

" Economia dell'Energia e dell'Ambiente."

a.a. 2019-20

Lezione 3 – B:

B. La filiera del Gas Naturale (Metano)

Roberto.Fazioli@unife.it

Dipartimento di Economia e Management,

Università di Ferrara

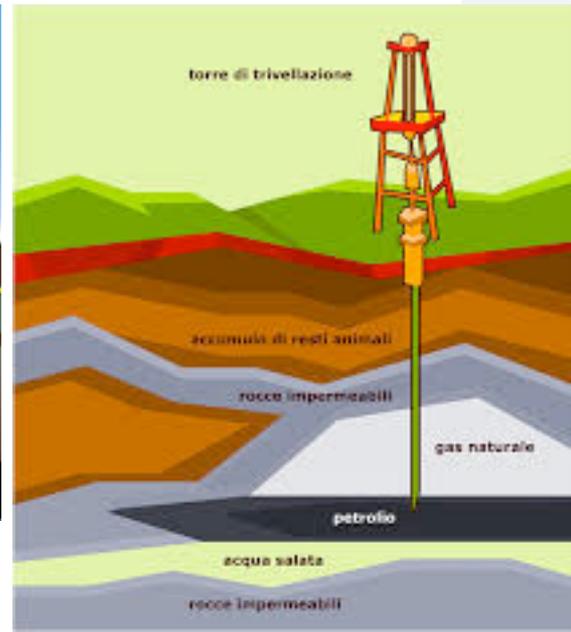
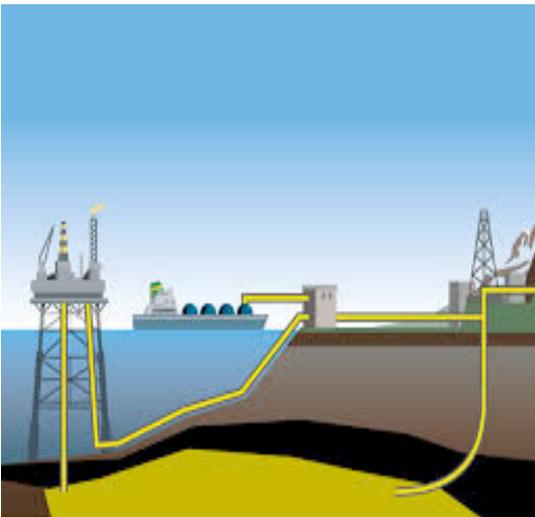
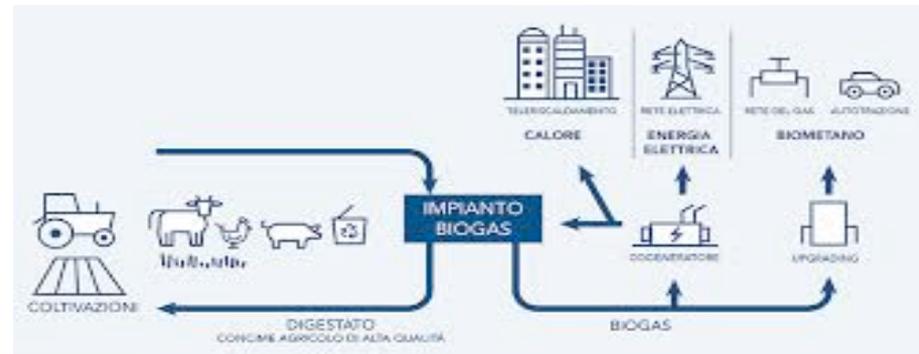
Il gas naturale è un **idrocarburo**, cioè una **molecola** formata da atomi di carbonio e idrogeno che è alla base anche **del petrolio** e di tutti gli altri combustibili di **tipo fossile**: altri elementi chimici possono essere presenti ma in una percentuale trascurabile. E' un gas prodotto dalla decomposizione anaerobica di materiale organico. In natura si trova comunemente allo stato fossile, insieme al petrolio, al carbone o da solo in giacimenti di gas naturale. Viene però anche prodotto dai processi di decomposizione correnti, nelle paludi (in questo caso viene chiamato anche **gas di palude**), nelle discariche, durante la digestione negli animali e in altri processi naturali. Viene infine liberato nell'atmosfera anche dall'attività vulcanica.

Composizione del Gas Naturale: è costituito principalmente da **gas metano CH₄**, e contiene una proporzione variabile di azoto, etano, anidride carbonica, acqua, butano, propano, pentano e tracce di idrocarburi più pesanti. Il metano è l'idrocarburo gassoso **più leggero** in quanto ha la molecola più piccola, formata da un atomo di carbonio e quattro di idrogeno (CH₄), che può costituire fino al **97%** del gas naturale, rappresentandone il **principale componente**. Proprio per via dell'elevatissimo contenuto di metano, e quindi per sottolinearne la purezza, in **Italia il gas naturale viene chiamato metano** già dai primi ritrovamenti. E' più leggero dell'aria, non ha colore né odore e non è tossico. Il gas naturale si **trova in natura** all'interno dei giacimenti sotterranei, spesso vicino a quelli petroliferi.

Dal punto di vista ambientale il **combustibile " fossile di punta"** è proprio il **gas naturale** che bruciando rilascia soltanto anidride carbonica (gas serra) ma non residui solforosi e micro particelle tossiche e che quindi **può essere considerato** relativamente **"pulito"** dal punto di vista ecologico, la quantità di **CO₂** prodotta è **molto più bassa**, circa del **25%**, rispetto a quella prodotta dalla combustione di petrolio e carbone.

I **vantaggi del gas naturale** rispetto alle altre forme di energia di interesse industriale non si esauriscono agli aspetti ecologici.

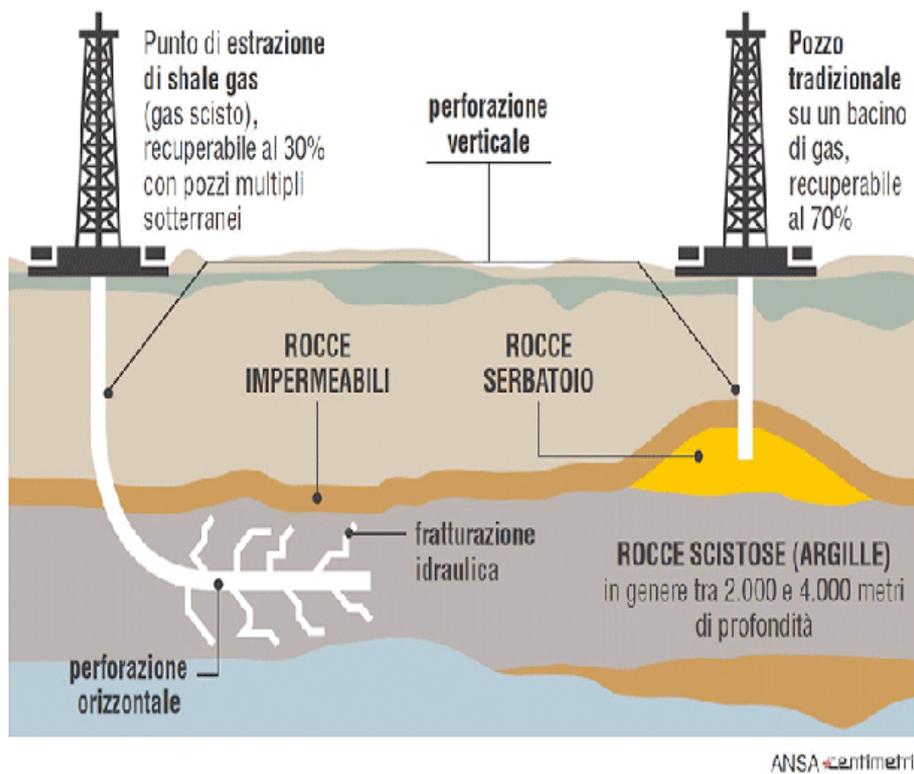
Dal punto di vista logistico, il **trasporto del gas naturale** presenta un'ampia gamma di possibilità che il petrolio non ha: può essere inviato direttamente dai paesi produttori a quelli consumatori per mezzo di **gasdotti** oppure **liquefatto, trasportato via nave e rigassificato**.



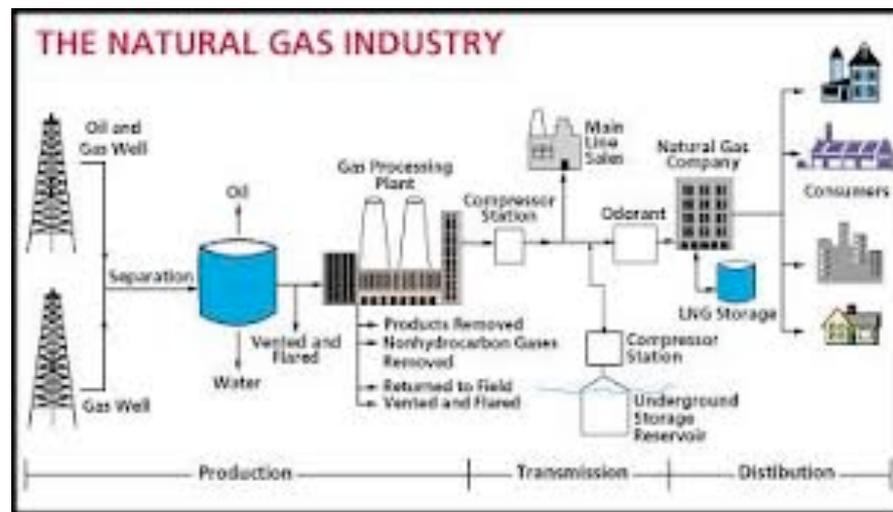
Il **biogas** è una delle fonti alternative più utilizzate per la produzione di energia rinnovabile. E' il frutto della degradazione, in assenza di ossigeno (processo chiamato digestione anaerobica) di varie sostanze organiche ad opera di numerosi batteri. L'energia racchiusa nei legami chimici è poi rilasciata e immagazzinata principalmente in metano (CH₄) il quale, assieme all'anidride carbonica (CO₂) è il principale costituente del biogas. Altre sostanze presenti in minor percentuale sono ossido di carbonio, azoto, idrogeno, idrogeno solforato. Il biogas possiede un alto potere calorifico e può essere convertito in elettricità e calore. Il residuo della fermentazione è il digestato, un materiale liquido, completamente inodore e ad altissimo valore agronomico, con caratteristiche migliorative rispetto al materiale di partenza. Il biogas è indicato dall'U.E. tra le fonti energetiche rinnovabili non fossili che possono garantire non solo autonomia energetica, ma anche la riduzione graduale dell'attuale stato di inquinamento dell'aria e quindi dell'effetto serra.

Estrazione Spesso il gas naturale si estrae dagli stessi giacimenti di petrolio. Come il petrolio, infatti, il gas naturale è il risultato delle trasformazioni subite dalla sostanza organica depositatasi sul fondo di antichi mari e laghi (bacini sedimentari). Non vi è dunque una ricerca di gas naturale distinta da quella del petrolio, ma un'unica attività di ricerca degli idrocarburi: solo dopo la perforazione di pozzi esplorativi è possibile accertare la natura del deposito. Si parla di "gas associato" quando il gas naturale è disciolto nel petrolio o costituisce lo strato di copertura del giacimento petrolifero; e di "gas non associato", quando il giacimento è costituito quasi esclusivamente da gas naturale (ad esempio, i grandi giacimenti del Mare del Nord e dell'Olanda).

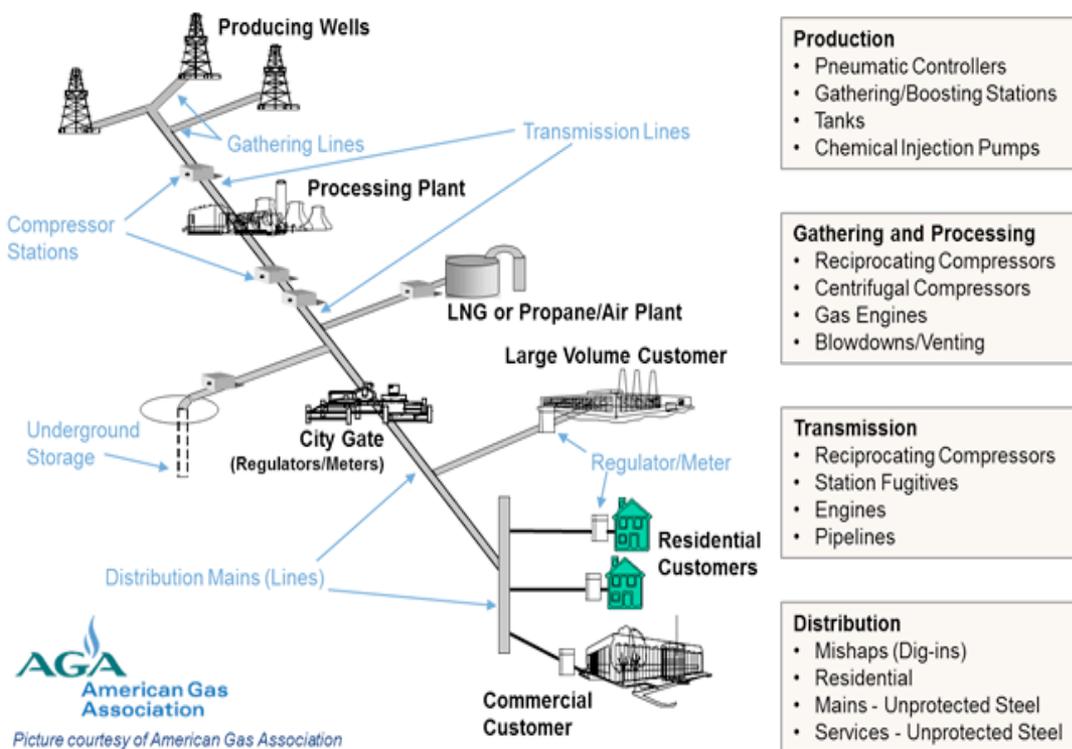
Tecniche di estrazione del gas naturale



Estrarre il gas naturale dal sottosuolo è abbastanza facile. Quasi sempre si trova intrappolato insieme al petrolio sotto uno strato di roccia. Date le grandi pressioni, non appena si finisce di trivellare il gas schizza fuori da solo e occorre solamente "infilarlo" in un tubo e indirizzarlo verso le sue destinazioni finali o nei centri di stoccaggio. Questi ultimi non sono serbatoi come quelli che si costruiscono per contenere il petrolio, ma giacimenti naturali esauriti dove un tempo c'era gas naturale, olio o acqua e che vengono oggi riutilizzati come veri e propri "magazzini" per il gas.



