

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

nn. 23/24 – luglio/dicembre 2015

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

luglio/dicembre 2015

A cura di Carlo Frappi e Nicolò Rossetto
Approfondimenti di Filippo Clò e Chiara Proietti Silvestri

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Contesto globale	1
1. Analisi comparata degli stati europei	16
1.1. Italia	19
1.2. Germania	24
1.3. Francia	27
1.4. Regno Unito	30
1.5. Spagna	34
1.6. Polonia	37
2. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	40
2.1. Russia e vicini orientali	40
2.2. Bacino del Caspio	51
2.3. Turchia e Medio Oriente	54
3. Corridoi energetici europei del gas	60
3.1. Corridoio nord-orientale	60
3.2. Corridoio sud-orientale	63

Parte II - Approfondimenti

1. Conferma e novità dell'attuale crisi petrolifera	69
1.1. Cicli petroliferi e dinamiche di prezzo	69
1.2. <i>Shale Oil</i> : tratto distintivo della crisi e possibile elemento evolutivo del mercato	71
1.3. Il ruolo dell'OPEC e la sua incapacità di controllare i prezzi	76
1.4. Quali risposte alle crescenti difficoltà delle <i>majors</i>	77
1.5. Il settore dei servizi: un attore da non sottovalutare	78
2. Egitto a tutto gas: nuovi equilibri(smi) energetici nel Mediterraneo orientale	81
2.1. L'Egitto prima di Zohr: tra black out e importazioni	82
2.2. Il nuovo Egitto: tra esigenze interne e opportunità d'esportazione	84

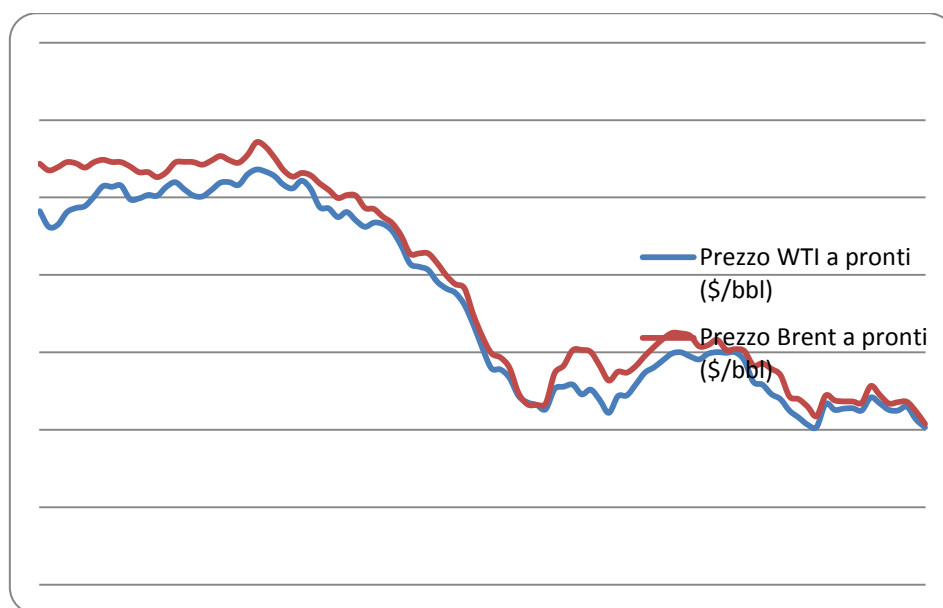
2.3. I piani di esportazione di Israele e Cipro verso l'Egitto: cosa cambia	85
2.4. Sul fronte europeo, nuove opportunità di rafforzamento del Corridoio sud	88
2.5. Il piano Descalzi: un hub del gas nel Mediterraneo orientale	90
Acronimi	91
Fonti	93

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

CONTESTO GLOBALE

La seconda metà del 2015 ha confermato le tendenze emerse sui mercati internazionali dell'energia che si erano manifestate a partire dagli ultimi mesi del 2014, ossia una **stabile riduzione dei prezzi delle materie prime energetiche**. Le quotazioni delle due qualità di **petrolio greggio** che solitamente sono usate come riferimento sui mercati internazionali, il Brent del Mare del Nord e il West Texas Intermediate (WTI), dopo aver registrato all'inizio dell'estate una ripresa fino a circa 60 dollari il barile (\$/bbl) sono nuovamente calate sui livelli di inizio anno a circa **40-45 \$/bbl** (v. Figura 1). **I prezzi del greggio**, che hanno conosciuto in particolare durante i mesi di agosto e settembre fluttuazioni giornaliere anche molto ampie (5-10%), **sono tornati in alcune sedute ai valori minimi dal gennaio 2009**, ossia dal momento in cui la crisi economico-finanziaria aveva toccato il suo apice.

FIG. 1 - ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI A PRONTI DEL PETROLIO GREGGIO



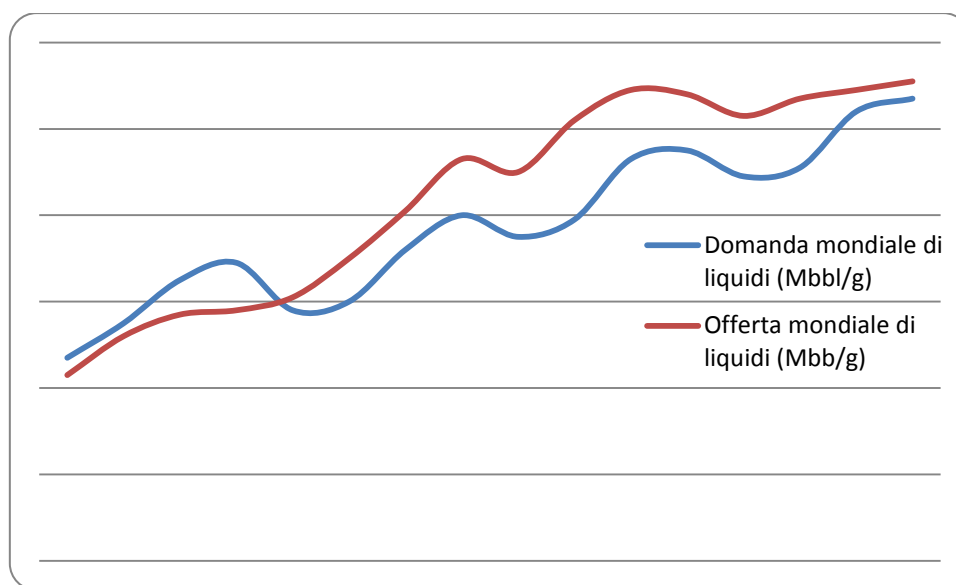
FONTE: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA)

In gergo tecnico, i mercati petroliferi si trovano oggi in una situazione di forte **contango**, una circostanza in cui i prezzi a pronti (*spot price*) e quelli a termine (*forward price* e *futures*) con le scadenze più brevi (alcuni mesi) sono sensibilmente più bassi dei prezzi a termine con le scadenze più lunghe (2-3 anni). **Numerose sono le cause di questa situazione**, che viene da qualcuno definita come la “nuova normalità”, sottolineando così la diversità dell’attuale contesto da quello che ha caratterizzato i mercati dell’energia tra il 2010 e il 2014.

Innanzitutto, va ricordato che i mercati petroliferi continuano a trovarsi in una condizione di **eccesso di offerta** (*oversupply*). Secondo i dati dell'Agenzia internazionale per l'energia (IEA) **la domanda mondiale di petrolio è stata pari a 95,3 milioni di barili al giorno (Mbbbl/g) nel terzo trimestre del 2015** e si prevede che crescerà ulteriormente nel quarto trimestre (95,5 Mbbbl/g). La domanda media annua di petrolio dovrebbe perciò attestarsi a 94,6 Mbbbl/g, un valore sensibilmente più alto di quello registrato nel 2014 (92,7 Mbbbl/g).

Nonostante questo aumento di circa 1,8 Mbbbl/g sia il maggiore registrato nell'ultimo lustro e segnali la reazione dei consumatori di fronte al calo dei prezzi, le più rigide condizioni meteo nell'emisfero settentrionale e la continua espansione dell'economia mondiale, **il divario tra offerta e domanda continua a persistere** (v. Figura 2). **Nel terzo trimestre, infatti, l'offerta mondiale di petrolio è stata pari a 96,9 Mbbbl/g**, in aumento rispetto ai 96,2 Mbbbl/g del secondo trimestre e ai 95 Mbbbl/g del primo¹. Ipotizzando che la produzione giornaliera mondiale nel quarto trimestre rimanga in linea con quella del terzo, **per il 2015 si avrebbe un'offerta mondiale media di oltre 96,2 Mbbbl/g**, ossia circa **2,7 Mbbbl/g in più rispetto all'anno precedente**.

FIG. 2 - ANDAMENTO DELL'OFFERTA E DELLA DOMANDA MONDIALE DI LIQUIDI



INCLUDE I BIOCARBURANTI. I DATI DAL QUARTO TRIMESTRE 2015 IN POI SONO STIME.

FONTE: ELABORAZIONI SU DATI IEA

Questo significativo eccesso di produzione rispetto al consumo si è tradotto e continua a tradursi in un **considerevole aumento delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi** tanto nei paesi industrializzati quanto nelle economie emergenti. Seconda la IEA nel corso del terzo trimestre **le scorte commerciali detenute dai paesi appartenenti**

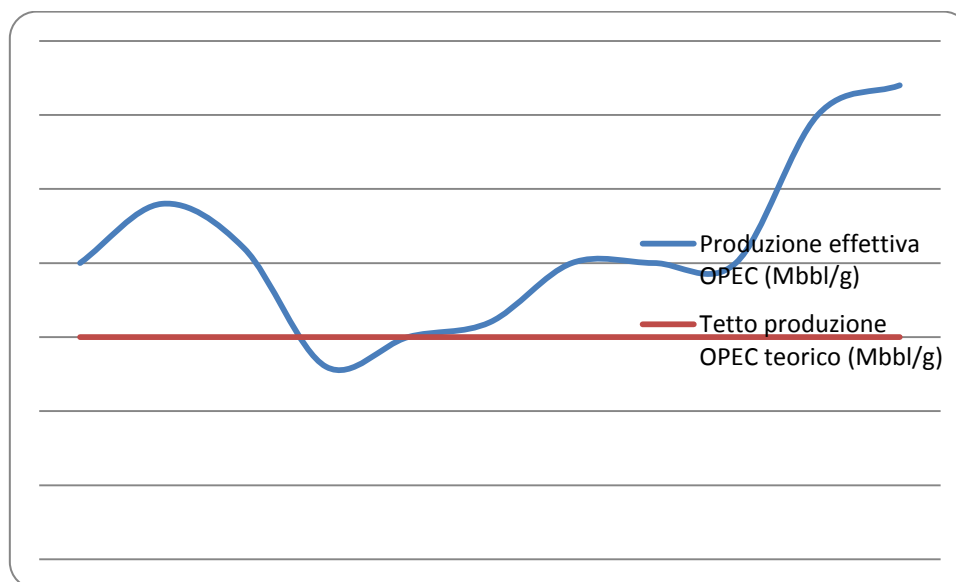
¹ Nel computo dell'offerta mondiale sono inclusi anche i biocarburanti come il bioetanolo e il biodiesel, la cui produzione negli ultimi trimestri è fluttuata tra 1,7 e 2,6 Mbbbl/g, ossia tra il 2 e il 3% dell'offerta complessiva di fonti energetiche liquide.

all'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OECD) sono aumentate di ben 0,9 Mbbl/g, arrivando a fine settembre a un valore complessivo di **quasi tre miliardi di barili**². Tale ammontare è superiore alla media stagionale di oltre 250 Mbbl e rappresenta un “cuscinetto senza precedenti contro gli shock geopolitici e le interruzioni impreviste delle forniture”.

Oltre a garantire un miglioramento della sicurezza energetica dei paesi importatori dal punto di vista politico e tecnico, **il crescente volume delle scorte di greggio e raffinati contribuisce a rafforzare nel breve termine la sicurezza dal punto di vista economico**. Infatti, dato che a scarseggiare non è la disponibilità di petrolio, ma piuttosto in alcuni mercati quella delle infrastrutture di stoccaggio, sia marine che terrestri (il costo dei noli delle petroliere è in aumento), è evidente come esistano **forti pressioni sui mercati internazionali a che il prezzo del petrolio resti basso almeno nell'immediato futuro**.

Un **secondo fattore**, concatenato al primo, che giustifica il ribasso dei prezzi del greggio è sicuramente **la percezione da parte degli operatori economici che l'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC) non intenda ridurre la propria produzione**, così da bilanciare, come talvolta accaduto in passato, il mercato (v. Figura 3). La decisione di non tagliare la produzione, presa dall'organizzazione su impulso dell'Arabia Saudita nell'incontro semestrale di Vienna lo scorso novembre, è stata confermata a giugno di quest'anno e probabilmente sarà ribadita nel prossimo incontro che si terrà il 4 dicembre.

FIG. 3 - ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE EFFETTIVA OPEC E TETTO TEORICO



FONTI: IEA

² In forte crescita anche le scorte cinesi e di altre economie emergenti. La IEA stima che nel terzo trimestre le scorte di greggio e prodotti siano cresciute a livello mondiale di circa 1,6 Mbbl/g.

L'assunto centrale, accettato a malincuore dai membri finanziariamente più deboli dell'organizzazione, è che sarebbe inutile limitare la propria offerta per sostenere i prezzi del petrolio, in quanto la produzione non OPEC, resa economicamente profittevole proprio dai prezzi più elevati, continuerebbe a crescere, col risultato di ridurre ulteriormente la quota di mercato OPEC e quindi diminuire le entrate di quest'ultimo. Tanto vale allora sfruttare i **propri minori costi medi di produzione** e mantenere costante la produzione, lasciando che sia la mediamente più costosa produzione non OPEC a sostenere l'onere dell'aggiustamento globale tra domanda e offerta.

Questa **“guerra” alla produzione non OPEC** ha come principale obiettivo la **produzione non convenzionale americana**, che ha registrato negli ultimi anni tassi di crescita estremamente significativi, portando gli **Stati Uniti** a diventare nel 2015 il **primo produttore mondiale di liquidi con circa 12,8 Mbbl/g** (biocarburanti inclusi), riducendone perciò sensibilmente la dipendenza dalle importazioni estere. Nonostante il repentino calo delle quotazioni del greggio, la produzione americana ha continuato a crescere nei primi mesi dell'anno e, dopo aver toccato il picco nel corso della primavera, ha iniziato a calare in modo molto graduale.

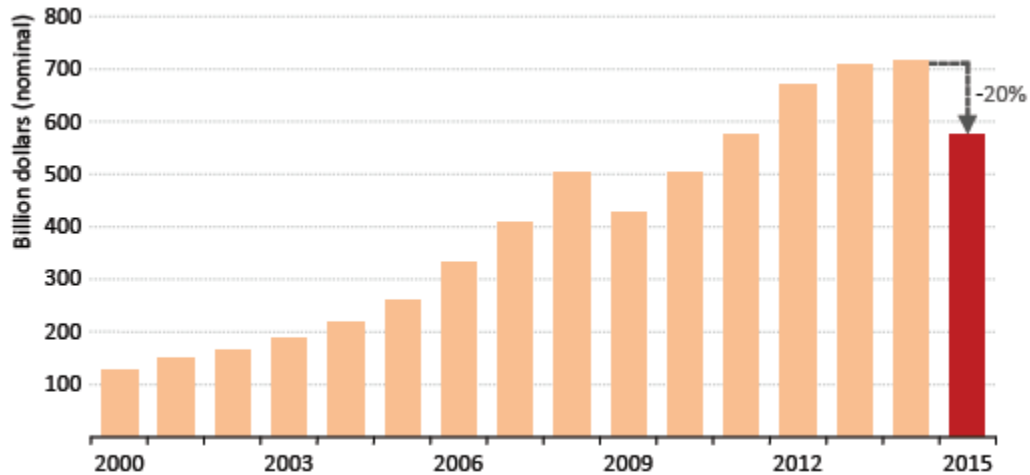
Contrariamente alle aspettative di molti osservatori e probabilmente a quelle dei sauditi stessi, **l'industria petrolifera americana si è dimostrata molto resiliente** e si è adattata al nuovo contesto, riducendo i costi e concentrando la produzione nelle aree migliori (v. *Approfondimento*).

Ad ogni modo, sebbene con diversi mesi di ritardo, la **forte riduzione degli investimenti** in capacità produttiva sta iniziando a manifestare i primi timidi effetti. Secondo la società di servizi petroliferi *Baker Hughes*, negli Stati Uniti **il numero di trivelle in azione** per la ricerca di petrolio (*rig count*) **è passato in un anno da circa 1.600 a poco più di 550**, un calo drammatico, che ha indotto la IEA a prevedere **per il 2016 una produzione americana di petrolio non convenzionale minore di 0,6 Mbbl/g** e una produzione complessiva di liquidi pari a circa 12,4 Mbbl/g.

A ridurre gli investimenti in esplorazione e sviluppo di giacimenti di idrocarburi **non sono ovviamente solo i produttori di petrolio non convenzionale americano**, ma sostanzialmente tutte le compagnie petrolifere. **La IEA stima a riguardo che nel 2015 gli investimenti a livello mondiale dovrebbero essere circa del 20% inferiori a quelli dell'anno prima**, con un'ulteriore contrazione attesa per il 2016 (v. Figura 4 nella pagina successiva).

Tuttavia, se molte sono le compagnie petrolifere che stanno riducendo gli investimenti in produzione futura, **l'effetto per i prossimi mesi sarà per lo più concentrato sulla produzione non convenzionale**, che ha tassi di declino nettamente maggiori, mentre le produzioni convenzionali continueranno a produrre sui livelli analoghi a quelli dei trimestri precedenti, dato che i giacimenti hanno tassi naturali di declino molto inferiori e gli stessi produttori potrebbero, come nel caso russo, cercare di spingere al massimo della capacità la produzione attuale per tentare di mantenere costanti i flussi di cassa a fronte di minori prezzi di vendita.

FIG. 4 - INVESTIMENTI A LIVELLO MONDIALE NELL'UPSTREAM



Source: IEA analysis based on company announcements available by 1st October 2015.

Fonte: IEA 2015

Guardando ad un **orizzonte temporale di medio periodo** (da 1 a 5 anni) le cose saranno naturalmente diverse e i timori espressi dalla stessa IEA sono che l'offerta smetta di aumentare o addirittura si contragga leggermente, sicché il graduale incremento della domanda atteso negli anni a venire (1,2 Mbbl/g in più stimati per il 2016) riassorbirebbe completamente l'eccesso di produzione e potrebbe portare a un mercato nuovamente "corto" verso la fine del decennio, con inevitabile rialzo dei prezzi e nuove possibili preoccupazioni per la sicurezza energetica dei paesi importatori.

Provando a dare qualche cifra, che ricordiamo ha sempre valenza meramente indicativa, **la IEA ipotizza che il greggio torni a costare circa 80 \$/bbl nel 2020**, una previsione in linea con quella di molti operatori del settore, che immaginano quotazioni tra i 45 e i 65 \$/bbl nel 2016 e valori progressivamente maggiori negli anni seguenti. Tuttavia, va notato che alcuni operatori come la banca d'investimenti Goldman Sachs considerano possibili anche scenari più drastici, sebbene poco probabili, con un prezzo del greggio in discesa fino a circa 20 \$/bbl. La stessa IEA, nel *World Energy Outlook* pubblicato a novembre, presenta un *Low Oil Price Scenario* secondo il quale i prezzi del greggio potrebbero, a certe condizioni, non superare i 50 \$/bbl fino alla fine di questo decennio.

Un terzo fattore fondamentale che spiega i bassi corsi attuali del petrolio e la scarsità delle minacce alla sicurezza degli importatori in questi mesi è dovuto al fatto che **le crisi geo-politiche che si sono registrate a livello mondiale non hanno colpito i principali centri di produzione o le principali rotte di approvvigionamento. La guerra civile siriana e la lotta allo Stato islamico**, di cui tanto si è discusso soprattutto a seguito degli attentati di Parigi, coinvolge direttamente un'area la cui produzione non è così rilevante a livello mondiale e in cui il calo dei barili di petrolio estratti è da lungo tempo scontato dagli operatori.

Anche qualora i nuovi bombardamenti annullassero la produzione rimanente, **la contrazione dell'offerta mondiale sarebbe di 30-50 mila barili al giorno**, un valore

assolutamente trascurabile. Ipotesi circa un allargamento del conflitto ai campi petroliferi dell'Iraq meridionale o del Kurdistan iracheno sono poco plausibili, così come eventuali problemi al transito del petrolio russo attraverso gli stretti del Bosforo e dei Dardanelli a seguito delle crescenti tensioni tra Federazione Russa e Turchia (v. § 3.2).

Il progresso dei **negoziati tra l'Iran e il gruppo dei 5+1 sul nucleare** continua invece a spingere nella direzione di una rimozione delle sanzioni economiche, che dovrebbe avere luogo nei primi mesi del 2016 (v. *Focus n. 22/2015*). In concomitanza con tale evento, il governo iraniano ha già detto di voler aumentare la propria produzione di petrolio di circa **500.000 bbl/g** e ha recentemente chiesto, congiuntamente con Algeria e Iraq, agli altri membri dell'OPEC di reintrodurre le quote individuali, di modo che sia possibile rendere più vincolante il limite alla produzione complessiva dei membri del cartello (v. § 2.3). Tale limite, fissato nel 2011 in 30 Mbbl/g non è attualmente rispettato, dato che l'aumento della produzione soprattutto da parte saudita e irachena ha portato negli ultimi mesi a uno sfioramento di circa 1,5-1,8 Mbbl/g (v. Figura 3).

Per dare maggiore solidità alla ripresa produttiva il governo iraniano ha presentato nel mese di novembre il **nuovo modello di contratto**, che dovrebbe essere offerto alle compagnie petrolifere internazionali una volta rimosse le sanzioni economiche. Superando il modello attuale di *buy back* non molto apprezzato, **Teheran propone la stipula di contratti di joint venture tra la propria compagnia di stato e le imprese straniere**. L'obiettivo è quello di coinvolgere attori quali ENI, BP, Total, Statoil, Shell, Repsol e Sinopec per avviare una cinquantina di progetti di esplorazione e sviluppo, con un investimento complessivo di 25-30 miliardi di dollari. Contatti specifici sono già in corso tra ENI e le controparti iraniane, con l'intento di riavviare gli storici rapporti economici tra Iran e Italia, che le sanzioni degli ultimi anni hanno congelato.

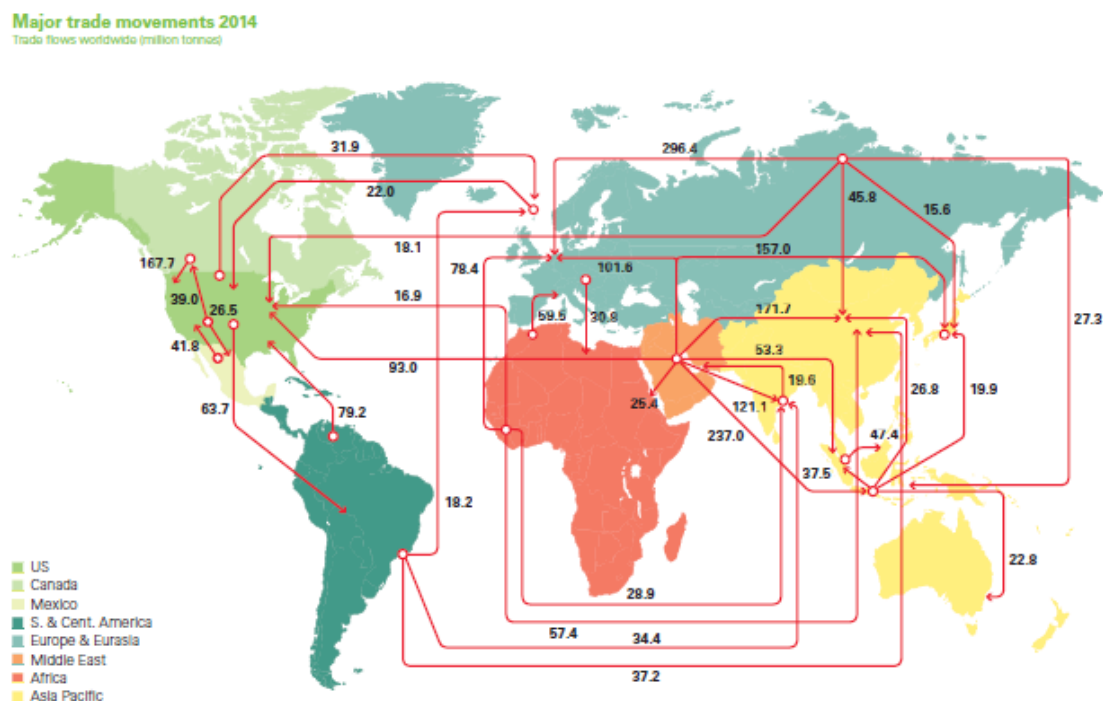
Positivo per la funzionalità dei mercati internazionali del petrolio e per l'approvvigionamento italiano ed europeo in particolar modo è stato pure il **potenziamento del Canale di Suez**, completato lo scorso agosto a tempo di record dal governo egiziano in meno di un anno. Grazie a un investimento di 8,2 miliardi di dollari finanziato da investitori domestici, i tempi di percorrenza lungo il canale sono stati ridotti e soprattutto non esistono più limiti dimensionali al transito delle navi: anche le petroliere e le navi gasiere dalle dimensioni maggiori potranno d'ora in poi attraversarlo ed evitare il più lungo periplo dell'Africa.

Qualche preoccupazione è invece destata dalle **continue frizioni nel Mar cinese meridionale**, dove si succedono le prove di forza del governo di Pechino che ribadisce la sua sovranità su un'area di mare molto estesa, nonostante la contestazione da parte degli altri stati rivieraschi (Vietnam, Filippine, Malesia, Brunei e Taiwan).

Data l'intensità del traffico marittimo nell'area, attraverso cui passano le petroliere e le navi gasiere dirette in Cina, Corea del Sud e Giappone, è evidente che un aumento della tensione potrebbe avere ripercussioni negative sui mercati internazionali degli idrocarburi (v. Figura 5). Per il momento tuttavia, le navi mercantili non sono state coinvolte negli atti dimostrativi posti in essere dai vari paesi e la dichiarazione da parte statunitense di voler

tutelare il principio della libera circolazione sui mari sembra assicurare del fatto che difficilmente si passerà dagli atteggiamenti bellicosi a vere e proprie azioni di guerra.

FIG. 5 - FLUSSI INTERNAZIONALI DI PETROLIO GREGGIO



FONTE: BP 2015

Il **rafforzamento del dollaro** rappresenta il quarto fattore che spiega le basse quotazioni di questi mesi del petrolio e di molte altre materie prime (v. *Focus 22/2015*). A seguito della ripresa dell'economia americana, la *Federal Reserve* ha infatti annunciato il suo proposito di ridurre nel prossimo futuro la natura espansiva della propria politica monetaria e di aumentare i tassi d'interesse. Anticipando questa decisione i mercati finanziari hanno registrato a partire dall'estate un apprezzamento del dollaro nei confronti dell'euro e di molte altre valute, con conseguente pressione al ribasso per il prezzo del greggio, che è generalmente quotato in dollari (v. Figura 6).

I movimenti relativi delle valute spiegano la diversità delle conseguenze delle basse quotazioni del petrolio e delle altre materie prime (carbone, gas naturale, ferro e minerali vari) sulle economie nazionali. In Europa, per cominciare, il calo del prezzo del petrolio è stato in parte neutralizzato dall'indebolimento dell'euro, con il risultato che la bolletta energetica di paesi come l'Italia è diminuita, ma non si è dimezzata, limitando perciò l'impatto macroeconomico positivo.

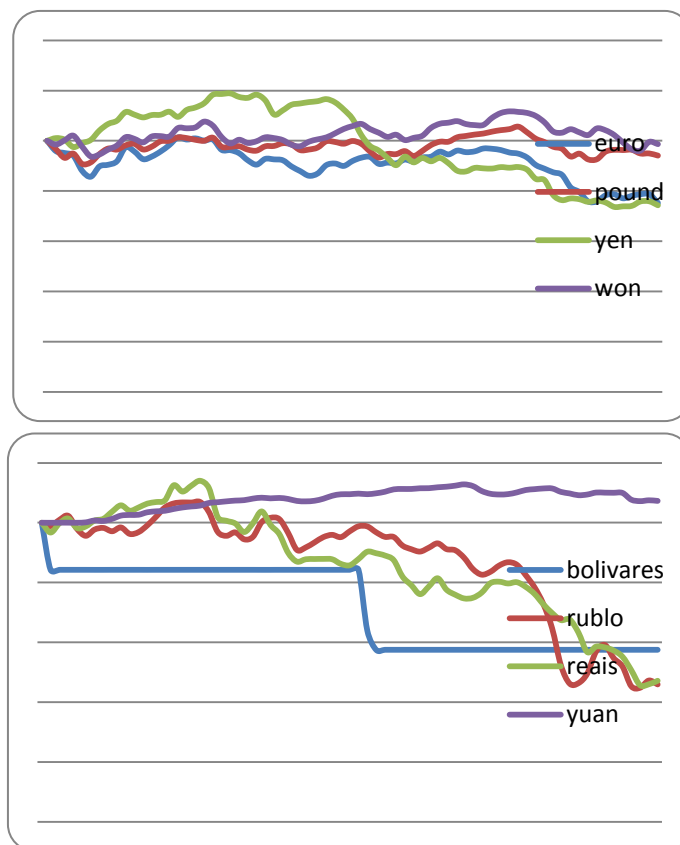
Per i paesi esportatori l'apprezzamento del dollaro ha avuto effetti contrastanti, a seconda del regime di cambio adottato. Da un lato, infatti, vi sono paesi come l'Arabia Saudita o gli Emirati Arabi Uniti che hanno un cambio fisso con il dollaro o come il Venezuela che ammettono solo una ridotta banda di oscillazione attorno a un valore centrale (*pegged exchange*

rate), mentre dall'altro vi sono paesi come la Federazione Russa o l'Algeria, le cui valute sono libere di fluttuare.

Per i primi l'apprezzamento del dollaro implica un peggioramento della bilancia commerciale, perché tende a favorire le importazioni e penalizza la competitività delle esportazioni non petrolifere (almeno fino a quando non viene presa la decisione di aggiornare la parità col dollaro, come ha fatto ultimamente il Venezuela), mentre **per i secondi si è osservato un indebolimento della valuta nazionale** e un aumento dell'inflazione, che almeno nel breve periodo allevia i vincoli di finanza pubblica. Un rublo debole, per esempio, permette al governo russo di continuare a pagare le pensioni e gli stipendi degli impiegati pubblici, nonostante il valore in dollari delle entrate fiscali sia fortemente diminuito.

Naturalmente questo è responsabile dell'aumento generalizzato dei prezzi, che può danneggiare le prospettive di crescita economica di lungo periodo, ma consente di ridurre il debito pubblico in termini reali nel breve.

FIG. 6 - ANDAMENTO DEL DOLLARO RISPETTO AD ALCUNE VALUTE INTERNAZIONALI



Fonte: FEDERAL

RESERVE, BANCA CENTRALE EUROPEA; VALORE GENNAIO 2010 = 100

Proprio la svalutazione del rublo o del bolivares venezuelano, a seguito della fissazione di parità più basse col dollaro, potrebbero spiegare in parte come mai il forte calo delle quotazioni del greggio non abbia ancora comportato il fallimento di quei paesi esportatori, che hanno bisogno di prezzi elevati del greggio per pareggiare i propri

bilanci pubblici. La destabilizzazione fiscale e quindi politica di paesi come il Venezuela, la Nigeria, l'Algeria o la Russia ha rappresentato infatti uno dei temi su cui più si era dibattuto nei mesi a cavallo tra il 2014 e il 2015 e da più parti la si invocava come possibile fonte di ripercussioni negative sulla sicurezza dei paesi importatori di energia oltre che per le possibili conseguenze negative sulla stabilità politica regionale.

Tuttavia, a diversi mesi di distanza, le difficoltà fiscali non si sono ancora tradotte in crisi aperta, testimoniando la resilienza di certi governi, perlomeno nel breve periodo. Da un lato, infatti, **molti paesi esportatori si sono dotati nel passato di riserve valutarie e fondi sovrani** importanti e hanno debiti pubblici molto piccoli in rapporto al prodotto interno lordo (PIL), almeno se confrontati con quelli delle principali economie avanzate. Quest'ultimo fatto ha permesso a diversi governi di ricorrere senza particolari problemi ai mercati finanziari, vendendo i propri asset o emettendo titoli di stato, come ha fatto quest'estate l'Arabia Saudita che ha chiesto ai mercati un prestito di 27 miliardi di dollari per la prima volta dal 2007.

Dall'altro lato, **diverse delle spese finanziate negli ultimi anni sono state limitate**, in particolare quelle in conto capitale (opere infrastrutturali, investimenti in nuova capacità produttiva), mentre i sussidi al consumo interno di energia, che risultano particolarmente significativi per i paesi del Medio Oriente, si sono automaticamente ridotti con l'abbassarsi del costo delle fonti energetiche.

Ad ogni modo, è prevedibile che **se l'attuale situazione di bassi prezzi perdurerà a lungo alcuni governi, in particolare quelli di Oman, Bahrein, Venezuela, Algeria e Nigeria dovranno rivedere nel corso del 2016 le loro politiche interne.** Per paesi come l'Arabia Saudita, il Qatar e il Kuwait la situazione non dovrebbe invece essere problematica almeno fino al 2017-2018: i loro fondi sovrani e le riserve valutarie di cui dispongono possono garantire loro ampio margine di manovra per due/tre anni, sebbene qualcuno inizi a temere per l'insostenibilità del cambio fisso col dollaro.

Questa disparità di condizione ha e avrà nel prossimo futuro ripercussioni sullo scenario politico, accentuando le divisioni interne all'OPEC e la sua scarsa rilevanza nel determinare attivamente i prezzi del greggio. D'altra parte, la possibile **riammissione dell'Indonesia quale membro attivo dell'organizzazione** contribuirà ulteriormente a ridurre l'omogeneità tra i suoi membri (una decisione dovrebbe essere formalizzata nell'incontro OPEC del 4 dicembre).

Nel 2009, infatti, l'Indonesia era divenuta importatore netto di petrolio e aveva sospeso la sua adesione all'OPEC. Attualmente la produzione interna copre circa la metà della domanda interna e ciò pone il governo di Giacarta in una condizione ambigua, perché il paese può beneficiare di una bassa quotazione del greggio in grado di ridurre deficit delle bilancia commerciale. D'altra parte l'Indonesia vorrebbe tornare a giocare un ruolo maggiore sui mercati petroliferi, aumentando la propria produzione e coordinandosi con gli altri membri dell'OPEC.

Il **ritorno dell'Indonesia** come membro effettivo renderà peraltro ancora più urgente la **necessità di rivedere il tetto alla produzione complessiva**, che l'OPEC si è imposto e che tuttavia è stato sistematicamente sfornato negli ultimi trimestri (v. Figura 3). Con

l'aggiunta dell'Indonesia, che da sola produce circa 0,8 Mbbl/g, l'inconsistenza di questo tetto risulterebbe infatti ancora più palese e questa potrebbe essere l'occasione per paesi come l'Iran o il Venezuela di far sentire maggiormente la propria voce.

Per quanto riguarda i mercati internazionali del petrolio, un'ultima menzione la meritano alcuni sviluppi registrati nel Nord America. Innanzitutto, va citato **l'allentamento parziale delle restrizioni statunitensi alle esportazioni di petrolio greggio**. Come è noto, nel 1975 il governo federale americano impose un divieto alle esportazioni di greggio per calmierare i prezzi interni, che avevano fortemente risentito della crisi petrolifera del 1973-1974. Questa norma, che non riguarda i prodotti raffinati e non si applica al Canada, ha perso oggi ragione d'essere e rappresenta uno dei motivi principali per cui **il WTI è quotato meno del Brent da alcuni anni a questa parte**.

A seguito dello sviluppo della produzione petrolifera non convenzionale, il mercato americano è diventato molto ricco di petrolio, soprattutto delle qualità più leggere (*light oil*), che sono meno richieste dalle raffinerie americane, poiché queste ultime sono state spesso concepite in passato per lavorare greggi più pesanti come quello venezuelano o quello messicano. Tuttavia, data la normativa federale, questo ammontare eccessivo di greggio leggero non può trovare la via dei mercati esteri e deprime i prezzi interni, con danno ulteriore per i produttori petroliferi americani, che risultano già oggi colpiti dal calo delle quotazioni internazionali, e con beneficio per le raffinerie americane e per l'industria petrolchimica, che può godere di materie prime a prezzi minori di quelli pagati dai propri concorrenti europei e dell'Asia orientale.

L'abolizione del divieto alle esportazioni è oggi al centro di un **intenso dibattito nel Congresso americano**, dove un numero sempre maggiore di esponenti politici, in particolare quelli vicini all'industria petrolifera, sostiene la necessità di rimuovere le restrizioni alle esportazioni di idrocarburi per garantire sbocchi alla produzione domestica. Questa scelta non è tuttavia semplice, perché da un lato c'è l'opposizione dell'industria petrolchimica e dei raffinatori e perché, dall'altro lato, sono sempre vivi i timori circa la possibilità che ciò porti ad aumentare i prezzi dei carburanti e minacci la sicurezza energetica del paese, il quale sta ritrovando dopo molti anni la sua (quasi) indipendenza dalle importazioni extra-americane.

