



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

I "nuovi" idrocarburi non convenzionali:
la vera soluzione del puzzle energetico?

di Virginia Di Nino e Ivan Faiella

Ottobre 2013

Numero

205



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional papers)

I “nuovi” idrocarburi non convenzionali:
la vera soluzione del puzzle energetico?

di Virginia Di Nino e Ivan Faiella

La serie Questioni di economia e finanza ha la finalità di presentare studi e documentazione su aspetti rilevanti per i compiti istituzionali della Banca d'Italia e dell'Eurosistema. Le Questioni di economia e finanza si affiancano ai Temi di discussione volti a fornire contributi originali per la ricerca economica.

La serie comprende lavori realizzati all'interno della Banca, talvolta in collaborazione con l'Eurosistema o con altre Istituzioni. I lavori pubblicati riflettono esclusivamente le opinioni degli autori, senza impegnare la responsabilità delle Istituzioni di appartenenza.

La serie è disponibile online sul sito www.bancaditalia.it.

ISSN 1972-6627 (stampa)

ISSN 1972-6643 (online)

Stampato presso la Divisione Editoria e stampa della Banca d'Italia

I “NUOVI” IDROCARBURI NON CONVENZIONALI: LA VERA SOLUZIONE DEL PUZZLE ENERGETICO?

di Virginia Di Nino* e Ivan Faiella§

Sommario

Gli sviluppi tecnologici hanno consentito di sfruttare risorse di idrocarburi prima inesplorate. Il fenomeno ha finora innescato rapidi mutamenti del mercato energetico solo negli Stati Uniti, grazie all’abbondanza delle riserve ma anche all’esonazione dalle normative ambientali che regolano invece la coltivazione degli idrocarburi convenzionali. Questi e altri fattori rendono improbabile che l’esperienza statunitense possa essere replicata sulla stessa scala, specie nel contesto europeo. I vantaggi dello sfruttamento delle fonti di energia non convenzionali vanno contrastati con gli elevati costi legati all’estrazione e alla logistica, nonché ambientali. Per l’Italia gli effetti diretti dei nuovi idrocarburi non convenzionali sarebbero trascurabili: non sono presenti sul territorio risorse significative; l’eventuale aumento dell’offerta internazionale influenzerebbe solo il mercato del gas naturale liquefatto, che attualmente rappresenta il 13% dell’approvvigionamento di gas dall’estero del nostro paese.

Classificazione JEL: Q42, Q53.

Parole chiave: idrocarburi non convenzionali, approvvigionamento di energia, effetti delle fonti di energia sull’ambiente.

Indice

1. La rivoluzione dei “nuovi” idrocarburi non convenzionali (NINC)	5
2. I NINC negli Stati Uniti	6
3. I possibili riflessi sui prezzi	9
4. L’effettivo potenziale dei NINC	11
5. Gli effetti ambientali dei NINC	13
6. Le possibilità di sviluppo dei NINC nel resto del mondo.	16
7. Conclusioni	21
Bibliografia	24
Figure e Tavole	26

* Banca d’Italia, Servizio Studi e relazioni internazionali.

§ Banca d’Italia, Servizio Studi di struttura economica e finanziaria.

1 La rivoluzione dei “nuovi” idrocarburi non convenzionali (NINC)¹

L'affinamento nelle tecniche di coltivazione ha consentito negli ultimi anni di accedere a risorse di idrocarburi (gas e petrolio) prima inesplorate, note come *shale gas* e *light tight oil* e ha innescato rapidi mutamenti del sistema di approvvigionamento energetico, in particolare negli Stati Uniti. Con il termine *shale gas* (SG) viene indicato il gas naturale intrappolato in piccolissimi pori di rocce compatte a bassa permeabilità, che ne impediscono la risalita in superficie. Quando in questi giacimenti si trova petrolio si parla di *light tight oil* (LTO).

Queste due risorse possono essere considerate “nuovi idrocarburi non convenzionali” (NINC) e il termine “non convenzionale” sta a indicare non le loro caratteristiche chimico-fisiche - sostanzialmente equivalenti a quelle degli idrocarburi convenzionali - ma la complessa tecnologia adottata per la loro estrazione. Diverso è il caso degli altri idrocarburi non convenzionali, quali i bitumi estratti da sabbie o scisti bituminosi: si tratta di composti accomunati da densità e viscosità elevate e che contengono “impurità” come zolfo, azoto o metalli pesanti.

La coltivazione dello SG e dell'LTO avviene attraverso la tecnica della fratturazione idraulica (*hydrofracking*) nota già dal 1950², che viene utilizzata in combinazione con la perforazione orizzontale dei pozzi e le più avanzate tecniche sismografiche. Il processo consta di un'iniziale perforazione verticale cui segue una fase di perforazione orizzontale in profondità che consente il raggiungimento di riserve di idrocarburi meno accessibili. Lo SG e l'LTO vengono estratti iniettando liquidi (90% acqua, 9,5% sabbia, oltre a granuli di ceramica e altre sostanze chimiche) ad alta pressione nei giacimenti che fratturano la roccia e impediscono che le fratture create si richiudano, permettendo in tal modo agli idrocarburi fuoriusciti di essere convogliati in superficie (Fig. 1).

¹ Gli autori desiderano ringraziare Patrizia Bassani, Matteo Bugamelli e Riccardo Cristadoro per i suggerimenti e i commenti forniti. Una versione precedente di questo lavoro è stata pubblicata sul numero di giugno 2013 della rivista *Energia*.

² Uno dei primi lavori di ricerca su questa tecnica è del geofisico americano Marion King Hubbert (Hubbert e Willis, *Mechanics of Hydraulic Fracturing*, 1957 *Trans. AIME*, 210, 153-166) che negli stessi anni formulava la teoria del picco della produzione del petrolio, il cui andamento sarebbe governato dalla c.d. curva di Hubbert.

2 I NINC negli Stati Uniti

Negli Stati Uniti si è assistito al rapido proliferare di un elevato numero di società di medie dimensioni operanti nel settore dell'estrazione degli idrocarburi che hanno potuto investire per migliorare la tecnica di coltivazione grazie alla favorevole combinazione di condizioni geologiche, economiche e politiche. Innanzitutto un elevato livello delle quotazioni delle materie prime energetiche ha reso l'attività sempre più profittevole, la coltivazione è stata inoltre favorita dalla disponibilità di vasti giacimenti situati in aree non densamente urbanizzate, da un assetto istituzionale per cui la proprietà del suolo comporta anche la possibilità di sfruttare le risorse del sottosuolo e da una sostanziale moratoria della normativa ambientale.

Dopo un decennio di sostanziale stabilità, la produzione di gas naturale degli Stati Uniti è cresciuta di circa un terzo fra il 2005 e il 2012, superando del 10% il picco del 1973, grazie alla rapida espansione della coltivazione di SG, in pratica decuplicata arrivando a rappresentare oltre il 40 per cento della produzione totale nel 2012 (Tav.1). L'utilizzo della fratturazione idraulica ha anche influito sulla produzione di petrolio che, a partire dal 2007, è tornata a crescere per effetto del contributo dell'LTO, interrompendo così la fase di contrazione produttiva che si protraeva dalla metà degli anni 1980. Nel 2012 la produzione di LTO ha raggiunto negli Stati Uniti 2 milioni di barili-giorno, una crescita di quasi due terzi rispetto al 2011, arrivando a rappresentare circa un terzo della produzione nazionale complessiva di greggio (6,3 milioni di barili al giorno).

Pur essendo una quota ridotta della produzione mondiale di greggio e gas convenzionale (la produzione di LTO statunitense rappresenta il 2,3% e quella di SG il 6%), il contributo dei NINC all'espansione dell'offerta è stato decisivo: rispettivamente pari a un terzo e al 40% nell'ultimo biennio. Questa accresciuta disponibilità di idrocarburi si è tradotta negli Stati Uniti in:

1. un aumento del loro contributo alla produzione mondiale di idrocarburi: tornato per il gas al 20% e per il petrolio sopra il 9%. Una dinamica che li ha resi primi produttori di gas al mondo, già dal 2009, e secondi dopo l'Arabia Saudita di petrolio;
2. una riduzione della dipendenza energetica: la quota di consumi primari soddisfatta dalle importazioni nette è passata dal 30% nel 2005 al 19% nel 2011 (anche grazie a un calo del 3% nei consumi energetici);

3. una contrazione del deficit della bilancia commerciale: nel 2011 il disavanzo relativo alla componente petrolifera è stato del 36% inferiore a quello del 2005 grazie al raddoppiamento dei volumi di gas e greggio esportati; nel 2011 le esportazioni di prodotti petroliferi sono state superiori alle importazioni per la prima volta da oltre 60 anni³;
4. prezzi dei prodotti energetici più bassi di quelli prevalenti sui mercati internazionali che hanno accresciuto la competitività del settore industriale statunitense (in particolare nei comparti a elevata intensità energetica)^{4,5}.
5. un afflusso di capitali, in quanto questa maggiore competitività, così come lo sviluppo del settore estrattivo, è un fattore di attrazione per nuovi investimenti diretti esteri⁶ che va a sommarsi a quello, più rilevante, dato dagli ampi divari esistenti nell'imposizione fiscale sui prodotti energetici⁷;
6. un potenziale aumento prospettico dell'efficienza del parco termoelettrico grazie a una progressiva sostituzione del carbone (con cui nel 2011 si è generato il 42% dell'energia elettrica) con gas naturale (25% della produzione elettrica nel 2011); ne conseguirebbero benefici anche in termini di riduzione delle emissioni di gas serra⁸.

2.1 Le prospettive produttive per gli Stati Uniti

Secondo le ultime previsioni della IEA la quota statunitense nella produzione di greggio mondiale potrebbe salire ancora di 1-2 punti percentuali entro il 2017, grazie al

³ EIA (2012), "U.S. petroleum product exports exceeded imports in 2011 for first time in over six decades", <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5290>.

⁴ Secondo l'Unione petrolifera francese, grazie alla riduzione nei prezzi del gas, le raffinerie degli Stati Uniti hanno un costo dell'energia pari a un terzo di quello europeo e costituiscono una seria minaccia per l'industria europea della raffinazione nell'approvvigionare il mercato europeo del gasolio. "Raffinerie europee a rischio Usa", Staffetta quotidiana, 14 gennaio 2013, <http://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?ID=112062>.

