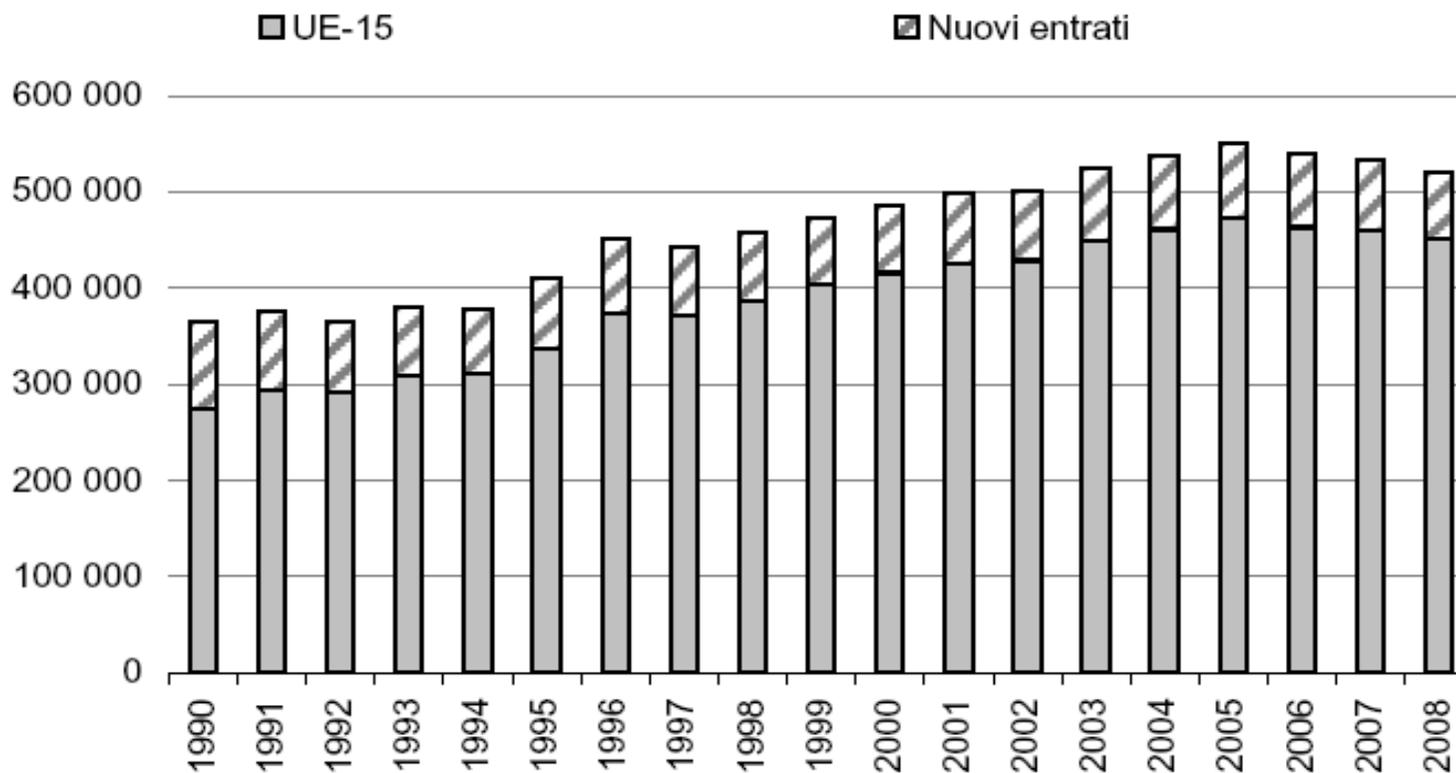


Paese	Consumi gas 2006 (Gmc)	Tasso medio di crescita (1990-2006)	Peso sul totale dei consumi mondiali
Cina	1993	9.29%	1.91%
India	1380	8.15%	1.32%
Brasile	683	13.38%	0.65%
<b>Totale</b>	<b>4057</b>	<b>30.82%</b>	<b>3.89%</b>

- Tassi di crescita elevati, ma peso contenuto sui consumi mondiali (4% complessivo sul totale)
- In Cina influisce la carenza di infrastrutture per l'import e la forte incidenza del Carbone



# Consumi annui di gas nell'UE-27 (Gmc)

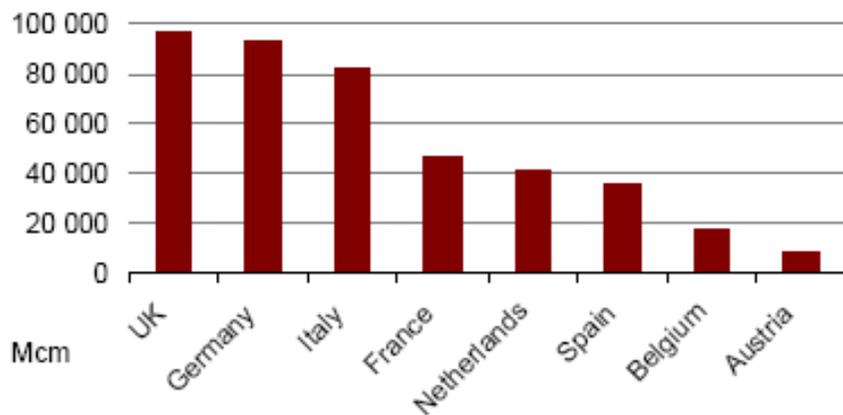


- Livelli di consumo record nel 2005, scarso il contributo dei paesi “nuovi entranti”
- Crisi economica inizia a manifestarsi a metà 2008 con un crollo record della domanda del gas

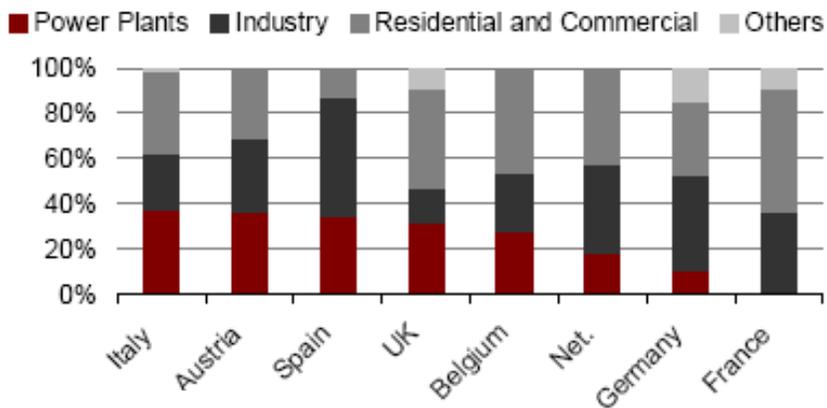


# Domanda gas per i principali mercati UE

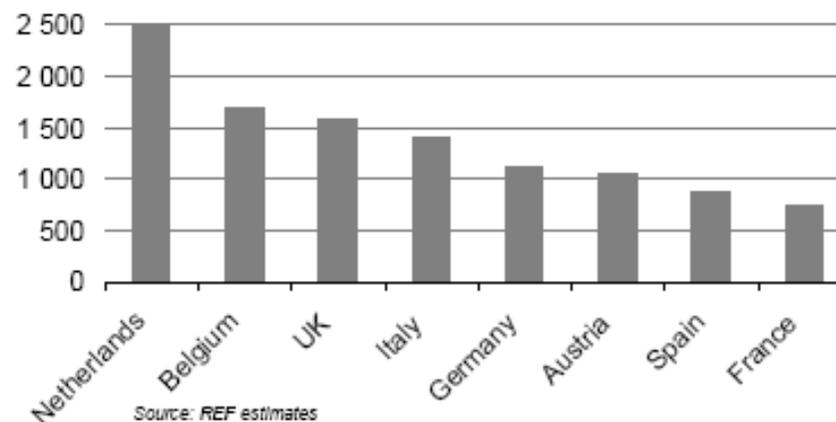
**Demand - 2006 (Mcm)**



**Share of consumption between sectors - 2006**



**Pro capite consumptions - 2006 (cm)**

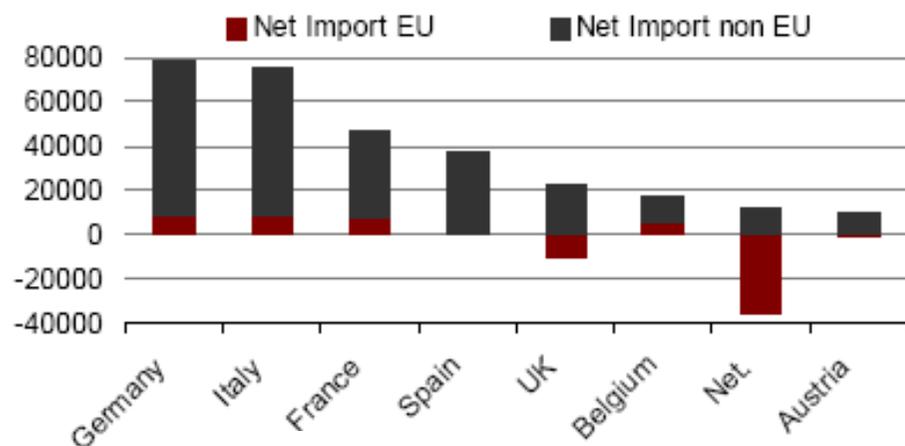


- Situazione eterogenea a livelli di paesi UE per dimensioni dei mercati e per struttura della domanda
- Austria, Spagna e Regno Unito hanno importanti consumi termoelettrici
- Spagna ha il più alto livello di consumi industriali (52%)
- Francia ha il più alto livello di consumi civili (55%)

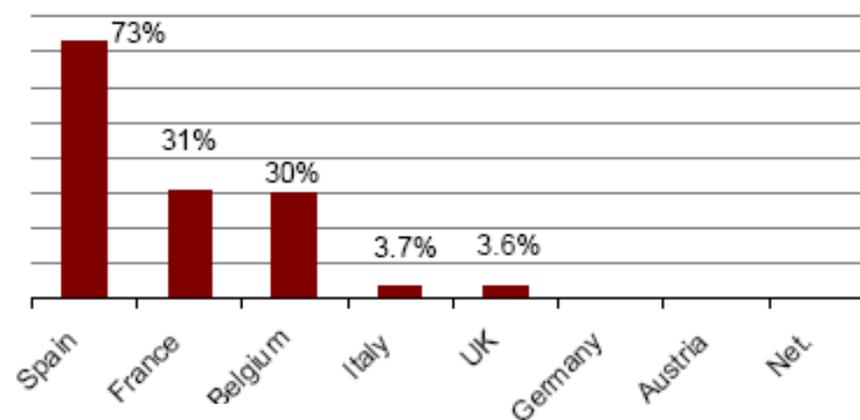


# Offerta gas per i principali mercati UE

### Net Import - 2006 (Mcm)



### Quota di import GNL sui consumi - 2006

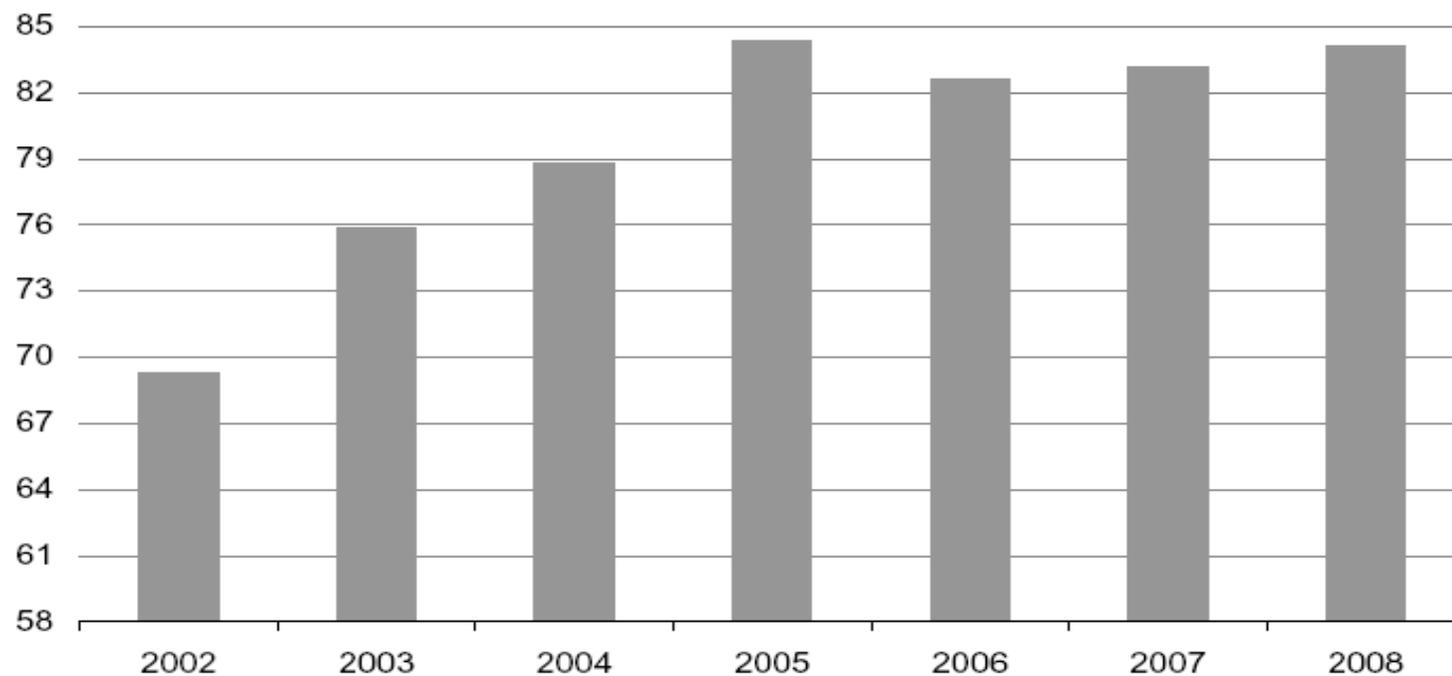


- Italia e Germania sono i maggiori importatori di gas
- Regno Unito ed Olanda sono esportatori netti verso altri paesi UE
- Spagna ha il massimo livello di import di GNL sul consumo interno di gas ed è il maggior importatore di GNL in valore assoluto



# Consumi totali di gas in Italia (Gmc)

10

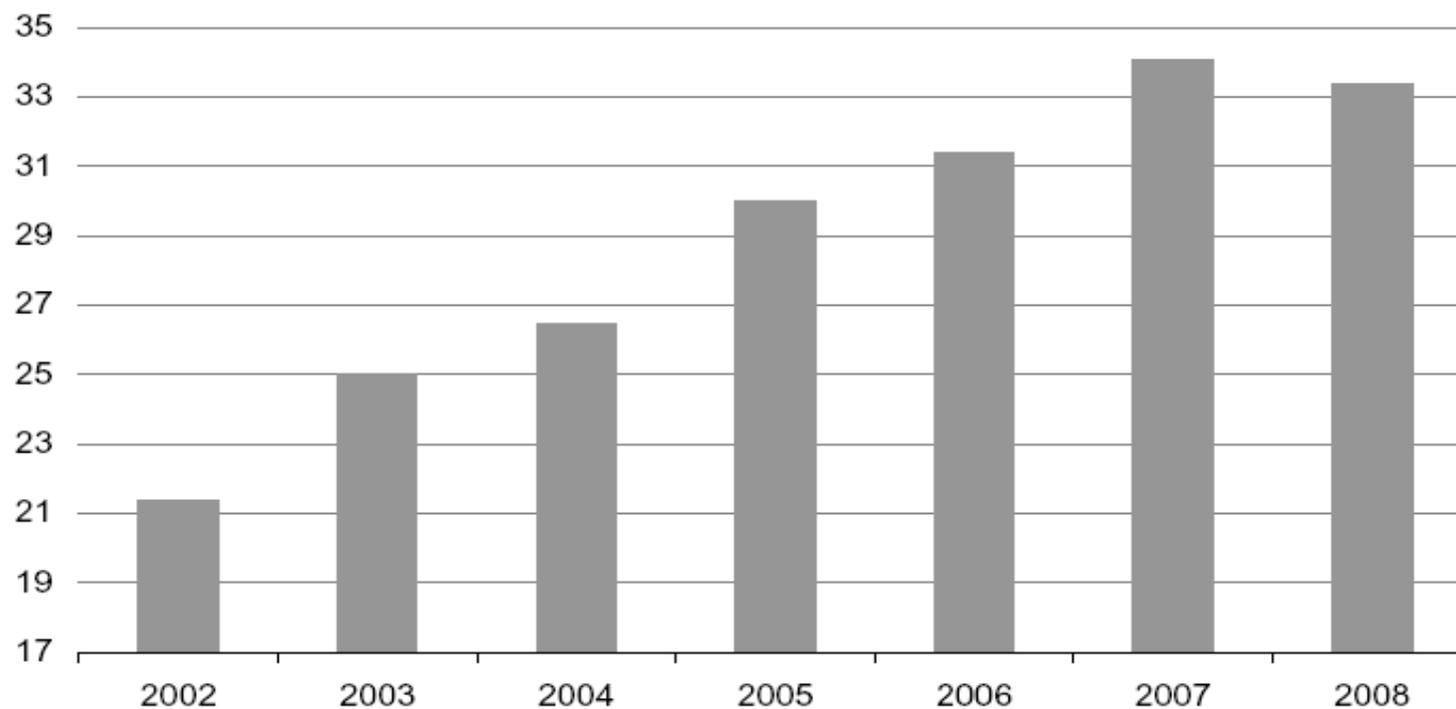


- Anche per l'Italia livelli record nel 2005
- Domanda pari a circa 84 Mld/mc/a al 2008



# Consumi di gas del settore termoelettrico (Gmc)

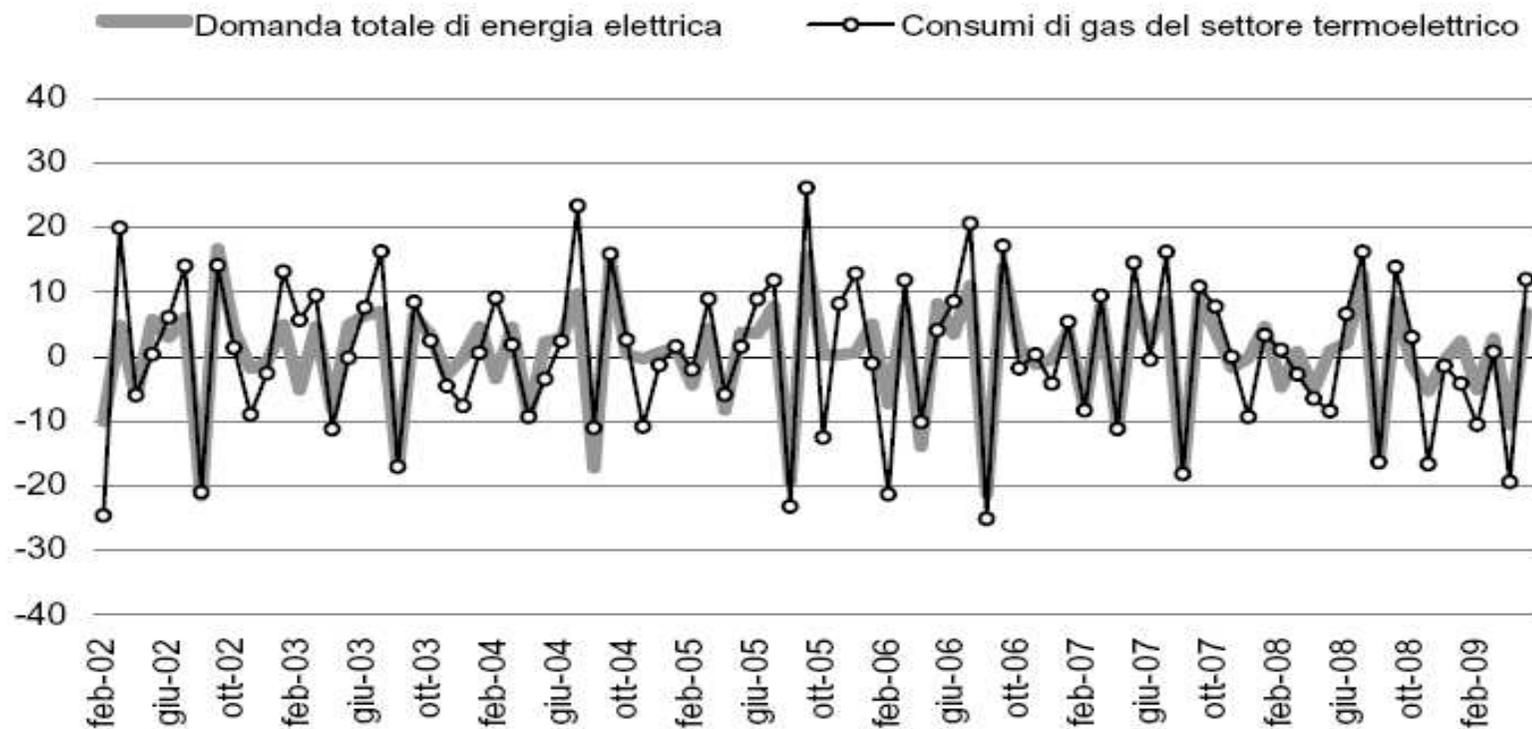
11



- Dal 2002 al 2008 notevole crescita per effetto dell'ingresso di nuova capacità e di repowering a ciclo combinato a gas naturale (tasso di crescita vicino al 4%)
- Nel 2008 iniziano a manifestarsi fenomeni di "saturazione"