Queste preoccupazioni spiegano i tentennamenti dell'**Amministrazione Obama**, la quale **ha sì dichiarato legittime le esportazioni di condensati** (dicembre 2014) e **uno scambio di greggio leggero americano contro greggio pesante messicano** per 0,1 Mbbl/g (agosto 2015), **ma ha tuttavia comunicato la sua contrarietà a una legge del Congresso che rimuova completamente la restrizione all'esportazione** (settembre 2015). Analogamente, la Casa Bianca ha ribadito a inizio novembre la sua **contrarietà allo sviluppo dell'oleodotto Keystone XL**, che dovrebbe aumentare la capacità di trasporto di greggio da sabbie bituminose dell'Alberta fino alle raffinerie americane dell'Illinois, del Texas e dell'Oklahoma per un ammontare pari a 0,8 Mbbl/g.

FIG. 7 - TRACCIATO DEI PRINCIPALI OLEODOTTI PER ESPORTAZIONE DI PETROLIO CANADESE DA SABBIE BITUMINOSE



Fonte: *THE ECONOMIST*

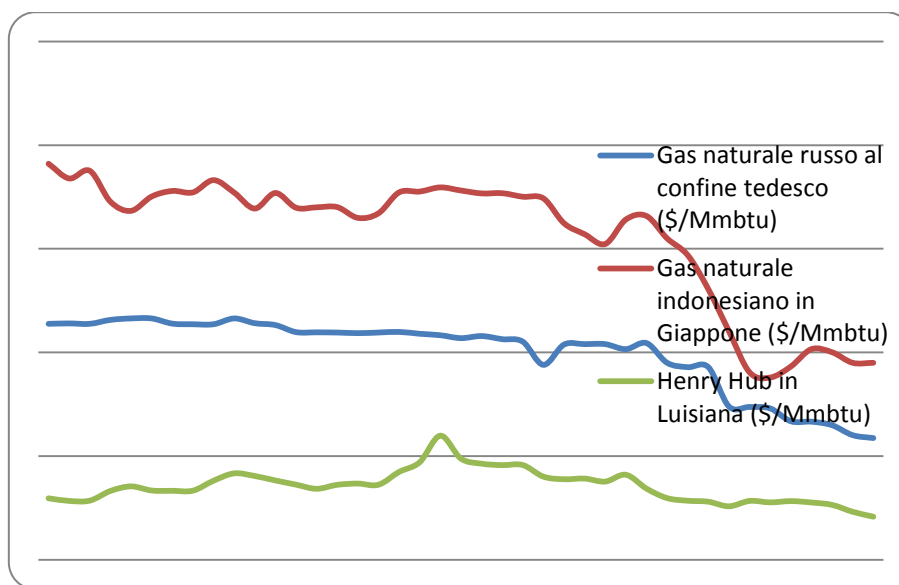
Quest'ultima decisione complicherà ulteriormente il futuro della produzione canadese da sabbie bituminose (*tar sand*), la quale risulta oggi poco economica a causa delle basse quotazioni del petrolio. Se a questo si aggiungono i costi del trasporto via gomma o su rotaia per l'insufficiente disponibilità di oleodotti, è ragionevole attendersi che le prospettive sulla produzione canadese vadano ridimensionate e si mantengano attorno ai 4,6 Mbbl/g nel breve-medio periodo.

Nel complesso le scelte di politica energetica statunitense lasciano supporre che il paese **non è ancora pienamente pronto a giocare un ruolo da “grande produttore”** di idrocarburi sui mercati internazionali, suscitando naturalmente le critiche di quei paesi alleati che dipendono dalle importazioni di energia per coprire il proprio fabbisogno. La critica che alcuni governi come quelli dell'Europa orientale hanno recentemente mosso contro Washington è che a parole gli USA invitino gli alleati a ridurre gli acquisti di energia da paesi come la Russia, ma nei fatti facciano poco per promuovere mercati internazionali dell'energia competitivi e liquidi, nei quali la scelta di usare l'energia per scopi politici sia molto costosa per chi la pone in essere o addirittura sostanzialmente inefficace.

Per quanto riguarda il gas naturale, le sue quotazioni nei tre principali mercati regionali sono andate stabilizzandosi nel corso della seconda metà dell'anno. Infatti, dopo un significativo calo tra la fine del 2014 e i primi mesi del 2015, **il prezzo del gas**

naturale nell'area Asia-Pacifico è andato assestandosi tra i 7,5 e i 10 dollari per milioni metrici di unità termiche britanniche (MMbtu), un livello che è circa la metà di quello osservato tra la primavera del 2011 e l'estate del 2014. Anche in Europa si è assistito a un calo, che tuttavia è stato meno marcato, con i **prezzi all'ingrosso nei mercati dell'Europa centro-settentrionale** che hanno registrato valori tra i 6 e i 7,5 \$/MMbtu durante l'estate e l'inizio dell'autunno. Infine, nel **mercato nord-americano** il valore del gas naturale è ritornato su livelli molto bassi, **tra i 2 e i 3 \$/MMbtu**, segnando una diminuzione rispetto al 2014 del 30-40% (v. Figura 8).

FIG. 8 - ANDAMENTO DEL PREZZO MEDIO MENSILE ALL'INGROSSO DEL GAS NATURALE



FONTE: FONDO MONETARIO INTERNAZIONALE (FMI)

Numerose sono le cause di questi andamenti, che hanno ridimensionato il premio tradizionalmente pagato al gas naturale liquefatto (Gnl) consegnato in Giappone e negli altri paesi dell'Asia orientale. Innanzitutto, tra la fine del 2014 e il 2015 il **calo delle quotazioni del petrolio** ha automaticamente comportato una riduzione di prezzo per il gas che viene scambiato in base a contratti indicizzati al prezzo del greggio. Dato che questa pratica è ancora molto diffusa nel mercato asiatico, è stato proprio in quest'ultimo che le quotazioni hanno subito il ribasso più marcato.

A ciò si aggiungono motivi più strettamente legati ai fondamentali del mercato del gas. Questi ultimi trimestri hanno registrato una crescita più contenuta dei consumi cinesi e dell'America Latina per via delle condizioni climatiche più miti e della minore crescita economica, mentre in Giappone la domanda ha addirittura registrato una contrazione a seguito del crescente ricorso alle fonti rinnovabili elettriche, a un più forte perseguimento dell'efficienza energetica, a un debole andamento macroeconomico e alla riattivazione di alcuni dei reattori nucleari, che erano stati spenti per motivi di sicurezza dopo il disastro nucleare di Fukushima nel 2011. Anche il mercato coreano si è mostrato molto debole, mentre il consumo di gas è aumentato in India, Thailandia e Taiwan.

Contemporaneamente a questo andamento contenuto della domanda, l'offerta di gas naturale nell'area del Pacifico è andata crescendo, con l'entrata in servizio dei **primi impianti di rigassificazione australiani** (Queensland Curtis nel dicembre 2014 e Gladstone nell'ottobre 2015), che hanno compensato l'interruzione delle attività produttive dell'impianto di liquefazione presente in **Yemen** (v. *Focus* 22/2015). Lo scorso aprile la società che gestisce il sito e che è partecipata al 40% dalla Total, ha dichiarato lo stato di forza maggiore a seguito dell'aggravarsi della situazione nel paese dopo lo scoppio della rivolta sciita e l'intervento militare saudita.

La significativa riduzione del differenziale di prezzo fra i vari mercati regionali – circa 1 \$/MMbtu tra mercato europeo e mercato asiatico e circa 4 \$/MMbtu tra mercato nordamericano e mercato europeo – **sta modificando profondamente le prospettive di sviluppo futuro del settore**, in particolare per quanto riguarda il segmento del gas liquefatto. Molti progetti di esportazione e di importazione via nave risultano infatti particolarmente costosi nel contesto attuale e potrebbero subire ritardi nel loro completamento o generare perdite per le società che li hanno realizzati. Più nello specifico, l'idea di sviluppare impianti di liquefazione nel Golfo del Messico o nella costa est statunitense e di vendere il gas in Asia potrebbe non essere più profittevole, dati i costi di trasporto e i minori prezzi registrati nell'ultimo periodo.

A beneficiare di questo mercato lungo sarebbe l'Europa, che non dovrebbe più fronteggiare l'accanita concorrenza degli acquirenti asiatici per le forniture di Gnl e potrebbe più facilmente sostituire uno o più delle proprie fonti di gas naturale, qualora uno o più dei propri fornitori abituali, ad esempio la Russia, venisse meno e domandasse condizioni economiche meno convenienti.

Guardando al medio periodo (da 1 a 5 anni) è prevedibile che i mercati del gas rimangano “mercati del compratore”, in cui l'abbondante offerta da parte di una pluralità di produttori mantiene bassi i prezzi e i rischi legati all'interruzione delle forniture. Tuttavia, proprio questo scenario potrebbe limitare l'ulteriore sviluppo di capacità di produzione e trasporto di gas, cosa che porterebbe ad un **“accorciamento” del mercato dopo il 2020**. In base a quanto scrive la IEA nell'ultimo *World Energy Outlook*, **la domanda di gas naturale continuerà infatti ad aumentare nei prossimi decenni a tassi importanti, benché inferiori a quelli stimati fino a uno o due anni fa**.

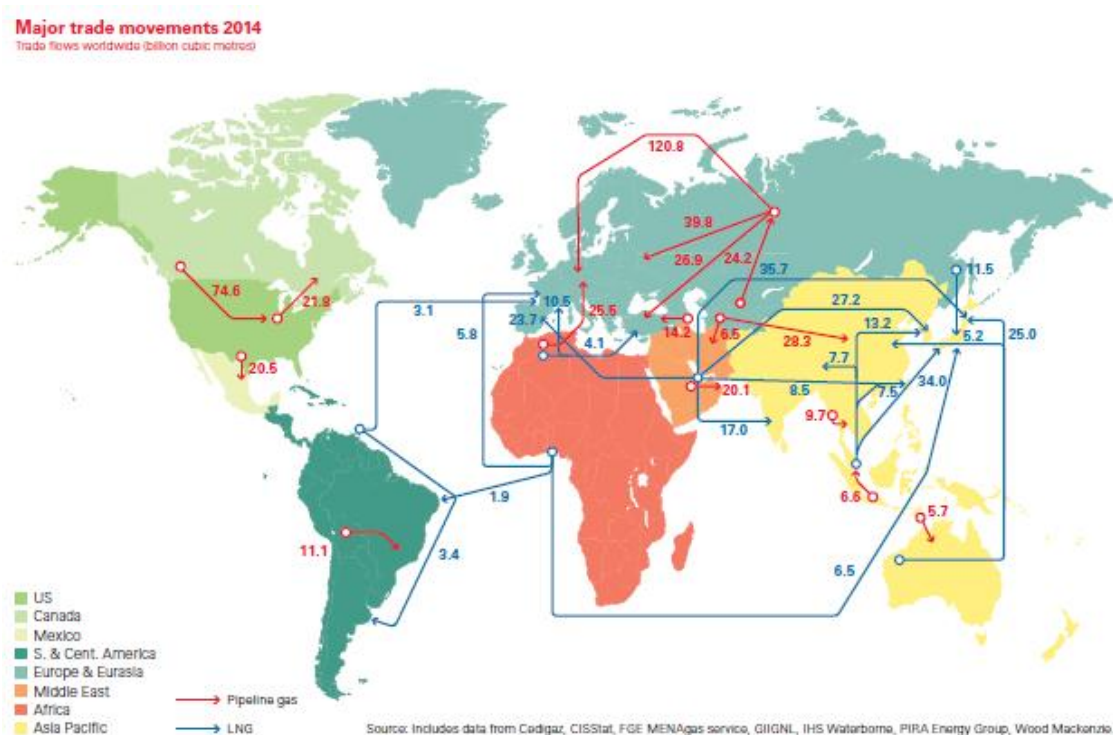
Secondo lo scenario ritenuto più probabile, il gas naturale dovrebbe essere la fonte fossile il cui consumo aumenterà maggiormente tra oggi e il 2040 (circa l'1,4% all'anno in più). Questa dinamica sarà particolarmente disomogenea a livello geografico, perché la domanda addizionale sarà concentrata per lo più in Cina e nel Medio Oriente, mentre in Europa, Russia e Giappone i consumi saranno stagnanti o addirittura in calo.

La capacità produttiva globale è prevista in forte crescita da parte della IEA, la quale osserva che più della metà dell'aumento di produzione sarà imputabile alle fonti non convenzionali (gas da argille, gas naturale in strati di carbone, gas da sabbie compatte, ecc.).

Saranno in particolare **gli Stati Uniti, il Canada e l'Australia** a dominare lo sfruttamento di queste risorse, mentre la Cina giocherà un ruolo significativo solamente dal 2030 in poi. Quanto alla produzione di gas convenzionale i maggiori aumenti si avranno in

Iran, Turkmenistan, Iraq e Qatar; la produzione russa crescerà di poco, mentre quella europea si ridurrà sensibilmente.

FIG. 9 - FLUSSI DEL COMMERCIO INTERNAZIONALE DI GAS NATURALE



FONTE: BP

Queste previsioni confermano il **progressivo spostamento, peraltro già in atto, del baricentro dei mercati energetici verso l'Asia e la marginalizzazione dei mercati europei.**

Il terzo e quarto trimestre del 2015 sono stati dominati dal dibattito e dai negoziati in vista della Conferenza delle Parti che si è tenuta a Parigi dal 30 novembre all'11 dicembre (COP21). Come è noto, lo scopo della conferenza è quello di adottare un accordo sulla lotta al cambiamento climatico che guidi e coordini lo sforzo dei vari paesi aderenti a partire dal 2020 (v. *Focus* 22/2015). I governi dei paesi del G20 e dei paesi membri della IEA, che si sono riuniti rispettivamente ad Antalya (15-16 novembre) e a Parigi (17-18 novembre) hanno ribadito la necessità di affrontare il cambiamento climatico e le opportunità che la Conferenza di Parigi offre. Tuttavia, nel momento in cui questo rapporto viene chiuso, la Conferenza è ancora in corso e non è chiaro quale ne sarà l'esito finale.

I negoziati hanno infatti evidenziato come esistano ancora **significative differenze di posizione**, sebbene, rispetto al passato sembri ormai accettato da tutte le parti la responsabilità umana di almeno parte del cambiamento climatico in corso e sembri ormai accettata la necessità di agire collettivamente, sebbene in modo differenziato, sulla base delle responsabilità storiche dei vari paesi e, soprattutto, della capacità di azione di

ciascuno di essi. L'obiettivo di contenere l'aumento medio della temperatura rispetto ai valori dell'era pre-industriale sotto i 2° C entro la fine del secolo sembra, infine, ormai accolto, con alcuni paesi che chiedono addirittura che si vada oltre e si approvino accordi ancor più ambiziosi.


Al di là dell'esito della conferenza, va sottolineato che **nell'immediato non ci saranno significativi impatti sui mercati energetici e quindi sulla sicurezza degli approvvigionamenti di energia**, mentre nel lungo periodo molto dipenderà da come gli accordi internazionali saranno tradotti concretamente dai vari paesi in politiche pubbliche e da come si svilupperà la tecnologia e la disponibilità di fonti energetiche. La IEA, a riguardo, nelle sue ultime analisi ha espresso qualche segnale di ottimismo, osservando come **la transizione a un sistema energetico a basse emissioni di carbonio sia ormai iniziata**. Nel 2014 le rinnovabili hanno infatti costituito circa la metà della nuova capacità di generazione elettrica installata nel mondo e l'intensità energetica delle principali economie è ulteriormente diminuita; le emissioni di anidride carbonica, infine, sono previste registrare per il 2015 una crescita sostanzialmente nulla.

Per quanto concerne la struttura del *Focus*, il **primo capitolo** è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del secondo semestre del 2015. Il **secondo capitolo** è invece dedicato all'offerta e, nello specifico, alle politiche dei **paesi produttori** di gas naturale e dei paesi di transito dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione.

Il **terzo capitolo** è dedicato ai recenti sviluppi del sistema di **infrastrutture di trasporto** e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti, che interessano l'approvvigionamento europeo. Il *Focus* è infine completato da **due approfondimenti**. Il primo, curato da Filippo Clò, è dedicato all'analisi degli elementi **di continuità e di discontinuità dell'attuale crisi petrolifera** rispetto alle precedenti; il secondo, preparato da Chiara Proietti Silvestri, presenta invece la **recente scoperta ad opera di ENI di un grande giacimento di gas naturale di fronte alle coste egiziane** e ne descrive le implicazioni di natura economica e politica per il Bacino del Levante.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas	409,4	Gmc	(2014) ³
Variazione annuale	-12	%	(2014)
Variazione nei primi 4 mesi dell'anno	+12	%	(2015)
Consumo di gas (proiezione anno)	430	Gmc	(2015)
Gas sul totale dei consumi	22	%	(2014) ⁴
Dipendenza da importazioni energetiche	66	%	(2014)



I dati sui consumi di gas naturale dei primi mesi dell'anno permettono di ipotizzare che il 2015 segnerà **la ripresa per il mercato del gas**, dopo quattro anni di continua contrazione. Secondo le stime di Eurogas, l'associazione europea dei venditori e distributori di gas, il primo semestre ha infatti registrato nella UE e in Svizzera un aumento medio del 9% della domanda rispetto al 2014. Questa crescita, dovuta in buona parte alle temperature invernali più rigide e alla minore producibilità degli impianti idroelettrici in paesi come l'Italia e la Germania, sembra aver incontrato un rallentamento nei primi mesi del secondo semestre, per il quale è stimata solamente al 5%. Nel complesso, dunque, **si prevede nell'arco dell'intero anno una variazione dei consumi del 7%**.

Questo sviluppo recente, tuttavia, **permette di colmare solo parzialmente il significativo calo registrato a partire dal 2010, anno in cui i consumi europei hanno toccato il picco** e che, in base allo scenario ritenuto più probabile dalla IEA nel suo ultimo *World Energy Outlook* (novembre 2015), potrebbe non essere mai più superato. Nel 2010, infatti, i consumi europei di gas sono stati pari a circa 540 Gmc, valore che si era ridotto a 471 nel 2013. Per il 2020 la previsione IEA è di un consumo pari a 452 Gmc, che dovrebbe gradualmente aumentare fino a 477 Gmc nel 2030, per poi stabilizzarsi e diminuire molto gradualmente nel corso del decennio successivo (466 Gmc nel 2040).

Se la domanda europea è in ripresa, altrettanto non si può dire per la produzione, soprattutto a seguito del **limite imposto alla estrazione di gas naturale dal megagiacimento olandese di Groninga**. Lo scorso novembre il Consiglio di stato dei Paesi Bassi ha infatti parzialmente accolto i ricorsi di alcuni cittadini contro la decisione del Ministero dell'economia di consentire una produzione massimo dal giacimento pari a 33 Gmc per l'anno termico 2015 (ottobre 2015-settembre 2016), così da assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti olandesi anche in presenza di condizioni climatiche invernali

³ I dati relativi al settore del gas naturale in UE e Ucraina sono elaborazioni su fonte JODI (2015). I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard.

⁴ Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi alle fonti diverse dal gas naturale sono elaborazioni su fonte BP (2015).

rigide⁵. In base alla nuova sentenza, si conferma il tetto alla produzione di 30 Gmc per l'anno solare in corso e si abbassa a **27 Gmc** quello **per l'anno termico 2015**. A questi livelli di produzione, si legge nella sentenza, i rischi di provocare fenomeni sismici nell'area di estrazione dovrebbero essere minimizzati; solo in presenza di nuova evidenza scientifica, sarà possibile da parte del Ministero dell'Economia innalzare il limite.

Il calo imposto è particolarmente significativo, dato che nel 2014 esso era fissato a 42,5 Gmc. **Non è al momento possibile sapere se ci saranno novità in merito nei prossimi mesi**. Resta tuttavia il fatto che la produzione olandese è attualmente molto inferiore a quella degli anni scorsi, ma i mercati del gas nell'Europa nord-occidentale non sembrano averne particolarmente risentito, data l'abbondanza di gas disponibile da altri importatori e la dinamica non ancora brillante dei consumi.

Ad ogni modo, nel lungo periodo la produzione europea è prevista in continua decrescita. La IEA stima che lo sfruttamento delle risorse non convenzionali procederà molto a rilento nei prossimi decenni e che l'esaurimento progressivo degli attuali giacimenti in uso dovrebbe portare a una produzione europea di gas che dai 173 Gmc registrati nel 2013, si abbassa a 134 nel 2020, a 107 nel 2030 e a soli 92 Gmc nel 2040.

Questa dinamica nei consumi e nella produzione domestica induce a ipotizzare che **il bisogno di importazioni da parte dell'Europa dovrebbe crescere nel medio e lungo periodo**, passando dai 320 ai 370-380 Gmc/a.

E' questo uno dei motivi per cui tanto **spazio nel dibattito politico europeo** continua ad avere il tema della diversificazione dei paesi e delle fonti di approvvigionamento del gas, nonché quello della realizzazione delle relative infrastrutture di adduzione (v. Figura 10). La sicurezza delle forniture figura infatti tra le dimensioni fondamentali dell'**Unione dell'energia** presentata con tanta fanfare a Bruxelles lo scorso febbraio. Su questo tema l'UE sta peraltro facendo alcuni passi avanti, grazie anche al finanziamento comunitario offerto ai Progetti d'interesse comune (PCI) in materia di infrastrutture del gas e dell'elettricità (una lista aggiornata degli stessi è stata presentata a novembre).

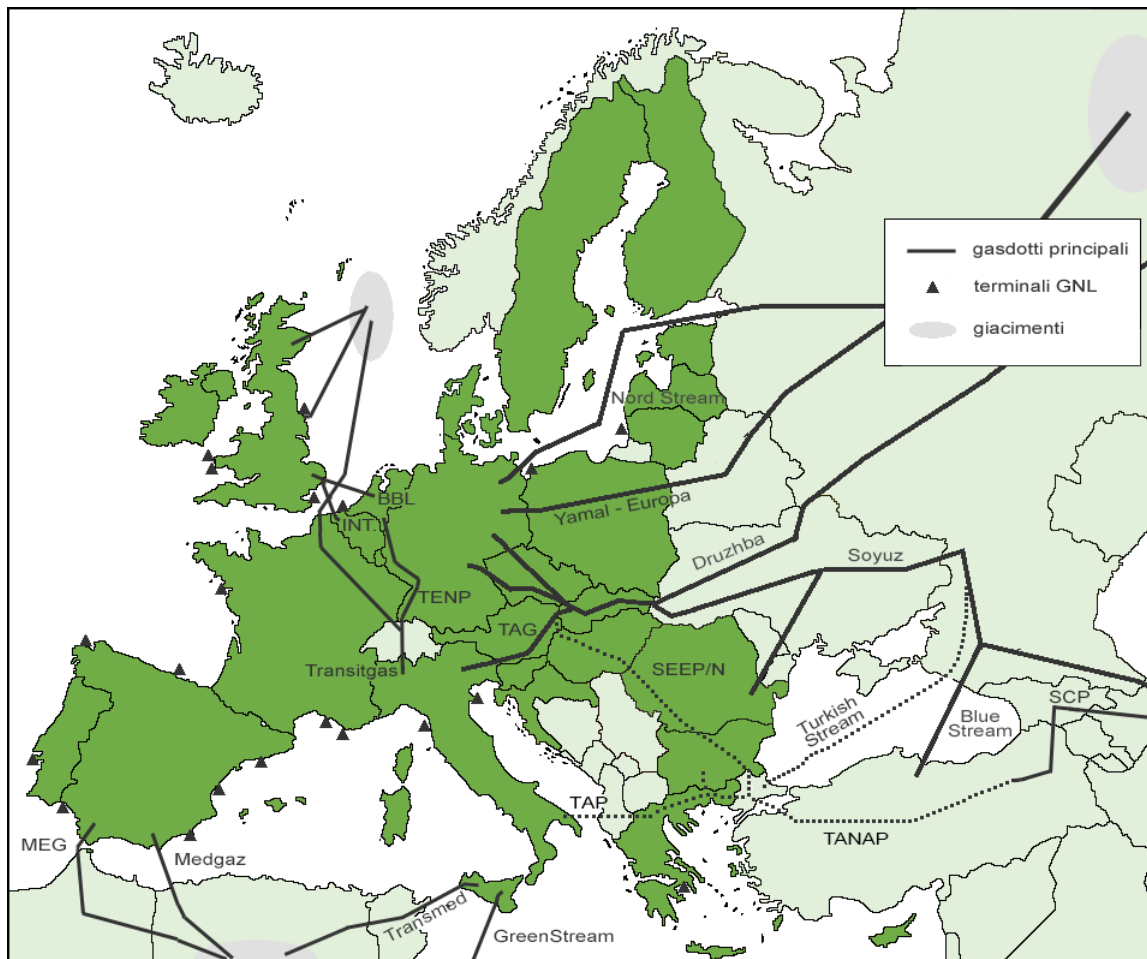
L'esistenza di reti ben interconnesse tramite gasdotti in grado di funzionare in entrambi i sensi e dotate di siti di stoccaggio del gas consente infatti di **ottimizzare al meglio l'uso della capacità d'importazione complessiva dell'Unione**, che è attualmente ben al di sopra del fabbisogno complessivo di importazioni (si pensi al caso eclatante dei rigassificatori spagnoli che sono praticamente fermi).

Quali siano le infrastrutture da realizzare per prime e chi debba sostenerne il costo non è tuttavia questione meramente tecnico-economica, ma ha **ampie implicazioni redistributive e politiche**. Esempio ne è il dibattito in corso sul raddoppio del gasdotto Nord Stream tra Germania e Russia. Contro di esso si sono lanciati il governo polacco e quelli di altri paesi dell'est, nonché la stessa Ucraina, che vedrebbe notevolmente ridimensionato il proprio ruolo di paese di transito – nonché le sue entrate derivanti dalle

⁵ Si noti che il gas estratto a Groninga ha un contenuto calorifico inferiore del 10-20% rispetto a quello tipico del gas proveniente da altri giacimenti. Proprio per questa differenza viene distribuito su una rete distinta.

tasse di transito – qualora il progetto venisse realizzato e i flussi di gas venissero reindirizzati sulla rotta baltica.

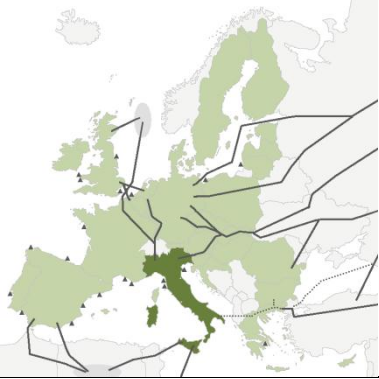
FIG. 10 - PRINCIPALI INFRASTRUTTURE DI APPROVVIGIONAMENTO DEL GAS IN EUROPA



In breve, la **diversità di interessi fra i paesi membri** dell'UE continua a non rendere semplice la definizione di una politica energetica comune, nonostante gli sforzi, anche mediatici, della Commissione europea, che in questi mesi ha condotto con il vice-presidente per l'Unione dell'Energia Maroš Šefčovič una ampio tour tra le capitali degli stati membri, al fine di spiegare meglio le ragioni di Bruxelles e ascoltare le posizioni di governi, imprese e altri stakeholder.

1.1. ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas	60,5	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-12	%	(2014)
Consumo di gas (primi 9 mesi)	46,6	Gmc	(2015)
Variazione nei primi 9 mesi dell'anno	+8,6	%	(2015)
Gas sul totale dei consumi	32	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	75	%	(2014)



A partire dalla fine del 2014 il quadro macro-economico italiano ha mostrato segnali finalmente positivi e una **debole ripresa economica** si è concretizzata nel corso del 2015. La Commissione europea si aspetta una crescita dello 0,9% del PIL per quest'anno, a cui seguirà un +1,5% l'anno prossimo, frutto anche della bolletta energetica meno pesante per il paese a seguito del calo del prezzo delle materie prime energetiche, di cui l'Italia è un grande importatore (il calo del prezzo dei combustibili fossili, solo in parte controbilanciato dal deprezzamento dell'euro, contribuisce anche a giustificare la dinamica piatta dell'indice dei prezzi al consumo, con il tasso d'inflazione previsto quest'anno allo 0,2%).

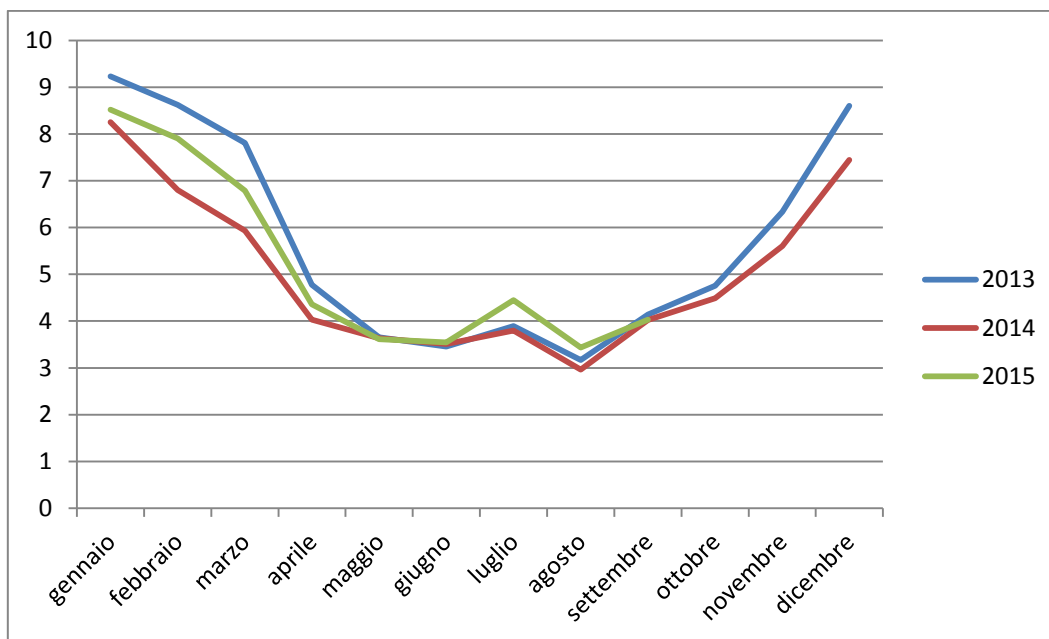
L'inversione di tendenza nel livello dell'attività economica **dovrebbe porre fine** o quanto meno rallentare **la continua diminuzione dei consumi energetici nel nostro paese**, che dopo aver toccato il picco nel 2005 hanno registrato un calo quasi ininterrotto fino al 2014.

I dati sui **consumi elettrici e di gas naturale sembrano confermare questa ipotesi**, sebbene una parte di essi sia da attribuire alle temperature più basse nei primi mesi dell'anno e all'ondata di calore nei mesi di luglio e agosto. Per quanto riguarda l'elettricità, i dati provvisori di Terna, l'operatore di rete italiano, dicono che nei primi 11 mesi dell'anno la **richiesta di energia elettrica** dalla rete è stata di 289,4 TWh, circa **l'1,6% in più** che nel corrispondente periodo del 2014. Nello stesso arco di tempo la produzione interna è aumentata solo dello 0,8%, con la conseguenza che il saldo negativo con l'estero, già particolarmente elevato, è ulteriormente peggiorato. Con riferimento al **gas naturale** invece, la variazione rispetto ai primi 9 mesi del 2015 è stata di circa 3,7 Gmc (**+8,6%**). In entrambi i casi, i recenti aumenti compensano solo in piccola parte i cali registrati nell'ultimo decennio.

Come si può vedere dalla Figura 11 (nella pagina che segue), i consumi di gas quest'anno sono stati maggiori di quelli registrati nel 2013 solamente nei mesi di luglio e agosto, quando una serie di giornate particolarmente torride e poco ventilate ha spinto la domanda di energia elettrica per il condizionamento degli ambienti a livelli mai toccati prima.

Nel pomeriggio del 21 luglio, i sensori di Terna hanno così registrato un picco della domanda pari a 59,1 GW e valori di poco più bassi sono stati riportati il 7, il 22 e il 23 luglio.

FIG. 11 - ANDAMENTO DEI CONSUMI MENSILI DI GAS IN ITALIA



FONTE: JOINT ORGANISATION DATA INITIATIVE (JODI)

Si è trattato di una domanda di potenza molto superiore a quella tipicamente osservata negli ultimi anni (52-54 GW); il sistema è tuttavia riuscito a soddisfarla grazie all'attivazione degli impianti a gas naturale, che negli ultimi anni hanno spesso funzionato in modo parziale o saltuario. Infatti, se in concomitanza del picco dei consumi il sole brillava in cielo e gli impianti fotovoltaici producevano al massimo (striscia gialla nella Figura 12, nella pagina seguente), non si può dire lo stesso degli impianti eolici (striscia blu chiaro) e di quelli idroelettrici (striscia blu scuro), per via della scarsa ventosità e piovosità registrata in quelle settimane.

L'episodio ha perciò confermato l'importanza di disporre di impianti di generazione programmabili e flessibili alimentati a fonti fossili, in particolare a gas naturale, che permettano di coprire la domanda quando manca il sole, il vento o la pioggia.

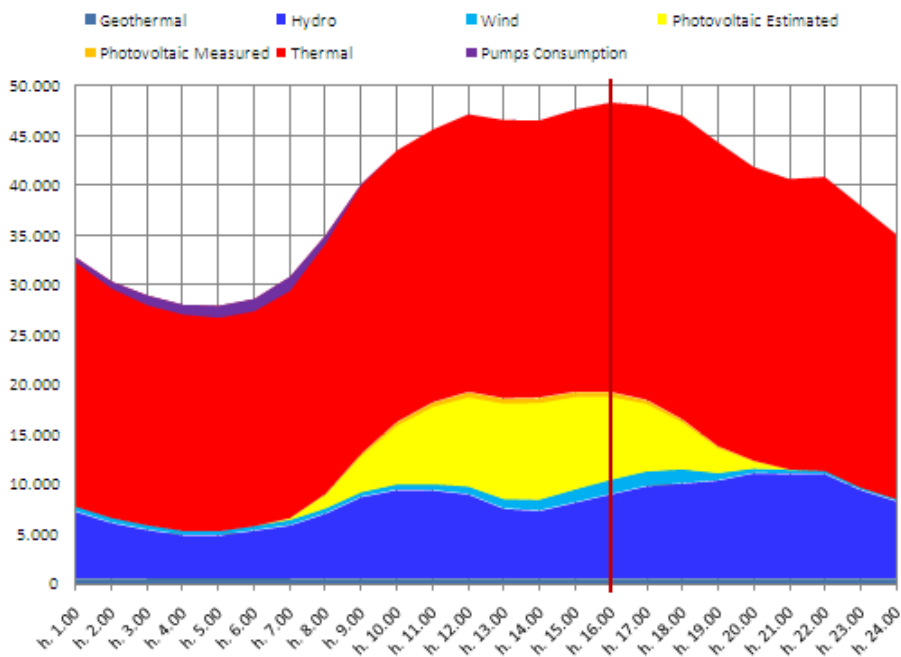
Al di là di quanto successo a luglio, nei primi 9 mesi del 2015 la piovosità è stato molto inferiore a quella del 2014 e questo si è tradotto in un calo del 22,9% della produzione idroelettrica, che ha lasciato posto a una maggiore produzione termoelettrica (+7,4%), con gli impianti a gas naturale che da soli hanno generato 10,7 TWh in più rispetto all'anno precedente (+16,2%).

Se in termini di capacità di generazione il sistema ha retto bene, non si può dire altrettanto delle reti di distribuzione elettriche, che in alcune città come Milano non hanno sopportato il forte aumento dei consumi, provocando *black-out locali durati anche diverse ore*.

La resilienza delle reti di distribuzione è a ben vedere un aspetto importante per la sicurezza del sistema energetico, soprattutto a seguito dell'elettrificazione crescente degli usi finali e della penetrazione della generazione distribuita. L'Italia a questo riguardo si

trova in una buona posizione, ma è ragionevole aspettarsi che la maggiore frequenza degli eventi meteorologici estremi (ondate di caldo e freddo intenso, alluvioni, trombe d'aria, nevicate eccezionali, ecc.) attesa nei prossimi decenni richieda ulteriori investimenti per poter contenere i rischi e garantire la continuità e la sicurezza del servizio.

FIG. 12 - PRODUZIONE ELETTRICA DOMESTICA DEL GIORNO 21 LUGLIO IN MW



FONTE: TERNA

Per quanto riguarda le reti di trasmissione dell'energia elettrica e le interconnessioni della rete italiana con quella dei paesi vicini, il secondo semestre ha visto numerosi sviluppi. In primo luogo, dopo il dissequestro quest'estate di un pilone da parte dell'autorità giudiziaria sono ripresi i lavori all'**elettrodotto Sorgente – Rizziconi**. L'opera, attesa ormai da anni, dovrebbe collegare nei prossimi mesi la rete siciliana a quella calabrese, consentendo finalmente l'eliminazione dell'attuale congestione sulla rete e quindi, in prospettiva, una maggiore concorrenza e prezzi dell'energia più bassi.