Il sistema di [stoccaggio](#) del gas naturale consente di modulare l'offerta in relazione alla forte variabilità stagionale della domanda. In inverno il consumo del gas naturale è molto superiore al consumo estivo, mentre la disponibilità di gas naturale è relativamente costante. Il gas naturale prodotto o importato in eccedenza nei periodi estivi viene generalmente immesso nei giacimenti esauriti e può essere estratto durante l'inverno, quando la richiesta di gas è superiore al totale dell'offerta. Il sistema di stoccaggio del gas naturale è effettuato attraverso un insieme integrato di infrastrutture: giacimenti esauriti, impianti di trattamento del gas, impianti di compressione e sistemi di spacciamento operativo. Lo stoccaggio di gas sotterraneo ha avuto e continua ad avere un ruolo determinante per lo sviluppo del mercato del gas e la sua stabilizzazione. Lo stoccaggio può essere di tipo convenzionale quando si utilizzano giacimenti di produzione di gas esauriti o semi esauriti, di tipo semi convenzionale quando si usano giacimenti di olio esauriti o acquiferi, di tipo speciale quando è realizzato in cavità ricavate in formazioni saline sotterranee o in miniere di carbone abbandonate. Attualmente in Italia esistono 10 campi di stoccaggio di gas naturale, per una capacità complessiva di 15 miliardi di metri cubi. In Italia i campi di stoccaggio sono costituiti esclusivamente da giacimenti a gas in via di esaurimento. Questa scelta è dettata dalle caratteristiche geologiche del Paese e dal fatto che l'esaurirsi di alcuni giacimenti ha messo a disposizione strutture adatte a essere convertite a campi di stoccaggio.



Sintetizzando, il gas metano ha sia un'origine accertata e conclamata di tipo **biogenico**, ovvero deriva da attività batterica avvenuta in sedimenti poco profondi, mentre il gas **termogenico** si crea tra sedimenti rocciosi ad grande profondità ed ad alte temperature, da sostanze inorganiche, senza l'intervento di batteri. Altre fonti di metano, oltre a quella marina, sono quella vulcanica e quella proveniente da sorgenti idrotermali.

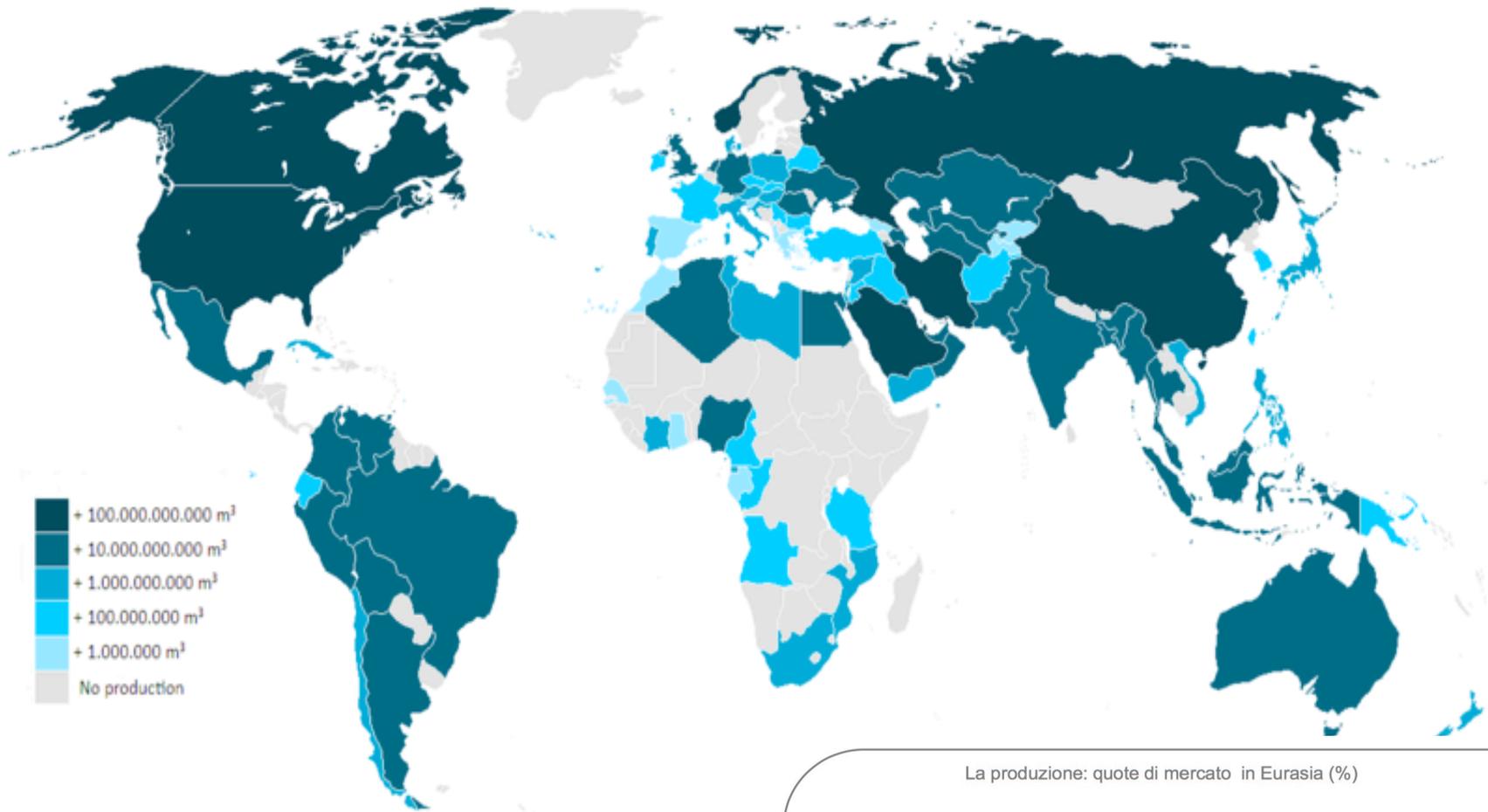
principalmente come **combustibile**, sia a livello industriale sia a livello domestico, per il suo alto potere calorifico (fino a 12.000 Kcal/m3) e per la sua possibilità di trasporto abbastanza economica dai pozzi di raccolta ai centri di consumo, attraverso una fitta rete di metanodotti (nella foto accanto la posa di un condotto per il trasporto del metano).

È un ottimo conduttore, non inquina eccessivamente e offre grandi prospettive per un futuro incremento della produzione di calore ed **elettricità**.

È utilizzato anche come **carburante** per autotrazione, compresso in bombole a circa 200 atm.

È utilizzato anche **nell'industria chimica** per la produzione di acido cianidrico, mentre per ossidazione, fornisce metanolo, aldeide formica, acetilene, etilene.



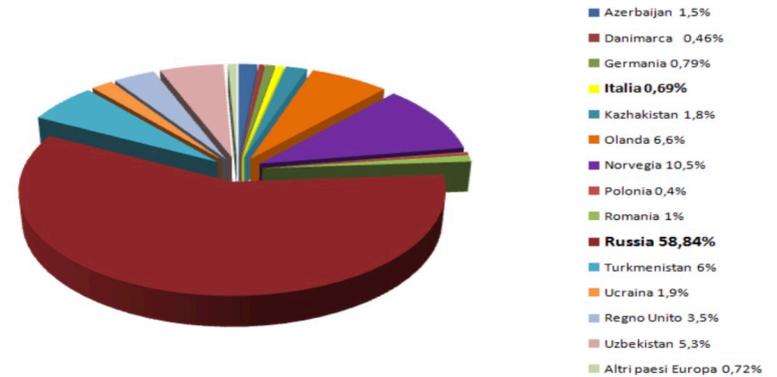


**Produzione mondiale di Gas Naturale
Supply-Side**

U.S. Natural Gas Production

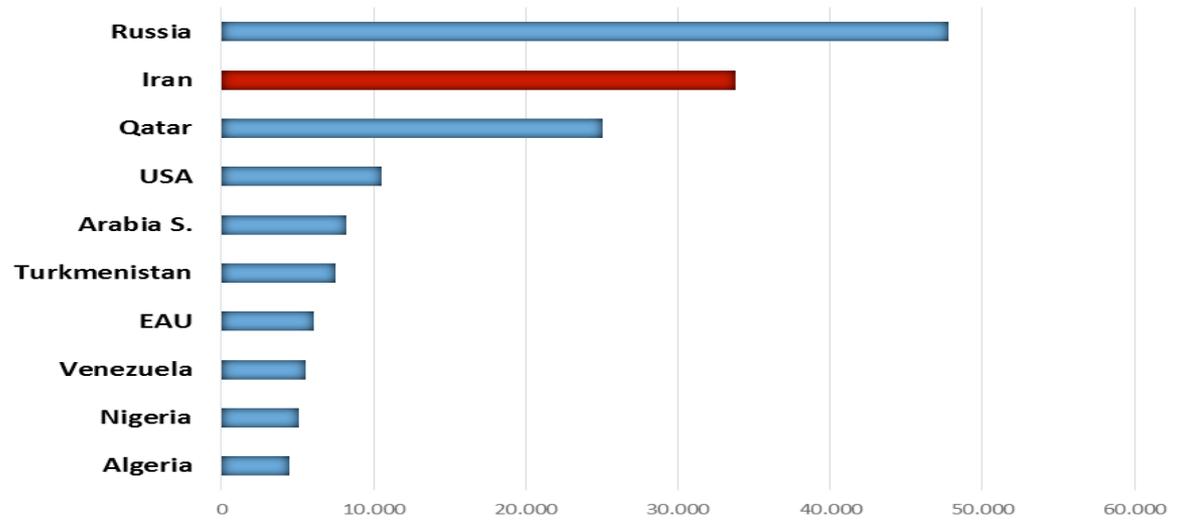


La produzione: quote di mercato in Eurasia (%)



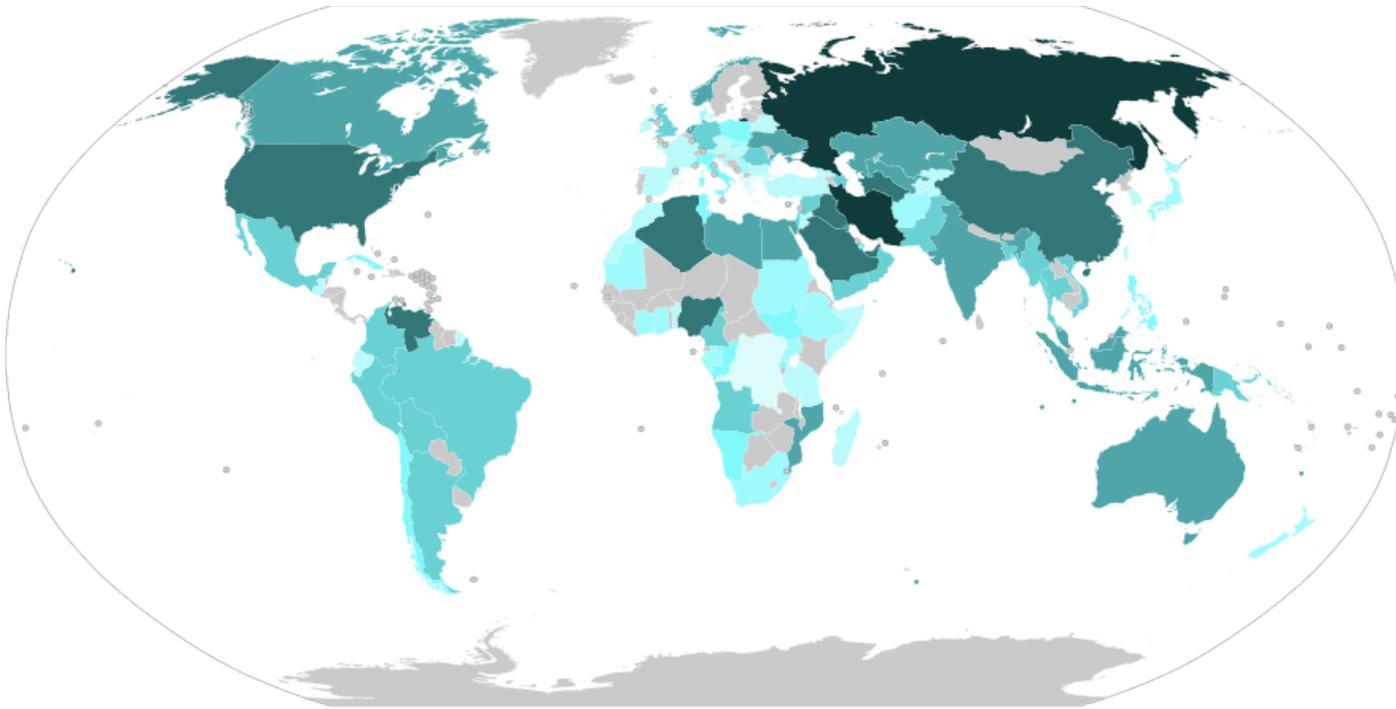
Riserve mondiali di Gas Naturale
Produzione potenziale della Supply-Side

I primi dieci Paesi al mondo per riserve provate di gas naturale
(miliardi di metri cubi)



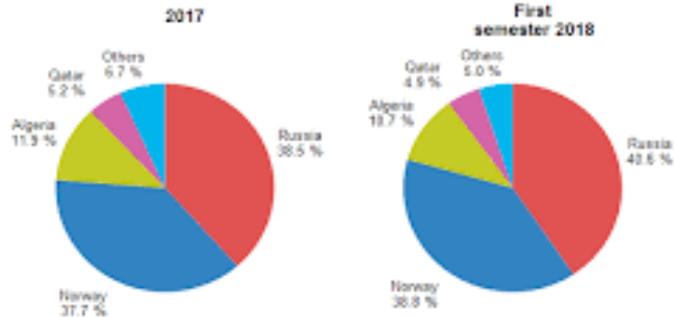
Fonte: elaborazione su dati EIA (2015).

