

GAS NATURALE: STORIA, DINAMICHE, EVOLUZIONE DEI MERCATI E PROSPETTIVE FUTURE

Il consumo mondiale di gas naturale è in costante aumento. In particolare, la forte richiesta dell'area asiatica e la continua evoluzione del mercato europeo incidono in maniera considerevole sulle politiche dei Paesi produttori e sulla formulazione dei nuovi progetti. Inoltre, i problemi legati all'estrazione e al trasporto del gas producono un consistente impatto ambientale e la disponibilità delle scorte accende il dibattito sulle reti di gestione e la loro indipendenza strutturale.



Prodotto dalla decomposizione anaerobica di materiale organico, il gas naturale si trova, in natura, allo stato fossile, insieme al petrolio e al carbone, o da solo in giacimenti esclusivi. Viene anche prodotto dai processi di decomposizione correnti (paludi, discariche) e durante la digestione negli animali. Infine, viene liberato nell'atmosfera anche dall'attività vulcanica.

È formato da una miscela di idrocarburi gassosi, il cui componente principale è il metano. Oltre che del gas naturale, gli idrocarburi (formati da carbonio e idrogeno) sono i principali componenti del petrolio. Il più generale crescente fabbisogno di

Sopra.

Il seep è una manifestazione sulla superficie terrestre della fuoriuscita naturale di idrocarburi, gas o petrolio.

In apertura.

Una nave per il trasporto di gas.

energia ha evidenziato negli ultimi decenni l'importanza di questo combustibile.

Le prime notizie del suo impiego risalgono al III secolo D.C. in Cina. Nell'industria moderna, la sua comparsa avviene nel 1820, con la perforazione di un pozzo presso la città di New York. Nel 1925 vie-

ne realizzato il primo gasdotto saldato in acciaio (dalla Louisiana trasportava il gas in Texas), decretando la sua commercializzazione su larga scala.

Estratto anche da giacimenti misti (petrolio e gas) o da giacimenti di solo gas naturale, quelli più estesi conosciuti si trovano nel Golfo Persico (Qatar, Iran), anche se la Russia possiede le maggiori riserve al mondo. Una percentuale ridotta viene anche estratta dalle miniere di carbone (CBM, Coal Bed Methane).

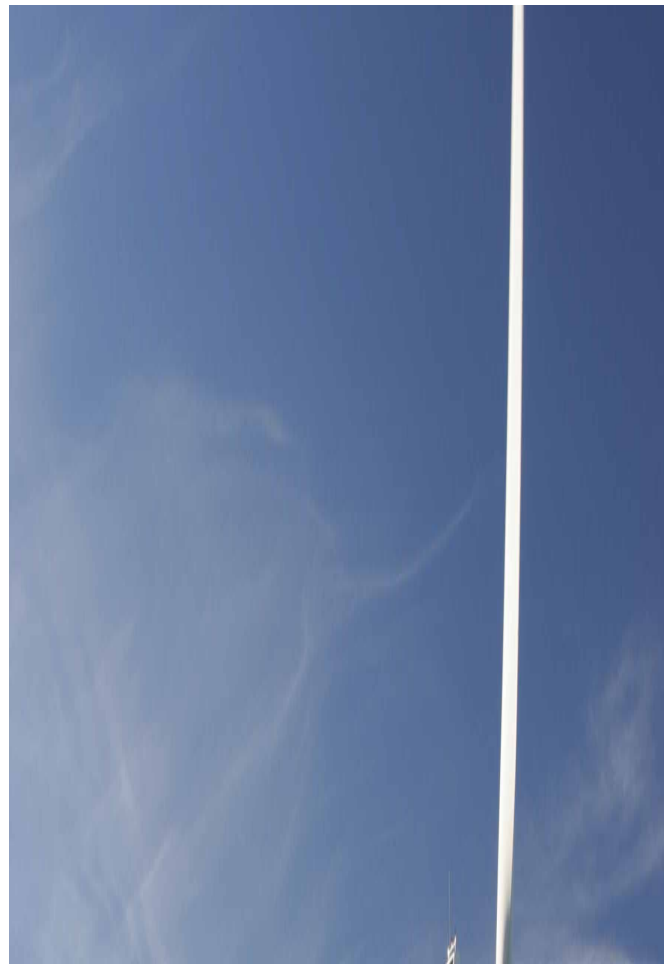
L'estrazione avviene mediante pozzi che devono essere disposti secondo opportune precauzioni. Una formula di estrazione massiccia e concentrata in pochi punti comporta lo sconvolgimento delle caratteristiche dell'intero giacimento. Alla testa dei pozzi sono sempre presenti anche sostanze liquide (in genere vapore acqueo) e materiali solidi (particelle di roccia) che è necessario eliminare con separatori meccanici centrifughi.

Una volta estratto dai giacimenti, che possono trovarsi sotto la terra ferma o i fondali marini, viene immesso in grandi condutture che si diramano in strutture sempre più ridotte (reti di distribuzione) per raggiungere gli utenti finali. Spinto inizialmente dalla sua stessa pressione, deve però essere costantemente sospinto da stazioni di pompaggio inserite lungo la rete.

In molti casi (Arabia Saudita), il gas naturale viene anche recuperato durante l'estrazione del petrolio e, non potendo essere venduto con profitto adeguato, viene bruciato direttamente sul posto. In questo caso, l'operazione (illegale in molti Stati) produce gas serra che viene rilasciato in maniera massiccia nell'atmosfera terrestre. In altri casi, il gas viene reintrodotta nel giacimento petrolifero per mantenerne alta la pressione, consentendo così una più completa estrazione di tutto il petrolio contenuto nel pozzo.

Interessanti progetti di sfruttamento sono attualmente in corso in Ontario e in Danimarca (estrazione di metano dal letame prodotto da animali, in particolare maiali e bovini) per la produzione di energia elettrica. Tali sperimentazioni hanno attestato che un impianto a biogas è sufficiente per produrre corrente elettrica per una città di ridotte dimensioni (250 MW) e ulteriori studi hanno dimostrato che la portata può essere aumentata con l'aggiunta di ulteriore materiale organico (rifiuti domestici). Inoltre, altri progetti riguardano la possibilità di utilizzare le discariche (decomposizione dei rifiuti) per fornire agli agglomerati urbani elettricità e riscaldamento.