Non sono ripresi invece i lavori su un altro elettrodotto, quello **Udine ovest – Redipuglia**, a seguito di una sentenza del Consiglio di Stato dello scorso luglio, che aveva evidenziato alcuni vizi nelle procedure autorizzative. Anche in questo caso si tratta di un'opera importante per la razionalizzazione della rete nel nord-est del paese, che a regime dovrebbe permettere una più efficiente e sicura gestione dei flussi di energia.

Venendo alle interconnessioni, lo scorso aprile è invece entrato in funzione l'**elettrodotto in corrente alternata sottomarino che collega Ragusa a Malta**. L'infrastruttura, che pone fine all'isolamento della rete maltese, è stata realizzata da Terna e da Enemalta, la società elettrica maltese. Lunga circa 120 km, ha una capacità di 200 MW, pari a circa il 40% della domanda massima registrata abitualmente a Malta. In questi primi

mesi di attività commerciale ha permesso l'esportazione di discrete quantità di energia, garantendo uno sbocco in più alla produzione siciliana.

In autunno hanno invece preso il via i lavori a un'altra rete di **interconnessione**, quella **tra Torino e Chambery in Francia**. Portata avanti da Terna e da Réseau de Transport d'Électricité (RTE), il gestore di rete francese, l'opera dovrebbe essere pronta nel 2019, costare circa un miliardo di euro e garantire una capacità di transito di 1.200 MW, riducendo così la congestione sul confine italo-francese (la Francia è la principale fonte delle nostre importazioni di energia elettrica).

A ottobre il **cavo sottomarino da 500 MW che unisce la Puglia alla Grecia ha riportato invece un guasto**, che ha costretto a sospendere i flussi di energia, per lo più diretti verso la Grecia; le riparazioni sono previste terminare entro dicembre.

Sempre confermata è poi l'intenzione del governo italiano di procedere con **l'interconnessione da 1000 MW tra la provincia di Pescara e il Montenegro e affidata a Terna**. Il progetto, che risale al 2007 e che puntava a importare energia da fonti rinnovabili (idroelettrico), è attualmente fermo in attesa di alcune autorizzazioni da parte del governo croato, nelle cui acque il cavo dovrebbe transitare. I lavori preparatori sulla costa italiana sono già a un livello avanzato, ma si teme che la realizzazione dell'opera – il cui costo è stimato nell'ordine del miliardo di euro e sulla cui effettiva utilità sono emersi non pochi dubbi – possa subire ulteriori ritardi e non essere pronta prima del 2019-2020.

Ancora vago, infine, è il progetto di **interconnessione tra la Sicilia e la Tunisia**, per il quale è stato auspicato un supporto rilevante da parte dell'Unione europea.

Passando al gas naturale il secondo semestre del 2015 ha registrato alcune novità, per lo più relative allo **sviluppo del sistema di stoccaggi**. Se infatti da un lato appare possibile l'abbandono del progetto di Le Macine in provincia di Matera da parte della società Geastock, dall'altro il **progetto di Cornegliano Laudense** (Lodi) della Ital Gas Storage sembra avere buone prospettive di entrare in servizio nel 2017.

Il sito, un giacimento di gas esaurito, dovrebbe avere la capacità di stoccare 1,3 Gmc per uso commerciale (*working gas*) e, cosa ancora più importante, dovrebbe essere in grado di erogare 16,5 milioni di metri cubi di gas al giorno. Proprio per questa sua caratteristica utile a soddisfare le esigenze della rete italiana in caso di forte domanda o di interruzione di una o più delle vie di importazione, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha concesso, questo novembre, all'impianto un incentivo economico per 12 anni.

Confermata infine lo scorso ottobre la **decisione finale d'investimento da parte di GRTgaz in merito alla realizzazione entro il 2018 di capacità di contro flusso** (*reverse flow*) **dalla Svizzera alla Francia** per una capacità iniziale di 9 milioni di metri cubi al giorno. La decisione segue quella presa da Fluxys a inizio anno in merito al contro-flusso lungo il gasdotto Transitgas, che permetterà di esportare gas dal confine italiano (passo Gries) a quello tedesco (Wallbach) e a quello francese (Olingue). A novembre le prospettive generali di questo progetto, su cui Snam punta molto e sta già investendo nell'adeguamento della rete domestica, sono diventate ancora più rosee a seguito dell'approvazione da parte del regolatore tedesco BnetzA dell'inversione di flusso del

gasdotto Trans Europa Naturgas Pipeline (TENP), nell'ambito dell'aggiornamento del piano di sviluppo decennale della rete tedesca.

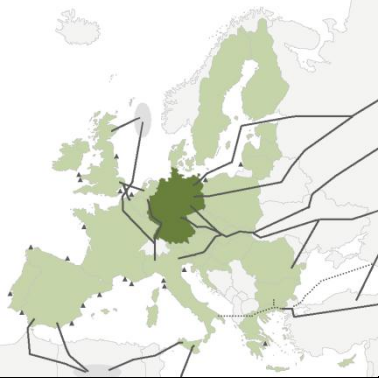
FIG. 13 - SISTEMA INFRASTRUTTURALE DEL GAS IN ITALIA



FONTE: IEA

1.2. GERMANIA

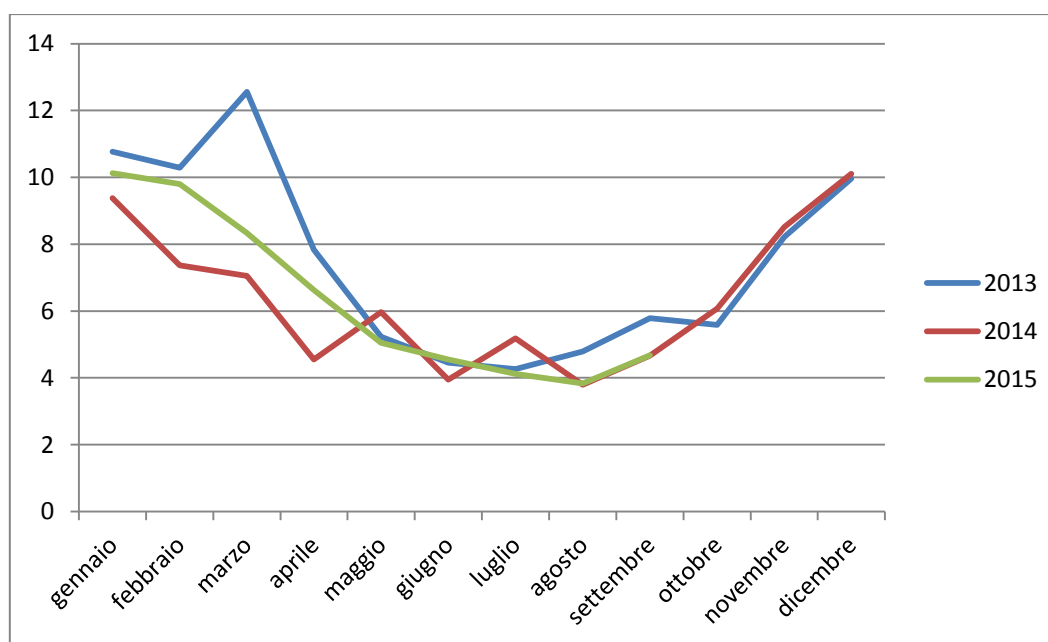
GERMANIA			
Consumo di gas	76,8	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-12,9	%	(2014)
Consumo di gas (primi 9 mesi)	57,1	Gmc	(2015)
Variazione nei primi 9 mesi dell'ano.....	+10	%	(2015)
Gas sul totale dei consumi	20	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	65	%	(2014)



L'economia tedesca, la più importante dell'UE, sta confermando il proprio buon andamento per il 2015 – la Commissione europea prevede un +1,7% del PIL – dopo essere uscita ampiamente dalla recessione già nel 2014.

I consumi di gas naturale tedeschi hanno registrato nei primi tre trimestri dell'anno una significativa ripresa (+10%); tuttavia, se si escludono i mesi invernali dove le temperature sono state inferiori a quelle del 2014, il divario rispetto ai consumi del 2013 si mantiene sostanzialmente inalterato (v. Figura 14)

FIG. 14 - ANDAMENTO DEI CONSUMI MENSILI DI GAS NATURALE IN GERMANIA



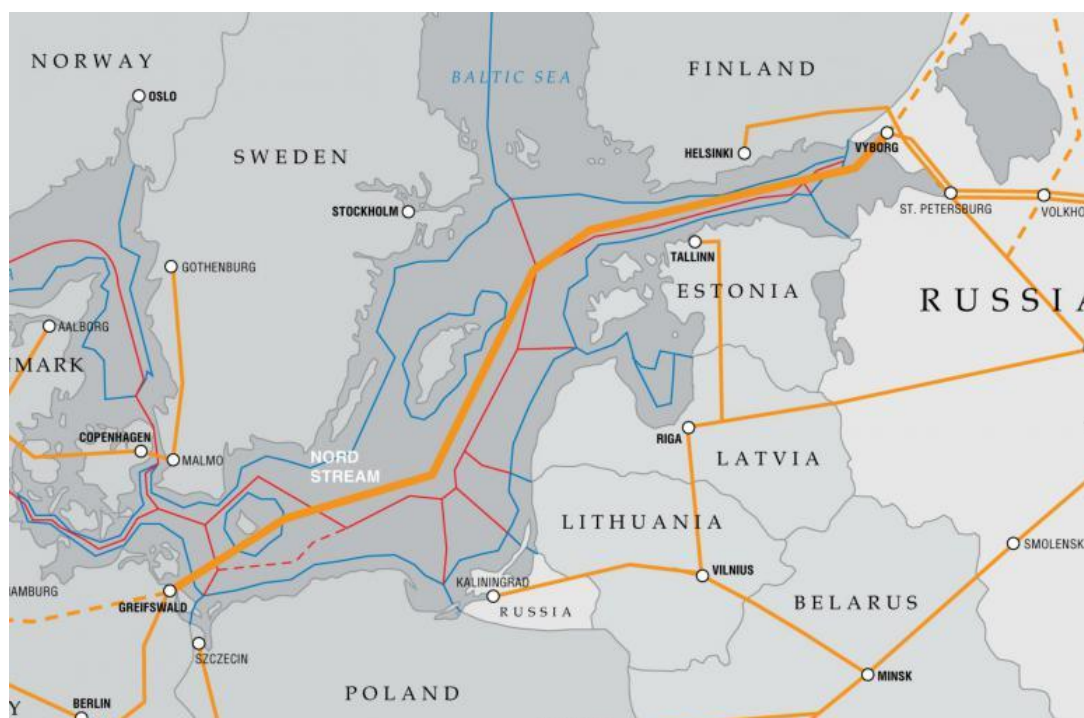
FONTE: JODI

La Germania rimane il più importante mercato del gas in Europa, dotato di numerose interconnessioni via tubo con le reti dei paesi confinanti (Polonia, Repubblica Ceca, Austria, Svizzera, Lussemburgo, Belgio, Paesi Bassi e Danimarca) e con la Russia tramite il gasdotto sottomarino Nord Stream. Proprio attorno a quest'ultima

infrastruttura, più che al progetto di un **rigassificatore a Wilhelmshaven** (Mare del nord), si sono registrati alcuni sviluppi nel corso del terzo e quarto trimestre. Gazprom e alcune compagnie energetiche e chimiche europee hanno infatti ribadito il loro desiderio di raddoppiare la capacità del gasdotto, posando entro il 2019 due ulteriori tubi paralleli a quelli già esistenti, e hanno ottenuto l'appoggio informale del ministro dell'Economia tedesco Sigmar Gabriel (v. § 3.1).

La realizzazione di questa infrastruttura, contro la quale si sono già scagliati i governi della Polonia, della Slovacchia, dell'Ungheria e della Lituania, garantirebbe alla Germania una **capacità d'importazione ampiamente superiore ai consumi attuali e a quelli prospettati** per il futuro sia nel medio che nel lungo periodo. **Questa disponibilità**, peraltro ripartita su diverse condotte e vicina ai centri di consumo nell'Europa nord-occidentale e centrale, contribuirebbe **a rendere la Germania il principale hub fisico del gas naturale in Europa**, con buona pace sia dei paesi dell'est, che potrebbero di fatto essere aggirati, che dell'Italia, che da anni vorrebbe diventare la porta d'accesso meridionale dei flussi di gas all'Europa, ma che rischia tuttavia di arrivare seconda in un gioco a somma quasi zero.

FIG. 15 - TRACCIATO DEL GASDOTTO NORD STREAM



FONTE: GAZPROM

L'attenzione allo sviluppo infrastrutturale e all'integrazione coi mercati vicini non è peraltro limitata solamente al gas naturale, ma **riguarda anche l'energia elettrica, che la Germania produce all'ingrosso a prezzi che sono tra i più bassi dell'intera Unione europea** (la Commissione europea stima un prezzo medio di 28,4 euro/MWh nel primo trimestre 2015). Infatti, grazie all'ampia capacità eolica e fotovoltaica installata negli ultimi

10 anni e alla disponibilità di centrali termo-elettriche a carbone, che attualmente beneficiano di prezzi della materia prima veramente molto bassi (40-50 euro/tonnellata) e costi per il sistema EU ETS (European Union Emissions Trading Scheme) irrisori (6-8 euro/tonnellata di CO₂), il costo marginale di produzione dell'elettricità è spesso piuttosto basso o addirittura nullo, tanto che non è raro osservare prezzi negativi sulla borsa elettrica.

Naturalmente, questo contesto estremamente competitivo non giova alle imprese elettriche come E.on e RWE, le quali hanno riportato significative perdite negli ultimi anni, con gli impianti non sussidiati, in particolare quelli a gas, che difficilmente riescono a coprire i propri costi fissi (**problema del cosiddetto *missing money***).

Proprio in quest'ottica si può leggere l'interesse manifestato del governo tedesco a favorire l'integrazione fisica e regolatoria dei vari mercati europei dell'elettricità e **l'atteggiamento piuttosto negativo nei confronti dei tentativi portati avanti da alcuni paesi di sviluppare meccanismi di remunerazione della capacità su base nazionale**, anziché europea. La posizione tedesca in questo caso è che bisogna evitare di distorcere la concorrenza e che la soluzione migliore al problema del *missing money* consiste nell'efficiente interconnessione dei sistemi elettrici, così che i temporanei eccessi o deficit di capacità elettrica, che si manifestano a livello locale anche per via delle fonti rinnovabili intermittenti, siano eliminati per mezzo di scambi transfrontalieri di energia.

Si tratta a ben vedere di uno sviluppo politico importante, dato che fino ai primi anni duemila proprio la Germania e le sue utility cittadine (*Stadtwerke*) o regionali erano state tra i più fermi oppositori del processo di liberalizzazione e integrazione dei mercati energetici europei. Oggi, tuttavia, l'effettiva integrazione dei mercati potrebbe costituire una **parziale valvola di sfogo all'eccesso di offerta presente nell'industria elettrica tedesca**. Industria, che recentemente ha tratto un sospiro di sollievo dalla valutazione positiva da parte del Ministero dell'Economia circa la sufficienza dei 38,3 miliardi di euro accantonati negli anni scorsi da imprese quali RWE, E.on e Vattenfall in vista dello smantellamento delle centrali nucleari ancora in attività, la cui chiusura è prevista per il 2022.

1.3. FRANCIA

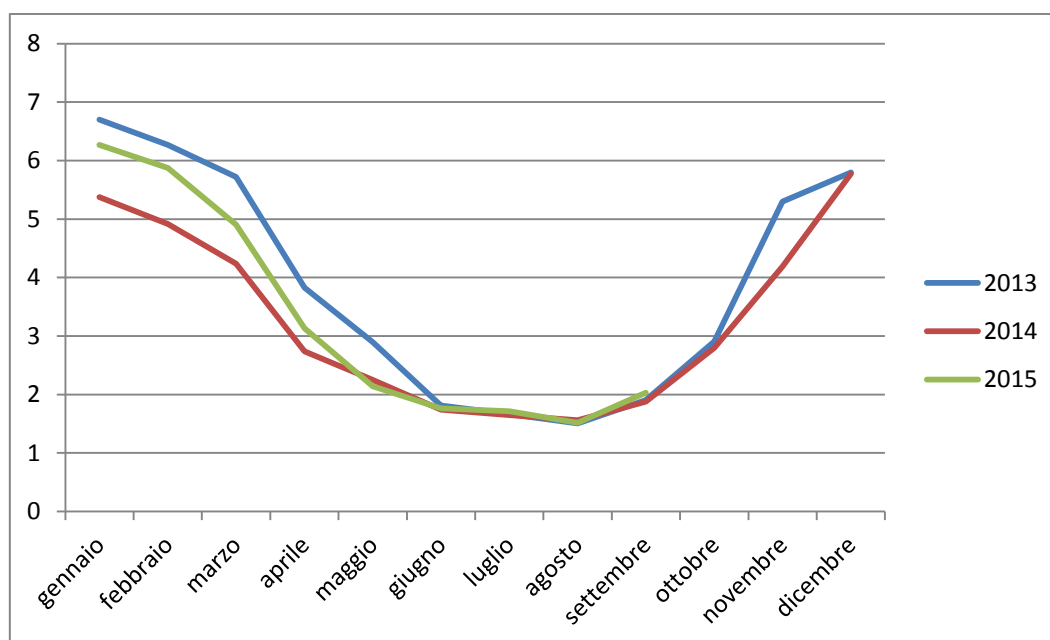
FRANCIA			
Consumo di gas	39,1	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-16	%	(2014)
Consumo di gas (primi 9 mesi)	29,3	Gmc	(2015)
Variazione nei primi 9 mesi dell'anno	+11,4	%	(2015)
Gas sul totale dei consumi	14	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	50	%	(2014)



Dopo tre anni di crescita economica anemica, la **Francia è tornata nel 2015 a registrare una discreta variazione annuale del PIL** (la Commissione europea prevede un aumento dell'1,1%). Si tratta di una ripresa modesta che non ha un impatto significativo sulla domanda di energia del paese, il quale produce quantitativi molto limitati di combustibili fossili, ma è dotato di uno dei più grandi parchi nucleari al mondo, in grado di fornire quasi la metà dell'energia primaria di cui abbisogna.

Per quanto riguarda nello specifico il gas naturale, si è registrato nei primi 9 mesi dell'anno un aumento dei consumi piuttosto sensibile, di oltre l'11% rispetto al 2014, recuperando circa la metà del calo registrato tra il 2013 e il 2014 (v. Figura 16).

FIG. 16 - ANDAMENTO DEI CONSUMI MENSILI DI GAS NATURALE IN FRANCIA



FONTE: JODI

Sebbene non produca gas naturale in quantità apprezzabili, la **Francia non soffre tuttavia di particolari problemi di approvvigionamento**, potendo contare su tre

impianti di rigassificazione e su connessioni via gasdotto con il Regno Unito, il Belgio, la Germania, la Svizzera e la Spagna. A queste infrastrutture di adduzione si è aggiunto nel 2015 un **nuovo impianto di rigassificazione a Dunkerque**, vicino al confine con il Belgio.

Il rigassificatore, dotato di una capacità annua di 13 Gmc e di tre serbatoi per lo stoccaggio di gas ciascuno da 190.000 metri cubi, è connesso sia alla rete francese che a quella belga. Dunkerque LNG, la società che lo ha realizzato con la collaborazione del Porto di Dunkerque, è controllata al 65% da con Électricité de France (EDF), al 25% da Fluxys – l'operatore di rete belga del gas – e al 10% da Total. L'avvio delle attività commerciali è avvenuto a novembre e prevede al momento che 8 Gmc di capacità annua siano assegnati a EDF, 2 a Total e 3 siano resi disponibili ad altri operatori, in particolare per contratti di breve periodo.

Sempre per quanto riguarda il sistema del gas, sono in corso di realizzazione diversi **interventi per potenziare la connessione tra il nord del paese e l'area sud-occidentale** gestita da TGIF, anche al fine di garantire il flusso di gas naturale che potrebbe essere importato dalla Spagna nei prossimi anni (v. § 1.5).

Meno positive sono invece le notizie provenienti dal settore nucleare, con EDF che in settembre ha posposto per l'ennesima volta la data di completamento del **reattore a Flamanville**. L'impianto è **ora previsto entrare in funzione alla fine del 2018**, 6 anni più tardi di quanto originariamente previsto e a un costo di circa 10,5 miliardi di euro, pari a tre volte la stima iniziale. Le difficoltà nel condurre a termine questo progetto, così come quello a Olkiluoto in Finlandia, non favoriscono certo la fiducia negli investitori e la possibilità per EDF di trovare partner finanziari per la realizzazione della centrale nucleare a Hinkley Point nel Regno Unito (v. § 1.4).

Un'altra sfida all'industria nucleare francese viene ora anche dalla decisione del governo di modificare la propria strategia energetica e di ridurre nei prossimi anni il peso del nucleare nel paniere energetico. Questa scelta traspare in maniera piuttosto evidente dalla **legge sulla transizione energetica per la crescita verde**, approvata dall'Assemblea nazionale lo scorso luglio ed entrata in vigore ad agosto. Il corpus insieme di norme, promesso dal presidente Hollande in campagna elettorale e fortemente voluto dal ministro dell'ecologia, dello sviluppo sostenibile e dell'energia Royal, ha avuto un iter di due anni e fissa gli obiettivi di lungo termine della politica energetica francese e una serie di misure concrete per la loro attuazione.

In particolare, è previsto che le emissioni di gas a effetto serra debbano diminuire del 40% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030, e che si riducano ulteriormente entro il 2050 (-75%). Per fare ciò è previsto che il consumo di energia finale dovrà diminuire nel 2030 del 20% rispetto al 2012 e del 50% nel 2050. Le fonti rinnovabili dovranno aumentare il loro peso nel paniere energetico e coprire il 32% dei consumi finali nel 2030. **Il ruolo del nucleare dovrebbe calare dall'attuale 75% della generazione elettrica a circa il 50% attorno al 2025**. Questo significa che il governo francese mira alla chiusura di alcune centrali e alla loro sostituzione solo parziale, favorendo piuttosto gli investimenti in efficienza energetica e in fonti rinnovabili. Per farlo, saranno introdotti una serie di

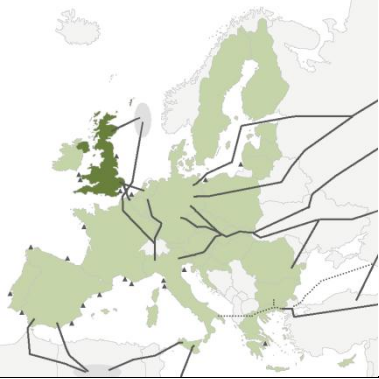
incentivi e di penalità, tra cui una **tassa sul carbonio**, il cui valore aumenterà progressivamente, da 14,5 euro per tonnellata di anidride carbonica nel 2015 a 100 euro/t nel 2030.

Una serie di obblighi sono previsti per migliorare l'efficienza delle abitazioni, il riciclo dei materiali e la riduzione delle emissioni dei mezzi di trasporto, ivi compreso un forte sviluppo dei veicoli elettrici, che dovrebbero costituire nelle intenzioni del legislatore francese una quota rilevante del parco auto già nel 2030.

Queste scelte favoriranno nel medio-lungo periodo **l'uso del gas naturale** tanto nella generazione elettrica quanto nell'industria, a scapito del carbone e del petrolio. Data la moratoria sullo sfruttamento del gas non convenzionale, è quindi plausibile attendersi un aumento delle importazioni nei prossimi anni.

1.4. REGNO UNITO

REGNO UNITO			
Consumo di gas	71,6	Gmc	(2014)
Variazione annuale	9	%	(2014)
Consumo di gas (primi 9 mesi)	52,9	Gmc	(2015)
Variazione nei primi 9 mesi dell'anno	+5,3	%	(2015)
Gas sul totale dei consumi	32	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	42	%	(2014)



Il Regno Unito sta registrando per il 2015 il **terzo anno consecutivo di crescita economica robusta**: secondo le previsioni della Commissione europea il PIL dovrebbe aumentare del 2,5% dopo il 2,9% registrato nel 2014. Nonostante questo andamento positivo dell'economia, **il consumo di energia primario del Regno Unito è sceso sia nel 2013 che nel 2014**, arrivando al valore più basso dagli anni Settanta. Allo stesso tempo, anche le emissioni di anidride carbonica sono stimate in diminuzione. Grande merito per questi sviluppi va sicuramente all'**efficienza energetica**, su cui il governo britannico ha puntato molto, e al **cambiamento strutturale dell'economia britannica**.

Numerose sono tuttavia le sfide che il Regno Unito si trova ad affrontare in termini di sicurezza energetica. Innanzitutto, il paese sta da una quindicina d'anni a questa parte affrontando la transizione dalla condizione di grande produttore di idrocarburi a significativo importatore degli stessi. Secondo i dati della IEA, **la produzione britannica di petrolio nel Mare del Nord è stata maggiore nel 2015 che nel 2014**, attestandosi su valori tra 0,9 e 1 Mbbl/g. Tuttavia, **le prospettive di medio-lungo periodo non sono rosee**, dato il progressivo esaurimento dei giacimenti, la difficoltà di ridurre i costi di produzione e le persistenti basse quotazioni del greggio.

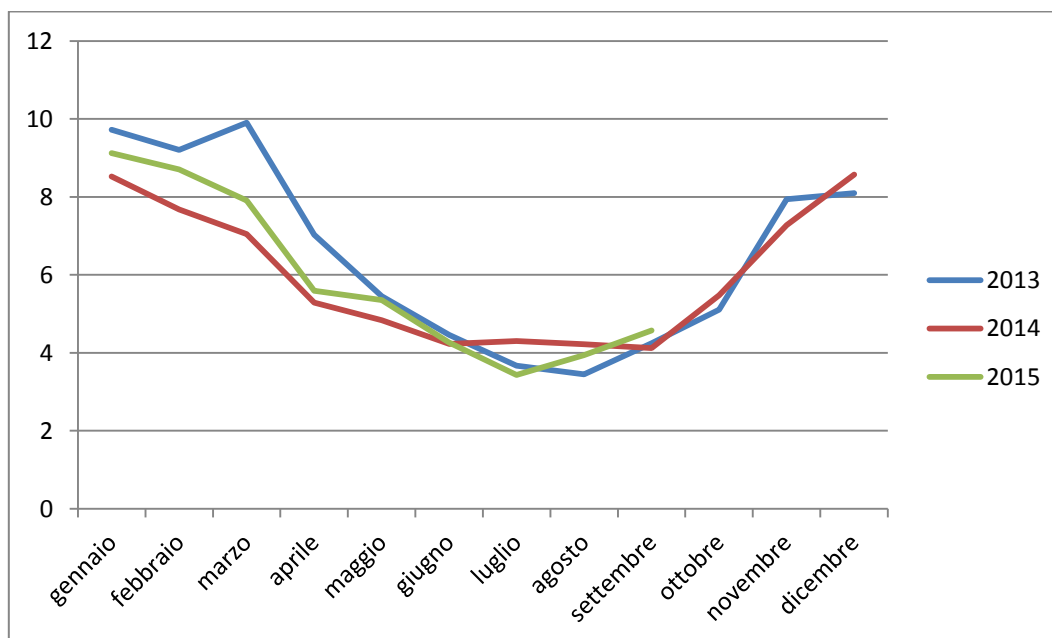
Ai valori attuali si stima infatti che molti produttori stiano operando in perdita e alcuni progetti d'investimento come quello di Statoil nel sito Mariner sono stati posticipati. Analogo discorso vale per il gas naturale: secondo i dati riportati da JODI, **la produzione britannica di gas naturale è cresciuta nei primi 9 mesi dell'anno a 30,9 Gmc**, ossia il 5,7% in più di quanto fatto nel 2015. Ma come nel caso del greggio, anche per il gas il futuro si presenta poco promettente, tanto più che nonostante le promesse del governo conservatore **lo sfruttamento dei giacimenti di gas non convenzionale resta al palo**.

Lo scorso giugno il consiglio di contea del Lancashire (Inghilterra nord-occidentale) ha negato il permesso a compiere attività di *fracking* alla compagnia Caudrilla, uno dei soggetti privati che più ha investito in questi anni nella ricerca del gas non convenzionale in Inghilterra. Ciò segnala l'opposizione locale a questo tipo di attività minerarie e a poco serve la posizione molto più favorevole del governo centrale, data la *devolution* attuata su molte materie negli ultimi 20 anni.

Il timore è che l'incertezza regolatoria e i fenomeni di nimbismo dissuadano le imprese dall'investire e sviluppare la necessaria *supply chain*, rendendo di fatto poco probabile una significativa produzione di gas non convenzionale nel medio-lungo termine.

Il Regno Unito si avvia dunque ad aumentare nei prossimi anni le sue importazioni di gas, vista anche la **ripresa dei consumi** (+5,3%) che si è registrata negli ultimi mesi (v. Figura 17). Sebbene i dati non lo confermino ancora, il gas naturale dovrebbe ritrovare un maggior uso nella generazione termo-elettrica a seguito dell'**aumento del prezzo minimo dei permessi di emissione** di anidride carbonica, fissato a 18,08 sterline per tonnellata di CO₂ lo scorso aprile. Il raddoppio di questo valore, rispetto a quello in vigore dal 2013, dovrebbe infatti **scoraggiare ulteriormente la generazione elettrica da carbone** e indurre una più rapida dismissione delle vecchie e obsolete centrali a carbone del paese.

FIG. 17 - ANDAMENTO DEI CONSUMI MENSILI DI GAS NEL REGNO UNITO



FONTE: JODI

Tuttavia, proprio questi impianti risultano al momento indispensabili dato il **limitato margine di riserva esistente nel sistema elettrico britannico**. Secondo National Grid, l'operatore della rete di trasmissione, nel corso di questo inverno la capacità di generazione mediamente disponibile sarà solo del 5% superiore ai picchi attesi della domanda, un livello piuttosto basso e che rende probabili situazioni critiche, perlomeno a livello locale. Ed effettivamente, nel corso dell'autunno National Grid ha dovuto disconnettere più volte alcuni utenti industriali per evitare il collasso della rete, offrendo contestualmente alle imprese energivore incentivi per l'auto-produzione di elettricità, spesso effettuata tramite impianti a diesel di medio-piccole dimensioni (fino a pochi MW).

In sostanza, **il mercato inglese sembra incapace di attrarre investitori privati desiderosi di realizzare impianti elettrici a proprio rischio e pericolo**. La maggior parte della capacità di generazione aggiunta in questi ultimi anni ha infatti beneficiato di

qualche forma di sussidio, in particolare gli impianti eolici e fotovoltaici. Questi ultimi, tuttavia, si trovano ora in una situazione più difficile. Dopo le elezioni vinte dal partito conservatore lo scorso maggio, il nuovo ministro per l'Energia e il Cambiamento climatico, Amber Rudd, ha espresso chiaramente la sua attenzione all'efficienza della spesa e al contenimento delle bollette pagate dagli utenti, avviando una **significativa riduzione dei sussidi alle rinnovabili**, che ha rapidamente indotto molte imprese a posporre o annullare gli investimenti.

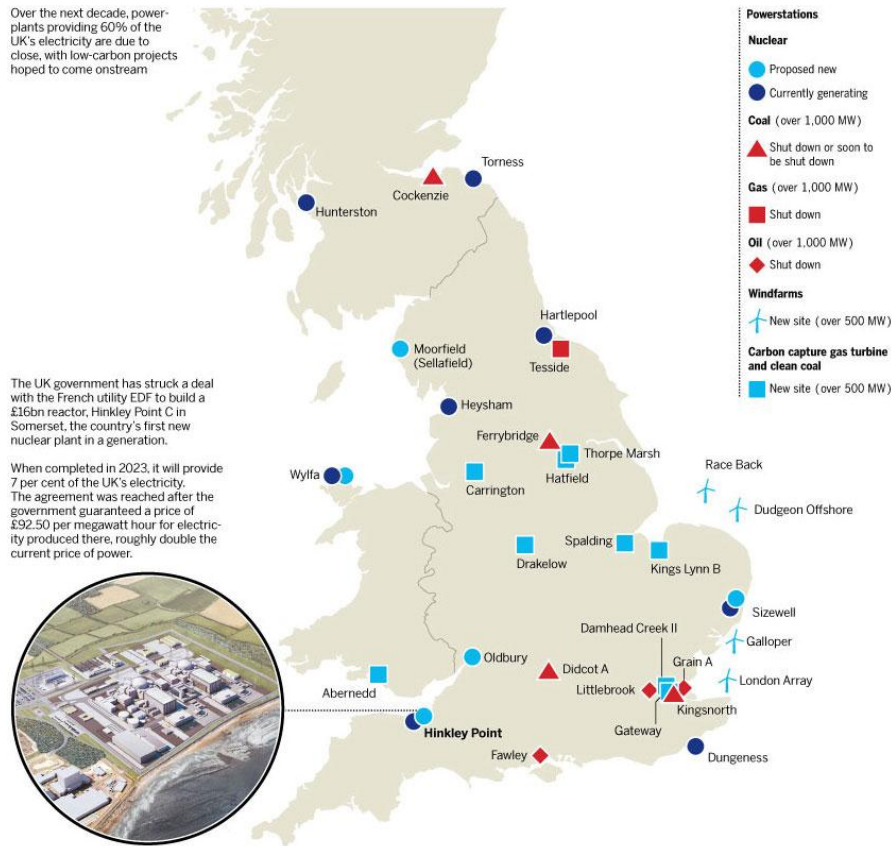
Nella visione che Rudd ha esplicitato in un importante discorso pubblico a metà novembre, nel prossimo futuro le fonti rinnovabili dovranno camminare sulle proprie gambe, le centrali a carbone dovranno essere chiuse entro il prossimo decennio e nuove interconnessioni con l'Europa dovranno essere realizzate, mentre nuove centrali a gas dovranno essere costruite e saranno in parte finanziate tramite **aste annuali della capacità**, la seconda delle quali è prevista per i primi giorni di dicembre.

Non ben chiaro in questo quadro è il ruolo e la coerenza delle garanzie concesse al **progetto nucleare di Hinkley Point C** nel Somerset (v. Figura 18). La centrale, di cui ormai si parla da una decina d'anni, verrà realizzata da EDF con il concorso delle due imprese di stato cinesi, la China General Nuclear Power Corporation (CGNPC) e la China National Nuclear Corporation (CNNC), e sarà dotata di due reattori EPR. Il suo costo è stato stimato in 24,5 miliardi £ e il completamento dovrebbe avere luogo non prima del 2024. Una volta realizzata dovrebbe soddisfare circa il 7% della domanda elettrica britannica.

Proprio a causa dell'entità dell'investimento necessario e della lunga durata dello stesso, il governo britannico ha stretto un patto con EDF affinché all'energia prodotta dalla centrale sia garantito un prezzo di 92,5 £/MWh, indicizzato all'inflazione e per un periodo di 35 anni. In aggiunta, recentemente il Cancelliere dello Scacchiere Osborne ha offerto una garanzia finanziaria pubblica per 2 miliardi £. Si tratta a ben vedere di un **aiuto economico molto significativo**, soprattutto considerando il fatto che attualmente l'energia viene venduta a 40-50£/MWh sulla borsa elettrica. Ne sono seguite polemiche sia dentro che fuori il paese ed è stato sollevato il dubbio che possa trattarsi di un aiuto di stato illegittimo ai sensi del diritto europeo. Nonostante l'approvazione dell'accordo da parte della Commissione europea, lo scorso luglio **il governo austriaco ha presentato ricorso alla Corte di Giustizia europea**.

A dispetto del vantaggioso accordo stipulato col governo britannico, la **decisione finale d'investimento è stata rimandata più volte negli ultimi mesi**, per la difficoltà di EDF a trovare partner finanziari e per la riluttanza delle società cinesi a acquisire una quota del progetto superiore al 30% (EDF vorrebbe almeno il 40%), nonostante la promessa di essere poi coinvolte nella realizzazione di altre due centrali nucleari, rispettivamente a Sizewell e a Bradwell (per quest'ultima è stato proposto che a guidare i lavori siano proprio i cinesi, i quali potrebbero installare il loro reattore nucleare Hualong Uno).

FIG. 18 - MAPPA DELLE PRINCIPALI CENTRALI ELETTRICHE INGLESÌ

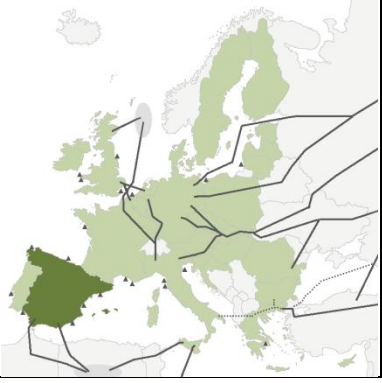


Fonte: *FINANCIAL TIMES*

Della questione si è parlato anche durante la **visita londinese del premier cinese Xi Jinping**, avvenuta a fine ottobre, con apparentemente buoni risultati, ma nessun impegno vincolante è stato finora preso. Naturalmente, più l'inizio dei lavori veri e propri viene rimandato – alcune attività preparatorie sono già in corso – e meno credibile diventa la promessa di generare il primo kWh nel 2024-25, biennio nel quale i margini di riserva del sistema elettrico inglese sono attesi essere particolarmente ristretti.

