

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 11 – Maggio / Luglio 2012

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Maggio/Luglio 2012

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca
Approfondimento di Antonio Sileo

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea	
Introduzione	3
1. Analisi comparata degli Stati europei	7
1.1. Italia	13
1.2. Germania	16
1.3. Francia	18
1.4. Regno Unito	20
1.5. Spagna	21
1.6. Polonia	22
Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas	24
2.1. Russia e vicini orientali	24
2.2. Bacino del Caspio	27
2.3. Turchia e Medio Oriente	30
Corridoi europei del gas	34
3.1. Corridoio Nord-Orientale	34
3.2. Corridoio Sud-Orientale	35
3.3. Corridoio Mediterraneo	39
Fonti	40
Parte II - Approfondimento	
Il gas naturale in Italia: sfide e opportunità	42

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

Il protrarsi della congiuntura economica negativa è l'elemento più rilevante dell'attuale panorama energetico mondiale, in continuità con la tendenza registrata negli ultimi trimestri (v. *Focus* 7-8-9/2011). La **stagnazione dell'economia** europea e la debole crescita statunitense sono solo in parte compensate dalla continua crescita cinese, che sta peraltro entrando in una fase di rallentamento. Inoltre, la difficile situazione dell'area-euro e dubbi sulle possibili evoluzioni lasciano un ampio margine di incertezza sugli sviluppi futuri.

I consumi energetici mondiali del 2011 hanno rispecchiato le dinamiche macroeconomiche in atto. A livello globale, la domanda di energia è cresciuta in modo contenuto rispetto al 2010 (+2,5%), arrivando a 12.275 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep). A trainare i consumi è stata la domanda della Cina (2.613 Mtep, +8,8%), ormai stabilmente primo consumatore di energia al mondo. In aumento anche i consumi di India (559 Mtep, +7,4%), Russia (686 Mtep, +2,5%) e Brasile (267 Mtep, +3,5%). Tendenze opposte hanno invece fatto registrare Stati Uniti (2.269 Mtep, -0,4%), Ue (1.691 Mtep, -3,1%) e Giappone (478 Mtep, -5,0%), a conferma del processo di **riequilibrio delle attività economiche mondiali a favore dell'area dell'Asia orientale e del Pacifico**.

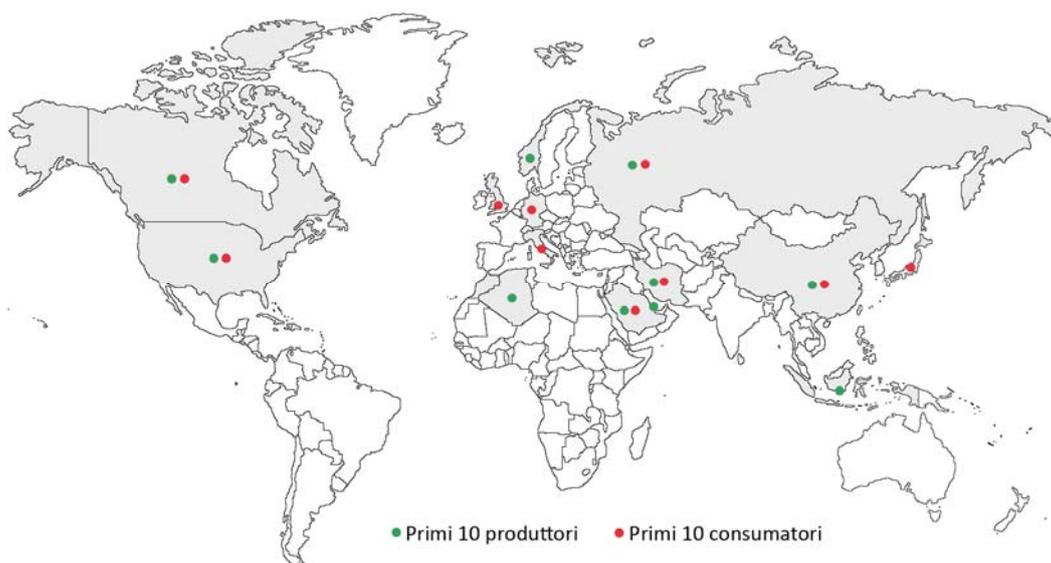
I mercati energetici risentono anche dell'incertezza relativa alle tendenze macroeconomiche mondiali, come dimostrano le previsioni sull'andamento del prezzo del petrolio. Nonostante l'instabilità nell'area mediorientale e le diffuse preoccupazioni circa la reale consistenza della capacità di riserva a disposizione dell'Arabia Saudita, le previsioni sono infatti di una **modesta contrazione del prezzo del petrolio nel medio periodo**. Alla base di queste previsioni, accanto alla fiducia in una soluzione negoziata delle tensioni che coinvolgono l'Iran, vi sono le aspettative di una domanda petrolifera strutturalmente debole e l'aumento della produzione non convenzionale. Se confermata dai fatti, la riduzione dei prezzi è destinata a trasmettersi a tutto il settore energetico e soprattutto al gas naturale, i cui prezzi sono in parte indicizzati al petrolio.

L'entità della contrazione delle quotazioni del greggio è tuttavia destinata a essere limitata dalla necessità per i Paesi produttori mediorientali di mantenere le quotazioni a livelli tali da garantire la sostenibilità della propria spesa pubblica, cresciuta in modo consistente negli ultimi anni allo scopo di mantenere la stabilità politica (le stime sono di un livello minimo di 80 dollari al barile). Anche in un contesto di prezzi in contrazione è dunque necessario considerare che le **quotazioni del petrolio difficilmente torneranno a livelli inferiori a quelli pre-crisi** e quindi tutti i prezzi a esse collegati – come quelli dei contratti di fornitura di gas *take-or-pay* – rimarranno relativamente elevati.

L'attesa contrazione dei prezzi del petrolio, come detto, è in parte dovuta anche alla crescente disponibilità di greggio prodotto da **giacimenti non convenzionali**. La diffusione delle tecnologie per la produzione non convenzionale e gli ingenti investimenti in esplorazioni effettuati negli anni passati hanno infatti aumentato le riserve provate del 30% rispetto all'inizio del decennio scorso, a riprova dell'infondatezza delle previsioni di un imminente esaurimento delle

riserve petrolifere. Gli effetti della “rivoluzione del non convenzionale” non riguardano solo il petrolio, ma interessano da vicino anche il mercato del gas naturale (v. *Focus* 7-8/2010) e consentono a grandi Paesi consumatori – Stati Uniti, Canada e, in prospettiva, Cina – di limitare o eliminare la propria dipendenza dagli approvvigionamenti internazionali.

Figura 1 - I principali produttori e consumatori di gas



Note: in evidenza la differenza tra i Paesi prevalentemente importatori (Ue, Giappone) e i Paesi grandi consumatori dotati di un'ampia produzione interna.

Fonte: elaborazione su dati BP (2011), © Matteo Verda.

L'incremento della produzione non convenzionale di gas naturale è stato particolarmente marcato negli Stati Uniti, il più grande consumatore mondiale. Gli investimenti fatti nel corso del decennio passato non solo hanno consentito di soddisfare tutta la domanda interna, ma permetteranno agli operatori statunitensi di iniziare a esportare Gnl (Gas naturale liquefatto) verso altri mercati. In aprile, il terminale di Sabine Pass ha ricevuto il via libera delle autorità governative e sarà la **prima infrastruttura statunitense di esportazione di Gnl** fuori dall'Alaska. Qualora l'espansione della produzione statunitense dovesse continuare a crescere ai ritmi attuali, è probabile che altre infrastrutture saranno realizzate.

L'avvio delle esportazioni di gas statunitense è favorito dal differenziale di prezzo rispetto agli altri mercati regionali. Il gas sul mercato nordamericano costa la metà rispetto al mercato europeo e un quarto rispetto a quello dell'Asia orientale: esistono dunque importanti incentivi a esportare il gas americano. Tuttavia, difficilmente volumi consistenti di gas statunitense saranno destinati ai consumatori europei. L'effetto combinato dei prezzi finali più ampi e della maggior dinamicità del mercato attrarranno infatti **gli investimenti e i flussi di approvvigionamenti verso l'Asia**, continuando a lasciare relativamente isolato il mercato europeo. A riprova di queste tendenze, gli operatori giapponesi Mitsubishi Corp e Mitsui & Co hanno recentemente firmato accordi per aggiudicarsi parte consistente (6 miliardi di metri cubi, Gmc) delle future esportazioni di Sabine Pass.

L'intraprendenza degli operatori giapponesi è anche collegata all'improvvisa accelerazione della domanda interna di gas naturale che ha seguito l'incidente di Fukushima. Nel 2011, i consumi giapponesi sono cresciuti dell'11,6% rispetto al 2010, passando da 101 a 113 Gmc¹. Nonostante il progressivo rientro in servizio delle centrali nucleari nipponiche in corso, la **domanda di gas naturale giapponese è destinata a restare più alta delle previsioni** anche nei prossimi anni, contribuendo a mantenere alto il livello dei prezzi nell'area dell'Asia orientale e del Pacifico.

La domanda nipponica non è l'unica componente del dinamismo del mercato regionale del gas in Asia orientale. La crescita economica e il conseguente aumento del fabbisogno energetico hanno infatti interessato anche la domanda di gas delle economie in più rapido sviluppo, tanto da fare dell'**Asia orientale il traino della crescita dei consumi mondiali di gas**. Dall'inizio della crisi economica, i consumi nella regione sono cresciuti in media del 7% annuo, passando da 459 a 602 Gmc. Oltre al Giappone (+16 Gmc), gran parte di questa crescita si è concentrata in Cina (+65 Gmc), India (+23) e Corea del Sud (13 Gmc).

Le previsioni sono di una prosecuzione di questa tendenza, pur in un quadro di crescente incertezza dovuta al complicarsi della crisi europea e al rischio di un parziale effetto di contagio che potrebbe investire le economie asiatiche maggiormente sbilanciate verso le esportazioni. Nondimeno, le prospettive per l'area asiatica restano positive e sono destinate ad attrarre una quota significativa degli investimenti degli operatori internazionali. Un esempio in tal senso viene dalle **recenti scoperte di gas effettuate in Mozambico da Eni**, i cui vertici hanno già chiarito che la nuova capacità produttiva sarà destinata a soddisfare il mercato asiatico e non quello europeo.

La dinamicità della domanda nell'area asiatica si è accompagnata all'aumento della liquidità del mercato del Gnl, con effetti ancora una volta soprattutto in Estremo Oriente. Per ragioni storiche e soprattutto geografiche, il Gnl è la tecnologia predominante negli scambi internazionali asiatici, dove copre circa l'80% delle importazioni, contro il 25% delle importazioni europee e il 10% di quelle nordamericane. Non sorprende dunque che il **mercato asiatico abbia assorbito gran parte dei carichi spot** – cioè svincolati da contratti di lungo periodo e venduti al miglior offerente – resi disponibili a livello globale. Su 90 Gmc disponibili, infatti, i consumatori asiatici se ne sono aggiudicati il 60%. Inoltre, sono raddoppiati i carichi diretti in Asia dal Bacino Atlantico, mentre gli scambi a breve in Europa si sono ridotti di quasi l'8%, a conferma delle deboli prospettive del mercato europeo e della rigidità prodotta dai contratti di lungo periodo.