Il gas, in natura inodore e incolore, prima di es-



Un impianto per la produzione di energia eolica.

“ L'estrazione di gas, anche se in maniera non dissimile dal petrolio, comporta una diminuzione della pressione nella riserva sotterranea, causando una subsidenza del terreno in grado di danneggiare l'ecosistema e i corsi d'acqua ”

sere immesso nelle condutture urbane viene deliberatamente miscelato con sostanze («odorizzanti») appartenenti a due tipologie di composti chimici, il TBM o terzilar-butilmercaptano, o il THT o tetraidrotiofene, al fine di rendere all'olfatto una

sensazione di cattivo odore, indispensabile per evitare sacche di gas esplosivo. Pur non essendo tossico, in alcuni giacimenti, nel gas naturale si trova disciolta una certa quantità di solfuro di idrogeno, un gas altamente tossico anche a bassissime concentrazioni.

In merito agli impatti ambientali, alcuni ricercatori hanno evidenziato che la combustione di gas naturale genera gas serra che contribuisce al surriscaldamento del pianeta, anche se in misura minore rispetto agli altri combustibili fossili. L'estrazione di gas, anche se in maniera non dissimile dal petrolio, comporta una diminuzione della pressione nella riserva sotterranea, causando una subsiden-



Impianti di un gasdotto.

za del terreno in grado di danneggiare l'ecosistema e i corsi d'acqua. Inoltre, potrebbe essere anche causa di cedimenti nelle fondamenta degli edifici. In considerazione dei prevedibili aumenti di consumo di gas naturale nei prossimi anni (richiesta crescente di fonti alternative al petrolio), alcuni esperti ritengono che si potrebbero raggiungere pericolosi livelli di inquinamento a causa dell'anidride carbonica, del monossido di carbonio, dell'ozono e degli ossidi di azoto.

Oltre al largo impiego nella distribuzione cittadina (usi domestici) il gas naturale viene utilizzato anche in centrali termoelettriche che lo utilizzano come combustibile (in Italia è presente una centrale di questo tipo a Leri, in provincia di Vercelli). Inoltre, viene utilizzato nell'industria come combustibile nei forni per la fusione del vetro, per la produzione della ceramica e del cemento.

Secondo i dati forniti dall'ENI, nel 2004 sono stati consumati, in tutto il globo terrestre, quasi 3 000 miliardi di m³ di gas naturale (2 760 miliardi di consumo e 177 572 miliardi di riserve). Assumendo i consumi costanti nel tempo, la disponibilità delle scorte avrebbe la durata media di 60 anni. Ma la dinamica dei consumi ha fatto registrare una crescita media annua pari al 2,7 per cento, facendo sorgere le prime difficoltà per i Paesi occidentali.

I Paesi Bassi (produzione di 74,20 miliardi di m³) nel 2004 avevano riserve per 1 492 miliardi di m³, con una vita residua di 20 anni.

Il Regno Unito (produzione di 103,65 miliardi di

Principali produttori di gas naturali e vita media delle riserve espressa in anni (miliardi di m³ nel 2004, fonte ENI)

Produttore	Riserve	Produzione annua	Vita media riserva
Russia	48 000	607,67	79
Iran	26 500	81,99	323
Qatar	25 783	40,39	638
Arabia Saudita	6 654	63,99	104
Emirati Arabi Uniti	6 047	45,22	134
Stati Uniti	5 353	526,51	10
Nigeria	5 055	20,81	243
Algeria	4 545	95,12	48
Venezuela	4 223	29,39	144
Norvegia	3 188	84,96	38
Iraq	3 080	-	-
Turkmenistan	2 900	57,31	51
Indonesia	2 557	82,76	31
Australia	2 548	40,07	64
Malesia	2 464	52,69	47
Kazakistan	1 900	21,87	87
Uzbekistan	1 860	58,01	32
Cina	1 823	51,19	36
Egitto	1 756	30,81	57
Canada	1 603	178,35	9

m³) nel 2004 aveva riserve per 905 miliardi di m³, con una vita residua di 9 anni.

L'Italia, al quarto posto tra i principali importatori di gas naturale (dopo Stati Uniti, Germania e Giappone), ha importato, nel 2005, 73,49 miliardi di m³. In particolare, da Russia (23,33) e da Algeria (27,73), ma anche da Norvegia (6,90) e Paesi Bassi (8,00). Gli accordi stipulati nel 2006 con le compagnie straniere - Gazprom per la Russia e Sonatrach per l'Algeria - hanno comunque spinto il Governo italiano a porre il problema di eventuali tensioni sul livello dei prezzi anche in sede comunitaria.

La principale difficoltà sino ad oggi riscontrata per l'utilizzo del gas naturale consiste nel trasporto. Pur essendo la costruzione dei gasdotti un investimento relativamente contenuto, essi non permettono

“ Pur essendo la costruzione dei gasdotti un investimento relativamente contenuto, essi non permettono l'attraversamento dei mari e ulteriori complicazioni possono nascere, nel caso di strutture internazionali, durante la collocazione e la gestione sotto il suolo di Paesi diversi ”



Il tracciato del gasdotto Nabucco.

l'attraversamento dei mari e ulteriori complicazioni possono nascere, nel caso di strutture internazionali, durante la collocazione e la gestione sotto il suolo di Paesi diversi. I metanodotti sono costituiti da tubazioni in acciaio per garantire la protezione contro la corrosione. Per il trasporto del gas a distanza sono necessari anche gruppi di compressione per compensare le perdite di carico.

L'utilizzo di navi per il trasporto di gas naturale liquefatto (metaniere) è soggetto a costi produttivi e di gestione molto più alti e attualmente non sono a disposizione efficaci sistemi di sicurezza.

La distribuzione e la vendita sono state recentemente oggetto di una completa revisione normativa nell'ambito del più ampio processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale. A causa del costo sempre più elevato del petrolio, il processo di trasformazione del gas naturale in carburanti liquidi (nafta e gasolio) ha destato un più marcato interesse da parte degli operatori del settore energetico. Il processo (denominato «GTL, Gas to Liquids»), è organizzato secondo la tecnologia chiamata «Fischer-Tropsch», utilizzata dai tedeschi durante il Secondo conflitto mondiale (attraverso la gassificazione del carbone e la sua conversione in carburante liquido, per sopperire alla mancanza di giacimenti petroliferi).