1.5. SPAGNA

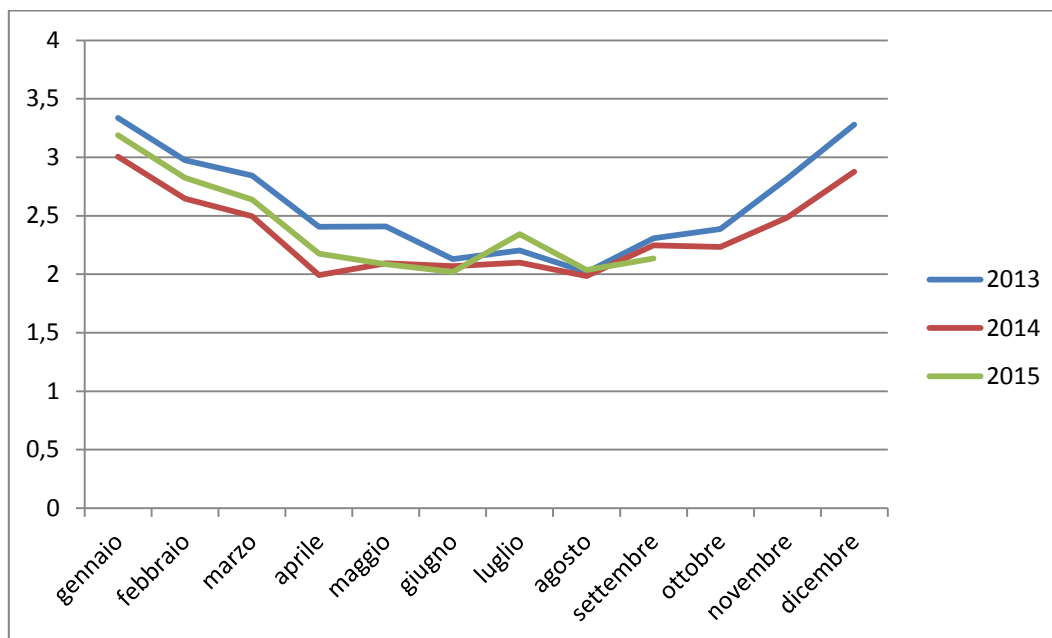
SPAGNA			
Consumo di gas	28,2	Mq	(2014)
Variazione annuale	-9	%	(2014)
Consumo di gas (primi 9 mesi)	21,4	Mq	(2015)
Variazione nei primi 9 mesi dell'anno	+3,9	%	(2015)
Gas sul totale dei consumi	18	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche	70	%	(2014)



Dopo aver subito una delle peggiori recessioni nella sua storia recente, l'economia spagnola sta confermando per l'anno in corso una **decisa ripresa economica**, con il PIL previsto crescere dalla Commissione europea del 3,1% dopo il +1,4% già registrato nel 2014. L'espansione dell'attività economica porta con sé un aumento dei consumi di energia, che però restano su livelli inferiori a quelli registrati alcuni anni fa.

Per quanto riguarda il **consumo di gas naturale**, si è assistito **nei primi 9 mesi dell'anno a un ripresa del 3,9%**, tale comunque da non colmare il calo registrato tra il 2013 e il 2014 (v. Figura 19).

FIG. 19 - ANDAMENTO DEI CONSUMI MENSILI DI GAS IN SPAGNA



FONTE: JODI

Il consistente investimento in capacità di generazione elettrica e di importazione di gas naturale realizzato in Spagna tra la fine degli anni Novanta e la recessione del 2008-2009 **garantisce ancora più che sufficienti margini di capacità**, i quali tuttavia risultano

costosi per il sistema in quanto poco utilizzati e perché talvolta non si configurano come le soluzioni tecnologiche più efficienti. I bassi fattori di carico dei terminali di rigassificazione e dei gasdotti dall'Algeria ne sono un evidente esempio, così come la forte volatilità del prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso.

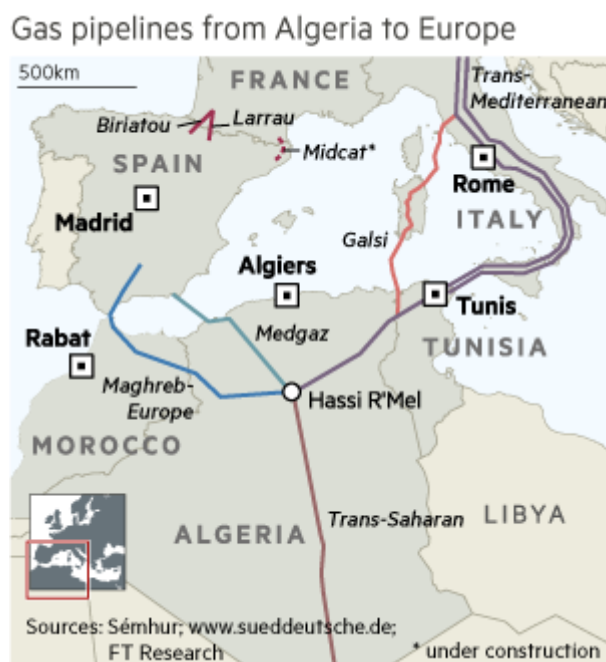
Si giustifica in questo modo l'insistenza con cui il governo di Madrid ha manifestato nel Consiglio europeo del 2014 e ancora successivamente il **desiderio che l'UE promuova la cooperazione transfrontaliera e l'integrazione delle reti nazionali** (v. *Focus 21/2015*). La Spagna si configura infatti al momento come un'isola energetica, discretamente integrata con il Portogallo, ma poco connessa con la Francia, sia per quanto riguarda l'energia elettrica che per il gas. Questo fatto, dovuto a forti opposizioni locali e a una reticenza delle imprese e del governo di Parigi, impedisce l'integrazione del mercato iberico con quello dell'Europa nord-occidentale, con la conseguente impossibilità di esportare l'eccesso di capacità elettrica o di gas naturale e di sfruttare il mercato vicino per meglio bilanciare le fluttuazioni nella generazione elettrica da fonti rinnovabili non programmabili.

Negli ultimi mesi il governo spagnolo ha trovato un **forte appoggio nella Commissione europea** – spagnolo peraltro è il *Commissario per l'azione climatica e l'energia Miguel Arias Cañete* – che ha individuato nelle interconnessioni e nello spirito di solidarietà fra i paesi membri uno dei pilastri dell'Unione per l'energia lanciata lo scorso febbraio (v. *Focus 21/2015*). Nel frattempo, i primi risultati stanno finalmente arrivando. A febbraio è stato **completato l'elettrodotto tra San Llogaia in Spagna e Baixas in Francia**. Avente una capacità di 2 GW, di cui 1,4 sfruttabili commercialmente, l'interconnettore in corrente continua ha permesso di raddoppiare dopo oltre 30 anni la capacità di connessione tra la rete elettrica spagnola e quella francese. L'opera, lunga 64,5 km e completamente interrata, è costata circa 700 milioni di euro, di cui circa un terzo finanziati dal Programma europeo per la ripresa economica e per un'altra metà dalla Banca degli investimenti europea. Ai primi di ottobre la fase di prova è terminata e i primi flussi commerciali di energia hanno avuto inizio.

Proseguono e **dovrebbero concludersi entro la fine del 2015 i lavori di potenziamento del gasdotto Biriadou**, che collega la Navarra alla Francia e che dovrebbe consentire l'esportazione di 2 Gmc/a, capacità che si aggiunge a quella del vicino gasdotto Larrau, potenziato nel 2013, che consente il transito di circa 5,2 Gmc/a (v. Figura 20 nella pagina seguente).

A confermare il cambiamento di posizioni in corso vi è anche la **firma di un Accordo d'intenti** a metà giugno tra la Commissione europea, la Spagna, il Portogallo e la Francia con la quale è stato istituito un **Gruppo di alto livello per la realizzazione delle infrastrutture di interconnessione nell'Europa sud-occidentale**. Obiettivo del gruppo è quello di procedere speditamente con i progetti di interconnessione tra i tre paesi al fine di porre fine all'isolamento energetico della penisola iberica e sfruttare la capacità spagnola per soddisfare la domanda di energia elettrica e di gas naturale dell'Europa nord-occidentale.

FIG. 20 - PRINCIPALI INTERCONNESSIONI GAS NELL'EUROPA SUD-OCCIDENTALE
ESISTENTI E IPOTIZZATE



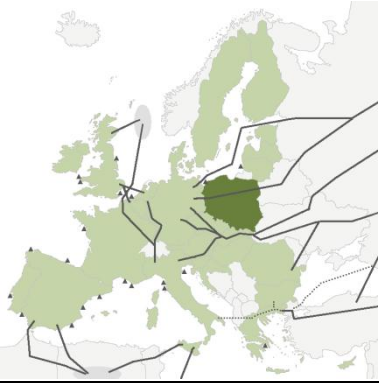
FORNTE: *FINANCIAL TIMES*

Tra i progetti che dovranno essere al centro dell'attenzione del gruppo vi sono: i) la realizzazione del **gasdotto MidCat** da 7,2 Gmc/a tra la **Catalogna e la Francia**; ii) la costruzione di una **terza interconnessione gas** tra la **Spagna e il Portogallo**; iii) lo sviluppo di un'**interconnessione elettrica sottomarina** tra la **Spagna e la Francia nel Golfo di Biscaglia** da 2 GW; iv) il **potenziamento della rete di trasporto e di stoccaggio del gas naturale all'interno dei tre paesi** per eliminare i colli di bottiglia esistenti.

Data la nuova situazione di abbondanza di Gnl (v. *Contesto globale*), lo sviluppo tempestivo di queste opere, che in ogni caso non saranno pronte prima del 2017-2018, potrebbe rappresentare un **importante fattore di sicurezza energetica per l'Unione europea** in quanto costituirebbe una fonte aggiuntiva di gas naturale a prezzi competitivi. Peraltro, proprio il ridursi del prezzo del Gnl in Asia e America Latina sta rendendo meno conveniente l'attività di ri-esportazione del Gnl in eccesso, che gli importatori spagnoli hanno posto in essere negli ultimi 3 anni, con conseguente aumento del costo dell'eccesso di capacità costruito negli anni del boom economico spagnolo.

1.6. POLONIA

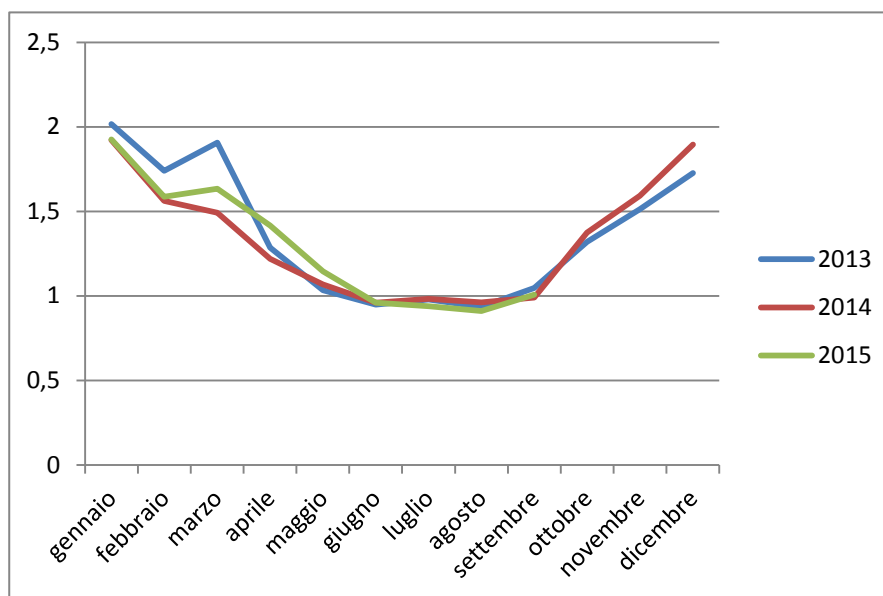
POLONIA			
Consumo di gas	16,0	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-3	%	(2014)
Consumo di gas (primi 9 mesi).....	11,5	Gmc	(2015)
Variazione nei primi 9 mesi dell'anno	+3,3	%	(2015)
Gas sul totale dei consumi	15	%	(2014)
Dipendenza da importazioni energetiche..	34	%	(2014)



La Polonia costituisce **una delle economie europee attualmente più dinamiche**, con una crescita del PIL che è stata del 3,3% nel 2014 e che è prevista pari al 3,5% nel 2015. Tuttavia, grazie al processo di terziarizzazione dell'economia e all'aumento dell'efficienza energetica, la domanda di energia polacca non presenta una dinamica particolarmente forte.

Limitatamente al caso del **gas naturale, i consumi**, dopo essere calati nel 2014 rispetto al 2013, **hanno manifestato nei primi nove mesi del 2015 un incremento del 3,3%** (v. Figura 21). Nel complesso l'uso del gas naturale resta comunque limitato, in particolare nel comparto elettrico, dove la stragrande maggioranza della generazione avviene per mezzo di centrali termo-elettriche a carbone.

FIG. 21 - ANDAMENTO DEI CONSUMI MENSILI DI GAS IN POLONIA



FONTE: JODI

Per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas, **la Polonia dipende in gran parte dalle importazioni**, non essendo ancora riuscita a dare slancio allo sfruttamento delle riserve domestiche di gas non convenzionale. Al fine di ridurre il potere contrattuale di Gazprom e incrementare la propria sicurezza in caso di problemi tecnici o politici, la Polonia sta

perseguendo un programma di espansione infrastrutturale. In particolare, durante il secondo semestre del 2015 **sono continuati i lavori di completamento dell'impianto di rigassificazione di Swinoujscie**, che dovrebbe entrare in servizio commerciale nel corso della primavera del 2016.

L'impianto, alla cui costruzione partecipa Saipem, è situato sulla costa baltica vicino al confine tedesco e dovrebbe avere una capacità di rigassificazione di 5 Gmc/a, espandibili a 7,5. Una volta terminati i lavori, è previsto partano le consegne di gas da parte di Qatargas, che ha siglato già nel 2009 un contratto ventennale con la società polacca PGNiG per 1,5 Gmc/a (al momento questi volumi sono rivenduti ad altri terminali).

Sempre nell'ottica di ridurre il quasi – monopolio russo e rafforzare la resilienza del sistema polacco deve essere letta la **firma dell'accordo di finanziamento** a ottobre tra la Polonia, le repubbliche baltiche e la Commissione europea **per la realizzazione del interconnettore Polonia – Lituania (GIPL)**.

L'opera, che dovrebbe essere realizzata entro il 2019, è stata classificata come progetto di interesse comune da parte della Commissione europea nell'autunno del 2013 e rappresenterà la prima connessione tra la rete polacca e quella baltica, facilitando così la fine dell'isolamento energetico delle repubbliche baltiche.

Più nel dettaglio, l'interconnettore sarà lungo circa 534 km, avrà una capacità di 2,4 Gmc/a dalla Polonia alla Lituania e di 1 Gmc/a dalla Lituania alla Polonia (v. Figura 22). Il costo è stimato in circa 560 milioni di euro, di cui circa la metà saranno finanziati dall'UE tramite il Meccanismo per collegare l'Europa (CEF).

FIG. 22 - MAPPA DEL PROGETTO D'INTERCONNETTORE POLONIA - LITUANIA



Fonte: Amber Grid

Il completamento del GIPL così come del rigassificatore di Swinoujscie e di altre infrastrutture di stoccaggio e trasporto di gas naturale nel area baltica aumenterà sensibilmente la resilienza dell'**approvvigionamento polacco di gas**, il quale **potrebbe tuttavia essere sovradimensionato** rispetto ai consumi attesi per i prossimi anni, con conseguente aumento dei costi medi fissi da ripartire fra consumatori locali e bilancio dell'UE. Inoltre, va sottolineato come la possibilità di rifornirsi via Gnl non necessariamente implichi costi minori del tradizionale rifornimento dalla Russia via tubo. Molto dipenderà dall'evoluzione del mercato del Gnl, il quale risultava fino alla fine del 2014 piuttosto corto e solo di recente ha registrato un calo dei prezzi (v. *Contesto globale*).

Infine, va sottolineato che su un percorso non molto diverso da quello di GIPL è **previsto per la fine dell'anno il completamento dell'elettrodotto *LitPol Link***, che conetterà la rete elettrica polacca a quella lituana. Questa infrastruttura, di fondamentale importanza per chiudere l'anello elettrico del Baltico, è lunga 163 km e avrà una capacità di 500 MW. Costata circa 550 milioni di euro, permetterà di integrare ulteriormente il sistema elettrico delle repubbliche baltiche alla rete europea, garantendo una maggiore diversificazione della produzione di elettricità e promuovendo un mercato più competitivo. Permetterà inoltre, assieme alle altre interconnessioni con la Finlandia e la Svezia di desincronizzare la rete baltica da quella russa e di sincronizzarla con quella europea.

2. POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

La situazione economica russa è stata negativamente influenzata dalla combinazione del basso livello dei prezzi degli idrocarburi, di una domanda di gas che rimane piatta e delle sanzioni comminate al paese in conseguenza della perdurante crisi ucraina. Al di là dell'auspicabile superamento della crisi ucraina, la tendenza citata è previsto prosegua anche nel breve periodo. Le stime sulla crescita economica russa – al pari di altri produttori di energia prima caratura dello spazio mediorientale e americano – sono state infatti riviste al ribasso dalla IEA, in ragione del livello dei prezzi degli idrocarburi. Sino al 2020 il tasso medio di crescita annua si dovrebbe infatti attestare allo 0,2%, mentre solo nel decennio successivo potrebbe tornare su un livello medio annuo del 3,1%.

Nel comparto del gas, le performance del primo semestre dell'anno in corso hanno parzialmente smentito quanti si attendevano una graduale ripresa dell'attività produttiva dopo la contrazione che ha caratterizzato il 2014 rispetto all'anno precedente (-4,3%).

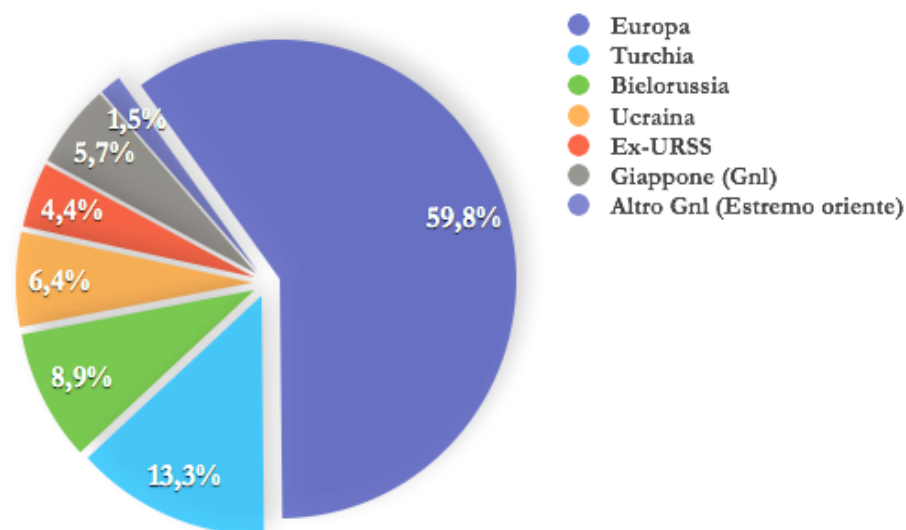
Difatti Gazprom – che assicura l'80% circa della produzione annuale di gas in Russia e l'8% circa del prodotto interno lordo – ha fatto registrare nel primo semestre del 2015 una contrazione del volume di output superiore al 15%, per un volume totale pari a 205 Gmc. Se la tendenza – come sembra essere confermato dalle autorità russe – dovesse proseguire anche nel corso del secondo semestre, la produzione di gas annua potrebbe far segnare uno storico record negativo, attestandosi a 414 Gmc, contro i 444 Gmc del 2014 e a fronte dei 450 Gmc attesi a inizio anno.

La produzione di gas in Russia continua a risentire della scarsa domanda proveniente dai mercati europei (anche in ragione del maggior utilizzo degli stoccaggi nel periodo invernale), che continuano ad assorbire la quasi totalità delle esportazioni russe (v. Figura 1). Secondo i dati resi noti dal Ministero dell'Economia russo nel corso della passata estate, **le esportazioni verso i mercati europei e turco avrebbero fatto segnare nel primo semestre dell'anno una contrazione del 6,2% su base annua**, per un volume totale di 66,8 Gmc. Secondo la medesima fonte, il totale delle esportazioni annue potrebbe contrarsi sino a 165 Gmc circa – livello del 5,5% inferiore a quello dell'anno passato.

A completare il quadro delle difficoltà congiunturali fronteggiate da Gazprom, il prezzo medio di vendita del gas nei primi cinque mesi dell'anno si è attestato a \$249,7 per migliaia di metri cubi, rispetto ai \$335,7 precedenti e a fronte dei circa \$221 attesi per l'inverno alle porte. I minori introiti derivanti dalle esportazioni e gli scarsi incentivi a investire in produzione a fronte di una domanda stagnante si sono tradotti in una drastica contrazione – nell'ordine del 60% – degli investimenti effettuati dalla compagnia in *upstream*.

Una tendenza opposta si è verificata invece nel settore petrolifero, dove la Russia ha fatto registrare nel corso dell'estate un nuovo record di produzione nella fase post-sovietica.

FIG. 1 - DESTINAZIONE DELLE ESPORTAZIONI DI GAS RUSSO (2014)



FONTE: BP

Il successo così raggiunto maschera tuttavia difficoltà più profonde, legate anche in questo caso alla contrazione dei prezzi del greggio e alle sanzioni internazionali, che riducono le possibilità di accesso ai capitali e alla tecnologia occidentale – oggi peraltro molto più gravose che in passato in ragione della svalutazione del rublo rispetto al dollaro. Sebbene nel breve periodo ciò non dovrebbe avere ripercussioni negative sui livelli di produzione, nel medio periodo il taglio degli investimenti potrebbe comportare una contrazione della produzione che nel 2020 potrebbe tornare ai livelli del 2013.

Il nodo degli investimenti resta determinante anche per le prospettive di sviluppo del comparto del gas, indissolubilmente legate all'ampliamento dei mercati di sbocco del metano russo e, di conseguenza, alla costruzione di nuove infrastrutture finalizzate al trasporto – siano esse impianti di Gnl o gasdotti. Innanzi a una crescita solo marginale della domanda di gas interna ed europea nel breve e medio periodo, la diversificazione dei mercati di sbocco del gas rappresenta dunque una priorità per una Russia le cui potenzialità produttive sono limitate in prima battuta dalla quasi nulla diversificazione geografica degli acquirenti.

La strategia russa di diversificazione dei mercati di sbocco del gas poggia primariamente sull'aumento della capacità di esportazione verso la Cina che, stando alle stime rese note dalla IEA, nonostante l'incremento di produzione interna registrerà una crescita della domanda di importazioni pari a circa 90 Gmc/a già entro il 2020 – volume che crescerà di ulteriori 80 Gmc/a entro il 2030. In base alle intese e agli accordi già sottoscritti, la Russia potrebbe arrivare a esportare verso la Cina circa 75 Gmc/a di gas da qui al 2040 – ovvero un volume di gas pari al 30% sul totale delle esportazioni previste a quella data.

L'avvio delle esportazioni di gas verso la Cina (nel 2014 la Russia ha esportato verso il paese solo 0,2 Gmc di Gnl dall'impianto di Sakhalin-2) è legato al nodo infrastrutturale e,

più nello specifico, alla costruzione dell'impianto Gnl della penisola di Yamal, nella Siberia nord-occidentale, e ai gasdotti Power of Siberia e Altai.

Sul primo dei tre progetti menzionati risulta in maniera più evidente il peso delle sanzioni statunitensi approvate contro la Russia in conseguenza della crisi ucraina. Azionista di maggioranza del consorzio deputato alla costruzione di un impianto del valore stimato di 27 miliardi di dollari è infatti Novatek, il principale produttore privato di gas in Russia, che detiene il 60% delle sue quote (il restante 40% è suddiviso pariteticamente tra la francese Total e la CNPC) e che è entrato nella lista nera delle società colpite dai provvedimenti statunitensi.

L'impossibilità di reperire attraverso linee di credito occidentali i 15 miliardi di dollari che secondo le stime sono necessari per portare a compimento il progetto ha fatto sì che Yamal assurgesse a simbolico banco di prova della capacità del comparto energetico russo – e più in generale del Cremlino – di resistere alle pressioni esercitate da Stati Uniti ed Europa attraverso lo strumento delle sanzioni. A complicare la ricerca di fondi ha contribuito d'altra parte il rallentamento della crescita cinese e la ritrosia delle banche d'affari del paese ad assicurare un prestito del valore di 12 miliardi richiesto da Novatek già nel marzo 2015.

Investimenti provenienti dalla Cina hanno comunque consentito una parziale soluzione del nodo del finanziamento del progetto Yamal e, stando a quanto dichiarato dal vice-primo ministro russo Arkady Dvorkovich, potrebbero presto consentire il definitivo lancio del progetto. A fine agosto, infatti, il Fondo cinese Silk Road si è accordato con Novatek per l'acquisizione di una quota del 9,9% del pacchetto azionario detenuto dalla società russa per un prezzo non reso pubblico. A metà novembre, poi, in occasione della riunione della Commissione intergovernativa russo-cinese per l'energia tenutasi a Pechino le parti avrebbero stabilito i termini per il finanziamento della restante parte del progetto Yamal, che Dvorkovich ha affermato potrebbe essere ufficialmente lanciato già in dicembre.

Se nel caso di Yamal la Russia sembra vicina a far segnare una rilevante vittoria sul piano della capacità di proseguire nei propri piani infrastrutturali nonostante le sanzioni occidentali, **più complessa appare invece la situazione del progetto di espansione dell'impianto di Sakhalin-2.**

Ad approvvigionare l'impianto Gnl sarebbe dovuto essere il contiguo progetto Sakhalin-3, (composto dai giacimenti di Mynginskoye e Yuzhno-Kirinskoye e previsto assicurare a partire dal 2021 circa 20 Gmc/a di gas) per lo sviluppo del quale Gazprom e Shell avevano siglato in giugno un accordo nel più ampio quadro di un'intesa finalizzata a rilanciare la partnership strategica tra le due compagnie. Parte dell'accordo riguardava anche la possibilità di aggiungere un ulteriore treno di Gnl all'impianto di Sakhalin-2, aumentandone del 50% la capacità annua.

In agosto, tuttavia, è giunta da Washington la decisione che le sanzioni votate contro il settore energetico russo si sarebbero applicate anche al giacimento di Yuzhno-Kirinskoye – coerentemente con la logica in base alla quale esse si applicano ai nuovi progetti e non già a quelli esistenti al momento della loro approvazione. La decisione statunitense rende di fatto

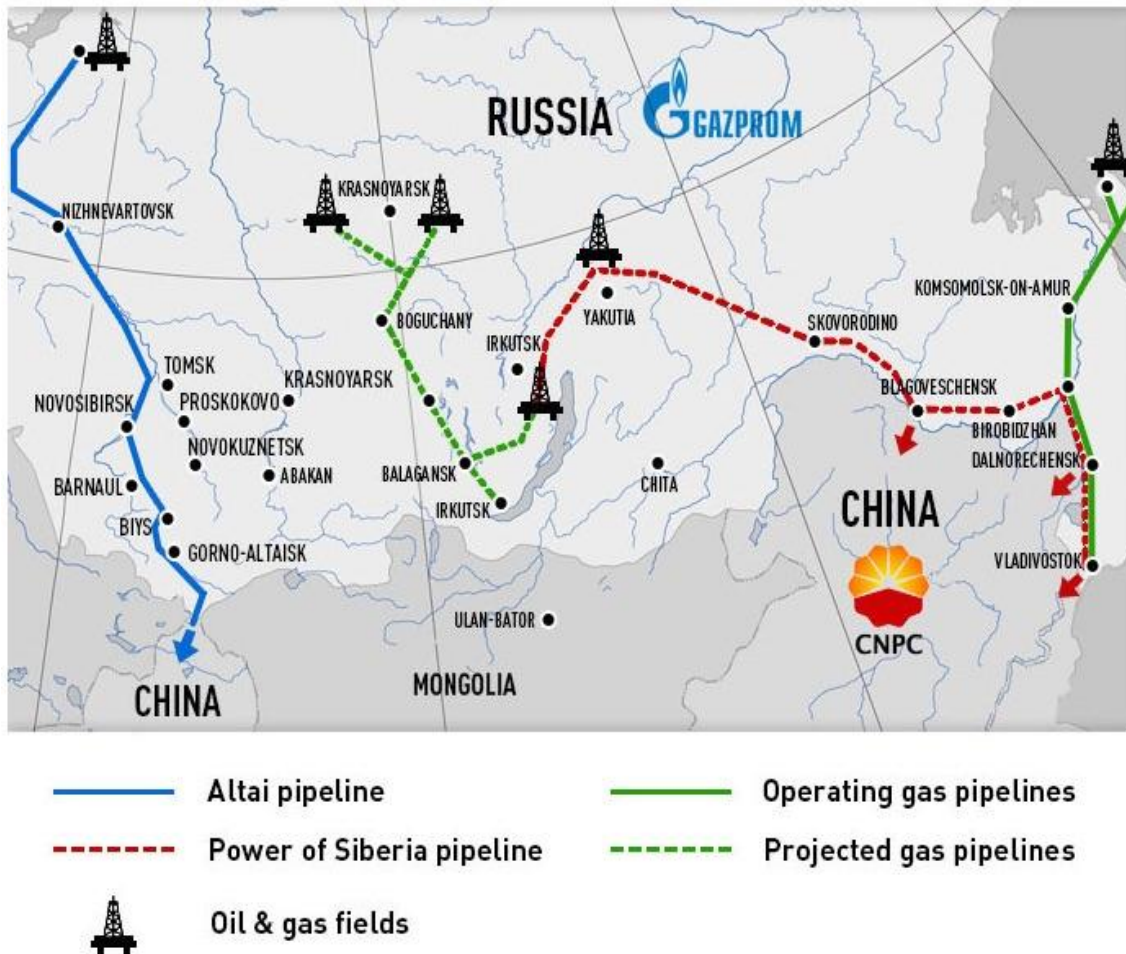
complessa la realizzazione del progetto, nonostante sia Gazprom sia Shell si siano dette intenzionate a proseguire nella collaborazione e nonostante i round di colloqui da allora avviati con gli altri partner del progetto Sakhalin-2.

TAB. 1 - MAPPATURA DEI TERMINALI DI GNL NELL'ESTREMO ORIENTE RUSSO

Impianto	Status	Gmc	Azionisti	Destinazione	Avvio
Sakhalin-2	Operativo	13,25	Sakhalin Energy, Shell, Gazprom, Mitsubishi, Mitsui	Giappone, Corea del Sud, Cina, Nord America	2009
Yamal I	In attesa di FID	7,6	Novatek, Total, CNPC	Cina, Spagna	2018
Yamal II	In attesa di FID	7,6	Novatek, Total, CNPC	Cina	2019
Yamal III	In attesa di FID	7,6	Novatek, Total, CNPC	Cina	2020
Shtokman	Fermo	10,35	Gazprom, Total	n.d.	n.d.
Sakhalin-2 (espansione)	Proposto	6,9	Sakhalin Energy, Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	n.d.	n.d.
Vladivostok I	Fermo	6,9	Gazprom, Itochu, Japex, Marubeni, Inpex	Giappone	n.d.
Vladivostok II	Fermo	6,9	Gazprom, Itochu, Japex, Marubeni, Inpex	n.d.	n.d.

Sebbene la cooperazione russo-cinese sia riuscita a evitare che le sanzioni potessero intaccare i progetti congiunti nel settore del Gnl, **non è detto che altrettanto possa verificarsi per gli ambiziosi progetti di gasdotto lanciati per collegare i due paesi a partire dal 2018**. Sulla base dell'accordo di commercializzazione siglato nel maggio 2014 la Russia fornirà alla Cina 38 Gmc/a di gas, che saranno esportati attraverso la cd. Rotta orientale e il gasdotto Power of Siberia, la cui costruzione è già stata avviata su entrambi i versanti del confine e previsto entrare in funzione tra il 2018 e il 2019. Inoltre, sulla base dell'accordo quadro siglato lo scorso maggio e in attesa di formalizzazione, la Russia avvierà flussi di esportazione di gas verso la Cina – per un volume di 30 Gmc/a – anche lungo una Rotta orientale e attraverso il gasdotto Altai (v. Figura 2).

FIG. 2 - IL SISTEMA DI GASDOTTI SINO-RUSSO



FONTE: GAZPROM

Entrambi i progetti affrontano tuttavia, e per motivi diversi, problemi congiunturali legati allo schema di finanziamento e al basso livello di prezzi del gas. Anche in connessione alla congiuntura economica cinese, Pechino ha infatti più volte rigettato lo schema di finanziamento proposto da Gazprom per la realizzazione dei progetti infrastrutturali, incentrato sul pagamento anticipato del gas da parte cinese.

Alla difficoltà di reperire i finanziamenti utili a ultimare il Power of Siberia e costruire l'Altai si sommano poi le conseguenze della contrazione dei prezzi del gas che, secondo diversi analisti internazionali, potrebbero rendere anti-economiche le infrastrutture. Ciò vale in particolar modo per il **Power of Siberia**.

Secondo tale lettura il prezzo del gas stabilito dal contratto del 2014 (stimato attorno ai 350 dollari per migliaia di metri cubi) sarebbe stato appena sufficiente a rendere economicamente profittabile la costosa costruzione del gasdotto: **la spesa necessaria per la costruzione del gasdotto e lo sviluppo dei giacimenti destinati ad approvvigionarlo assommerebbe a 55 miliardi di dollari.**

Una cifra, quest'ultima, che con il livello medio dei prezzi del gas praticati da Gazprom nel 2015 (tra i 235 e i 242 dollari) non garantirebbe l'economicità del progetto. La rilevanza

politica del gasdotto sino-russo, nell'ottica di ridimensionamento della dipendenza russa dai mercati europei, potrebbe tuttavia indurre Mosca a proseguire ugualmente nella realizzazione dello stesso, pur consapevole di rischiare di operare in perdita per la prima decade.

L'incertezza che circonda la realizzazione della prima infrastruttura di trasporto tra Russia e Cina sembra d'altra parte riflettersi nei ritardi sulla finalizzazione della seconda, l'Altai. In questo caso, oltre alle perplessità russe sulla realizzabilità del progetto, pesano anche i notevoli investimenti che Pechino dovrebbe affrontare per adeguare la rete nazionale alle necessità di trasporto del gas lungo la dorsale ovest-est, dal punto d'ingresso del gasdotto sino alle zone di consumo della risorsa.

Sul versante europeo, mentre si registrano rilevanti novità sul versante della diversificazione dei canali di esportazione off-shore attraverso il Baltico e il Mar Nero (Cfr. § 3.1 e 3.2), prosegue la saga dello scontro normativo tra la Gazprom e la Commissione europea. In settembre, infatti, Gazprom ha presentato alle autorità di Bruxelles la propria replica al procedimento giudiziario avviato dalla Commissione in primavera per l'infrazione della normativa antitrust comunitaria – a seguito del quale, a inizio settembre, sono state avviate le indagini ufficiali nei paesi coinvolti.

In aprile la Commissione, a conclusione delle indagini preliminari, **aveva aperto una procedura d'infrazione a carico di Gazprom** che verteva attorno all'accusa di ostacolare la concorrenza e di mettere in atto una "strategia abusiva" in otto paesi nei quali la compagnia russa detiene una posizione dominante (Bulgaria, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria, Estonia, Lettonia, Lituania e Polonia). Nello specifico, le accuse rivolte a Gazprom sono di:

- Limitare la possibilità dei propri clienti di rivendere il gas a livello transfrontaliero;
- Attuare una politica dei prezzi sleale in alcuni stati membri;
- Subordinare le forniture di gas all'assunzione di impegni di altra natura da parte dei clienti (es. realizzazione di investimenti in un progetto di gasdotto promosso da Gazprom o accettazione di un suo maggiore controllo su un gasdotto).

Qualora confermate in sede giudiziale, tali accuse potrebbero comportare una multa alla compagnia russa pari al 10% del giro d'affari annuo (circa 8 miliardi di dollari) e l'imposizione a Gazprom dell'interruzione delle azioni lesive della concorrenza, del ripristino della concorrenza stessa e di misure volte alla riduzione del rischio di future violazioni.

Allo scadere del tempo concesso dall'iter giudiziario per la presentazione di una replica, **Gazprom ha così ribattuto punto per punto alle obiezioni mosse dalla Commissione**, facendo tuttavia giungere all'organismo una parallela proposta di risoluzione extra-giudiziaria della vertenza. Da allora, i due paralleli piani di confronto e possibile accordo – giudiziario ed extra-giudiziario – hanno proceduto separatamente in un clima tutto sommato meno teso di quello che aveva caratterizzato le settimane precedenti. Secondo la stampa di settore, un incontro sarebbe stato fissato tra i vertici di Gazprom e Margrethe Vestager, commissario europeo per la concorrenza, sarebbe stato fissato per la

metà di dicembre in vista della risoluzione della datata vertenza prima dell'avvio delle audizioni giudiziarie (15 dicembre).