⁵ Secondo l'International Energy Agency (IEA), le società operanti nel settore petrolchimico in Europa potrebbero soffrire la competizione di quelle localizzate negli Stati Uniti che si avvantaggiano di costi del gas fino a 3-4 volte inferiori.

⁶ Un'analisi settoriale degli investimenti diretti negli Stati Uniti fra il 2002 e il 2011, evidenzia come quelli connessi all'estrazione e alla trasformazione del greggio siano cresciuti, nella seconda metà del decennio considerato, a un ritmo nettamente più elevato rispetto al tasso di crescita degli investimenti nel settore manifatturiero ed estrattivo in generale. Una simile dinamica non si riscontra in altri settori ad alta intensità energetica come quello chimico, o dei prodotti medici e farmaceutici i cui tassi di crescita appaiono più allineati a quelli del settore manifatturiero complessivo.

⁷ La tassazione dei prodotti energetici utilizzati dall'industria è, per molti prodotti, nulla negli Stati Uniti, mentre nei paesi dell'UE, in particolare in quelli scandinavi, nel Regno Unito e in Italia, è molto elevata (Finnish Energy Studies, 2011).

⁸ Le strategie degli Stati Uniti non appaiono particolarmente incisive nel promuovere questa transizione: secondo le previsioni dell'Agenzia per l'energia statunitense (EIA) nel 2030 il gas arriverebbe a generare poco più di un quarto dell'elettricità, mentre l'incidenza del carbone si ridurrebbe solo di pochi punti percentuali (al 37% del totale).

contributo (pari a oltre un quarto) fornito dalla produzione dell'LTO all'espansione dell'offerta mondiale di greggio. Sommandovi l'aumento di produzione di greggio convenzionale (circa 1,2 milioni di barili giornalieri) e l'atteso declino dei consumi (150 mila barili al giorno), la IEA stima che entro il 2017 l'offerta statunitense di petrolio destinata ai mercati esteri crescerebbe di quasi 4 milioni di barili al giorno. Tuttavia secondo l'Agenzia per l'energia statunitense (*EIA- Energy information administration*) nel più lungo termine l'offerta declinerebbe fino ad attestarsi sui livelli odierni.

In base alle proiezioni dell'EIA sugli sviluppi di medio termine, l'offerta di gas naturale statunitense contribuirebbe per un quinto alla crescita dell'offerta mondiale prevista tra il 2011 e il 2017 e tale contributo sarebbe dovuto per circa metà alla coltivazione di SG⁹. Quest'ultima continuerebbe a espandersi nel lungo periodo arrivando a rappresentare la metà della produzione nazionale complessiva di gas naturale entro il 2035, compensando la riduzione delle estrazioni di gas naturale convenzionale, legata al progressivo esaurimento dei giacimenti. Fra il 2017 e il 2035, il contributo della produzione di SG degli Stati Uniti all'aumento dell'offerta di gas mondiale¹⁰ salirebbe al 15%.

Queste valutazioni appaiono ottimistiche se si considera l'attuale rapporto tra riserve e produzione. All'attuale ritmo estrattivo, le riserve certe¹¹ di gas naturale negli Stati Uniti (oltre la metà costituite da SG secondo il rapporto dell'EIA di giugno 2013) si esaurirebbero nell'arco di 16 anni (Tav. 1), a fronte dei 70 anni in Russia e dei due secoli in Qatar e in Iran (tutti insieme forniscono il 30% dell'offerta mondiale). Vi è tuttavia da sottolineare come la durata delle riserve statunitensi di gas fosse di soli 9 anni appena un decennio fa, prima che lo sfruttamento dello SG divenisse economicamente profittevole

⁹ Va comunque considerato che le proiezioni della IEA implicano che la produzione di SG si svilupperà nei prossimi 5 anni a un ritmo dimezzato rispetto a quello record registrato nel 2011.

¹⁰ La IEA pubblica proiezioni a lungo termine della produzione di gas naturale secondo tre distinti scenari. Il primo scenario assume che le politiche ambientali restino immutate allo stato attuale, il secondo assume che vengano realizzate le politiche ambientali già annunciate e il terzo, lo "scenario 450", assume che le politiche ambientali attuate siano consistenti con l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale di lungo periodo a 2 gradi centigradi. Il contributo dello SG ammonterebbe al 15% nel primo scenario e all'11% nel secondo scenario.

¹¹ Seguendo le convenzioni internazionali le riserve sono classificate in certe, probabili e possibili. La *Society of Petroleum Engineers* distingue tra risorse (idrocarburi non ancora scoperti o non commerciali) e riserve (idrocarburi scoperti e commerciali). Le riserve sono a loro volta classificate come certe, probabili e possibili secondo un grado di incertezza crescente determinato dal livello di probabilità che le risorse estratte non siano inferiori alla stima delle riserve: questo livello è del 90, del 50 e del 10 per cento rispettivamente. http://www.spe.org/industry/docs/GlossaryPetroleumReserves-ResourcesDefinitions_2005.pdf. Infine vi è la distinzione fra riserve accertate e quelle tecnicamente estraibili. Le prime corrispondono al concetto di giacimento tecnicamente ed economicamente coltivabile che tiene conto anche di parametri di valutazione quali la redditività minima attesa e il tempo di ammortamento degli investimenti e di fattori di scenario legati alla fluttuazione dei prezzi del petrolio oltre che di quelli legati alle possibilità tecnologiche.

(Fig. 2). Ad ogni modo le stime sulle riserve accertate di SG sono soggette a revisioni molto ampie, che risentono a loro volta di quelle apportate alle risorse di SG tecnicamente estraibili.

Ancor più breve è il periodo di produzione futura che garantiscono le riserve accertate di petrolio: meno di 11 anni a fronte degli oltre 50 del totale mondo (Fig. 2). Tuttavia, nonostante l'intensità con cui gli Stati Uniti utilizzano le proprie risorse energetiche (i consumi interni esaurirebbero le riserve di petrolio in 5 anni e quelle di gas in meno di 12), ogni anno, nel corso degli ultimi venti, sono state accertate nuove riserve petrolifere per un ammontare pari alla produzione annua.

3 I possibili riflessi sui prezzi

L'eccesso di offerta di gas naturale, unito alla debolezza della domanda e alla carenza di infrastrutture di trasporto e stoccaggio necessarie alla sua esportazione, ha determinato negli Stati Uniti una forte riduzione delle quotazioni, scese da circa 9 a meno di 3 dollari per milione di *british thermal unit* (MMBTU¹²) fra il 2008 e il 2012 (Fig. 3). In Europa, dove la maggior parte dei volumi scambiati è negoziata in base a prezzi ancorati a quelli del greggio, le quotazioni del gas hanno invece continuato a crescere: nel 2012 il differenziale fra i due continenti ha superato così gli 8\$/MMBTU, contro gli 1,1 del 2007. La maggiore disponibilità dell'LTO potrebbe aver contribuito anche all'aumento del differenziale – accresciutosi in particolare dalla fine del 2010 - fra il Brent, greggio di riferimento per il mercato europeo e in parte asiatico, e West Texas Intermediate (WTI), riferimento per il mercato statunitense¹³.

Dall'esperienza statunitense non è possibile dedurre l'esistenza di una relazione univoca tra produzione e prezzi dei NINC. La produzione di LTO è infatti sostenibile solo in presenza di prezzi del petrolio elevati, che garantiscono gli ingenti flussi di cassa necessari a ripagare il maggior costo di estrazione rispetto alle tecniche tradizionali. Secondo stime della IEA, affinché la produzione sia economicamente profittevole le quotazioni di mercato del greggio devono attestarsi fra i 60 e gli 80 dollari al barile, pari a

¹² Il *british thermal unit* (BTU) è un'unità di misura dell'energia usata prevalentemente nei paesi anglosassoni. Un milione di BTU corrisponde a 0,025 tonnellate di petrolio equivalente.

¹³ L'insufficiente capacità di trasporto sarebbe uno dei principali motivi per cui il valore del greggio statunitense si è ridotto rispetto ai benchmark internazionali: il differenziale tra WTI e Brent si è ampliato in concomitanza con la crescita della produzione di LTO. Maria van der Hoeven, "Obstacles in the Path to a U.S. Oil Boom", *Huffington Post*, 7 febbraio 2013.

tre-quattro volte il prezzo di *breakeven* stimato per l'estrazione del greggio convenzionale¹⁴. Valutazioni analoghe svolte per l'estrazione di SG collocano il *breakeven point* attorno ai 5 dollari per MMBTU. Una conferma indiretta che questo possa considerarsi il valore di pareggio proviene dalla constatazione che il numero di pozzi attivi per l'estrazione di SG è andato riducendosi nel 2012, quando il prezzo di riferimento del mercato statunitense (l'Henry Hub - HH) è sceso fino a 2 dollari per MMBTU¹⁵. Il punto di pareggio può tuttavia ridursi quando all'estrazione di gas si associa la produzione di *natural gas liquids* (NGL), un sottoprodotto il cui prezzo è ancorato a quello del greggio.

Le condizioni di prezzo che determinano la possibilità che l'offerta di NINC sia competitiva sul mercato internazionale degli idrocarburi dipendono anche dai costi della logistica. Nel caso dello SG, l'esportazione può avvenire solo attraverso il mercato internazionale del gas naturale liquefatto (GNL) e questo condiziona la competitività del prodotto: infatti la filiera del GNL necessita infatti di un'ulteriore fase di rigassificazione (con perdite di conversione pari al 30% del potere energetico della materia prima) i cui costi vanno ad aggiungersi ai costi di trasporto. Ad esempio, la compagnia che gestisce il più importante progetto per l'esportazione di GNL dagli Stati Uniti (il Sabine Pass)¹⁶, ha firmato contratti con alcuni paesi asiatici (Corea del Sud e India), ancorando il prezzo del GNL all'HH e rinunciando alla usuale clausola del "*take or pay*"¹⁷. La società stima che un prezzo dell'HH attorno ai 3\$ per MMBTU consentirebbe ai paesi asiatici di acquistare gas liquefatto a 10\$ per MMBTU (a fronte dei 15-17\$ fissati nei contratti di lungo termine del Giappone). Per quello che riguarda lo sbocco dello SG sui mercati europei, qualora il prezzo si riportasse attorno al valore di pareggio (circa 4-5\$/MMBTU), lo SG potrebbe

¹⁴ Si veda la figura 9.10 di IEA (2008).