In molteplici tipologie di centrali, una delle prin-

cipali fonti utilizzate per la produzione elettrica rimane il gas naturale. Nelle centrali termoelettriche e in quelle a ciclo combinato (quelle considerate oggi le più ecologiche), viene utilizzato attraverso turbine a vapore o a gas, in quest'ultimo caso con un rendimento più elevato. Sperimentazioni in corso attestano che il calore residuo può essere sempre riutilizzato sia per il riscaldamento che per il condizionamento dell'aria. In ogni caso, alcuni studiosi hanno già sollevato polemiche sull'utilizzo di gas naturale per la produzione di energia elettrica. Considerata una risorsa particolarmente pregiata, e destinata a un rapido esaurimento, questa tesi ritiene che il suo sfruttamento in maniera così massiccia sia una sorta di spreco, ponendo l'energia elettrica essere raggiunta con altre sostanze meno pregiate (come il carbone o l'olio), ovvero con fonti rinnovabili oppure attraverso il nucleare.

L'INDUSTRIA E LE SUE ATTIVITÀ

L'industria del gas naturale, per la maggior parte del XX secolo, è stata sottoposta a controllo pubblico diretto, o quantomeno sottoposta a regolamentazione. A partire dalla fine degli anni Settanta negli Stati Uniti, e in altri Paesi nei decenni successivi, sono state introdotte diverse forme di controllo che hanno prodotto profondi cambiamenti nel funzionamento e nella regolamentazio-



Impianti di un gasdotto.

ne dei diversi segmenti di questa industria, caratterizzata dalle complesse fasi di produzione, trasporto, stoccaggio, distribuzione e commercializzazione.

La produzione consiste in una serie di attività necessarie a rendere disponibile il gas naturale per l'immissione in rete (esplorazione, trivellazione, produzione in senso stretto e raccolta). La raccolta è il trasporto del gas naturale, estratto da pozzi diversi, nel luogo (terminale) dove verrà immesso in un gasdotto. La fase del trasporto comprende un insieme di operazioni elaborate per trasferire il gas dal produttore al mercato dei consumatori, attraverso gasdotti che lavorano in alta pressione. Lo stoccaggio è l'attività che consiste nel bilanciare i consumi (soggetti a grande variabilità) e la produzione in ogni periodo. Inoltre, questa fase assicura la copertura del rischio di interruzione della fornitura di gas naturale, che può essere soggetta alla sospensione della produzione o a problemi tecnici relativi alla rete di trasporto.

La distribuzione permette di far pervenire il gas agli utenti finali, siano essi civili o industriali, attraverso il trasporto in gasdotti a bassa pressione. Infine, la fase di commercializzazione riferisce all'attività di acquisto di gas naturale dal produttore e alla successiva vendita al consumatore finale. È importante sottolineare che, in termini concettuali, si tratta di un'attività diversa da quella del trasporto e della distribuzione. In questo caso, le imprese che operano nella fase della commercializzazione assumono il rischio delle variazioni del prezzo di acquisto a fronte del pagamento di una determinata tariffa da parte dei consumatori finali. Inoltre, sono costrette ad agire costantemente anche per assicurare l'affidabilità completa del servizio.

La produzione, rispetto alle specifiche attività, è caratterizzata da economie di scala che però non precludono un certo grado di concorrenza. In questa fase, è in genere compatibile la presenza di più

imprese in unico mercato. Esiste, comunque, una sorta di barriera all'entrata di questa attività, costituita da azioni legislative, ovvero da particolari autorizzazioni o concessioni governative rilasciate per l'attività produttiva. La questione diventa più complessa nelle fasi di trasporto e di distribuzione. Queste fasi sono tradizionalmente considerate monopoli naturali, rispettivamente su scala nazionale e locale, a causa della compartecipazione dei costi di costruzione della rete.

Anche se i costi operativi sono considerati relativamente bassi, quelli fissi risentono della limitazione di usi alternativi dei gasdotti. Secondo que-



sta disamina, il mercato potrebbe accettare l'ipotesi di affidarne l'operatività ad una sola impresa, ma l'evoluzione delle dinamiche interne – per certi aspetti repentine – hanno favorito soluzioni più complesse.

In teoria, l'impresa monopolistica sarebbe, infatti, in grado di gestire al meglio le cosiddette esternalità di rete, ovvero di raggiungere il coordinamento necessario per una gestione efficiente della rete, obiettivo che solo con difficoltà potrebbe essere raggiunto da più imprese in concorrenza che possono controllare solo singole parti dell'apparato. In ogni caso, l'industria del gas naturale ha nel tempo assunto, almeno in senso tradizionale, una struttura caratterizzata da integrazione verticale in cui la produzione, il trasporto, lo stoccaggio la distribuzione e la commercializzazione sono sino ad oggi forniti da un'unica impresa.

Sulla scia dei cambiamenti economici e delle

nuove regole che in tempi recenti hanno trasformato le aziende del settore del gas naturale, ma anche elettrico e dell'acqua potabile, i nuovi operatori devono affrontare le sfide imposte da settori in rapida espansione e in fase di liberalizzazione. In particolare, la maggiore attenzione viene riposta nelle *operations* – investimenti, riduzione dei costi, miglioramento delle *performance*, gestione delle infrastrutture di rete e logistica – e nella strategia, ambito nel quale calcolare le vendite, la crescita di lungo periodo, gli acquisti e i risultati economici.

La differenza principale tra gas naturale e petro-



Sopra.

Una piattaforma navigante per la posa di condutture sottomarine.

A sinistra.

La posa di un gasdotto.

lio è sostanzialmente la forma fisica. A parità di volume, a pressione e temperatura ambientali, il gas contiene mille volte meno calorie rispetto al petrolio. Mentre il greggio può essere trasportato alle condizioni ambientali, il gas naturale deve essere liquefatto, al fine di consentire il trasporto su navi e camion. L'estrazione e l'utilizzo di questa risorsa ha bassi costi, ma quello del trasporto è pari all'80 per cento del costo finale del gas. Inoltre, è necessario costruire impianti di liquefazione vicino ai giacimenti, rigassificatori nelle regioni di consumo ed eventuali gasdotti e stazioni di pompaggio.