I rapporti energetici russo-ucraini proseguono lungo l'accidentato percorso dell'ultimo biennio, caratterizzati da accordi di difficile negoziazione e di breve periodo che mantengono inevase le problematiche di fondo delle relazioni tra Gazprom e Naftogaz e, in senso più ampio, tra Mosca e Kiev. Per questa via, mentre restano aperte le vertenze sui rispettivi pagamenti e la necessità di procedere alla privatizzazione dell'inefficiente Naftogaz, lo scorso 1° luglio, allo scadere dell'estensione trimestrale siglata in aprile del “pacchetto invernale” (v. *Focus* 22/2015), la compagnia nazionale ucraina ha interrotto le importazioni di gas russo, in attesa di ridiscutere i termini di un nuovo accordo previsto coprire l'inverno 2015/2016.

Come già successo in passato, **i negoziati hanno proceduto a rilento, principalmente in ragione delle diverse posizioni delle parti rispetto al prezzo di vendita del gas**. Così, a Gazprom che proponeva un prezzo scontato e pari a quello già praticato da novembre dello scorso anno sino alla scadenza dell'accordo (\$247,2 per migliaia di metri cubi, mmc) si contrapponeva la richiesta di Naftogaz di vedersi accordato un ulteriore sconto (nell'ordine del 30%) che rispecchiasse il calo dei prezzi registrati sui vicini mercati europei nel corso del 2015.

Allo stesso tempo Naftogaz chiedeva che venisse introdotto il principio del pagamento anticipato per il gas russo in transito verso i mercati europei – un principio, quello del pagamento anticipato, introdotto dalla stessa compagnia russa nel quadro degli accordi bilaterali temporanei per la vendita del gas alla compagnia ucraina. Per il governo di Kiev ciò rispondeva a due necessità. Da un lato far fronte al deprezzamento della moneta nazionale rispetto al dollaro, che rende più gravoso il costo delle importazioni e, dall'altro, assicurarsi entrate sufficienti a importare il gas necessario a ripristinare un livello di stoccaggio tale da permettere di affrontare senza rischi eccessivi la stagione invernale.

L'accordo russo-ucraino, sottoscritto il 25 settembre nell'ormai consueto format trilaterale con il coinvolgimento delle autorità di Bruxelles e valido dal 1° ottobre sino al marzo 2016, ha visto Naftogaz ottenere il prezzo d'acquisto desiderato che, sulla base di una formula trimestrale, è stato fissato per l'ultimo trimestre del 2015 a un livello compreso tra i 227 e i 233 dollari per mmc di gas.

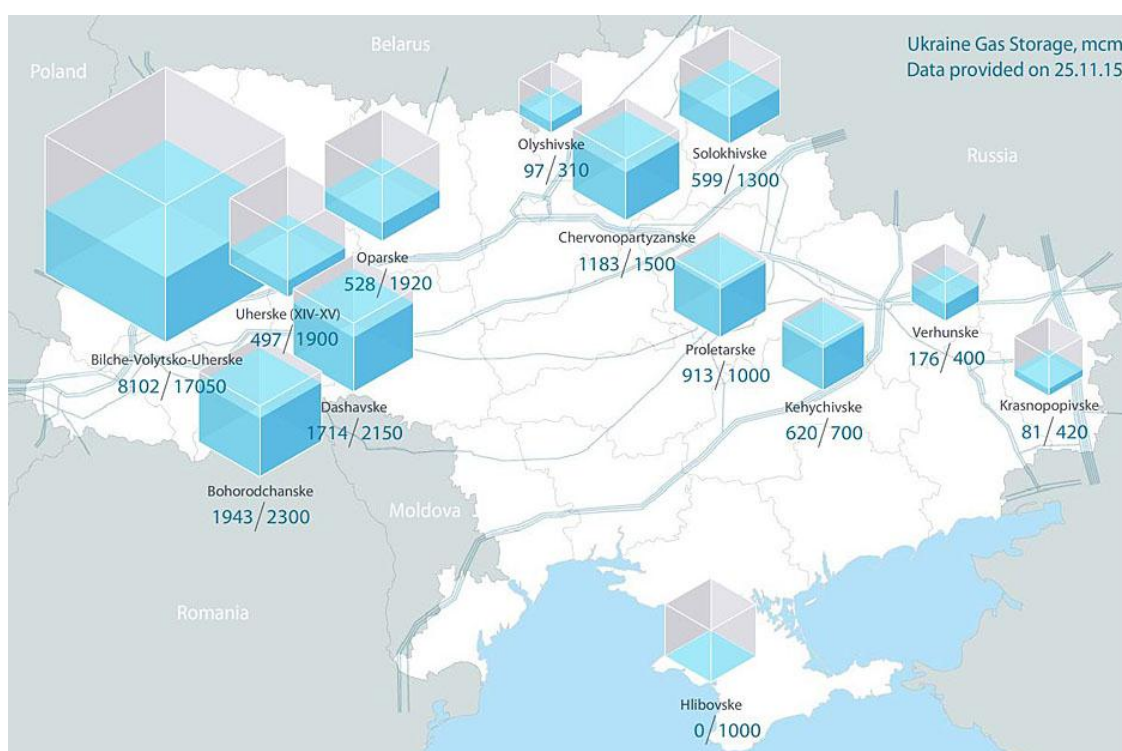
D'altra parte, benché il principio del pagamento anticipato dei diritti di transito non sia stato recepito dall'accordo, le autorità di Kiev hanno ottenuto dall'Unione europea l'impegno a rendere disponibile al paese una linea di credito da parte delle principali Istituzioni finanziarie regionali. In base a esso, l'Ucraina si è dunque assicurata un prestito di 500 milioni di dollari dalla Banca europea di ricostruzione e sviluppo, necessario a importare 2 Gmc di gas utili a ripristinare gli stoccaggi.

Stando alle stime e alle richieste delle autorità di Bruxelles, il livello ottimale di stoccaggio di gas in Ucraina utile a garantire i consumi dell'inverno 2015/2016 si attesterebbe a 19 Gmc. A fine novembre, stando ai dati rilasciati da Naftogaz, il livello di gas stoccato nei diversi siti nazionali era tuttavia di 16,5 Gmc (v. Figura 3) e, stando a quanto dichiarato dal Ministero ucraino per l'Energia, il paese non ritirerà gas aggiuntivo

dalla Russia prima della determinazione di un nuovo livello di sconto – ovvero a inizio 2016. La posizione di Kiev rispecchia la consapevolezza che i 2,5 Gmc di gas ancora mancanti per soddisfare la domanda invernale potranno essere acquistati dai partner centro-europei, Slovacchia *in primis*, a un prezzo inferiore a quello corrente praticato da Gazprom.

Ad assicurare credibilità a tale previsione – e più in generale a ridimensionare notevolmente i rischi di interruzioni delle forniture di gas per la stessa Europa centro-orientale – contribuisce, d'altra parte, l'attesa di un inverno dalle temperature miti, che dovrebbe determinare una domanda di gas contenuta nella più ampia regione dell'Europa centro-orientale.

FIG. 3 - IL LIVELLO DI STOCCAGGIO DI GAS IN UCRAINA AL 25/11/2015



FONTE: NAFTOGAZ

Se il rischio di deficit nell'offerta di gas all'Ucraina, e di conseguenza all'Europa, sembra dunque ridotto al minimo per l'inverno alle porte, uno stallo sostanziale si registra rispetto agli altri due nodi della questione ucraina: la vertenza con Gazprom sui debiti e la ristrutturazione della compagnia nazionale ucraina.

Dalla prima prospettiva, lo stallo è determinato dall'attesa del pronunciamento dell'Istituto per l'Arbitrato della Camera di Commercio di Stoccolma, cui entrambi gli attori hanno presentato nel 2014 reclami incrociati – e successivamente unificati in un unico giudizio dalla Corte stessa – e che è atteso per la primavera 2016. Il procedimento arbitrale avviato da Naftogaz mira al riconoscimento di un debito di circa 12 miliardi di dollari accumulato da Gazprom nei confronti della compagnia ucraina grazie

all'imposizione di prezzi superiori a quelli di mercato tra il 2010 e il 2014 – lasso di tempo in cui Naftogaz avrebbe avuto diritto a una revisione dei prezzi che rispecchiasse le mutate condizioni di mercato.

A sua volta Gazprom richiede invece il pagamento di un debito di 26,7 miliardi di dollari contratto da Naftogaz principalmente per il gas non ritirato, ma soggetto a clausole contrattuali “*take or pay*”.

Il 1° ottobre è entrata in vigore la legislazione approvata lo scorso aprile sulla riforma del mercato energetico ucraino, resa necessaria dalle richieste dei creditori internazionali del paese, FMI *in primis*. Mentre si è già detto dell'aumento dei prezzi dell'energia finalizzato a razionalizzare i consumi ed eliminare progressivamente i deficit di bilancio di Naftogaz, sembra invece procedere ancora lentamente il piano di ristrutturazione della stessa compagnia nazionale.

La de-monopolizzazione del comparto energetico nazionale – richiesta esplicitamente da Bruxelles nella prospettiva di approssimazione alla normativa comunitaria – dovrebbe passare attraverso la separazione in tre compagnie di Naftogaz, che rimarrà attiva solo nel settore del *downstream*. Il nodo più spinoso del piano di riforma di Naftogaz riguarda tuttavia il *midstream*, ovvero la gestione dell'obsoleta rete di trasporto nazionale, oggi gestita assieme agli stoccaggi dalla controllata Ukrtransgaz e il cui ammodernamento richiederebbe, secondo le autorità di Kiev, un investimento di 5,3 miliardi di dollari.

Per attirare fondi esteri e, non secondariamente, per assicurare uno “scudo diplomatico” alla gestione di una rete che risulta centrale nei delicati rapporti tra Ucraina, Russia e Unione europea, **il Parlamento ucraino ha approvato un provvedimento che consentirebbe a compagnie europee e statunitensi di assicurarsi il 49%** (il 51% resterebbe in mani statali) di un consorzio che verrebbe creato *ad hoc* per la gestione della rete.

Benché Naftogaz abbia dichiarato di aver avviato colloqui con partner occidentali di elevata caratura interessati all'investimento, i negoziati procedono lentamente, mentre i nuovi progetti infrastrutturali messi in campo da Gazprom nell'ottica di aggirare il transito attraverso l'Ucraina – nel Mar Baltico come nel Mar Nero – generano rilevanti incertezze sulla profittabilità dell'operazione per gli investitori occidentali.

Rispetto alle più ampie tendenze di breve e medio periodo del comparto del gas ucraino, l'ultimo semestre del 2015 non ha fatto registrare novità di rilievo, confermando le tendenze già emerse nel corso dei precedenti diciotto mesi per ciò che attiene a domanda, produzione e necessità d'importazione di gas.

La domanda interna di gas ucraina è infatti prevista proseguire nel *trend* di progressiva riduzione avviatosi due anni or sono (v. Figura 4) in ragione della netta contrazione della crescita, del conflitto nella parte orientale del paese e degli sforzi governativi volti a razionalizzare i consumi.

Una parte rilevante di tali sforzi – resi necessari dalle condizioni poste dal FMI per la concessione di crediti all’Ucraina – ha riguardato l’innalzamento dei prezzi praticati sul mercato interno.

Dopo gli aumenti introdotti nel corso della primavera del 2014, **in aprile il governo ha decretato nuovi incrementi di prezzo**, attesi avere rilevanti ripercussioni sul consumo annuo. A essere stato maggiormente colpito dall’incremento dei prezzi è stato certamente il settore residenziale che ha fronteggiato un aumento per la stagione calda (maggio-settembre) pari a circa il 600%, mentre più contenuto è stato l’aumento per la stagione invernale, sebbene sia stato introdotto un meccanismo di crescita delle tariffe proporzionale al consumo.

Anche il settore industriale è stato tuttavia colpito dagli aumenti dei prezzi, in precedenza pesantemente sussidiati. Le tariffe industriali sono infatti attese innalzarsi del 220%, circostanza che ha spinto **una parte del comparto all’utilizzo di carbone**, riducendo ulteriormente la domanda di gas nazionale.

La politica dei prezzi imposta dal governo ucraino dovrebbe consentire, entro il 2017, di ridurre a zero il debito di Naftogaz, che oggi si attesta al 7% del PIL. A fronte di una domanda di gas destinata dunque a contrarsi nel medio periodo, **i piani governativi d’incremento della produzione interna continuano ad attraversare una fase di estrema incertezza**.

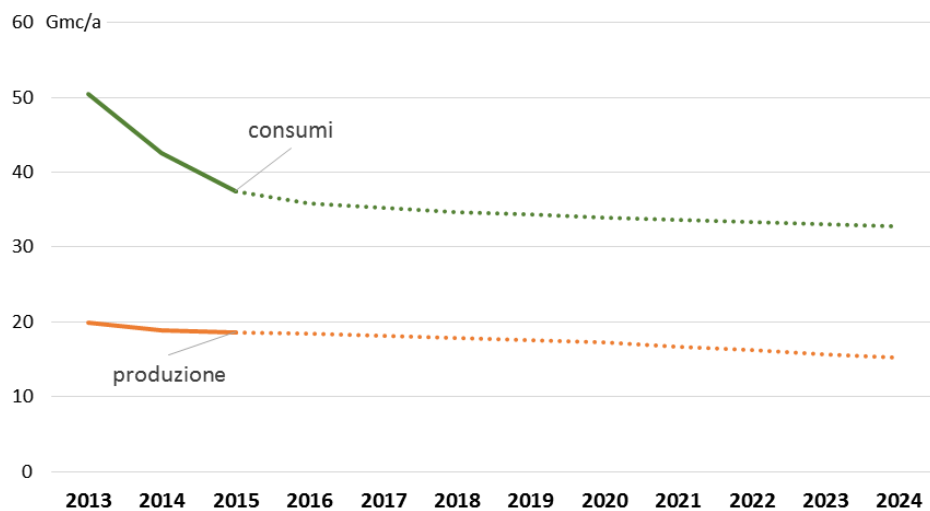
Incertezza che induce gli analisti di settore a ritenere che la produzione di gas ucraina si contrarrà – piuttosto che innalzarsi – a un tasso medio annuo dell’1,9% da qui al 2024, passando dagli attuali 18,9 Gmc/a sino a 15,7 Gmc/a. Diversi i fattori che contribuiscono a tali previsioni.

Primo in ordine d’impatto è certamente il rischio “in superficie” che gli investitori internazionali si trovano a fronteggiare in una situazione nazionale altamente instabile e dagli esiti quanto mai incerti.

Ad aggiungere ostacoli all’attrazione di investimenti e *know how* estero è tuttavia anche la politica governativa – ovvero aumento della tassazione sulle compagnie produttive di idrocarburi e limiti alla loro quota di mercato interno (v. *Focus 21/2015*) – in parte dettata proprio dalle necessità della crisi politico-istituzionale ed economica corrente.

Lo scenario appena richiamato sembra dunque contraddire la prospettiva che l’Ucraina possa conseguire l’indipendenza energetica nell’arco di cinque o dieci anni – come di recente prospettato rispettivamente dal ministro competente in materia energetica, Volodymyr Demchyshyn, e dal Rapporto annuale sulle attività di Naftogaz.

**FIG. 4 - STIMA SULL'ANDAMENTO DI PRODUZIONE E CONSUMO DI GAS IN UCRAINA
(2013-2024)**



Fonte: elaborazione su dati BMI(2015).

2.2. BACINO DEL CASPIO

PAESE	RISERVE PROVATE	CONSUMO	VARIAZ. ANNUA	PRODUZIONE	VARIAZ. ANNUA
Azerbaijan	900	8,6	1,5%	16,2	3,8%
Kazakistan	1.500	11,4	9,6%	18,5	0,8%
Turkmenistan	17.500	22,3	-15,5%	62,3	0,4%
Uzbekistan	1.100	45,2	-3,3%	55,2	-2,8%

Secondo le stime recentemente pubblicate dalla IEA, la regione del Caspio vedrà la produzione di gas crescere significativamente nel medio periodo e raddoppiare nel corso del prossimo venticinquennio, raggiungendo un livello cumulativo di output pari a 360 Gmc/a entro il 2040.

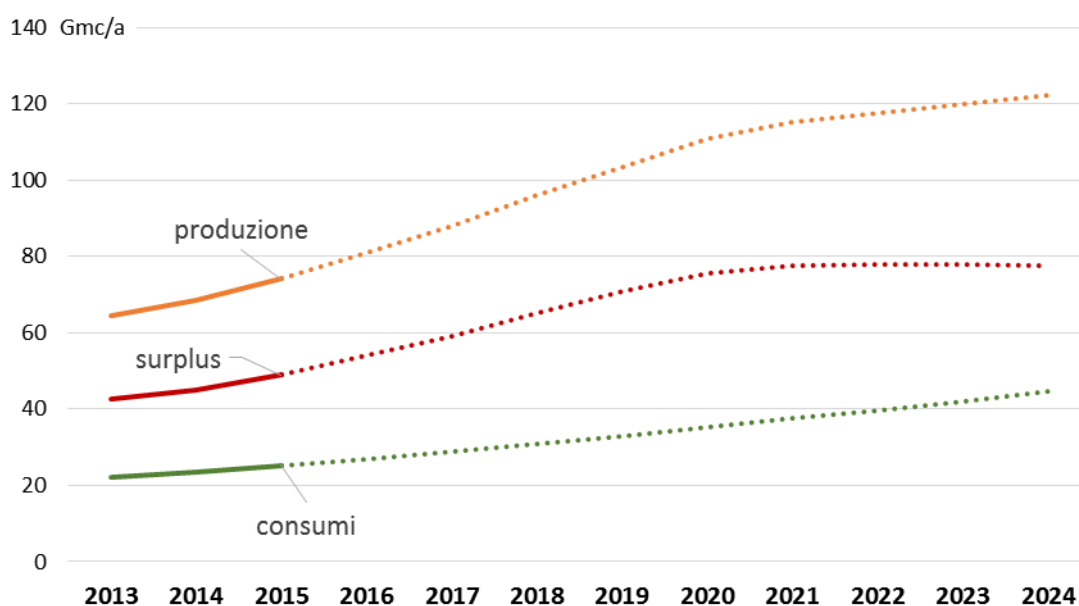
A trainare l'aumento della produzione regionale è il **Turkmenistan**, paese che conserva le riserve provate di gas tra le più ingenti dello spazio eurasiatico. In linea con la costante crescita del comparto gassifero del paese, le stime d'incremento di output sono state riviste ancora una volta verso l'alto dalla IEA, che preconizza un quasi raddoppio della capacità produttiva turkmena – trainata dal maxi-giacimento di Galkynysh – già nello spazio di un decennio.

Ad assicurarsi la gran parte dell'aumento della produzione turkmena sarà la **Cina** che, assurta a primo partner per le esportazioni di gas turkmene e centro-asiatiche, ha già contrattualizzato elevati volumi di gas, che saranno trasportati verso oriente attraverso il completamento della terza e quarta linea del Central Asia-China Gas Pipeline. Attraverso l'infrastruttura, che nel 2014 ha consentito a Pechino d'importare 28,3 Gmc di gas dall'Asia centrale (25,5 dal solo Turkmenistan), la Cina potrebbe garantirsi, già a partire dal 2020, l'approvvigionamento di oltre 80 Gmc/a.

Attorno all'esportazione del restante surplus di produzione turkmena da anni ormai è in atto una competizione tra una direttrice occidentale, attraverso il Caspio verso i mercati europei, **ed una direttrice sud-orientale**, verso il Pakistan e l'India. Nel corso degli ultimi mesi, spinta anche dalla risolutezza del sostegno della Commissione europea al progetto, il cd. Trans-Caspian Pipeline sembrava aver riguadagnato margini di fattibilità pur nell'estrema incertezza che caratterizzava il percorso di sviluppo (v. *Focus 21 e 22/2015*).

Pur tuttavia, agli elementi che già in passato facevano dubitare della concreta realizzabilità del progetto si è aggiunta nel corso dell'ultimo semestre la scoperta degli ingenti giacimenti egiziani da parte di ENI (Cfr. *Approfondimento 2*). Lo sfruttamento dei giacimenti egiziani potrebbe infatti rendere disponibili agli stessi mercati finali cui puntava il gasdotto Trans-caspico quantità significative di gas a costi certamente più contenuti – tanto in termini economici di distanza tra area di produzione e consumo, quanto in termini politici in ragione della perdurante opposizione russo-iraniana alla posa di un'infrastruttura *off-shore* nel Caspio.

**FIG. 5 - STIMA SULL'ANDAMENTO DI PRODUZIONE E CONSUMO DI GAS IN TURKMENISTAN
2013-2024**



Fonte: elaborazioni su dati BMI(2015).

La consapevolezza delle crescenti difficoltà fronteggiate dal gasdotto Transcaspico e certamente il rischio di un possibile rientro nella scena energetica regionale dell'Iran potrebbero essere tra le motivazioni alla base della decisione del governo di Ashgabat di accelerare la realizzazione del gasdotto tra Turkmenistan, Afghanistan, Pakistan e India (TAPI). Progetto, quest'ultimo, tradizionalmente sostenuto dall'Amministrazione statunitense, che ne ha fatto uno dei pilastri fondanti della strategia centro-asiatica successiva al ritiro dei contingenti militari dallo scenario afghano.

L'instabilità di quest'ultimo continua tuttavia a rappresentare il principale ostacolo alla realizzazione del TAPI, nonostante a inizio ottobre il presidente turkmeno Berdymukhamedov abbia fissato per il 13 dicembre la cerimonia d'inaugurazione ufficiale dei lavori per la realizzazione dell'infrastruttura sia pur nella più completa indeterminatezza circa lo schema di finanziamento e di partecipazione al progetto da parte di compagnie estere.

Assieme agli evidenti rischi che il progetto fronteggia "in superficie", a ostacolare il suo avanzamento è stata nel tempo anche la ritrosia turkmena a concedere a compagnie internazionali diritti sui giacimenti dai quali dovrebbe essere estratto il gas destinato ad alimentare il TAPI. Ciò ha di fatto prevenuto la partecipazione di diverse e rilevanti compagnie – da Chevron sino a ExxonMobil e Total – che pur avevano manifestato interesse a partecipare alla realizzazione del gasdotto nel quadro di una più ampia cooperazione con le autorità turkмене nel comparto energetico nazionale. Secondo quanto riportato dalla stampa internazionale, la discussione sulle modalità di attrazione degli investimenti esteri nel comparto dell'energia è stato uno dei temi centrali nella visita svolta dal Segretario di stato statunitense John Kerry lo scorso mese ad Ashgabat.

2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

TAB. 2 - RISERVE, CONSUMO E PRODUZIONE DI GAS IN MEDIO ORIENTE

Paese	Riserve gassifere	Consumo	Vari az. annua	Produzione	Vari az. Annua
Turchia	≈0	45,6	1,1%	-	-
Israele	190	6,9	168,7%	6,4	181%
Iraq	3.588	n.d.	n.d.	0,6	-4,4%
Iran	34.000	162,2	0,7%	166,6	0,8%
Siria	285	n.d.	n.d.	4,5	-15,2%

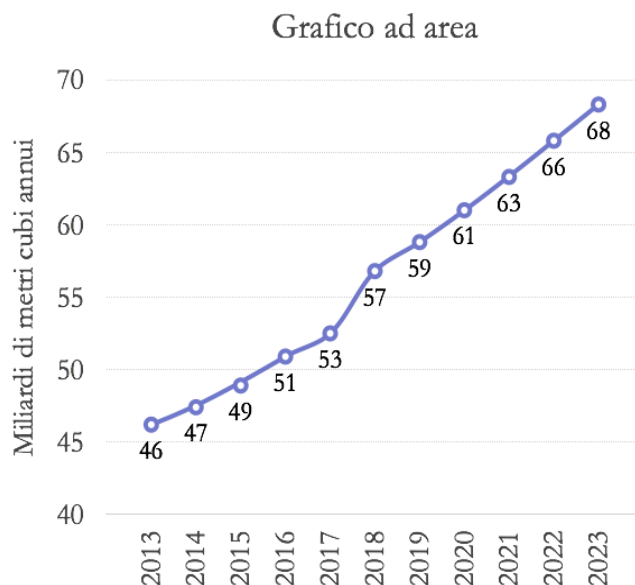
FONTE: ELABORAZIONE SU DATI BP (2015) ED EIA (2015).

L'ultimo quadrimestre dell'anno in corso ha fatto registrare importanti passi avanti nella definizione del quadro normativo e infrastrutturale all'interno del quale verranno sviluppati i piani di sfruttamento delle risorse gassifere del Bacino di Levante. In particolare, la Lettera di Intenti siglata tra i partner del consorzio deputato allo sfruttamento del giacimento di Leviatano e la Dolphinus Holdings che pone le condizioni per la commercializzazione del gas in Egitto, sembra delineare con chiarezza le prospettive di trasporto del gas estratto nell'area dopo anni d'incertezza (Cfr. *Approfondimento 2*).

Mentre gli ultimi accordi registratisi sul versante del Mediterraneo orientale sembrano escludere definitivamente la possibilità che la Turchia possa inserirsi nel giro d'affari legato allo sfruttamento e al trasporto delle risorse gassifere del Bacino di Levante, la crisi mediorientale si va intrecciando vistosamente con i più ampi piani di sviluppo del comparto energetico turco. Il riferimento va in particolare alla datata strategia di approvvigionamento multiplo che Ankara ha avviato nella prospettiva di assicurarsi risorse sufficienti a soddisfare la crescente domanda interna, a ridimensionare la notevole dipendenza dagli approvvigionamenti russi e, potenzialmente, ad avviare flussi di ri-esportazione verso l'Europa che ridimensionino il peso della "bolletta energetica" per il paese.

In questo senso, la perdurante instabilità irachena, la difficoltà d'intravedere una sistematizzazione dello scenario siriano, le incertezze che ancora circondano lo sviluppo del comparto energetico iraniano concorrono con la chiusura delle opportunità di approvvigionarsi dal Bacino di Levante nel tracciare il fosco quadro nel quale si muove la politica energetica turca. Una politica che sembra perdere progressivamente margini di realizzabilità proprio nel momento in cui la crisi siriana genera tensioni con il principale fornitore di idrocarburi al paese, la Russia (Cfr. § 3.2).

A fronte di una domanda di energia che secondo le autorità governative di Ankara crescerà del 7% annuo nel prossimo decennio e, in particolare, di una domanda di gas che potrebbe raggiungere i 68 Gmc/a nel 2023 (con un aumento di 19 Gmc rispetto a quella attuale), le possibilità di ampliare i fornitori oltre quelli correnti appaiono quindi quantomeno modeste. Russia e Azerbaigian sembrano cioè destinati, almeno nel breve e medio periodo, a soddisfare le crescenti necessità di approvvigionamento di gas in Turchia.

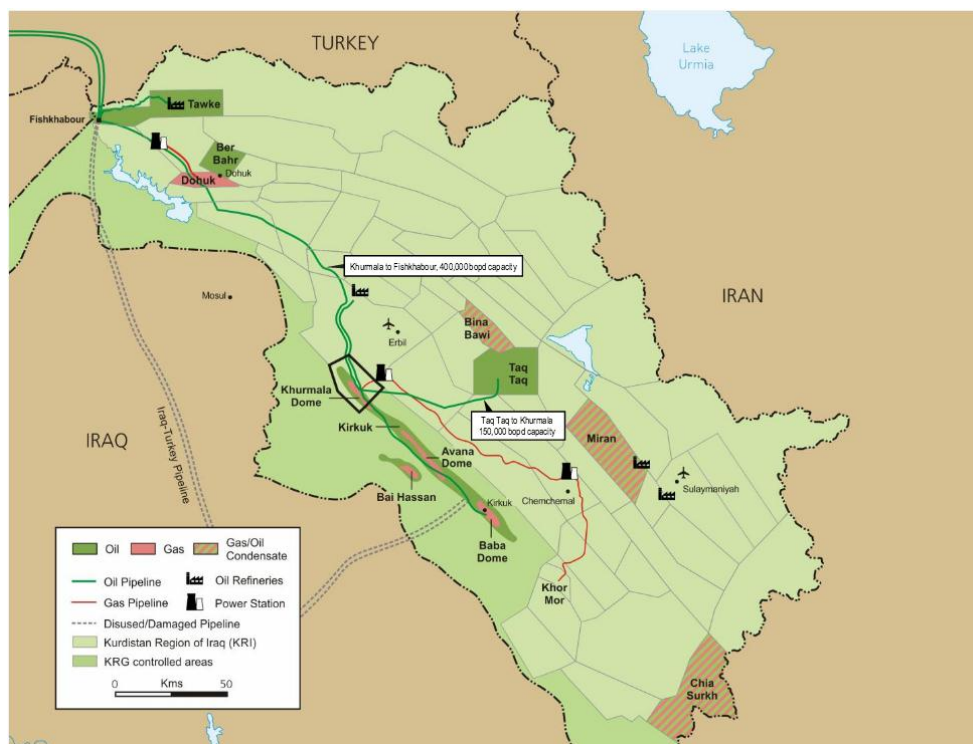


Alle nubi che si addensano all'orizzonte della strategia energetica turca si aggiungono anche quelle derivanti dalla recrudescenza del conflitto turco-curdo, nella sua duplice caratteristica dimensione interna ed esterna. Dal punto di vista interno, la ripresa su vasta scala degli scontri armati registratasi a partire da luglio ha comportato la ripresa delle azioni di sabotaggio rivolte dal Partito dei Lavoratori del Kurdistan (PKK) alle infrastrutture energetiche. Nel corso degli ultimi mesi, si sono infatti registrati quattro attacchi alle principali arterie di trasporto degli idrocarburi: due al gasdotto Baku-Tbilisi-Erzurum, una al gasdotto di provenienza iraniana e una all'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan.

Un ulteriore attacco è stato poi portato ai convogli ferroviari che trasportavano le tubature per la costruzione del gasdotto Trans-Anatolian Pipeline (TANAP), che resta a oggi l'unico canale reale per assicurare alla Turchia una seppur marginale diversificazione degli approvvigionamenti di gas. A partire dal 2019 il TANAP consentirà infatti alla Turchia d'importare ulteriori 6 Gmc/a di gas dall'Azerbaigian, ridimensionando in parte la quota di mercato russa. In prospettiva, inoltre, la scalabilità della capacità dell'infrastruttura (da 16 a 31 Gmc/a) potrebbe consentire al paese d'importare i volumi di gas aggiuntivi che l'Azerbaigian potrebbe produrre con lo sfruttamento di giacimenti oggi in fase esplorazione o iniziale sfruttamento.

La questione curda ha tuttavia pesanti riflessi sulla strategia energetica turca anche nella sua dimensione regionale. La ripresa dei bombardamenti turchi sulle postazioni del PKK in Iraq del Nord potrebbe infatti mettere a rischio una delle direttrici fondamentali sulle quali il paese ha investito, nell'ottica di perseguire una strategia di approvvigionamento multiplo in grado di valorizzare la strategica collocazione geografica del territorio anatolico. Non a caso, nel novembre 2013 il governo di Ankara e l'omologo di Erbil avevano siglato un accordo per la commercializzazione di volumi crescenti di gas tra i due paesi – da 4 Gmc/a nel 2017 sino a 10 Gmc/a nel 2020. **La ripresa delle incursioni aeree turche in territorio curdo-iracheno potrebbe tuttavia mettere a rischio la realizzabilità di un progetto che già scontava le ripercussioni della grave instabilità regionale.** Che quest'ultima abbia determinato uno slittamento della tempistica immaginata a fine 2013 è stato di recente confermato tanto dalle autorità curde – e in particolare dal ministro competente in materia energetica del governo regionale curdo, Ashti Hawrami – quanto da rappresentanti della Genel Enerji, la società turco-britannica impegnata nello sfruttamento dei giacimenti gassiferi curdi di Miran e Bina Bawi.

FIG. 6 - LE LICENZE DELLA GENEL ENERJI NEL KURDISTAN IRACHENO



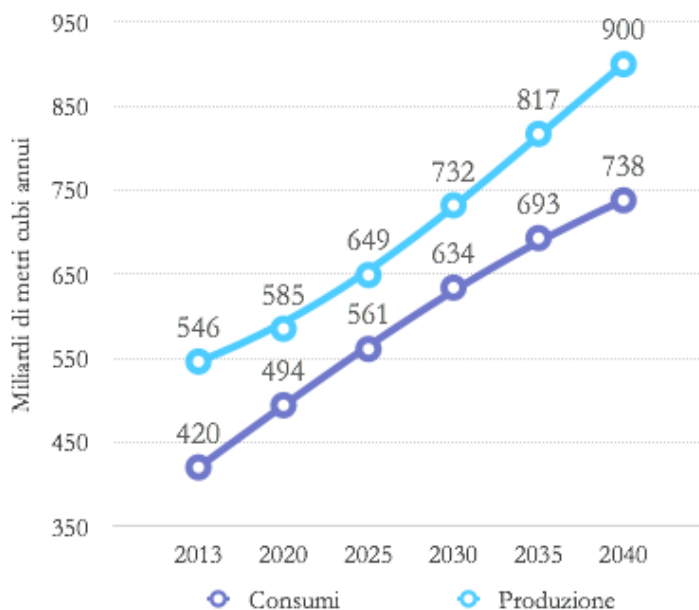
FONTE: GENEL ENERJI

Secondo tali dichiarazioni, l'avvio di flussi di esportazione non potrà essere avviato se non nel 2018-2019. Al contempo, tuttavia, entrambi hanno concordato sulla possibilità che, una volta avviato il flusso di esportazioni dall'area del governo regionale curdo, esso potrà andare ben oltre il tetto massimo inizialmente immaginato, raggiungendo i 20 Gmc/a all'inizio degli anni Venti.

Tale previsione sembra tuttavia scontrarsi prima ancora che con la profonda instabilità dell'area e dell'Iraq in generale, con un clima per gli investimenti che risente ancora del mancato accordo sulla gestione del comparto energetico tra Erbil e Baghdad – raggiunto a fine 2014, è rimasto di fatto senza seguito nel corso del 2015 – e con la diffusa inefficienza del comparto stesso. Non è un caso che le ultime stime internazionali prevedano solo un limitato aumento della produzione di gas irachena nel breve e medio periodo.

Più in generale, le possibilità per la Turchia – e di conseguenza per l'Europa – di inaugurare nuovi canali di approvvigionamento di gas da sud, per quanto teoricamente rilevanti, restano ostaggio dell'elevata instabilità dell'area mediorientale e di una domanda regionale che cresce di pari passo con la produzione (v. Figura 7). Non è un caso che, secondo le ultime proiezioni IEA, la capacità d'esportazione totale dell'area potrebbe far registrare una contrazione nel medio periodo prima di tornare nuovamente a crescere in misura superiore rispetto ai consumi a partire dal 2030 circa. Se questa tendenza dovesse essere confermata, da una capacità di esportazione totale dall'area mediorientale di 127 Gmc nel 2013 si passerà nel 2040 a soli 160 Gmc.

FIG. 7 - STIMA CONSUMI E PRODUZIONE DI GAS DELL'AREA MEDIORIENTALE



FONTE: IEA

Al di là dell'impatto che la crisi regionale potrà avere sulla produzione di idrocarburi nel breve e medio periodo, la principale incognita resta legata alle conseguenze che la rottura dell'isolamento dell'Iran potrà avere sui mercati petroliferi e del gas. La forbice che separa le riserve provate dalla produzione e dalla disponibilità di surplus per

L'esportazione è particolarmente evidente nel comparto del gas. Nonostante un significativo livello di produzione annua, l'Iran resta attore marginale sul mercato regionale del gas.

Un livello elevato di domanda interna ed il notevole peso rivestito nel mix energetico nazionale dal gas (60% circa nel 2014), fanno sì che **Teheran** riesca a esportare solo una piccola frazione della produzione – 9,6 Gmc in totale 2014, principalmente verso la Turchia – e che, al contempo, ricorra a importazioni di gas dal vicino Turkmenistan per affrontare i picchi di domanda stagionali – 6,5 Gmc nel 2014. In questo senso, la possibilità d'incrementare le esportazioni è anzitutto funzione della necessità di razionalizzazione della domanda interna, oggi spinta verso l'alto da prezzi per il consumo domestico e industriale pesantemente sussidiati.

Sul versante dell'upstream, all'indomani dell'allentamento delle sanzioni internazionali, che avevano ostacolato l'avanzamento dei piani energetici governativi, le potenzialità d'incremento della produzione sono invece principalmente legate allo sviluppo del maxi-giacimento off-shore di South Pars, la cui dodicesima fase di sfruttamento è stata avviata nella prima metà dell'anno, mentre le fasi dalla quindicesima alla diciottesima sarebbero in uno stadio avanzato di realizzazione. Gli obiettivi governativi prevedrebbero, d'altra parte, che tutte le fasi di sfruttamento del giacimento salvo una (la 14^a) possano essere avviate entro la fine del mandato presidenziale di Hassan Rouhani, nel giugno 2017.

Nel breve periodo è più probabile che sia il settore petrolifero, piuttosto che il comparto del gas, ad attirare investitori internazionali. Questo per due ordini di fattori, che hanno a che vedere tanto con le scelte governative che con le possibilità di commercializzazione degli idrocarburi. Da quest'ultima angolatura, alla maggior flessibilità delle possibilità d'esportazione del petrolio attraverso il Golfo Persico fanno da contraltare la rigidità tipica del mercato del gas e la difficoltà – anzitutto politica – di posare infrastrutture di trasporto verso i mercati regionali.