Le dinamiche di scambio internazionale e le incertezze circa l'affidabilità dei flussi di approvvigionamento non sono gli unici fattori di vulnerabilità della sicurezza energetica nazionale. Un fattore di rischio di crescente importanza deriva dal ruolo sempre più centrale che le tecnologie informatiche hanno nella gestione delle infrastrutture interne di traspor-

¹ Tutti i dati sono riportati con potere calorifico pari a 39 MJ/mc. I dati relativi al 2011 sono da considerarsi provvisori e suscettibili di aggiustamenti marginali.

to e distribuzione. Se da un lato l'informatizzazione sempre più spinta di tutta la filiera ha consentito livelli crescenti di efficienza e affidabilità tecnica delle infrastrutture, dall'altro essa ha incrementato la vulnerabilità rispetto al **sabotaggio con mezzi puramente informatici**. In pratica, per un soggetto intenzionato a bloccare una rete di trasporto di gas naturale è teoricamente possibile accedere ai software di gestione e interrompere o alterare le operazioni. Soprattutto nel caso del gas naturale, questo rischio è remoto, tuttavia presenta un livello di danno potenziale molto alto². È pertanto necessario che gli operatori di rete e i servizi di informazione e sicurezza adottino elevati standard di sicurezza e contrastino attivamente le potenziali minacce.

Il primo capitolo del Focus è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas nei principali mercati europei, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del primo semestre 2012. 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. Ai recenti sviluppi del sistema di infrastrutture di trasporto e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti è poi dedicato il terzo capitolo. Infine, è presentato un approfondimento relativo alla questione della diversificazione degli approvvigionamenti nazionali e alle conseguenze in termini di sicurezza energetica della **separazione di Snam Rete Gas da Eni**.

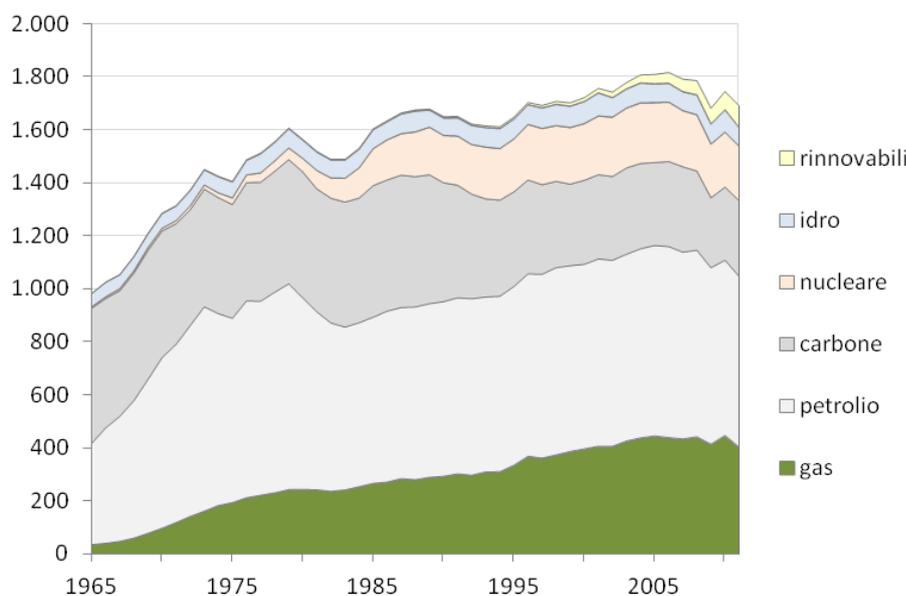
² Nel caso della distribuzione elettrica il rischio è anche maggiore, perché la diffusione delle *smart grid* (le reti in grado di accogliere la generazione diffusa proveniente da piccoli impianti da rinnovabili), la loro integrazione con infrastrutture obsolete e la crescente diffusione di software di gestione dei flussi hanno moltiplicato le possibili breccie nella sicurezza dei sistemi informatici di gestione delle reti stesse.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

Gli effetti della crisi economica dell'area euro hanno condizionato negativamente i consumi energetici europei nel corso del 2011. A risentirne maggiormente è stata la domanda di gas naturale, che ha conosciuto la contrazione più marcata (-11% su base annua - v. *Focus 9/2012*). Tuttavia, a contrarsi sono stati anche i consumi complessivi di energia (-3,1%), i consumi petroliferi (-2,6%) e i consumi di elettricità prodotta da centrali nucleari (-1,1%) e idroelettriche (-16,2%). In controtendenza invece i consumi di carbone (3,6%) e i consumi di rinnovabili (18,3%). Nel complesso si è dunque assistito a un marginale **riequilibrio del paniere energetico**, dettato non tanto dalla crisi economica quanto dal combinarsi di fattori economici (il prezzo particolarmente competitivo del carbone sui mercati internazionali) e politici (le rinnovabili hanno beneficiato di un periodo di incentivazioni particolarmente generoso da parte dei decisori politici di quasi tutti i Paesi europei).

UNIONE EUROPEA	
Consumo di gas (2011)	471 Gmc
Variazione 2010-2011	-11 %
Consumo sul totale mondiale	14 %
Dipendenza da import	65 %
Gas sul totale dei consumi	24 %

Figura 1.1 - La composizione del paniere energetico europeo 1965-2011



Fonte: elaborazione su dati BP.

La **domanda europea di gas naturale si è confermata debole anche nel corso del primo semestre del 2012**, in linea con le tendenze fatte registrare nel corso del 2011, anche se l'impennata dei consumi residenziali di febbraio dovuta alle particolari condizioni climatiche ha parzialmente mitigato le perdite. Si prospetta dunque un altro anno difficile per gli operatori del settore, come appare evidente dai piani di dismissione di alcune grandi aziende tedesche e dalla diffusa necessità di rinegoziare i termini delle forniture di lungo periodo, in particolare quelle con clausola *take-or-pay*.

La consapevolezza della necessità di tutelare gli ingenti investimenti effettuati a inizio decennio e gli eccessivi costi dei piani di sussidio alle rinnovabili – spesso ideati in un’altra congiuntura economica – hanno spinto i decisori politici dei principali Paesi europei a più o meno marcate riduzioni degli incentivi. L’obiettivo è quello di contenere i costi dell’energia per favorire la ripresa dell’economia europea e per consentire la realizzazione di almeno alcune delle nuove infrastrutture di trasporto, necessarie a garantire anche in futuro la sicurezza degli approvvigionamenti.

Anche qualora i consumi dovessero continuare a stagnare o contrarsi, infatti, la **produzione interna europea continua un inesorabile declino**. Nel 2011 è diminuita del 12%, attestandosi a 165 Gmc. Sebbene parte di questa contrazione sia causata dalla maggior flessibilità che caratterizza la produzione interna rispetto alle importazioni, resta il dato di fondo di un costante invecchiamento dei giacimenti in attività in Europa. Un’inversione di questa tendenza potrebbe venire solamente da un più ampio ricorso al gas non convenzionale, di cui potrebbero esistere importanti giacimenti anche nel sottosuolo europeo (ma non in quello nazionale, che ospita solo residui giacimenti convenzionali).

Figura 1.2 - I principali bacini di gas non convenzionale in Europa



Note: in giallo i bacini di gas da argille e in verde i bacini di gas in carbone.

Fonte: elaborazione su immagine International Energy Agency (Iea).

I principali operatori europei risentono anche degli alti prezzi delle forniture internazionali di lungo periodo indicizzate al petrolio. Le elevate quotazioni del greggio, nonostante le previsioni di una moderata contrazione, hanno posto in evidenza la necessità per gli importatori di avere un sistema di prezzi che risponda all’effettivo equilibrio tra domanda e

offerta di gas. A esacerbare il problema ha contribuito nei mesi passati il **livello particolarmente basso dei prezzi del Gnl**, che riflettono meglio l'effettivo equilibrio tra domanda e offerta di gas e che beneficiano dell'attuale abbondanza di offerta.

Nei prossimi anni, difficilmente si assisterà a un perdurare della marcata differenza tra i prezzi delle importazioni via tubo e via Gnl: in particolare, le attese del settore sono infatti di una contrazione dei prezzi del gas via tubo. A determinare questa riduzione sarà in primo luogo la **struttura dei prossimi contratti di lungo periodo**, come dimostrato dai nuovi accordi di fornitura tra la norvegese Statoil e l'operatore britannico Centrica, che non sono indicizzati al petrolio, bensì alle quotazioni Gnl. Inoltre, soprattutto nell'immediato futuro, un ruolo decisivo sarà giocato dalla rinegoziazione delle condizioni di fornitura dei contratti di lungo periodo già in essere.

I prezzi sui mercati europei sono piuttosto eterogenei a causa non solo delle diverse formule contrattuali adottate dai principali operatori, ma anche dalla situazione di frammentazione e relativo isolamento tra i mercati nazionali. L'obiettivo di lungo periodo dell'attività legislativa e regolatoria dell'Ue è quello di avere un mercato unico a livello europeo anche per il gas naturale. Nel primo semestre 2012 è stato compiuto un importante passo avanti con l'adozione del **Gas Target Model (Gtm)** da parte dello *European Gas Regulatory Forum* (chiamato anche "Madrid Forum"), un organismo di consultazione che comprende i governi, le autorità per l'energia nazionali, la Commissione europea, i gestori di rete e i principali operatori del settore.

Il Gtm definisce le azioni da compiere per arrivare a un mercato unico europeo, favorendo il buon funzionamento dei mercati all'ingrosso, la loro interconnessione e la realizzazione di investimenti adeguati a garantire un mercato efficiente. Il Gtm non è legalmente vincolante, ma rappresenta un punto di riferimento molto forte per tutti i decisori politici coinvolti e soprattutto per le autorità di regolazione nazionali. In particolare, il Gtm si integra con le disposizioni del Terzo pacchetto energia³ ed è destinato a influenzare fortemente gli sviluppi futuri del mercato del gas in tutta Europa.

Il Gtm prevede innanzitutto che a livello europeo siano creati dei **mercati all'ingrosso di dimensioni minime efficienti** per garantire l'esistenza di un mercato spot sufficientemente liquido. I criteri individuati sono: dimensioni di almeno 20 Gmc e un numero minimo di tre fornitori; l'impatto più significativo sarà sui mercati dell'Europa orientale, mentre quelli delle economie più grandi hanno dimensioni sufficienti da poter sussistere autonomamente, almeno per il momento.

Questi mercati all'ingrosso saranno organizzati come "**entry-exit zones**": questo significa che i fornitori pagano una tariffa unica per il trasporto in quel mercato, indipendentemente dal punto del mercato in cui avviene la consegna fisica all'acquirente e quindi dalla distanza percorsa. Questa misura dovrebbe rappresentare un forte incentivo agli **scambi**

³ Direttiva 2009/72/CE, Direttiva 2009/73/CE, Regolamento (CE) n. 713/2009, Regolamento (CE) n. 714/2009 e Regolamento (CE) n. 715/2009.

all'interno della zona stessa attraverso un hub virtuale, ossia senza che ci sia fisicamente un unico punto dove avvengono gli scambi⁴. Il passo successivo è l'integrazione sempre più stretta dei diversi mercati all'ingrosso, attraverso interconnessioni fisiche sempre più ampie che consentano di arbitrare tra i diversi livelli di prezzo. L'idea di fondo è quella di procedere progressivamente con la fusione dei mercati all'ingrosso, per giungere infine a un mercato unico.

L'adozione del Gtm rappresenta un vero e proprio cambio di paradigma, che costringerà a rivedere i modelli di fornitura. Contratti rigidi e di lungo periodo rappresentano infatti soluzioni sempre meno efficienti e sono destinati a perdere di importanza a favore di formule contrattuali più flessibili. Inoltre, qualora la liquidità di un mercato all'ingrosso non sia adeguata, è previsto che le autorità nazionali intervengano per forzare gli operatori dominanti a mettere a disposizione volumi di gas per aumentare la concorrenzialità del mercato (attraverso i *mandatory release programmes*).

Uno degli elementi chiave per lo sviluppo del Gtm è la **terzietà delle reti**, ossia il fatto che gli operatori di rete siano effettivamente indipendenti dagli operatori che comprano e vendono il gas. In questo modo l'operatore di rete può effettuare gli investimenti in nuova capacità in funzione esclusivamente dell'efficienza del mercato e non degli interessi commerciali di un singolo operatore. La scelta di separare Snam Rete Gas da Eni va esattamente in questa direzione e rispecchia scelte analoghe compiute in altri grandi mercati, come il Regno Unito e la Germania.