In linea di massima, il gas naturale non risente delle oscillazioni del mercato di breve e medio periodo. Inoltre, il costo delle infrastrutture per il trasporto non dipende dalla quantità di gas in transito, ma sostiene un costo fisso. Una volta effettuato l'investimento, rimane esclusivo interesse

dei produttori e dei distributori mantenere la portata sui livelli massimi, al fine di ridurre i costi unitari. Si tratta, quindi, di dinamiche diverse da quelle del petrolio, che risente delle oscillazioni di mercato e di una rendita con un peso considerevolmente superiore. Questo tipo di rendita, anche se sempre presente, incide in maniera minore: gli enormi investimenti, che sono ammortizzabili nel giro di venti o trent'anni, sono i veri elementi condizionanti.

In effetti, si può ricondurre alla specifica natura del gas naturale la richiesta di pianificazione di lungo periodo come la componente principale di valutazione dell'investimento. Sia essa elaborata da grandi compagnie energetiche o da entità statali, non varia il contenuto di fondo dell'operazione, anche se cambiano le forme giuridiche della proprietà fisica. Il gas è un prodotto che non riesce a seguire l'andamento del libero mercato, ma trova la sua più esatta collocazione negli accordi e nelle relazioni stabili (ventennali o trentennali) tra produttori e consumatori.

Il consumo di gas naturale è oggi concentrato in Europa e Nord America, grazie a reti di distribuzione urbane costruite agli inizi del secolo scorso (quando il carbone veniva trasformato in gas). Attualmente questo gas viene utilizzato sia per il riscaldamento che per la produzione di elettricità,



Sopra.
La guerra del gas tra Russia e Ucraina ha danneggiato principalmente la popolazione.

A destra.
Operai intenti alla posa di un gasdotto.

(-148 MPTe), durante la terza guerra del Golfo, tra Russia, Francia e Germania.

LA REGOLAMENTAZIONE COMUNITARIA E NAZIONALE

Il settore del gas naturale è stato oggetto di una rilevante regolamentazione sia a livello comunitario che nazionale. In particolare, il processo di regolamentazione è stato avviato a livello europeo dalla Direttiva Gas (Direttiva 98/30/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo del 22 giugno 1998) che reca le norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di questa risorsa. La Direttiva Gas è stata recepita in Italia nel 2000, con il decreto legislativo del 23 mag-



così come materia prima nell'industria chimica. Mentre negli Stati Uniti il commercio del gas naturale inizia in piena Seconda guerra mondiale - con stabilimenti in Texas, Louisiana e Oklahoma e giacimenti nel Golfo del Messico - in Europa questa fonte di energia si afferma negli anni Cinquanta e incrementa sostanzialmente il proprio utilizzo dopo lo *shock* petrolifero del 1973.

Se dagli anni Sessanta viene registrato un calo mondiale, sempre maggiore, relativo alla percentuale di consumo petrolifero (secondo i dati della *International Energy Agency*, il peso del greggio rispetto al totale delle fonti primarie varia dal 42,9 per cento nel 1971 al 34,8 per cento nel 2000, quindi con un calo di 8,1 punti) il gas naturale incrementa il suo *trend* e aumenta di 4,7 punti, passando dal 16,4 per cento al 21,1 per cento nello stesso arco di tempo.

Infine, è interessante notare che il *surplus* produttivo del gas naturale russo (+114 MPTe, milioni di tonnellate di petrolio equivalente) ha storicamente favorito i forti legami con l'Europa

gio, conosciuto come decreto Letta. Questo decreto, nel dare attuazione alla direttiva, ha introdotto nel mercato del gas italiano una normativa finalizzata a una più ampia liberalizzazione del mercato. Individuando i segmenti più importanti del processo, questo decreto prevede:

- la liberalizzazione e lo sviluppo della concorrenza nelle attività di importazione, produzione e vendita del gas naturale;
- la regolamentazione delle attività di trasporto, stoccaggio e distribuzione, in modo che tali servizi siano resi ai terzi a parità di condizioni e a tariffe regolamentate;
- la separazione societaria delle attività di trasporto del gas naturale da tutte le altre attività del settore, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che rimane comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dalle altre attività;
- la separazione societaria dell'attività di distribuzione di gas naturale da tutte le altre attività;
- l'accesso alle reti di trasporto e distribuzione,



Lavori su un tratto del gasdotto Dzuarikau-Tskhinval.

agli stoccaggi di rigassificazione e agli stoccaggi, a condizioni trasparenti e non discriminatorie, a favore dei clienti che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni stabilite dal decreto.

Il decreto attribuisce anche ruoli e responsabilità rilevanti al Ministero dell'Industria (oggi dello Sviluppo Economico) e all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Il Ministero ha il compito di stabilire le linee guida strategiche e di garantire la sicurezza e lo sviluppo economico del settore.

L'Autorità è, invece, un organo governativo indipendente e operativo dal 1997, appositamente preposto per la regolamentazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas naturale. Tra le sue funzioni vi sono la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe, così come la predisposizione delle regole per l'accesso alle infrastrutture e per l'erogazione dei servizi relativi alle attività di trasporto, di rigassificazione e di stoccaggio.

In ambito europeo, nel 2003 è stata emanata una nuova direttiva sul mercato interno del gas naturale, la direttiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, che ha abrogato la precedente 98/30/CE. La legge italiana n° 239 del 23 agosto 2004 ne ha recepito alcune disposizioni (legge sul «Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia», la cosiddetta legge Marzano).

La continua evoluzione del mercato (dalle crisi

tra Russia e Paesi confinanti sino alle oscillazioni del prezzo del petrolio), la dipendenza dell'Italia, la scarsità di infrastrutture adeguate, gli ingenti investimenti richiesti e i tempi lunghi di realizzazione, impongono la necessità di effettuare scelte vincenti. In particolare, si tratta di conoscere gli scenari di sviluppo del mercato del gas naturale (disponibilità delle risorse nel breve, medio e lungo termine), di individuare la prospettiva e l'evoluzione delle infrastrutture (il ruolo dell'Italia nella nuova politica energetica europea) e di identificare i fattori che possono incidere sulla variabilità dei prezzi (dalle prospettive di Borsa alle aperture dei nuovi mercati, sino all'elaborazione di alleanze strategiche).