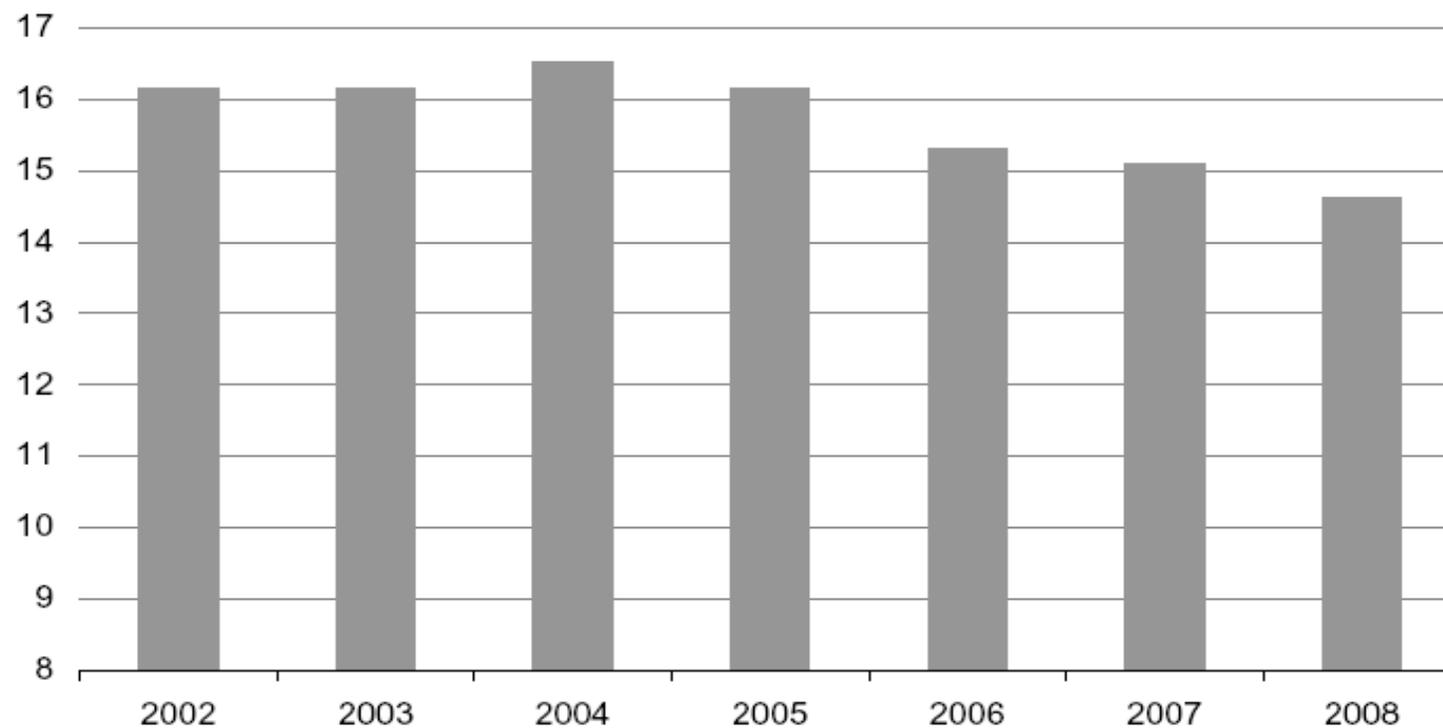
# Correlazione fra consumi gas termoelettrici e domanda elettrica



- Correlazione molto elevata, in media pari all'86%



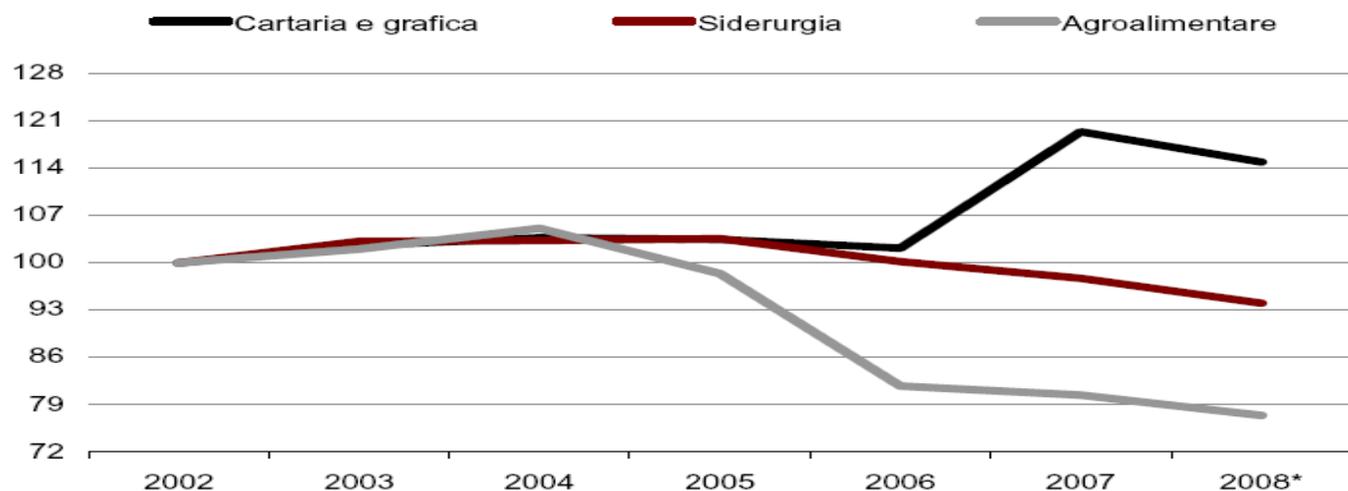
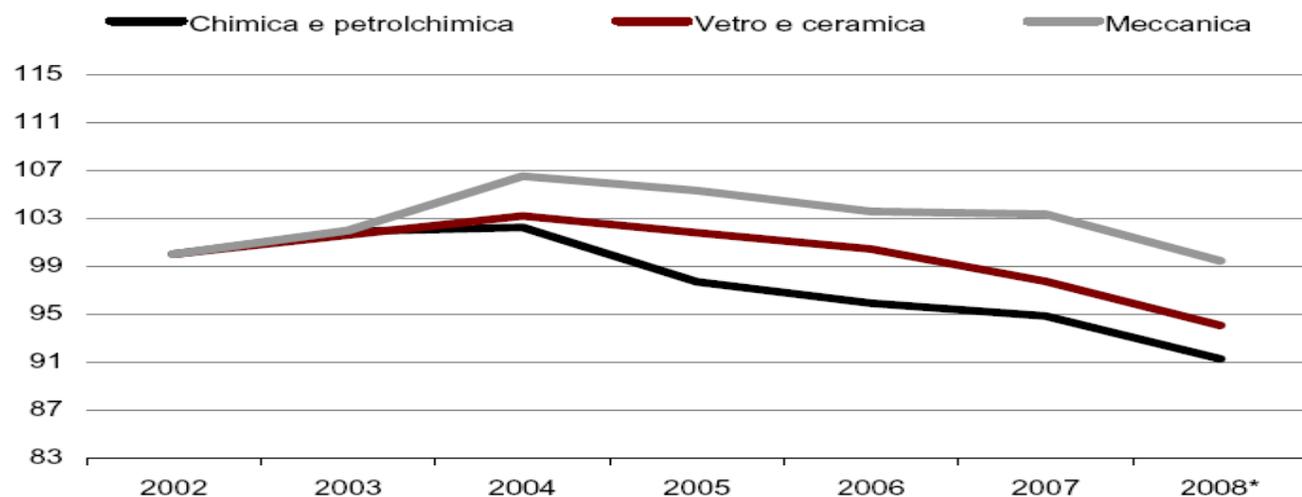
# Consumi di gas del settore industriale (Gmc)



- Riduzione superiore al 3% medio annuo



# Consumi di gas dei principali settori manifatturieri (indice 2002=100)



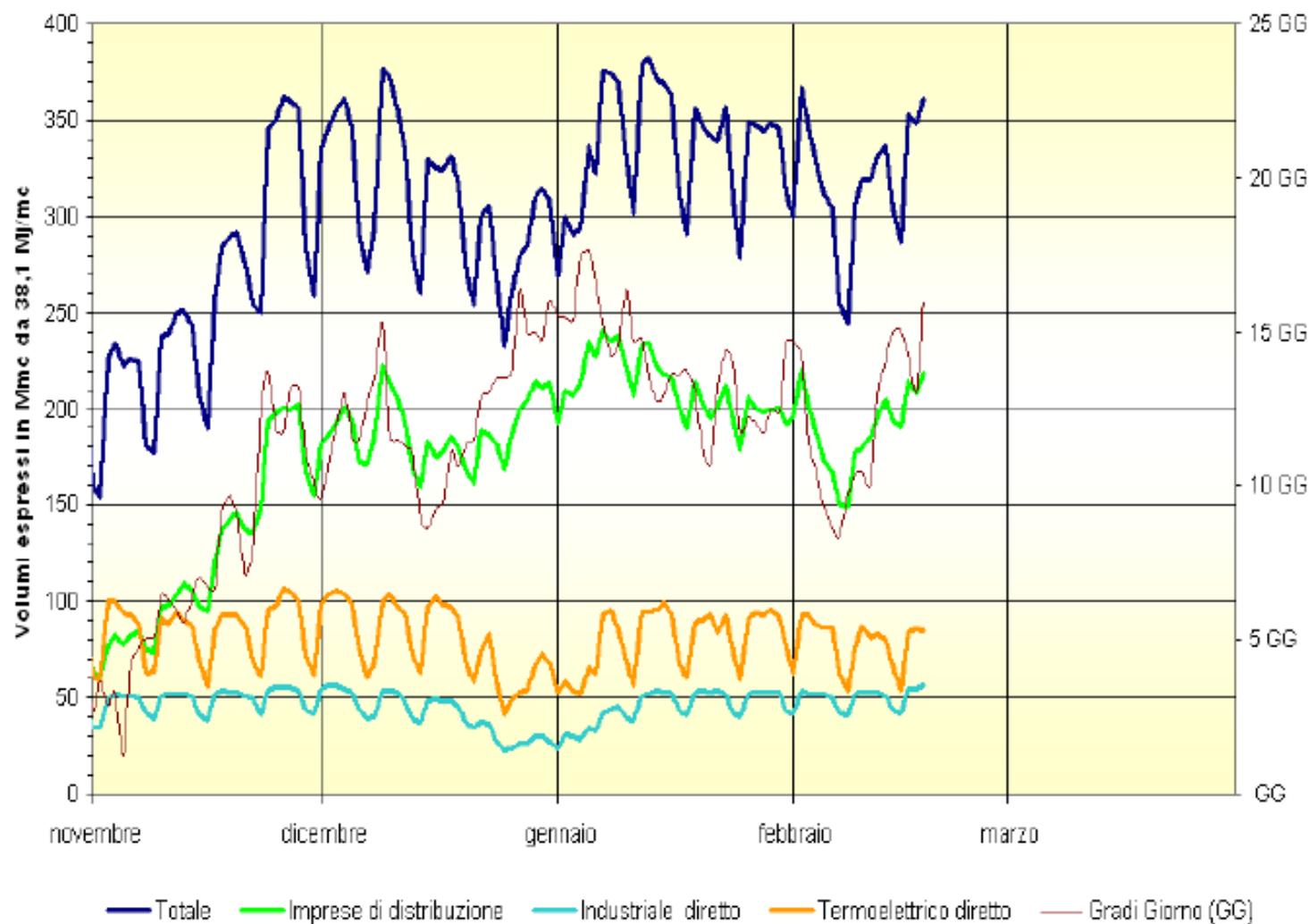
I principali settori manifatturieri rappresentano circa l'80% della domanda totale del settore industriale

Fonte: elaborazioni Ref su dati Ministero dello Sviluppo Economico, \* dati stimati



# Correlazione fra consumi civili e temperatura ambiente

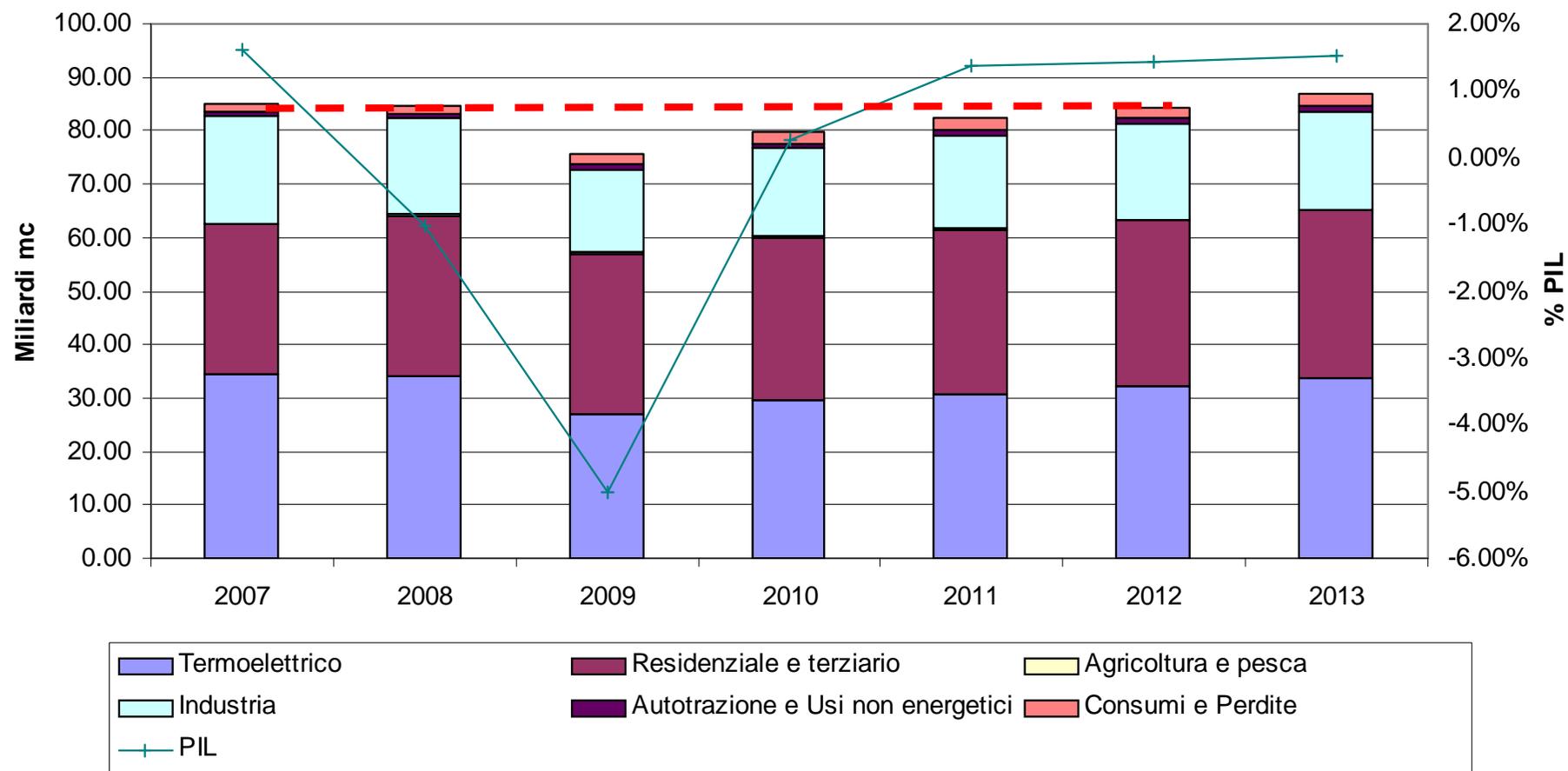
15



Buona correlazione fra consumi su reti di distribuzione per clienti civili e parametro di temperatura ambientale



# Evoluzione domanda gas



- Crollo della domanda di gas nazionale nel 2009 per effetto del forte calo dei consumi di gas del settore termoelettrico ed industriale a seguito della recessione economica.
- Nel 2012 i livelli di consumo si avvicinano a quelli ante crisi (84,8 Mld mc, anno 2007)

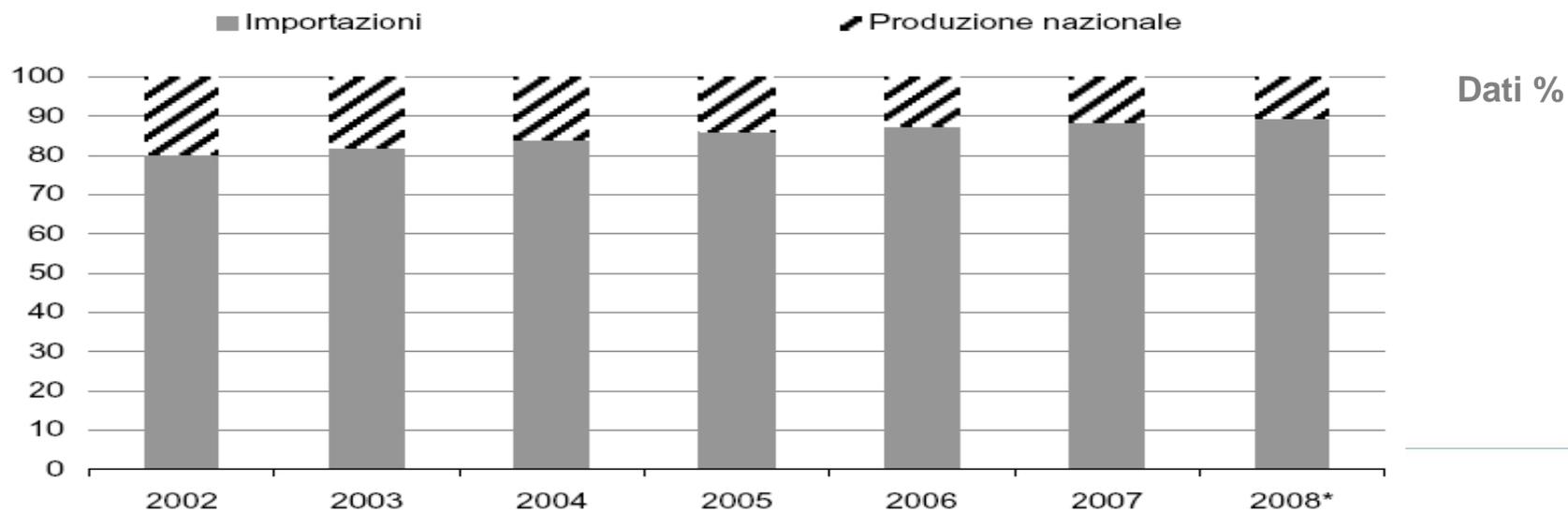
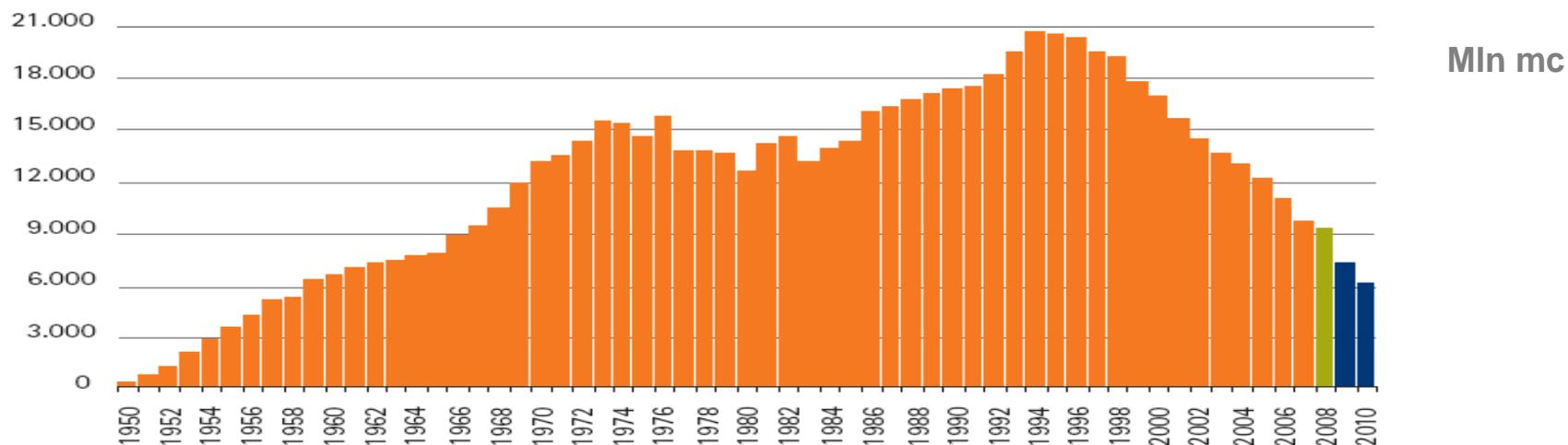