Alla luce degli sviluppi introdotti dal Gtm, la **tutela della sicurezza energetica dipende** in modo sostanziale **dalle decisioni dell'operatore che controlla la rete nazionale** e in misura solo marginale dalle scelte degli operatori che immettono gas sulla rete stessa (e che in ultima istanza sono tra loro intercambiabili). Nel medio periodo, i processi di acquisizione dovrebbero lasciare sul mercato tra i 5 e i 7 grandi operatori europei. In questa prospettiva, ogni misura destinata a **rafforzare l'operatore di rete nazionale** e a consolidarne la presenza sugli altri mercati europei ne aumenterà la capacità di effettuare investimenti nella rete nazionale, dando un contributo positivo alla sicurezza energetica nazionale.

Il **Gtm non è esente da rischi**, primo tra tutti quello che la divisione in mercati all'ingrosso sia un modo per eludere almeno in parte un'effettiva integrazione in un mercato unico in tempi più brevi. Tuttavia, più che essere dovuto all'adozione del Gtm, questo rischio è collegato all'assenza di volontà politica di procedere a una più stretta integrazione, prescindendo dunque in larga misura dalle soluzioni tecniche adottate.

Un secondo rischio collegato all'adozione del Gtm è quello che la struttura di **regolazione del mercato sia sbilanciata verso le attività di intermediazione e verso il breve periodo**, a scapito degli investimenti infrastrutturali e dei contratti di lungo periodo che garantiscono gli approvvigionamenti. Si tratta di un rischio effettivamente esistente, ma che

⁴ Una volta immesso nella rete, un metro cubo diventa indistinguibile e non importa quale specifico metro cubo sarà ritirato dal cliente.

è connotato alla scelta di affidarsi a meccanismi di mercato anche nel settore energetico e deve essere considerato alla luce degli indubbi vantaggi in termini di efficienza consentiti dall'introduzione della concorrenza. Inoltre, attraverso un'adeguata regolazione, è possibile compensare questo rischio fornendo adeguati incentivi agli operatori affinché si facciano carico di strategie di più lungo periodo, compresi gli investimenti infrastrutturali.

Per funzionare e produrre effetti significativi in termini di riduzione dei prezzi e aumento dell'efficienza, il Gtm necessita di un mercato globale sufficientemente liquido. In questo senso, la tecnologia Gnl è fondamentale, perché consente un elevato livello di flessibilità e si adatta bene alle necessità variabili degli operatori in concorrenza. Nonostante la difficile situazione economica, il livello degli **investimenti lungo tutta la filiera del Gnl** è stato significativo anche in questi anni, creando i presupposti per un **solido sviluppo dei flussi** nei prossimi anni, nonostante la crescente domanda asiatica.

Nel 2011 sono entrate in servizio 16 nuove navi metaniere, che hanno portato la flotta mondiale a 359 unità, con una capacità complessiva superiore ai 50 Gmc. Al contempo è anche **creciuta la capacità di liquefazione installata** (+9,4%), arrivata a 278 milioni di tonnellate all'anno (circa 400 Gmc all'anno), distribuita in 24 impianti in 18 Paesi. Inoltre, sempre nel corso del 2011, sono state prese decisioni finali d'investimento per ulteriori 5 impianti, per una capacità complessiva di 27 milioni di tonnellate all'anno (circa 40 Gmc all'anno). Infine, è aumentata anche la capacità di rigassificazione: gli impianti esistenti sono passati da 83 a 89, per una capacità totale di 640 milioni di tonnellate all'anno (oltre 900 Gmc all'anno).

Il contesto internazionale degli ultimi mesi è stato dominato dalla questione delle sanzioni nei confronti dell'**Iran**. A prescindere da alcuni movimenti speculatori, l'andamento dei mercati energetici mondiali testimonia fino a questo momento un cauto ottimismo degli operatori sull'evoluzione della situazione. Il rischio di un'escalation è attualmente molto basso, nondimeno le conseguenze sarebbero molto negative: in caso di conflitto, si assisterebbe a un'impennata dei prezzi del petrolio, collegata al rischio di un'interruzione delle forniture dall'area del Golfo. Gli effetti sarebbero pesantemente depressivi per tutte le economie mondiali, sia in Occidente sia in Asia. L'interesse convergente a evitare questo scenario rappresenta per tutti i Paesi coinvolti un incentivo molto forte a non cercare soluzioni di forza.

Per quanto concerne l'**Italia**, in caso di conflitto in Iran e di conseguente impennata dei prezzi del petrolio, non si porrebbero problemi di approvvigionamento immediati, poiché i Paesi Ocse dispongono di tre mesi di scorte strategiche. Gli effetti sarebbero tuttavia molto gravi a causa della recessione indotta dall'aumento dei prezzi della materia prima, dal peggioramento della bilancia commerciale e dalla generalizzata contrazione dell'economia mondiale. Nel settore del gas, non ci sarebbe praticamente alcuna conseguenza in tema di approvvigionamento, però l'indicizzazione delle forniture al prezzo del petrolio comporterebbe un ulteriore peggioramento del quadro economico.

1.1 ITALIA

I consumi italiani di gas naturale continuano a risentire dell'effetto combinato della crisi economica e della competizione delle rinnovabili sussidiate. Dopo un primo trimestre negativo, anche il secondo trimestre di quest'anno ha fatto registrare una contrazione del fabbisogno nazionale. Complessivamente, i **consumi nel primo semestre 2012 sono calati del 2,4%** rispetto allo stesso periodo del 2011. La riduzione rispetto ai livelli pre-crisi (primo semestre 2008) è del 10,3%.

ITALIA	
Consumo di gas (2011)	76,0 Gmc
Variazione 2010-2011	- 6 %
Consumo sul totale UE	16 %
Dipendenza da import	90 %
Gas sul totale dei consumi	38 %

A pesare sui consumi è la **profonda crisi degli usi termoelettrici**, che dall'inizio dell'anno hanno fatto registrare una contrazione del 13,2% rispetto allo stesso periodo del 2011, calando di 1,8 Gmc. In aumento invece gli usi residenziali che, grazie a condizioni climatiche mediamente rigide in febbraio e aprile, sono cresciuti del 3,4%. **Positivo anche l'andamento degli usi industriali**, a riprova della resilienza del manifatturiero, soprattutto quello orientato alle esportazioni; la domanda di gas del settore è cresciuta dell'1,1% su base semestrale e dell'1,7% nel secondo trimestre, a testimoniare una (seppur modesta) ripresa.

Nonostante la debole dinamica della domanda e le incerte prospettive, i principali investimenti infrastrutturali proseguono, anche se in alcuni casi con forti rallentamenti rispetto alle tempistiche inizialmente ipotizzate. Il settore nel quale gli investimenti procedono a ritmo più serrato sono quelli in **nuova capacità di interconnessione con le altre reti europee**, anche alla luce degli obblighi imposti dal regolamento 994/2010, che prevede la realizzazione di capacità minime di controflusso nelle infrastrutture che collegano diversi Paesi dell'Ue. La realizzazione di nuova capacità di interconnessione risponde anche alle esigenze di integrazione previste dal Gtm.

Lo sviluppo di nuova capacità di controflusso riguarda in particolare le infrastrutture del Passo Gries, che collegano la rete nazionale con la Francia e la Germania attraverso il territorio elvetico. Snam Rete Gas, che gestisce tutti i punti d'ingresso nazionali, prevede di realizzare entro il 2017 nuova capacità di flusso al **Passo Gries** per un totale di 40 milioni di metri cubi (Mmc) al giorno, pari a circa 14,5 Gmc annui, destinati soprattutto a raggiungere la rete tedesca. In corrispondenza dell'altro grande punto d'ingresso alpino, il Tarvisio, è invece già stata ultimata la realizzazione di capacità di controflusso per un totale di 6 Mmc al giorno (circa 2 Gmc annui) e non sono al momento previsti ulteriori potenziamenti sul versante italiano. Su quello austriaco è invece prevista la realizzazione di un'infrastruttura che dovrebbe collegare direttamente la rete tedesca con quella italiana (Tauern Gasleitung, con capacità di 31,2 Mmc al giorno, pari a oltre 13 Gmc annui). Nel complesso, la strategia di sviluppo di Snam Rete Gas rappresenta un elemento essenziale per consentire un processo di effettiva realizzazione del mercato unico europeo e al contempo per tutelare la sicurezza energetica nazionale nei prossimi decenni.

Un altro aspetto dello sviluppo infrastrutturale particolarmente importante per la sicurezza energetica è la realizzazione di **nuova capacità di stoccaggio**, sia in siti già esistenti sia in nuovi siti, come apparso evidente nel corso del periodo di freddo eccezionale di febbraio 2012 (v. *Approfondimento e Focus 9/2012*), quando le erogazioni di gas stoccato sono state determinanti per garantire il soddisfacimento ininterrotto della domanda finale.

Stogit (Eni) si è impegnata a realizzare nuova capacità per un totale 4 Gmc entro il 2015⁵. Di questa nuova capacità, 0,9 Gmc si sono già resi disponibili nel 2011 e ulteriori 0,7 Gmc saranno resi disponibili nell'ultimo trimestre 2012. Eni non è l'unico operatore interessato a sviluppare capacità di stoccaggio all'interno del sistema nazionale, come dimostrato dalle 9 istanze di concessione di nuovi siti di stoccaggio attualmente presentate al Ministero dello Sviluppo Economico (Mse). Indipendentemente dal merito economico dei singoli progetti, è importante per sicurezza energetica nazionale che le reazioni emotive e l'opposizione di principio di alcune amministrazioni locali non ostacolino la realizzazione di nuovi siti di stoccaggio, fondamentali per sicurezza energetica nazionale.

Accanto all'interconnessione e allo stoccaggio, il terzo elemento fondamentale per la sicurezza energetica sono le infrastrutture d'importazione. Per quanto concerne i rigassificatori, l'unico progetto giunto a uno stadio avanzato di realizzazione è l'**Olt (Offshore Lng Toscana)**, ricavato da un metaniera convertita a terminale (la *Golar*), che sarà ancorata al largo della costa tra Livorno e Pisa. Nel corso dell'ultimo trimestre 2012, la nave dovrebbe giungere a Livorno ed essere collegata al gasdotto di collegamento a terra, già ultimato. Dopo un semestre di prove tecniche, l'impianto dovrebbe essere operativo dal mese di giugno del 2013, con una capacità massima autorizzata di 3,7 Gmc annui. Saliranno così a 3 i rigassificatori operativi sulla rete nazionale, per un totale di poco meno di 15 Gmc.

Gli altri progetti di rigassificatori continuano il loro iter autorizzativo, seppur con velocità e stadi di avanzamento molto diversi. Su 11 progetti ufficialmente aperti, 3 hanno già ottenuto l'autorizzazione finale del Mse: Falconara Marittima (An), Gioia Tauro (Rc) e Porto Empedocle (Ag). Gli altri 8 progetti sono invece a uno stadio meno avanzato. In generale, il mutato contesto economico ha spinto tutti gli operatori a rallentare la tempistica dei progetti per il rischio che la nuova offerta non trovi mercato al momento dell'arrivo sul mercato. Sull'incerta **redditività degli investimenti** continua a pesare non solo la lunghezza dell'iter autorizzativo, ma anche la mutevolezza e l'imprevedibilità delle decisioni a livello locale. Un esempio in tal senso è la vicenda del rigassificatore di Brindisi, a cui il Comitato tecnico regionale ha dapprima negato (aprile) e poi concesso (giugno) il nullaosta, mentre i vertici politici della regione ha annunciato un ricorso al Tar contro la decisione.