¹⁵ Chesapeake, una delle società più attive nell'estrazione di shale gas dal giacimento Marcellus, ha razionalizzato il numero di pozzi attivi, in favore di quelli da cui si estraggono le maggiori quantità di NGL.

¹⁶ Cheniere Energy, sta convertendo l'infrastruttura nel Sabine Pass (Louisiana), costruita solo per importare, in infrastruttura per esportare e importare. A pieno regime l'infrastruttura sarà in grado di ricevere 113 milioni di metri cubi al giorno; inizialmente sarà attiva circa la metà di tale capacità, prevedendo inoltre ulteriori ampliamenti in risposta alle richieste del mercato. Questo è il più importante progetto per l'esportazione di NGL dagli Stati Uniti, il completamento è previsto per il 2015 e consentirà di veicolare ai mercati d'oltreoceano la produzione eccedente di gas della Louisiana e del Texas.

¹⁷ La clausola del "*take or pay*", inserita anche nei contratti europei, è prevista per garantire la copertura delle spese in infrastrutture (gasdotti) anche in caso di bassa domanda e consiste nell'obbligo per l'acquirente di pagare annualmente un determinato quantitativo di gas indipendentemente dal fatto che il ritiro sia stato effettuato.

non essere più competitivo sul mercato europeo (dove il prezzo medio prevalso nel 2012 si attestava intorno agli 11\$/MMBTU)¹⁸.

Esiste anche un canale indiretto attraverso il quale la maggiore offerta di NINC potrebbe condizionare i mercati internazionali. Ad esempio, la maggior disponibilità di carbone conseguente alla sua sostituzione nel comparto della generazione elettrica con il gas, potrebbe ridurne i prezzi. Ciò potrebbe essersi verificato in Europa, dove fino al 2011 il prezzo del carbone è cresciuto sostanzialmente in linea con le dinamiche del greggio, per poi ridursi nel 2012 (Fig. 3).

Dal punto di vista globale, una maggior incidenza dei NINC sull'offerta complessiva di idrocarburi andrebbe però ad accrescere il costo medio di estrazione, che potrebbe a sua volta riflettersi sui prezzi nel medio termine.

4 L'effettivo potenziale dei NINC

Benché dai NINC si ottengano prodotti raffinati che sono qualitativamente equivalenti a quelli derivati dai greggi convenzionali, la loro filiera *upstream* risulta più dispendiosa in termini di consumo energetico e, come già ricordato, comporta costi di produzione maggiori. Nel valutare le potenzialità dei NINC nel sostituire le fonti convenzionali si deve tenere conto di questo diverso dispendio energetico. Per farlo si può ricorrere al concetto di “rendimento energetico dell'investimento energetico” (*Energy Returned On Energy Invested* – EROI), che per ogni fonte o tecnologia di sfruttamento indica quanta parte di energia utile si ricava in percentuale dell'energia assorbita dal processo di coltivazione o trasformazione¹⁹. Secondo valutazioni recenti l'EROI dei greggi non convenzionali statunitensi (tra cui l'PLTO) a bocca di pozzo, ossia tenendo conto della maggiore energia richiesta nel processo di estrazione, sarebbe poco più di un decimo di quello del petrolio convenzionale (2 contro 18²⁰) mentre in termini di prodotti ottenuti,

¹⁸ L'EIA si attende una progressiva ripresa dei prezzi del gas sul mercato USA dopo il 2015 per effetto dei maggiori costi di produzione: EIA (2013), “Natural gas prices rise with an expected increase in production costs after 2015”, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_naturalgas.cfm#natgas_prices?src=Natural-b5.

¹⁹ Il concetto di EROI si ispira alla *net energy analysis* introdotta nel 1970 da White, Boulding e Odum e si basa sui medesimi principi della *life cycle analysis* per cui si valuta l'impatto energetico ed ambientale di ciascuna fonte o tecnologia di sfruttamento lungo l'intera filiera (ricerca, esplorazione, produzione e trasporto) (Hall, 2011).

²⁰ Un EROI pari a k (con $k > 1$) implica che per ogni unità di energia diretta e indiretta utilizzata nel processo di produzione si possano ricavare k unità di energia utile. Una fonte energetica con EROI < 1 comporta quindi che il suo sfruttamento richieda un dispendio di energia superiore a quello dell'energia utile derivata.

cioè considerando la minore resa di prodotti in fase di raffinazione, l'EROI sarebbe un terzo (Cleveland e O'Connor, 2011)²¹.

Nel valutare quindi la capacità dei NINC di fornire risorse aggiuntive a quelle convenzionali si dovrebbe tenere conto di questo diverso EROI. Turiel (2012) sottolinea che secondo quest'ottica le previsioni di offerta della IEA, ottenute dalla semplice somma dei barili di produzione convenzionale con quella non convenzionale, tendono a sovrastimare l'apporto di quest'ultima. È difficile valutare di quanto ma se consideriamo valide le stime degli EROI, l'apporto dei greggi non convenzionali andrebbe ridotto di una percentuale compresa tra il 30 (se si considerano le rese in termini di prodotti) e il 90 per cento (se si valuta la maggiore quantità di energia necessaria per il processo di estrazione). Nel secondo caso la produzione di greggio negli Stati Uniti mostrerebbe un profilo di lento declino che contrasta con la crescita prevista dalle proiezioni dell'EIA (Fig. 4).

Un ulteriore elemento tecnico da considerare nel valutare le potenzialità dei NINC è legato al più rapido esaurimento delle loro riserve: la curva di produzione di un giacimento di gas non convenzionale declina più rapidamente. Anche se vi sono ancora molte incertezze sulle tecniche statistiche per stimare le curve di declino²² dei gas non convenzionali, è assodato che in questi giacimenti la produzione si riduce drasticamente dopo i primi anni (secondo Lake et al., 2012, di una percentuale che va dal 77% al 94% già dopo il primo anno).

Inoltre la produttività dei campi di coltivazione dei NINC è nettamente inferiore a quella delle fonti convenzionali: il fattore di recupero dei campi di gas convenzionale si aggira intorno all'80%, mentre quello dello SG varia tra il 15 e il 30% (JRC, 2012)²³.

Vi è poi un maggiore margine d'incertezza sulla valutazione delle risorse tecnicamente sfruttabili²⁴: nel 2011 una stima dell'EIA valutava in 11.610 miliardi di metri cubi le risorse tecnicamente recuperabili dal più importante giacimento di SG negli Stati

²¹ La differente resa energetica tra la valutazione a bocca di pozzo e in termini di prodotti raffinati indica quanto sia più dispendioso in termini di energia consumata il processo di estrazione rispetto a quello di raffinazione in cui comunque la fonte non convenzionale sconta un potere calorifico inferiore e richiede processi di conversione più spinti.

²² La curva di declino descrive l'andamento della produzione di un giacimento in funzione del tempo.

²³ Il fattore di recupero è il rapporto tra i volumi di idrocarburi effettivamente producibili e le riserve sul posto. Il fattore di recupero per i bacini di shale oil si colloca fra il 3 e l'8% nei casi più favorevoli mentre nel caso di petrolio estratto con tecnologia convenzionale è pari al 30-35%.

²⁴ "There is considerable uncertainty regarding the ultimate size of technically recoverable shale gas and shale oil resources", (EIA, 2011b, p. 6).

Uniti – il Marcellus – e l'anno successivo questa stima era ridotta a meno di 4.000 miliardi²⁵, con un rilevante impatto sulle stime complessive delle risorse di SG statunitensi passate nel 2011 da 24.400 a meno di 17.000 miliardi di metri cubi (Tav. 2).

Di questi aspetti, centrali per capire la relazione tra potenziale dei NINC e l'evoluzione futura del prezzo delle materie prime energetiche, gli scenari della IEA sembrano aver tenuto conto solo in parte. Tverberg (2012) evidenzia che un livello di produzione dell'LTO come quello ipotizzato nel suo ultimo World Energy Outlook (WEO, 2012) non considera la necessità di intensificare l'attività di coltivazione sia per effetto del basso EROI sia poiché la rapidità con cui rallenta la produzione costringe ad attingere a giacimenti marginali²⁶. Questa relazione tra livello dei prezzi e tecnologie per lo sfruttamento di risorse non convenzionali è formalizzata in un modello predisposto da un gruppo di economisti dell'FMI che mette in relazione tassi di produzione, limiti delle riserve convenzionali e andamento dei prezzi (Benes et al., 2012). Secondo questa analisi per sostenere la produzione di greggio non convenzionale sarebbe necessaria una crescita dei prezzi molto consistente, sino a un loro raddoppio in termini reali, entro la prossima decade: un risultato che contrasta con gli scenari del WEO 2012 (che prevedono, sul medesimo orizzonte temporale, una crescita di solo il 10 per cento in termini reali).

5 Gli effetti ambientali dei NINC

Nel valutare quale potrà essere in futuro il ruolo degli idrocarburi non convenzionali nel soddisfare la domanda di energia non si può prescindere dagli effetti ambientali dell'utilizzo diffuso della fratturazione idraulica. In generale, la coltivazione di idrocarburi è vista con sospetto per gli effetti che le attività dell'*upstream* hanno sull'ambiente circostante: da quelle legate alla ricerca e all'esplorazione (come le prospezioni sismiche), alla coltivazione e messa in produzione dei giacimenti (che richiede la gestione di una serie di rifiuti speciali quali i fanghi e i detriti di perforazione²⁷), al ripristino e smaltimento degli impianti quando cessa lo sfruttamento delle risorse *in situ* (Eni, 2004).

Lo sfruttamento dei NINC presenta problemi analoghi a quelli degli idrocarburi tradizionali, ma anche alcune peculiarità.