SicurezzaEnergetica.it



Extra-EU imports of natural gas from main trading partners, 2017 and first semester 2018

(share (%) of trade in value)

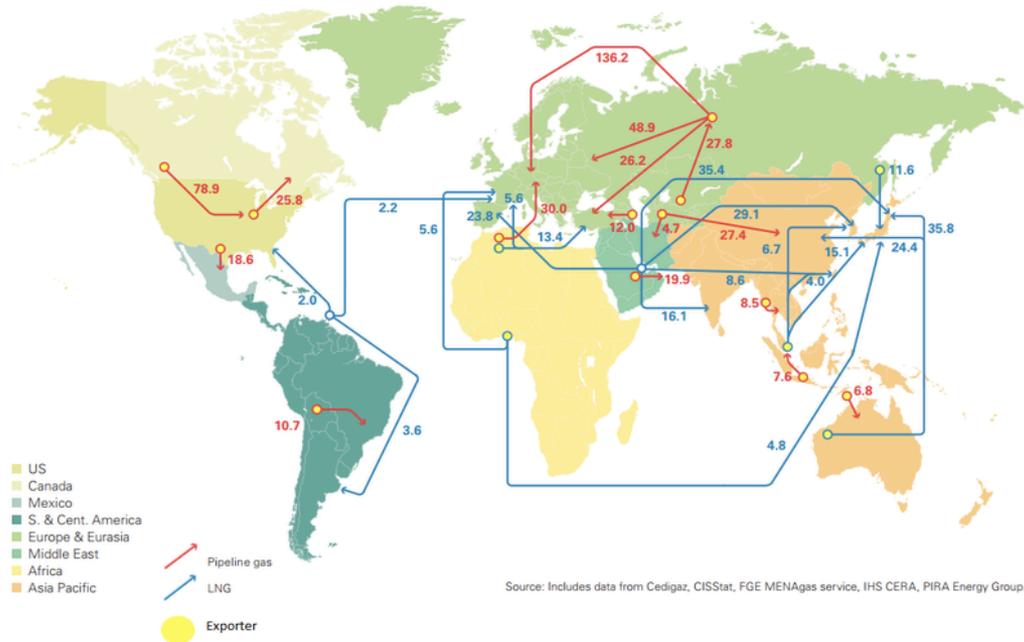


Source: Eurostat database (Comext) and Eurostat estimates



Major trade movements 2013

Trade flows worldwide (billion cubic metres)



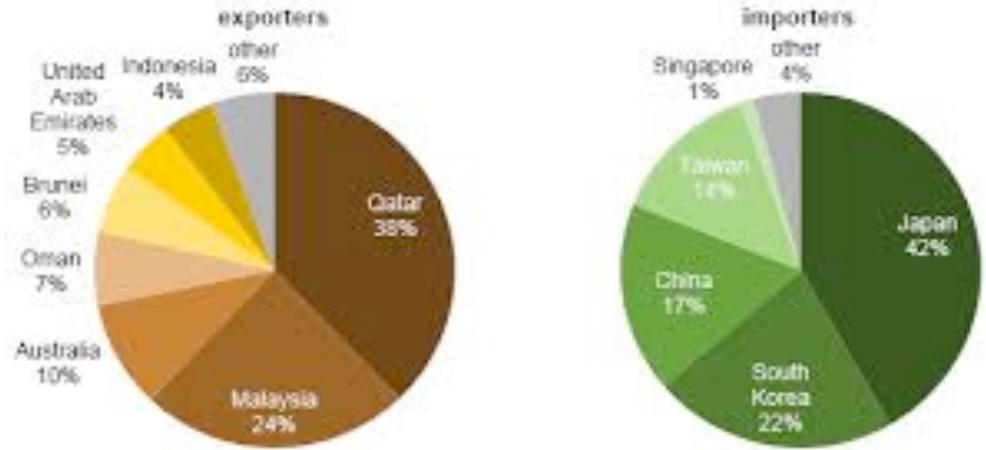
Source: Includes data from Cedigaz, CISStat, FGE MENAgas service, IHS CERA, PIRA Energy Group.

Importazioni di gas naturale dell'Italia punti di ingresso dei gasdotti



South China Sea liquefied natural gas trade flows (2016)

total trade: 4.7 trillion cubic feet



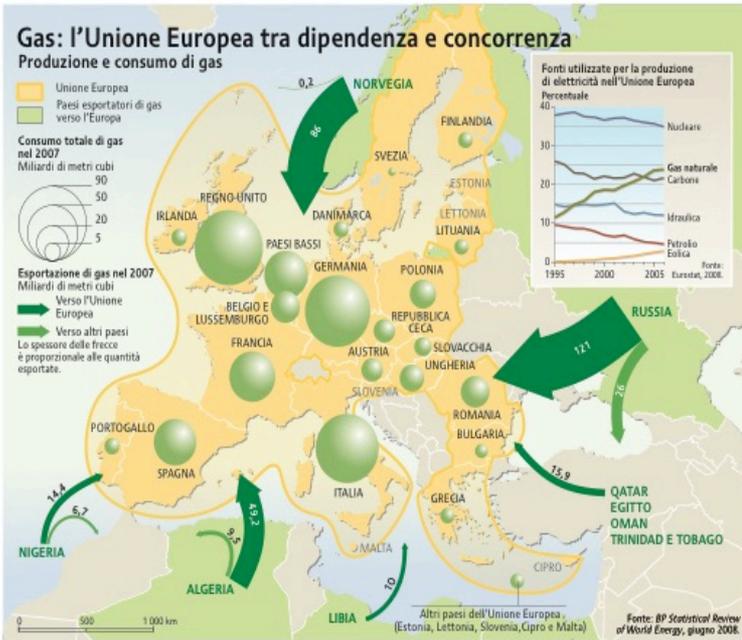
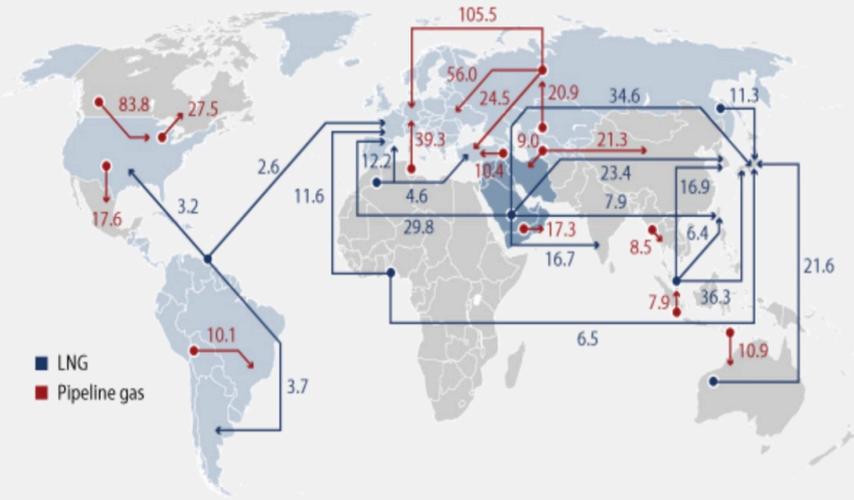
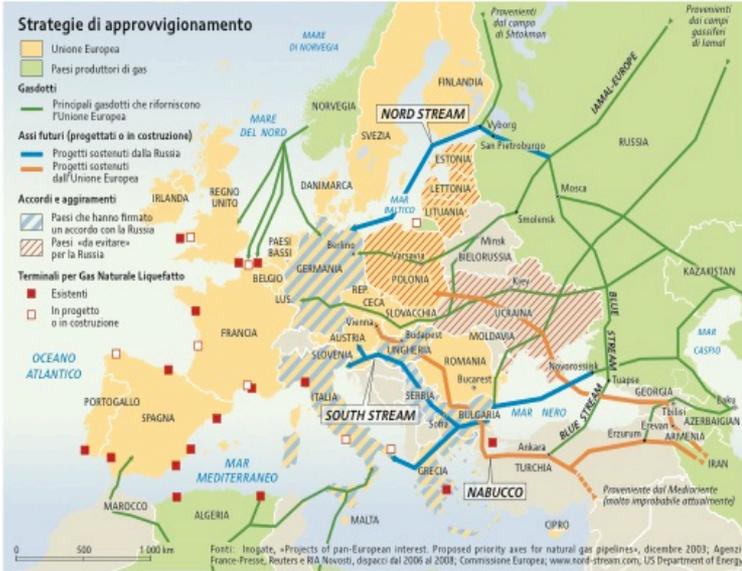


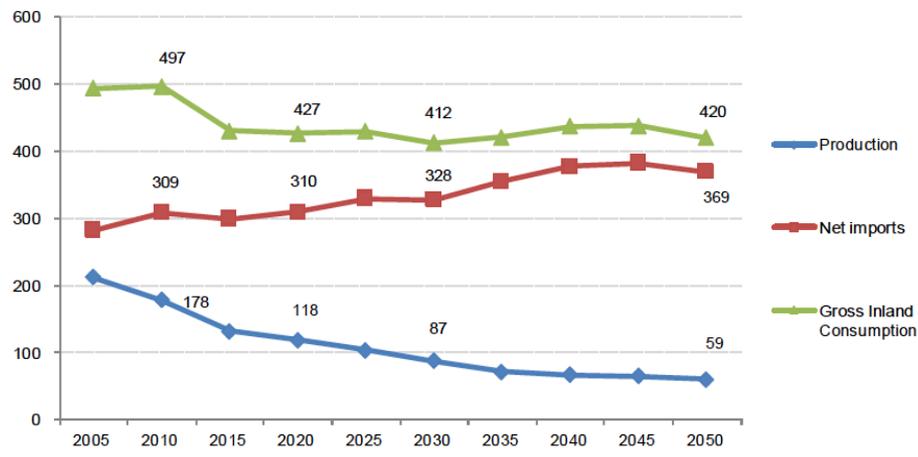
FIGURE 4
World natural gas trade, 2012, in bcm



Source: British Petroleum, "BP Statistical Review of World Energy" (2013), available at http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf.



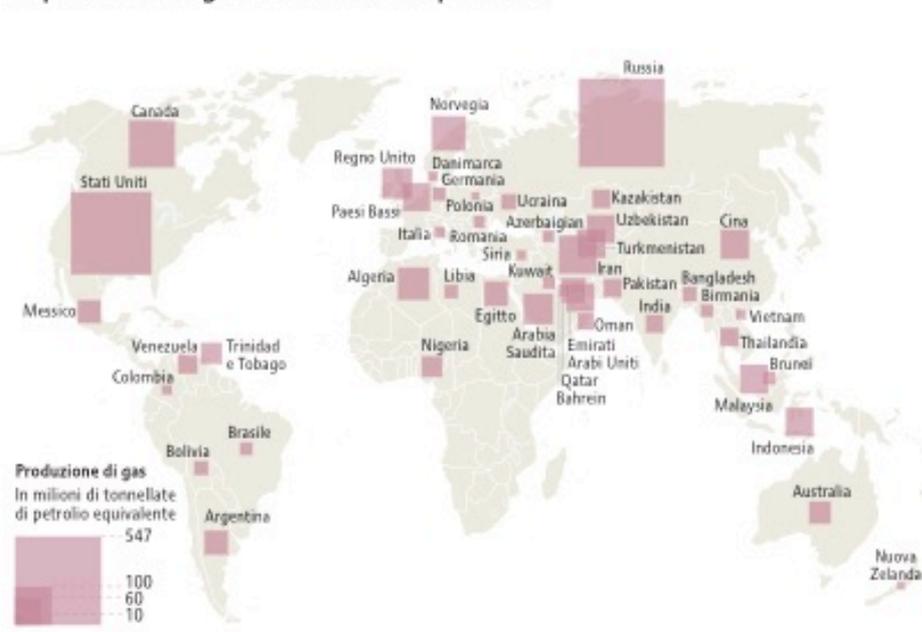
Gas - production, net imports and demand (volumes expressed in bcm)