Ma quali sono le prospettive per l'apertura e l'integrazione dei mercati del gas naturale in Europa? Gli analisti che hanno studiato l'evoluzione globale della domanda e della tecnologia, così come lo stato dell'arte del processo di liberalizzazione, concordano che la diffusione del gas naturale liquefatto potrebbe contribuire alla sua «globalizzazione», ovvero allo scambio fuori dai mercati regionali. In questa ipotesi, l'Europa rischia però di trovarsi impreparata di fronte a questi nuovi sviluppi a causa dei monopoli pubblici, verticalmente integrati e dominatori assoluti della scena. Anche



Sopra.
Una Centrale a gas a ciclo combinato.

A destra.
Un operaio effettua una saldatura durante la posa di un gasdotto.

se le politiche comunitarie hanno innescato un deciso miglioramento, non sono ancora stati affrontati gli snodi critici di un'autentica liberalizzazione, a partire dalla separazione proprietaria di reti e stoccaggi, la base di un'efficace piattaforma commerciale europea.

IL CASO DEGLI STATI UNITI E DEL CANADA

Le riserve conosciute di gas naturale del Canada si sono recentemente abbassate nonostante gli investimenti *record* effettuati nel 2003. Questo Paese è tra i primi produttori e il secondo esportatore mondiale. La produzione di gas rappresenta il 7,3 per cento della produzione mondiale. È il primo esportatore verso gli Stati Uniti. Attualmente, le società di esplorazione scavano sempre più pozzi e registrano sempre meno scoperte. Parallelamente, il prezzo del gas naturale si adegua alla liberalizzazione del mercato. Si tratta di un mercato a lungo termine, ma una veloce globalizzazione potrebbe generare gravi variazioni nel prezzo, anche a breve scadenza. Di conseguenza, le società del settore tendono a liberarsi sempre di più delle vendite a lungo termine, contribuendo a rendere il prezzo del gas naturale molto più volatile. Inoltre, in questa regione sono stati analizzati con attenzione i costi degli investimenti per il trasporto del gas naturale, con particolare riguardo alle condutture necessarie per trasportarlo dal luogo di produzione alla stazione di liquefazione (il gas viene liquefatto ad una temperatura di -82° con una pressione di 47 atmosfere).

Questo tipo di trasporto – all'unità di gassificazione – risulta essere da 6 a 10 volte più caro di

quello del petrolio. Di conseguenza, anche se è il prezzo dell'energia a registrare nel suo insieme un considerevole aumento, quello del gas naturale si avvia verso una sua evoluzione. Le ragioni dell'aumento non devono quindi essere ricercate nelle giustificazioni congiunturali a breve scadenza (crisi politiche, situazioni economiche) bensì nelle modifiche strutturali a lungo termine, come l'aumento costante della domanda e il ribasso delle scoperte relative alle fonti (sembra, infatti, avviato il processo di carenza del gas naturale, così come è in corso quello del carbone, del petrolio e dell'uranio). Questi processi lasciano ipotizzare il costante ma inesorabile movimento rialzista nei



prezzi a lungo termine, quindi anche nel settore del gas naturale, pur nella più complessa categoria merceologica dell'energia.

Al momento, le quotazioni sono oggetto di grande interesse da parte degli operatori e di attente analisi da parte degli istituti specializzati.

A differenza del petrolio, il gas naturale non è riuscito a superare i vecchi massimi storici segnati nel 2005, ovvero a 15,35 dollari, e la ripresa attuale delle sue quotazioni non tiene il passo con il resto del comparto energetico. Rispetto all'inizio dell'anno in corso, il petrolio ha guadagnato circa il 100 per cento, mentre il gas naturale ha recuperato soltanto il 18 per cento. I motivi di questa bassa *performance* rispetto al resto del comparto energetico sono legati – secondo alcuni analisti – alla natura regionale del gas naturale (la sua distribuzione dipende in gran parte solo dalla presenza di gasdotti). Anche per questo motivo, la maggior parte dei fattori che influiscono sull'andamento dei *future* quotati presso la Borsa NYMEX sono relativi al mercato domestico americano. In

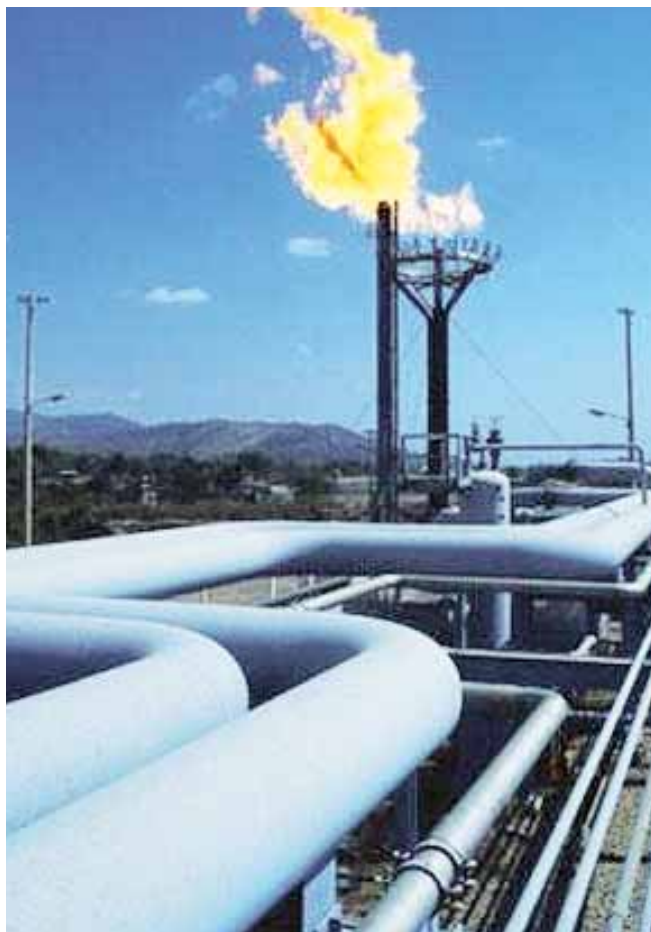
quest'ultimo periodo, il mercato risente non solo del calo della domanda, ma anche dell'aumento della produzione, che rappresenta il risultato di una frenetica attività di trivellazione svolta sino alla fine della scorsa estate.