²⁵ www.bloomberg.com/news/2012-01-23/u-s-reduces-marcellus-shale-gas-reserve-estimate-by-66-on-revised-data.html.

²⁶ IEA, 2012b pag. 60.

²⁷ Secondo i dati ISPRA, in Italia il settore dell'estrazione del petrolio e il gas ha prodotto nel 2009 0,278 milioni di tonnellate di rifiuti speciali, poco più dello 0,2% del totale (ISPRA, 2012).

1. Effetti sull'uso del suolo. A differenza dello sfruttamento dei giacimenti convenzionali, questo tipo di coltivazione copre un territorio più esteso. Nella fase di esplorazione le strutture per lo sfruttamento dei NINC occupano mediamente una superficie di circa 3,6 ettari per blocco di perforazione, circa il doppio della perforazione convenzionale (AEA, 2012)²⁸. a fronte di una produzione media convenzionale decisamente più bassa: 0,04 - 0,6 metri cubi di gas per ogni km² contro i 2 metri cubi di quello convenzionale (IEA, 2012e).
2. Effetti sull'idrosfera. La fratturazione idraulica richiede un prelievo massiccio di risorse idriche, di diverse migliaia di litri per tonnellata equivalente di petrolio estratta, un valore di oltre un ordine di grandezza superiore rispetto a quanto richiesto per la coltivazione di gas convenzionale. Inoltre i liquidi utilizzati nel processo sono miscelati, in piccola parte, con composti chimici quali acidi, inibitori dei processi corrosivi, antibatterici che devono essere smaltiti in modo appropriato. Vi è peraltro il rischio che questi elementi o gli stessi idrocarburi intrappolati dalle formazioni rocciose possano migrare inquinando le falde acquifere²⁹.
3. Effetti sull'atmosfera. Il processo di produzione ha un impatto locale e globale sull'aria con emissioni di sostanze chimiche quali i composti organici volatili e fuoriuscite incontrollate di gas serra a elevato potenziale (come lo stesso metano)³⁰. Studi recenti basati sull'analisi del ciclo di vita riscontrano che la produzione di SG comporta un ammontare di emissioni del 40%-60% superiore a quella degli altri idrocarburi e del carbone (Howarth et al., 2012).
4. Effetti sulla litosfera. Il *fracking* può indurre fenomeni sismici locali come piccoli terremoti di assestamento (ad esempio, sismi localizzati per lo scivolamento e il distacco delle faglie)³¹.

²⁸ Una conseguenza della citata bassa produttività e del basso EROI dei NINC è la necessità di perforare un numero elevato di pozzi. A titolo di esempio, si consideri che i pozzi del *Marcellus Shale* negli Stati Uniti coprono un'area di oltre 250.000 km² che è circa dieci volte più grande dell'area gas di Hugoton in Kansas, il giacimento di gas convenzionale più grande del paese (IEA, 2012e).

²⁹ Osborn et al. (2011) riscontra una presenza di metano nelle falde di acqua potabile collocate nei pressi di campi di coltivazione di SG sistematicamente superiore alla norma.

³⁰ Il potenziale di riscaldamento globale (*Global Warming Potential*) è una misura di quanto un dato gas serra contribuisca al riscaldamento globale usando come riferimento quelle del biossido di carbonio (CO₂), considerando l'effetto combinato del tempo di permanenza in atmosfera e la capacità di assorbire la radiazione infrarossa emessa dalla terra (e quindi trattenere il calore). Il GWP del metano è pari a ventuno volte quello della CO₂.

³¹ Due esempi di sisma generato dall'iniezione di liquidi nel sottosuolo durante lo sfruttamento di SG sono quelli verificatisi nel campo di coltivazione di Cuadrilla (UK) e in quello di Youngstown (Stati Uniti). In

La questione ambientale è ancora più centrale considerato che la straordinaria velocità con cui la fratturazione idraulica è andata affermandosi negli Stati Uniti è anche da attribuire alla moratoria della regolamentazione ambientale (almeno fino al 2010). In un rapporto del 2004, l'EPA, l'agenzia per l'ambiente statunitense, concludeva, ancorché sulla base di conoscenze incomplete, che l'uso di questa tecnica avesse ricadute ambientali limitate (EPA, 2004). In particolare l'EPA ha effettuato le proprie valutazioni senza avere la possibilità di sapere quali sostanze chimiche fossero iniettate assieme all'acqua e alla sabbia poiché la legge tutelava questo segreto con la copertura da brevetto.

Prima di quell'anno la fratturazione idraulica era stata esclusa dal *Safe drinking water act* che richiede all'EPA di regolamentare l'iniezione di fluidi nel sottosuolo per proteggere le fonti di acqua potabile. Dal 2010, l'attività di fratturazione è stata regolata e sottoposta all'approvazione dell'*Underground injection control*, un programma che stabilisce che le varie fasi della filiera rispondano a standard tali da limitare gli effetti dell'attività sull'ambiente³².

Inoltre il Congresso ha richiesto alle compagnie di rivelare le sostanze chimiche usate nella procedura di fratturazione e ha commissionato all'EPA una nuova ricerca per valutare la relazione fra fratturazione idraulica e inquinamento delle acque di falda potabile. Nello specifico, il rapporto dovrebbe valutare gli effetti del processo estrattivo sul consumo di risorse idriche e sulla contaminazione causata dalla dispersione dei fluidi iniettati, dal trattamento delle acque reflue e degli altri residui di lavorazione. Il rapporto³³ - che sarà basato sull'analisi dei dati, sullo studio di *case studies*, sulla simulazione di modelli, su studi di laboratorio e valutazioni sulla tossicità - dovrebbe definire un insieme di soluzioni tecnologiche per la mitigazione dei rischi (EPA, 2012)³⁴.

entrambi i casi gli eventi hanno fatto registrare terremoti di piccola scala (intorno ai 2 gradi della scala Richter) senza evidenti danni in superficie (IEA, 2012c).

³² I requisiti minimi stabiliti dall'EPA riguardano l'autorizzazione e la regolamentazione di tutti i pozzi di iniezione, la costruzione e la localizzazione delle piattaforme di esplorazione e la valutazione ex-post dei permessi accordati. <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/basicinformation.cfm>.

³³ Sono stati campionati dati sui fluidi chimici, sui quantitativi d'acqua utilizzati e sulle modalità di svolgimento del fracking in relazione a quasi 25.000 pozzi. Per mezzo di simulazioni al computer si sta stimando l'impatto sulle riserve idriche di acqua potabile in aree aride o semi aride, la probabilità che il gas fuoriuscito dai bacini migri e inquina le falde acquifere. In laboratorio si studiano gli impatti potenziali di un trattamento inadeguato delle acque di risulta sulla base di campioni estratti da acque reflue non trattate, trattate e acque di fiumi. Si sono identificati gli agenti chimici utilizzati di cui si stanno studiando le proprietà chimiche, fisiche e tossicologiche. Infine è terminata l'analisi di oltre 70 casi studio in cinque stati distinti per determinare la fonte della contaminazione che potrebbe essersi verificata. Un sito web è stato creato per fornire tutte le informazioni alla collettività sugli obiettivi e lo stato di avanzamento del progetto. <http://epa.gov/hfstudy/>.

³⁴ Per esempio, la collocazione di camicie di contenimento a bocca di pozzo potrebbe proteggere le falde acquifere ed evitare parte della dispersione delle acque nei terreni.

Manca un corpo organico di evidenze quantitative sugli effetti ambientali del ricorso alla fratturazione idraulica e mancano, sostanzialmente, stime sulle esternalità negative che possono ricadere sulla collettività. Un'eccezione riguarda uno studio sull'effetto che la prossimità alle aree di sfruttamento dello SG ha sul valore degli immobili residenziali: l'effetto risulta positivo grazie all'aumento dell'attività economica indotto dalle operazioni legate alla filiera degli idrocarburi ma viene controbilanciato dal rischio legato all'inquinamento degli acquiferi, che può comportare una riduzione di circa un quarto del valore delle abitazioni che si approvvigionano con acqua di falda (Muehlenbachs et al., 2012).

Concludendo, le conoscenze sugli effetti ambientali dei NINC sono ancora scarse e una valutazione seria di queste fonti richiederebbe un'analisi costi-benefici basata a sua volta su valutazioni degli impatti fisici scientificamente fondate, secondo le linee indicate da Kinnaman (2010), che a tutt'oggi non è stata fatta.

6 Le possibilità di sviluppo dei NINC nel resto del mondo.

Comprendere in che misura il successo statunitense sia replicabile su più ampia scala non è semplice, in quanto su molti aspetti permangono elevati margini di incertezza. Fra i pochi studi sui giacimenti di idrocarburi non convenzionali nel resto del mondo quello pubblicato dall'EIA a giugno del 2013 aggiorna le precedenti stime del 2009, amplia il novero di paesi e bacini considerati. Esso suggerisce la presenza di depositi rilevanti oltre che in Cina, Australia e Argentina anche in Messico, Canada, Algeria e soprattutto Russia, ricchissima in *shale oil* (Tav. 2). Una quantificazione delle riserve accertate non esiste tuttavia fuori dagli Stati Uniti e le risorse di gas tecnicamente estraibili nei 41 stati considerati (95 bacini) sono circa 13 volte quelle statunitensi, quelle di petrolio solo 6 volte³⁵. Le aree geografiche particolarmente ricche in NINC comprendono sia paesi poveri di risorse convenzionali sia paesi le cui risorse sono andate per lo più esaurendosi, come l'Europa. I NINC potrebbero quindi fornire una possibilità di ridurre la concentrazione della produzione di idrocarburi, con effetti competitivi sui mercati energetici. La Cina, con risorse di SG quasi doppie di quelle degli Stati Uniti e notevoli risorse anche di shale oil,

³⁵ In generale il rapporto tra risorse e riserve va letto con estrema cautela: come ricordato nella nota 10, mentre le risorse indicano idrocarburi non ancora scoperti o non estraibili alle condizioni di mercato presenti, le riserve si riferiscono a idrocarburi scoperti ed estraibili alle condizioni commerciali prevalenti.

potrebbe rappresentare nel medio-lungo termine il paese con maggiori prospettive³⁶. Tuttavia le condizioni del territorio cinese sembrano meno favorevoli all'estrazione e rendono necessari ulteriori sviluppi tecnologici (ad es. la maggior parte dei giacimenti di SG sono collocate in aree con scarse risorse idriche)³⁷.