# Agenda

17

- Domanda Gas
- **Offerta Gas**
- Gas Naturale Liquefatto
- Trasporto e Stoccaggio del Gas
- Carbone

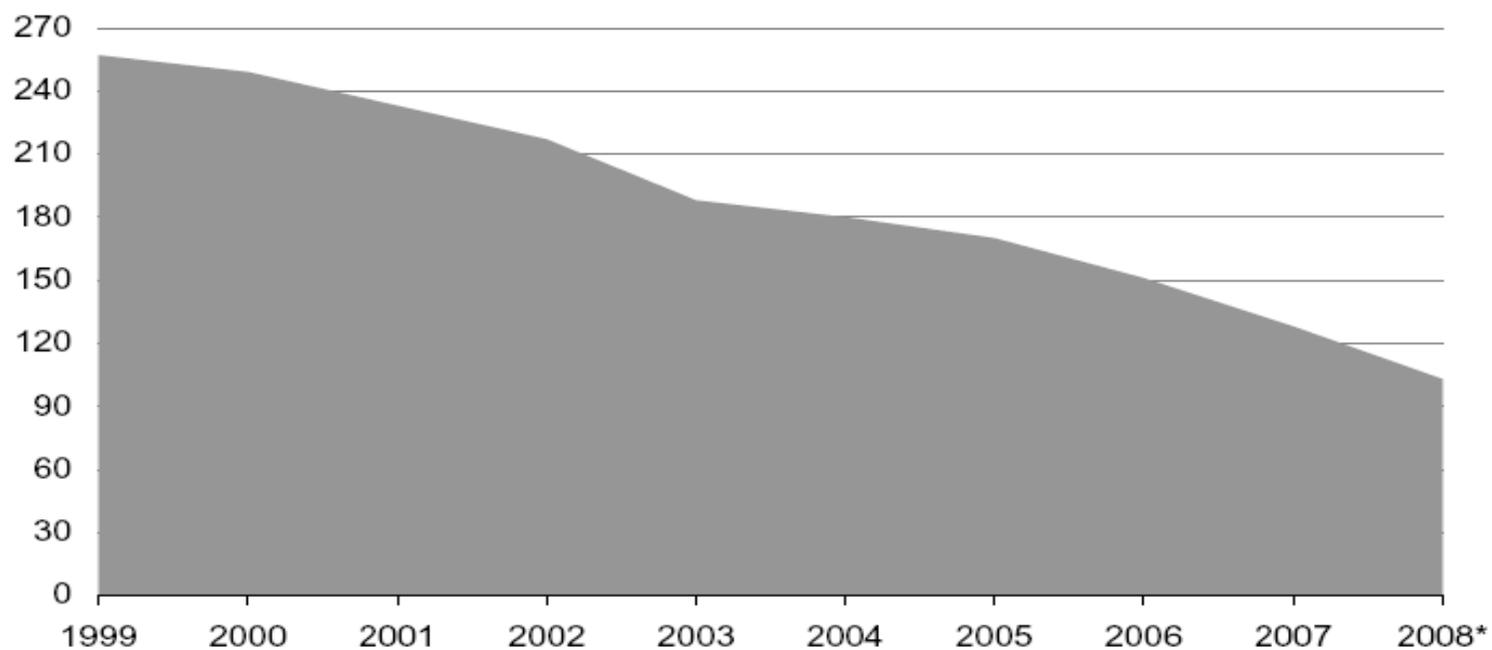
# Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico; elaborazioni Ref su dati MSE - \* dati preconsuntivi



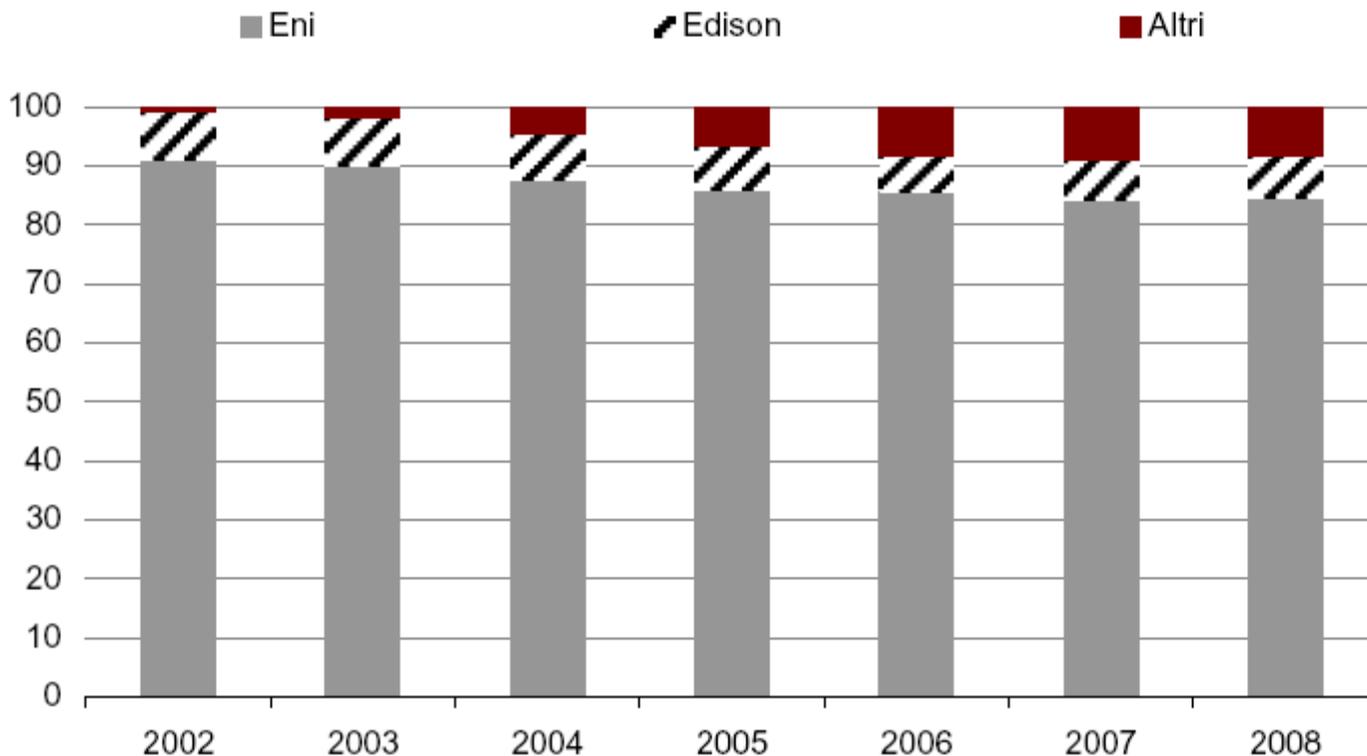
# Riserve recuperabili di gas (Gmc)



- Declino progressivo delle riserve, stima riserve recuperabili a fine 2008 circa 100 Gmc



# Ripartizione della produzione nazionale per operatore

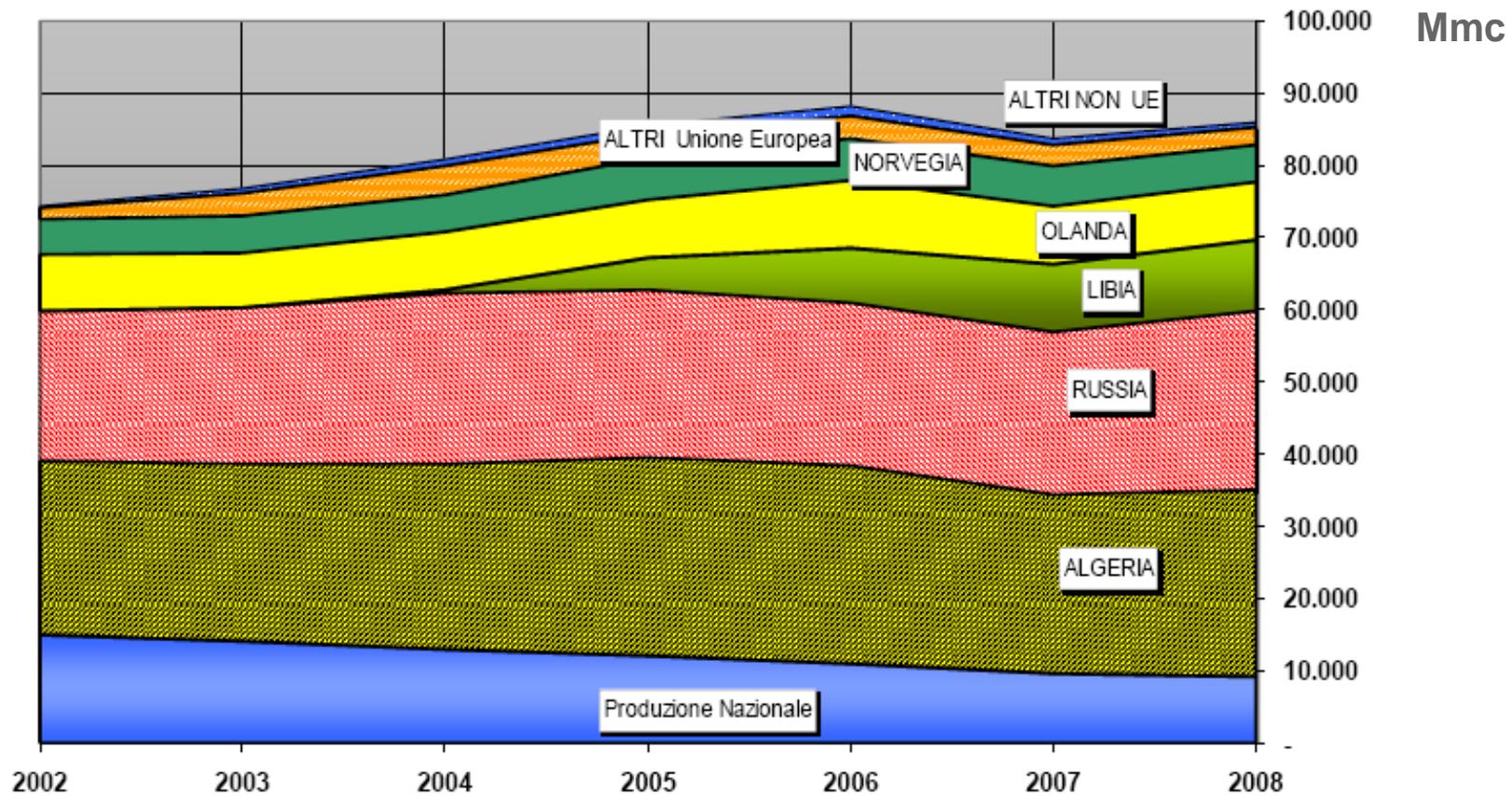


Dati % su produzione totale

- Forte concentrazione della produzione nazionale di gas naturale
- Prevalenza di operatori nazionali



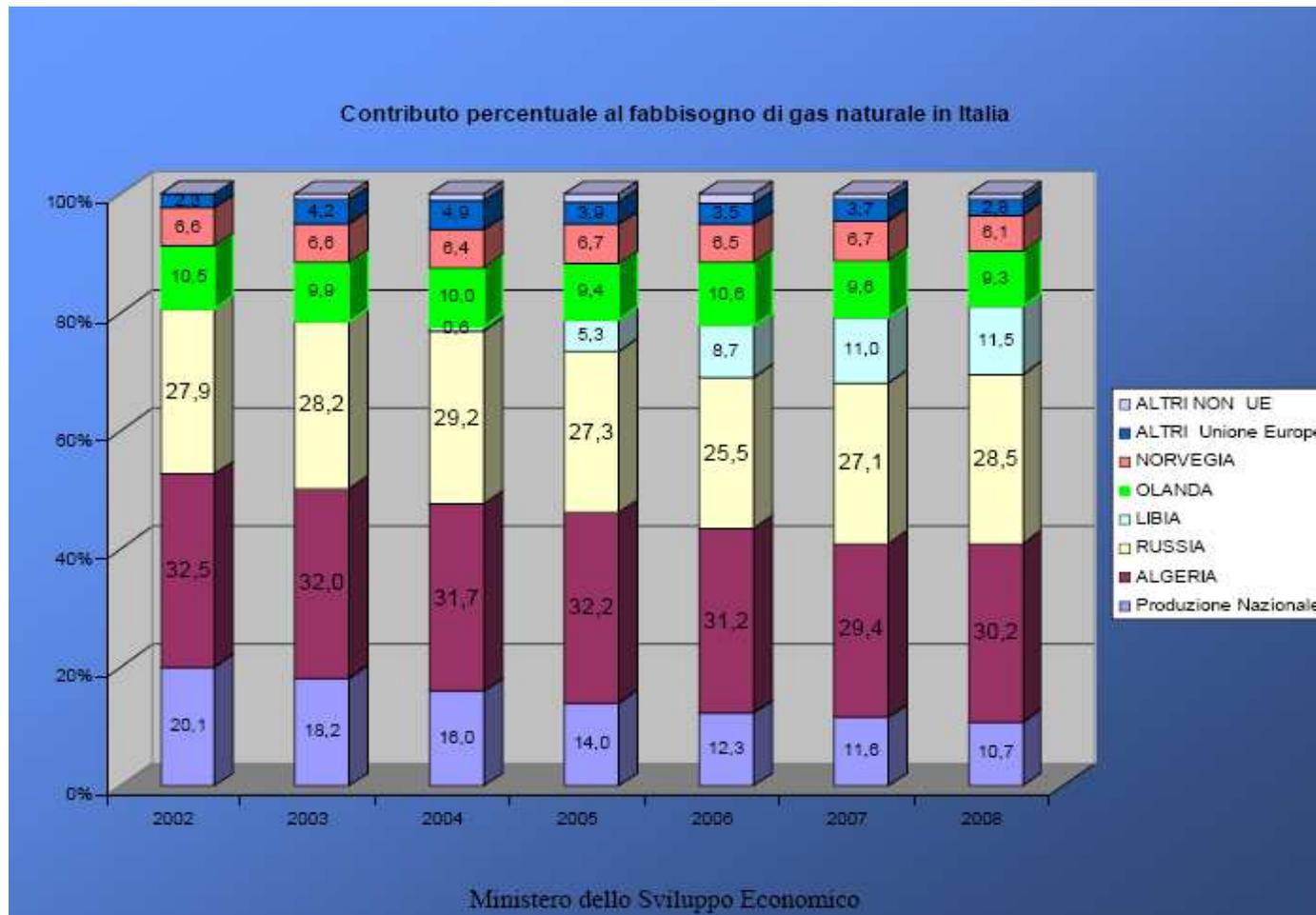
# Import di gas per paese di provenienza e produzione nazionale: valori assoluti



- Algeria e Russia rappresentano i due principali paesi fornitori
- La Libia negli anni recenti si segnala come nuovo importante fornitore



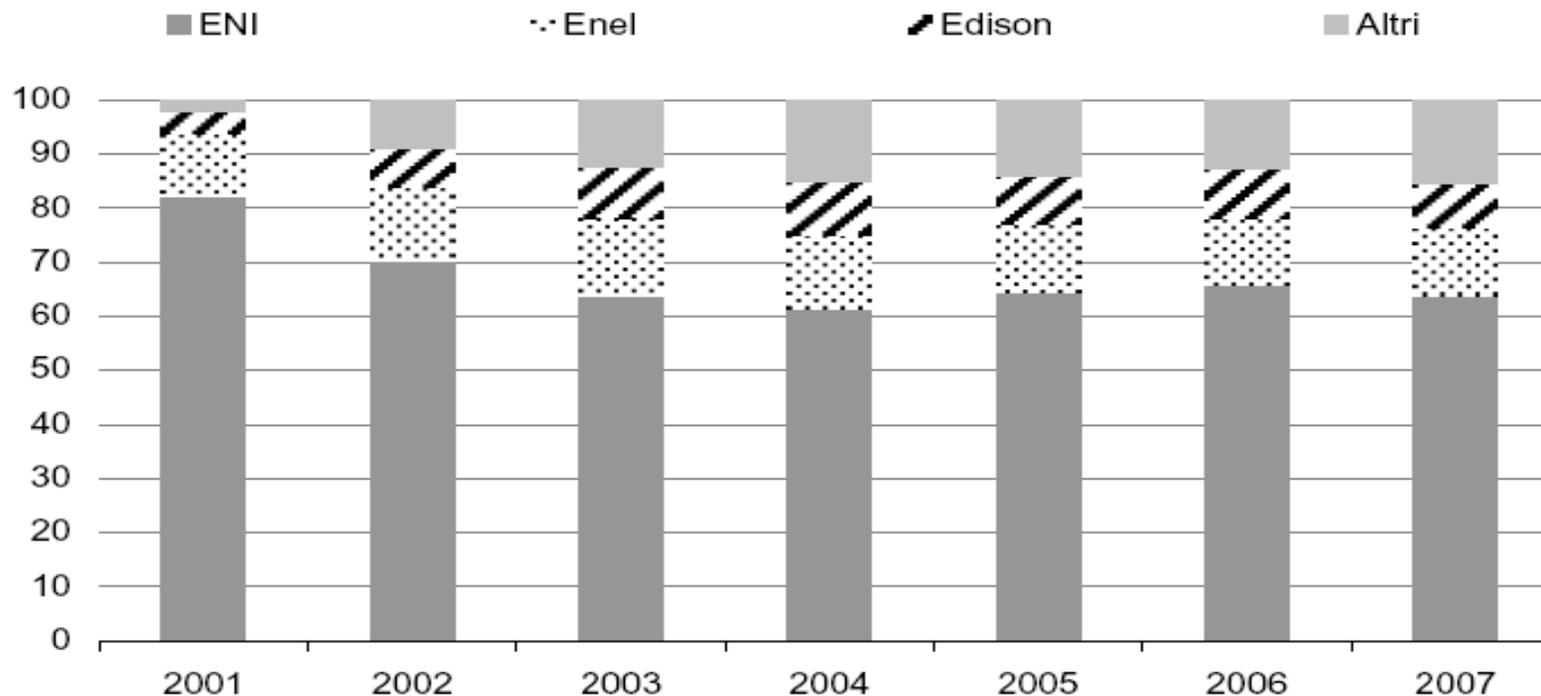
# Import di gas per paese di provenienza e produzione nazionale: contributo percentuale



- Più del 50% dell'import proviene da Paesi extra UE



# Importazioni di gas per operatore



Fonte: elaborazioni REF su dati MSE, AEEG, ENI, EDISON e Snam Rete Gas

- I primi tre operatori controllano l'85% dell'import
- ENI operatore dominante con più del 60% dell'import complessivo



# Bilancio del gas naturale in Italia

BILANCIO DEL GAS NATURALE					
ITALIA					
(Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/m3)					
		ANNO			
		2008 <sup>(1)</sup>	2007	Variaz. %	
a)	PRODUZIONE NAZIONALE (2)		9.255	9.706	-4,6%
b)	IMPORTAZIONI		76.867	73.950	3,9%
	per punto di ingresso	MAZARA DEL VALLO	24.437	22.153	10,3%
		GELA	9.872	9.240	6,8%
		TARVISIO	24.585	24.037	2,3%
		PASSO GRIES	15.693	15.124	3,8%
		PANIGAGLIA (2)	1.555	2.445	-36,4%
		GORIZIA	90	203	-55,9%
		ALTRI	635	841	-24,5%
c)	Esportazioni		210	68	207,4%
d)	Variazione delle scorte (2)		1.029	- 1.309	-178,6%
e) = a)+b)- c)-d)	Consumo Interno Lordo		84.883	84.897	-0,02%