Dal lato della domanda, occorre però evidenziare che il periodo appena precedente l'inizio dell'estate è quello della richiesta più debole, in quanto il calo dei consumi per il riscaldamento non viene ancora compensato dall'aumento della domanda di elettricità che accompagna l'utilizzo dell'aria condizionata. La «*Energy Information Administration*», una divisione del Dipartimento di Energia degli Stati Uniti che analizza gli scenari per l'energia, ha indicato («*Short-Term Energy Outlook*», pubblicato nel mese di maggio del 2009) che la domanda totale di gas naturale nel 2009 dovrebbe calare dell'1,9 per cento rispetto allo scorso anno, mentre la produzione è destinata a ridursi dell'1 per cento.

Non dovrebbe quindi sorprendere un aumento notevole delle scorte, che nel mese di maggio erano state segnalate a 2,213 trilioni di piedi cubi (1 piede cubo corrisponde a 0,02832 metri cubi), con un aumento del 31 per cento rispetto al livello dello scorso anno e un aumento del 21,6 rispetto alla media degli ultimi cinque anni. Secondo gli analisti della «*Energy Information Administration*», è probabile che le scorte continuino ad aumentare in linea con i *trend* storici sino alla metà dell'autunno, raggiungendo il *record* assoluto di 3,635 trilioni di piedi cubi. L'accumulo delle scorte è favorito in questo periodo anche dal crescente peso del mercato del gas naturale liquefatto (LNG), che permette di spostare questa materia prima anche in navi cisterna.

A questo proposito è necessario segnalare che la maggior parte dei Paesi asiatici che importano LNG non possiede una grande capacità di stoccaggio, lasciando al mercato americano e canadese la destinazione naturale per il gas non consumato in Asia, anche qui per via della registrazione di un calo della domanda nell'intera regione.

Benché la situazione per il gas naturale possa sembrare piuttosto drammatica nel prossimo periodo, non è da escludere che i prezzi si riprendano nel corso del 2010, ovvero quando la «*Energy Information Administration*» prevede un leggero aumento della domanda a fronte di un calo della produzione pari al 2,8 per cento rispetto al 2009. Questo calo della produzione dovrebbe essere causato dalla diminuzione delle attività di trivellazione, dove gli impianti presenti nelle zone di esplorazione hanno registrato un calo del 54 per cento rispetto ai livelli della scorsa estate. Nel breve periodo, sembra altresì possibile prevedere una leggera ripresa delle quotazioni, spinta dalla convenienza del gas naturale per la produzione di energia elettrica rispetto ad al-



Condutture di un gasdotto.

tre fonti. Ma secondo Matthew Simmons, una tra i maggiori esponenti del mercato del petrolio, nei prossimi due anni si registrerà un forte calo della produzione americana di gas naturale. In ogni caso, il miglioramento delle prospettive del mercato, a partire dal prossimo anno, è stato già scontato dal mercato dei *future*, dove la scadenza di agosto 2010 quota con un premio del 55 per cento rispetto alla scadenza di agosto 2009.

Gli analisti consigliano, quindi, di prestare attenzione prima di acquisire posizioni di lungo termine, perché il *contango* (le scadenze più lunghe che quotano a premio rispetto a quelle a breve che aumentano il costo di una più prolungata posizione) è sempre molto acuto nel mercato del gas naturale. È invece possibile giocare su piccoli rimbalzi nel breve termine, specialmente se il mercato – così come sembra presentarsi – dovesse registrare un'ulteriore fase di debolezza.

IN ITALIA?

Secondo gli studi effettuati dall'Autorità per l'Energia e dal Ministero delle Attività Produttive, la



Un impianto per la raffinazione del gas.

soluzione al problema è quella di utilizzare il nostro Paese come un centro di smistamento del gas naturale eccedente il fabbisogno nazionale verso altri mercati continentali. Si tratterebbe di una grande opportunità perché, dopo il 2010, una parte delle infrastrutture che verranno realizzate potrebbero mantenere un elevato livello di utilizzazione, in virtù del fatto che la loro capacità potrebbe essere destinata al mercato europeo.

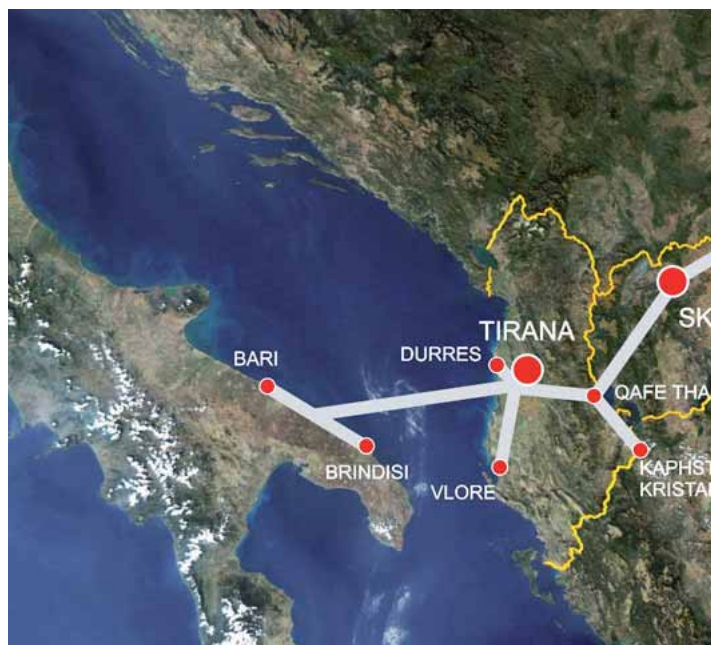
Si tratta, quindi, di operare delle scelte basate su valutazioni di convenienza economica e di politica industriale. Ferma restando la necessità di realizzare un considerevole aumento di capacità di importazione e di infrastrutture entro il 2015, è necessario assicurare sicurezza e flessibilità nel sistema gas naturale. In uno scenario di domanda tendenziale, sarà necessario incrementare la capacità infrastrutturale (dal 2010 al 2015) nell'ordine di 10 miliardi di mc. Nell'ipotesi invece di uno scenario di domanda alternativa, nello stesso arco di tempo la necessità viene stimata in 20 miliardi di mc.