Le strategie energetiche di Australia e Cina hanno finora incentivato la produzione di gas non convenzionale di origine diversa (soprattutto *coalbed methane*) e si sono rivolte allo SG solo recentemente. Mentre in Australia si sta cercando di accertare le riserve esistenti, in Cina si favorisce l'acquisizione della tecnologia attraendo investimenti dall'estero nel settore dell'esplorazione e dello sviluppo³⁸, purché l'attività sia svolta in partenariato con società cinesi. Nel 2012 è partito il primo partenariato (*production sharing contract*) fra la compagnia nazionale per la coltivazione di idrocarburi (CNPC) e Shell. Le prospettive di produzione sono contenute: la CNPC pianifica di produrre entro il 2015 l'equivalente dell'1% dell'attuale produzione degli Stati Uniti (1,5 miliardi di metri cubi)³⁹.

Le difficoltà che dilatano il tempo intercorrente tra la fase di esplorazione e quella di estrazione sono di diversa natura. Di particolare rilievo possono essere gli ostacoli derivanti dalla carenza di infrastrutture e di gasdotti per il trasporto, di conoscenze tecnologiche, di capitale umano e di esperienza nel settore nonché dalla necessità di ottenere un'autorizzazione statale e negoziare, con i proprietari delle terre sovrastanti i bacini, un giusto risarcimento per lo sfruttamento⁴⁰.

6.1 Le prospettive in Europa

L'affacciarsi dei NINC sul mercato dei combustibili fossili può avere una ricaduta sugli approvvigionamenti energetici europei attraverso due canali: 1) modificando le risorse di idrocarburi disponibili in loco; 2) influenzando l'offerta di prodotti a livello globale e quindi le dinamiche attese dei prezzi dei prodotti (greggio e gas e anche loro sostituti) sui mercati internazionali.

³⁶ Nel 2010 gli Stati Uniti hanno lanciato la "Global shale gas initiative" con l'obiettivo di fornire ad altri paesi le conoscenze tecniche e l'esperienza per ridurre l'impatto ambientale. L'iniziativa è riservata ai paesi che si qualificano come ricchi in giacimenti di idrocarburi non convenzionali. E' quindi necessario che vi sia interesse da parte del governo, il giusto potenziale di mercato e interesse da parte del settore privato. Finora sono stati stabiliti dei partenariati con Cina, India e Polonia.

³⁷ <http://www.technologyreview.com/news/508146/china-has-plenty-of-shale-gas-but-it-will-be-hard-to-mine>.

³⁸ L'obiettivo è stato inserito nel *Foreign Guidance Catalogue 2012* della Cina.

³⁹ Un obiettivo più ambizioso è stato fissato per il 2020 quando la Cina si prefigge di estrarre 60 miliardi di metri cubi di SG, sufficiente a coprire il 6% dell'attuale consumo energetico.

⁴⁰ Negli Stati Uniti i proprietari dei terreni sono stati compensati fino al 25% dei diritti di sfruttamento o con 25.000\$ per ogni acro di terra sovrastante i bacini sfruttati.

Le risorse disponibili. Le poche stime disponibili forniscono previsioni di risorse tecnicamente recuperabili in Europa elevate rispetto a quelle tradizionali ma con un ampio margine di variabilità che va, per il solo SG, dai 2.300 miliardi di metri cubi ai 17.600 (con una media di 7.100 miliardi di metri cubi) (JCR, 2012)⁴¹, valori che si confrontano con i 1.823 miliardi di riserve provate di gas convenzionale dell'Unione Europea nel 2011. Queste risorse non sarebbero distribuite in modo uniforme sul territorio europeo ma in gran parte concentrate in Francia e in Polonia (Tav. 2) dove - come in Svezia e Germania - sono attualmente attivi progetti per la coltivazione di SG⁴² (Philippe & Partners, 2011). L'EIA nell'ultima valutazione ha applicato criteri più severi, considerando giacimenti di NINC solo le aree con una percentuale minima di materia organica⁴³, ciò ha portato a una revisione al ribasso delle stime di risorse disponibili in Polonia⁴⁴. Peraltro, i progetti esplorativi intrapresi con scarso successo sui territori svedesi, hanno indotto a ridurre a zero la stima delle risorse di idrocarburi non convenzionali tecnicamente estraibili in Norvegia, i cui giacimenti si collocano in territori più complessi di quelli svedesi e difficilmente sfruttabili (il rapporto EIA del 2009 indicava la Norvegia come il terzo paese per ricchezza di NINC in Europa), confermando la forte incertezza legata alle stime delle risorse.

In Italia non risultano risorse di SG, ma nella provincia di Grosseto si stanno completando le attività di esplorazione di un giacimento di *coalbed methane*, le cui risorse recuperabili ammonterebbero a circa 5 miliardi di metri cubi (Bencini et al., 2012), il 7 per cento delle riserve nazionali di gas accertate nel 2011 (MiSE, 2012).

Tenendo conto del rapporto tra risorse e riserve certe, le stime dello SG in Europa contribuirebbero a un ampliamento delle risorse maggiore di quello degli Stati Uniti: le risorse del vecchio continente sarebbero oltre il triplo delle riserve certe di gas, mentre

⁴¹ Le stime dell'EIA riportate nella Tav. 2 si attestano su una fascia alta (circa 13.300 miliardi di metri cubi).

⁴² Dal 2011 la Francia ha stabilito una moratoria su tutte le concessioni per la coltivazione di SG, seguita dalla Bulgaria nel 2012; <http://www.bbc.co.uk/news/world-europe-16626580>.

⁴³ Le formazioni geologiche, per essere classificate come bacini di NINC, devono avere un ammontare minimo di *Total organic content* (TOC) superiore al 2%. Con il termine TOC ci si riferisce all'ammontare di carbone presente nelle formazioni geologiche non dissolto in sali acidi di carbone e diossido di carbonio. In generale l'ultima valutazione dell'EIA (giugno 2013) ha escluso dal computo delle risorse le formazioni geologiche che possedevano almeno una delle seguenti caratteristiche: 1) caratteristiche geofisiche degli scisti sconosciute; 2) profondità verticale inferiore a 1000 metri o superiore ai 5000 metri; 3) risorse di gas naturale e petrolio ampie e non sfruttate.

⁴⁴ La bassa profittabilità dei giacimenti polacchi sarebbe alla base dell'abbandono delle attività di esplorazione da parte di alcune società americane: BBC, "North American firms quit shale gas fracking in Poland", <http://www.bbc.co.uk/news/business-22459629>.

sono meno del doppio negli Stati Uniti, che è tuttavia più ricco di shale oil⁴⁵. Anche se queste stime si rivelassero esatte, vi sono però altri fattori che potrebbero ostacolare lo sfruttamento dei NINC rispetto a quanto avvenuto negli Stati Uniti: la diversa densità della popolazione, vincoli di natura legale, ambientale e infrastrutturale.

Una prima considerazione riguarda la densità della popolazione. Secondo l'International Database del *Census Bureau*, nel 2011 la densità abitativa degli Stati Uniti (34 persone per km²) era meno di un terzo di quella francese, un quarto di quella polacca e un sesto di quella del nostro Paese. In Europa i NINC sono dispersi su un'area più estesa rispetto alle risorse convenzionali e questo rende più costosa e difficoltosa la loro estrazione nei paesi con una maggiore densità abitativa.

Un secondo vincolo allo sviluppo dei NINC in Europa riguarda lo sfruttamento dei diritti delle risorse del sottosuolo. Diversamente dagli Stati Uniti, dove il proprietario del terreno detiene anche i diritti delle risorse del sottosuolo, nella maggior parte dei paesi europei, queste sono di proprietà dello Stato. Per alcuni osservatori, questo complicherebbe il processo di esplorazione in quanto le società dovrebbero sia acquisire il terreno dai proprietari sia richiedere il diritto di esplorazione del sottosuolo allo Stato (Checchi e Galletta, 2010). In realtà la situazione appare alquanto differenziata (sia tra gli stati europei sia tra gli stati americani) e secondo un rapporto preparato per la Commissione Europea le questioni legali che riguardano questo aspetto non sono diverse da quelle incontrate per l'esplorazione di giacimenti di idrocarburi convenzionali (Philippe & Partners, 2011)⁴⁶.

Un terzo elemento concerne la dotazione di risorse idriche: la tecnica di fratturazione richiede infatti, come già detto, un elevato prelievo di acqua. Una recente valutazione della IEA sull'utilizzo idrico delle diverse opzioni di sfruttamento e conversione energetica individua tra le tecnologie che assorbono una maggior quantità di acqua proprio quelle che vengono adottate per la coltivazione dello SG (IEA 2012c). Le risorse idriche rinnovabili per abitante sono, con l'eccezione di alcuni paesi scandinavi, di gran lunga inferiori in Europa rispetto agli Stati Uniti: in particolare in Francia e Polonia, i

⁴⁵ Le risorse di shale oil negli Stati Uniti sono il doppio delle riserve accertate di petrolio, in Europa lo stesso rapporto scende a 1.

⁴⁶ "Competent authorities and companies active in shale gas confirm that they do not experience significant differences between the regular hydrocarbon procedures and procedures with a view of permitting/authorising shale gas activities. One concern may be that shale gas projects often start on a very small scale (the exploration phase), but develop into large scale projects, having a higher potential impact on the environment and on the population as originally foreseen/expected", pag. 97.

paesi con una maggiore incidenza di SG, la disponibilità di risorse idriche per abitante era nel 2011 rispettivamente un terzo e un sesto di quanto registrato per gli Stati Uniti⁴⁷.

Ma la differenza più significativa, rispetto alla situazione statunitense, deriva dalle forti preoccupazioni di natura ambientale che in Europa hanno acuito la tensione tra il timore di perdere un'opzione tecnologica importante per migliorare la sicurezza energetica degli approvvigionamenti e quello degli effetti che un'adozione massiva di questa tecnologia potrebbe avere sul territorio (anche in considerazione degli ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra presentati dalla Commissione nella sua Roadmap al 2050)⁴⁸.