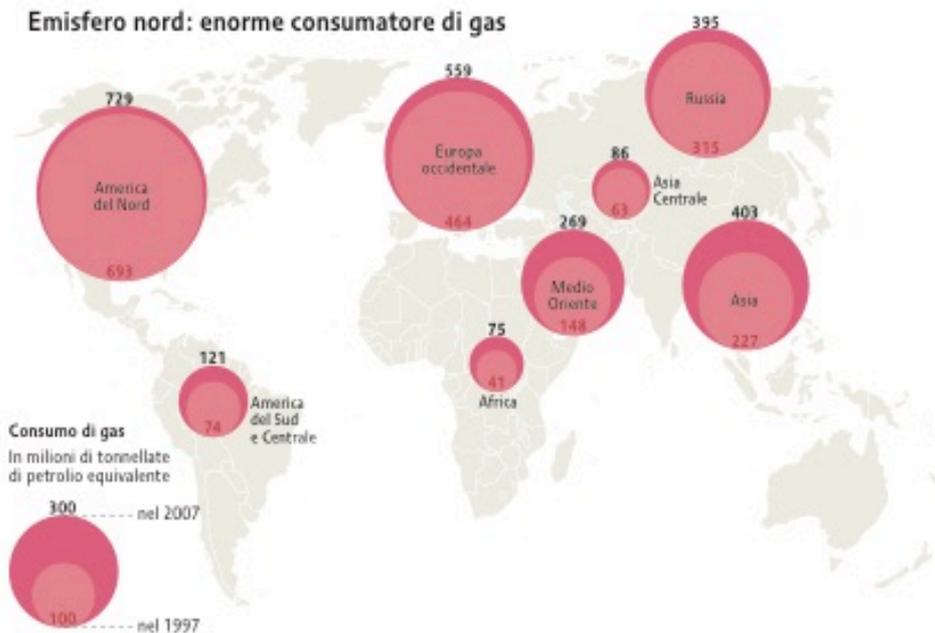
Profitti dei principali produttori di gas nel 2007



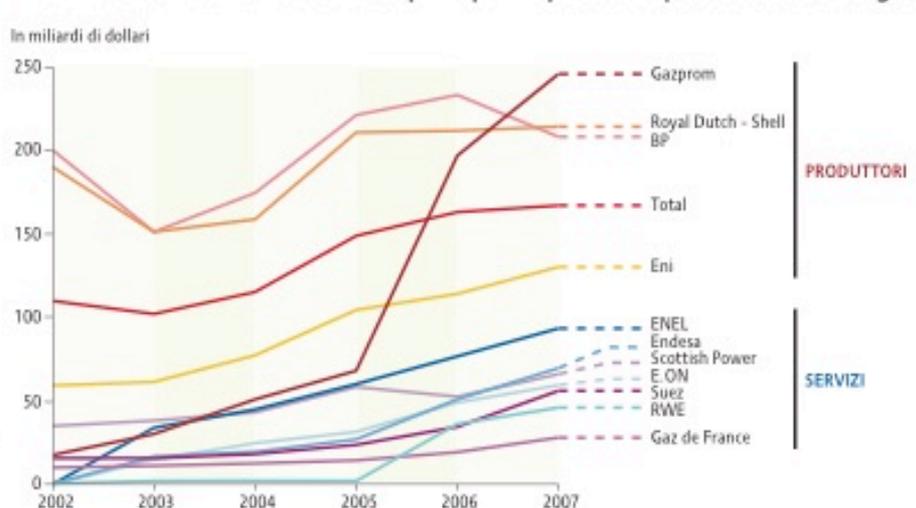
La produzione di gas: un mercato in espansione



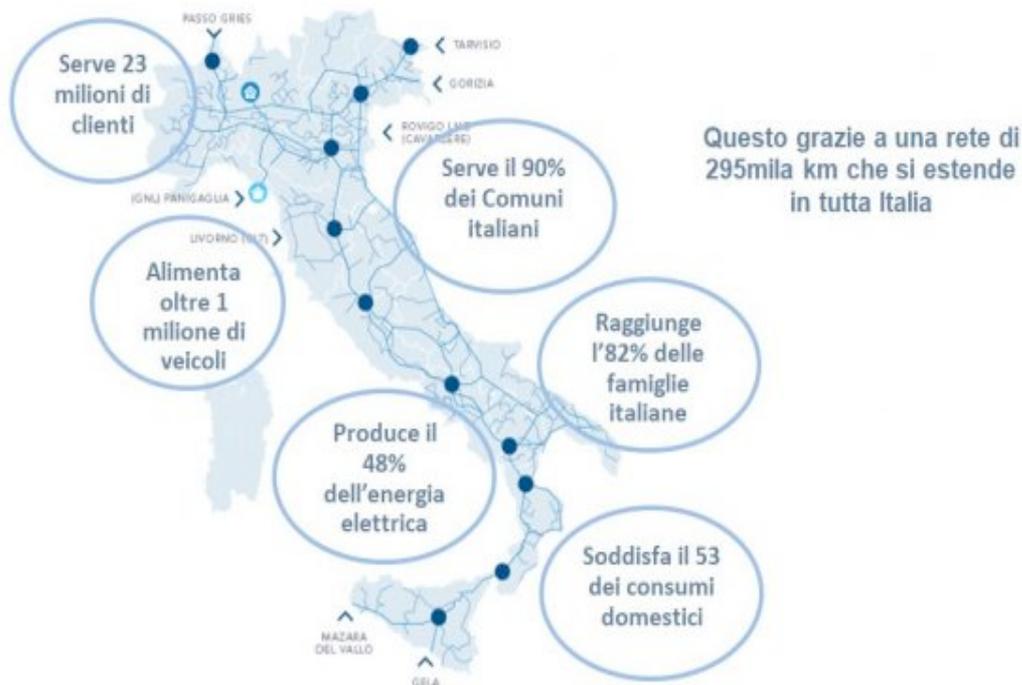
Emisfero nord: enorme consumatore di gas



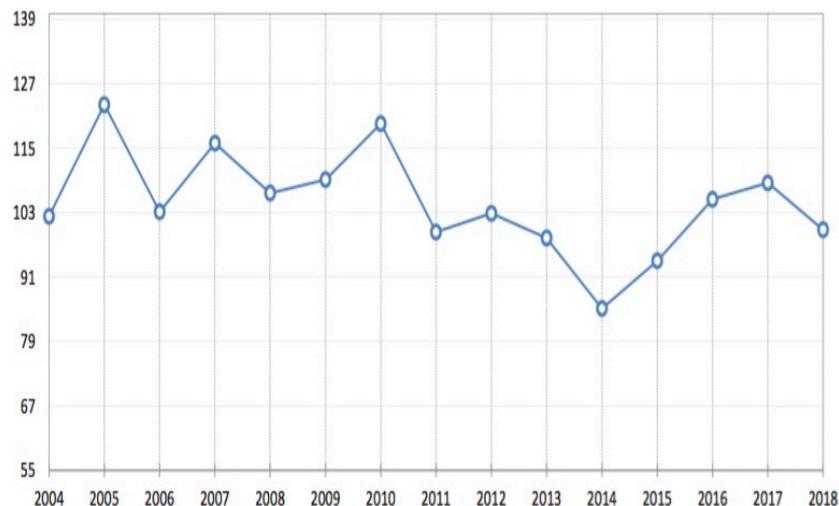
Evoluzione del valore in borsa delle principali imprese europee nel settore del gas



Richiamando qualche cenno storico si deduce quanto il gas naturale sia una fonte di energia nota all'uomo da **lungo tempo**: nel testo scritto dallo storico cinese Chang-Qu del **357 a.C** viene descritto come un gas che poteva essere usato per generare luce; molti anni dopo in **Italia** fu il fisico **Alessandro Volta** che durante un'escursione sul Lago Maggiore si accorse dell'esistenza di un gas che gorgogliando dalla superficie dell'acqua poteva essere acceso con una fiamma. era il **metano**. In epoche più recenti, **l'impiego** del gas in **Italia** cominciò a partire dalla **fine degli anni trenta** del secolo scorso, mentre negli **USA** era già ampiamente utilizzato durante il periodo della **prima guerra mondiale**. Nel nostro paese il **primo giacimento** fu scoperto nel **1938**, quello di Podenzano in val Padana, ed il **primo gasdotto** fu costruito nel **1939** con la condotta che portava il combustibile tra Pietramala e Firenze. Fu però soltanto dopo la seconda guerra mondiale con l'avvento di **Enrico Mattei** all'**AGIP** e la successiva fondazione dell'**ENI** che la **scommessa sul gas naturale fu vinta**: nel periodo compreso tra il **1948** e il **1952** in **val Padana** furono identificati e messi in produzione diversi giacimenti di gas, la **produzione** in quegli anni aumentò esponenzialmente passando da **20** a **305 milioni di metri cubi**. Oggi il metano è la **prima fonte** di energia per l'Italia con una rete di trasporto primaria che supera i **34 mila chilometri** ma che considerata complessivamente con le reti di distribuzione presso le utenze e i punti di riconsegna **supera i 100 mila chilometri e serve 6900 comuni**.



Consumi novembre 2004-2018 (2003=100)



L'Italia dipende largamente dal gas naturale per l'energia dato che in vari ambiti industriali ha **sostituito il petrolio**: basta pensare che i nostri consumi di gas naturale erano pari a **17 miliardi di metri cubi** nel **1973** (**il 10%** del fabbisogno) e nel **2006**, prima della crisi, ammontavano a poco meno di **80 miliardi di metri cubi**. Oggi soddisfano il **34%** dell'intero fabbisogno energetico nazionale. Per questo tutte le importanti **questioni geopolitiche** che riguardano i paesi produttori, sono anche di **primaria importanza per l'Italia**.

Lo sfruttamento di GN è cominciato solo pochi decenni fa: certo, nella metà dell'Ottocento esso veniva impiegato per l'illuminazione stradale delle città (soprattutto nei centri vicini ai giacimenti), ma è soltanto a partire dagli anni '60 che si è sviluppata una rete di metanodotti per favorire una più agevole distribuzione di gas nei luoghi di utilizzo. L'Italia è uno dei pochi Paesi dove il metano è stato valorizzato come risorsa energetica fin dai primi anni della scoperta dei giacimenti in Val Padana e nel Mare Adriatico. Il metano, come fonte di energia nazionale, ha dato un notevole contributo allo sviluppo industriale del Paese negli anni Cinquanta e Sessanta. Pur con importanti riserve accertate, l'Italia continua ad importare gas naturale dall'Olanda, dalla Russia e dall'Algeria.

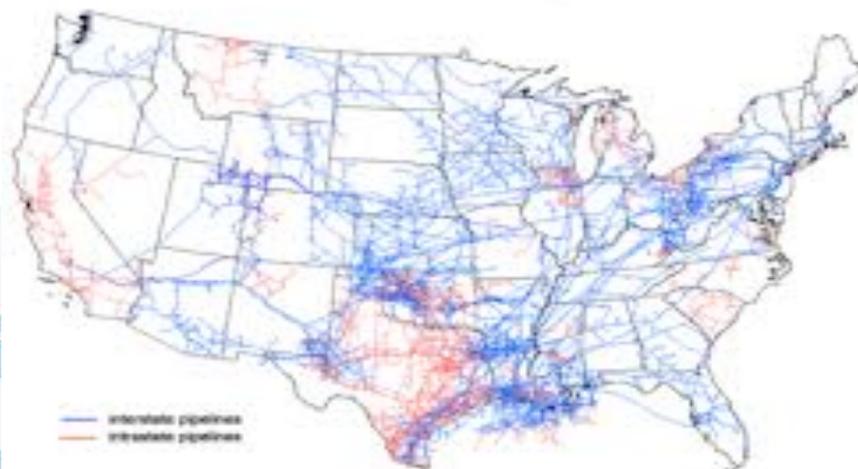
Il problema del **trasporto del gas naturale** è uno dei **temi fondamentali** perché ne influenza direttamente la **distribuzione** con riflessi importanti su tutti i paesi consumatori tra i quali l'Italia. Dal punto di **vista ingegneristico**, i **gasdotti** sono costituiti da diversi **componenti** la cui manutenzione presenta criticità notevoli. Si tratta non soltanto di **tubi**, ma anche di stazioni di **compressione**, stazioni di **misura** e **valvole**, tutti elementi tecnologici più o meno complessi che devono essere gestiti in maniera ottimale per assicurare il corretto funzionamento degli impianti di distribuzione. Il **materiale principalmente** utilizzato per la costruzione dei tubi è l'acciaio, che viene rinforzato nei gasdotti sottomarini per contrastare la pressione esterna dell'acqua.

Il metano viene trasportato allo stato gassoso per mezzo di **gasdotti**, oppure con navi metaniere sulle quali viene caricato allo stato liquido (GNL o Gas Naturale Liquefatto). I gasdotti permettono il trasporto d'ingenti quantità di gas, direttamente dal luogo di produzione a quello di consumo, senza bisogno di alcuna operazione di carico e immagazzinamento. La scelta del tracciato di un gasdotto si basa sull'analisi di diverse alternative che dipendono dall'impatto ambientale, dalla sicurezza del trasporto e dalla fattibilità tecnico-economica. E' necessario verificare che il tracciato dei gasdotti non interferisca con gli equilibri esistenti e che il gasdotto stesso sia isolato da fenomeni di instabilità, quali, ad esempio, processi di erosione, smottamenti o frane. Individuato il tracciato più comodo e più sicuro, si scava una trincea, dove vengono calati i tubi d'acciaio del condotto precedentemente saldati tra loro. Nella fase di costruzione vengono utilizzate tecnologie avanzate di scavo e di posa delle tubazioni che interferiscono il meno possibile con l'ambiente circostante. Infine il metanodotto viene interrato e il terreno viene riportato alle condizioni originarie.