Per quanto concerne i gasdotti internazionali, il **Greenstream**, dopo l'interruzione dovuta al conflitto libico, è stato riaperto in ottobre ed è tornato operativo, anche se nel primo semestre di quest'anno i flussi d'importazione di gas dalla Libia sono stati nettamente inferiori (-36%) rispetto allo stesso periodo del 2010, soprattutto a causa della debolezza del mercato nazionale. È prevedibile che, con la ripresa della domanda, i flussi toneranno a crescere a livelli

⁵ Ai sensi del D.lgs. 13 agosto 2010, n. 130.

analoghi o superiori agli anni passati, anche alla luce del potenziamento dell'infrastruttura effettuato da Snam Rete Gas, che ha portato la capacità massima annua da 10,4 a 11,3 Gmc⁶.

Epilogo molto probabilmente diverso per il **Galsi**, il progetto di gasdotto che avrebbe dovuto collegare l'Algeria alla Sardegna con una capacità di 8 Gmc annui. Sonatrach, il monopolista algerino, ha annunciato una decisione definitiva entro la fine del 2012: con ogni probabilità, si tratterà di una sospensione o di un definitivo abbandono del progetto, a causa del mutato contesto economico e della difficoltà di finanziare il progetto (v. § 3.3).

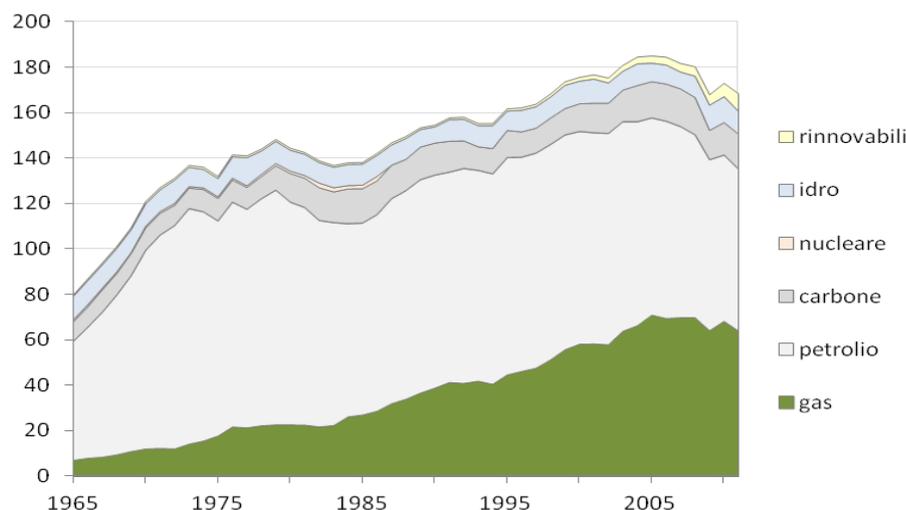
Re sta infine aperta la decisione su quale infrastruttura porterà in Ue il gas azerbaijano di Shah Deniz II (10 Gmc annui dal 2012). Le uniche due opzioni rimaste sono il Trans Adriatic Pipeline (**Tap**), diretto in Italia, e il Nabucco West, diretto in Austria (v. § 3) e la scelta, prevista per il 2013, avrà un impatto importante sulla sicurezza degli approvvigionamenti nazionali e sulla dinamicità dell'offerta ai consumatori. Per favorire un esito positivo agli interessi nazionali, sarà **determinante l'impegno del governo**, sia nel consentire un rapido completamento dell'iter autorizzativo, sia nel trovare un'intesa politica con le controparti azerbaijane. In questo senso, la visita dei sottosegretari Marta Dassù (Esteri) e Claudio De Vincenti (Sviluppo economico) in Azerbaigian (8-9 luglio 2012) è stata un segnale importante, a cui è necessario facciano seguito ulteriori contatti.

L'importanza determinante delle relazioni politiche per favorire l'esito positivo di grandi iniziative economiche è apparso evidente recentemente nel caso delle **forniture di armamenti navali all'Algeria**. In aprile il governo algerino ha siglato con l'azienda tedesca Thyssen Krupp Marine Systems un accordo per la fornitura di 2 fregate *Meko A-200*. Le navi tedesche sono state preferite alle *Fremm* prodotte da Fincantieri, nonostante queste ultime siano tecnologicamente più avanzate e fossero favorite dai vertici militari algerini. Per l'esito della vicenda è stato determinante l'intervento diretto del governo tedesco, che ha alterato gli equilibri, facendo maturare una scelta avversa all'industria nazionale, nonostante l'interscambio commerciale con l'Italia sia nettamente più rilevante per l'economia algerina⁷. In questa circostanza, **valorizzare i legami commerciali esistenti** in campo energetico non solo avrebbe favorito l'industria nazionale, ma avrebbe rafforzato anche la stabilità della cooperazione bilaterale con l'Algeria, dando un contributo positivo alla sicurezza energetica nazionale.

Figura 1.3 - La composizione del paniere energetico italiano 1965-2011

⁶ La capacità massima è la quantità di gas teoricamente trasportabile sull'infrastruttura ed è inevitabilmente più alta dei volumi effettivamente trasportati, sia per ragioni tecniche (si possono registrare rallentamenti nei flussi per guasti o per manutenzione, sia lungo l'infrastruttura, sia nell'*upstream*, ossia ai siti produttivi) sia soprattutto per ragioni commerciali.

⁷ Il controvalore delle esportazioni algerine in Italia è di circa 10 miliardi di dollari l'anno, quasi interamente attribuibili al gas naturale, mentre quelle verso la Germania sono nell'ordine di alcune centinaia di milioni. Anche sul fronte delle importazioni, con circa 4,1 miliardi di dollari l'Italia ha una posizione molto più forte della Germania, le cui esportazioni hanno un controvalore di circa 2,4 miliardi di dollari (dati *UN Comtrade* riferiti al 2010).



Fonte: elaborazione su dati BP.

Il ruolo del gas naturale nel paniere energetico nazionale è cresciuto stabilmente nei decenni passati: dal 16% nel 1981, al 26% nel 1991, fino al 33% nel 2001. Nel 2011, il gas ha rappresentato il **38% dei consumi di energia primaria nazionali**. Nonostante l'andamento altalenante dei consumi negli ultimi anni, il gas naturale è destinato a mantenere la propria centralità anche nei prossimi decenni. La scarsità delle riserve presenti nel sottosuolo nazionale, la scelta di non ricorrere al nucleare e gli alti costi delle rinnovabili sono tutti fattori che rendono il gas naturale centrale per la sicurezza energetica nazionale anche in futuro.

1.2 GERMANIA

I consumi tedeschi di gas naturale hanno continuato a contrarsi anche nel corso del primo semestre del 2012, confermando la forte **tendenza al ribasso fatta registrare nel corso del 2011**, quando il fabbisogno tedesco è calato 13% su base annua (-11,6 Gmc). A risentirne sono state soprattutto le importazioni, che nei primi 5 mesi del 2012 hanno fatto registrare una contrazione del 4,8%⁸.

GERMANIA	
Consumo di gas (2011)	77,7 Gmc
Variazione 2010-2011	- 13 %
Consumo sul totale UE	17 %
Dipendenza da import	86 %
Gas sul totale dei consumi	21 %

La profonda crisi del settore energetico convenzionale tedesco sta imponendo misure sempre più drastiche ai principali operatori. Rwe ed EOn, colpite dal calo della domanda di gas naturale e dalla decisione del governo di ridurre l'incidenza della generazione nucleare, hanno chiuso il 2011 con importanti perdite (v. *Focus 9/2012*) e sono state costrette ad annunciare nei mesi scorsi importanti **riduzioni di personale** e ripensamenti nelle strategie a-

⁸ Occorre considerare che la Germania è anche Paese di transito per la risportazione di gas russo sia verso Occidente (Francia, Regno Unito, Paesi Bassi) sia verso Oriente (Polonia, Ungheria) e che pertanto, in assenza di dati ufficiali pubblicati sui consumi interni nel 2012, è possibile che la contrazione del mercato interno tedesco sia anche più marcata.

ziendali. **Rwe** dismetterà alcune controllate e chiuderà impianti riducendo la propria forza lavoro di 8.000 unità, a cui potrebbero aggiungersene ulteriori 5.000 (su 72.000 complessive).

EOn ha invece già annunciato di voler ridurre di 11.000 unità il proprio personale (su 80.000) e di voler portare il centro dei propri investimenti fuori dall'Ue. Nel contempo, l'azienda è riuscita rinegoziare i propri contratti di lungo periodo con Gazprom (come fatto da Eni in marzo, v. *Focus 9/2012*), ottenendo risparmi retroattivi per circa un miliardo di euro. EOn ha inoltre ceduto per 3,2 miliardi di euro la propria rete di distribuzione a **Open Grid Europe, società interamente privata** formata con capitali europei e internazionali (Abu Dhabi, Australia e Canada) che ora controlla il **70% della rete tedesca**.

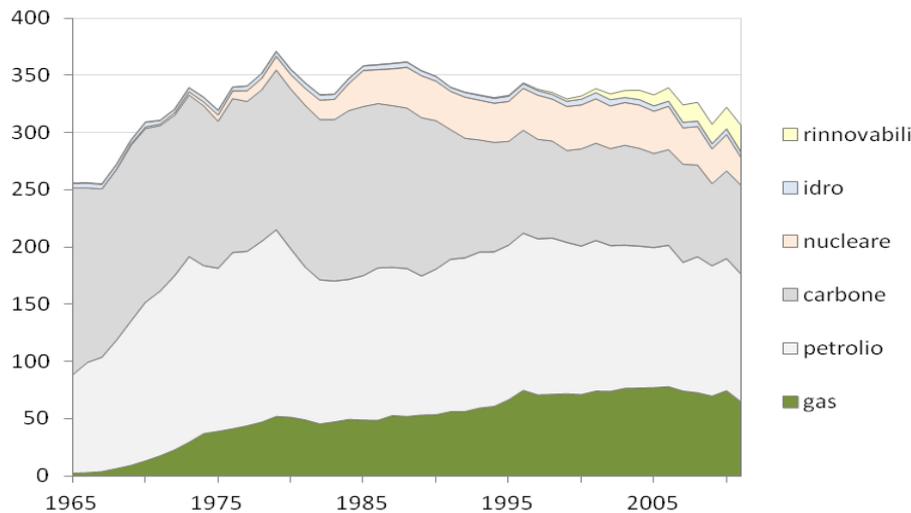
La strategia energetica tedesca, definita **Energiewende** ("transizione energetica"), prevede un netto riorientamento dell'offerta energetica a favore delle rinnovabili nel medio e lungo periodo, allo scopo di imporre a livello globale una leadership tedesca nel campo delle rinnovabili. I costi e le modalità con cui questa strategia è stata attuata sono tuttavia oggetto di crescenti critiche. Le difficoltà economiche dei grandi operatori energetici e il timore che i forti sussidi alle rinnovabili possano minacciare la competitività dell'economia tedesca hanno infatti spinto nei mesi passati le autorità di governo a ribadire l'importanza delle fonti fossili per garantire la sicurezza energetica tedesca.

In particolare, il ministro dell'Ambiente Peter Altmaier (**Cdu**) ha recentemente sottolineato di essere contrario alla «discriminazione contro le fonti fossili», facendo trasparire una rinnovata vicinanza del proprio partito ai gruppi industriali meno favorevoli a tempi rapidi per il passaggio alle rinnovabili. Un altro aspetto importante della questione è la crescente disparità territoriale tra i Länder tedeschi in tema di rinnovabili: gli investimenti in eolico sono infatti concentrati nelle regioni del Nord, mentre le industrie energivore – come buona parte dell'elettorato democristiano – sono concentrate nel Sud.