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Dipartimento per l'energia

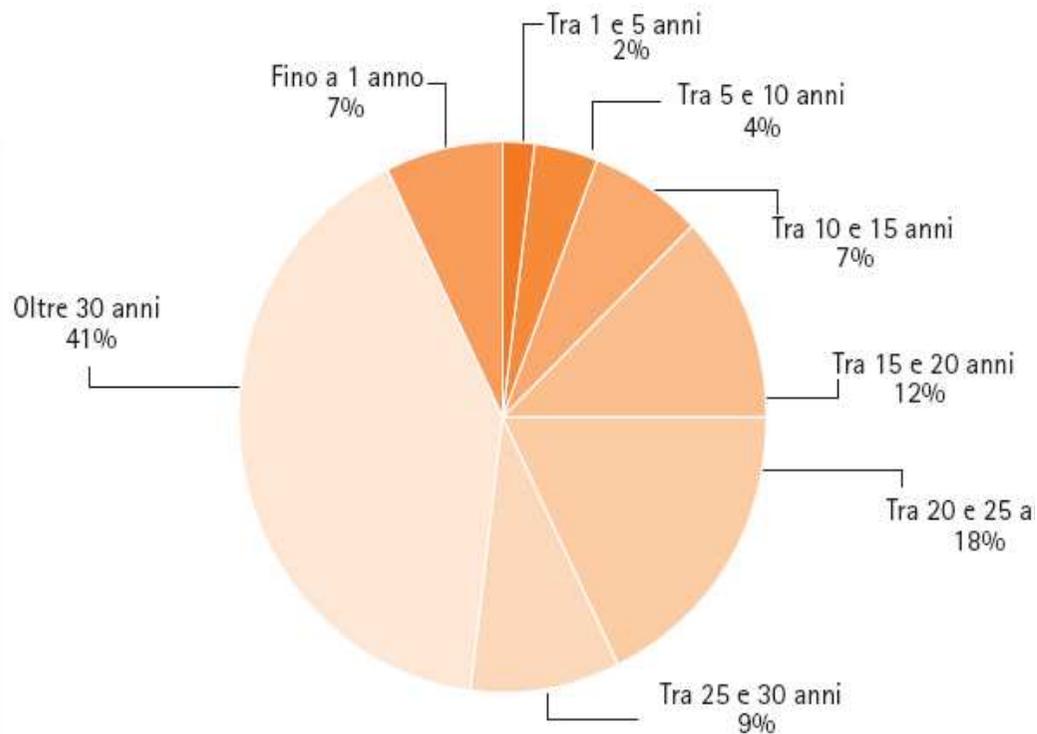
(1) Preconsuntivi al netto dei transiti  
(2) comprende consumi e perdite

Ministero dello Sviluppo Economico

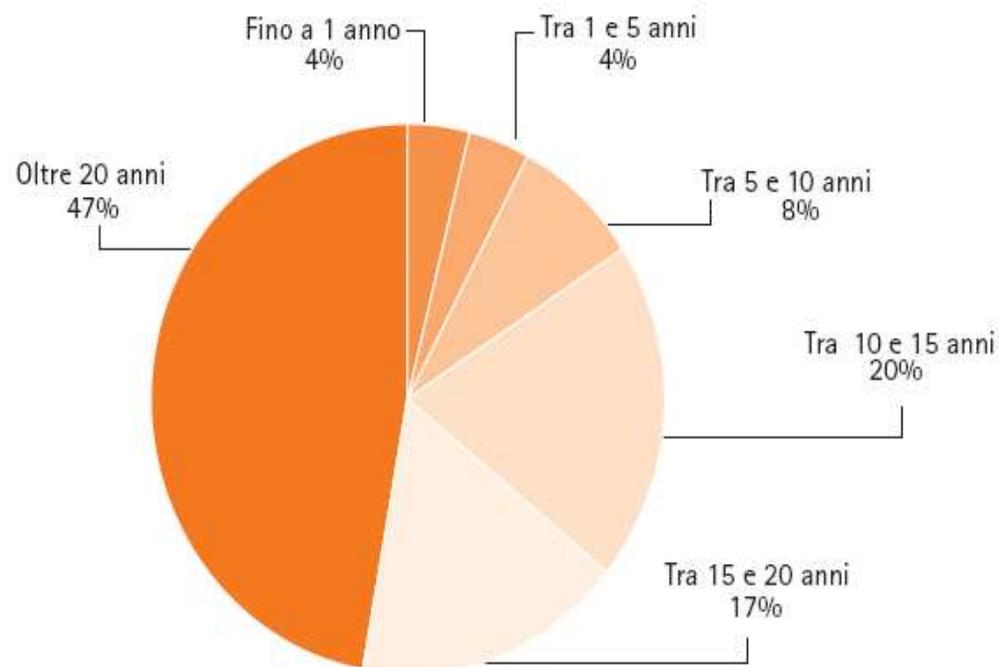
- Il Ministero dello Sviluppo Economico predispose il bilancio del gas su base annuale e mensile



# Struttura dei contratti di import gas attivi al 2008



Durata intera

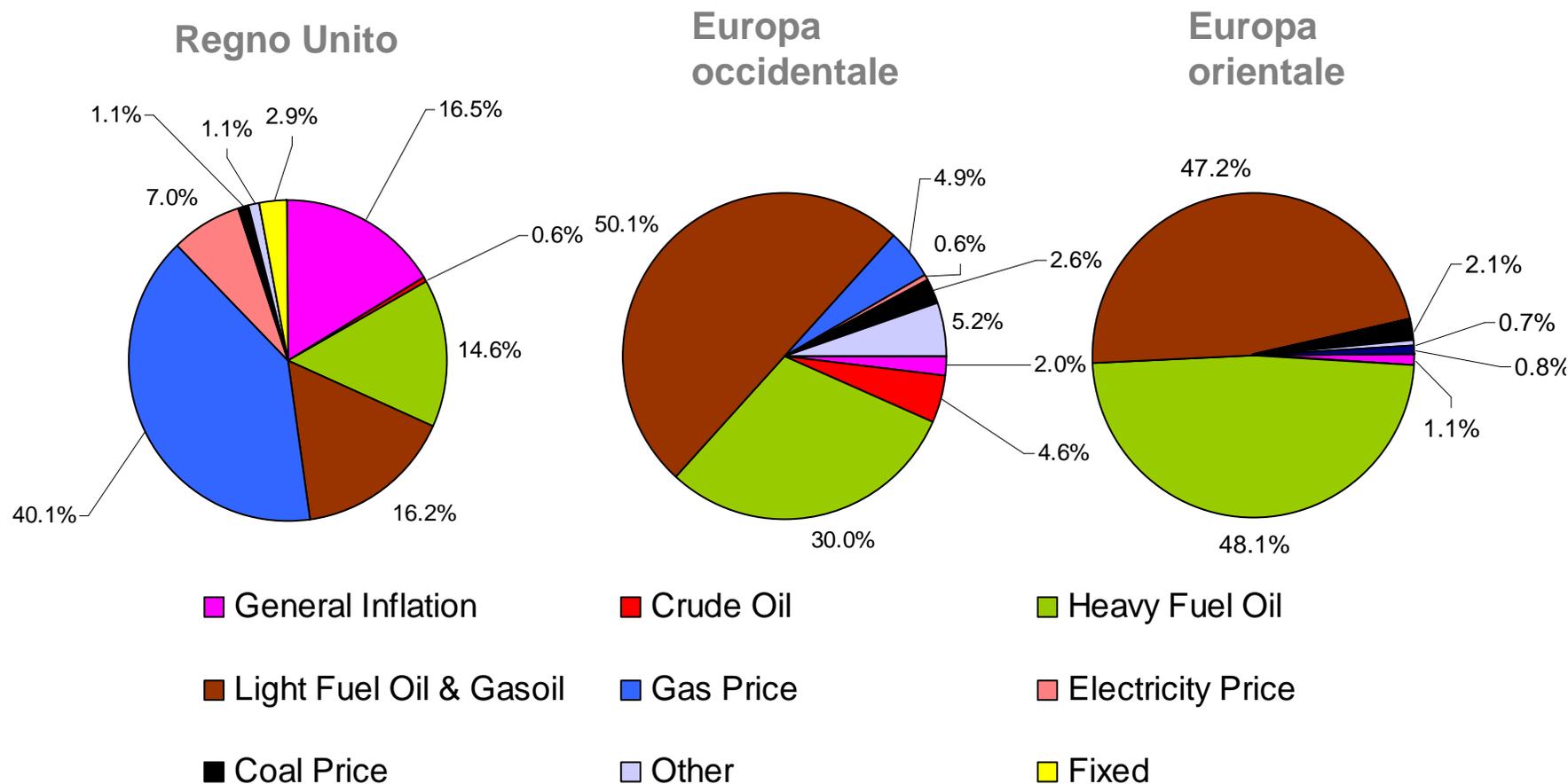


Durata residua

- Ampio ricorso dei contratti a lunga scadenza
- Limitazione per l'accesso operatori terzi e sviluppo di un mercato secondario
- Quasi la metà scadrà tra 20 anni o più



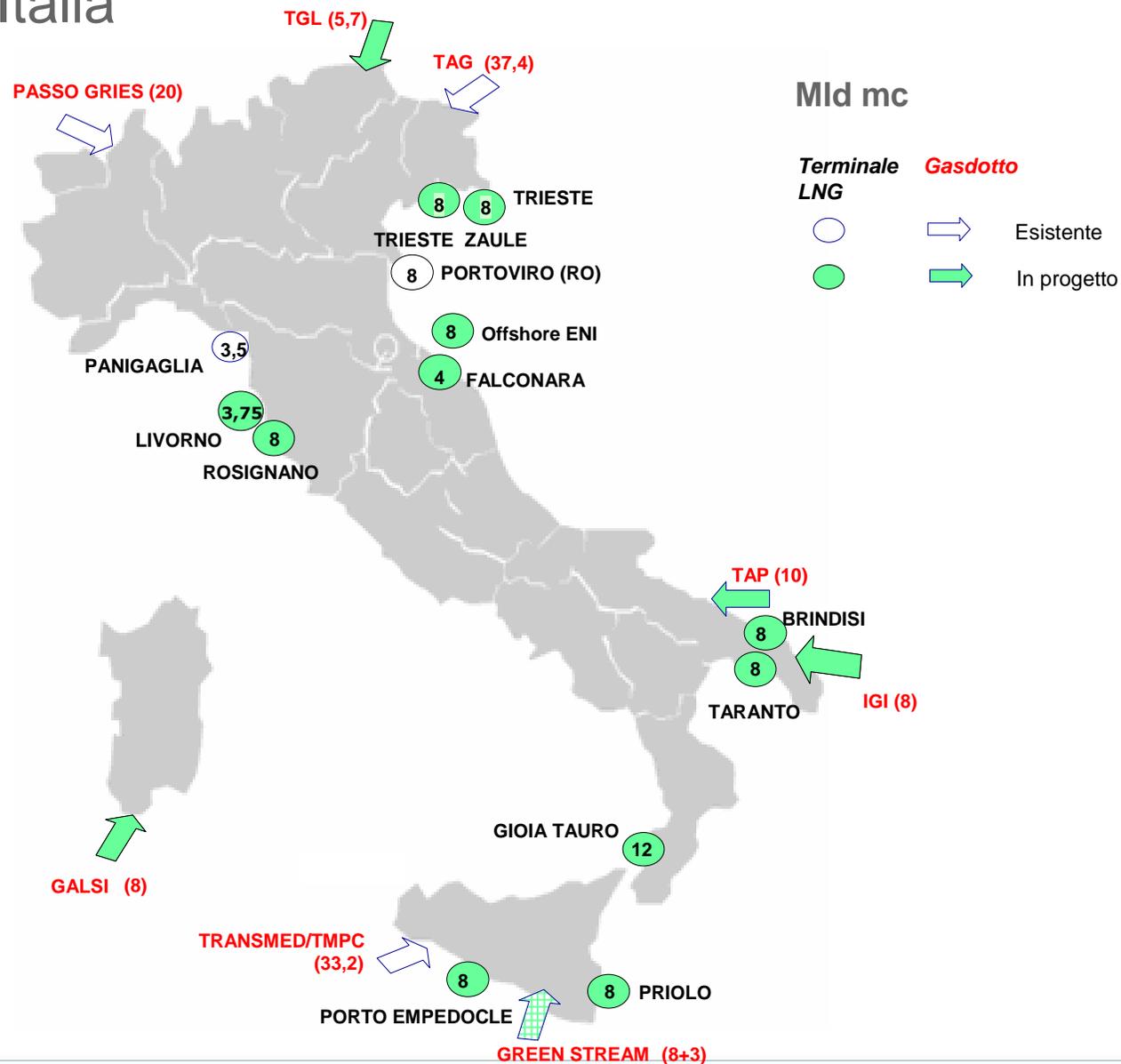
# I contratti di import di gas di lungo termine: formule di prezzo



- Ampio utilizzo di formule con indicizzazione ai prodotti petroliferi
- Solo nel Regno Unito si ha prevalenza di altre indicizzazioni, fra cui il prezzo spot del gas



# Infrastrutture gas Italia



- Il mercato italiano del gas continua ad attrarre un alto numero di progetti
- Forte livello di competizione fra progetti e permanenti criticità autorizzative



# Agenda

28

- Domanda Gas
- Offerta Gas
- **Gas Naturale Liquefatto**
- Trasporto e Stoccaggio del Gas
- Carbone

# Scambi mondiali di GNL, 2008

## LNG IMPORTS

	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> liquid	10 <sup>4</sup> t	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (n) gaseous	share %	Var. 2007-08 %
Belgium	5.050	2.314	2.879	1.34	11.6
France	20.493	9.345	11.772	5.43	-2.8
Greece	1.629	0.738	0.942	0.43	8.8
Italy	2.386	1.096	1.377	0.63	-36.6
Portugal	4.483	2.052	2.538	1.19	-2.8
Spain	48.909	21.993	28.090	12.96	18.6
Turkey	8.533	3.913	4.907	2.26	-4.7
U. K.	1.788	0.794	1.036	0.47	-21.1
<b>Europe</b>	<b>93.271</b>	<b>42.243</b>	<b>53.540</b>	<b>24.72</b>	<b>6.1</b>
Argentina	0.717	0.309	0.418	0.19	
Dominican Rep.	0.816	0.353	0.476	0.22	-16.6
Mexico	6.029	2.648	3.485	1.60	42.4
Puerto Rico	1.315	0.568	0.767	0.35	13.2
USA	16.058	6.962	9.348	4.26	-55.0
<b>Americas</b>	<b>24.935</b>	<b>10.840</b>	<b>14.494</b>	<b>6.61</b>	<b>-40.8</b>
China	7.274	3.367	4.109	1.93	13.5
India	18.106	8.298	10.326	4.80	5.3
Japan	150.36	69.147	85.315	39.85	3.4
Korea	63.378	29.046	36.073	16.80	11.2
Taiwan	20.026	9.145	11.399	5.31	9.8
<b>Asia</b>	<b>259.144</b>	<b>119.002</b>	<b>147.222</b>	<b>68.67</b>	<b>6.1</b>
<b>Total</b>	<b>377.350</b>	<b>172.086</b>	<b>215.256</b>	<b>100.00</b>	<b>0.8</b>

## SOURCES OF IMPORTS

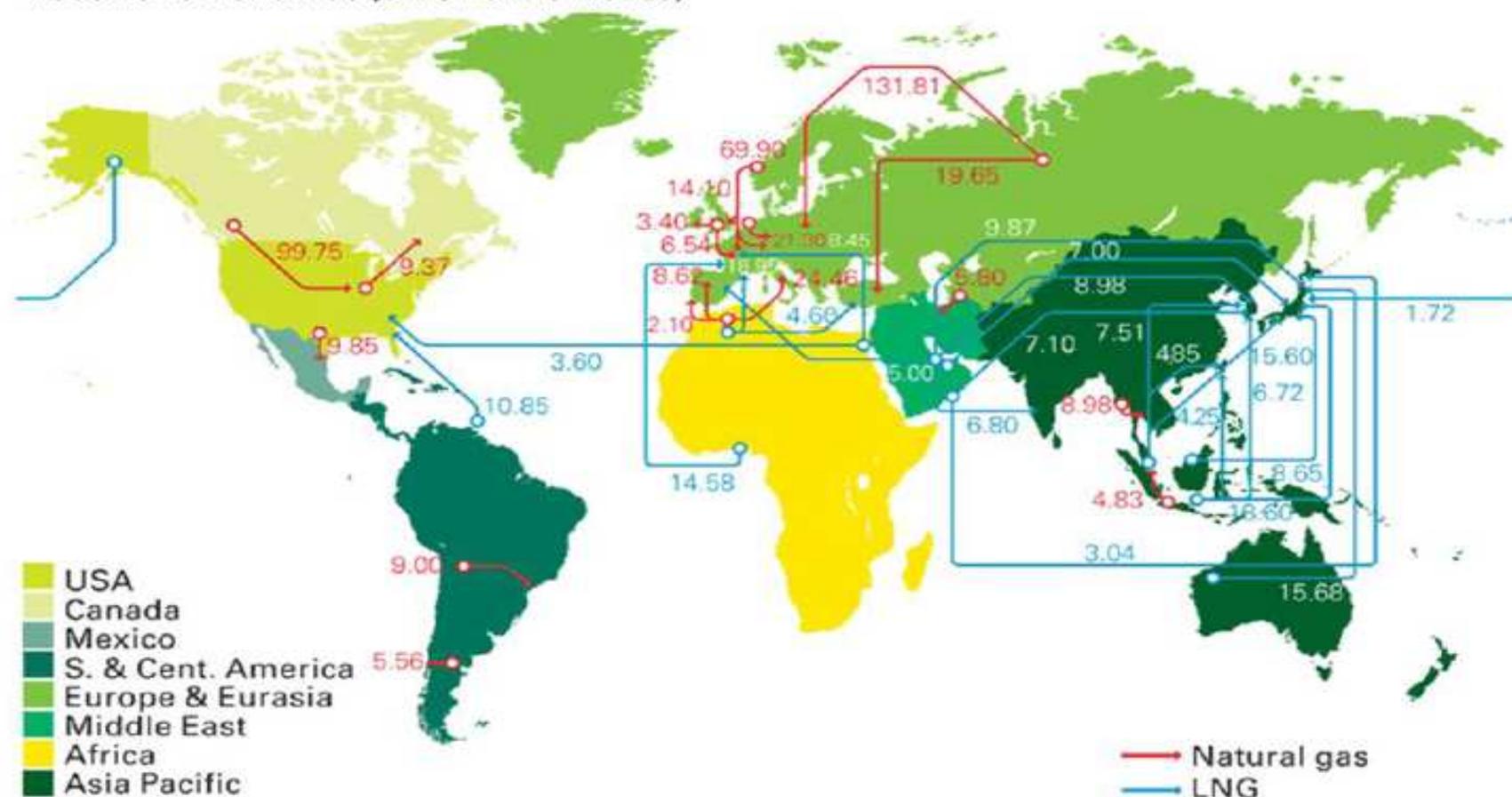
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> liquid	10 <sup>4</sup> t	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (n) gaseous	share %	Var. 2007-08 %
Algeria	34.876	16.017	20.123	9.24	-10.3
Egypt	23.296	9.982	13.605	6.17	-0.2
Equatorial Guinea	7.601	3.337	4.447	2.01	202.8
Libya	0.847	0.411	0.473	0.22	-30.7
Nigeria	36.681	16.800	20.761	9.72	0.8
Norway	3.611	1.629	2.084	0.96	1180.5
Trinidad & Tobago	30.103	13.004	17.550	7.98	-3.7
<b>Atlantic Basin</b>	<b>137.015</b>	<b>61.180</b>	<b>79.043</b>	<b>36.31</b>	<b>2.3</b>
Abu Dhabi	12.356	5.770	6.993	3.27	-1.2
Oman	18.951	8.907	10.669	5.02	-6.3
Qatar	65.794	30.265	37.437	17.44	3.3
<b>Middle East</b>	<b>97.101</b>	<b>44.942</b>	<b>55.100</b>	<b>25.73</b>	<b>0.7</b>
Australia	33.003	15.412	18.548	8.75	1.5
Brunei	15.232	7.022	8.591	4.04	-0.6
USA	1.734	0.733	1.021	0.46	-18.2
Indonesia	44.121	20.141	25.083	11.69	-1.8
Malaysia	48.561	22.387	27.534	12.87	-1.1
<b>Pacific Basin</b>	<b>142.651</b>	<b>65.696</b>	<b>80.777</b>	<b>37.80</b>	<b>-0.9</b>
Other	0.583	0.268	0.336	0.15	
<b>Total</b>	<b>377.350</b>	<b>172.086</b>	<b>215.256</b>	<b>100.00</b>	<b>0.8</b>

- Due principali bacini di utilizzo: atlantico (Europa ed America) e pacifico



# Flussi mondiali di GNL, 2006

Major trade movements  
Trade flows worldwide (billion cubic metres)