Per quanto attiene il quadro complessivo dei contratti d'importazione sino ad oggi stipulati, disponibili al 2010 (compreso il recente contratto relativo al terminale di rigassificazione della Edison-Exon-Qatar di Rovigo), il totale ammonta a oltre 88 miliardi di metri cubi. Anche se non si prospetta al momento un deficit contrattuale, gli analisti ritengono opportuno avviare nuovi contratti per nuovi

“ Si aprirebbero di fatto nuovi spazi per trasformare il nostro Paese da un importatore (netto) di gas ad uno di transito e, quindi, riesportatore verso l'Europa continentale ”

operatori e modificare l'assetto della titolarità dei contratti già stipulati da ENI per aumentare la flessibilità e la diversificazione dell'approvvigionamento dall'estero di gas naturale.

Le previsioni indicano che nel 2015, a fronte di una previsione di domanda di 102 miliardi di mc all'anno, il volume di gas complessivamente «contrattato» non sarebbe sufficiente a coprire il fabbisogno di importazione. Sarebbero, infatti, necessarie importazioni per circa 100 miliardi, anche in considerazione del modesto apporto previsto dalla produzione nazionale. Se poi lo scenario alternativo di domanda si prospetta al 2020, le iniziative per gli approvvigionamenti assumono carattere di necessità. La domanda di gas crescerà in tutti i comparti e il prossimo decennio sarà caratterizzato da un'intensa attività commerciale al fine di assicurare una maggiore capacità di trasporto



sulle infrastrutture e relativi volumi contrattuali di importazione (e questa potrebbe essere la fase della competizione tra gli operatori, sempre che vengano rimossi gli ostacoli all'importazione).

In sintesi, rimane sempre più fondamentale considerare il mercato del gas naturale in un'ottica europea anziché solamente nazionale. In un contesto (auspicabile) in cui venissero realizzate tutte o quasi le infrastrutture di ricezione del gas (gasdotti e terminali) previste in Italia, la capacità potrebbe essere molto superiore al fabbisogno nazionale. In questo caso, sarebbe opportuno valutare con attenzione le possibilità che possono es-

sere generate dalle dinamiche della «domanda-offerta» di gas a livello europeo.

Si aprirebbero di fatto nuovi spazi per trasformare il nostro Paese da un importatore (netto) di gas ad uno di transito e, quindi, ri-esportatore verso l'Europa continentale. In questa regione, di fatto, secondo le previsioni di Eurogas, si prospetta un deficit di offerta dell'ordine di 50 miliardi di metri cubi nel 2010 e di 125 miliardi nel 2015. Si prospetterebbero, quindi, ottime possibilità per l'Italia di diventare un *hub* di rilievo, ovvero un'area di transito del gas naturale che, venendo dal Sud e dall'Est (Africa e Balcani), potrebbe essere rivenduto in Europa continentale. Interessante alternativa potrebbe essere la realizzazione di contratti di *swap* da parte dei nostri operatori, che renderebbero più economico l'intero sistema europeo, lasciando i maggiori quantitativi possibili di



gas vicino alle aeree di consumo.

In questo caso, si potrebbe ipotizzare che la produzione del Mare del Nord finisca nei Paesi del Nord-Centro Europa e le importazioni da Nord Africa e Medio Oriente vadano in quelli dell'Europa centrale e mediterranea (ovviamente con contratti di *back-up* in caso di interruzione di fornitura e contratti di lungo periodo tra gli operatori).

Secondo questi studi, si rende quindi necessario realizzare un importante aumento della capacità di importazione nel 2015, e negli anni successivi, al fine di garantire sicurezza e flessibilità al sistema del gas naturale, che si va prospettando come il combustibile fondamentale per lo sviluppo del settore elettrico italiano, oltre al ruolo importante che già esercita nel settore civile e industriale.

In definitiva, se non è possibile programmare infrastrutture importanti in un'ottica di breve periodo,



Sopra.
Un gasdotto in Siberia.

A sinistra.
Il corridoio 8.

come quello analizzato, è invece sicuramente ipotizzabile l'utilizzo di margini di capacità infra-strutturali del sistema italiano per l'esportazione di gas naturale verso altri Paesi europei confinanti con l'Italia.

BRUXELLES E IL GAS NATURALE

Nel luglio del 2008, l'Europarlamento si è pronunciato favorevolmente alla possibilità che la rete del gas venga affidata a un gestore di trasmissione indipendente, interno all'impresa ma totalmente separato a livello contabile e societario, in alternativa alla separazione proprietaria (579 voti favorevoli, 80 contrari e 52 astensioni). Il Parlamento si è espresso sulla direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, chiedendo innanzitutto che le norme stabilite per il gas si applichino «*in modo non discriminatorio*» anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, purchè «*tali gas possano essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza*».

Quindi, la separazione proprietaria tra i campioni nazionali del gas e le rispettive reti di distribuzione (ENI non sarà più costretta a vendere Snam Rete Gas). Anche se la relazione italiana (Romano



Sopra.
Misuratori di gas.

A destra.
Posa a mare di un gasdotto.



La Russa) prevedeva la separazione proprietaria tra produzione e distribuzione del gas, un emendamento votato a grande maggioranza (trasversale) ha previsto la possibilità che la separazione sia solo societaria. ENI di conseguenza manterrà la proprietà del 50,03 per cento di Snam e il 100 per cento di Stogit Stocaggi Gas Italia, la società che gestisce le scorte di gas, fondamentali per garantire qualità e uniformità del servizio. Non potrà però influire sulle decisioni del Consiglio di Amministrazione, che dovrà essere nominato autonomamente dall'azienda di distribuzione del gas.

Secondo Alessandro Ortis, garante per l'energia, la separazione proprietaria *«resta la soluzione migliore per assicurare più concorrenza, maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e un adeguato sviluppo delle infrastrutture»*, aggiungendo che il mercato nazionale del gas naturale è ancora fortemente dominato e controllato dall'Eni *«in ogni parte della filiera»*.

In realtà, concorrenza, sicurezza delle forniture e infrastrutture sono proprio le carenze europee. Anche se si concorda sul raggiungimento di questo obiettivo, le strade sono diverse. Rimangono contrari alla separazione completa sia la Francia che la Germania. In particolare, il responsabile della società tedesca di gestione ha rilasciato una

dichiarazione al «Financial Times» sostenendo che *«la vera minaccia per i grandi gruppi europei non è la Russia ma Bruxelles, che vuole imporre la cessione della proprietà delle reti»*.