Così, mentre resta inutilizzato il gasdotto posato verso l'Iraq – inizialmente identificato come primo troncone di un più ambizioso progetto infrastrutturale verso la Siria e il Mediterraneo – allo stesso tempo la possibilità di esportare gas verso i mercati regionali in grado di assorbire il potenziale surplus iraniano – dall'Oman agli Emirati, dal Pakistan all'India – resta ostaggio degli elevati rischi “in superficie”.

La maggior attrattiva del settore petrolifero iraniano rispetto a quello del gas per gli investitori internazionali deriva anche dalle scelte governative e dai termini stabiliti da Teheran per l'apertura del comparto energetico nazionale. In questo senso, l'attrattiva del settore del gas sconta anche la perdurante mancanza di chiarezza sulle condizioni offerte agli investitori. Sebbene dunque la IEA abbia innalzato nel corso dell'ultimo anno le stime d'aumento della produzione gassifera iraniana, il maggior interesse atteso dagli investitori internazionali verso il mercato petrolifero nazionale potrebbe d'altra parte tradursi in un ulteriore aumento del consumo di gas interno, andando a incrementare la domanda di metano da re-iniettare per produrre petrolio.

La maggior attrattiva del comparto petrolifero iraniano rispetto a quello del gas è anche frutto delle nuove condizioni contrattuali con le compagnie estere presentate dal governo iraniano. In occasione di una conferenza internazionale tenutasi a Teheran a fine

novembre, le autorità governative hanno presentato ai potenziali investitori tanto i nuovi giacimenti di idrocarburi che verranno offerti per attività di esplorazione e produzione con l'inizio del prossimo anno del calendario persiano, quanto e soprattutto i nuovi termini contrattuali pensati per incentivare gli investimenti nel settore petrolifero. È stato quest'ultimo, l'ambito nel quale si sono avute le principali novità, dimostrazione della ferma volontà iraniana di assicurare condizioni per gli investimenti – ammonterebbe a circa 100 miliardi di dollari la cifra necessaria per conseguire gli obiettivi di medio periodo – tali da facilitare rispetto al passato l'attrazione di fondi e tecnologia straniera.

Le innovazioni rispetto ai vecchi accordi “pay-back” sono infatti notevoli e non potranno che avere riscontri positivi sulla profittabilità degli investimenti e, di conseguenza, sull'interesse delle compagnie energetiche straniere. Anzitutto, anziché proporre come in passato un format unico di negoziazione, i nuovi contratti saranno negoziati caso per caso sulla base di una serie di principi presentati agli investitori alla conferenza. La principale innovazione introdotta da questi ultimi attiene alla prevista concessione alle compagnie internazionali di una quota del petrolio prodotto, che queste ultime potranno rivendere sui mercati internazionali.

Il salto rispetto al passato – effettuato nella logica di promuovere e premiare le attività produttive – è tanto più notevole in considerazione della tradizionale pratica del governo iraniano di pagare alle compagnie attive nell'*upstream* un premio che prescindeva dai livelli di output. Con l'obiettivo di rendere più profittevoli gli investimenti, le autorità iraniane hanno inoltre prospettato una durata media dei contratti che da 7 anni – lasso di tempo rivelatosi spesso troppo breve per garantire un ritorno degli investimenti – passerà a 20-25. Inoltre la stessa delimitazione dell'area di esplorazione è stata resa più flessibile, prevedendo che nel caso di fallimento delle attività esplorative alle compagnie sarà concesso, a differenza che in passato, di verificare la presenza di idrocarburi anche in aree attigue.

Il netto miglioramento delle condizioni offerte agli investitori internazionali è anzitutto frutto dell'attesa dell'ulteriore rimozione delle sanzioni a partire dal prossimo gennaio, in conseguenza dell'accordo siglato a luglio con il gruppo dei “5+1”. Le autorità iraniane intravedono dunque la possibilità di rilanciare la produzione petrolifera – passata dai 2,6 Mbbl/g del 2011 agli attuali 1,4 – già a gennaio di circa 500.000 bbl/g, passibili di toccare il milione di b/g per la fine dell'anno del calendario persiano in corso (marzo 2016).

La risolutezza della strategia petrolifera iraniana è emersa in tutta evidenza anche dalle dichiarazioni del ministro del Petrolio Namdar Zanganeh, che nel corso di una recente conferenza stampa tenutasi a Teheran ha sottolineato che il governo iraniano, non curante delle conseguenze che ciò potrà avere sui prezzi del greggio, non attenderà il via libera dell'OPEC per innalzare la propria produzione e riguadagnare la fetta di mercato internazionale persa a seguito delle sanzioni internazionali.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

3.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Lo scorso 4 settembre, in occasione del Forum economico di Vladivostok, il progetto di raddoppio del gasdotto Nord Stream – lanciato ufficialmente da un'intesa preliminare raggiunta in giugno a San Pietroburgo (v. *Focus* 22/2015) – ha fatto segnare un decisivo passo in avanti, attraverso la formalizzazione del relativo *Shareholders' Agreement*. Contraenti dell'accordo sono Gazprom, che mantiene il 51% delle quote del consorzio, Wintershall, E.on Ruhrgas, OMV, Royal Dutch Shell (ciascuna con il 10% delle quote) ed ENGIE (9%).

Con l'accordo le compagnie hanno dato vita a una società – la New European Pipeline AG – cui sarà demandata la costruzione e l'operazione del gasdotto. Seguendo uno schema ormai consolidato nella strategia energetica russa e che non poche contraddizioni ha generato con la normativa antitrust comunitaria (v. *Focus*/19ss.), **il gas sarà invece di proprietà esclusiva di Gazprom**. Secondo quanto dichiarato dalla sua dirigenza, la compagnia russa non ha ancora identificato giacimenti con i quali intende approvvigionare il gasdotto, che di fatto potrebbe tuttavia assorbire quote crescenti del gas attualmente in transito attraverso l'Ucraina.

Secondo le intese sin qui sottoscritte, il Nord Stream II – previsto collegare il terminale costiero russi di Vyborg a quello tedesco di Lubmin attraverso una tratta sottomarina nel Baltico di oltre 1.200 chilometri – **avrà una capacità di trasporto di 55 Gmc/a lungo due tubature parallele, che porteranno la capacità totale dell'infrastruttura sino a 110 Gmc/a**. Il raddoppio della capacità dell'attuale gasdotto dovrebbe essere assicurato entro il 2019 con un investimento prossimo ai 10 miliardi di euro – di cui Gazprom si accollerà evidentemente la gran parte. La tempistica resa nota ricalca di fatto quella che era stata necessaria per la costruzione delle prime due linee del Nord Stream, posate tra l'aprile del 2010 e il novembre 2012.

L'accordo sul Nord Stream, criticato da più parti come manifestazione di un prematuro ritorno a una prospettiva di "business as usual" con la Russia da parte di attore europeo del peso della Germania, è stato significativamente accompagnato da un altro accordo bilaterale tra Gazprom e Wintershall, che ha approfondito la misura della cooperazione bilaterale. In base all'accordo di *swap* in questione, Gazprom rileverà la restante quota (oltre il 50% acquisito nel 2013) delle attività di commercializzazione e stoccaggio di gas in Germania di Wingas e Wintershall che, a sua volta, ha ottenuto una quota (25%) del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di due blocchi del giacimento di Achimov, in Siberia, stimati conservare 274 Gmc di gas e 75 milioni di tonnellate di condensati.

Forse nell'ottica di ridimensionare i dubbi sulla conformità alla legislazione antitrust europea dell'accordo russo-tedesco, i vertici di BASF – che controlla le due compagnie i cui *asset* in Germania sono interessati dall'accordo – hanno reso noto che alla cessione delle attività di distribuzione e stoccaggio non si accompagnerà quella del trasporto, che continuerà a essere gestito congiuntamente.

Dalla prospettiva di Gazprom, il raddoppio del gasdotto risponde alla dichiarata volontà di mettere la compagnia in condizione di rispondere alle dinamiche della domanda di gas europea, prevista ripartire nel corso del prossimo triennio a fronte della diminuzione delle importazioni dalla Norvegia. D'altra parte, l'accordo sulla realizzazione del Nord Stream II di fatto eleva notevolmente il ruolo della Germania nella strategia di approvvigionamento dei mercati europei di Gazprom e nella prospettiva di aggirare la strozzatura – dalle evidenti ripercussioni politiche, prima ancora che economiche – del transito attraverso l'Ucraina, i cui termini contrattuali scadranno proprio a fine 2019.

In questo senso, la formalizzazione dell'accordo sottrae anche urgenza al parallelo progetto di aggiramento dell'Ucraina da sud, attraverso il Mar Nero e il gasdotto Turkish Stream (Cfr. § 3.2), la cui realizzazione risente oggi delle tensioni nelle relazioni bilaterali russo-turche.

Come già in passato al momento della formalizzazione del Nord Stream – che l'allora ministro della Difesa polacco Radosław Sikorski bollò come moderna riedizione del Patto Molotov-Ribbentrop – **le critiche alla portata politica dell'intesa russo-tedesca non sono mancate anche da esponenti governativi europei**, che questa volta si sono spinti sino a lanciare un'iniziativa comune. A fine novembre governi di **dieci stati membri dell'Europa centro-orientale (repubbliche baltiche, Bulgaria, Repubblica Ceca, Slovacchia, Polonia, Grecia, Ungheria e Romania)** hanno infatti indirizzato una **lettera alla Commissione europea** con lo scopo di richiedere, da una parte, una stretta valutazione della conformità dell'accordo alla normativa europea e, dall'altra, l'apertura di un dibattito intra-europeo in occasione del Summit europeo di dicembre.

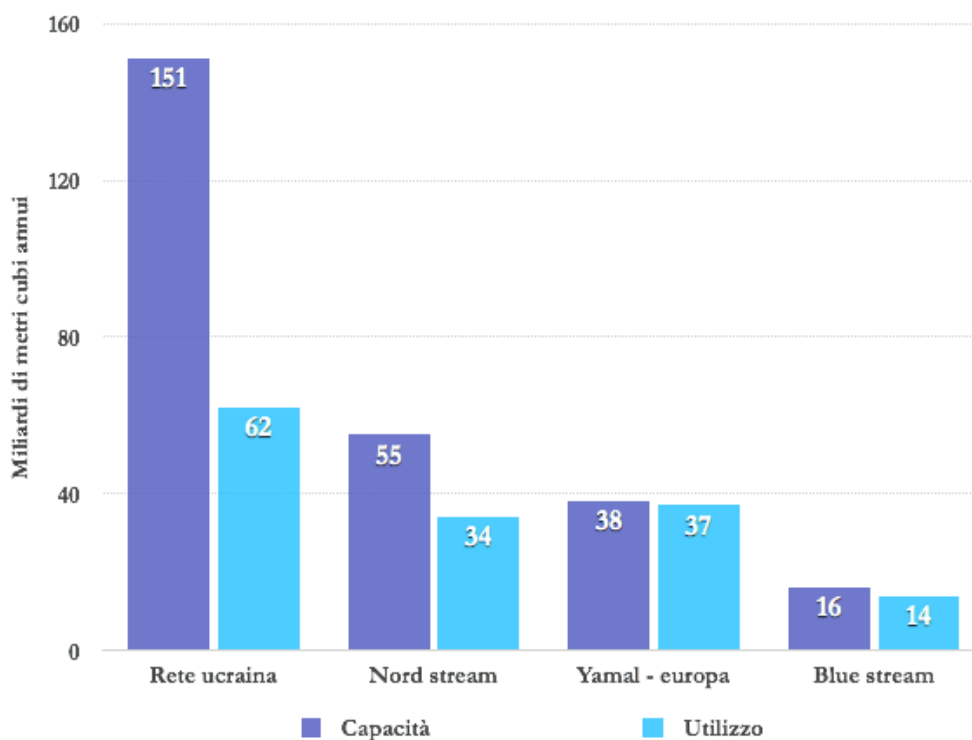
La logica dell'argomentazione della lettera ruota attorno alla considerazione che **la politica europea di diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas non può prescindere dalla salvaguardia del ruolo di transito dell'Ucraina**. Separare i due obiettivi – come sembra fare il progetto Nord Stream II – equivarrebbe, nell'ottica dei firmatari, a indebolire la posizione politica prima ancora che economica di Kiev, con ricadute dirette sulla stabilità della più ampia regione europea centro-orientale. Preservare il transito attraverso la rete ucraina è dunque interesse strategico dell'UE mentre, d'altra parte, l'atteggiamento che Bruxelles deciderà di adottare rispetto al Nord Stream II rappresenterà un banco di prova determinante per la credibilità della stessa politica estera e di sicurezza comune dell'UE innanzi ai suoi partner e alleati.

Al di là del giudizio sulla fondatezza dei timori espressi dai dieci governi europei e sulla conformità degli accordi allo spirito (se non alla lettera) della politica energetica europea, guardando allo sviluppo della spinosa questione ucraina resta il fatto che **l'avanzamento del progetto di raddoppio del Nord Stream potrebbe scoraggiare gli investitori occidentali dalla partecipazione al piano di privatizzazione e ristrutturazione della compagnia nazionale ucraina Naftogaz** e della rete infrastrutturale da essa controllata e operata (Cfr. § 2.1). La distrazione di flussi dal transito ucraino renderebbe infatti antieconomico conservare l'attuale capacità della rete nazionale. Secondo credibili stime internazionali, la profittabilità della rete verrebbe meno con un livello di transito inferiore ai 35 Gmc/a (v. Figura 1).

Un elemento di sicuro interesse che emerge dalla lettera è la presenza tra i suoi firmatari del governo greco, tradizionalmente simpatetico alla politica europea di Mosca e certamente lontano dalle percezioni di minaccia provenienti dalla Russia – in senso lato, oltre che con specifico riferimento al comparto energetico – proprie degli altri firmatari dell'Europa centro-orientale. La partecipazione del governo greco all'iniziativa può essere dunque riportata al rischio che l'aumento della capacità di trasporto lungo il Baltico finisca per ridimensionare la rilevanza della direttrice meridionale della strategia energetica russa.

Una direttrice che, fondata sulla realizzazione del progetto Turkish Stream (Cfr. § 3.2), aveva proprio nella Grecia uno snodo potenziale per il transito e/o per la commercializzazione del gas nei mercati dell'Europa sud-orientale.

FIG. 1 - CAPACITÀ E UTILIZZO DELLE INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO DI GAS RUSSO VERSO L'EUROPA (2014, INCLUSA TURCHIA)



FONTE: IEA

La partita legale tra Bruxelles e Mosca è comunque tutt'altro che conclusa o anche vagamente definita. L'accordo di settembre sul raddoppio del Nord Stream non risolve infatti la spinosa questione del transito e della commercializzazione del gas nei mercati centro-europei, legata all'utilizzo di infrastrutture di trasporto – nella fattispecie l'OPAL (Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung) e il NEP (Northern Emirates Pipeline) – che la normativa *antitrust* comunitaria impedisce possano essere utilizzate esclusivamente da Gazprom (v. *Focus 19ss.*) nella perdurante mancanza di concessione alla compagnia russa di esenzione dalle previsioni del Terzo pacchetto sull'energia entrato in vigore nel 2012. Mentre la vertenza tra Commissione europea e Gazprom sull'utilizzo delle infrastrutture è

ancora aperta, andrà valutato nei mesi a venire se e in che misura il rafforzamento della partnership strategica russo-tedesca potrà avere effetto sulla determinazione delle autorità di Bruxelles nell'imporre a Gazprom il rispetto della normativa comunitaria.

Un primo rilevante segnale potrebbe giungere dalla decisione della Commissione di concedere al Nord Stream II – come già fatto in passato per il Nord Stream – **l'esenzione dalla normativa europea in ragione della rilevanza del progetto per la salvaguardia della sicurezza energetica continentale.** Per il momento, mentre la compagnia austriaca OMV ha auspicato ripetutamente il sostegno comunitario al progetto di raddoppio del gasdotto, un segnale tutt'altro che incoraggiante è giunto dal commissario europeo competente in materia energetica, Miguel Arias Cañete, che ha dichiarato a fine settembre che il Nord Stream II non rientrerebbe tra i progetti "d'interesse comune" e che, dunque, dovrebbe rispettare appieno la legislazione comunitaria in materia di antitrust.

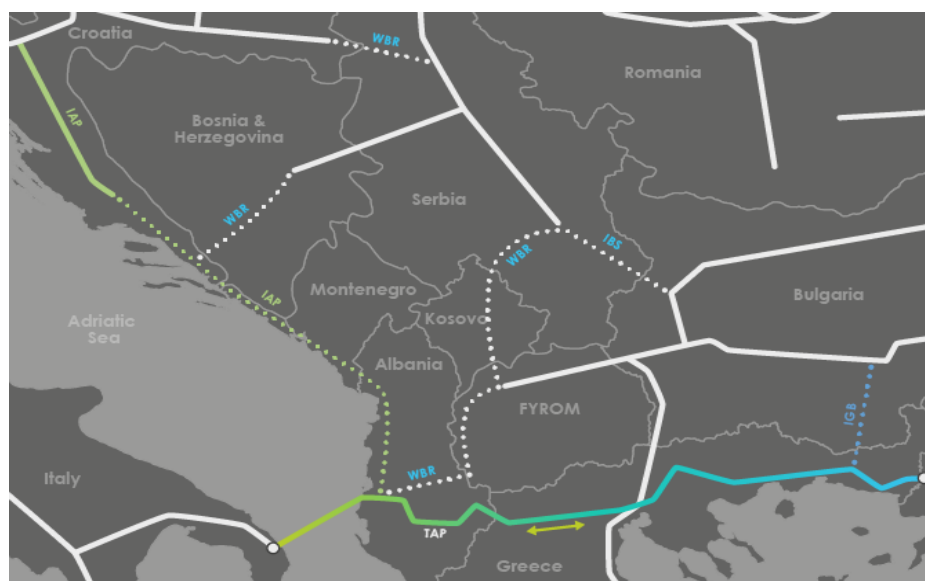
3.2. CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

Il Consorzio deputato alla costruzione e operazione del gasdotto Trans-Adriatic Pipeline ha reso nota, lo scorso primo dicembre, la notizia dell'avvicendamento tra la compagnia norvegese Statoil e l'italiana Snam. La Snam ha difatti siglato accordo di esclusiva per rilevare, a una somma di 130 milioni di euro, il pacchetto del 20% delle quote del consorzio fino ad allora in capo alla Statoil, che del progetto TAP era stata uno dei promotori iniziali. La decisione di cedere la partecipazione al gasdotto è l'ultimo passaggio di un più datato percorso che ha visto il disinvestimento della compagnia norvegese dall'intera filiera della produzione e del trasporto dal Mar Caspio.

A partire dal 2014, nell'ottica di assicurare maggior flessibilità al proprio portafoglio, Statoil ha infatti ceduto a BP e Petronas le quote detenute del Consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento off-shore azero di Shah Deniz (la cui seconda fase di sfruttamento assicurerà l'approvvigionamento del TAP) e del South Caucasus Pipeline, primo segmento del sistema di infrastrutture che assieme al TANAP e al TAP assicurerà il flusso di gas azero attraverso il Corridoio meridionale della UE sino all'Italia.

L'accordo tra Snam e Statoil – previsto essere finalizzato entro la fine dell'anno – segue naturalmente il Memorandum d'intesa sulla cooperazione infrastrutturale siglato in settembre a Baku tra l'amministratore delegato della compagnia italiana, Carlo Malacarne, e Rovnag Abdullayev, omologo della compagnia energetica statale azera Socar. Attraverso l'intesa le parti significativamente lanciavano la condivisione di *expertise* e *best practice* nella prospettiva della realizzazione e gestione delle infrastrutture deputate al trasporto di gas naturale tra il Caspio e l'Italia. D'altra parte, secondo quanto riportato dalla stampa di settore e dichiarato dallo stesso Abdullayev, **Snam potrebbe essere interessata ad approfondire la cooperazione con Socar anche in territorio greco.**

FIG. 2 - IL TRANS ADRIATIC PIPELINE E LE STRUTTURE COLLEGATE



FONTE: TAP

In particolare, la compagnia italiana potrebbe rilevare una quota di Desfa, gestore della rete nazionale del gas ellenica, il cui pacchetto di maggioranza è stato acquisito nel 2013 da Socar. Pacchetto che la compagnia azera potrebbe essere costretta a cedere in parte in ragione della possibile violazione della normativa antitrust europea – segnalata un anno or sono dalla stessa Commissione.

La posizione delle autorità europee sull’acquisizione di Desfa si colloca in un più ampio quadro di difficoltà congiunturali che caratterizzano il rapporto tra UE e Azerbaijan – da un decennio ormai assunto a pilastro del progetto di inaugurazione del Corridoio meridionale del gas.

Tali difficoltà derivano principalmente dalla richiesta di maggior trasparenza del settore energetico avanzate al governo di Baku e di maggiori sforzi nell’approssimazione della normativa nazionale a quella europea. Una volontà di maggior cooperazione e avvicinamento normativo, quella avanzata da Bruxelles, che tuttavia si ferma un passo prima del rafforzamento delle relazioni bilaterali, che nell’ottica di Baku significherebbe principalmente ottenere un sostegno concreto alla riaffermazione dell’integrità territoriale del paese innanzi alla ultra-ventennale occupazione dell’area Nagorno-Karabakh da parte delle forze armene.

A seguito dell’avvicendamento di cui sopra, il consorzio TAP risulta formato dai partner del progetto: BP (20%), Socar (20%), Snam (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) e Axpo (5%).

Lanciato nel dicembre 2014 sulle ceneri del progetto South Stream, il gasdotto Turkish Stream ha scontato durante lo scorso anno evidenti difficoltà negoziali, risentendo al contempo di una domanda di gas nei mercati dell’Europa sud-orientale che non sembrava elevata al punto di consentirne la costruzione nella forma inizialmente prevista.

La capacità di trasposto inizialmente propugnata per il gasdotto – 63 Gmc/a di gas attraverso quattro linee parallele – sembrava infatti non in linea con i consumi totali della regione balcanico-orientale (v. *Focus* 21/2015), la cui mancanza di infrastrutture di collegamento con la rete centro-europea sottraeva fattibilità anche al collegato obiettivo di fare della Grecia un *hub* di distribuzione regionale. Nei piani presentati da Gazprom, infatti, la condotta avrebbe collegato i terminali russi di Russkaya attraverso il Mar Nero e la Tracia con il confine greco-turco, dove il gas avrebbe potuto essere venduto ai clienti europei.

La duplice debolezza del progetto – domanda regionale insufficiente e mancanza di interconnessioni – si è riflessa nella decisione di Gazprom di dimezzare la portata del gasdotto. Secondo quanto dichiarato a inizio ottobre dall'amministratore delegato di Gazprom Alexei Miller, il progetto vedrà infatti la luce dimezzato rispetto alle previsioni iniziali – ovvero con una capacità di 31,5 Gmc/a invece di 63 Gmc/a. Alexander Medvedev, vice di Miller, ha inoltre dichiarato che, stante la mancata finalizzazione di un accordo intergovernativo tra Russia e Turchia per la posa del Turkish Stream, la realizzazione del gasdotto potrebbe slittare di un anno, alla fine del 2017.

FIG. 3 - LA ROTTA DEL GASDOTTO TURKISH STREAM



FONTI: GAZPROM

Oltre a manifestare la presa di coscienza dell'irrealizzabilità del progetto nella sua iniziale configurazione e tempistica, **la decisione russa potrebbe essere interpretata anche come strumento di pressione negoziale su Ankara per la realizzazione del gasdotto.** Nella duplice veste di acquirente del gas russo e di potenziale transitore della risorsa verso occidente, la Turchia sembrava infatti il maggior beneficiario della cancellazione del South Stream e del lancio, al suo posto, del Turkish Stream.

La volontà turca di capitalizzare al massimo dalle circostanze che hanno indotto Gazprom a modificare i piani di trasporto attraverso il Mar Nero – e, di fatto, dall'apparente consapevolezza di offrire un approdo e uno snodo quasi obbligato per l'aggiramento da sud del territorio ucraino – ha tuttavia determinato un quasi stallo negoziale, emerso ben prima che l'attuale crisi turco-russa aggiungesse nuove difficoltà ai negoziati bilaterali e solo in parte legato all'instabilità politica che ha caratterizzato la Turchia tra le elezioni di giugno e la ri-edizione delle stesse il 1° novembre.

Due, in particolare, i piani collegati rispetto ai quali le posizioni delle parti apparivano ancora lontane prima dell'erompere della crisi. Il primo di essi è rappresentato dal ruolo della Turchia nella commercializzazione del gas russo in Europa sud-orientale. Come già verificatosi in occasione dei negoziati turco-azerbaigiani per la realizzazione del gasdotto TANAP, fondamentale è per Ankara ottenere vantaggi che superino quelli derivanti dai diritti di transito esigibili per l'attraversamento del territorio nazionale.

Tradizionale obiettivo turco è, in questo senso, di assicurarsi **diritti di ri-esportazione del gas o in alternativa** – come sembra essere il caso per il progetto Turkish Stream – **creare una società di commercializzazione congiunta deputata alla vendita della risorsa**. In sostanza, a una Turchia che vorrebbe approfittare delle circostanze per far avanzare il tradizionale fine di assurgere ad hub della commercializzazione del gas alle porte dell'Europa fa da contraltare una Russia che vede nel proprio vicino un mero territorio di transito del proprio gas.

A questa difficoltà negoziale si è poi aggiunta quella relativa al **prezzo del gas importato dalla Russia** – che nel 2014, con un volume di 26,9 Gmc, ha rappresentato il 65% delle importazioni per un livello di spesa che si aggira attorno ai 10 miliardi di dollari. Oltre a rientrare nei negoziati per la realizzazione del Turkish Stream, la vertenza sui prezzi si estende anche ai due contratti attualmente in vigore tra le parti – uno per l'acquisto di 16 Gmc/a attraverso il Blue Stream, l'altro per 14 Gmc/a attraverso il Trans-Balkan Pipeline (via Ucraina, Romania e Bulgaria).

Sin da gennaio 2015 la compagnia turca Botas, che è responsabile per la gran parte delle importazioni dalla Russia, ha richiesto dunque a Gazprom di aprire una fase di negoziazione sui prezzi di acquisto del gas, coerentemente con un Memorandum di intesa siglato tra le parti lo scorso dicembre e in linea – prima ancora che con le previsioni contrattuali – con l'impegno assunto verbalmente da Putin per la concessione di uno sconto del 10%. A dieci mesi dall'invio della richiesta e innanzi al mancato avvio del negoziato, Botas ha così reso nota a fine ottobre la decisione di adire una Corte di arbitrato della Camera di Commercio Internazionale per la riduzione del prezzo del gas importato dall'inizio dell'anno.

Lo stretto legame tra la vertenza sui prezzi e la realizzazione del Turkish Stream si era manifestata apertamente già nel corso della passata estate, sullo sfondo dell'incapacità di addivenire a un accordo sul punto e della connessa ritrosia turca a concedere a Gazprom i permessi necessari per l'avvio dei lavori ingegneristici lungo tre delle quattro linee del

gasdotto – dopo la concessione della licenza per una delle quattro in giugno (v. *Focus* 22/2015).

In risposta a tali difficoltà e alla posizione turca, Gazprom aveva per la prima volta ventilato la possibilità di dimezzare la portata del progetto e di ritardarne la realizzazione. Possibilità, quest'ultima, emersa chiaramente con la decisione – comunicata a inizio luglio – di terminare il contratto per la posa delle tubature in vigore con Saipem, le cui navi posatubi da mesi erano in uno stato di “retribuita attesa” nel Mar Nero, pronte ad avviare i lavori coerentemente con la tempistica di realizzazione del Turkish Stream inizialmente presentata (2016).

D'altra parte, **ben prima dell'episodio dell'abbattimento del caccia russo, l'avvio delle operazioni militari russe nel teatro siriano aveva già determinato crescenti tensioni tra Ankara e Mosca**, che si erano immediatamente riflesse sul piano della cooperazione energetica bilaterale. A inizio ottobre, all'indomani dell'inizio delle operazioni aeree – e dei primi sconfinamenti nello spazio aereo turco – **il presidente Tayyip Erdoğan aveva infatti minacciosamente dichiarato che l'iniziativa russa avrebbe potuto ripercuotersi negativamente sulla cooperazione stessa**. Ovvero sulla perdita di quote di mercato nel comparto nazionale del gas – che secondo Erdoğan la Turchia potrebbe ottenere da altre e non meglio specificate o facilmente individuabili fonti – e sulla realizzazione da parte di Rosatom della centrale nucleare di Akkuyu, progetto del valore totale di 20 milioni di dollari per la realizzazione del quale la compagnia statale russa avrebbe già investito circa 3 miliardi.

È dunque in questo complesso quadro che si è verificato **l'abbattimento del caccia russo ad opera dell'aviazione turca il 24 novembre**. Un abbattimento che ha avviato una serie di accuse reciproche tra i due paesi e che ha indotto Gazprom a ventilare l'ufficiale congelamento *sine die* dei negoziati per la realizzazione del Turkish Stream, coerentemente con lo spirito delle sanzioni economiche che il Cremlino deciderà di varare nei confronti della Turchia.

Al di là della crisi corrente, resta l'elevata significatività che la cooperazione bilaterale nel settore energetico riveste per entrambe le parti, nel più ampio quadro di un interscambio commerciale che Ankara e Mosca auspicavano di portare a 100 miliardi di dollari annui (triplicando il volume corrente) entro il 2023. Innanzi delle difficoltà fronteggiate dai progetti turchi di approvvigionamento multiplo di gas, la Russia continua a rappresentare un fornitore imprescindibile per la Turchia, nel breve e potenzialmente anche nel medio periodo.

Quest'ultima, dal canto suo, secondo mercato europeo dopo la Germania per la commercializzazione del gas, assorbe una quota delle esportazioni annue di Gazprom pari al 13,3%, che sale sino al 18,2% laddove di considerino esclusivamente le esportazioni verso l'Europa. Da un punto di vista strettamente economico e commerciale – legato cioè alla crescente domanda di gas turca e alle speculari necessità di commercializzazione di Gazprom – le basi sulle quali poggia il Turkish Stream, specie nella sua più ridotta conformazione, sono certamente solide. Tanto più in considerazione degli investimenti già effettuati da Gazprom nell'ottica di adeguare la rete di trasporto interna alle esigenze della

esportazione attraverso il Mar Nero e nell'acquisto delle tubature per le prime due linee del gasdotto (v. *Focus 21/2015*).

PARTE II - APPROFONDIMENTI

1. CONFERME E NOVITÀ DELL'ATTUALE CRISI PETROLIFERA

a cura di Filippo Clò

Incertezza e imprevedibilità sono da sempre fattori che caratterizzano il mercato petrolifero. Assumere come immutabili dinamiche dominanti in un determinato momento storico rischia di rivelarsi dannoso e fuorviante, in quanto porta a trascurare processi evolutivi che possono portare a un loro superamento.

Dall'inizio del millennio fino a non molti mesi fa – ma anche negli anni Ottanta a seguito delle crisi petrolifere – **l'opinione di consenso vedeva il *peak oil*, il raggiungimento cioè del punto di massimo della produzione mondiale di greggio, come inevitabile a causa dell'esponentiale crescita della domanda.** Il livello dei prezzi avrebbe continuato inesorabilmente a crescere, rappresentando una minaccia per la crescita e la sicurezza dei paesi dipendenti dalle importazioni degli idrocarburi e giustificando – su basi economiche e non solo climatiche – la necessità di accelerare la transizione al dopo-petrolio.

Nel volgere di breve tempo la situazione si è radicalmente ribaltata e con essa tutta una serie di percezioni e convinzioni. La dipendenza europea dalla Russia, ad esempio, appare ora meno preoccupante di un anno fa, mentre il percorso delle fonti rinnovabili verso una pari concorrenzialità con le fonti fossili (*grid parity*) risulta più lontano a venire¹.

Se prevedere le dinamiche del mercato petrolifero può rivelarsi un gioco azzardato, più utile è individuare dal confronto con il passato gli elementi di continuità e quelli evolutivi che possono portare a prefigurare nuove condizioni di mercato. Senza pretesa di esaustività, si tenterà qui di evidenziare alcuni dei fattori caratterizzanti l'attuale contesto petrolifero – le conferme e le novità di questa nuova crisi – nel convincimento che ciò possa contribuire alla comprensione delle dinamiche in atto. Verranno approfondite, in particolare: la ciclicità del mercato petrolifero e le dinamiche di prezzo, investimento, domanda e offerta; la portata innovativa della rivoluzione tecnologica statunitense dello *shale oil*; i limiti dei margini d'azione dell'OPEC nell'influenzare i prezzi di mercato; le difficoltà delle *majors* petrolifere; l'accresciuto ruolo del settore servizi e la sua attuale crisi.

1.1. CICLI PETROLIFERI E DINAMICHE DI PREZZO

Una delle principali evidenze nella storia dell'industria è la **ciclicità del mercato petrolifero.** *“The problem of oil is that there is always too much or too little”* sosteneva il maggior economista del petrolio Paul Frankel già nel 1946. Le difficoltà di raggiungere e mantenere un equilibrio tra domanda e offerta sono riconducibili a quello che può essere definito il “fattore tempo”, ossia **lo sfasamento temporale**, sino a 20-25 anni, che intercorre tra il momento in cui viene assunta una decisione d'investimento (ad es. lo sviluppo di un

¹ D. Helm, *The Price of Oil*, Energy Futures Network, Paper n. 6, dicembre 2014.

giacimento) e quello in cui si esplicano i suoi effetti (l'immissione del greggio sul mercato). Ciò obbliga gli operatori ad agire in condizioni di elevata incertezza rispetto ai livelli attesi di domanda e di prezzo².

In assenza di una qualsivoglia forma di coordinamento tra le imprese, le forze di mercato operano unicamente sulla base delle indicazioni di prezzo, che portano ad alternare fasi espansive e depressive degli investimenti, della domanda e dell'offerta. Un periodo di stabili ed elevate quotazioni del greggio tende a contenere, se non a ridurre nel tempo la domanda e al contempo stimola gli investimenti che porteranno ad un incremento dell'offerta. Quando questa si rivela maggiore della domanda, si avrà un impatto depressivo sui prezzi, che tenderà a stimolare la domanda e frenare gli investimenti dando inizio ad un nuovo ciclo.

Questo è esattamente ciò che è successo nell'estate 2014, quando è iniziato il crollo dei prezzi del petrolio da 115 dollari al barile (\$/bbl) a minimi prossimi a 40 \$/bbl nel gennaio 2015. La spettacolare crescita delle economie emergenti, e della Cina in particolare, dall'inizio del millennio ha scatenato quello che è stato definito un super-ciclo delle commodity. Tra queste, il petrolio, i cui prezzi sono gradualmente aumentati dai 10 dollari del 1999 a punte prossime a 150 \$/bbl nel luglio 2008 durante le prime fasi della grande crisi economico-finanziaria. Un simile aumento ha innescato un impressionante ciclo espansivo degli investimenti – circa 5.000 miliardi di dollari tra il 2004 e il 2014 nel solo comparto *upstream* – che ha prodotto un sensibile ancorché ritardato incremento dell'offerta globale, in particolare di *shale oil* negli Stati Uniti.

Nel frattempo, complice la **crisi economica**, la domanda prendeva a calare in entrambe le sponde dell'Atlantico. Non appena la crescita della domanda cinese – vera e propria molla del mercato – ha preso a rallentare, i sentimenti del mercato si sono capovolti, passando dai timori di scarsità all'euforia dell'abbondanza con inevitabile tracollo dei prezzi.

In sostanza, **i prezzi attivano continui processi di aggiustamento lato domanda e lato offerta**, senza tuttavia riuscire a garantire il mantenimento di uno stato di equilibrio. Un sistema *not-self adjusting* secondo le parole ancora di Paul Frankel. Per questa ragione, la storia dell'industria ha visto susseguirsi numerosi tentativi di controllo e/o coordinamento dell'offerta – la Standard Oil Trust di John D. Rockefeller, l'epoca delle cosiddette Sette Sorelle, il cartello OPEC – volti a ridurre l'incertezza che caratterizza le decisioni d'investimento e mantenere la produzione in linea con l'imprevedibile evoluzione della domanda.