Tale contrapposizione è testimoniata dalle diverse prese di posizione sia in seno alle istituzioni europee sia tra gli Stati membri. All'interno delle istituzioni europee si è consumata una frattura tra il sostegno alla tecnologia fornito dalla commissione industria del Parlamento europeo e la seria preoccupazione sugli effetti ambientali espressa dalla DG ambiente della Commissione. Alla fine del 2012, il Parlamento europeo ha stabilito che la decisione di autorizzare le esplorazioni di SG resta in capo ai singoli stati membri, rigettando la richiesta di una moratoria europea⁴⁹, moratoria attuata invece in Francia e Bulgaria. Al contrario, nel Regno Unito e in Polonia si riscontra un forte sostegno politico allo sviluppo dello SG⁵⁰. Il Parlamento europeo ha inoltre assoggettato il supporto all'utilizzo della fratturazione idraulica all'approvazione da parte dei cittadini, attivando agli inizi del 2013 anche un processo di consultazione via web⁵¹.

Questa incapacità di individuare una posizione comune sul tema potrebbe avere molteplici origini. In primo luogo le istituzioni europee hanno fatto della

⁴⁷ Secondo le statistiche *Aquastat* della FAO (www.fao.org/nr/water/aquastat/data/query/index.html), nel 2011 l'ammontare pro capite di risorse idriche rinnovabili ammontava a 9.802 metri cubi negli Stati Uniti, 3.342 in Francia, 1.608 in Polonia (i primi due paesi in termini di risorse di SG in Europa).

⁴⁸ Gli obiettivi di decarbonizzazione della *Roadmap* europea al 2050 prevedono una riduzione complessiva delle emissioni di gas serra dell'80 per cento nel 2050 (rispetto al 1990) differenziata per settore (-95 il settore elettrico, -85 l'industria, -61 il trasporto) (Commissione europea, 2011).

⁴⁹ "Shale gas: member states need robust rules on fracking, say MEPs", <http://www.europarl.europa.eu/news/it/pressroom/content/20121116IPR55711/html/Shale-gas-member-states-need-robust-rules-on-fracking-say-MEPs>.

⁵⁰ In Polonia si sta considerando l'emissione di obbligazioni per finanziare specificatamente le attività di esplorazione delle compagnie nazionali. Euractive (2012), "Poland to issue special shale gas bonds", <http://www.euractiv.com/energy/poland-issue-special-shale-gas-b-news-513296>.

⁵¹ Il 21 novembre 2012 il Commissario della DG ambiente Potočník ha rilasciato una dichiarazione secondo cui "It is clear that the future development of shale gas will depend on the extent of public acceptance of fracking. Addressing health and environmental risks will be of paramount importance for the industry to gain broad public acceptance and a 'public license to operate' in Europe"; http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-12-885_en.htm.

decarbonizzazione e della protezione dell'ambiente un pilastro della strategia di "Europa 2020". Dare quindi il via libera a una tecnica che rilancia il ricorso alle fonti fossili (con effetti anche sulle emissioni di gas serra) potrebbe sembrare una marcia indietro rispetto all'impegno di puntare in modo deciso sullo sviluppo delle fonti rinnovabili e sul miglioramento dell'efficienza energetica. Inoltre, una recente rilevazione dell'Eurobarometro fa trasparire una forte opposizione popolare all'utilizzo della fratturazione idraulica sul territorio europeo: i tre quarti degli intervistati sarebbero preoccupati (il 40 per cento molto preoccupato) di vivere in zone dove venissero sfruttati giacimenti di SG⁵².

Manca nel dibattito una valutazione del possibile contributo che lo sfruttamento europeo di queste risorse può offrire alla riduzione del peso del carbone nella generazione elettrica⁵³, con particolare riferimento alla prospettiva di abbandonare o limitare la generazione elettronucleare nel continente⁵⁴.

Infine la IEA individua come freno all'affermarsi anche in Europa di "un'era d'oro del gas" fattori di natura squisitamente economica, legati soprattutto a un'insufficiente dinamica della domanda di gas naturale che resterà sotto il livello del 2010 fino ad almeno il 2017 essenzialmente per tre ragioni: una crescita economica debole che comprime la domanda industriale; prezzi del gas elevati per almeno i prossimi due anni; una forte crescita dell'offerta di energia prodotta da fonti rinnovabili (IEA, 2012e).

7 Conclusioni⁵⁵

Lo sfruttamento dei NINC dimostra che l'avanzamento della frontiera tecnologica è in grado di infrangere le barriere imposte dai limiti fisici delle risorse, accrescendo l'insieme di opzioni energetiche dei paesi migliorando quindi la sicurezza degli approvvigionamenti e riducendo la dipendenza energetica. Cionondimeno, si deve considerare che la velocità con cui questo sfruttamento si è affermato negli Stati Uniti è derivata da condizioni congiunturali (un elevato prezzo delle prime fonti di energia) e istituzionali (diritti di proprietà del sottosuolo, temporanea sospensione della legislazione

⁵² http://ec.europa.eu/public_opinion/flash/fl_360_sum_en.pdf.

⁵³ In Europa questa fonte ha un ruolo ancora importante nel settore termoelettrico: mentre nella media dell'UE27 poco più di un quarto dell'energia elettrica viene prodotta con combustibili solidi, tale quota sale in Germania a oltre il 40% e in Polonia a poco meno del 90%.

⁵⁴ La Germania ha programmato di cessare la generazione di energia elettronucleare (che contribuisce per poco meno di un quarto alla produzione totale di energia elettrica) entro il 2022 e anche il Belgio (che con l'energia nucleare produce oltre la metà dell'energia elettrica) ha in programma una misura analoga tra il 2015 e il 2025.

⁵⁵ Una sintesi delle principali conclusioni è riportata nella Tav. 3.

ambientale) alquanto particolari e difficilmente riproducibili altrove (e forse difficilmente sostenibili negli stessi Stati Uniti nel più lungo termine).

In particolare è poco probabile che i NINC abbiano lo stesso impetuoso sviluppo in Europa. Questa differenza è dovuta in parte a diverse caratteristiche strutturali (maggiore densità abitativa e minore disponibilità di risorse idriche) e in parte a questioni di natura politica: lo sviluppo dei NINC potrebbe apparire in contrasto con la strategia di decarbonizzazione proposta dalle istituzioni europee nella Roadmap al 2050, che si fonda su una drastica riduzione del ruolo degli idrocarburi. Queste conclusioni appaiono coerenti con gli scenari della IEA che indicano che nei prossimi vent'anni solo negli Stati Uniti, in Cina e in Canada la produzione annua di NINC raggiungerà livelli significativi, mentre in Europa avrà un ruolo marginale (Fig. 5).

Secondo gli scenari più ottimistici della IEA sulla produzione di gas, dove si ipotizza che vengano adottate politiche ottimali di sviluppo (“le regole auree”), il gas non convenzionale fornirebbe, entro un arco temporale di circa due decenni, un contributo tra un terzo e un quarto alla produzione totale di gas. Il contributo effettivo dei NINC all’offerta di idrocarburi deve comunque essere valutato alla luce di alcune considerazioni tecniche rilevanti quali un minore “rendimento energetico” e un più rapido esaurimento delle loro riserve, la cui effettiva disponibilità è peraltro soggetta ad un elevato grado di incertezza, come dimostrato dalle recenti drastiche riduzioni delle risorse di SG negli Stati Uniti.

Inoltre gli *economics* di queste fonti sembrano indicare che non è chiaro se si potrà attivare il meccanismo virtuoso di riduzione di prezzo auspicato da molti osservatori per effetto dell’aumento dell’offerta mondiale (si veda sia IEA, 2012e sia il documento di consultazione sulla Strategia Energetica Nazionale, recentemente finalizzato dal governo italiano). Gli elevati costi di produzione, determinati dalla bassa densità e “qualità” (basso EROI) di queste fonti, potrebbero infatti non essere sostenibili in presenza di una riduzione eccessiva del prezzo degli idrocarburi. Effetti positivi si potrebbero avere invece sui mercati dei sostituti del gas: un aumento del suo utilizzo nella generazione elettrica potrebbe ridurre la domanda statunitense di carbone accrescendone l’offerta sui mercati internazionali.

Una questione rilevante rimane quella ambientale: in particolare, preoccupano gli effetti locali sull’idrosfera e quelli globali sull’atmosfera del *fracking* che amplificherebbero le emissioni di gas serra. Questa constatazione è almeno in parte controbilanciata dal fatto che

per alcuni paesi, che usano prevalentemente il carbone nella produzione di energia elettrica (Cina e Polonia tra questi), lo sviluppo dei gas non convenzionali potrebbe favorire uno spostamento verso tecnologie di generazione più efficienti.

Per quello che riguarda l'Italia, l'eventuale effetto dei NINC sarebbe contenuto. Sul nostro territorio non sono presenti risorse significative, con l'eccezione di modesti giacimenti di *coalbed methane*. Inoltre, se anche si verificasse una riduzione di prezzo sul mercato internazionale in conseguenza della maggiore produzione di SG, tale riduzione potrebbe propagarsi al mercato del gas naturale italiano solo attraverso i prezzi all'importazione del GNL che in Italia rappresenta circa il 13% dell'approvvigionamento di gas dall'estero.