- Due principali bacini di utilizzo: atlantico (Europa ed America) e pacifico

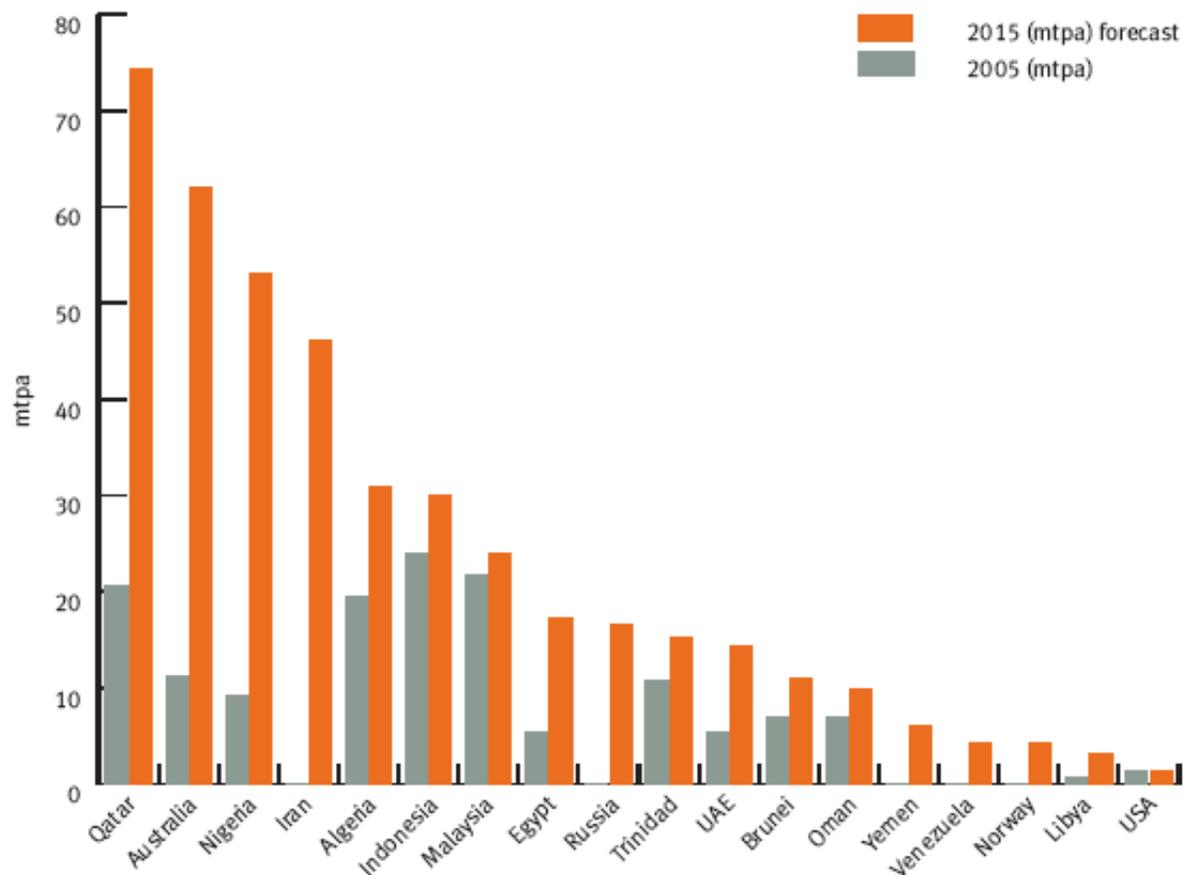


Fonte: BP Statistical Review 2007 su dati Cedigaz stats 2006

# Principali paesi esportatori di GNL

## World natural gas reserves (as at end of 2005)

Country	Estimated proved natural gas reserves – trillion cubic metres (tcm)
<b>World</b>	<b>179.83</b>
<b>Top 20 countries</b>	<b>159.78</b>
Russian Federation	47.82
Iran	26.74
Qatar	25.78
Saudi Arabia	6.90
United Arab Emirates	6.04
United States	5.45
Nigeria	5.23
Algeria	4.58
Venezuela	4.32
Iraq	3.17
Kazakhstan	3.00
Turkmenistan	2.90
Indonesia	2.76
Australia	2.52
Malaysia	2.48
Norway	2.41
China	2.35
Egypt	1.89
Uzbekistan	1.85
Canada	1.59
<b>Rest of World</b>	<b>20.05</b>



- Grande sviluppo dell'export atteso in area Medio Oriente, Estremo Oriente ed Africa



# Evoluzione del ruolo della Russia legato allo sviluppo di progetti complessi

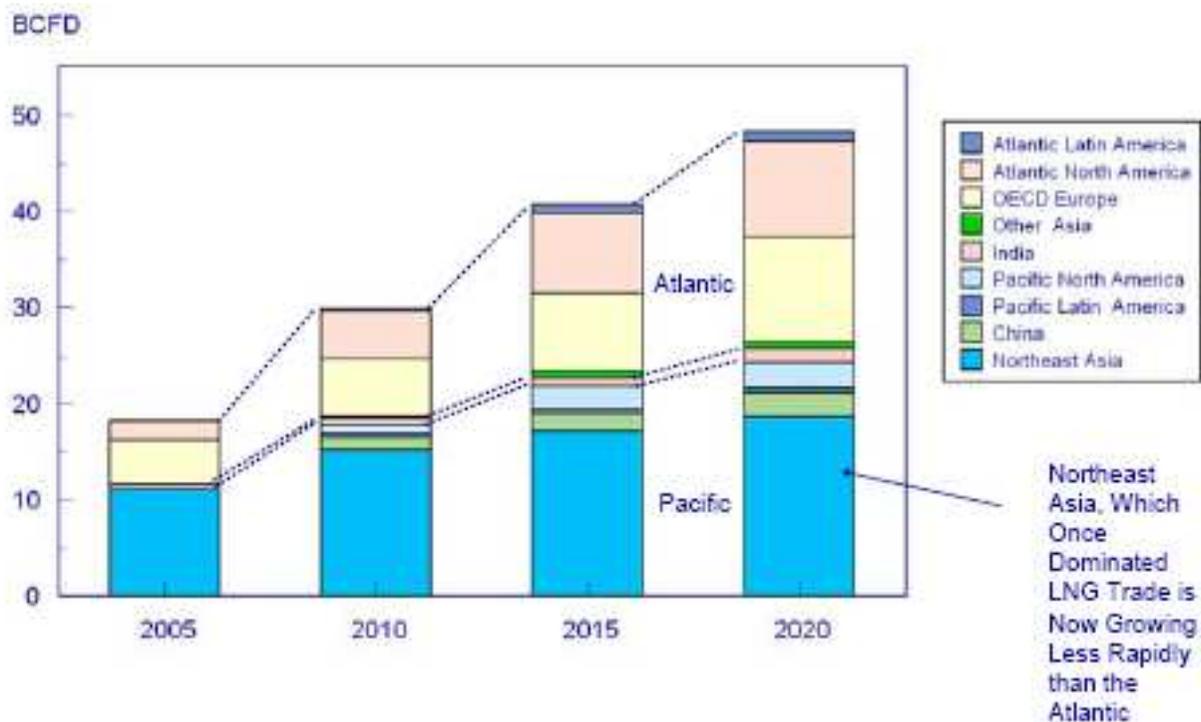
32



- I progetti sono concentrati in area artica, con notevoli temi tecnici ed economici da risolvere
- Potenziali sbocchi su mercati del bacino pacifico (USA, Giappone) ed atlantico



# Principali aree di importazione di GNL



- Domanda di GNL prevista crescere del 160% nel periodo 2005-2020
- Nonostante la crescita a tassi molto più elevati dei mercati del bacino atlantico, al 2020 i consumi dei paesi del bacino pacifico resteranno superiori in termini assoluti



# Livelli di utilizzazione media delle infrastrutture di GNL

**Liquefaction Plant Capacity Factors – 2005.**

	CAPACITY FACTOR %	CAPACITY MMCFD	EXPORTS MMCFD
Algeria	96.3%	2,579	2,484
Australia	90.5%	1,587	1,436
Brunei	92.1%	960	885
Egypt	41.2%	1,627	670
Indonesia	83.2%	3,655	3,043
Libya	63.1%	133	84
Malaysia	91.1%	3,028	2,758
Nigeria	98.6%	1,181	1,164
Oman	95.5%	934	892
Qatar	76.4%	3,428	2,621
Trinidad	97.7%	1,387	1,355
U.A.E.	92.4%	747	691
U.S. (Alaska)	98.1%	181	178

**Import Terminal Capacity Factors – 2005**

	CAPACITY FACTOR %	CAPACITY MMCFD	IMPORTS MMCFD
U.S.	52.5%	3,291	1,728
Puerto Rico	95.3%	68	65
Dominican Republic [1]	25.2%	96	24
Belgium	64.5%	447	288
France	63.3%	1,961	1,241
Greece [1]	23.0%	193	44
Italy [1]	21.2%	1,141	242
Portugal [1]	30.4%	503	153
Spain	72.1%	2,930	2,113
Turkey	93.8%	503	472
U.K. [2]	11.6%	435	50
India [1]	29.2%	2,001	584
Japan [1]	30.8%	23,974	7,381
Korea	62.0%	4,750	2,945
Taiwan	88.5%	1,050	929

[1] Based on peak capacity

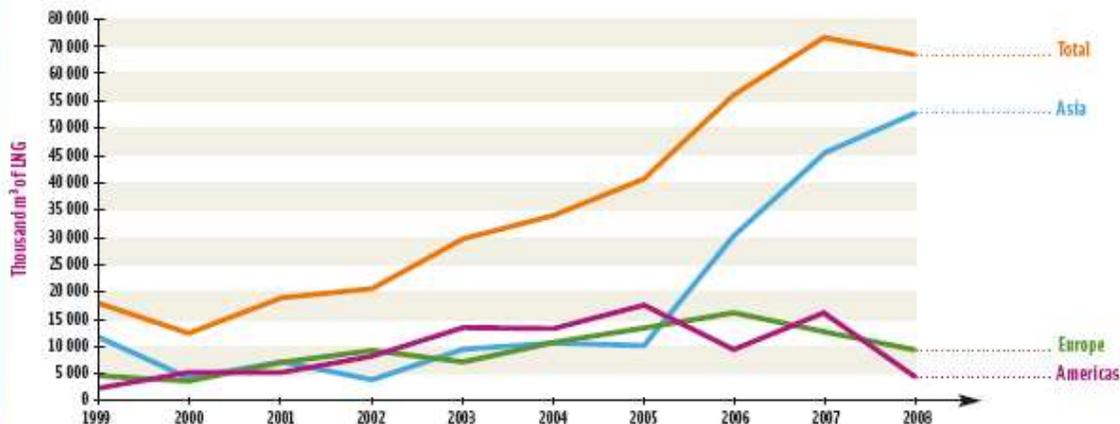
[2] Start up year

- Mediamente gli impianti di liquefazione sono utilizzati in misura più continua rispetto ai terminali di rigassificazione

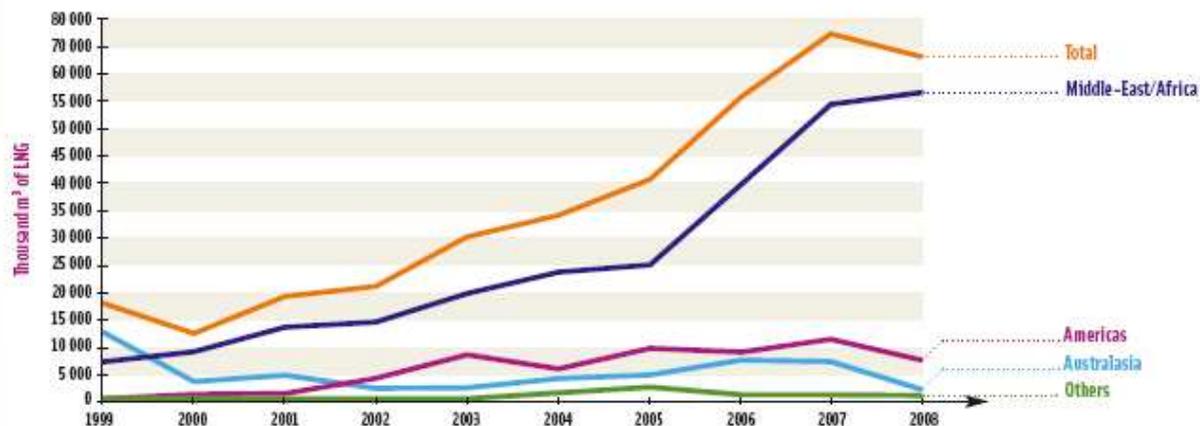


# Contratti di GNL stipulati nel 2008

SPOT & SHORT TERM LNG IMPORTS OVER THE LAST TEN YEARS (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> liq)



SPOT & SHORT TERM LNG EXPORTS OVER THE LAST TEN YEARS (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> liq)

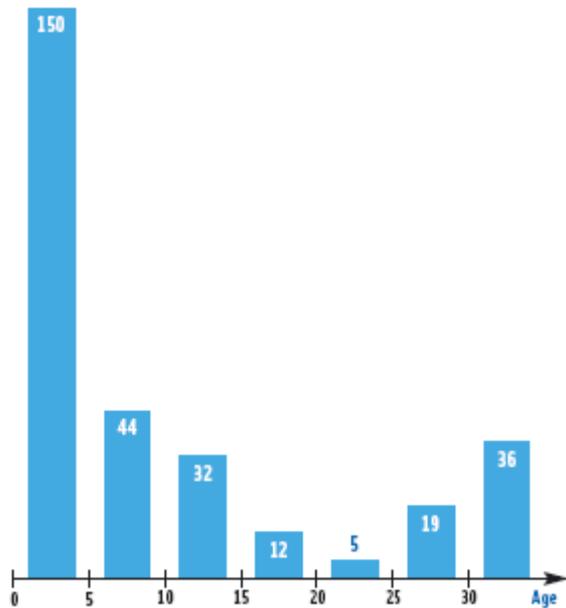


- Significativa crescita degli scambi spot e di breve termine negli ultimi anni

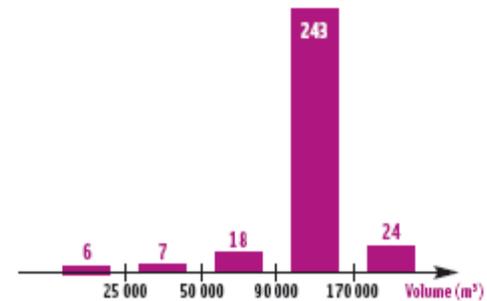


# Navi metaniere: status al 2008

→ According to the delivery date or the age of the ships:



→ According to cargo capacity:



- Recente ampio rinnovamento della flotta, con prevalenza di navi di grande cabotaggio



# Agenda

37

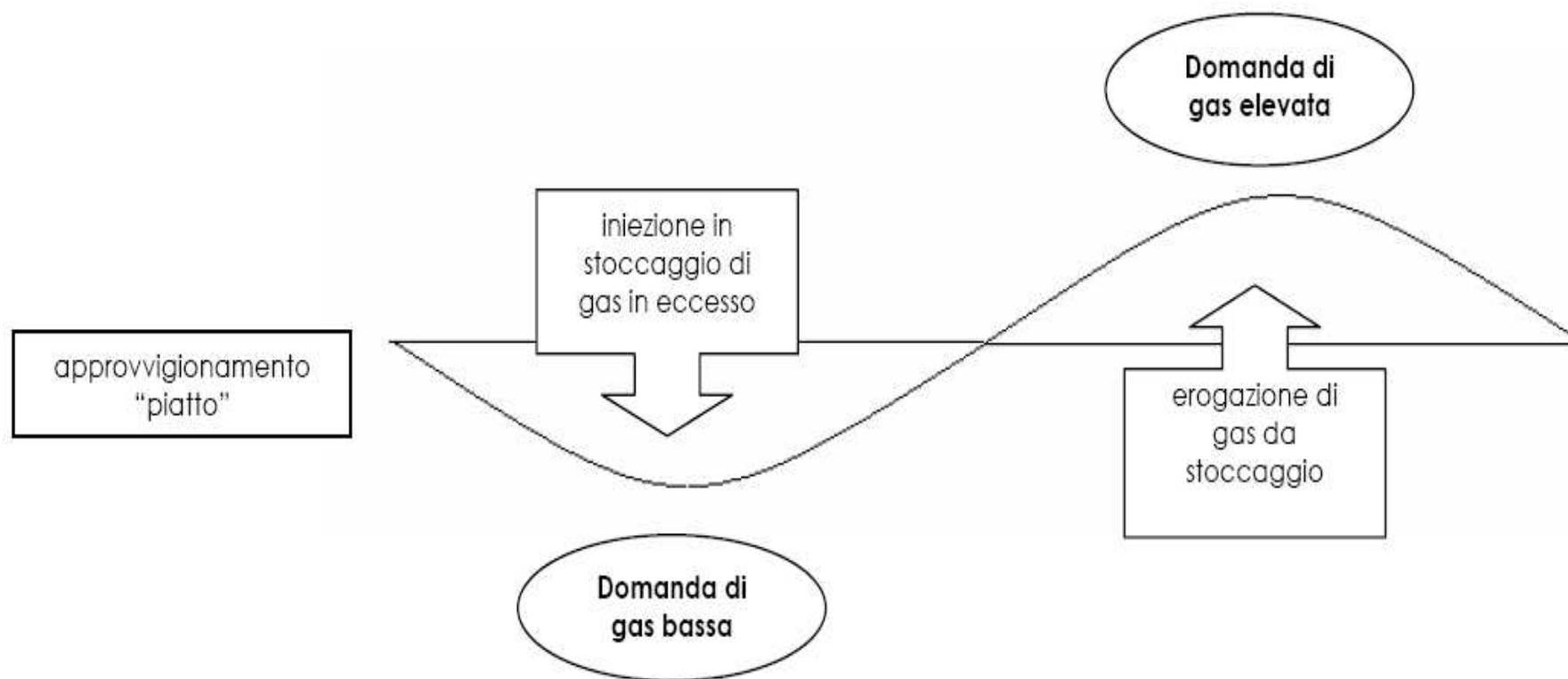
- Domanda Gas
- Offerta Gas
- Gas Naturale Liquefatto
- **Trasporto e Stoccaggio del Gas**
- Carbone

# Mappa progetti Snam Rete Gas



# Funzione dello stoccaggio di gas

39



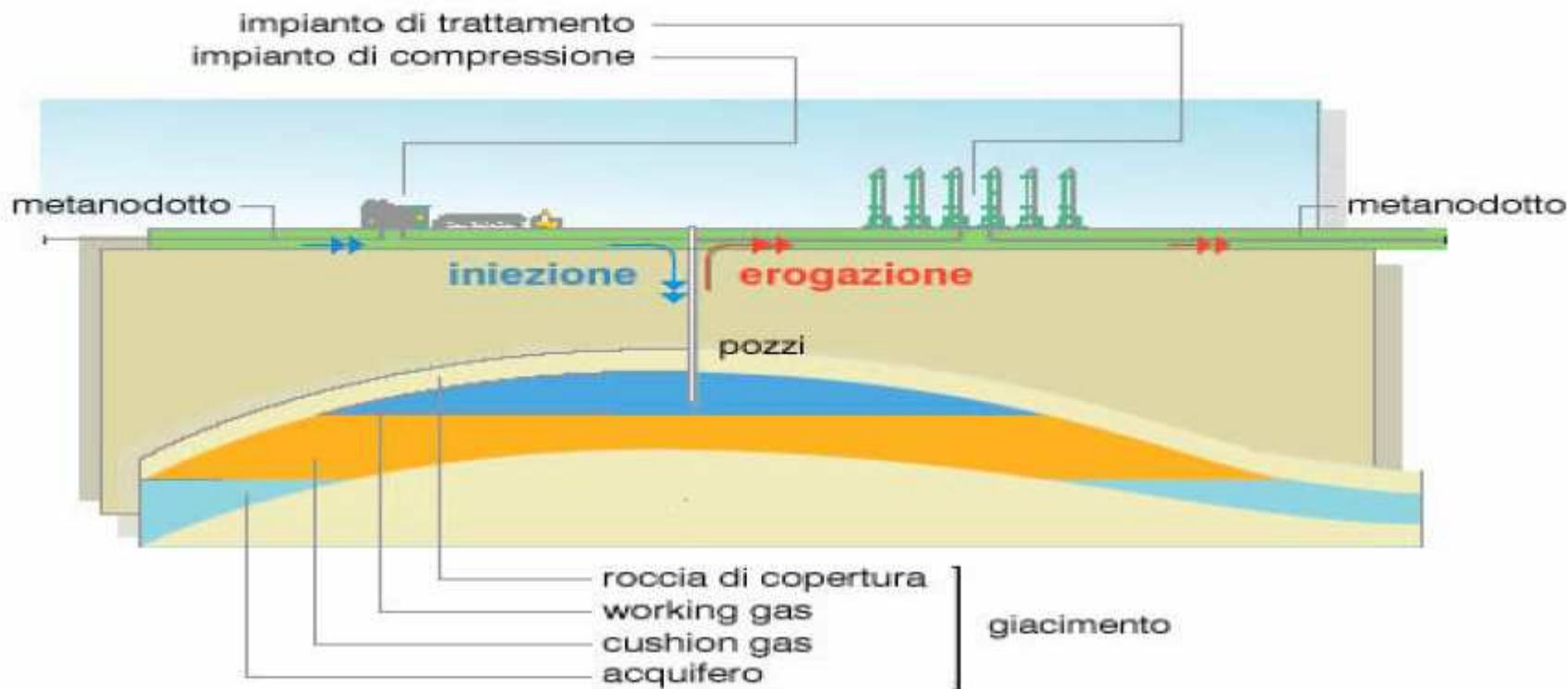
- Lo stoccaggio permette di ottimizzare e utilizzare più intensamente le infrastrutture o risorse primarie meno modulate