Il **trasporto del metano** su grandi distanze è iniziato nel 1958 con l'importazione di gas naturale canadese negli Stati Uniti. Oggi, negli USA si trova la **rete di trasporto gas** più capillare. La **lunghezza** complessiva dei gasdotti mondiali è di circa **800 mila** chilometri ma la **capillarità** della distribuzione differisce notevolmente nei vari paesi: **gli USA** dispongono della rete più complessa con **550 mila chilometri** di rete.



Map of U.S. interstate and intrastate natural gas pipelines



Source: U.S. Energy Information Administration, About U.S. Natural Gas Pipelines

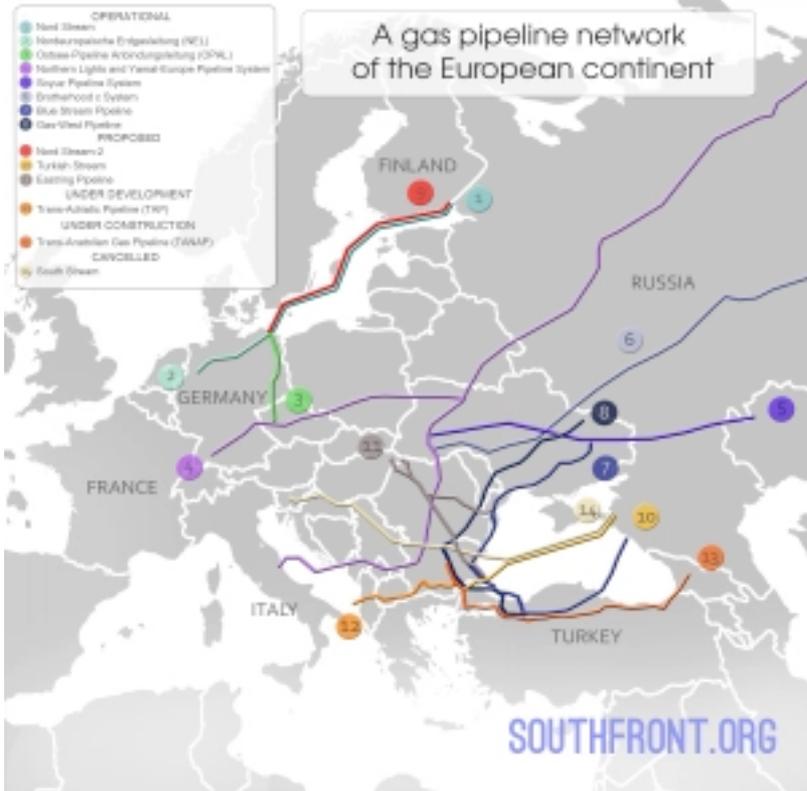
LE VIE DEL GAS IN ITALIA





Il Progetto South-Stream

Progetti diversi, progetti in conflitto: geopolitica dell'infrastruttura gas



Europa: il nuovo gasdotto in via di sviluppo, il TAP



Il trasporto via mare: il Gas Naturale Liquefatto

Una **caratteristica** di questa particolare forma di energia che la **distingue dal petrolio** e che la rende estremamente interessante per la sua **versatilità**, è la possibilità di determinare il **cambiamento di stato** fisico da **gas a liquido**: ciò ne permette il trasporto via mare. Per questa ragione il gas naturale si presta a **risolvere problematiche** energetiche urgenti come quella del **Giappone** che dopo il disastro nucleare di **Fukushima** nel **2011** si è **affidato** in larga misura al gas naturale **trasportato via mare** con grande beneficio per la popolazione locale. Dal punto di vista tecnologico il **processo industriale** per la liquefazione/rigassificazione del gas naturale ed anche il **trasporto via mare** sono **sicuri** poiché la **pressione** non viene alterata: cambia solo la **temperatura**, che viene portata a meno 162 gradi centigradi per il passaggio allo stato liquido e successivamente aumentata fino al punto di evaporazione nella ri-gassificazione. Quando non è possibile effettuare il trasporto tramite metanodotto (perché le distanze da superare sono eccessive o bisogna attraversare un tratto di mare troppo lungo) il metano viene liquefatto e trasportato con **navi metaniere**. Attualmente il 25% del metano viene trasportato con questo mezzo. Il metano, liquefatto a -161 gradi centigradi, ha un volume circa 600 volte minore del gas naturale originario. Una metaniera trasporta mediamente 130.000 metri cubi di metano liquefatto che corrispondono a 78 milioni di metri cubi allo stato gassoso. I costi di trasporto con le metaniere sono più elevati perché occorre effettuare diversi trasbordi. Il primo consiste nel trasporto dal giacimento alla costa con un metanodotto. Poi il gas viene liquefatto e caricato su una metaniera, dotata di serbatoi isolati termicamente e di sofisticati sistemi di sicurezza e protezione ambientale. Arrivato a destinazione il GNL viene scaricato nel terminale di importazione, dove viene riscaldato, riportato allo stato gassoso e immesso, dopo aver raggiunto un adeguato livello di pressione, nella rete dei metanodotti. L'impianto in cui il **GNL** viene riportato allo stato gassoso si chiama rigassificatore.

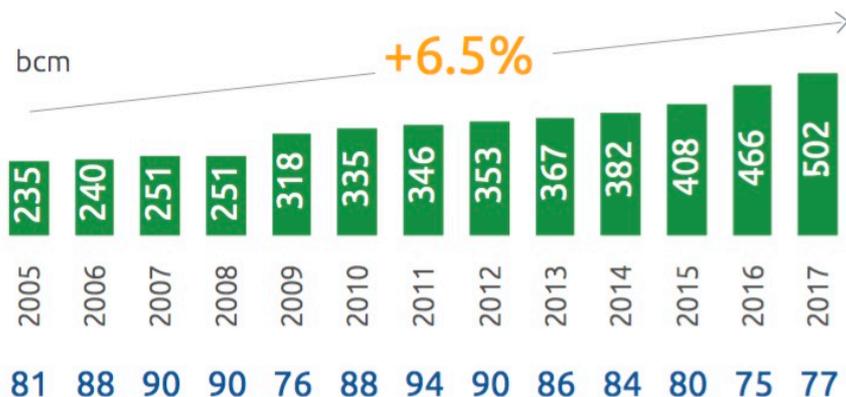
Gli **impianti di liquefazione** del gas sono normalmente **situati sulla costa** o addirittura "offshore" per consentire il carico sulle **"navi metaniere"** in maniera agevole: durante il processo il gas subisce una **riduzione** del suo volume specifico pari a **600 volte** e ciò ne permette lo **stoccaggio** in appositi serbatoi situati sulle navi.

	Exploration & Production	Liquefaction	Shipping	Storage & Regasification
				
	Gas production and preplant processing and transport	Liquefaction plant, including preliquefaction processing, storage, and carrier loading	Shipping	Receiving terminal, including unloading, storage, regasification, and delivery
% Total Capital Costs (EIA, 2003)	15 to 20	30 to 45	10 to 30	15 to 25
Example Capital Costs	Varies widely	\$1.5 to \$2 billion for a plant that produces 8.2 million tons of LNG per year	\$155 million to purchase a single 138,000 cubic meter ship, or \$60,000 per day to charter	\$400 million for a U.S. terminal capable of delivering between 180 and 360 Bcf per year

LNG Transport Cycle



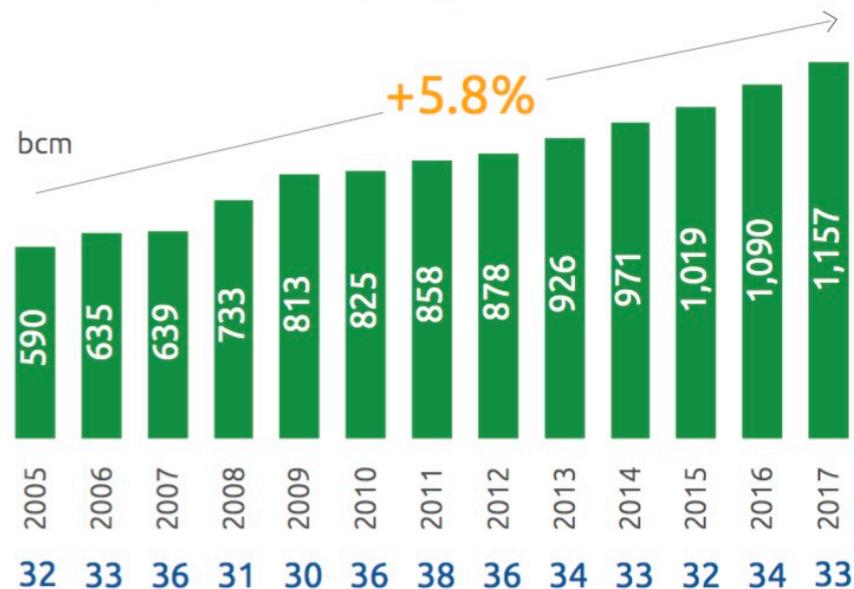
Global liquefaction capacity



Liquefaction
Utilization¹ (%)

Decline driven by cap. increase in
Asia/Oceania and Africa

Global regasification capacity



Regasification
Utilization² (%)

Decline driven by Europe
and N. America

Gli impianti di liquefazione del gas sono normalmente situati sulla costa o addirittura “offshore” per consentire il carico sulle “navi metaniere” in maniera agevole: durante il processo il gas subisce una riduzione del suo volume specifico pari a 600 volte e ciò ne permette lo stoccaggio in appositi serbatoi situati sulle navi. L’intero processo è così articolato:

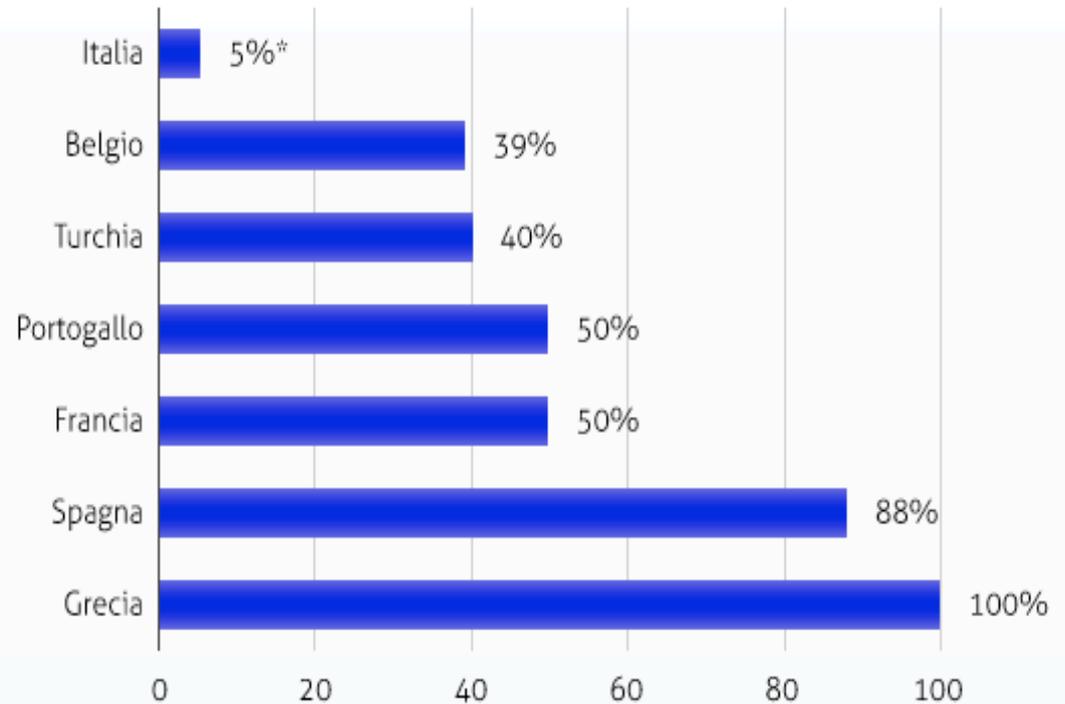
- trattamento (rimozione di anidride carbonica e acido solfidrico, disidratazione) preraffreddamento
- estrazione e frazionamento di eventuali componenti pesanti
- liquefazione
- stoccaggio del GNL
- pontile di caricamento delle navi metaniere ausiliari.
- rigassificazione dopo il trasporto.

Il primo impianto per la produzione di GNL ad entrare in funzione fu il Camel di Azrew in Algeria nel 1964: da allora i quantitativi sono continuamente aumentati sino a raggiungere le 240 milioni di tonnellate nel 2013.

Le previsioni per gli anni a venire indicano un mercato in crescita, secondo Edison nel 2030 la produzione di GNL nel mondo dovrebbe raggiungere le 500 milioni di tonnellate, in aumento del 200% rispetto al 2005.

Rigassificazione sul totale del consumato

Il prossimo, forte aumento di offerta globale di Gnl, gli obiettivi di decarbonizzazione dei consumi energetici, i limiti sempre più stringenti alle emissioni nel trasporto: sono solo alcuni dei fattori che fanno del gas naturale liquefatto un vero tema del momento. La disponibilità di materia prima crescerà: una "bolla" globale di Gnl è attesa da qui al 2021, come conferma anche il recente studio dell'Oxford Institute for Energy Studies "The Forthcoming LNG Supply Wave", e le imprese europee si preparano ad approfittare di quello che per un po' potrebbe restare un mercato del compratore. Perché il settore decolli, naturalmente, servono almeno due cose: un piano coordinato per la penetrazione delle alimentazioni a Gnl, dal trasporto navale e pesante agli usi industriali, e un'infra- struttura adeguata per il Gnl small scale, a cominciare dallo stoccaggio e dalla movimentazione. Due condizioni che a loro volta richiedono regole adeguate, chiare e stabili nel tempo.