Alle attuali condizioni, le previsioni per il settore del gas naturale in Germania sono molto negative, soprattutto nel settore della generazione elettrica. A fronte della competizione delle rinnovabili incentivate e del carbone, che si mantiene particolarmente conveniente a causa degli alti prezzi del gas, gli **operatori tedeschi potrebbero chiudere impianti per una capacità complessiva di 6.400 megawatts**, ossia un impianto a gas su quattro tra quelli esistenti. Anche se nuovi impianti particolarmente efficienti potrebbero essere realizzati nel contempo, la riduzione prospettata potrebbe far calare il fabbisogno tedesco in modo permanente, con importanti ricadute a livello europeo a causa della capacità di importazione non utilizzata.

Un possibile sostegno ai consumi di gas naturale per la generazione termoelettrica potrebbe venire da un maggior impegno a livello europeo per imporre un prezzo più alto ai **permessi di emissione di gas climalteranti** (*EU Emission Trading Scheme*). Essendo le emissioni delle centrali a gas nettamente più basse di quelle delle centrali a carbone, un aumento dei prezzi dei certificati penalizzerebbe il carbone a favore del gas naturale.

Figura 1.4 - La composizione del paniere energetico tedesco 1965-2011



Fonte: elaborazione su dati BP.

Il ruolo del gas naturale nel paniere energetico tedesco è cresciuto lentamente nel corso degli anni Settanta, passando dal 4 al 15%, per poi stabilizzarsi negli anni Ottanta e tornare a crescere nei primi anni Novanta, arrivando poco sopra il 20%, livello sul quale si è successivamente stabilizzato. Nel 2011, il gas ha rappresentato il **21% dei consumi di energia primaria tedeschi**. Alla luce dei recenti sviluppi e delle tendenze in atto, è probabile che il ruolo del gas naturale non cresca ulteriormente nel breve periodo e, anzi, possa manifestare una tendenza alla contrazione in assenza di misure specifiche.

1.3 FRANCIA

I consumi di gas naturale sul mercato francese sono tornati a salire nel corso del 2012, dopo la pesante contrazione del 2011 (-13%). Nei primi cinque mesi del 2012, **il fabbisogno è infatti cresciuto del 9%** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi a 24,3 Gmc. A sostenere la domanda è stato l'aumento degli usi residenziali, cresciuti del 16,5%, grazie soprattutto alle condizioni climatiche rigide. I consumi industriali sono invece scesi del 5% e quelli termoelettrici addirittura del 29%⁹. In Francia, la variazione della domanda residenziale ha un impatto particolarmente marcato sui consumi complessivi perché rappresenta il 70% degli usi finali.

FRANCIA	
Consumo di gas (2011)	44,1 Gmc
Variazione 2010-2011	- 13 %
Consumo sul totale UE	9 %
Dipendenza da import	100 %
Gas sul totale dei consumi	15 %

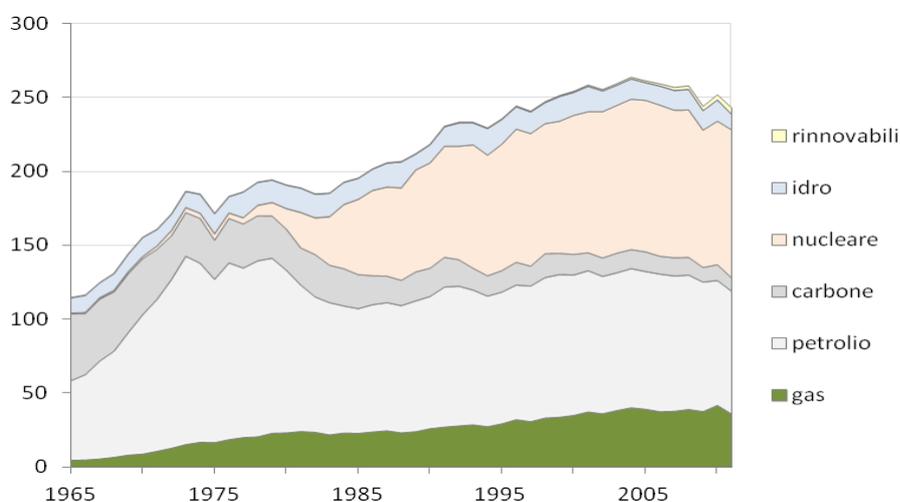
Il dato positivo, un'eccezione tra i grandi Paesi europei, non è tuttavia il segnale di una particolare dinamicità della domanda francese, ma solamente l'esito di una congiuntura climatica favorevole agli operatori. Ponderando il dato in base al clima, infatti, i consumi

⁹ Nelle statistiche ufficiali francesi, i consumi industriali comprendono anche i consumi termoelettrici, che ne rappresentano circa il 12%.

francesi sono risultati in flessione del 3% rispetto allo stesso periodo del 2011, a riprova del perdurare della crisi anche Oltralpe.

Nonostante il momento negativo e le incerte previsioni, il campione nazionale francese **Edf** e il monopolista russo Gazprom hanno siglato nel mese di giugno un'intesa per la futura costruzione di centrali a gas destinate al mercato europeo e alimentate con gas russo. Si tratta di un ulteriore rafforzamento del rapporto tra l'operatore francese e il fornitore russo dopo l'intesa per l'ingresso francese nel South Stream (v. § 3.2.), confermatosi nonostante il raffreddamento dei rapporti politici bilaterali tra i due Paesi. Il presidente François Hollande ha infatti posizioni più critiche rispetto al suo predecessore nei confronti della presidenza russa, tanto da far ipotizzare un ridimensionamento del contratto di fornitura di quattro portaelicotteri d'assalto francesi classe Mistral alla Marina russa.

Figura 1.5 - La composizione del paniere energetico francese 1965-2011



Fonte: elaborazione su dati BP.

Il ruolo del gas naturale nel paniere energetico francese è cresciuto lentamente ma stabilmente nel corso degli anni Settanta e Ottanta, per poi stabilizzarsi da fine anni Novanta intorno al 15%. Nel 2011 il gas ha rappresentato esattamente il **15% dei consumi di energia primaria francesi**. Considerando la struttura degli usi finali e l'inerzia di lungo periodo che contraddistingue i consumi residenziali, è probabile che la quota del gas naturale resti invariata nei prossimi anni.

REGNO UNITO	
Consumo di gas (2011)	101 Gmc
Variazione 2010-2011	- 18 %
Consumo sul totale UE	18 %
Dipendenza da import	44 %

1.4 REGNO UNITO

Gas sul totale dei consumi	36	%
----------------------------------	----	---

I consumi britannici nel corso del primo trimestre del 2012 hanno conosciuto una **flessione del 12%** (-3,2 Gmc) rispetto allo stesso periodo del 2011. La tendenza negativa è in linea con il dato dell'anno passato, quando il fabbisogno britannico si contrasse del 18%, il dato peggiore a livello europeo.

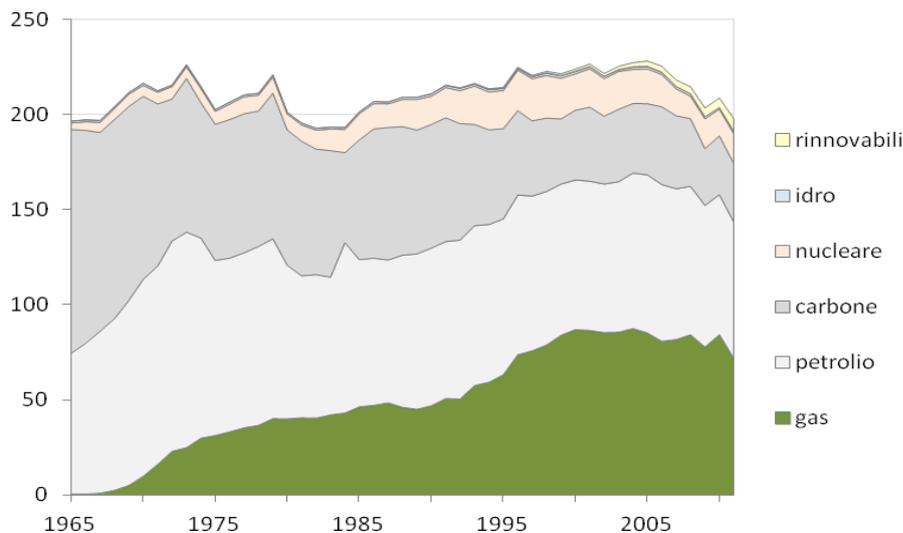
Il **mercato britannico**, caratterizzato da un processo di compiuta liberalizzazione da oltre un decennio, è dotato di un notevole livello di flessibilità, come dimostra il dato relativo alle importazioni di Gnl, contrattesi nel primo trimestre 2012 del 50% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, soprattutto a causa della riduzione dei carichi provenienti dal Qatar. Parallelamente, le importazioni dalla Norvegia sono cresciute del 26%, consentendo agli operatori britannici di sfruttare le condizioni commerciali migliori, pur in un contesto che resta molto difficile.

La forte contrazione del mercato britannico del 2011 ha avviato un intenso scontro politico all'interno del governo britannico e della coalizione che lo sostiene. In particolare, George Osborne, conservatore e ministro dell'Economia, vuole **ridurre pesantemente i sussidi alle rinnovabili**, soprattutto l'eolico, per difendere gli investimenti effettuati dagli operatori in capacità di generazione termoelettrica e per mantenere basso il costo dell'energia e favorire la ripresa economica. Ed Davey, liberaldemocratico e ministro dell'Energia, sostiene invece la necessità di una riduzione non superiore al 10% per contenere gli effetti negativi sullo sviluppo del settore delle rinnovabili elettriche.

Inoltre, Davey sta affrontando forti pressioni per consentire l'esplorazione di nuove aree da parte degli operatori alla ricerca di riserve di **gas non convenzionale**. Buona parte del territorio britannico è infatti potenzialmente ricco di risorse: nel solo bacino di Bowland (Lancashire) si troverebbero riserve per 5.700 Gmc, secondo le stime di Cuadrilla, un operatore britannico che sta perforando la zona. Più in generale, vaste aree nel Sud e nel Nord dell'Inghilterra e nel Sud della Scozia potrebbero ospitare cospicue riserve.

Il ruolo del gas naturale nel paniere energetico britannico è cresciuto costantemente nei decenni passati, soprattutto nel corso degli anni Novanta, quando è passato dal 24% del 1991 al 38% nel 2001. Nel decennio successivo si è stabilizzato, arrivando a toccare il 40% nel 2010, per poi scendere nel 2011 al **36% dei consumi di energia primaria britannici**. Considerando la cospicua produzione interna, gli investimenti effettuati in capacità di generazione termoelettrica a gas e la dinamicità del mercato, è probabile che il gas naturale manterrà la propria posizione centrale nel paniere energetico britannico, soprattutto se negli indirizzi di politica del governo non prevarranno posizioni più favorevoli agli operatori attivi nel settore delle rinnovabili.

Figura 1.6 - La composizione del paniere energetico britannico 1965-2011



Fonte: elaborazione su dati BP.

1.5 SPAGNA

I consumi spagnoli di gas naturale hanno conosciuto una flessione ininterrotta dal 2008. Nei primi cinque mesi del **2012 la contrazione dei consumi sembra essersi arrestata**: il fabbisogno iberico si è attestato a 15,4 Gmc, un valore in linea con lo stesso periodo dell'anno precedente. Il dato è influenzato dall'aumento degli usi domestici, che compensano l'ulteriore riduzione degli usi termoelettrici (-20%), la cui contrazione sembra essere inarrestabile.