# Struttura e funzionamento di un sito di stoccaggio

40

## *Esemplificazione struttura e funzionamento di un sito di stoccaggio*



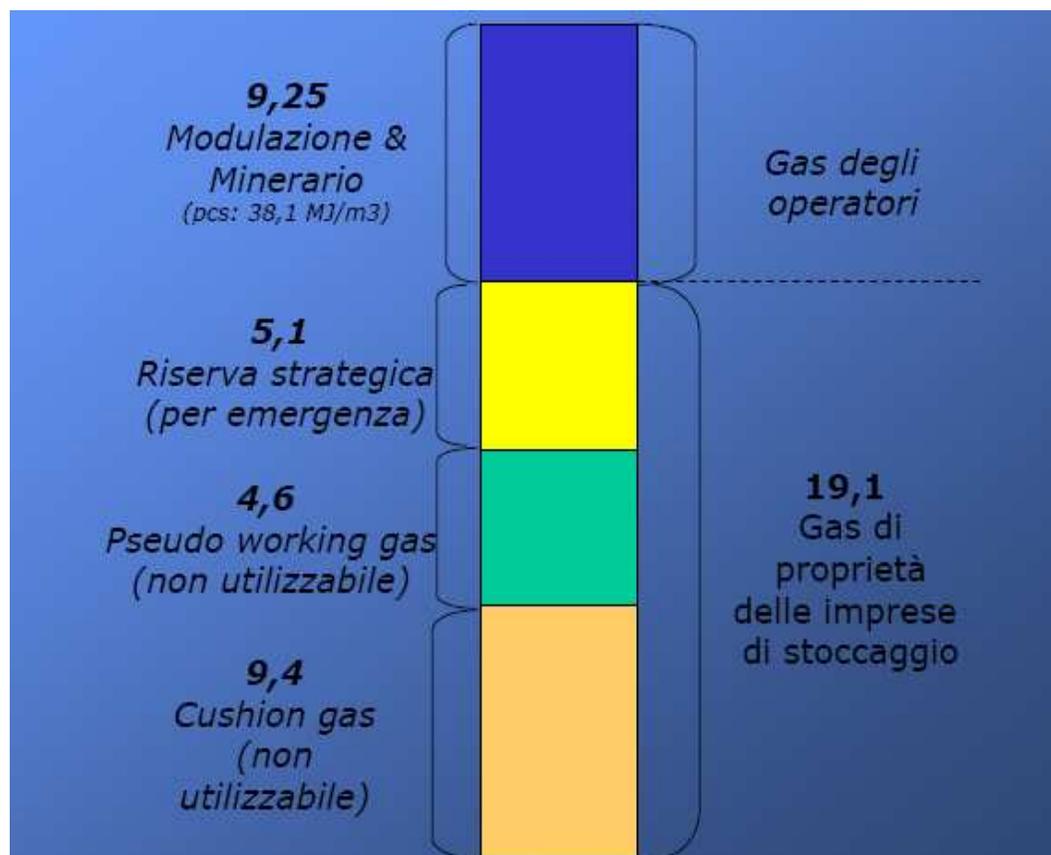
Il gas in stoccaggio si distingue in:

- “cushion gas” che deve restare immobilizzato nel sito per l'utilizzo dei servizi di stoccaggio
- “working gas” presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato per essere utilizzato



# Gas negli stoccaggi, anno 2008-2009 (Gmc)

41



In base a quanto previsto dal D.Lgs. n. 164/00 e dalla disciplina di settore definita dall'AEEG la capacità di stoccaggio disponibile nel sistema è conferita, per periodi annuali, con il seguente ordine di priorità:

1. **Strategico**
2. **Bilanciamento operativo** (utilizzabile da Snam Rete Gas)
3. **Minerario**
4. **Modulazione**



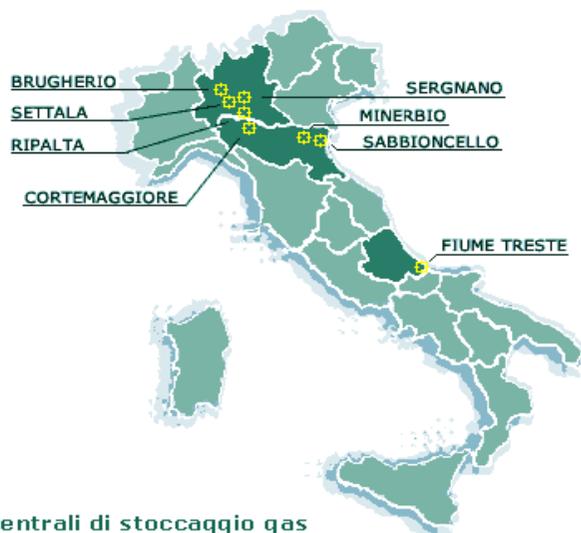
# Capacità di stoccaggio per operatore

<i>Capacità di stoccaggio disponibile - ITALIA (MSmc)</i>	<i>Anni termici di stoccaggio</i>				
	<i>2004/05</i>	<i>2005/06</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>2008/09</i>
<i>WGe / Spazio</i>					
<i>Totale di sistema:</i>	<i>12.818</i>	<i>12.889</i>	<i>13.421</i>	<i>13.934</i>	<i>13.916</i>
- strategico	5.110	5.110	5.101	5.101	5.101
- modulazione, minerario e bilanciamento	7.708	7.778	8.319	8.832	8.814
<i>Totale Stogit:</i>	<i>12.550</i>	<i>12.550</i>	<i>13.082</i>	<i>13.541</i>	<i>13.523</i>
- strategico	5.100	5.100	5.081	5.081	5.081
- modulazione, minerario e bilanciamento	7.450	7.450	8.001	8.460	8.442
<i>Totale Edison Stoccaggio</i>	<i>268</i>	<i>339</i>	<i>339</i>	<i>393</i>	<i>393</i>
- strategico	10	10	20	20	20
- modulazione, minerario e bilanciamento	258	328	318	372	372

- Stogit dispone di 13,5 GSmc di spazio di stoccaggio (WGe) pari a circa il 97% dello spazio totale disponibile a livello nazionale



# Stoccaggi gas in Italia: progetti di sviluppo



2009

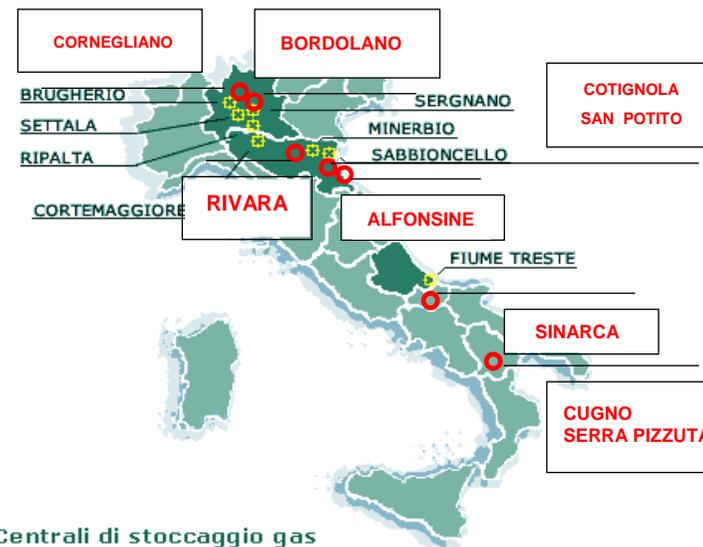
## Stoccaggi Gas Italia S.p.A. (Stogit)

- controllata da ENI al 100%
- proprietaria di 8 campi di stoccaggi per 13 Mld/mc (ottenute due ulteriori concessioni di stoccaggio)
- detentrica ad oggi del 98% della capacità totale di stoccaggio italiana

## Edison Stoccaggio S.p.A.

- proprietaria di 3 campi di stoccaggio per 0,35 Mld/mc totali

- Sistema fortemente concentrato e sottodimensionato rispetto alla domanda
- Alto livello di competizione fra i progetti per nuova capacità



2015

## Progetti per nuovi stoccaggi gas

- Autorizzati per 3 Mld/mc (Stogit)
- In istruttoria per 6 Mld/mc (ERG Rivarà Storage, Edison Stoccaggio, Gas Plus Stoccaggio, Ital Gas Storage, Geogastock)

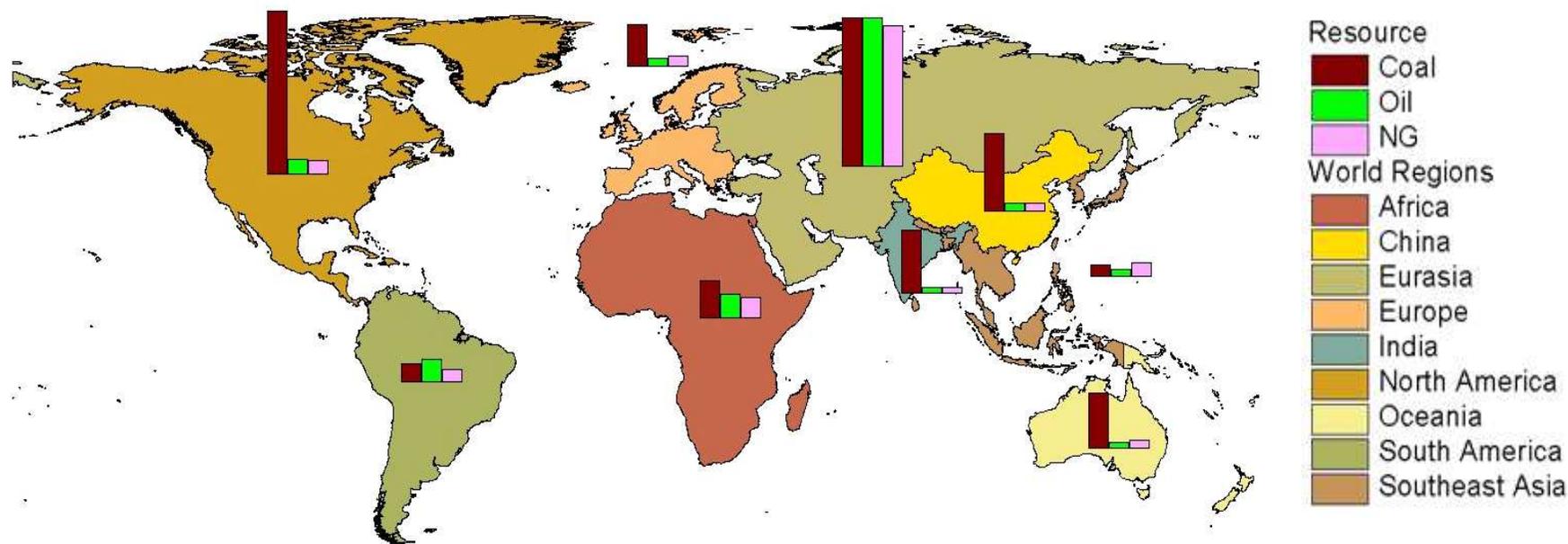


# Agenda

44

- Domanda Gas
- Offerta Gas
- Gas Naturale Liquefatto
- Trasporto e Stoccaggio del Gas
- **Carbone**

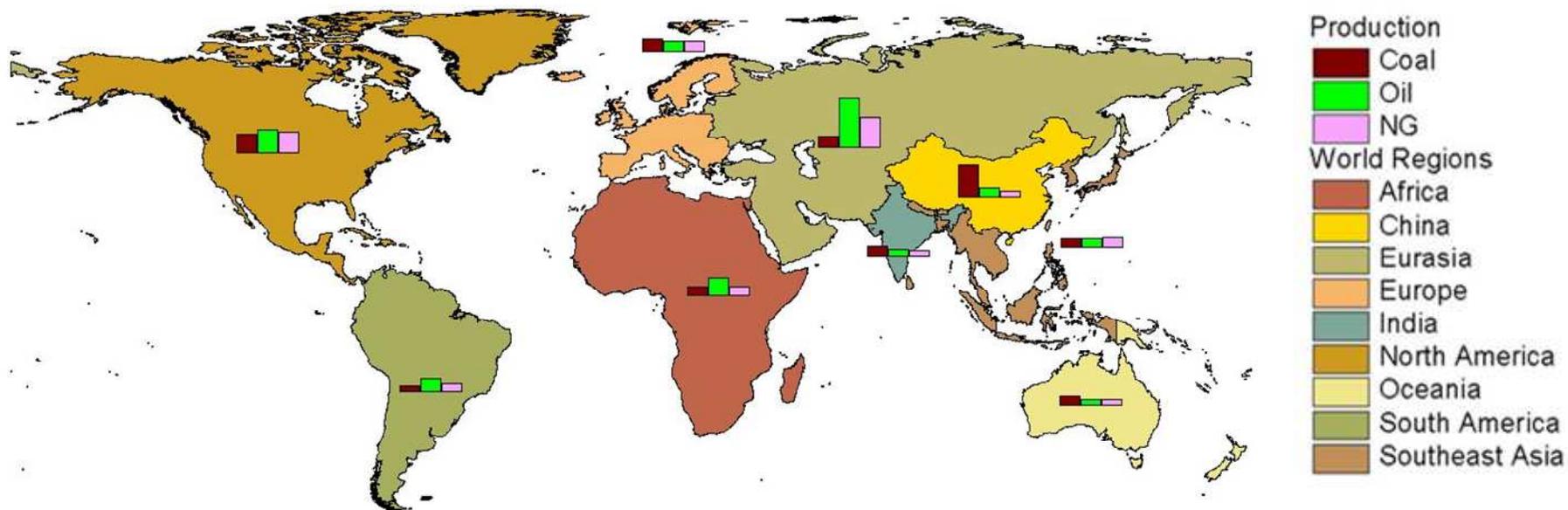
# Riserve mondiali di combustibili fossili convenzionali, 2006