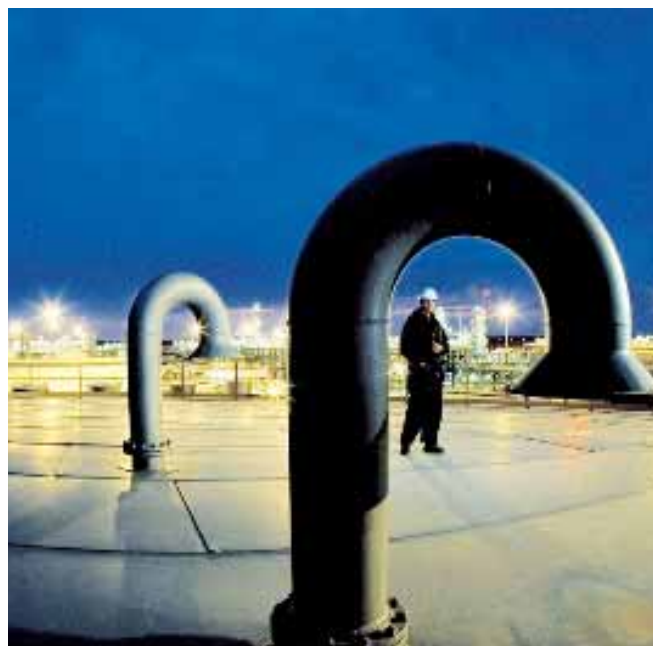
Infine, un altro significativo emendamento (anch'esso trasversale) chiede alla Commissione di presentare, entro cinque anni, una relazione dettagliata sull'eventuale possibilità di mettere in piedi un unico gestore della rete europea. Ma, alla luce dell'ultimo pronunciamento dell'Europarlamento, questa ipotesi sembra poco perseguibile. In effetti, nella relazione La Russa si in-

vita la Commissione a porre un argine alla possibilità che soggetti terzi all'Unione Europea prendano il possesso di un gestore nazionale di rete. Ma anche in questo caso è approvata la possibilità che le società nazionali europee possano accordarsi (quindi in deroga) con i giganti extra europei dell'energia per un ingresso reciproco nei rispettivi mercati del gas. Con questa ipotesi, l'Europa non porrà il veto. Una deroga, quindi, in caso di accordi industriali con Paesi terzi finalizzati a «instaurare un quadro comune per gli investimenti nel settore energetico e ad aprire il mercato di uno Stato terzo alle imprese comunitarie». In definitiva, quella dinamica del nuovo mercato che già vede le compagnie (ENI, Total) corteggiare Gazprom con la promessa di quote di mercato nazionale in cambio di metri cubi da vendere in Russia.

A complicare il quadro geopolitico della regione, la notizia che l'Europarlamento ha approvato una petizione (del polacco Marcin Libicki) in cui si chiede alla Commissione di valutare con attenzione i risvolti ambientali ed economici del progetto «North Stream», il gasdotto del Baltico che collegherà Russia e Germania tramite la posa di oltre 1000 chilometri di tubi sottomarini. Tale struttura potrebbe alterare l'ecosistema del fondo del Mar Baltico, riducendone drasticamente la biodiversità. In realtà, questo gasdotto è il più «geopolitico» di tutti i progetti. Anche se la posa dei tubi nel sottosuolo di Bielorussia, Ucraina e Polonia avrebbe costi tre volte inferiori a quelli previsti sul fondo del mare, questa struttura è stata progettata proprio per escludere dal tragitto questi Stati, considerati poco «affidabili». Inoltre, alla guida del consorzio di gestione è stato nominato l'ex Cancelliere tedesco Gerard Schroeder e gli analisti ritengono che sarà molto difficile che il tragitto venga modificato.

La Russia ha recentemente deciso di affidare l'appalto della stesura dei tubi del «North Stream» alla Saipem, il reparto di ingegneria avanzata dell'ENI. E l'incaricata per gli Affari Europei del consorzio, Martje von Putten, ha dichiarato che «il voto con cui l'Europarlamento ha sollecitato una valutazione più approfondita dell'impatto ambientale non provocherà ritardi nel piano di lavoro per la costruzione dell'impianto. I contratti per le parti più importanti sono stati già firmati e tutto procede secondo quanto previsto in base al processo decisionale delle autorità nazionali dei Paesi interessati».

Per alcuni analisti, la manovra a tenaglia del *management* del Cremlino è già iniziata. In effetti, i funzionari di Gazprom, dopo aver incassato la partecipazione italiana al progetto del Baltico (e un



Impianti industriali.

voto in più al Consiglio dei Ministri europei) hanno rivolto il loro interesse al Mediterraneo, dove già è suggellata la collaborazione con l'algerina Sonatrech e dove potranno prendere possesso di alcuni giacimenti ceduti dall'ENI. Ma dopo Algeri, probabilmente anche Tripoli. L'amministratore delegato di Gazprom (Alexi Miller, successore dell'attuale Presidente russo Medvedev) ha proposto a Gheddafi di «prendere in gestione» tutto l'*export* di petrolio e gas naturale verso l'Europa. Se i termini fossero effettivamente quelli trapelati sulla stampa (agenzia «Itar-Tass»), il segnalato pericolo di

un accerchiamento troverebbe un suo fondamento. Attualmente la Libia, pur non essendo «pesante» come l'Algeria, è sicuramente determinante per la politica energetica italiana. Nella proposta russa entrerebbe anche la costruzione di un nuovo gasdotto che dovrebbe collegare la Libia all'Europa (in questo caso, il terminale europeo potrebbe essere in Sicilia).

Infine, altre critiche vengono poste sull'operato di Bruxelles. Secondo alcuni parlamentari comunitari, l'Unione Europea sponsorizza qualunque progetto in tema di energia, dagli impianti eolici *off-shore* al largo dell'Inghilterra, sino ai due gasdotti «Nabucco» e «South Stream», palesemente in concorrenza tra di loro.

Daniele Cellamare
Libero Docente di Relazioni Internazionali

“ Attualmente la Libia, pur non essendo «pesante» come l'Algeria, è sicuramente determinante per la politica energetica italiana ”