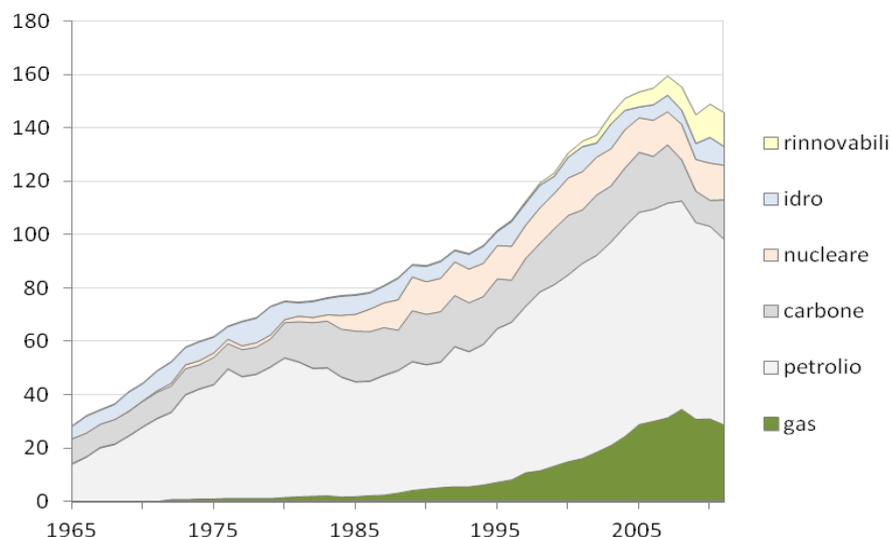
SPAGNA	
Consumo di gas (2011)	34 Gmc
Variazione 2010-2011	- 7 %
Consumo sul totale UE	7 %
Dipendenza da import	100 %
Gas sul totale dei consumi	20 %

La Spagna ha una produzione interna inconsistente e dunque le importazioni assumono un particolare valore per la sicurezza energetica spagnola. Nei primi cinque mesi del 2012 si è assistito a un parziale **riorientamento dei flussi**, favorito dall'ampia disponibilità di infrastrutture di trasporto sottoutilizzate. In particolare, si sono contratte le importazioni via Gnl dalla Nigeria (-34%), dall'Egitto (-56%) e da Trinidad e Tobago (-21%); parallelamente sono aumentate le importazioni via Gnl dal Perù (+300%) e dalla Norvegia (+27%) e quelle via tubo dalla Francia (+400%) e soprattutto dall'Algeria (+27%), il principale fornitore spagnolo. Nel complesso, la riorganizzazione dei flussi ha consentito agli operatori attivi sul mercato spagnolo di compensare almeno in parte la congiuntura economica attraverso operazioni commerciali e forniture scontate, analogamente a quanto avvenuto sul mercato britannico.

Il gas naturale ha iniziato ad avere un ruolo significativo nel paniere energetico spagnolo solo a partire nel corso degli anni Novanta, quando è passato dal 6% del 1991 al 12% nel 2001, per poi crescere fino al 22% del 2008. Nel 2011 il gas ha rappresentato il **20% dei consumi di energia primaria spagnoli**. Considerando la congiuntura economica, è difficile immaginare un recupero rapido dei consumi di gas naturale; tuttavia l'ampia dotazione infra-

strutturale e la possibilità di sfruttare il mercato internazionale del Gnl pongono le premesse per fornire gas naturale a costi contenuti quando il fabbisogno spagnolo tornerà a crescere.

Figura 1.7 - La composizione del paniere energetico spagnolo 1965-2011



Fonte: elaborazione su dati BP.

1.6 POLONIA

L'economia polacca, attesa in crescita del 2,7% nel 2012, presenta dinamiche di crescita del fabbisogno energetico nettamente superiori alla media europea. Nel 2011, i consumi di energia primaria polacchi sono cresciuti del 3,2% su base annua. I consumi di gas naturale in proporzione sono cresciuti meno, a causa del ruolo centrale che il **carbone** continua ad avere nel paniere energetico polacco (58%).

POLONIA	
Consumo di gas (2011)	15 Gmc
Variazione 2010-2011	1 %
Consumo sul totale UE	3 %
Dipendenza da import	72 %
Gas sul totale dei consumi	13 %

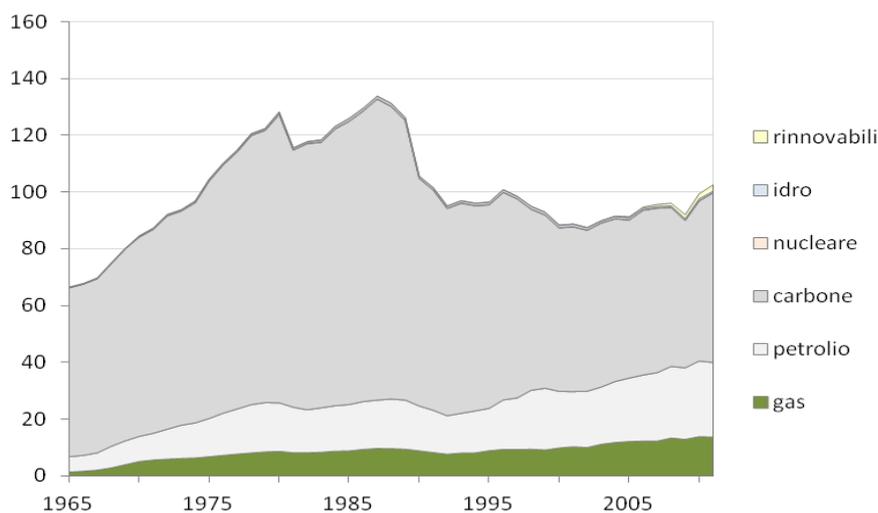
Il costo ridotto del carbone è infatti uno degli elementi centrali della perdurante marginalità del gas nei consumi polacchi. La scarsa competitività del metano è inoltre peggiorata per l'alto costo delle importazioni dalla Russia, il principale fornitore polacco (60% dei consumi). La necessità di ridurre le emissioni associate all'uso del carbone e la volontà di ridurre la dipendenza dal gas russo hanno reso la Polonia il Paese più interessato allo **sviluppo del gas non convenzionale** in Europa, anche grazie a ingenti riserve di cui il sottosuolo polacco è dotato. Le stime polacche sono di circa 2.000 Gmc, ma secondo le stime della Energy Information Administration statunitense potrebbero essere più del doppio.

A differenza di quanto accaduto in altri Paesi europei, soprattutto la Francia, il governo polacco si è dimostrato fin dall'inizio molto favorevole alla prospettiva di sfruttare le proprie riserve non convenzionali di gas naturale. Nel 2012 è entrata in vigore la **nuova legge sulle risorse minerarie**, che ridefinisce le modalità di assegnazione dei permessi di

esplorazione, introducendo le procedure di appalto (in precedenza, l'aggiudicazione avveniva sulla base dell'ordine di presentazione delle domande). Il gas naturale resta di proprietà dello Stato, tuttavia con la nuova legge sono definiti in modo più chiaro i diritti dei proprietari della terra soprastante i giacimenti.

Nonostante il clima favorevole agli investimenti, Exxon ha abbandonato le ricerche di gas non convenzionale in Polonia, perché la conformazione geologica del sottosuolo polacco renderebbe difficili e costose le operazioni di commercializzazione (v. *Focus 9/2012*). È tuttavia possibile che la scelta di Exxon sia in qualche misura ricollegabile a nuove strategie d'investimento della società in Siberia, in partnership con Rosneft, che avrebbero come contropartita politica la riduzione delle attività in Polonia. Nel Paese sono ancora attivamente impegnate nell'esplorazione delle riserve di gas non convenzionale le società americane Chevron, ConocoPhillips e San Leon.

Figura 1.8 - La composizione del paniere energetico polacco 1965-2011



Fonte: elaborazione su dati BP.

Il gas naturale ha tradizionalmente un ruolo marginale nel paniere energetico polacco, essendo arrivato al 10% dei consumi solo verso la fine degli anni Novanta. Nel 2011 il gas ha rappresentato il **13% dei consumi di energia primaria polacchi**. Considerando il rapido sviluppo economico polacco e la necessità di proseguire la crescita economica senza aumentare eccessivamente le emissioni di gas climalteranti, è probabile che i consumi di gas naturale cresceranno con la costruzione di nuove centrali termoelettriche a ciclo combinato.

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

2.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Stando a quanto dichiarato dall'amministratore delegato di Gazprom Export, Alexander Medvedev, il 2012 potrebbe essere un **anno record per i volumi di gas esportati** dal campione russo dell'energia. A fronte dei 207 Gmc esportati nel 2011, le esportazioni di gas potrebbero raggiungere nell'anno in corso i 222 Gmc, assicurando entrate per 84,5 miliardi di dollari – 23,5 dei quali provenienti da vendite nello spazio già sovietico. Principale incognita che pesa sulle stime di Gazprom è costituita dalle esportazioni verso l'Ucraina, che Kiev è intenzionata a ridurre di circa un terzo (Cfr. infra).

Nel settore petrolio, permane invece l'**esigenza di attrarre investimenti e know how esteri** nell'esplorazione e nello sfruttamento di nuovi giacimenti, strada obbligata per sostenere nel lungo periodo la capacità produttiva russa, messa in discussione dalla maturità raggiunta dai principali giacimenti *on-shore* in estremo Oriente e in Siberia occidentale e orientale. Nuova frontiera per le attività estrattive in Russia è data principalmente dalle vaste riserve *off-shore* disponibili nell'Artico che, secondo le più recenti stime, potrebbe conservare riserve petrolifere non inferiori ai 100 miliardi di barili – ovvero, al 70% circa delle riserve attualmente detenute dalla Federazione russa.

È su questo sfondo che si collocano le partnership sottoscritte da Rosneft nel corso degli ultimi mesi per lo sfruttamento delle risorse dell'Artico, dopo lo stallo dei piani di collaborazione con BP. La prima compagnia estera a siglare un accordo con Rosneft è stata Exxon Mobil. In aprile, le due compagnie hanno sottoscritto un accordo del valore di 3,2 miliardi di dollari per l'implementazione dell'intesa già raggiunta nell'agosto 2011 e avente a oggetto giacimenti del Mar Nero e del Mare di Kara. L'accordo, significativamente, ha aperto a Rosneft la partecipazione alla produzione di Exxon Mobil in Nord America. Analogo accordo di *swap* – riguardante le attività della compagnia in Nord Africa – è stato siglato in aprile anche con l'Eni, coinvolta in attività di esplorazione di tre giacimenti nel Mar Nero (Western Chernomorsk) e nel Mare di Barents (Fedynsky e Central Barents) del valore di 2 miliardi di dollari. Attività di esplorazione di giacimenti nel Mare di Barents (Perseevsky) e nel Mare di Ochotsk (Kashevarovsky, Lisyansky, Magadan-1) sono stati infine oggetto dell'Accordo di cooperazione strategica siglato da Rosneft e Statoil in maggio. Come nei due casi precedenti, la concessione della partecipazione ad attività di *upstream* nelle acque territoriali russe è stata da Statoil reciprocata con la cessione a Rosneft di *asset* della compagnia nel Mare del Nord e nel settore norvegese del Mare di Barents. Alle tre compagnie – che hanno ottenuto dal governo russo favorevoli condizioni fiscali, di tassazione ed esenzioni dagli oneri d'esportazione – è stata assicurata una quota del 33,3% nelle *joint venture* create con Rosneft per l'implementazione degli accordi.