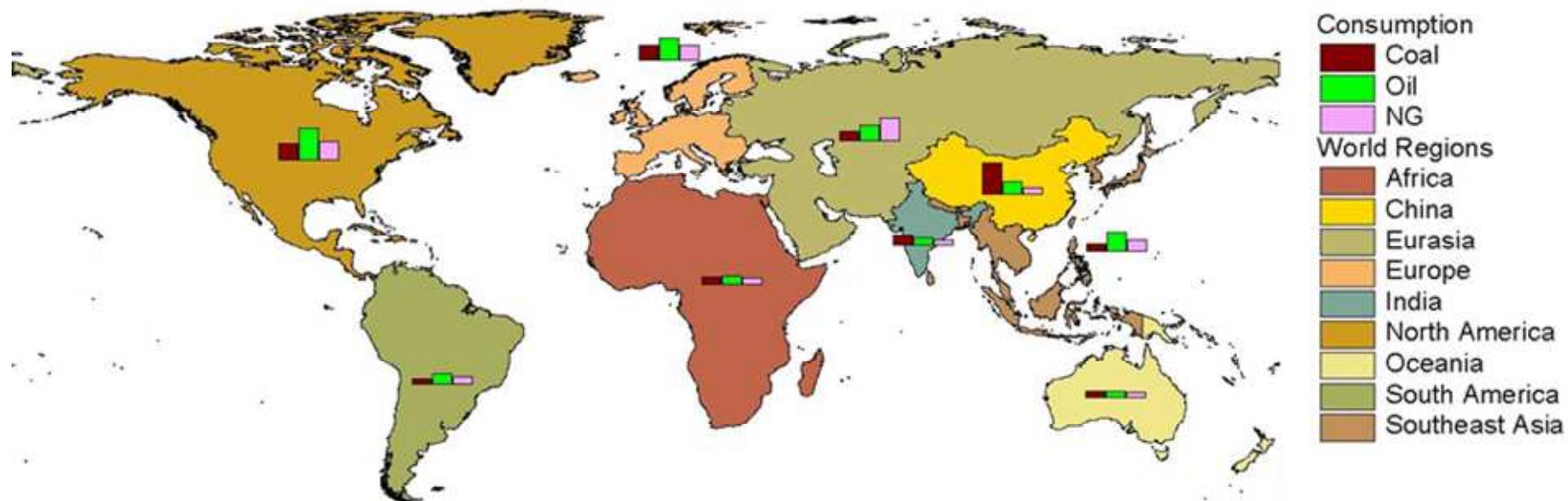
Total World Resources



# Produzioni mondiali di combustibili fossili convenzionali, 2006



# Consumi mondiali di combustibili fossili convenzionali, 2006

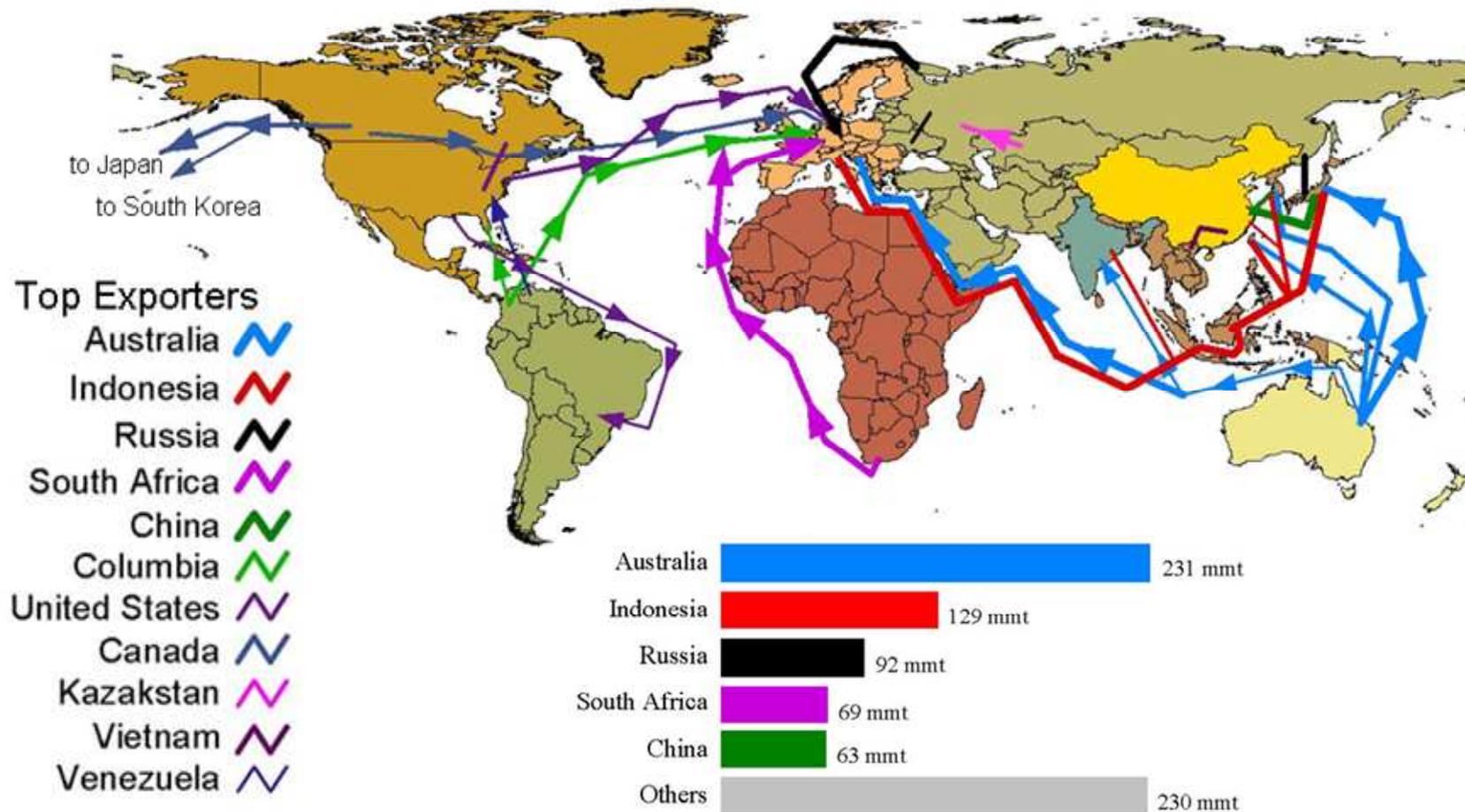


**World Consumption All Energy:** 465 quadrillion Btu  
**Consumption Conventional Hydrocarbons:** 417 quadrillion Btu

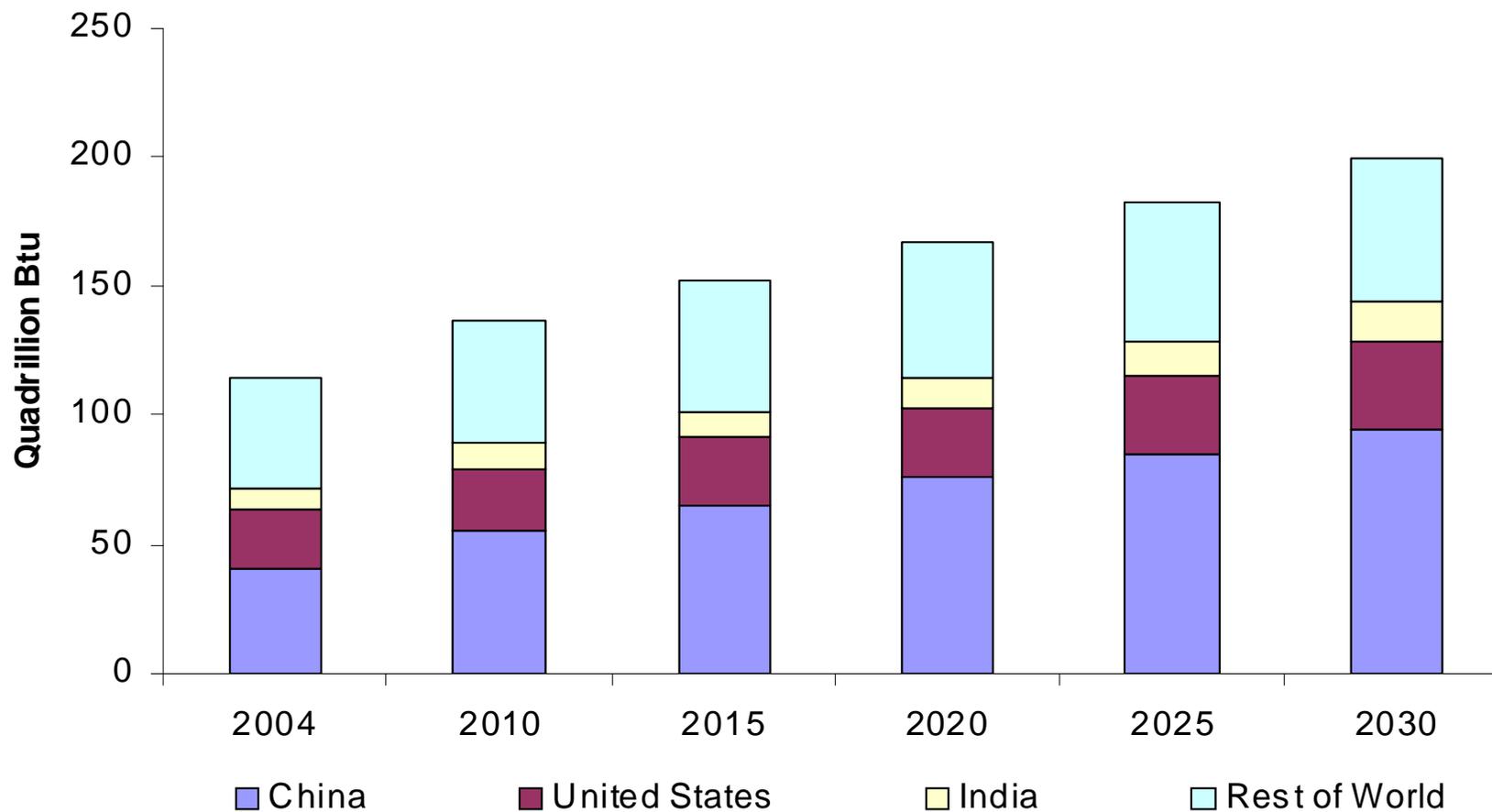
Coal 129 quadrillion Btu  
 Oil 179 quadrillion Btu  
 Natural Gas 109 quadrillion Btu



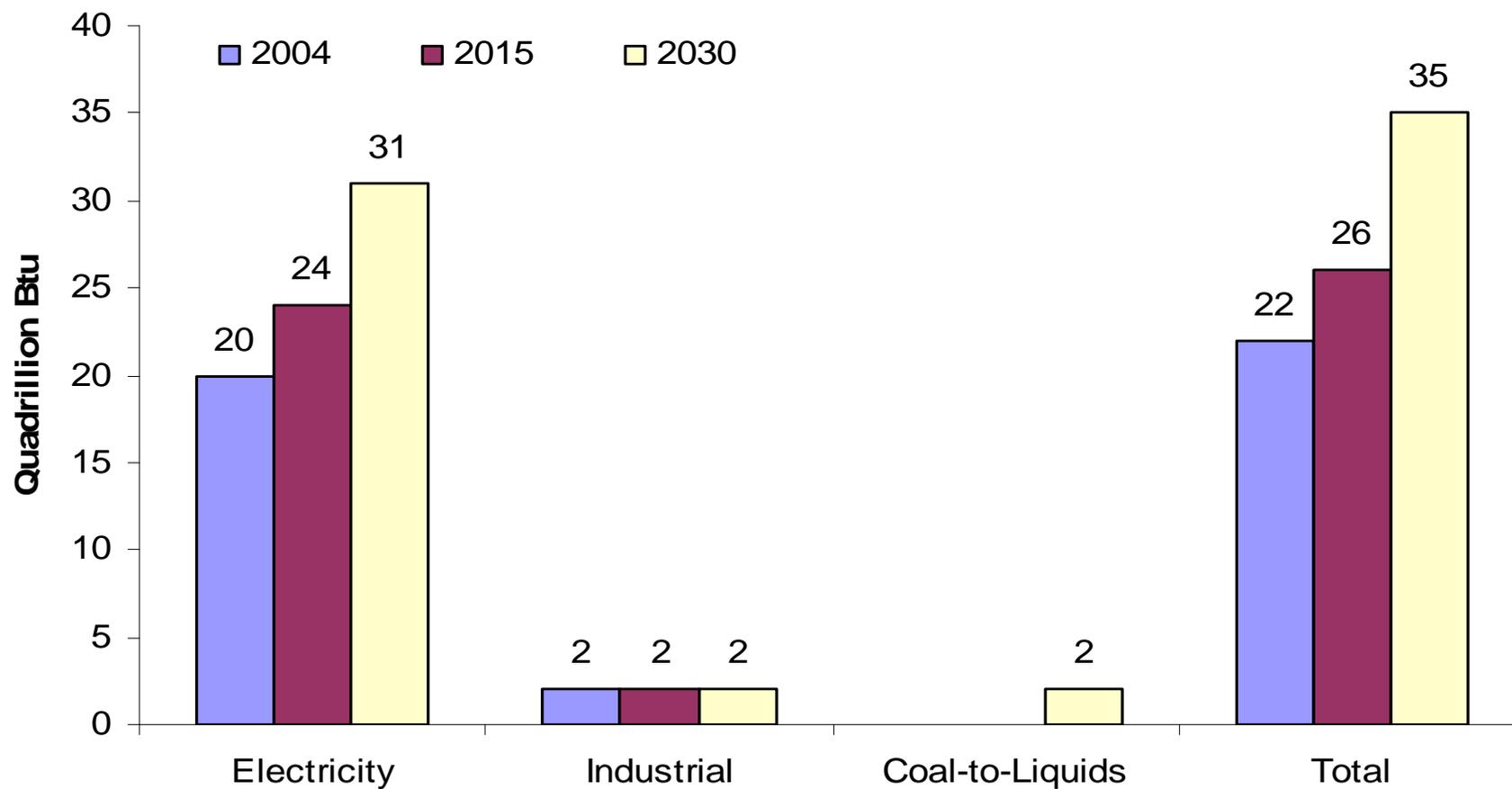
# Flussi commerciali del carbone, 2006



# Consumi mondiali di carbone per regione (2004-2030)

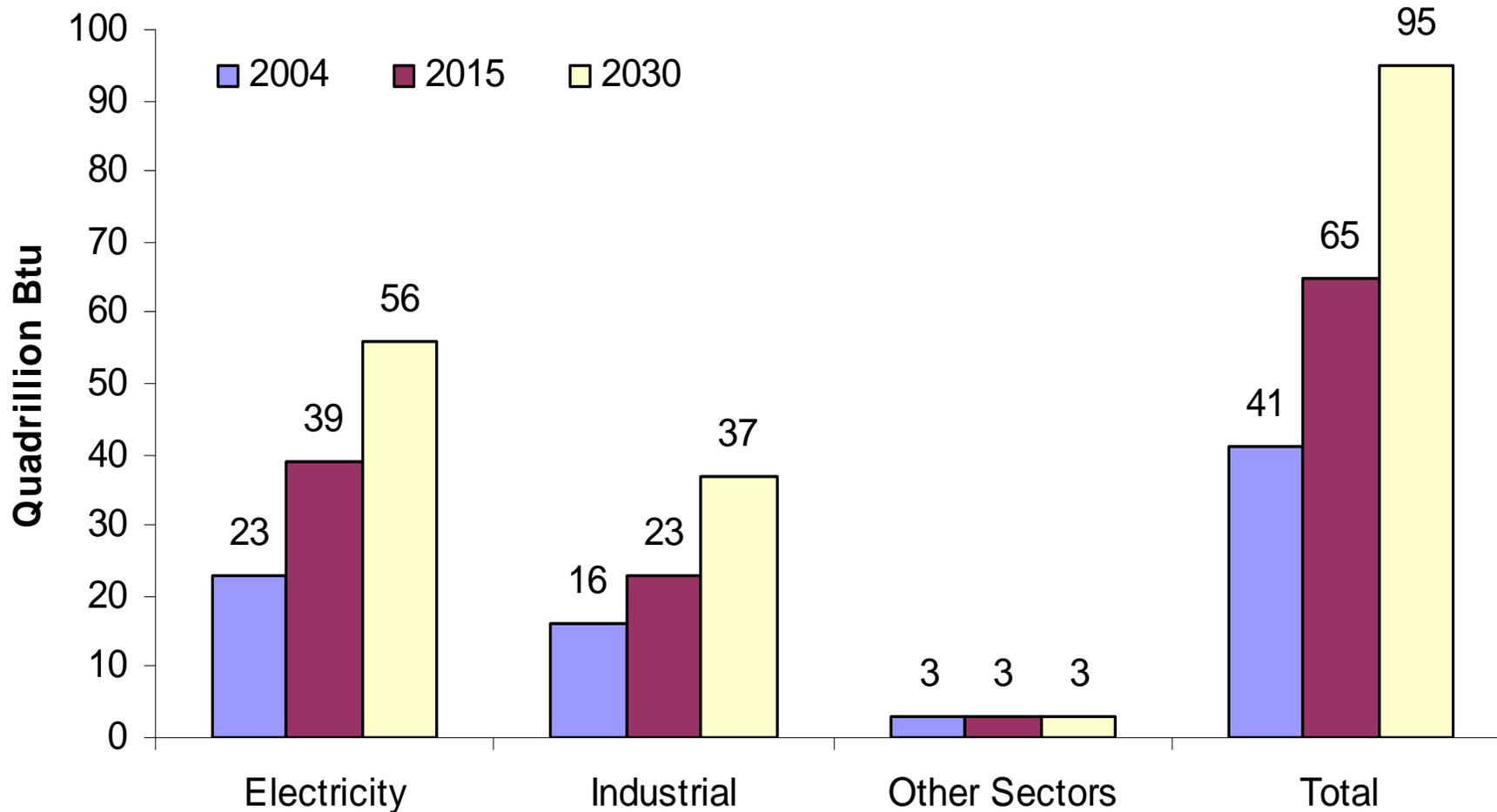


# Consumi di carbone USA per settore (2004, 2015, 2030)

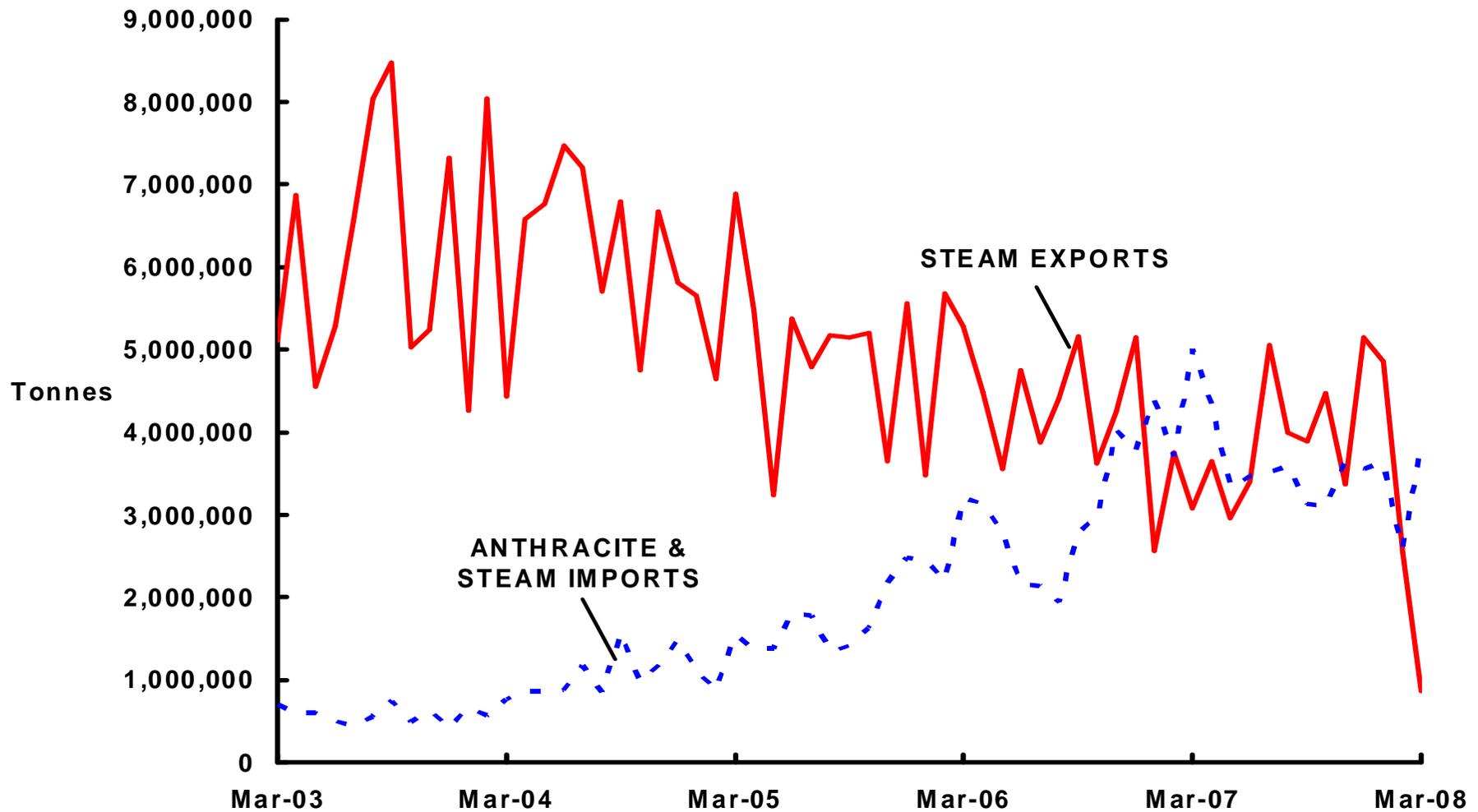


# Consumi di carbone cinesi per settore (2004, 2015, 2030)

51

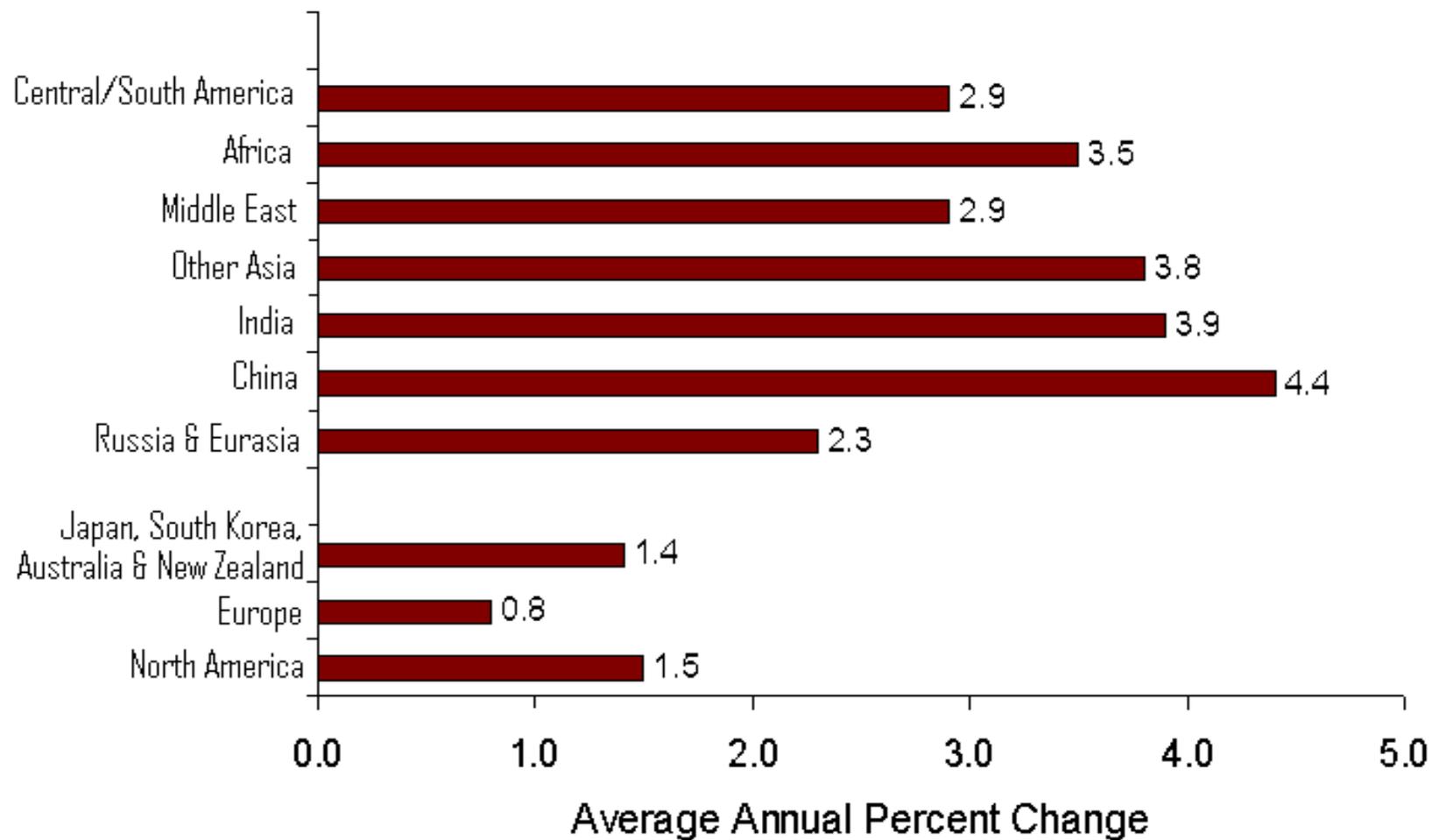


# Cina da esportatore ad importatore



# Crescita annuale della generazione elettrica per regione (2004-2030)

53



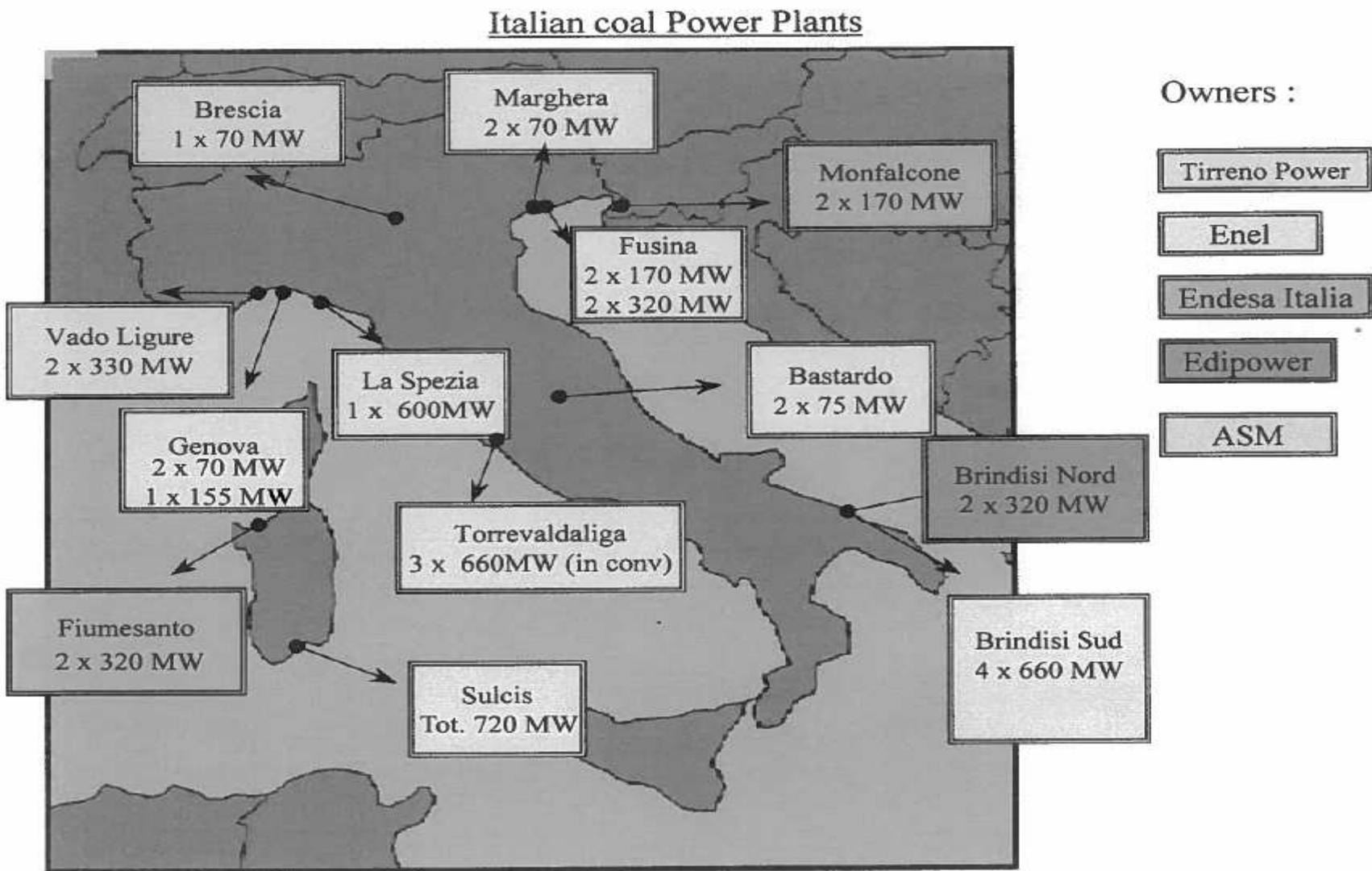
## RISCHI DA ACCETTARE

- Evoluzione delle politiche sulla CO<sub>2</sub>
- Necessità di nuove tecnologie, in parte ancora da testare
- Complessità logistica
- Spinte rialziste sui costi di produzione:
  - Sicurezza nell'estrazione (miniere)
  - Condizioni geologiche più sfidanti
  - Competizione sulla logistica (navi)