* 3% di Panigallia a cui si aggiunge un +2% in costruzione a Rovigo

La definizione in questi anni della strategia nazionale sul Gnl e, ora, l'aggiornamento della Sen, possono offrire la cornice per rafforzare alcuni messaggi chiave. Primo, che il gas naturale, forte di un mercato e di un'infrastruttura consolidati, ha le caratteristiche e i numeri per dare una risposta efficiente alle esigenze di riduzione dell'inquinamento atmosferico e delle emissioni di gas climalteranti nel trasporto, a cominciare da quello pesante e navale, e nell'industria. Un concetto, questo, ormai ampiamente acquisito anche in campo ambientalista. Secondo, che l'infrastruttura di piccola taglia (c.d. small scale) - basata su depositi costieri, trasporto in autocisterna e con bettoline, reti isolate alimentate da serbatoi etc. - rappresenta una soluzione ottimale in un'ottica di sviluppo progressivo, per le sue doti di flessibilità e scalabilità.

Una simile tecnologia per di più sembra fatta apposta per il Mediterraneo: mare solcato da intensi traffici, turistici e da carico, ricco di centri di consumo presenti e futuri (uno per tutti la Sardegna), con una buona dotazione di rigassificatori già predisposti per lo small scale o che lo saranno presto e, non ultimo, bordato da paesi storici produttori di Gnl, come l'Algeria o l'Egitto, e sulle rotte dell'export dal Golfo Persico e dagli Usa.

Non è quindi un caso che sempre più operatori vogliano investire nel settore, come mostra il numero crescente di progetti in iter autorizzati, a cominciare dai depositi costieri, senza dimenticare l'interesse mostrato allo stesso settore del gas naturale convenzionale, cui il Gnl può offrire un'occasione di rilancio in una stagione di consumi in declino. Insomma tra COP21, direttiva Dafi, lotta all'inquinamento, aree non metanizzate, interesse dei governi e degli operatori: tutto sembra puntare verso un forte sviluppo del Gnl, in cui l'Italia può giocare un ruolo da protagonista. Se a questo si aggiungeranno regole e fiscalità chiare e stabili il quadro sarà completo.

2017 developments in global gas

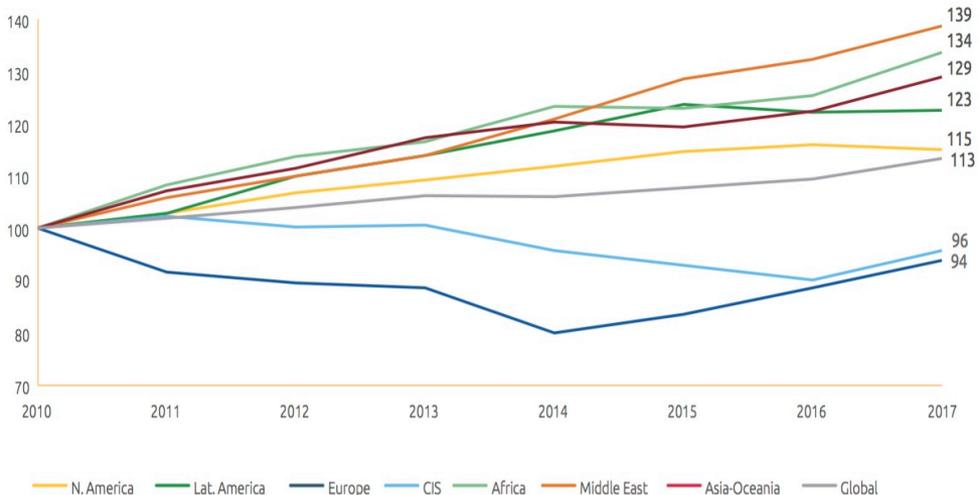
Region	Consumption	Gas price	Production	Trade – Region average		Infrastructure
				Imports	Exports	
Africa	 6.7%	-	 8.6%	 -5.0%	 8.9%	 LNG liquefaction (Mozambique FID)
Asia	 5.3%	 +\$1.1/MMBtu (Japan spot)	 4.1%	 10.0%	 10.6%	 Regional LNG liquefaction & regas; Chinese pipeline developments
CIS	 6.3%	-	 6.8%	 6.9%	 7.8%	 Russia LNG (Yamal)
Europe	 6.1%	 +\$1.1/MMBtu (NBP)	 1.9%	 12.0%	 14.3%	 Pipeline development (TANAP)
Latin America	 0.4%	-	 0.1%	 -7.7%	 -7.7%	 No key developments
Middle East	 4.8%	-	 4.1%	 -3.7%	 -0.1%	 No key developments
North America	 -0.8%	 + \$0.5/MMBtu (Henry Hub)	 0.5%	 8.0%	 16.5%	 US liquefaction & cross border pipelines

Relative gas consumption growth by region

Source: IEA, Cedigaz, BCG analysis

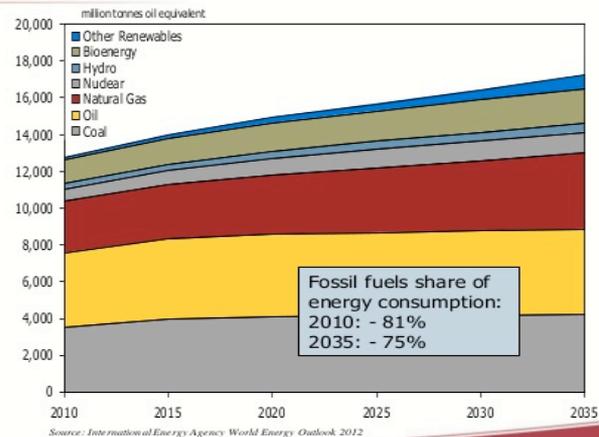
Gas consumption growth has diverged across regions since 2010

(Index 2010 = 100) Consumption growth



Global Primary Energy Demand IEA New Policies Scenario

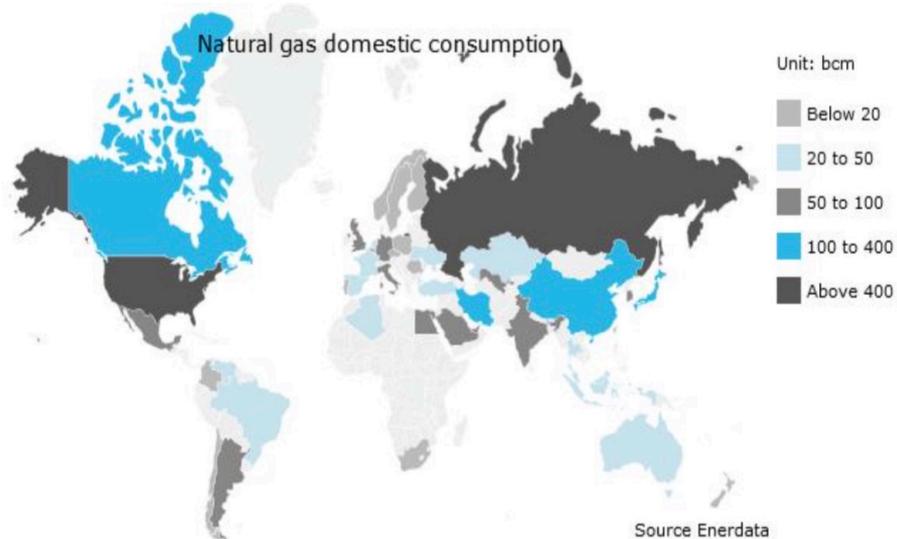
- **Significant energy demand growth:**
 - Population
 - Standards of living
- **Need all forms of energy:**
 - Increasing role for renewables
 - Continuing reliance on hydrocarbons
 - Increasing role for unconventional crude oil & natural gas
- **Environmental challenges.**
- **Technology is a key lever for sustainable growth.**



DEMAND SIDE

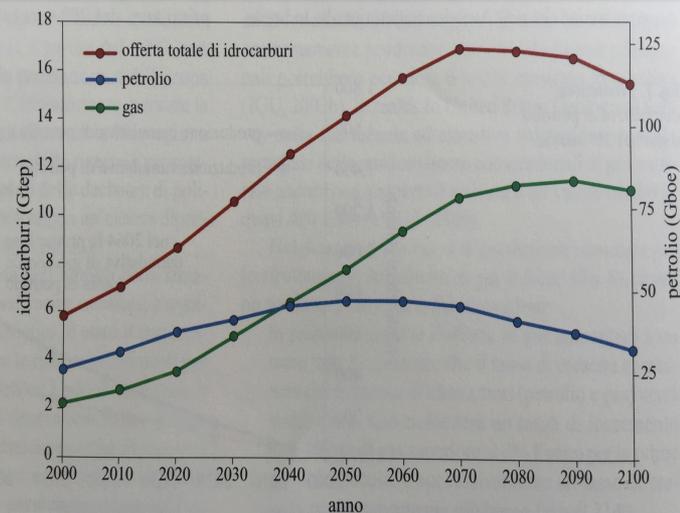
Il consumo di di gas naturale nel mondo nel 2013 (miliardi di metri cubi)

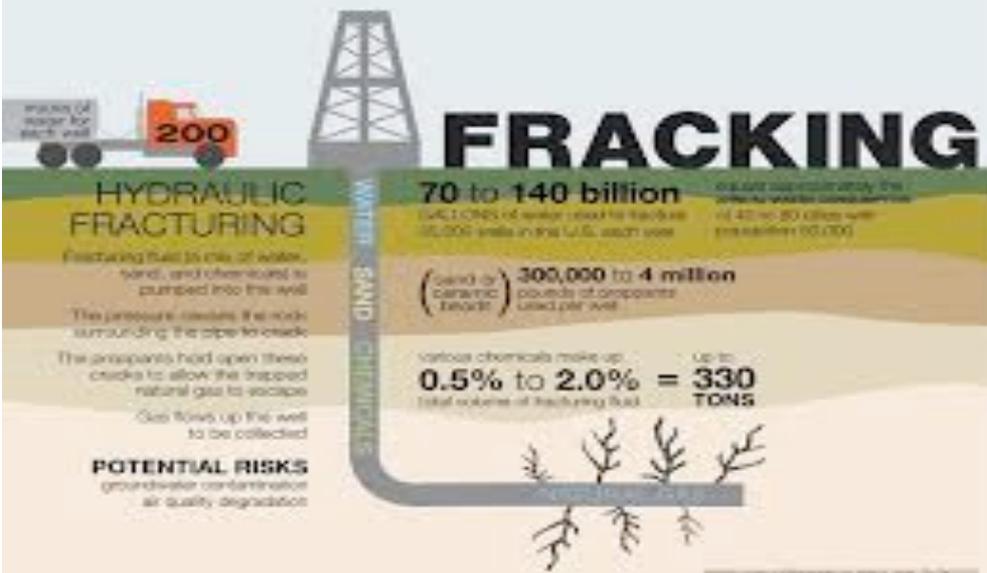
Natural gas domestic consumption



Fonte: www.enerdata.com

Impiego di Idrocarburi nella produzione di energia





Il gas naturale di sovente si **trova in natura** “intrappolato” in **formazioni rocciose scistose e porose** ed anche in argille. Per poterlo estrarre, gli ingegneri statunitensi hanno sviluppato una **tecnologia** nota come “**fracking**”, inizialmente utilizzata per sviluppare i giacimenti in Texas.

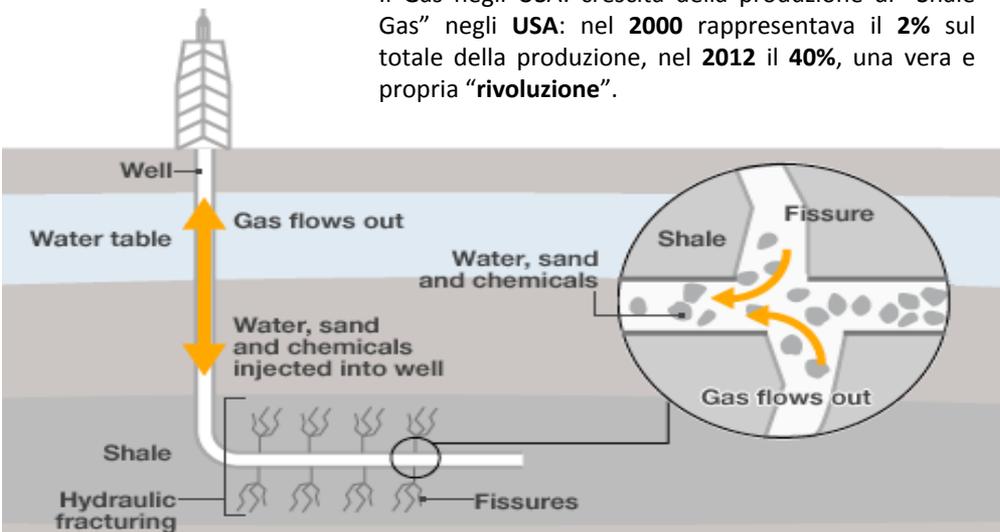
Il “fracking” (o “**fratturazione idraulica**”) è in sintesi l’**iniezione** in giacimento di un **fluido ad alta pressione**. L’operazione **crea nuove microfessure nella roccia** e mette in connessione quelle preesistenti, creando **una via di fuga** per il gas verso il pozzo. Il gas viene poi trasportato verso i punti di consumo.

fratturazione idraulica: l’acqua viene **prelevata** dalla vena e **pompata** (impianto a sinistra) ad alta pressione all’interno della **roccia** dalla quale viene **estratto** il gas ed i **residui** vengono posti nel **bacino di decantazione**