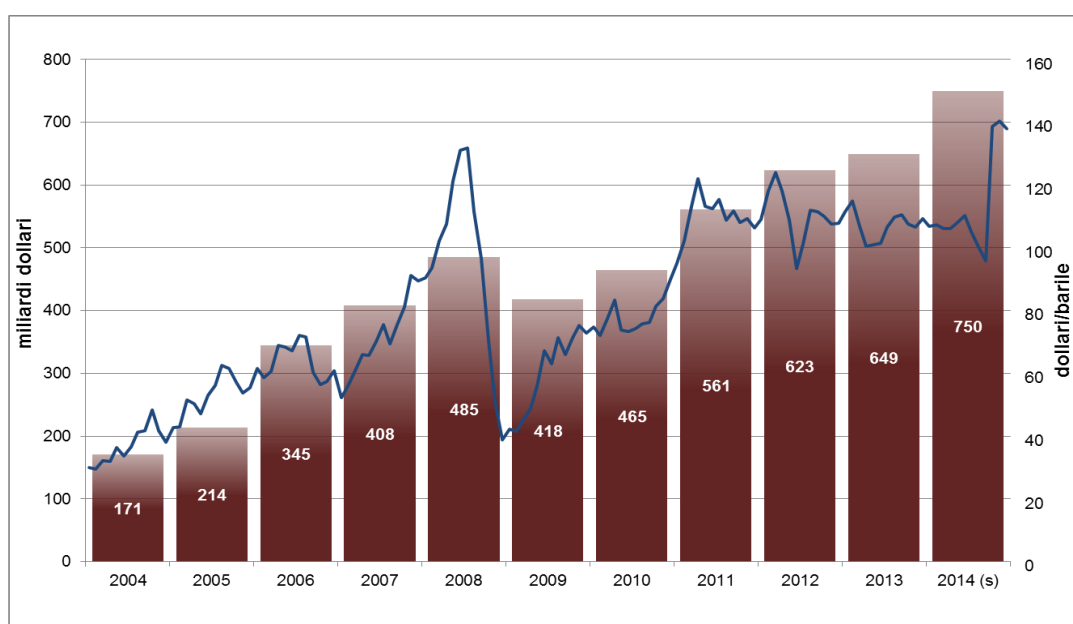
In assenza di un simile coordinamento, **le sole logiche di mercato determinano un susseguirsi di cicli petroliferi**, come riscontrabile nel trascorso mezzo secolo (1970-1985; 1985-2000; 2000-2014; 2014-?). Paradossalmente, per quanto sia logico attendersi tale sequenzialità e questa abbia per di più mostrato una cadenza regolare grosso modo

² A. Clò, *Economia e Politica del Petrolio*, Editrice Compositori, Bologna, 2000.

quindicennale, si riscontra una notevole incapacità nel cogliere con anticipo i momenti di svolta dei cicli.

Nel caso attuale, i timori di scarsità alimentati dall'apparentemente inarrestabile crescita delle economie emergenti e dal continuo sovrapporsi di crisi geopolitiche – Ucraina, Libia, Iran, Siria, Iraq, Nigeria – hanno mascherato le risposte messe in atto sia sul fronte della domanda che dell'offerta, in particolare l'impatto dirompente della rivoluzione tecnologica americana. Questa incapacità di saper leggere le macro-dinamiche dei cicli petroliferi è causa di immani sprechi di risorse investite nell'errata aspettativa di quel che non avviene, nonché di gravi tensioni economiche, politiche e sociali.

FIG. 1 - INVESTIMENTI UPSTREAM E ANDAMENTO DEL BRENT



FONTE: IFP ENERGIE NOUVELLE; BANCA DATI RIE-RICERCHE INDUSTRIALI ED ENERGETICHE

1.2. *SHALE OIL*: TRATTO DISTINTIVO DELLA CRISI E POSSIBILE ELEMENTO EVOLUTIVO DEL MERCATO

Lo *shale oil* statunitense è senza dubbio l'assoluta novità emersa nel corso dell'ultimo ciclo petrolifero. L'eccezionalità di questa industria lascia ipotizzare che possa rappresentare non solo un tratto distintivo dell'attuale contro-shock dei prezzi – avendo contribuito, attraverso un eccezionale incremento della produzione statunitense, a generare l'*oversupply* che ne è all'origine – ma anche un elemento evolutivo in grado di incidere sugli equilibri del nuovo ordine petrolifero mondiale, per almeno tre ordini di ragioni.

Primo, date le sue **peculiari logiche produttive la produzione *shale* potrebbe agire come nuovo *swing producer* (produttore residuale) del mercato**, ruolo fino ad ora svolto dall'Arabia Saudita. Secondo, i miglioramenti di efficienza conseguiti in risposta al crollo dei prezzi hanno fatto diventare lo *shale oil* una produzione *mid-cost*, potenzialmente in

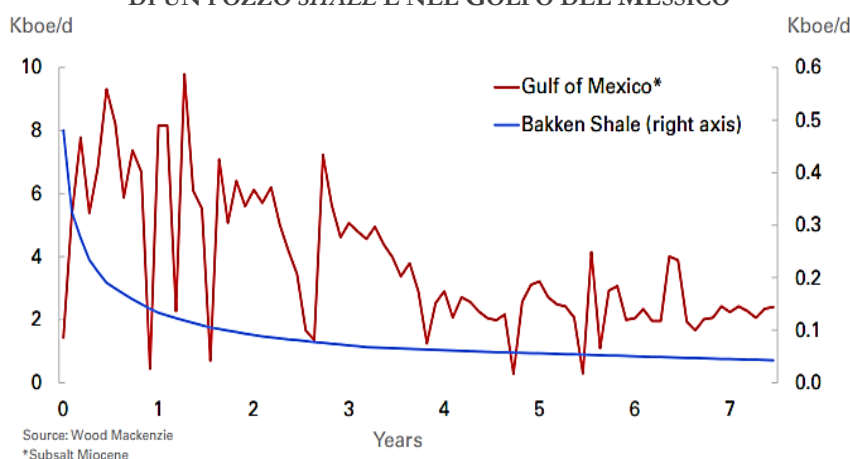
grado di estromettere dal mercato produzioni più costose. Da ultimo, il sodalizio in essere tra industria *shale* e mondo della finanza ha introdotto un inedito canale di credito nel mercato petrolifero, che fa sì che questo sia ancor più esposto agli shock del sistema finanziario e, viceversa, che quest'ultimo sia più sensibile alle dinamiche petrolifere.

Per meglio comprendere queste possibili dinamiche, è utile ripercorrere brevemente l'evoluzione dello *shale oil*.

All'inizio del nuovo millennio, gli elevati prezzi del gas negli Stati Uniti rendono profittevole da parte delle cosiddette compagnie petrolifere "indipendenti"³ l'uso combinato di due tecniche di perforazione conosciute da tempo – la fratturazione idraulica (detta anche *fracking*, brevettata nel 1949) e la perforazione orizzontale – al fine di estrarre idrocarburi intrappolati in formazioni argillose impermeabili (*shale* o scisti) note anch'esse da tempo.

La produzione di *shale gas* viene avviata a partire dal 2005, per essere affiancata da quella di *shale oil* (o più correttamente "*light tight oil*" – LTO) a partire dal biennio 2008-2009, a seguito del crollo delle quotazioni del gas.

FIG. 2 - ESEMPIO DI PROFILO PRODUTTIVO DI UN POZZO *SHALE* E NEL GOLFO DEL MESSICO



Si tratta di un tipo di produzione dalle logiche del tutto inedite all'industria petrolifera, che sovvertono i fondamentali della produzione petrolifera convenzionale. **L'investimento necessario alla perforazione di un pozzo *shale*, pur se consistente, è di gran lunga inferiore a quello richiesto da un pozzo tradizionale**, così come molto più breve è il *time-to-market*, ossia il tempo necessario a estrarre il primo barile (poche settimane vs tempi minimi di 5-10 anni).

Allo stesso tempo, è molto inferiore la capacità produttiva di questi pozzi e molto maggiore il loro tasso di declino, che può raggiungere il 70% dopo solo il primo anno, al contrario di quelli convenzionali che possono mantenere un profilo produttivo elevato

³ Le circa 8.000 piccole e medie compagnie petrolifere associate all'*Independent Petroleum Association of America*.

anche per decine di anni. Queste due caratteristiche obbligano le compagnie alla continua perforazione di pozzi al fine di mantenere stabile o incrementare la produzione (*drilling intensity*).

Il combinato di questi aspetti ha scatenato tra le compagnie indipendenti – finanziariamente supportate da banche e mercati dei capitali – una nuova corsa all’oro (prima azzurro e poi nero) caratterizzata da una continua e intensa campagna di perforazioni, che in meno di un decennio ha consentito agli Stati Uniti di ravvivare la produzione sia metanifera, da un declino che pareva inarrestabile (+35% tra il 2005 e il 2013, circa 177 mld Gmc/a), che petrolifera (circa +50% tra 2008 e 2013), riportandola a livelli superiori ai 10 milioni di barili al giorno (Mbbbl/g) e sul podio mondiale dopo Arabia Saudita e Russia⁴.

Una rivoluzione energetica la cui portata è stata ampiamente sottostimata, almeno fino a quando il crollo dei prezzi non ha reso manifesto l’eccesso di offerta mondiale che lo *shale oil* aveva contribuito in maniera determinante a creare⁵; ma anche successivamente, quando produzione e industria *shale* si sono dimostrati molto più resilienti ai bassi prezzi di quanto atteso.

Di fatto, quando l’OPEC e l’Arabia Saudita, durante il meeting di novembre 2014, scelgono di non ridurre la propria produzione al fine di sostenere i prezzi, lo fanno nella convinzione (o speranza) di poter condurre una sorta di “guerra lampo” nei confronti dello *shale oil* statunitense.

Bassi prezzi avrebbero infatti dovuto impattare rapidamente sulla produzione *shale*, in ragione dei costi di quest’ultima, ritenuti più elevati di quanto non siano, degli alti tassi di declino dei pozzi e del livello di indebitamento delle compagnie indipendenti.

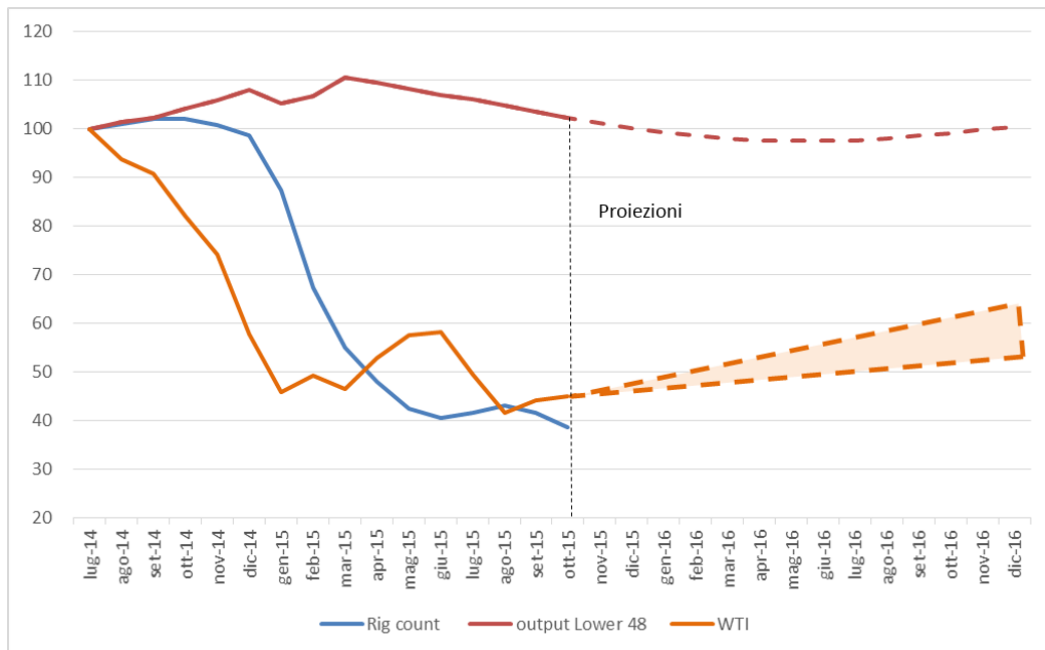
Contro ogni previsione, l’industria riesce invece nell’impresa di migliorare sensibilmente la propria produttività attutendo così l’impatto della caduta dei prezzi.

Ciò è ben visibile nella Figura 3 (nella pagina che segue), dove si può notare come al calo dei prezzi (linea arancione) faccia seguito un drastico calo nell’impiego degli impianti di perforazione (*rig count*, linea blu), ovvero degli investimenti, a cui a sua volta sarebbe dovuta seguire una riduzione dell’output quasi immediata, in ragione della sopracitata *drilling intensity*. Al contrario, i miglioramenti di produttività sono stati tali da consentire all’industria in un primo momento non solo di sostenere la produzione, ma addirittura di incrementarla (linea rossa).

⁴ Dati BP *Statistical Review of World Energy 2014*.

⁵ Rappresentando 4/5 dell’incremento di offerta mondiale tra il 2008 e il 2013: 3,2 su 3,8 Mbbbl/g.

FIG. 3 - RIG COUNT, PRODUZIONE LOWER 48 E ANDAMENTO DEL WTI

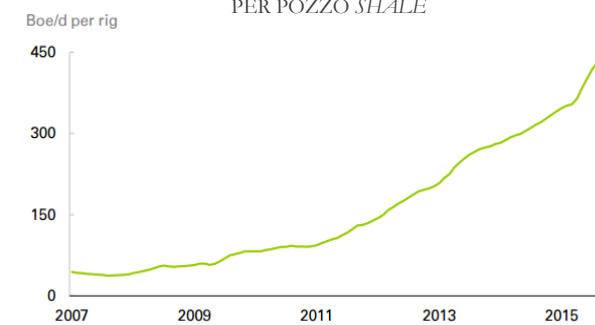


NOTA: LOWER 48 È IL BLOCCO DI STATI CONTINENTALI COMPRESI TRA IL CANADA E IL MESSICO DA CUI PROVIENE LA PRODUZIONE SHALE

FONTE: ELABORAZIONI DELL'AUTORE SU DATI EIA E BAKER HUGHES; LE PROIEZIONI WTI SONO BASATE SULL'OPINIONE DI CONSENSO

Le impressionanti misure di efficientamento e di riduzione dei costi adottate dall'industria⁶ hanno consentito di abbassare la soglia di *break even* (o profittabilità) collocando lo *shale oil* – per lo meno nei principali bacini – entro una fascia di prezzo compresa tra i 50 e 60 \$/bbl. Ciò non ha impedito che a nove mesi dal calo dei prezzi – e a

FIG. 4 - EVOLUZIONE DELLA PRODUTTIVITÀ PER POZZO SHALE



Source: EIA

fronte di quotazioni del WTI spesso inferiori ai 50 dollari – la produzione iniziasse a ridursi in modo tuttavia graduale. Forse più importante, la nuova soglia di profittabilità pare consentire all'industria di poter reagire rapidamente ad una ripresa dei prezzi superiore ai 60 \$/bbl. Quel che è visibile sempre nella Figura 3, dove si può notare come a

⁶ Riconducibili grosso modo alla concentrazione delle attività nei bacini più prolifici, all'adozione di nuove tecniche di perforazione e alla riduzione dei costi dei servizi, nell'ordine del 25%.

medesima ragione, le previsioni del Dipartimento dell'Energia statunitense stimano una possibile ripresa dell'output *shale* verso la seconda metà del 2016, di pari passo con l'attesa ripresa delle quotazioni petrolifere.

Questo breve *excursus* ci permette di arrivare ad alcune considerazioni. **La grande flessibilità che caratterizza questa industria – imputabile al ridotto costo d'investimento per pozzo, breve *time-to-market* della produzione, elevato tasso di esaurimento dei pozzi, nonché rapidità decisionale delle indipendenti –** porta più parti, come l'ex presidente della Federal Reserve, Alan Greenspan, o l'Agenzia Internazionale per l'Energia, a ritenere che lo *shale oil* possa subentrare all'Arabia Saudita come produttore residuale dell'offerta mondiale, in grado cioè di avviare o interrompere la produzione in tempi quasi immediati a seconda dei segnali di prezzo.

Forte della riduzione del proprio *break even*, **lo *shale oil* è in grado di minare il futuro di produzioni che risultano profittevoli solo con elevate quotazioni del greggio**

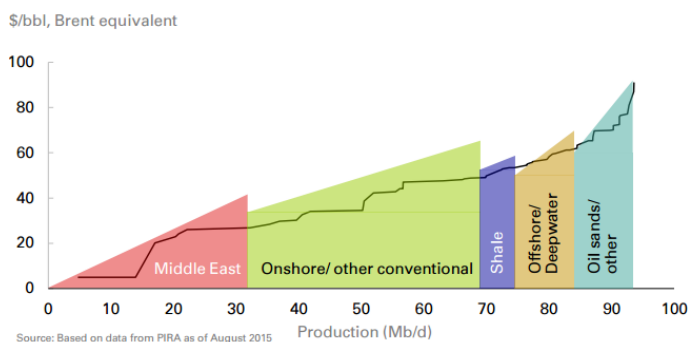
(Mare del Nord, Artico, *ultra deep water*, *heavy oil*, sabbie bituminose). L'opinione di consenso ritiene infatti che i prezzi potrebbero non tornare – almeno per lungo tempo – ai precedenti livelli di 100 \$/bbl. Se così fosse, lo *shale oil* riuscirebbe a rimanere sul mercato a scapito delle dirette concorrenti. Non è un caso che

proprio mentre la Shell abbandona i propri programmi di esplorazione nell'Artico e di sviluppo delle sabbie bituminose canadesi, altre major come Exxon e Chevron decidano di volgere parte delle proprie attività proprio sullo *shale oil*.

L'ultimo aspetto da considerare riguarda **il sodalizio tra l'industria *shale* e il mondo della finanza. La *shale revolution* non sarebbe stata possibile senza il sostegno di banche e mercati dei capitali a compagnie indipendenti, anche quelle più indebitate, che non avrebbero potuto sostenere da sole l'elevato fabbisogno di capitali necessario allo sviluppo dell'industria.** Così facendo, il sistema finanziario si è esposto ampiamente ad un business da molti ritenuto rischioso e continua a farlo nonostante le difficoltà che l'industria sta incontrando. Questo sodalizio rappresenta un elemento di novità non solo per gli equilibri petroliferi, ma macroeconomici. Il sistema finanziario risulta infatti maggiormente esposto agli shock petroliferi e, specularmente, il mercato petrolifero a quelli finanziari. Una connessione tanto più forte quanto maggiore è la quota della produzione *shale* sull'offerta globale.

In conclusione, **lo *shale oil* appare come un probabile *game changer* del mercato petrolifero, sebbene non sia ancora chiaro se come elemento di stabilità o instabilità.** Il fatto che sia ora una produzione *mid-cost* e che continui a godere del supporto della finanza lascia presupporre che sarà un attore importante del mercato anche nel

FIG. 5 - CURVA DEI COSTI DI PRODUZIONE



prossimo futuro. La possibilità che funzioni come uno *swing producer*, porta a ipotizzarne un ruolo di stabilizzatore del mercato. Lo stretto legame con il mondo della finanza può rivelarsi, al contrario, una variabile potenzialmente destabilizzante.

1.3. IL RUOLO DELL'OPEC E LA SUA INCAPACITÀ DI CONTROLLARE I PREZZI

Un altro elemento che trova conferma nelle recenti dinamiche petrolifere riguarda l'incapacità dell'OPEC – come del resto degli altri attori di mercato – **di controllare i prezzi.** È vero infatti che il cosiddetto “cartello petrolifero” è un attore influente del mercato, che più volte in passato ha potuto e/o saputo regolare la propria produzione per stabilizzare i prezzi. Tuttavia, i suoi margini di manovra sono divenuti molto più limitati.

La scelta dell'OPEC – e dell'Arabia Saudita che ne guida le decisioni – di optare per una strategia di difesa delle proprie quote di mercato, anziché di sostegno ai prezzi, è apparsa come una scelta per molti versi obbligata e inevitabile. Riducendo la propria produzione per mantenere elevato il livello dei prezzi si sarebbero infatti favorite le produzioni concorrenti che presentano costi più elevati, nonché le politiche energetiche dei paesi consumatori volte a disincentivare il consumo di petrolio.

Così facendo, inoltre, **l'Opec sarebbe andata incontro ai bisogni di quei paesi membri che versano in una grave situazione economica** (Venezuela, Algeria, Nigeria), ma a scapito dell'Arabia Saudita, che avrebbe dovuto sostenere la maggior parte del taglio della produzione e i relativi costi. Una dinamica ben espressa dalle parole del ministro del Petrolio saudita, Ali al Naimi, del dicembre 2014: “Se io riduco, cosa succede alla mia quota di mercato? il prezzo sale e i russi, i brasiliani e i produttori statunitensi di *shale oil* si prendono la mia quota”.

La differente capacità d'intervento dell'OPEC rispetto ad altre crisi è riconducibile al tipo di shock – temporaneo o strutturale come quello attuale – che il gruppo si trova ad affrontare. Nel 2008-2009, quando l'economia globale, scossa dalla crisi finanziaria, era in profonda recessione e i prezzi petroliferi erano repentinamente crollati da 145 a 35 dollari, l'OPEC ha tagliato la produzione di quasi 3 Mbbl/g (di cui 1,0 la sola Arabia Saudita), aiutando i prezzi a tornare a un livello ritenuto accettabile. Allo stesso modo, nel 2011 alcuni paesi del gruppo hanno potuto incrementare la propria produzione per compensare il quasi azzeramento di quella libica, evitando così che i prezzi schizzassero a livelli ancor più elevati, danneggiando l'economia globale.

Contribuendo per circa il 40% dell'offerta mondiale, l'OPEC ha quindi sì una considerevole capacità di stabilizzare il mercato, ma solo a fronte di shock di natura temporanea. È invece errato l'assunto per cui il cartello sarebbe in grado di controllare i prezzi a proprio piacimento. A riprova di ciò è sufficiente notare come l'OPEC abbia più volte espresso pubblicamente il livello dei prezzi che riteneva “*fair*” (nel 1999 compreso tra il 18-20 \$/bbl, quindi 22-28 per poi essere innalzato a 75 \$/bbl nel novembre 2008 e toccare la soglia dei 100 nel 2012), ma come questo sia puntualmente stato ignorato dalle dinamiche di mercato. Ora che i prezzi sono crollati, la fascia di prezzo desiderata è tornata

ad essere 75-80 dollari. Va da sé che la continua revisione del “giusto prezzo” è una reazione dell’OPEC a dinamiche che di fatto non è in grado di controllare.

Si è spesso fatto riferimento in questi mesi alla “guerra dei prezzi” che l’OPEC starebbe conducendo contro lo *shale oil*, o perfino contro la Russia, in una sorta di cospirazione con la complicità degli Stati Uniti. Questa espressione può avere una certa efficacia giornalistica, ma non rispecchia la reale dinamica dei fatti⁷. **Il terreno di confronto non riguarda la capacità degli attori di controllare i prezzi, ma piuttosto di resistere al nuovo contesto di bassi prezzi, determinato da dinamiche a loro largamente esogene.**

1.4. QUALI RISPOSTE ALLE CRESCENTI DIFFICOLTÀ DELLE MAJORS?

A delineare i tratti del nuovo paradigma petrolifero saranno anche le risposte che le grandi compagnie petrolifere internazionali sapranno dare di fronte al nuovo scenario di bassi prezzi. Le crescenti difficoltà che le cosiddette *majors* vanno incontrando pongono interrogativi sulla loro possibilità di incrementare in futuro la loro produzione e rimpiazzare le riserve, rispettando al contempo i vincoli finanziari imposti dagli *shareholders*.

L’ultimo ciclo petrolifero ha fatto emergere una crescente insostenibilità e fragilità del modello di business adottato dalla grande industria, cui il recente e repentino cambio di contesto impone una inevitabile revisione. Dopo la stagione delle grandi fusioni e acquisizioni che seguì il contro-shock del 1997-1999, l’industria petrolifera ha puntato alla crescita dei ricavi ad ogni costo con l’avvio di grandi progetti finanziati in larga parte col ricorso al debito, con scarsa attenzione alla qualità degli asset, alla sostenibilità economica dei progetti, ai loro costi e alla loro rischiosità.

Una parte consistente del volume d’investimenti è stata rivolta ai mega-progetti che si sono dimostrati di difficile gestione con conseguenti forti aumenti dei costi e gravi ritardi nei tempi. Tant’è che molti di questi non risultano profittevoli a fronte dell’attuale livello dei prezzi. Secondo Ernst and Young, oltre la metà dei 163 maggiori progetti mondiali è sostenibile solo con un prezzo di 120 dollari. Ne è seguita una riduzione di un terzo della redditività dell’industria nonostante prezzi triplicati.

Negli ultimi cinque anni le *majors* non sono, di fatto, riuscite né a incrementare la produzione né le riserve, nonostante livelli record di spesa e quotazioni del greggio nell’ordine di 100 \$/bbl. Il tasso di sostituzione “organico” (ovvero attraverso le sole attività di esplorazione) delle riserve di cinque delle maggiori compagnie mondiali – BP, Chevron, ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Total – è stato dell’84% lo scorso anno, il livello più basso dal 2010. Il *Financial Times* stima che nello stesso arco temporale il debito netto di 135 compagnie petrolifere internazionali sia raddoppiato, aumentando in rapporto al margine operativo lordo da 0,7 a 1,8.

⁷ Di fatto, sono attualmente in atto guerre di prezzo tra i diversi attori di mercato – incluso tra gli stessi membri OPEC – ma riguardano gli sconti applicati sui propri greggi per la conquista di determinati mercati di destinazione, in particolare quelli asiatico e cinese, e non influiscono sull’andamento del benchmark di riferimento, il Brent.

Le *Big Oil* si trovano quindi nella necessità di dover migliorare le proprie performance operative, perseguendo al contempo una strategia che premi il valore rispetto ai volumi. Già prima del crollo dei prezzi, gli investitori stavano infatti esigendo dalle *majors* una maggiore disciplina finanziaria, che ne vincolasse la spesa ai flussi di cassa disponibili, tenuto conto dei dividendi e dei *buy back* promessi agli azionisti. Quel che pone inevitabili interrogativi sulla capacità di crescita delle compagnie nel medio termine. Oltre alla focalizzazione sui progetti a maggior margine, la soluzione non può che passare attraverso una forte riduzione dei costi.

La prima e immediata azione in tal senso è stata rinegoziare al ribasso i contratti con le compagnie che offrono servizi petroliferi. Tuttavia, c'è un limite ai benefici che si possono ottenere spremendo i fornitori. Wood Mackenzie stima che in questo modo si possa raggiungere solo metà dei tagli di spesa necessari all'industria. Il resto deve essere individuato ripensando le modalità di sviluppo dei progetti. Questa necessità di un'industria che da sempre ha mostrato una notevole capacità di innovarsi può portare a sviluppi imprevedibili. Una loro possibile evoluzione può riguardare, ad esempio, le modalità di cooperazione interne all'industria, sia lungo la catena del valore che orizzontalmente tra le stesse *majors*.

Un'altra riguarda, invece, l'eventuale standardizzazione delle operazioni, degli impianti e dei processi adottati nello sviluppo dei progetti. Un suggerimento che viene dal mondo dello *shale oil*, nel quale le attività di *fracking* seguono modalità di tipo manifatturiero. L'applicazione alle produzioni di tipo convenzionale di standard comuni potrebbe porre fine a una costosa e inutile complessità dell'industria, che finora ha visto ogni compagnia adottare standard propri per la realizzazione di impianti ogni volta unici e differenti tra loro. Per rendere l'idea, basti pensare che nell'industria vengono utilizzati circa 250 differenti misure degli steli delle valvole, ognuno di un millesimo di pollice di differenza dall'altro.

Quali che siano le risposte che le grandi compagnie petrolifere andranno adottando, queste potrebbero ripercuotersi sui rapporti tra i diversi attori dell'industria e sulle dinamiche di mercato. In quanto tali non devono essere trascurate.

1.5. IL SETTORE DEI SERVIZI: UN ATTORE DA NON SOTTOVALUTARE

Un'ultima considerazione merita infine di essere rivolta al settore servizi, il cui accresciuto peso nell'industria *Oil&Gas* mondiale può essere considerato una novità dell'ultimo ciclo petrolifero. Le gravi difficoltà che va incontrando in questo momento il settore potrebbero ripercuotersi sulle future dinamiche di mercato, rallentando il prossimo ciclo di investimenti con il rischio di esacerbare la risalita dei prezzi quando i fondamentali torneranno a migliorare.

Nel corso degli anni Ottanta-Novanta, per fronteggiare l'allora contesto di bassi prezzi petroliferi, le *majors* hanno perseguito una strategia di disintegrazione verticale, seguendo logiche di *downsizing* e *outsourcing*, ovvero riduzione del personale ed esternalizzazione di parti o intere fasi del proprio processo produttivo. L'intento era trasformare parte dei costi fissi in variabili da sostenere soltanto all'occorrenza

appoggiandosi sulle compagnie dei servizi, che per di più presentavano bassi costi in ragione dell'allora condizione di *eccesso di offerta* del mercato. Schiere di ingegneri e geologi fuoriusciti dalle *majors* sono così finiti per ingrossare le fila di giganti dei servizi come Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford, trasformando il settore in un attore chiave dell'industria petrolifera.

Così facendo le grandi *majors* hanno favorito il trasferimento di una parte importante del proprio bagaglio di competenze e saper fare verso le compagnie di servizi. Una decisione che per molti versi può ritenersi discutibile. In questo modo le *majors* hanno infatti rinunciato ad un importante vantaggio competitivo nei confronti delle società petrolifere statali dei paesi produttori, che da allora possono usufruire sostanzialmente dei medesimi servizi. Ma soprattutto sono divenuti parzialmente dipendenti da queste compagnie per lo sviluppo dei propri progetti. Quando la ripresa dei prezzi dall'inizio del millennio ha favorito una nuova fase espansiva degli investimenti, le *Big Oil* si sono infatti dovute accodare presso queste compagnie per ottenere impianti e manodopera, con tempi di attesa lunghissimi e costi divenuti esorbitanti.

Ora che il ciclo si è invertito, il settore dei servizi è il primo a subire le nuove condizioni di mercato. Una delle principali conseguenze del calo dei prezzi è infatti il taglio dei nuovi investimenti da parte delle compagnie petrolifere, e quindi della domanda di beni e servizi. Allo stesso tempo, gli operatori spremono il più possibile le compagnie di servizi rinegoziando i contratti in essere nel tentativo di ridurre i propri costi operativi. Basti pensare che il costo di noleggio di un impianto di perforazione è stimato nel 2015 in calo di circa il 40%, da 300-400.000 a 175-250.000 dollari al giorno. **La gravità della crisi è tale da aver innescato un'immediata reazione del settore.**

Già nel novembre 2014, la Halliburton ha annunciato l'acquisizione per 35 miliardi di dollari della rivale Baker Hughes, rispettivamente la seconda e terza compagnia di servizi a livello mondiale. Contestualmente, **un'impressionante ondata di licenziamenti sta attraversando trasversalmente il settore.** Schlumberger, la principale compagnia di servizi, ha già tagliato 20.000 posti di lavoro, la Halliburton 16.000, mentre Weatherford stima in non meno di 14.000 gli esuberanti entro la fine dell'anno. Migliaia di licenziamenti stanno interessando anche importanti distretti petroliferi come Aberdeen, in Gran Bretagna, e Stavanger, in Norvegia, che supportano le operazioni nel Mare del Nord. Non ne è immune il nostro paese, che presenta realtà industriali minori ma di grande pregio in questo ambito, in particolare presso Ravenna, Parma e Piacenza, e Ortona, dove hanno una sede le sopracitate multinazionali dei servizi.

Le trasformazioni che stanno interessando il settore andranno a influire sulle dinamiche del prossimo ciclo petrolifero. La drastica riduzione di personale qualificato significa la perdita di importanti risorse che torneranno necessarie una volta che le prospettive per l'industria miglioreranno, stimolando una nuova fase d'investimenti. Recuperarle richiederà molto più tempo di quanto non ci sia voluto per perderle. Nel frattempo costi e tempi dei progetti potrebbero crescere con il rischio di acutizzare la ripresa dei prezzi.

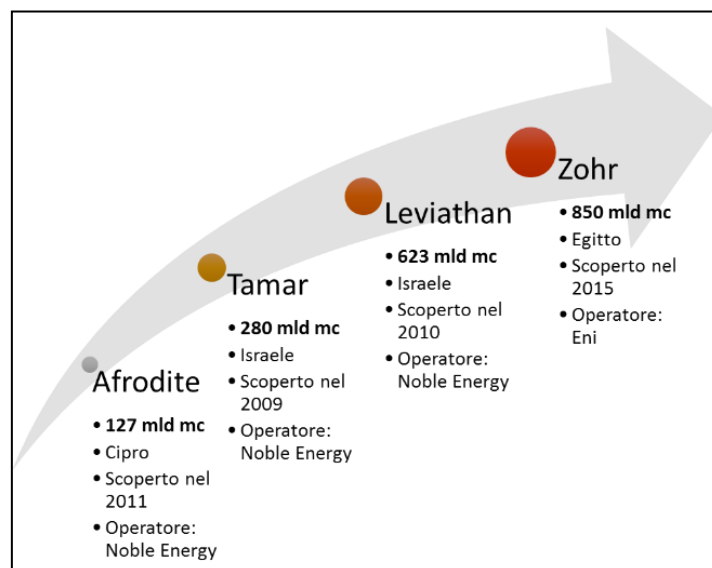
I cicli nell'industria petrolifera sono ineludibili; il problema è coglierne in anticipo i punti di svolta. L'attuale contro-shock non è stato previsto dalla maggior parte degli attori e osservatori dell'industria perché non si sono sapute leggere le dinamiche evolutive, che stavano portando al superamento dell'ultimo ciclo. Le considerazioni proposte in questo approfondimento riguardano solo alcune delle numerose variabili che possono influenzare il nuovo ciclo che si va avviando. Difficile prevederne ora la durata e le caratteristiche. Quel che si osserva è che la domanda continua a crescere, anche se a ritmi inferiori del previsto, mentre lentamente l'offerta comincia a rientrare. Sulla base dei fondamentali, sembra quindi si vada verso un nuovo equilibrio, che potrebbe riportare i prezzi nel corso del 2016 entro una fascia di 60-80 \$/bbl. Un livello comunque inferiore ai 100 \$/bbl cui ci eravamo abituati negli ultimi anni.

2. EGITTO A TUTTO GAS: NUOVI EQUILIBRI(SMI) ENERGETICI NEL MEDITERRANEO ORIENTALE

a cura di Chiara Proietti Silvestri

La maxi scoperta di gas in Egitto ad agosto 2015 ha confermato la leadership di ENI nell'esportazione di idrocarburi. Non è un caso che la compagnia italiana vanti un tasso di rimpiazzo delle riserve certe superiore a quello dei maggiori concorrenti e pari al 112% nel 2014 contro una media di 84%. Il ritrovamento conferma altresì la ricchezza di questa porzione di mare che ci ha abituati negli ultimi anni ad importanti scoperte di gas, sancendo la crescente importanza del Mediterraneo orientale per il mercato energetico mondiale.

FIG. 1 - PRINCIPALI RITROVAMENTI NEL BACINO DEL LEVANTE

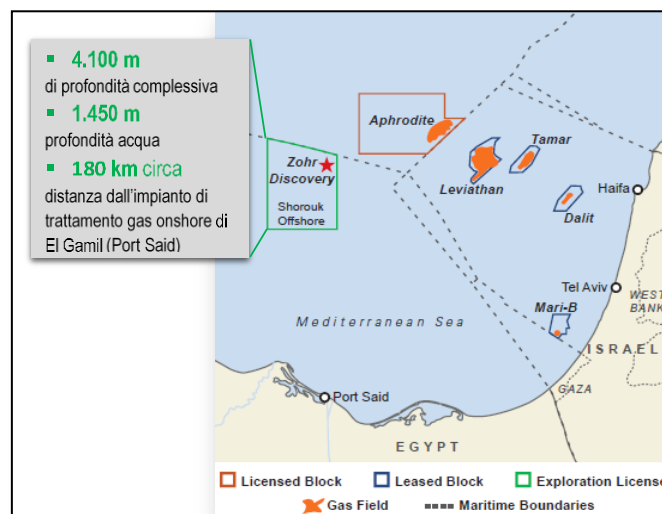


FONTE: ELABORAZIONE DELL'AUTORE

A partire dal 2009, si sono susseguite grandi scoperte in un'estesa area di mare denominata il "bacino del Levante", all'interno della quale spiccano i campi Leviathan e Tamar lungo le coste israeliane e il giacimento Afrodite nella zona economica esclusiva (ZEE) cipriota. Ad eccezione di Tamar, in produzione da due anni, le tempistiche di sviluppo per Leviathan e Afrodite sono ancora incerte, con il primo che potrebbe diventare operativo solo nel 2018-2019 e il secondo non prima del 2017.

Le prime stime di Zohr indicano che il giacimento possa contenere un potenziale di 850 miliardi di metri cubi (Gmc), quasi 7 volte maggiore di Afrodite, 3 volte maggiore di Tamar e superiore persino al supergiant Leviathan, considerato una delle maggiori scoperte degli ultimi decenni e stimato ospitare riserve per circa 600 Gmc di gas. La scoperta di Zohr dovrebbe aumentare di un terzo le riserve esistenti di gas egiziane e potrebbe contribuire al raggiungimento dell'autosufficienza energetica del paese entro i prossimi 5 anni.

FIG. 2 - LA SCOPERTA DI ZOHR IN EGITTO



FONTE: ELABORAZIONE DELL'AUTORE SU CARTINA DI AFRICAN ENERGY

Se il progetto di sviluppo progredirà speditamente, le operazioni di trivellazione dovrebbero essere avviate nel 2016 e il campo potrebbe entrare in produzione già nel 2017-2018. Secondo alcuni analisti, il suo valore monetario è stimato tra i 3 e i 5 miliardi di euro; una cifra ancora incerta, tuttavia, su cui inciderà non poco il prezzo di vendita del gas egiziano, tuttora da definire. Le prossime tappe sono l'ottenimento della concessione di sviluppo, successivamente alla quale il Board di ENI procederà ad esaminare la decisione finale di investimento (FID), che potrebbe già essere raggiunta entro la fine dell'anno.