## SFIDE DA LANCIARE

- Supportare lo sviluppo economico di paesi emergenti
- Mantenere alti livelli produttivi per lungo tempo
- Rafforzare la sicurezza energetica
- Produrre in maniera più "pulita"
- Spinte ribassiste sui costi di produzione:
  - Globalizzazione attraverso la condivisione di regole tecniche e commerciali
  - Sostegno dei governi per sviluppo tecnologico

# Mappa centrali a carbone in Italia



# BACK UP



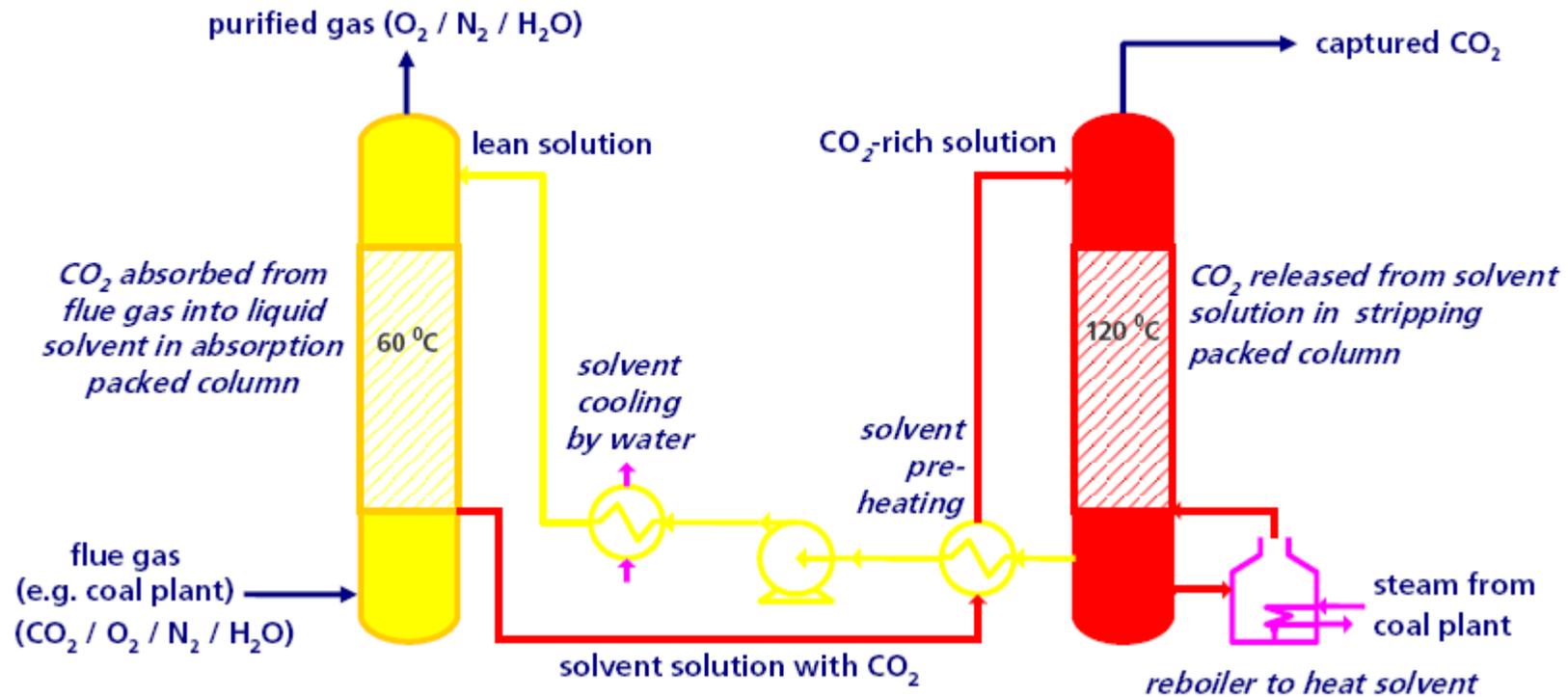
# Bilancio del gas naturale in Italia, 2004-2008

Bilancio del gas naturale (milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)					
	A N N O				
	2004	2005	2006	2007	2008 (a)
<b>Produzione nazionale</b>	12.961	12.071	10.979	9.706	9.255
<b>Importazione</b>	67.908	73.460	77.399	73.950	76.867
<i>di cui via gasdotto:</i>	65.830	70.957	74.210	71.519	75.312
Algeria	23.813	25.227	25.005	22.153	24.437
Russia	23.624	23.326	22.520	22.667	22.278
Libia	521	4.493	7.692	9.241	9.872
Olanda	8.074	8.040	9.372	8.038	9.416
Norvegia	5.190	5.723	5.745	5.581	6.277
Croazia	679	842	1.227	748	635
Altri	3.929	3.306	2.649	3.091	2.397
<i>di cui via nave (GNL)</i>	2.078	2.503	3.189	2.431	1.555
Algeria	1.819	2.237	3.164	2.431	1.555
Trinidad Tobago	51	266	25		
Spagna	190				
Nigeria	18				
<b>Esportazione</b>	395	396	369	68	210
<b>Variazione scorte</b>	-135	-1.130	3.526	-1.309	1.029
<b>TOTALE disponibilità</b>	80.609	86.265	84.483	84.897	84.883



# Processo Tecnologico della cattura della CO<sub>2</sub>

HTC process captures CO<sub>2</sub> from flue gases from power plants and other facilities



# Progetti LNG Russia

Sakhalin II LNG		
<b>Shareholders</b>	Royal Dutch Shell	55%
	Mitsui	25%
	Mitsubishi Corporation	20%
<b>LNG capacity</b>	9.6 mtpa from two trains	
<b>LNG sales</b>	Tohoku Electric (Japan) Hiroshima Gas (Japan) Tohoku Electric (Japan) Chubu Electric (Japan) Tokyo Gas (Japan) Toho Gas (Japan) KOGAS (Korea) Kyushu Electric (Japan) Tokyo Electric Power Co (Japan) Taiwan China Possibly the US	
<b>Gas supply</b>	The Lunskoye gas field, with associated natural gas from the Pitun – Astokhskoye gas field, off the north-east coast of Sakhalin Island	
<b>Cost</b>	Expected to be in the region of US\$20 billion. Original costs were estimated to be US\$10-12 billion	
<b>Location</b>	Prigorodnoye, Aniva Bay, Sakhalin Island	

Murmansk LNG	
<b>Shareholders</b>	Gazprom
<b>LNG capacity</b>	14-15 mtpa
<b>LNG sales</b>	Europe and the US
<b>Gas supply</b>	Shtokman field
<b>Cost</b>	US\$7-10 billion
<b>Location</b>	Murmansk

Baltic LNG		
<b>Shareholders</b>	Gazprom	80%
	Sovkomflot	20%
<b>LNG capacity</b>	7 mtpa	
<b>LNG sales</b>	US market	
<b>Gas supply</b>	Gas fields in Western Siberia	
<b>Cost</b>	Not known	
<b>Location</b>	Primorsk	

## Yamal LNG

Gazprom's Vniigaz institute has tabled a conceptual project to build a modular LNG plant and export facility near the Kharasavey gas field on the west coast of the Yamal Peninsula in Western Siberia. Gas would be supplied from the Tambey field, which contains approximately 1.2 tcf of gas. The proposed LNG plant would be constructed in a shipyard and transported by barge to a site on the coast or offshore in the shallow waters of the Arctic Ocean. There are limitations to the plan, which include the high costs of shipping LNG from the site, which is subject to severe environmental conditions such as thick ice covering the seas during winter. The total cost of the project is estimated to be approximately US\$9 billion, of which US\$2.5 billion would be required to build a fleet of at least 14 ice-class LNG carriers.



# Contratti di GNL stipulati nel 2008

	Export country	Purchaser	Import country	Amount (mtpa)	Duration (Years)	Extra Years	Start	Deliver Format
Long & medium term Sales & Purchase Agreements (> 4 yrs)	Australia	Osaka Gas	Japan	0.5	6	-	2009	D.E.S.
	Australia	Chubu Electric	Japan	0.5	7	-	2009	D.E.S.
	Australia	Tokyo Gas	Japan	0.53	8	-	2009	D.E.S.
	Shell portfolio	GDF SUEZ	France, Spain	0.4	20		2011-2014	D.E.S.
	Eni portfolio	GDF SUEZ	United States	0.7	20		2015-2017	D.E.S.
	Norway*	GDF SUEZ	Europe	0.5	depletion		2008	F.O.B.
	Egypt	Kogas	Korea	1.3	8		June 2008	D.E.S.
	Qatar	Shell	China	3.0	25			
	Qatar	Petrochina	China	3.0	25			
	Qatar	Shell	United Arab Emirates					
	Qatar	DUSUP	United Arab Emirates					
	Australia	Petrochina	China	up to 2.0	20			
	Short term contracts (< or =4 yrs)	Libya	Gas Natural Aprovechamientos	EU	0.55	4		2009
GDF SUEZ portfolio*		GNL Mejillones	Chile	0.6	3		2010	D.E.S.
Key Term Agreement (K.T.A.) Heads of Agreement (H.O.A.)	Australia	C.P.C.	R.O.C.	2 to 3	15 to 20		2012-2015	D.E.S.
	Total Gas & Power Ltd (portfolio)	CNOOC	China	1	15		2010	D.E.S.
Memorandum of understanding (M.O.U.) Agreements on re-gasification rights Re-export of cargoes	Indonesia	Tohoku Electric	Japan	0.12	15	-	after 2010	NA
	Unknown	Energy Market Authority of Singapore	Singapore	3.0	20		2012	NA
	Algeria	StatoilHydro ASA	U.S.A.	0.7	5		01/04/09	D.E.S.
	Algeria	SNG (Statoil Natural Gas)	U.S.A.	1.4	15		01/04/09	D.E.S./Throughput
	Indonesia	Kogas	Korea	1	2 years 3 months		Jan. 2010	D.E.S.
	Yemen	Kogas	Korea	0.4	3		Jan. 2010	D.E.S.
	Belgium	Asean LNG	Korea	0.06	spot			
		ENI	Portugal and Spain	0.06	spot			
		Iberdrola	Spain	0.06	spot			
		Iberdrola	Spain	0.06	spot			

\*concluded in 2007

- Grande varietà di tipologie, con diverse durate



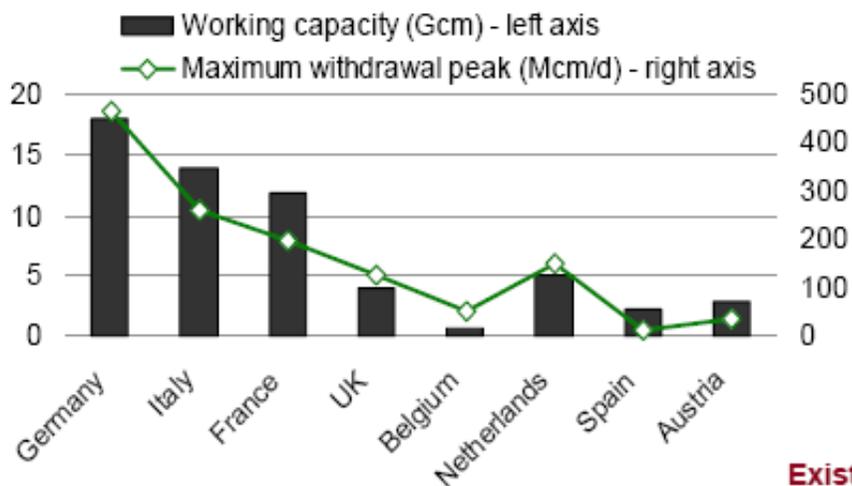
# Siti di stoccaggio in Italia

Operatore	Sito	Inizio attività	Inizio concessione	Durata e prima scadenza	Scadenza ultima
Stogit	Cortemaggiore	1964	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	20 anni/2017	2037
	Sergnano	1965	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	20 anni/2017	2037
	Brugherio	1966	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 27 settembre 2001	20 anni/2017	2037
	Ripalta	1967	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 27 settembre 2001	20 anni/2017	2037
	Minerbio	1975	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 27 settembre 2001	20 anni/2017	2037
	Fiume Treste	1982	21 giugno 1982 (DM 21 giugno 1982)	30 anni/2012	2032
	Sabbioncello	1985	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	20 anni/2017	2037
	Settala	1986	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	20 anni/2017	2037
Edison Stoccaggio	Cellino	1984	10 dicembre 1984 (DM 10 dicembre 1984) Concessione confermata con DM 27 settembre 2001	30 anni/2014	2034
	Collalto	1994	16 giugno 1994 (DM 16 giugno 1994) Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	30 anni/2024	2044

- Per i campi di stoccaggio di ENI, sviluppati in regime di esclusiva negli anni '60, la durata effettiva di esercizio ha già superato i 40 anni previsti dalla legge attuale



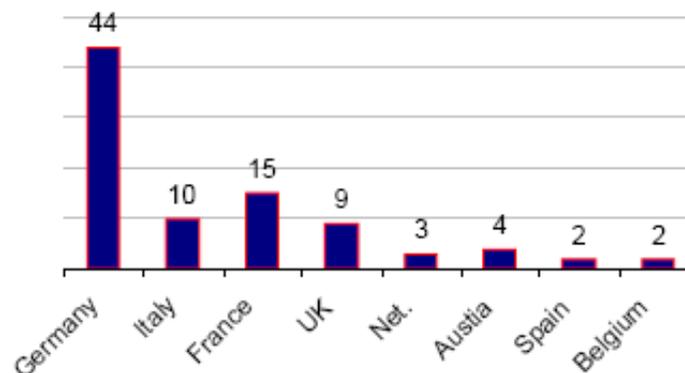
# Sistemi di stoccaggio in Europa



UK, Netherlands and Belgium have LNG peak shaving facilities boosting their peak output relative to working capacity

- Shortage of capacity available for most of the countries
- Only Austria (OMV), Spain (Enagas) and VNG in Germany have more than 20% of technical capacity as available (Source: ERGEG)

## Existing storage sites



# La rete di trasporto gas: modelli diversi in Europa

TSO		Ownership
Belgium	Fluxys	57.2% Suez Tractebel 31.25%Publigas 11.25%First Market of Euronext Brussels Golden Share Belgium Government
Netherlands	GTS	Gasunie
UK	National Grid	National Grid
Germany	<i>Name</i>	<i>Lenght (Km)</i>
	E.On	1 100
	ExxonMobil BEB	540
	Gaz de France	1 075
	WinGas	2 171
	Ontras	7 103
	RWE	6 782
France	GRTgaz	GdF
	TIGF	Total
Spain	Enagas	65% floating shares
Austria	AGGM	OMV
	TIWAG Netz	TIWAG Netz
	VKW Netz AG	VKW Netz AG
Italy	Snam Rete Gas	Eni
	SGI	Edison

- Spain and UK: ownership unbundling

- In Spain

- Enagas has to separate the activities that it carries out as the Technical Operator of the system from those that it carries out as a carrier and network manager

- Most countries do not have a single network operator



# Le regole di accesso alla rete di trasporto gas in Europa

	<b>Allocation</b>	<b>Fees</b>
<b>Belgium</b>	First committed first served	Entry-exit tariffs
<b>Netherlands</b>	First committed first served	Entry-exit tariffs
<b>UK</b>	Descending auction at entry point	Price at entry/tariffs at exit
<b>Germany</b>	-	Entry-exit tariffs
<b>France</b>	First committed first served/pro quota	Entry-exit tariffs
<b>Spain</b>	-	Entry-exit tariffs
<b>Austria</b>	-	Entry-exit tariffs
<b>Italy</b>	Pro quota	Entry-exit tariffs

- Only UK applies a market method for capacity allocation
- Most of capacity continues to be booked by long term contracts that has priority access



# Pipelines e progetti in Europa

Name	Ownership	Length Km	Origin	Destination	Capacity Mcm/d
Transgas	RWE	3 783	Russia	Poland	n.a.
<b>Nordstream</b>	<b>Gasunie, Wintershall, E.ON, Gazprom</b>	<b>1 113</b>	<b>Russia</b>	<b>Germany</b>	<b>150.6</b>
Yamal	Gazprom, PgnigPolonia	4 196	Russia	Germany	91.5
Bluestream	Gazprom, ENI	1 213	Russia	Turkey	43.8
Megal	E.ON, GdF	1 070	Russia	Germany-France	33.98
TENP (Trans Europa Naturgas pipeline)	ENI E.ON	968	Netherlands	Italy	44
Opal	Wingas, E.ON	480	Nordstream	Jagal, Stegal	n.a.
Jagal	Wingas	111	Yamal	Wingas grid	65.1
Rhg (Rehden-Hamburg gas)	Wingas, E.ON	132	Midal	Hamburg	64.9
Nel	Wingas, E.ON	370	Nordstream	Rhg	n.a.
Wedal	Wingas	320	Midal	Belgium	30.1
Transitgas	Eni, Swiss Gas, E.ON	293	Netherlands	TENP	58
TAG (Trans Austria gas)	ENI OMV	380	Austria	Italy	103
Transmed	ENI, Sonatrach	2 475	Algeria	Italy	87.4
<b>MedGaz</b>	<b>Enagas</b>	<b>747</b>	<b>Algeria</b>	<b>Spain</b>	<b>21.8</b>
Greenstream	ENI	520	Libya	Italy	25.8
MEG (Maghreb-Europe Gas pipeline)	Sonatrach, Cespa, Total, BP, Endesa, GdF, Eni	1 450	Morocco	Spain	31
Trans-Pyrenean	Enagas	n.a.	France	Spain	9.3
<b>Nabucco</b>	<b>OMV, MOL, Transgaz, Bulgargaz, Botas</b>	<b>3 300</b>	<b>Turkey</b>	<b>Austria</b>	<b>84.9</b>
<b>South stream</b>	<b>ENI, Gazprom</b>	<b>3 300</b>	<b>Turkey</b>	<b>Austria</b>	<b>84.93</b>
Turkey-Greece	Botas, Depa	296	Turkey	Greece	82
Hag	OMV	45	Austria	Hungary	12
Stegal	Wingas	320	Czech Rep.	Germany	45.5
Wag	OMV	245	Slovakia	Austria/Germany	14.4
BBL	Gasunie, Gazprom, E.ON, Fluxys	235	Netherlands	UK	48.1
Interconnector	E.ON, Distrigas, Gazprom, Conoco, La Caisse	235	UK	Belgium	65.1
Norpipe	Gassco	440	North Sea	Germany	35.6
Vesterled	Gassco	361	North Sea	UK	36
Midal	Wingas	702	North Sea	Germany	33.9
Netra	Gasunie, OMV, Statoilhydro	341	North Sea	Germany	59.4
Franpipe	Gassled, GdF	840	North Sea	France	39.64
Europipe I	Gassco	670	North Sea	Germany	54
Zeepipe	Gassled partners	814	North Sea	Belgium	41
Europipe II	Gassco	658	Norway	Germany	64.8
Langeled	Gassco	1 200	Norway	UK	82.1