L'inaugurazione del gasdotto Nord Stream tra Russia e Germania (v. §3.1) e il maggior utilizzo della rete infrastrutturale bielorusa – controllata da Gazprom – hanno comportato, nel 2012, un notevole **calo di flussi di gas russo in transito attraverso l'Ucraina**. Secondo le autorità di Kiev, nei primi cinque mesi dell'anno sarebbe infatti transitato un volume di gas pari a 37 Gmc, ovvero il 24,3% in meno rispetto allo stesso periodo

del 2011. Nel solo mese di maggio, inoltre, il calo mensile si sarebbe attestato al 38% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Il ridimensionamento dei flussi di gas russo in transito attraverso il territorio ucraino – e, conseguenzialmente, delle tasse di transito a essi collegate – costituisce l'ultimo episodio di una più datata contrapposizione tra i due paesi incentrata sul tentativo di Gazprom di acquisire il controllo sostanziale della compagnia energetica nazionale, la Naftogaz, e della sua rete infrastrutturale. Sin dal 2010 tale contrapposizione si è giocata principalmente sul negoziato per la riduzione degli elevati prezzi d'acquisto del gas praticati all'Ucraina sulla base dell'accordo decennale siglato nel 2009 dall'allora Primo ministro Yulia Tymoshenko.

Confermando e ampliando i piani di riduzione degli approvvigionamenti di gas russo già annunciati in gennaio (v. *Focus* 9/2012), la Strategia Energetica Nazionale approvata da Kiev in giugno prevede che nel 2012 il Paese importi dalla Russia solo 27 Gmc di metano, a fronte dei 40,5 importati lo scorso anno e, soprattutto, dei 33 Gmc/a che costituiscono la soglia del *take or pay* stabilita contrattualmente. Nonostante la minaccia di Gazprom di adire l'arbitrato internazionale per violazione del contratto del 2009, il volume del gas importato dalla Russia nel primo semestre del 2012 (13 Gmc, con un calo del 50%) sembra confermare la risolutezza del governo nel perseguire gli obiettivi dichiarati.

Strada maestra per conseguire gli ambiziosi obiettivi di riduzione delle importazioni di gas prefissati (da 40,5 a 5 Gmc/a entro il 2030) è, anzitutto, lo **sviluppo del potenziale produttivo** del Paese, la cui produzione interna copre oggi il 33% del consumo annuo e che potrebbe raggiungere i 44 Gmc/a di gas entro il 2030 a fronte del 18,3 Gmc del 2011. Nonostante le riserve provate di gas ammontino a soli 0,9 Tmc, l'Ucraina potrebbe infatti disporre di rilevanti quantità di risorse gassifere, tanto *off-shore* nel Mar Nero quanto e soprattutto di *shale gas* – di cui, secondo la statunitense Energy Information Administration, possiederebbe riserve pari a 1,2 Tmc, quarte in Europa dopo quelle polacche, francesi e norvegesi.

La prima concessione governativa per l'esplorazione e lo sfruttamento delle risorse di *shale gas* nel Paese è giunta a metà maggio a seguito di due gare per l'assegnazione di altrettanti giacimenti in Ucraina orientale (Yuzovska) e occidentale (Oleska), al confine con la Polonia. Ad aggiudicarsi i diritti sui due giacimenti sono state – battendo la concorrenza di Eni, ExxonMobil e Tnk-BP – rispettivamente Shell e Chevron, che inizieranno i lavori di esplorazione sui rispettivi giacimenti tra il 2013 e il 2014, avviando potenzialmente la produzione a partire dal 2015-2016. Due compagnie ucraine, la Nadra Yuzovska e la Nadra Oleska, sono state create appositamente per lavorare in collaborazione con le due multinazionali, sulla base di accordi per la suddivisione della produzione che saranno siglati entro il prossimo settembre.

Nel frattempo, la presenza di compagnie straniere nel Paese si è accresciuta grazie all'iniziativa di Eni, che già lo scorso anno aveva sottoscritto intese per la identificazione di opportunità nell'*upstream*, e in marzo aveva siglato un Memorandum di intesa con il governo di Kiev per la cooperazione nello sviluppo del potenziale energetico ucraino, convenzionale e non. Su questa base, in giugno la compagnia italiana si è accordata con la compa-

gnia ucraina Nadra Ukrayny e la britannica Cadogan Petroleum per l'acquisizione del 50,01% della Westgasinvest, società titolare di licenze di sfruttamento di depositi di *shale gas* nell'area del bacino del Lviv. Sfruttando i depositi di *shale gas*, il governo ucraino punta a produrre dai 6 agli 11 Gmc/a di gas a partire dal 2020. Secondo quanto dichiarato dal ministro ucraino per le Risorse Naturali, Dmytro Mormul, entro settembre il governo annuncerà nuove gare per l'assegnazione di ulteriori giacimenti di *shale gas*.

I progetti di sviluppo della produzione nazionale passano, al contempo, per lo sfruttamento delle risorse del Mar Nero che, secondo le autorità governative, potrebbero assicurare un livello di *output* di gas tra i 5 e i 7 Gmc/a già nel 2015. In questa prospettiva, il 29 maggio il governo ucraino ha reso note le condizioni contrattuali per la sottoscrizione di Accordi di suddivisione della produzione per i due blocchi *off-shore* di Skifske e Forske. All'acquisizione dei diritti di esplorazione e sfruttamento dei due blocchi – che potrebbe arrivare già nel corso dell'estate a seguito della presentazione delle offerte fissata per il 2 agosto – sarebbero interessate diverse compagnie estere, tra le quali Eni, Petronas e Shell.

Accanto ai piani di sviluppo del potenziale estrattivo nazionale – i cui tempi di realizzazione sarebbero comunque non brevi – il tentativo ucraino di ridurre la dipendenza dalle forniture di gas dalla Russia passa anche attraverso la **ricerca di nuovi fornitori**. Mentre i progetti di acquisizione del gas di produzione caspica sembrano eccessivamente dispendiosi – in ragione degli investimenti necessari per acquisire Gnl attraverso il Mar Nero – più concreta appare la prospettiva di approvvigionamento attraverso la Germania. Negoziati in questa direzione sono stati avviati in maggio tra Naftogaz e Rwe che, attraverso i crescenti volumi di gas acquisiti attraverso il Corridoio europeo nord-orientale, potrebbe rifornire l'Ucraina di gas (fino a 5 Gmc/a) di estrazione russa a prezzi più bassi di quelli correntemente pagati e, soprattutto, liberando Kiev e la compagnia nazionale ucraina dal rapporto diretto con Gazprom.

Ulteriore alternativa per l'approvvigionamento di gas potrebbe essere rappresentata dalla Polonia che, in ragione dei nuovi accordi di acquisto di Gnl dal Qatar, potrebbe avere entro il 2014 gas in eccesso da rivendere al Paese. Un'intesa sarebbe già stata sottoscritta, a inizio giugno, da Naftogaz e dalla propria controparte polacca per l'acquisto di 3 Gmc/a di gas a un prezzo inferiore a quello correntemente applicato da Gazprom del 10-15%. Il trasporto del gas dalla Polonia richiederebbe tuttavia l'adeguamento delle infrastrutture tra i due paesi, per il finanziamento del quale Kiev ha avviato negoziati con la Banca europea di Ricostruzione e Sviluppo.

Gnl dal Qatar potrebbe, infine, raggiungere l'Ucraina anche attraverso la Turchia, con la quale a partire da maggio sono stati intensificati i colloqui. Secondo lo schema attualmente in considerazione, il gas qatarino potrebbe raggiungere il terminale turco di Eregli, sul Mar di Marmara, e da qui essere trasportato verso un terminale di rigassificazione della capacità di 10 Gmc/a che il governo ucraino è intenzionato a costruire entro il 2015 presso Odessa. Ostacolo principale a questa prospettiva è costituito dal passaggio del Gnl attraverso il già congestionato Stretto del Bosforo, possibilità che cozza con il tentativo di Ankara di ridurre al minimo i rischi di incidenti in un'area nella quale risiedono circa 16 milioni di

persone. Alternativa al passaggio attraverso il Bosforo potrebbe essere l'inversione dei flussi del gasdotto Transbalcanico, in passato utilizzato per trasportare gas dalla Russia alla Turchia attraverso l'Ucraina.

2.2 BACINO DEL CASPIO

Mentre entra nel vivo la competizione infrastrutturale per l'aggiudicazione del gas che andrà in produzione a partire dal 2017-2018 dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento off-shore di Shah Deniz (SDII) (v. § 3.2), acquista sempre più corpo la politica di **espansione all'estero delle attività della Socar, la compagnia statale azera**. Già presente in Ucraina, Georgia, Romania e Turchia, e dopo aver acquisito asset di Esso in Svizzera, la Socar si mostra risoluta nel tentativo di rafforzare la propria partecipazione nel settore del *midstream* e *downstream* in Europa. Oltre alla firma dell'accordo sul progetto di gasdotto Transanatolico per il trasporto del gas azero sino al confine occidentale della Turchia (v. § 2.3), la Socar parteciperà infatti in agosto al processo di privatizzazione della compagnia energetica statale greca Depa. Rovnaq Abdullayev, presidente della compagnia, ha al contempo ribadito la volontà di investire in progetti energetici in Germania, Francia e Italia – dove contatti si sono avuti nel corso del 2012 anzitutto per un accordo industriale con la Saras per l'impianto di raffinazione di Sarroch, in Sardegna.

La questione del mancato accordo sullo **status legale del Mar Caspio** e sulla conseguente suddivisione delle sue risorse tra gli stati rivieraschi è tornata, in luglio, a generare tensioni tra Ashgabat e Baku – che, a oggi, ha sottoscritto accordi bilaterali di demarcazione dei confini marittimi solo con Russia e Kazakistan. Da ormai un quindicennio, Azerbaigian e Turkmenistan rivendicano, in particolare, la sovranità sul ricco giacimento *off-shore* di Serdar/Kyapaz, l'attività esplorativa del quale le due parti hanno concordato, nel 2008, di congelare in attesa di una soluzione della vertenza. Dopo un triennio di sostanziale stallo negoziale – durante il quale le parti sembravano poter addivenire a un accordo nella prospettiva di costruzione di un gasdotto trans-caspico funzionale all'esportazione di gas verso i mercati europei – a riportare la problematica in cima alle relazioni bilaterali tra i due paesi è stata l'intenzione, manifestata dalle autorità turkmene in giugno, di avviare attività di campionamento geologico nell'area contesa. Denunciando l'illegittimità di iniziative unilaterali, le autorità azere hanno a loro volta minacciato di intraprendere le «misure necessarie alla salvaguardia dei propri diritti sovrani nel Caspio». Nonostante la crisi appaia rientrata e le parti ritornate al tavolo negoziale, la mancata suddivisione delle acque territoriali tra Azerbaigian, Turkmenistan e Iran continua a rappresentare un rilevante ostacolo al pieno sfruttamento del potenziale del bacino e allo sviluppo della cooperazione regionale. Al contempo, e sullo sfondo di una corsa al riarmo navale da parte dei paesi rivieraschi, essa costituisce una pericolosa fonte di tensione passibile di generare, come già in passato, pericolosi incidenti di confine dalle ripercussioni imprevedibili. Se appare improbabile che Azerbaigian e Turkmenistan spingano le tensioni oltre un seppur acceso scontro diplomatico, maggiori incognite derivano invece dalla posizione iraniana, tanto più in ragione della volontà – recentemente espressa dalle autorità di Teheran (v. § 2.3) – di avviare un piano di esplorazione e sfruttamento energetico nel Caspio.

A seguito dell'esito positivo delle esplorazioni condotte lo scorso anno dalla compagnia britannica Gaffney Kline sul giacimento di South Yolatan in **Turkmenistan**, BP ha corretto verso l'alto le stime sulle riserve di gas naturale detenute dal Paese. Secondo la compagnia britannica, il giacimento potrebbe infatti contenere riserve tra i 13 e i 21 trilioni di metri cubi (Tmc). Conseguenzialmente, la *Statistical Review of World Energy*, pubblicata da BP in giugno, ha innalzato la stima di riserve provate da 13,4 a 24,3 Tmc – livello sostanzialmente analogo a quello del Qatar e secondo, su scala mondiale, solo a quello di Federazione russa (44,6 Tmc) e Iran (33,1 Tmc).