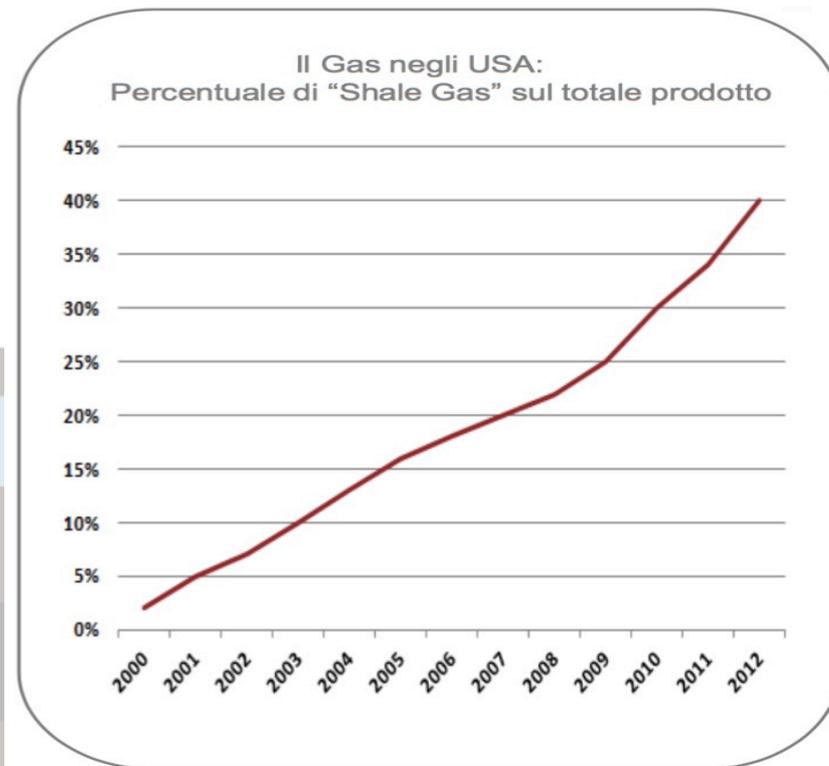
Si può dire senza timore di incorrere in errori che lo “**shale gas**” sia stato il **più grande elemento di novità** di tutto il settore energetico mondiale degli ultimi 10 anni perché ha **cambiato** l’intero assetto del **mercato** e addirittura i **rapporti di forza** tra i principali paesi produttori su **scala globale**.

Il Gas negli USA: crescita della produzione di “Shale Gas” negli **USA**: nel **2000** rappresentava il **2%** sul totale della produzione, nel **2012** il **40%**, una vera e propria “**rivoluzione**”.

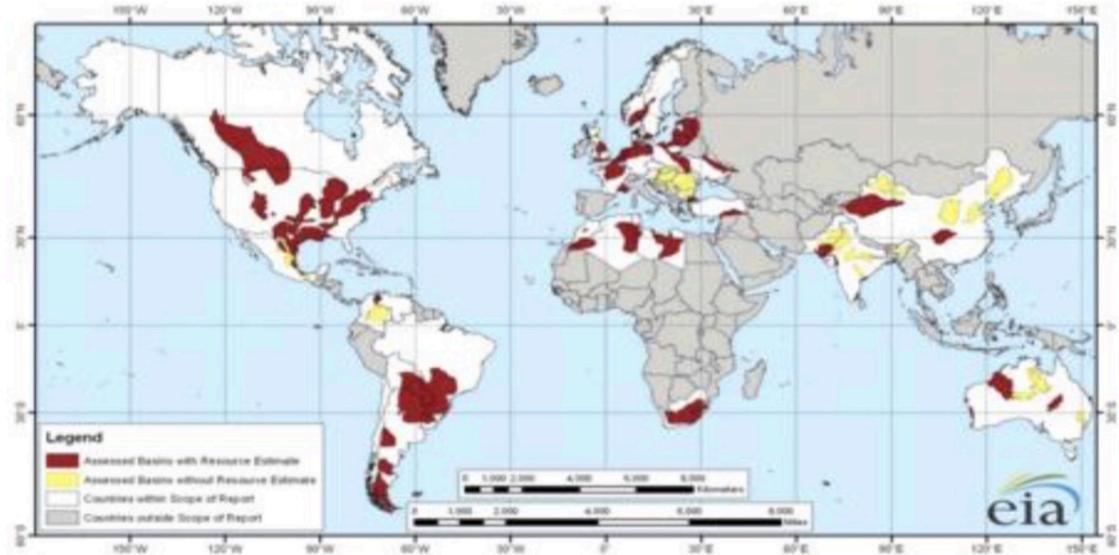
Shale gas extraction



Not to scale

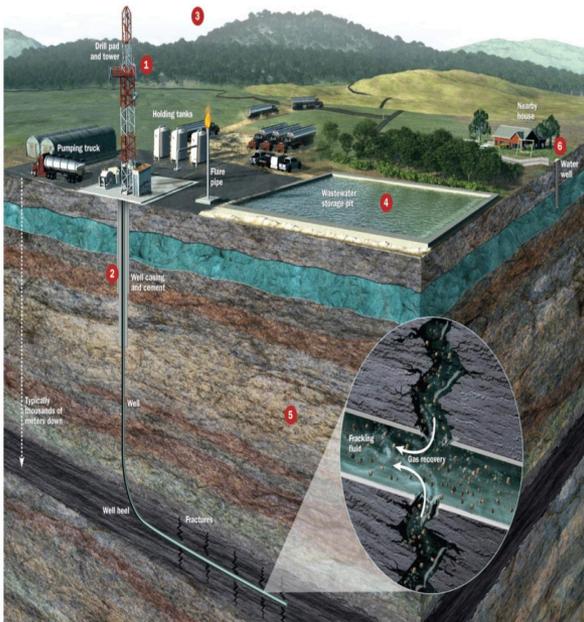


Lo "shale gas":
Distribuzione geografica delle riserve mondiali



Mapa fomita dall'US Energy Information Administration (EIA)

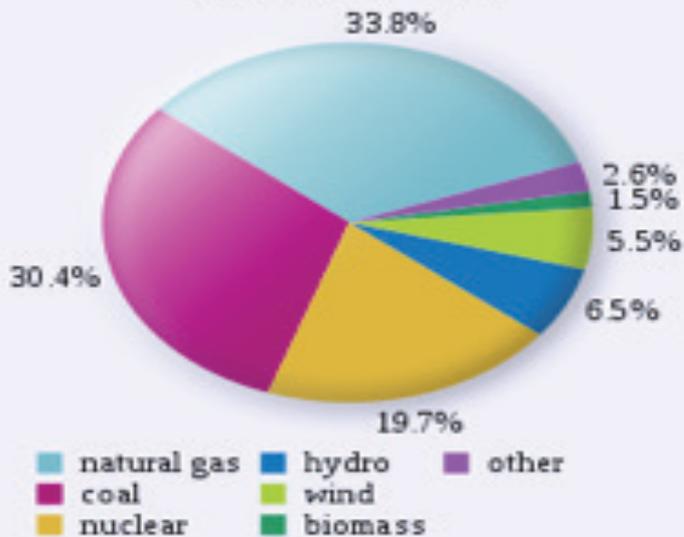
Il "Fracking": schema tecnologico



La mappa rappresenta la **distribuzione delle riserve stimate di "Shale Gas" nel mondo**: si osserva con immediatezza che sono distribuite in tutti i continenti e nel **2013** il quantitativo stimato ammontava a circa **7300 trilioni** (migliaia di miliardi) di piedi cubi, circa **206 trilioni di metri cubi**.

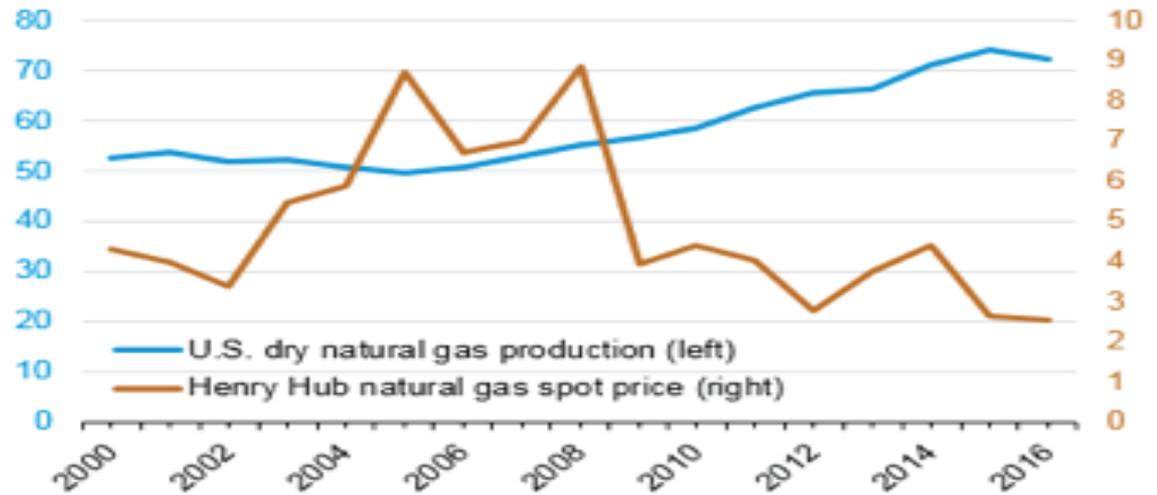
I paesi che godono delle maggiori disponibilità di shale gas sono nell'ordine: Cina (31 trilioni di metri cubi), **Argentina** (22), **Algeria** (20) ed **USA** (19)

Sources of Electricity Generation
United States - 2016

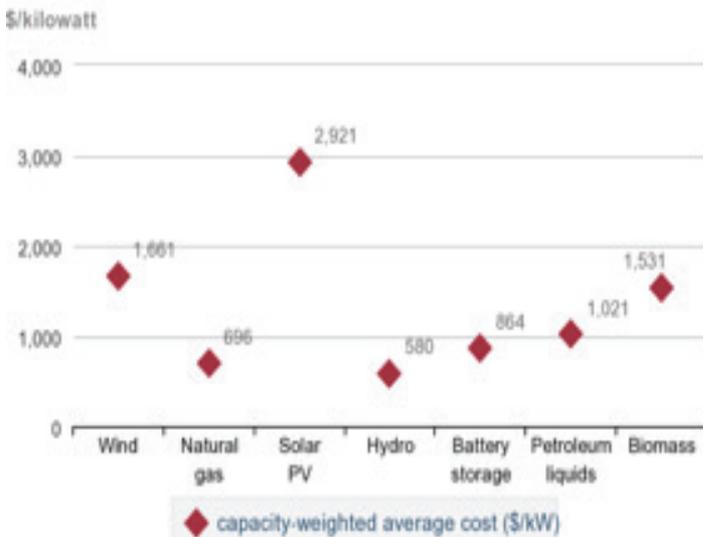


Effetti nell'industria e nel Mercato Gas in USA

Natural gas dry production and Henry Hub spot price
billion cubic feet per day dollars per million British thermal unit



Average construction cost



Gas power market share from 18 to 29%

Up to 3 to 1 ratio per calorific unity vs. oil (previously 5 to 1 with oil at 100). Gas-to-oil potentially feasible

Re-coupling. Natural gas and LNG growing consumption as transportation fuels resuming (marginal) competition with oil

Boosting energy intensive industry

The petrochemical threat: up to 3 to 1 cost of production differential between European and US produced ethylene.

North America production surplus and export infrastructure will have material impact only towards end of decade

Market share could reach between 10 and 20% of the LNG market:

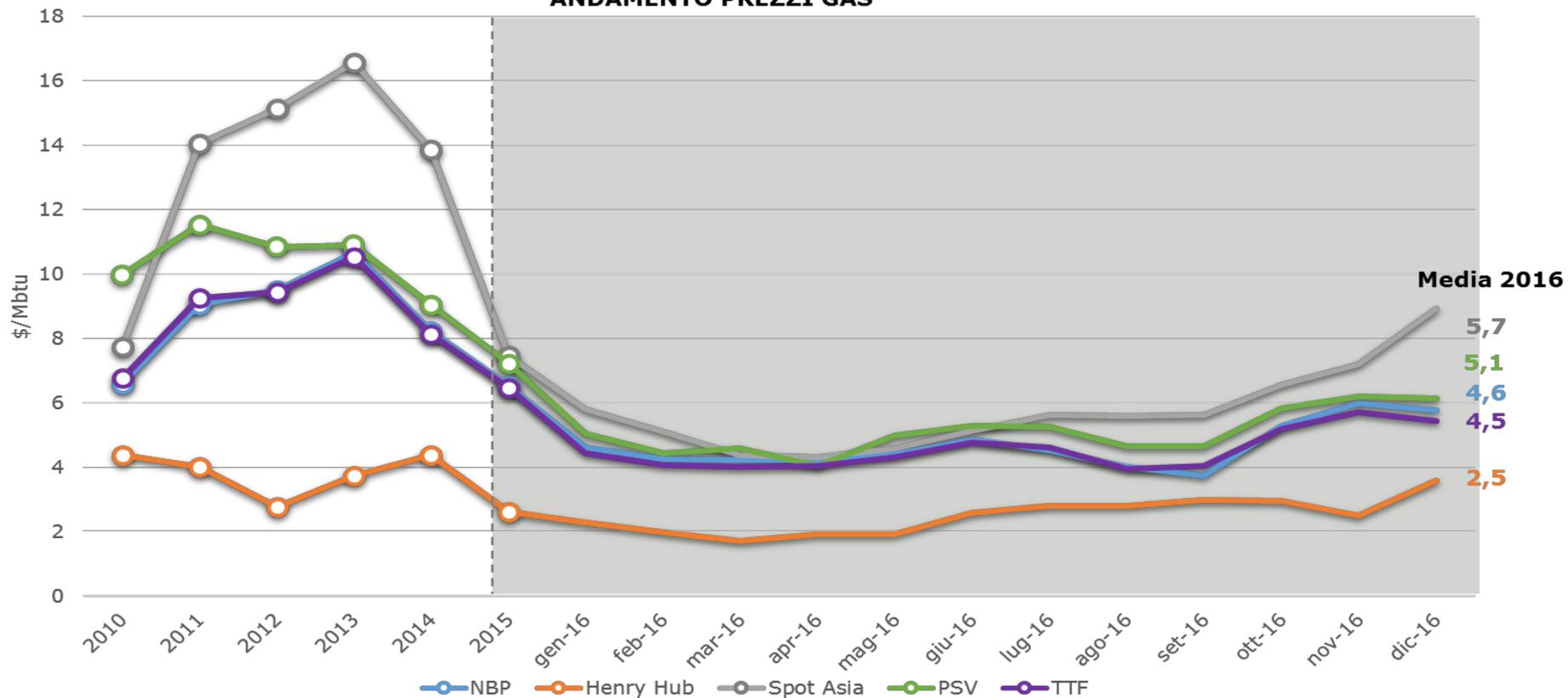
4-8% of internationally traded natural gas

Dramatic impact on gas prices unlikely due to market share and transportation costs

Market liquidity will be positively affected

Export direction will be decided by regional price differentials

ANDAMENTO PREZZI GAS



USA e Canada sono passati dall'essere Importatori Netti a Esportatori Netti.