Bibliografia

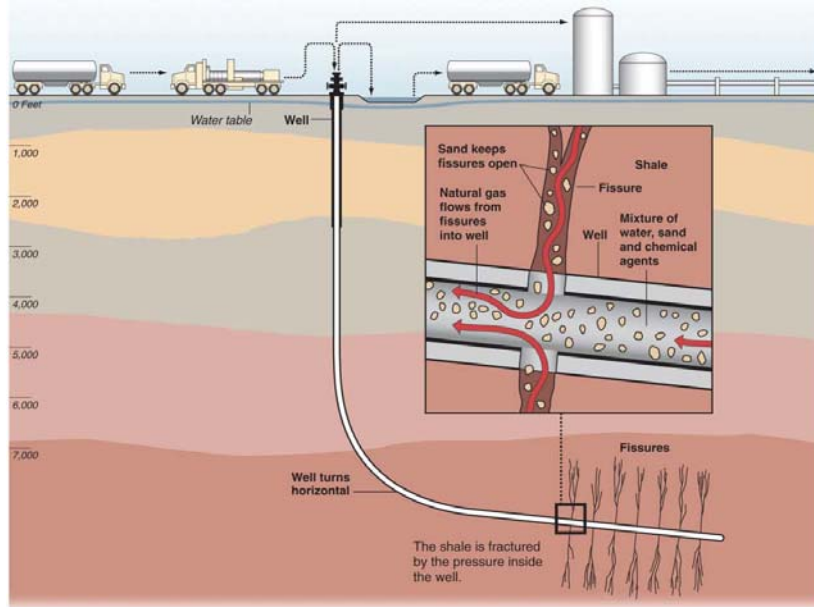
- AEA (2012), "Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe", rapporto preparato per la DG ambiente della Commissione Europea.
- Bencini R., Bianchi E., De Mattia R., Martinuzzi A., Rodorigo S. e G. Vico (2012), "Unconventional Gas in Italy: the Ribolla Basin", *Search and Discovery Article*, n. 80.203.
- Benes J., Chauvet M., Kamenik O., Kumhof M., Laxton D., Mursula S. e J. Selody, "The Future of Oil: Geology versus Technology", IMF working paper, n. 109.
- Checchi C. e R. Galletta (2010), "Shale gas e offerta di gas nel medio periodo", newsletter del GME, n. 33.
- Citi GPS (2012), "Energy 2020, North America, the New Middle East?", marzo.
- Cleveland C.J. e P.A. O'Connor (2011), "Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale", *Sustainability*, vol. 3, pp. 1773-1777; doi:10.3390/su3112307.
- Commissione Europea (2011), "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050", COM(2011) 112 final.
- Deutsche Bank (2012), "The shale revolution and USD", novembre.
- EIA (2011), "Shale gas is a global Phenomenon".
- EIA (2011b), "Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays".
- EIA (2012), "Annual Energy Outlook 2012".
- EIA (2013), "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States".
- EPA (2004), "Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study", http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coal_bedmethanestudy.cfm.
- EPA (2012), "Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Progress report". <http://epa.gov/hfstudy/pdfs/hf-report20121214.pdf>.
- Eni (2004), "Gli idrocarburi: origine ricerca e produzione", Eni's way in collaborazione con Eni Corporate University.
- Financial Times, "Shale gas: Terminal decline no longer", aprile 2012.
- Finnish Energy studies (2011), "Energy Taxation in Europe, Japan and The United States", http://energia.fi/sites/default/files/et_energiav_naytto_eng_040211.pdf.
- Hall C.A.S. (2011), "Introduction to Special Issue on New Studies in EROI (Energy Return on Investment)", *Sustainability*, vol. 3, pp. 1773-1777; doi:10.3390/su3101773.
- Howarth R., Shindell D., Santoro R., Ingraffea A., Phillips N. e A. Townsend-Small (2012), "Methane Emissions from Natural Gas Systems", *Background Paper Prepared for the National Climate Assessment*.

- IEA (2008), “World energy outlook. 2008”.
- IEA (2012a), “Medium Term Gas market report”, giugno.
- IEA (2012b), “Medium Term Oil market report”, ottobre.
- IEA (2012c), “World energy outlook. 2012”.
- IEA (2012d), “Energy Technology Perspectives. 2012”.
- IEA (2012e), “Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas”.
- ISPRA (2012), “Rapporto rifiuti speciali. 2011”.
- JRC (2012), “Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union”, Scientific and Policy Report by the Joint Research Centre of the European Commission.
- Kinnaman T.C. (2010), “The Economic Impact of Shale Gas Extraction: A Review of Existing Studies”, *Other Faculty Research and Publications*, n.5, http://digitalcommons.bucknell.edu/fac_pubs/5.
- Lake L.W., Martin J., Ramsey J.D. e S. Titman (2012), “A Primer on the Economics of Shale Gas Production”, *Baylor University Working Papers*.
- MiSE (2012), “Rapporto annuale della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche. Anno 2011”.
- Muehlenbachs L., Spiller E. e C. Timmins (2012), “Shale Gas Development and Property Values: Differences Across Drinking Water Sources”, *Economic Research Initiatives at Duke (ERID) Working Paper*, N. 131.
- Osborn S.G., Vengosh A., Warner N.R. e R.B. Jackson (2011), “Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing”, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, maggio. www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1100682108.
- Philippe & Partners (2011), “Final report on unconventional gas in Europe”, rapporto preparato per la DG energia della Commissione Europea (TREN/R1/350-2008).
- Skamar S. (2011), “The global shale gas initiative: will the United States be the role model for the development of shale gas around the world” , *Houston Journal of International Law*, Vol 33:2.
- Tverberg G. (2012), “IEA oil forecast unrealistically high; misses diminishing returns”, *The Oil Drum*, <http://www.theoil Drum.com/node/9622>.

Figure

Fig. 1

La fratturazione idraulica (*hydrofracking*) per la coltivazione di *shale gas*

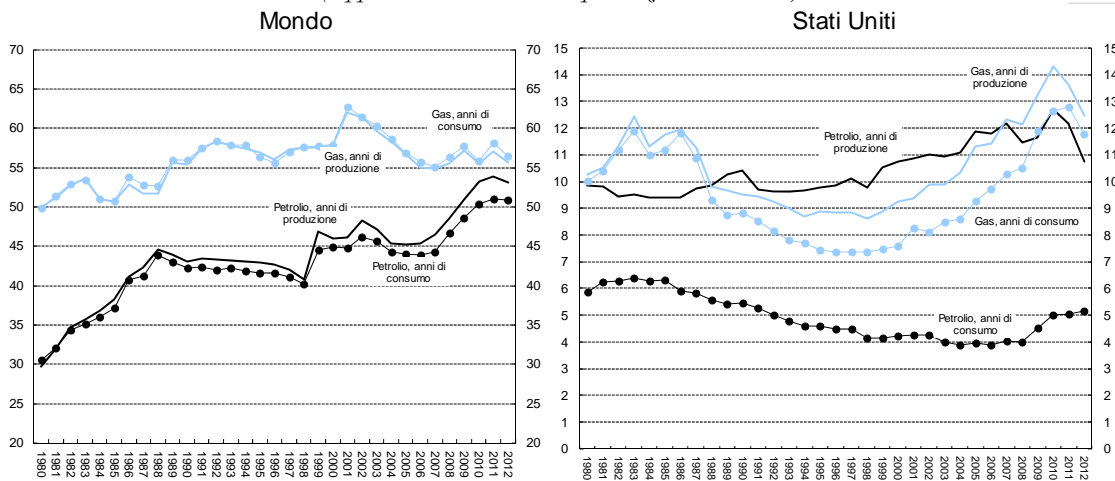


Fonte: Maugeri (2012).

Fig. 2

Evoluzione di produzione e consumi di idrocarburi

(rapporto tra riserve certe e produzione o consumi)⁽¹⁾

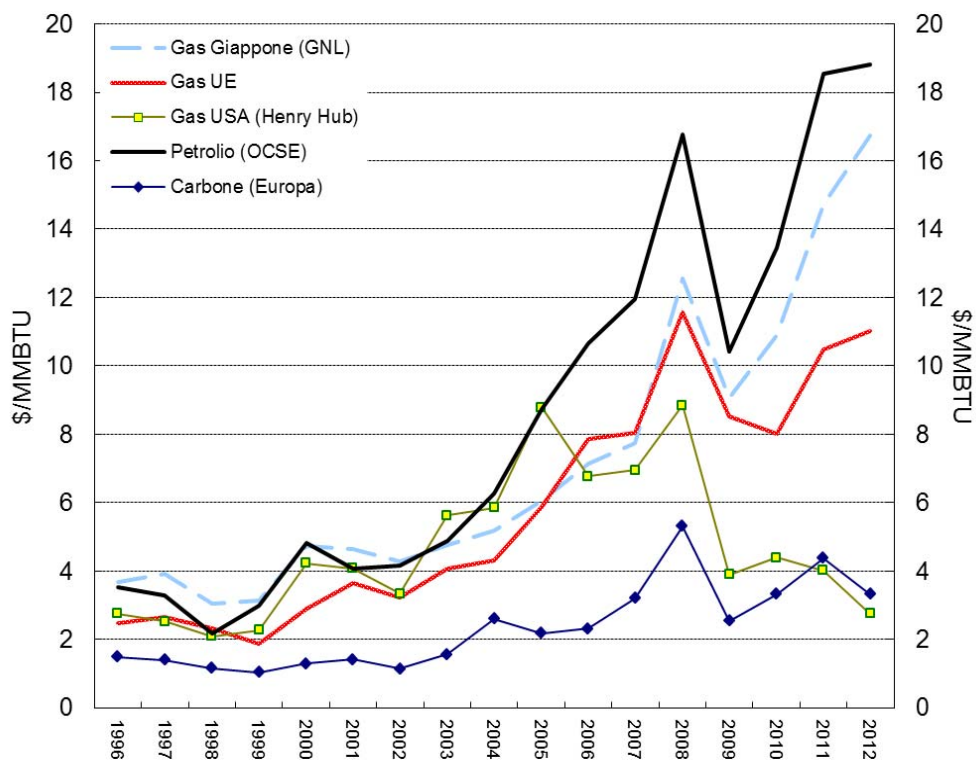


Fonte: BP (2013), "Statistical Review of World Energy", giugno.

(1)La definizione di produzione di petrolio non include i biocarburanti e i guadagni di efficienza nelle rese di raffinazione.