2.1. L'EGITTO PRIMA DI ZOHR: TRA BLACKOUT E IMPORTAZIONI

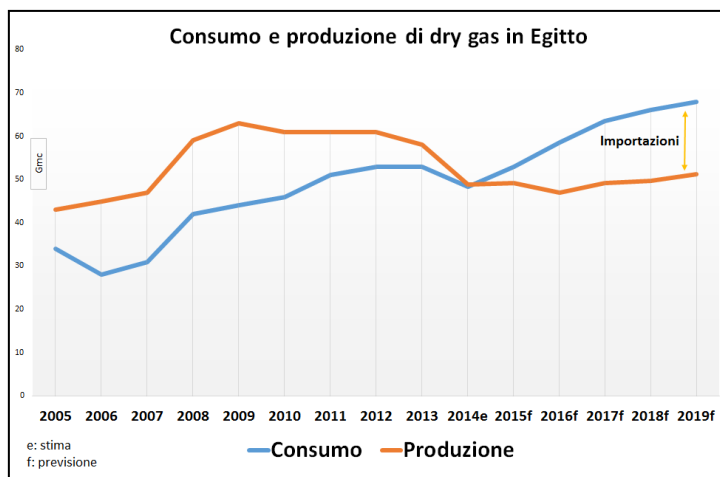
“Un dono di Dio”, in questi termini è stata accolta la notizia della maxi scoperta di gas naturale nell'offshore egiziano ad opera di ENI. La ragione è presto detta: la scoperta arriva in un periodo di grandi difficoltà per l'Egitto, non più in grado di soddisfare la domanda interna di gas – in forte crescita – con una produzione nazionale in costante calo. In particolare, nel periodo 2010-2013, quest'ultima è calata di quasi il 5% rispetto ad un aumento della domanda del 15%, assottigliando progressivamente il surplus di offerta. Quel che ha reso il paese vulnerabile a frequenti blackout e ha trasformato il secondo maggiore produttore di gas in Africa in un importatore netto. Un trend confermato anche per i prossimi 5 anni, con le previsioni al 2020 che anzi palesano un quadro in netto peggioramento.

A fronte di ciò, negli ultimi anni le esportazioni di gas hanno subito un progressivo calo al punto tale che i terminali di liquefazione presenti sul territorio – **Damietta** (operatore: Union Fenosa, di cui ENI possiede il 50%) e **Idku** (operatore: BG) – hanno bloccato le proprie attività rispettivamente nel 2013 e nel 2014 e ad oggi sono sostanzialmente fermi.

La portata dell'urgenza sembrava fino a poco tempo fa tale che per affrontarla **l'Egitto di al-Sisi ha posto in atto molteplici azioni con l'obiettivo di agire sia lato domanda**

sia lato offerta: ha approvato l'utilizzo del carbone nel mix energetico nazionale e si è dotato di una capacità di rigassificazione al fine di accrescere l'offerta energetica; ha ridotto i sussidi energetici per tenere a freno i consumi; ha iniziato a saldare i debiti verso le compagnie petrolifere straniere e ha sottoscritto nuovi accordi di esplorazione con l'obiettivo di attirare gli investimenti esteri nel settore *Oil&Gas (O&G)*.

FIG. 3 - CONSUMO E PRODUZIONE DI DRY GAS IN EGITTO



Fonte: ELABORAZIONE DELL'AUTORE

Tale situazione ha reso nel 2015 l'Egitto importatore netto di gas naturale liquefatto (Gnl). Ne sono prova i diversi contratti siglati per la fornitura di Gnl nell'ultimo anno. In particolare, la compagnia di stato EGAS ha firmato contratti di noleggio quinquennali di due unità flottanti di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) per l'importazione di Gnl.

Il terminale Hoegh Gallant della norvegese Hoegh LNG (costruttore Hyundai) è giunto al porto di Ain Sokhna ad aprile 2015, mentre il terminale di BW Singapore della norvegese BW Gas (costruttore Samsung) è giunto a destinazione lo scorso ottobre. Recentemente, è stata paventata la possibilità di una terza FSRU tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017 per fronteggiare la situazione di deficit energetico nel paese. Inoltre, EGAS ha firmato contratti per la fornitura di gas con tre importanti trader (Trafigura, Vitol e Noble Group) nonché con alcune compagnie, tra cui l'algerina Sonatrach e le russe Gazprom e Rosneft.

La decisione di importare Gnl è giustificata dalla maggiore flessibilità della modalità di trasporto via nave che permette di ricevere il combustibile in assenza di tubi, pur risultando un'opzione più costosa rispetto al gas trasportato tramite gasdotto. Questo ha contribuito ad aumentare il debito dell'Egitto nei confronti delle compagnie estere, esacerbando il deficit dei conti pubblici egiziani già provati dai minori introiti governativi dovuti al taglio delle esportazioni e dai sussidi energetici. Il Cairo deve ripagare un consistente debito – si parla di \$3,5 miliardi al giugno 2015 – ai partner stranieri che hanno deciso di restare a investire nel Paese anche durante la turbolenta transizione.

2.2. IL NUOVO EGITTO: TRA ESIGENZE INTERNE E OPPORTUNITÀ D'ESPORTAZIONE

L'amministratore delegato di ENI Claudio Descalzi ha affermato che Zohr rappresenta *“un'ancora di salvezza per l'Egitto, per il suo sviluppo industriale e la crescita economica”*; perfino il FMI ha sottolineato la rilevanza del maxi-giacimento di gas che *“rafforza le prospettive economiche a medio termine del paese nordafricano”*. Il governo ha ribadito in più occasioni che Zohr contiene risorse sufficienti a soddisfare la domanda egiziana nei prossimi decenni; uno scenario fino a pochi mesi fa per nulla scontato e che consentirebbe al paese di superare l'emergenza energetica in corso senza dipendere dalle importazioni.

Alla luce di ciò, la destinazione primaria del gas dovrebbe con ogni probabilità essere il mercato interno, specialmente durante la fase iniziale di sfruttamento del giacimento. La validità di tale prospettiva aumenta se si considera che l'opzione di trasferire il gas al mercato domestico gode di importanti vantaggi logistici, economici e politici. Innanzitutto, gli investimenti infrastrutturali sarebbero limitati ad un gasdotto di collegamento del giacimento alla terraferma; una volta raggiunto Port Said, il gas potrebbe disporre della rete di distribuzione esistente per essere trasportato alle famiglie e alle industrie egiziane, senza costi di investimento aggiuntivi.

Altro aspetto rilevante è il risparmio legato all'utilizzo del gas prodotto all'interno del paese e stimato in almeno \$2 miliardi all'anno di mancate importazioni, cosa che contribuirebbe a liberare risorse economiche preziose in un periodo di forte pressione per i conti pubblici egiziani e la bilancia dei pagamenti. Non ultimo, vanno considerati i benefici derivanti da una maggiore sicurezza energetica nazionale in termini di aumento della stabilità politica del paese.

Resta la tentazione di optare per l'esportazione del gas ai mercati esteri. Con ogni probabilità, tale prospettiva potrebbe palesarsi in una fase avanzata di sviluppo del campo e quindi dopo il 2020 quando si stima che l'Egitto avrà raggiunto una certa autosufficienza energetica e una produzione a pieno regime. Sotto questo profilo, **Zohr può contare su importanti vantaggi connessi alla sua collocazione geografica,** prossima ai mercati di consumo (*in primis* l'Europa) e vicina ad infrastrutture e impianti di trattamento e liquefazione del gas già realizzati.

Altro elemento significativo è che, tra queste infrastrutture, il terminale Gnl Damietta è operato da Union Fenosa di cui ENI, operatore del giacimento, possiede una quota del 50%. Se a questo si associa il ridotto fattore tempo connesso allo sviluppo del progetto, il campo dovrebbe consentire ad ENI di conseguire una buona redditività nonché avere costi di estrazione e consegna del gas relativamente bassi.

Condizioni ben diverse rispetto ad altri mega-progetti in corso di realizzazione nel mondo, spesso collocati in aree di frontiera e afflitti da forti ritardi e aumento dei costi rispetto ai budget iniziali; quel che dovrebbe in definitiva ridurre i necessari investimenti di sviluppo e rendere il gas di Zohr competitivo anche in un contesto di bassi prezzi energetici.

2.3. I PIANI DI ESPORTAZIONE DI ISRAELE E CIPRO VERSO L'EGITTO: COSA CAMBIA

Questa scoperta dà respiro all'economia egiziana, ma cambia le prospettive dei suoi vicini. Israele e Cipro devono ora fare i conti con uno scenario in cui l'Egitto avrà gas sufficiente a soddisfare il proprio mercato interno, rendendo meno certa la realizzazione dei loro progetti di esportazione. Tra il 2014 e il 2015, **l'Egitto ha intessuto molteplici trattative, istituzionali e private, con Cipro ed Israele per la fornitura di gas al fine sia di coprire la crescente domanda interna sia di riportare in funzione i terminali di liquefazione egiziani, non operativi a causa di carenza di materia prima.**

Tre lettere d'intenti sono state firmate per il gas israeliano. La sigla di due protocolli è avvenuta tra le compagnie BG e Union Fenosa rispettivamente con i partner di Leviathan e Tamar per rifornire i terminali di liquefazione e avere accesso ai mercati internazionali: si tratta di 105 Gmc a Idku e 70 Gmc a Damietta per un periodo di 15 anni.

Il terzo protocollo è stato sottoscritto tra Dolphinus Holdings, un gruppo privato che rappresenta consumatori commerciali ed industriali in Egitto, e i partner di Tamar per un contratto di fornitura del surplus di offerta del gas proveniente dal campo israeliano: si parla di almeno 5 Gmc nei primi tre anni ma la durata del contratto è prevista per un periodo di sette anni.

Quest'ultimo accordo prevede la possibilità di collegare i giacimenti israeliani offshore ad Ashkelon tramite gasdotto per poi utilizzare il sistema infrastrutturale esistente della East Mediterranean Gas (EMG), una Joint Venture tra imprese provenienti da diversi paesi, tra cui la Mediterranean Gas Pipeline Company appartenente al gruppo azero Evsen, la thailandese PTT, l'egiziana Egyptian Natural Gas Holding e l'israeliana Merhav. Tale opzione implicherebbe un'inversione del flusso di un braccio dell'Arab Gas Pipeline, un gasdotto che fino a pochi anni fa trasportava il gas egiziano in Israele e Giordania. Pochi giorni fa (novembre 2015) è giunta la notizia della firma di un simile accordo tra Dolphinus e i partner di Leviathan per la fornitura di gas tramite il medesimo utilizzo del sistema di infrastrutture di EMG.

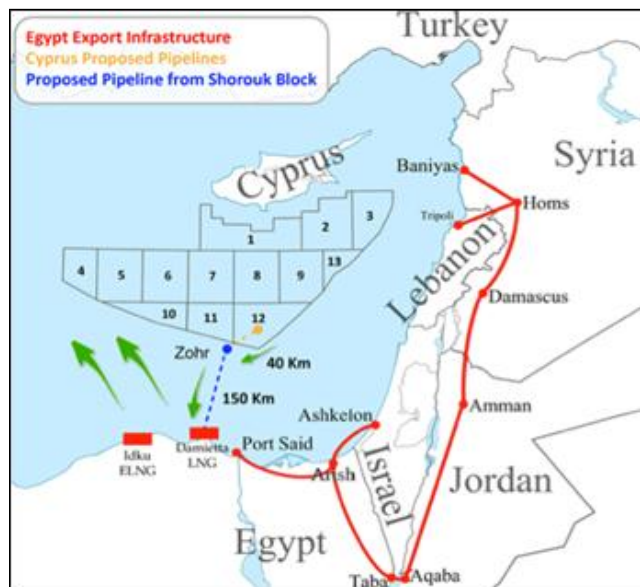
Sul fronte delle relazioni egiziano-cipriote, i due paesi hanno siglato un *Memorandum of Understanding* (MoU) a inizio 2015, che autorizza l'egiziana EGAS e la cipriota Cyprus Hydrocarbons Company a discutere soluzioni tecniche per trasportare il gas naturale dal campo Afrodite tramite un gasdotto sottomarino diretto in Egitto.

Tuttavia, gli accordi siglati non sono vincolanti e le trattative tra le parti procedono a rilento a causa di una serie di questioni regolatorie e di investimento non ancora risolte e precedenti all'entrata in scena di Zohr. Uno stallo che minaccia di avere pesanti ripercussioni sullo sviluppo dei comparti energetici nazionali e che ha contribuito a ritardare la messa in produzione dei campi da parte delle compagnie che vi operano, aggiungendo un'ulteriore incognita temporale alla realizzazione dei piani di esportazione dei due paesi.

In particolare, **il progetto di esportazione del gas israeliano ai terminali Gnl è stato ritardato dal mancato accordo tra il consorzio di imprese di Leviathan e Israele per i diritti di sfruttamento del maxi-giacimento.** Le compagnie infatti si sono scontrate con

il parere negativo dell'Autorità Antitrust israeliana che aveva paventato il rischio della formazione di un monopolio (v. *Focus 21/2015*).

FIG. 4 - SISTEMA INFRASTRUTTURALE DI ESPORTAZIONE NEL MEDITERRANEO ORIENTALE



FONTE: GULFOILANDGAS.COM

Tuttavia, sembra che le dimissioni del commissario dell'Autorità Antitrust David Gilo e del ministro dell'Economia Aryeh Deri, che si era rifiutato di firmare la sospensione della normativa antitrust, possano sbloccare la situazione, permettendo così una ripresa delle trattative per l'esportazione di gas verso i terminali egiziani. **Ostacoli sono emersi anche per il progetto di esportazione del gas tramite gasdotto nel mercato interno egiziano.** In questo caso, EMG – operatore del gasdotto in questione – ha negato il suo coinvolgimento nelle negoziazioni, evidenziando le problematiche economiche, legali e di sicurezza annesse all'utilizzo della condotta.

Non solo l'investimento richiesto per invertirne il flusso, stimato in \$10-20 milioni, risulta alla compagnia irrealistico per un'infrastruttura inutilizzata da alcuni anni, ma sussistono anche questioni legali in corso a ostacolarne la fattibilità – nello specifico, la controversia tra EMG e lo stato egiziano per la forzata chiusura della condotta a causa dei numerosi sabotaggi avvenuti nel tratto della penisola del Sinai tra il 2011 e il 2012. Per tali questioni, le negoziazioni sono procedute a rilento e la scoperta di Zohr non fa altro che immettere una nuova variabile con l'effetto di rendere le tempistiche ancora più incerte.

Se, da una parte, il nuovo campo pone un serio interrogativo sull'effettiva realizzazione dei piani di esportazione di Israele nel mercato egiziano, dall'altra, potrebbe dare spinta alle trattative sul rifornimento dei terminali Gnl, fungendo da elemento di pressione per la risoluzione del dibattito regolatorio interno ad Israele.

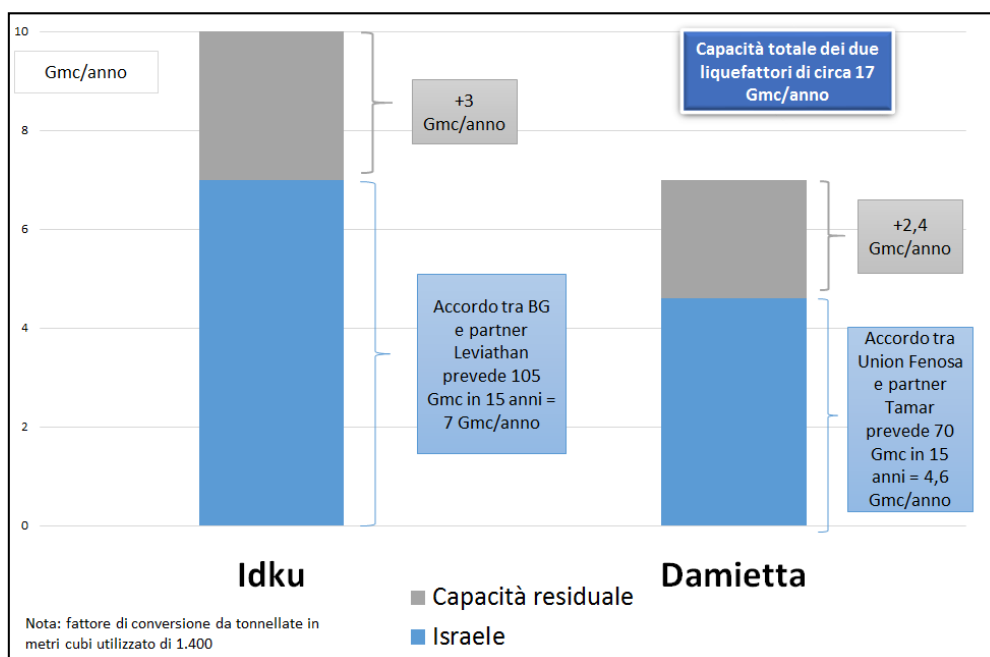
Anche il caso cipriota risente necessariamente dell'effetto Zohr. Nonostante alcuni analisti abbiano valutato negativamente il possibile impatto sui piani di esportazione ciprioti, la vicinanza di Afrodite al prospetto esplorativo Zohr può rappresentare

un'opportunità da non sottovalutare. La proposta di un collegamento tramite gasdotto con l'Egitto potrebbe non solo rimanere un'opzione valida, ma godere perfino di un vantaggio di costo, potendo affidarsi al sistema infrastrutturale di trasporto e di esportazione connesso al giacimento egiziano, limitando l'investimento ad un collegamento sottomarino tra i due campi.

Il gas cipriota potrebbe in tal modo essere indirizzato a uno dei due terminali Gnl invece che al mercato egiziano dato che quest'ultimo, una volta entrato in produzione Zohr, difficilmente avrà bisogno di ulteriori rifornimenti esteri. Uno scenario che trova conferma nell'accordo firmato a novembre 2015 da BG per l'acquisizione da Noble Energy del 35% del blocco 12 dove si trova il campo Afrodite.

Considerando la capacità degli impianti di liquefazione, rispettivamente di circa 5 e 7 milioni di tonnellate/anno di Gnl, si avrebbero complessivamente circa 17 Gmc di gas potenzialmente esportabili nei mercati internazionali, *in primis* l'Europa.

FIG. 5 - SIMULAZIONE DELLA CAPACITÀ RESIDUALE DEI TERMINALI GNL EGIZIANI IN CASO DI IMPLEMENTAZIONE DEGLI ACCORDI CON ISRAELE



FONTE: ELABORAZIONE DELL'AUTORE

Simulando uno scenario in cui gli accordi con l'Egitto per il rifornimento dei terminali vengano conclusi con successo, **resta una capacità residuale di tali infrastrutture che lascia spazio ad un eventuale accordo di esportazione del gas cipriota** (Figura 5).

Rimangono chiaramente importanti incognite che devono essere tenute in considerazione, specialmente la possibilità che parte del gas egiziano possa tornare a essere diretto verso i mercati esteri, non lasciando spazio ad altri accordi da parte dei suoi vicini. D'altra parte, sussiste la possibilità di realizzare progetti di espansione dei due terminali, paventati in passato ma mai realizzati. La costruzione di un secondo treno a

Damietta e la possibilità per Idku di ospitarne altri 4 potrebbe aumentare la capacità complessiva di circa 12 Gmc/anno.

In definitiva, esistono margini di manovra per potere concludere accordi sia con Cipro che con Israele sul fronte Gnl ma l'effettiva riuscita dei protocolli finora siglati è legata alle molteplici incognite da affrontare. Non ultimo, occorre valutare la capacità di assorbimento dei mercati di consumo a cui può essere diretto il gas del Levante, *in primis* l'Europa considerato il principale potenziale destinatario.

2.4. SUL FRONTE EUROPEO, NUOVE OPPORTUNITÀ DI RAFFORZAMENTO DEL CORRIDOIO SUD

La realizzazione di un collegamento tra il gas del Mediterraneo Orientale e il mercato europeo è oggetto di dibattito da diverso tempo sia per ragioni di prossimità geografica che di opportunità politica. L'UE punta a diversificare le sue fonti di approvvigionamento, aprendo rotte alternative al gas russo che copre quasi il 40% delle sue importazioni, con picchi del 100% per alcuni stati membri. **Il “mantra” della diversificazione** – rivitalizzato dalle ripetute crisi russo-ucraine, di cui l'ultima verificatasi solo pochi giorni fa (novembre 2015) – ha reso di estrema rilevanza la creazione di un corridoio meridionale: un progetto che, bypassando la Russia, potrebbe trasportare il gas proveniente dall'Eurasia (Azerbaijan e Turkmenistan), potenzialmente dal Medio Oriente (Iran e Iraq), e infine dal Mediterraneo Orientale (Cipro, Israele, Egitto).

Di conseguenza, le risorse israeliane e cipriote assumono carattere di opportunità per l'Europa; di fatti, diversi progetti infrastrutturali di interconnessione con la regione sono al vaglio di Bruxelles. Tuttavia, l'esportazione di gas in Europa solleva problematiche non banali che devono essere affrontate dai vari attori coinvolti.

In primis, l'opzione di un collegamento tramite gasdotto richiederebbe notevoli investimenti infrastrutturali, considerato che non esiste alcuna condotta che collega il Mediterraneo Orientale e l'UE. Sono in discussione alcune rotte ma l'opzione più conveniente – attraversare la Turchia – si scontra con il lungo conflitto politico tra Nicosia e Ankara, implicando il passaggio in acque contestate; questo richiederebbe una collaborazione tra le parti che sembra difficile da immaginare senza la risoluzione della primaria questione politica.

Ferma restando l'evidente difficoltà di raggiungere un compromesso, **l'intensificarsi dei negoziati turco-ciprioti negli ultimi mesi ha rappresentato un segnale distensivo che potrebbe determinare passi in avanti nelle relazioni bilaterali**, aprendo finanche a una collaborazione in ambito energetico. D'altronde, la Turchia guarda con interesse alle risorse del Mediterraneo orientale che le permetterebbero di diversificare le sue forniture nonché di assumere il ruolo di *hub* energetico che tanto gli è caro. In questo contesto, il *trade-off* finale scontrerà anche le relazioni con la Russia con la quale è stato paventato un rafforzamento della cooperazione energetica.

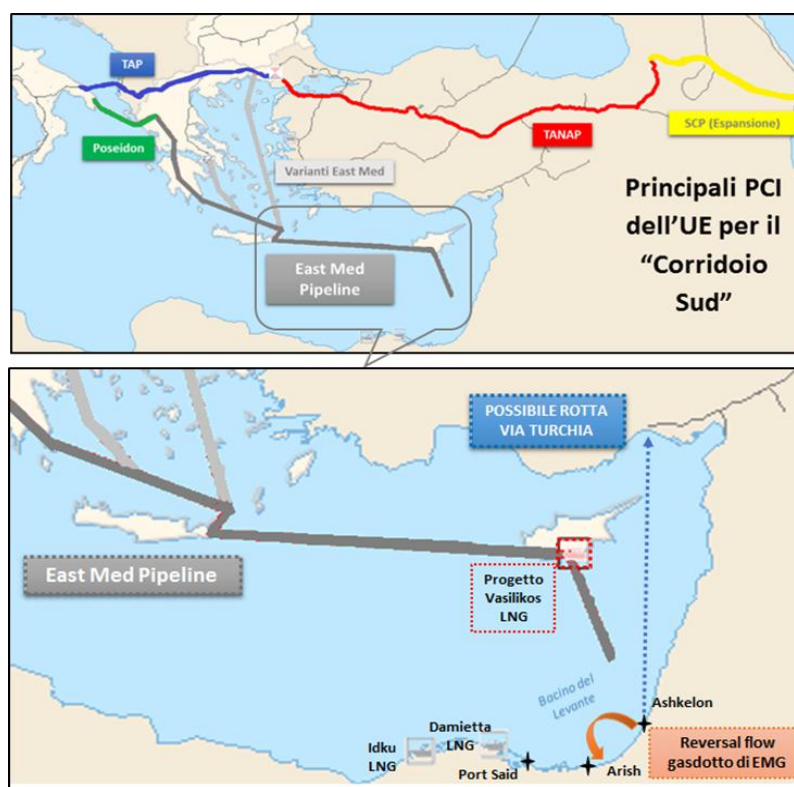
Mosca ha infatti proposto una nuova condotta di collegamento tra i due paesi, il Turkish Stream, a seguito della quale l'accesso al gas del Mediterraneo potrebbe essere valutato meno urgente; tuttavia, il deterioramento delle relazioni politiche a causa del

coinvolgimento russo nella guerra in Siria – non ultimo, il recente abbattimento di un caccia russo che aveva violato lo spazio aereo turco – potrebbe congelare le trattative per la realizzazione del progetto.

Altra rotta possibile è quella che dovrebbe passare per Cipro e Grecia attraverso la East Med Pipeline, un’infrastruttura presente da tempo nella lista dei PCI europei. Si tratta di un gasdotto che collegherebbe i giacimenti di Cipro e Israele alla Grecia tramite Creta per una capacità di circa 8-10 Gmc all’anno, con la possibilità di arrivare in Italia attraverso il progetto di condotta Poseidon.

Una tratta complessiva di 1700 km per un progetto tecnologicamente complesso e oneroso dal punto di vista finanziario, benché vantaggioso da quello strategico. Il progetto infatti permetterebbe a Cipro e Israele di evitare la dipendenza da paesi terzi e potenzialmente instabili come invece richiederebbero le rotte via Turchia (gasdotto) o Egitto (Gnl). In questo contesto, al progetto è stato confermato di recente lo *status* di *Project of Common Interest* (PCI) nonostante le sue criticità, specie considerando che non è chiaro se Bruxelles sia disposta a supportarne la realizzazione attraverso fondi europei, come auspicato dai governi dei paesi interessati.

FIG. 6 - “CORRIDOIO SUD”: ROTTE DI ESPORTAZIONE VERSO L’UE



FONTE: ELABORAZIONE DELL’AUTORE

In secondo luogo, se si sceglie l’opzione Gnl, bisogna considerare che, pur essendo più flessibile rispetto al tubo, è piuttosto costosa e la sua competitività in un contesto di mercato con prezzi bassi come quello attuale è tutta da dimostrare. Una soluzione più sostenibile dal punto di vista economico sarebbe utilizzare le infrastrutture di liquefazione

già esistenti come quelle egiziane. Cipro e Israele potrebbero anche rispolverare l'ipotesi della costruzione di un impianto di liquefazione nella località cipriota di Vasilikos, con condotta di collegamento sottomarino ai campi israeliani, in modo tale da non dover dipendere da un paese terzo e soggetto ad instabilità politica come l'Egitto.

Il progetto è stato ampiamente dibattuto negli incontri istituzionali bilaterali e oggetto della firma di un MoU nel 2013 tra Cipro e la compagnia operatrice Noble Energy. Tuttavia, la realizzazione di tale infrastruttura è attualmente in stand-by in quanto richiederebbe un notevole sforzo d'investimento che le attuali stime delle riserve cipriote non permettono di giustificare.

Inoltre, vale ricordare che il Gnl – potendo contare su una modalità di trasporto flessibile – potrebbe essere destinato a clienti disposti a pagare prezzi più alti, come ad esempio il mercato asiatico, dove peraltro si concentrerà il grosso della domanda energetica mondiale in futuro.

Un'altra incognita da non sottovalutare è la capacità di assorbimento dell'offerta proveniente dal Mediterraneo orientale da parte di un mercato già sostanzialmente saturo. In generale, il mercato internazionale vive una condizione di eccesso di capacità lato offerta – sulla scia del contributo dello *shale gas* statunitense, della competizione di Qatar e Russia e, guardando al prossimo futuro, delle potenzialità che si schiudono in Iran con la fine delle sanzioni – e di debolezza lato domanda – con il rallentamento dell'economia cinese e la disponibilità di carbone a buon mercato.

In linea con questo trend, la domanda europea di gas ha subito un tendenziale calo a partire dalla crisi economica del 2008-2009, riflettendo non solo la stagnazione del settore industriale ma anche l'aumento della quota di generazione elettrica da fonti alternative e l'impatto delle politiche di riduzione delle emissioni. Modesti segnali di ripresa si registrano per l'anno in corso: per la prima volta dal 2010, si stima una crescita del consumo di gas europeo di circa il 7% sul 2014, raggiungendo 441 Gmc di gas.

Pur essendo un segnale incoraggiante per il futuro, **siamo ancora lontani dal picco raggiunto nel 2010 di 527 Gmc e le ultime previsioni dell'Agenzia internazionale dell'energia confermano una stabilizzazione delle domanda nell'orizzonte 2040.** In tale contesto, molto può fare la politica, conferendo una maggiore centralità al ruolo del gas nella sicurezza energetica nazionale, nella transizione verso un'economia a basso contenuto di carbonio e per lo sviluppo di nuovi usi, specie in riferimento all'impiego del gas nel trasporto sia marittimo che su strada.

Non ultimo, sarebbe utile un eventuale coinvolgimento della **Turchia** che permetterebbe non solo di **utilizzare una rotta più conveniente** ma anche di raggiungere un mercato in grado di assorbire parte del gas trasportato in Europa.

2.5. IL PIANO DESCALZI: UN HUB DEL GAS NEL MEDITERRANEO ORIENTALE

Intervenendo al Parlamento europeo dopo l'annuncio della scoperta, **Descalzi ha confermato la rilevanza di Zohr non solo per l'Egitto ma più in generale per l'Europa poiché “aumenta la disponibilità complessiva di gas nelle immediate vicinanze e contribuisce alla sicurezza del suo approvvigionamento, direttamente o indirettamente”**. Per tale ragione, l'Ad dell'Eni ha espresso la necessità di un'assunzione di rischi da parte dell'UE, auspicando un suo intervento per contribuire allo sforzo di investimento al fine di “creare un hub con l'Europa del Sud” che sia connesso al resto del Continente.

Sulla base di tale disegno aziendale, **Descalzi** si è mosso come uno “*shuttle diplomat*”, incontrando i diversi capi di stato coinvolti per fare in modo che lo sviluppo del giacimento di gas egiziano avvenga in un contesto di stabilità politica e convenienza economica. Gli ultimi incontri con il presidente egiziano al-Sisi e con il premier israeliano Netanyahu hanno palesato una visione d'intenti sulla costruzione di un hub del gas nel Mediterraneo Orientale attraverso l'uso condiviso delle infrastrutture di trasporto e di export egiziane con le altre scoperte limitrofe dell'area.

“Mettere a fattor comune queste ingenti risorse” avrebbe vantaggi indubbi in termini di riduzione dei tempi realizzativi e dei costi, con implicazioni sotto molteplici punti di vista per la regione, non ultimo quello politico.

Nei fatti, rimarcare le possibili sinergie di un asse tra Egitto, Cipro e Israele nasconde non solo un'opportunità di lanciare un progetto energetico importante ma anche un'occasione per migliorare le relazioni politico-economiche dei paesi dell'area, estendendosi a includere Turchia e Grecia. La scoperta di Zohr ha quindi la potenzialità di sconvolgere la diplomazia energetica regionale, creando le condizioni per nuove connessioni tra Africa, Medio Oriente ed Europa.

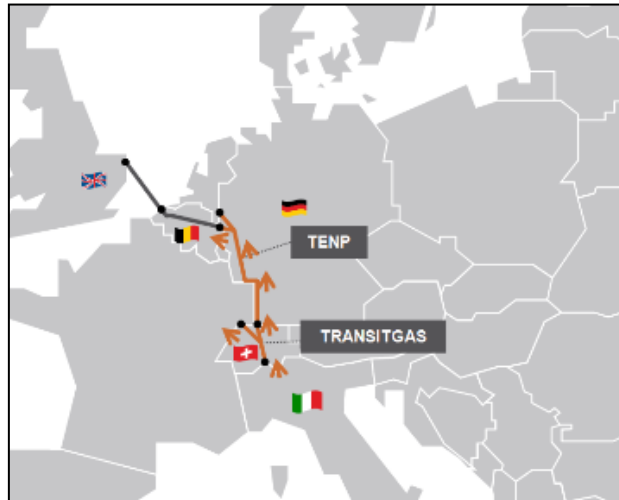
Un progetto che pone in primo piano l'Italia e contribuisce a rafforzare la possibilità per il paese di diventare un *hub* del gas europeo, obiettivo strategico perseguito da Roma già con gli accordi per la realizzazione del gasdotto TAP. Descalzi ha dichiarato: “Il ruolo dell'Italia può crescere perché abbiamo le infrastrutture e gli stoccaggi. Abbiamo una capacità in eccesso, circa 100 Gmc di gas e ne usiamo 65 Gmc e quindi si può esportare con un *reverse flow* verso la Svizzera, l'Austria e la Germania”.

Un tassello importante di questo piano è stato messo a segno a fine novembre 2015, quando è arrivato il **consenso tedesco al progetto di inversione di flusso della rete di trasmissione del gas TENP e Transitgas**. Ciò permetterà di costruire una nuova direttrice del gas Sud-Nord che, portando il gas fino alla Germania e potenzialmente a Belgio e Regno Unito, individua una rotta di approvvigionamento alternativa al gas russo.

Il giacimento Zohr, che in lingua araba significa “mezzogiorno”, **potrebbe rischiarare le prospettive degli attori coinvolti e avere un effetto pacificatore nell'area**, rendendo più utile la via della cooperazione rispetto a quella del conflitto. Restano da affrontare le sfide di un quadro complesso di relazioni ed equilibri geopolitici ed economici di non poco conto, tra cui la normalizzazione delle relazioni con la Turchia.

Quel che a oggi è certo è l'indubbio vantaggio competitivo di cui beneficerà ENI dalla scoperta di Zohr, derivante dall'estrarre il gas in un paese di cui ha grande conoscenza e con cui ha consolidati rapporti istituzionali. Una vittoria da cui potrebbe trarre vantaggio anche il sistema di piccole-medie imprese nostrane, fornitrici di servizi

FIG.7 - INVERSIONE DEL FLUSSO DELLA RETE GAS DA SUD A NORD



Fonte: FLUXSWISS

all'industria mineraria, note anche all'estero per i livelli di eccellenza tecnologica e manifatturiera. Di questa realtà l'Italia dovrebbe tenere maggior conto dato che, in un periodo di crisi economica e di impedimenti alle attività estrattive nazionali, molte imprese dell'indotto hanno deciso di non delocalizzare, continuando a operare nei luoghi in cui hanno avuto origine. In un'Italia dove ancora scoprire il gas era considerato "un miracolo".

ACRONIMI

AEEGSI	Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico
BP	British Petroleum
CEF	Connecting Europe Facility
CGNPC	China General Nuclear Power Corporation
CNNC	China National Nuclear Corporation
DECC	Department of Energy and Climate Change
EDF	Électricité de France
EIA	Energy Information Administration
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
EMG	East Mediterranean Gas
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
FID	Final Investment Decision
FMI	Fondo Monetario Internazionale
FSRU	Floating Storage Regasification Unit
GIIGNL	Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié
GIPL	Gas Interconnection Poland-Lithuania
GNL	Gas Naturale Liquefatto
IEA	International Energy Agency
JODI	Joint Organisations Data Initiative
LTO	Light Thight Oil
MMbtu	Million british thermal units
MoU	Memorandum of Agreement
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
NEP	Northern Emirates Pipeline
OECD	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OPAL	Ostsee Pipeline Anbindungsleitung
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (Polish Oil and Gas Company)
PCI	Projects of Common Interest
PIL	Prodotto Interno Lordo

PKK	Partito dei lavoratori del Kurdistan (Partîya Karkerên Kurdîstan)
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
TANAP	Trans-Anatolian Pipeline
TAPI	Turkmenistan, Afghanistan, Pakistan, India (Pipeline)
TENP	Trans Europa Naturgas Pipeline
TGIF	Turn Grease into Fuel
UE	Unione europea
WTI	West Texas Intermediate
ZEE	Zona Economica Esclusiva

FONTI

AEEGSI – Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico

Assoelettrica

Bloomberg

BP – British Petroleum

CE – Commissione europea

DECC – Department of Energy and Climate Change (Regno Unito)

EIA – Energy Information Administration (Stati Uniti d’America)

Energia

Euractiv

Forbs

Fortune

FT – Financial Times

GIIGNL – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié

ICIS service

IEA – International Energy Agency

Il Sole 24 Ore

FMI – Fondo Monetario Internazionale

JODI – Joint Organisations Data Initiative

Lavoce.info

MEES – Middle East Energy News

Ministère de l’écologie, du développement durable et de l’énergie (Francia)

MSE – Ministero dello Sviluppo Economico

OPEC – Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio

Quotidiano Energia

Rigzone

SQ – Staffetta quotidiana

SRG – Snam Rete Gas

Terna

The Economist

The Guardian

The Telegraph

Thomson Reuters

Wall Street Journal

L'OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE È UN PROGETTO DI COLLABORAZIONE TRA SENATO DELLA REPUBBLICA, CAMERA DEI DEPUTATI E MINISTERO DEGLI AFFARI ESTERI E DELLA COOPERAZIONE INTERNAZIONALE, CON AUTOREVOLI CONTRIBUTI SCIENTIFICI.

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

Analisi di scenario, a cadenza annuale, su temi di rilievo strategico per le relazioni internazionali.

Focus

Rassegne trimestrali di monitoraggio su aree geografiche e tematiche di interesse prioritario per la politica estera italiana.

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

Flussi migratori

Mediterraneo e Medio Oriente

Focus euroatlantico

Sicurezza energetica

Coordinamento redazionale a cura della:

Camera dei deputati
SERVIZIO STUDI
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI
Tel. 06.67604939
e-mail: st_affari_esteri@camera.it
<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>