L'evoluzione tecnologica (ed i relativi investimenti) hanno reso sempre più competitivo il trasporto LNG.

L'impatto sulle interazioni "Domanda-Offerta nel Mercato Globale del Gas Naturale è stato quello di un "Eccesso d'Offerta".

- Elevata (e crescente) **dependenza da import:**
UE: 65%
Italia: 90%
- **Contratti long term a garanzia forniture e stabilità prezzi**

Libro Bianco di Delors:

sviluppo europeo tramite la costruzione di mercati concorrenziali da svilupparsi con l'integrazione dei mercati nazionali.

Tesi implicita: dall'efficienza stimolata dalla competizione si deduce lo sviluppo del sistema

- ❖ La prima direttiva UE in materia è la 98/30/CE
- ❖ Progressiva apertura del mercato, prima industriale poi residenziale
- ❖ Completa apertura dal 2007 (in realtà, ci sono ancora parecchie eccezioni) con la direttiva 2003/55/CE
- ❖ La volontà politica sottesa è quella di creare un mercato unico europeo
- ❖ L'evoluzione tecnologica (anche mediante la rigassificazione del gas in LNG) ha contribuito all'adozione delle politiche di liberalizzazione, tramite l'allargamento delle opzioni della Supply-Side.

La direttiva [2003/55/CE](#) prevedeva l'apertura totale alla concorrenza dei mercati nazionali del gas e contribuisce così a realizzare un vero mercato interno del gas nell'Unione europea. Il completamento del mercato interno del gas consente di:

1. stimolare la concorrenza intra-europea tramite l'accessibilità ai differenti Mercati Nazionali.
2. uniformare, normare e regolare la qualità del servizio
3. garantire ai consumatori prezzi equi
4. fissare regole in materia di obblighi di servizio pubblico
5. migliorare, regolare e omogeneizzare l'interconnessione fra le Reti e gli Impianti nazionali
6. normare e regolare le opzioni volte a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento



La creazione di un Mercato Europeo del Gas tramite la liberalizzazione e integrazione dei mercati nazionali del gas

Modello e principi applicativi

- I. **Unbundling** (separazione fra attività monopolistiche e concorrenziali)
- II. **Third Party Access:** accesso non discriminatorio dei terzi alle **essential facilities** (infrastrutture essenziali non duplicabili) e alle **bottleneck facilities** (infrastrutture essenziali duplicabili)
- III. **Free Entry** nelle attività concorrenziali
- IV. **Libera scelta del fornitore** da parte dei clienti finali

❑ Con *Network Utility* possono essere definite le filiere industriali in cui si articolano i mercati dei servizi pubblici per la cui erogazione la presenza di una rete risulta tratto caratterizzante ed imprescindibile.

❑ Si tratta di attività caratterizzate da condizioni di monopolio naturale, o comunque di competitività assai ridotta, indispensabili al funzionamento del mercato liberalizzato nella loro funzione di consentire la circolazione fisica dell'energia elettrica ed del gas.

La filiera del gas naturale

Upstream



Midstream

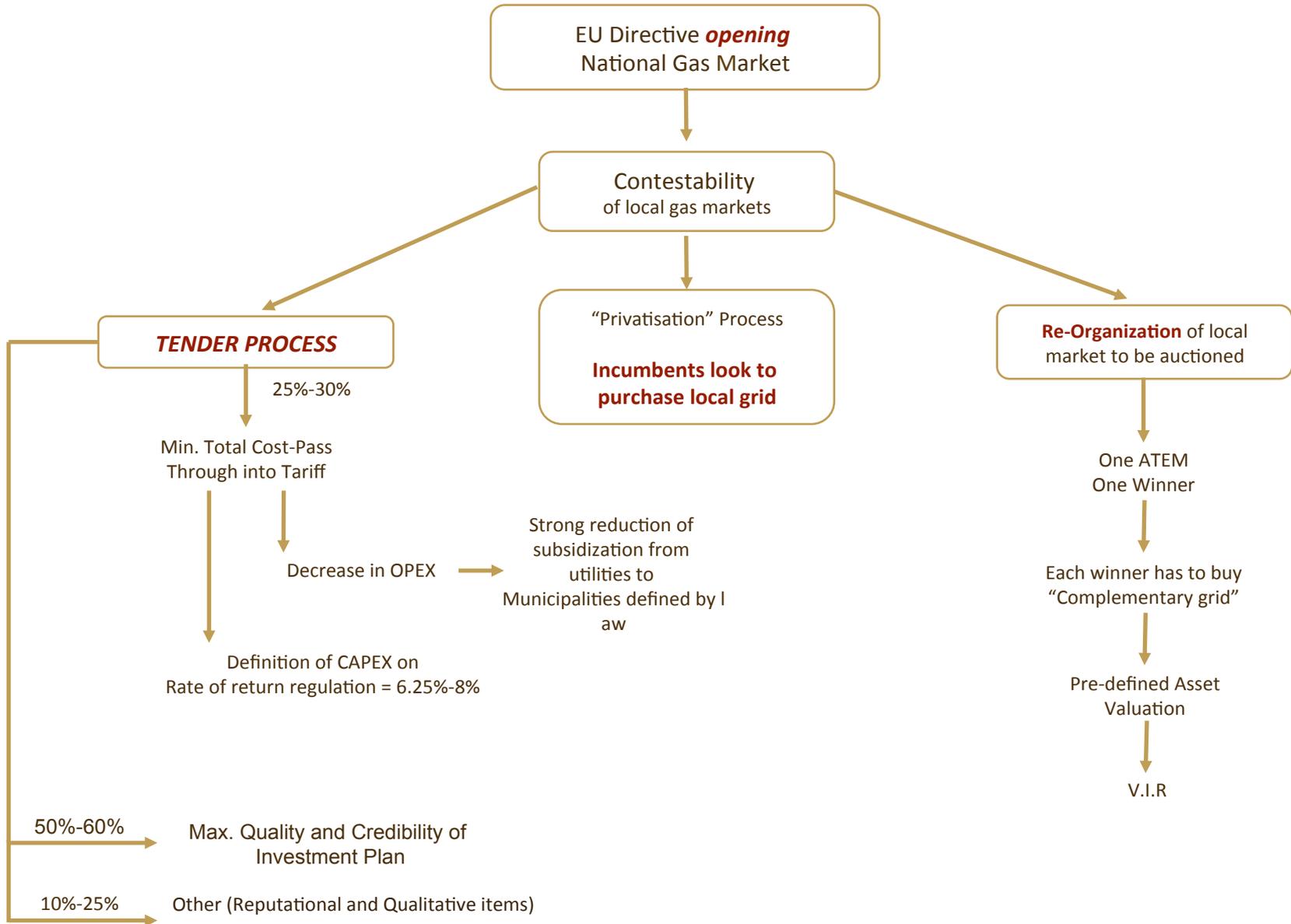


Downstream

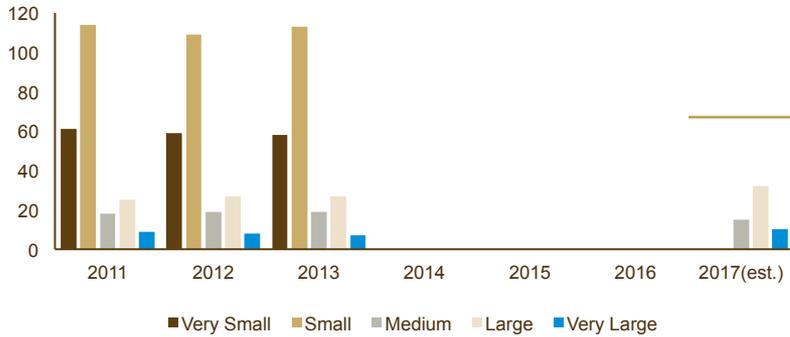


- ❖ Sviluppo nell'epoca del boom economico con imprese pubbliche
- ❖ Ulteriore espansione dopo shock petroliferi per politiche di sostituzione
- ❖ Origini della *vertical foreclosure*: 1) quasi-integrazione verticale mediante contratti a lungo 2) Integrazione verticale fra gestione rete di trasmissione e fornitura ingrosso 3) Integrazione fra impianti di stoccaggio e fornitura ingrosso
- ❖ I principali operatori europei erano/sono quasi tutti verticalmente integrati: Eni, Gaz De France, British Gas, etc..
- ❖ Problema: l'integrazione verticale determina delle barriere all'entrata nel mercato.

The PROCESS



Number of Operators in Italian Gas Market by Size⁽¹⁾



Process of consolidation and tenders

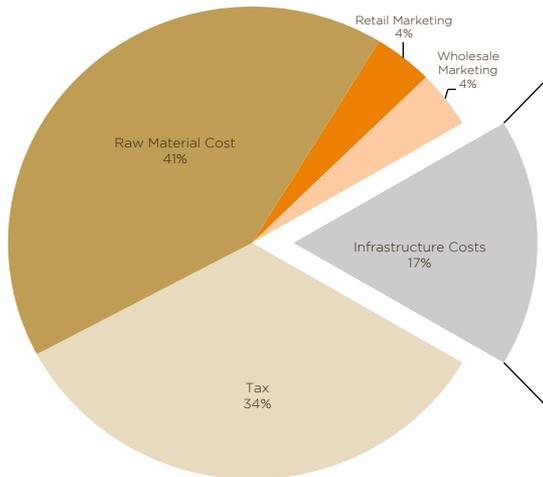
Territorial re-organisation → ATEM (Ambito Territoriale Efficiente Minimo)

The “Decreto Ambiti”, enacted by the Italian Industry Minister (MISE), has established a new partition of the Italian territory into 177 macro areas, called ATEM. As a result of the opening and contestability of the market, each ATEM is legally obliged to start a privatisation process of the local gas network through a public tender of the gas concession. The majority of ATEMs have an incumbent multi-utility/distributor owning the majority of the local gas network resulting in an advantage in the tender process.

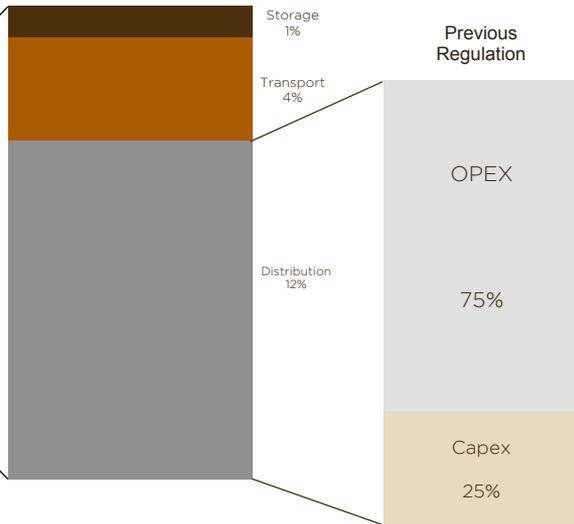
OPERATORI ^(A)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
NUMERO	257	272	251	235	227	222	224
Molto grandi	8	8	9	9	9	8	7
Grandi	23	27	25	23	25	27	27
Medi	29	27	22	23	18	19	19
Piccoli	120	123	119	112	114	109	113
Piccolissimi	77	87	76	68	61	59	58
VOLUME DISTRIBUITO - M(m ³)	30.364	33.923	34.048	36.336	34.295	33.782	34.122
Molto grandi	15.921	17.286	19.023	21.016	19.677	19.309	19.485
Grandi	7.096	8.954	8.355	8.243	8.591	8.834	8.934
Medi	3.455	3.403	2.574	2.912	2.015	2.082	2.052
Piccoli	3.568	3.937	3.797	3.909	3.780	3.341	3.448
Piccolissimi	323	342	298	257	233	215	203

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.
 Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.
 Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
 Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.
 Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Overall Household Gas Bill Composition



Distributor Cost Structure



Previous Regulation

Decrease in Opex due to increased efficiency and reduced public subsidies

Increased Capex due to financing cost