Fig. 3

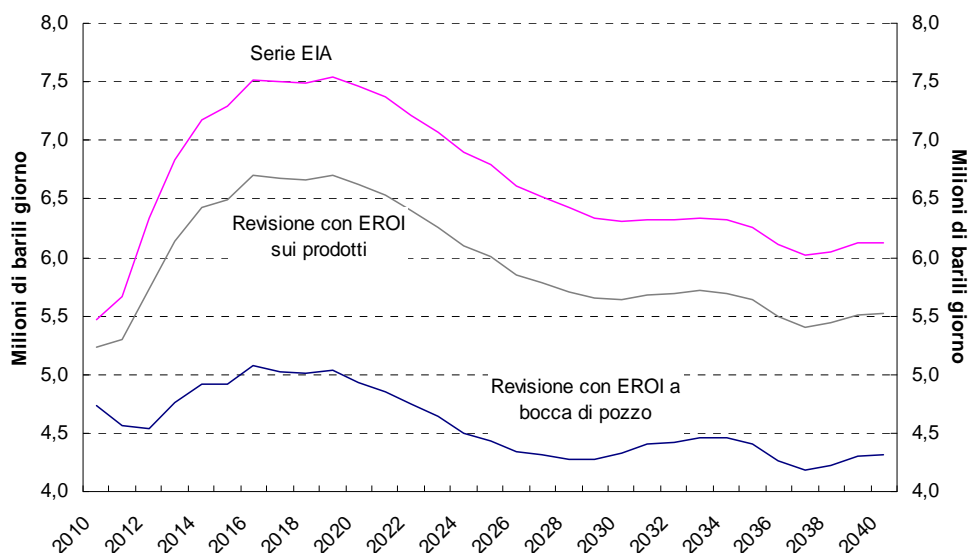
Prezzi dei combustibili fossili
(\$ per MMBTU)



Fonte: Elaborazioni su dati BP (2013), "Statistical Review of World Energy", giugno.

Fig. 4

Produzione di greggio negli Stati Uniti al 2040⁽¹⁾

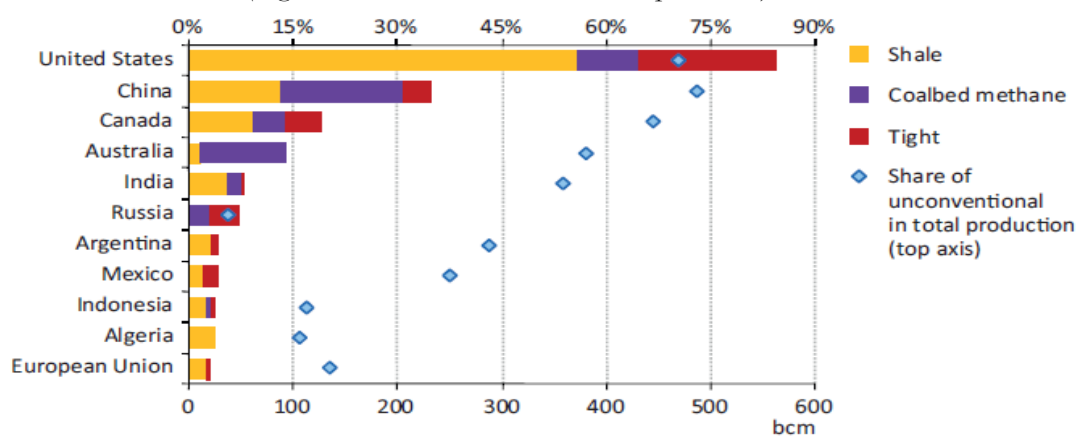


Fonte: Elaborazioni su dati EIA: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/excel/acotab_14.xlsx.

(1) Nella linea con EROI a bocca di pozzo la produzione di LTO è ridotta del 90% mentre in quella con EROI sui prodotti del 30.

Fig. 5

Produzione di gas non convenzionale nel mondo: proiezione al 2035 ⁽¹⁾
(migliaia di miliardi di metri cubi e valori percentuali)



Fonte: IEA (2012c). ⁽¹⁾ *New policies scenario.*

Tavole

Tav. 1

Stati Uniti: Riserve e produzione di gas e di *shale gas* (miliardi di metri cubi, percentuali)

	Riserve certe			Produzione			Anni di produzione di SG (R/P ratio)
	shale gas (a)	gas totale (b)	(a)/(b)	shale gas (a)	gas totale (b)	(a)/(b)	
2007	659,9	6.731,6	10%	36,6	545,6	7%	18
2008	974,9	6.927,9	14%	59,9	570,8	10%	16
2009	1.717,2	7.716,6	22%	88,1	584,0	15%	19
2010	3.439,7	8.626,0	40%	190,7	604,1	32%	18
2011	4.647,4	9.005,0	51%	282,5	651,3	43%	16

Fonte: Nostre elaborazioni su dati EIA.

Risorse di NINC in 41 paesi.

Paesi	GAS (miliardi di metri cubi)					PETROLIO (milioni di barili)				
	Produzione nel 2011	risorse				Produzione nel 2011	risorse			
		riserve accertate (a)	shale tecnicamente estraiibili (b)	convenzionali tecnicamente estraiibili (c)	totale tecnicamente estraiibili (a+b+c)		riserve accertate (a)	shale tecnicamente estraiibili (b)	convenzionali tecnicamente estraiibili (c)	totale tecnicamente estraiibili (a+b+c)
Europe	283	4,106	13,309	5,210	22,625	1,537	11,748	12,900	14,638	39,286
Bulgaria	0	0	481	--	--	1	15	200	--	--
Denmark	0	57	906	--	--	83	805	0	--	--
France	0	0	3,879	--	--	28	85	4,700	--	--
Germany	0	113	481	--	--	51	254	700	--	--
Netherlands	85	1,218	736	--	--	21	244	2,900	--	--
Norway	113	2,067	0	--	--	733	5,366	0	--	--
Poland	0	85	4,191	--	--	10	157	3,300	--	--
Romania	0	113	1,444	--	--	38	600	300	--	--
Spain	0	0	227	--	--	10	150	100	--	--
Sweden	--	--	283	--	--	4	--	0	--	--
United Kingdom	57	255	736	--	--	426	3,122	700	--	--
Former Soviet Union	850	61,674	11,751	60,739	134,165	4,866	118,886	77,200	114,481	310,567
Lithuania	--	--	0	--	--	3	12	300	--	--
Russia	680	47,799	8,127	--	--	3,737	80,000	75,800	--	--
Ukraine	28	1,104	3,625	--	--	29	385	1,100	--	--
North America	906	11,412	47,714	62,948	122,102	6,093	208,550	80,000	305,546	594,096
Canada	170	1,926	16,226	--	--	1,313	173,105	8,800	--	--
Mexico	57	481	15,433	--	--	1,080	10,264	13,100	--	--
United States	680	9,005	16,056	43,778	68,838	3,699	25,181	58,100	139,311	222,592
Asia and Pacific	368	11,836	45,505	24,296	81,637	2,866	41,422	61,000	64,362	166,784
Australia	57	1,218	12,374	--	--	192	1,433	17,500	--	--
China	113	3,511	31,573	--	--	1,587	25,585	32,200	--	--
Indonesia	85	3,058	1,303	--	--	371	4,030	7,900	--	--
Mongolia	--	--	113	--	--	3	--	3,400	--	--
Thailand	28	283	142	--	--	152	453	0	--	--
South Asia	113	2,435	5,692	5,182	13,309	396	5,802	12,900	8,211	26,913
India	57	1,246	2,718	--	--	361	5,476	3,800	--	--
Pakistan	28	680	2,973	--	--	23	248	9,100	--	--
Middle East and North Africa	736	88,263	28,402	46,751	163,444	10,986	867,463	42,900	463,407	1,373,770
Algeria	85	4,502	20,020	--	--	680	12,200	5,700	--	--
Egitto	57	2,180	2,832	--	--	265	4,400	4,600	--	--
Jordan	0	0	198	--	--	--	1	100	--	--
Libya	0	1,557	3,455	--	--	183	48,010	26,100	--	--
Morocco	0	0	340	--	--	2	1	0	--	--
Tunisia	0	57	651	--	--	26	425	1,500	--	--
Turkey	0	0	680	--	--	21	270	4,700	--	--
Western Sahara	--	--	227	--	--	--	--	200	--	--
Sub-Saharan Africa	57	6,286	11,044	23,531	40,861	2,264	62,553	100	140,731	203,384
Mauritania	--	28	0	--	--	3	20	100	--	--
South Africa	0	--	11,044	--	--	66	15	0	--	--
South America & Caribbean	170	7,617	40,493	21,691	69,801	2,868	325,930	59,700	258,234	643,864
Argentina	57	340	22,710	--	--	279	2,805	27,000	--	--
Bolivia	28	283	1,019	--	--	18	210	600	--	--
Brazil	28	396	6,938	--	--	980	13,154	5,300	--	--
Chile	0	85	1,359	--	--	7	150	2,300	--	--
Colombia	0	170	1,557	--	--	343	2,200	6,800	--	--
Paraguay	--	--	2,124	--	--	1	--	3,700	--	--
Uruguay	--	--	57	--	--	0	--	600	--	--
Venezuela	28	5,522	4,729	--	--	909	297,570	13,400	--	--
Totale mondo	3,511	193,658	203,909	250,377	647,944	31,875	1,642,354	345,000	1,369,610	3,356,964

Fonte: EIA (2013).

Fo

Vantaggi e degli svantaggi dello sfruttamento dei NINC: riepilogo

		Commenti
COSTI	☹	Riduzione della variabilità dei costi
	☺	Riduzione del livello dei costi nel breve termine negli Stati Uniti
	☺	Riduzione del livello dei costi nel medio termine negli Stati Uniti (basso EROI)
	☺	Riduzione del livello dei costi nel resto del mondo (via GNL)
SICUREZZA ENERGETICA	☺	Diversificazione del bilancio energetico
	☺	Disponibilità futura della risorsa
	☺	Diversificazione delle fonti e dei paesi fornitori
	☺	Riduzione della dipendenza energetica dall'estero
AMBIENTE E SALUTE	☹	Impatto sull'atmosfera: inquinamento locale sull'aria
	☹	Impatto sull'atmosfera: emissioni di gas serra in fase di coltivazione
	☺	Impatto sull'atmosfera: incentivo alla sostituzione delle centrali a carbone obsolete
	☹	Impatto sull'idrosfera: prelievo e inquinamento delle risorse idriche
	☹	Impatto sull'uso del suolo
	☺	Impatto sulla litosfera: eventi sismici