Nonostante un incremento annuo del 41% nel 2011, i livelli di produzione di gas del Paese restano ancora relativamente bassi (59,5 Gmc/a) e comunque inferiori a quelli del 2008 (66,1 Gmc), quando l'esplosione del gasdotto verso la Russia – allora principale canale di esportazione turkmeno – causarono il blocco della produzione. Da allora, tuttavia, l'efficace strategia turkmena di diversificazione dei mercati energetici di sbocco ha garantito al Paese nuove possibilità e nuove prospettive di esportazione del gas, sostenendo gli ambiziosi piani ventennali di aumento della produzione.

Accanto ai gasdotti che collegano il Turkmenistan a Iran e Cina – attraverso i quali il Paese ha esportato, nel 2001, 10,2 e 14,3 Gmc di gas – restano le direttrici occidentale e sud-orientale della strategia di diversificazione di Ashgabat. Rispetto alla prima, le possibilità che il Turkmenistan possa inaugurare un canale di esportazione verso i mercati europei attraverso il Mar Caspio e il Corridoio meridionale della Ue sono sostanzialmente nulle. Da un lato, pesa infatti la netta contrazione della domanda europea di gas registratasi nel corso degli ultimi anni, che ha non a caso comportato il ridimensionamento dei progetti infrastrutturali più ambiziosi, quali Nabucco e South Stream (v. § 3.2). In queste condizioni – e nonostante la disponibilità dell'Ue a coprire parte dei costi dell'infrastruttura manifestata in maggio da Pierre Morel, rappresentante speciale per l'Asia centrale – l'elevato livello di investimenti richiesto per la costruzione di un gasdotto transcaspico non sembra avere alcun fondamento economico. D'altra parte, al di là delle tradizionali e non secondarie obiezioni russe e iraniane alla posa di un gasdotto sottomarino nel Caspio, le recenti e richiamate tensioni turkmeno-azerbaigiane riducono ulteriormente i margini politici d'intesa bilaterale sulla realizzazione di un'infrastruttura progettata ormai da circa un quindicennio.

Il baricentro della politica energetica turkmena sembra dunque progressivamente e stabilmente spostarsi verso lo scacchiere asiatico, nel quale guadagna progressivamente terreno la prospettiva dell'apertura di un canale di esportazione verso l'India attraverso i territori afgano e pakistano. **Il gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (Tapi)** – della lunghezza di circa 1.800 chilometri – potrebbe consentire, entro il 2016, l'esportazione verso sud-est di 33 Gmc/a, potenzialmente scalabili in ragione della crescente domanda di gas indiana e della possibilità che una diramazione meridionale del gasdotto raggiunga la costa del Pakistan e, da qui, il gas possa essere liquefatto e indirizzato verso mercati più distanti.

Il 23 maggio scorso il progetto ha compiuto un decisivo passo in avanti attraverso la firma di accordi trentennali di compravendita di gas tra il Turkmenistan e le società indiane

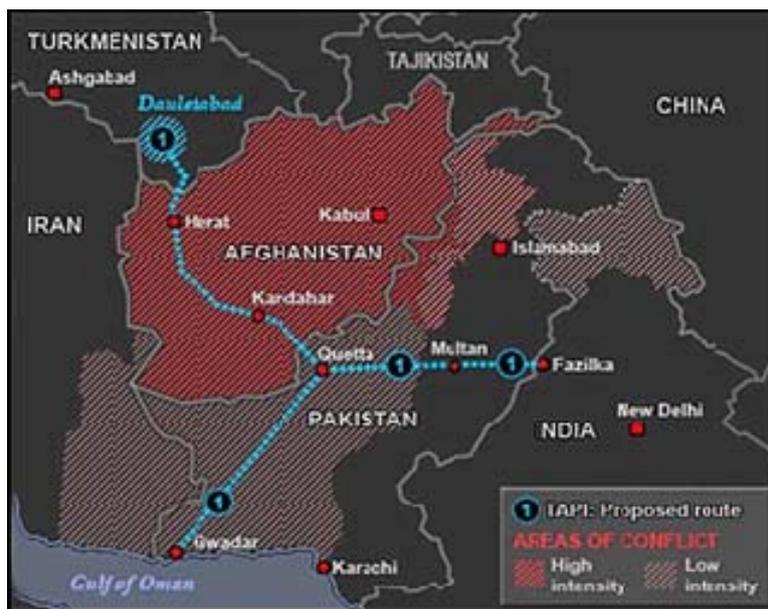
Gail e pakistana Inter State Gas System. Mentre si attende la conclusione di un analogo accordo con l'Afghanistan, prende forma lo schema di distribuzione del gas esportato attraverso il Tapi, il cui 20% sarà commercializzato in Afghanistan mentre il restante 80% suddiviso equamente tra Pakistan e India.

La Banca Asiatica di Sviluppo – da oltre un decennio impegnata nel sostenere l'avanzamento del progetto – resta al momento il principale finanziatore del progetto (per un terzo del totale), i cui costi erano stati inizialmente stimati a 7,6 miliardi di dollari. Tuttavia, le difficoltà legate alla costruzione dei 450 chilometri di gasdotto in territorio afgano (nelle provincie di Herat e Kandahar) sembrano comportare un aggravio dei costi, recentemente stimati dal Dipartimento di Stato statunitense in 10-12 miliardi. Disponibilità a partecipare al progetto Tapi assumendo i costi residuali della sua costruzione è stata, in ogni caso, manifestata da compagnie energetiche internazionali del calibro di Chevron e ExxonMobil, potenziali leader del costituendo consorzio cui sarà demandata la costruzione dell'infrastruttura – interessate tuttavia a ritagliarsi una partecipazione tanto nelle attività di *upstream* in Turkmenistan (nel giacimento di Dauletabad o in quello di South Yolatan) quanto in quelle di *downstream*.

A partecipare al progetto Tapi sembra inoltre essere interessata anche Gazprom che, in occasione dei lavori del Gruppo di lavoro sull'Energia Russo-Pakistano tenutisi a Islamabad a inizio luglio, ha avviato colloqui con le autorità pakistane per la collaborazione nella posa e l'operazione del tratto nazionale dell'infrastruttura. La disponibilità di Mosca si inserisce nella più ampia iniziativa diplomatica russa volta a instaurare un canale di dialogo e cooperazione regionale in Asia centro-meridionale nella prospettiva del ritiro delle forze della missione Nato, International Security Assistance Force (Isaf), dall'Afghanistan nel 2014. La prospettiva del ritiro della Nato e la possibilità che il Tapi funga da elemento di stabilizzazione dell'Afghanistan e da catalizzatore della cooperazione regionale rappresentano, peraltro, le motivazioni principali alla base del tradizionale sostegno assicurato al progetto dalla Casa Bianca – che, sin dalla metà degli anni Novanta, aveva strategicamente sostenuto la proiezione centrasiatrica delle compagnie energetiche nazionali. Motivazione non secondaria del sostegno statunitense è al contempo costituita dalla volontà di scongiurare la possibilità che sia l'Iran – attraverso il concorrente progetto di gasdotto verso Pakistan e India (v. § 2.3) – a far fronte alla crescente domanda di gas dei mercati asiatico-meridionali.

Asse portante della dimensione asiatica della strategia energetica turkmena resta comunque la cooperazione tra Ashgabat e Pechino, rafforzatasi in occasione del nuovo accordo di compravendita di gas siglato in giugno dalle compagnie statali dei due paesi, la Turkmengaz e la China National Petroleum Corporation. L'accordo segna un ulteriore e significativo aumento dei volumi di gas di produzione turkmena da commercializzare in Cina che, originariamente fissati nel 2007 a 30 Gmc/a e incrementati l'anno successivo a 40 Gmc/a, raggiungono adesso un livello di 65 Gmc/a.

Figura 2.1 - Il progetto Tapi



Fonte: Asia Times.

2.3 TURCHIA E MEDIO ORIENTE

Il primo ministro turco, Recep Erdoğan, e il presidente azerbaijano, Ilham Aliyev, hanno siglato a Istanbul, il 26 giugno, l'atteso Accordo intergovernativo che dà il **via libera alla costruzione del Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline (Tanap)**. Il gasdotto – della portata di 16 Gma/a scalabile nel tempo e di un costo di realizzazione stimato attorno ai 7 miliardi di dollari – consentirà entro il 2018 il trasporto del gas che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento azerbaijano di Shah Deniz fino al confine occidentale della Turchia – da dove il gas sarà instradato verso mercati finali europei ancora da definire. Verso questi ultimi saranno esportati 10 Gmc/a, mentre i restanti 6 Gmc/a saranno commercializzati in Turchia.

L'Accordo segue un Memorandum d'intesa preliminare siglato lo scorso dicembre dai ministri competenti in materia energetica dei due paesi, che prevedeva la costituzione di un consorzio formato dalla compagnia turca Botas e dalla azerbaijana Socar finalizzato alla costruzione dell'infrastruttura. Il lungo lasso di tempo trascorso tra l'intesa preliminare e la firma dell'accordo intergovernativo sembra essere stato determinato da incomprensioni tra i due partner sulle quote di partecipazione al consorzio – inizialmente previste in un 80% appannaggio di Socar e nel restante 20% di Botas. Nonostante la presunta volontà della compagnia turca di innalzare la propria partecipazione fino al 50%, l'accordo del 26 giugno ha confermato questa suddivisione delle quote tra i partecipanti. A essi potrebbero tuttavia presto aggiungersi nuove compagnie internazionali in ragione della disponibilità, manifestata da Socar, a cedere parte della propria quota di partecipazione al progetto. Secondo quanto dichiarato da Rovnaq Abdullayev, presidente della compagnia di stato azerbaijana, la Socar sarebbe infatti disposta a coinvolgere nel progetto altre compagnie energetiche, a patto che esse siano già presenti in attività di produzione energetica nel Paese. Secondo quanto riportato dalla stampa di settore, BP, Total e Statoil avrebbero già manifestato il proprio

interesse a partecipare al progetto. D'altra parte BP, partner e operatore del gasdotto South Caucasus Pipeline (Scp) – che consente oggi l'esportazione di 7 Gmc/a dall'Azerbaijan al terminale anatolico di Erzurum attraverso la Georgia – ha annunciato l'intenzione di adeguare la capacità dell'infrastruttura alle nuove potenzialità d'esportazione dal Caspio, portandola a 23 Gmc/a entro il 2017.

La rilevanza del progetto Tanap nel contesto della più ampia evoluzione della politica energetica turca è difficilmente sottovalutabile. Il tentativo di valorizzare la collocazione geografica di snodo tra le aree di consumo energetico a occidente e di produzione a sud ed est ha infatti costituito uno dei pilastri sui quali la Turchia, sin dai primi anni Novanta, ha rifondato la propria politica estera e regionale. Sotto questa angolatura, il Tanap potrebbe costituire il maggior risultato conseguito dalla politica energetica di Ankara dopo la realizzazione, nel 2005, dell'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan – prima infrastruttura di collegamento tra il Mar Caspio e il Mediterraneo.

Accanto al rafforzamento del tradizionale asse turco-azerbaigiano, vettore della crescente rilevanza strategica per la politica energetica ed estera di Ankara è dato dalla **crecente collaborazione con il Governo regionale curdo (Grc) in Iraq del Nord**. Dimostrazione più evidente del cambio di strategia turca verso Erbil – il cui processo di autonomizzazione era stato tradizionalmente considerato una delle maggiori minacce per l'integrità territoriale nazionale. La cooperazione energetica turco-curda si è notevolmente approfondita, in maggio, grazie a un accordo di massima per l'importazione e la riesportazione verso i mercati internazionali di idrocarburi e per lo scambio tra petrolio greggio e prodotti petroliferi di lavorazione turca. Su questa base, secondo quanto dichiarato dalle autorità del Grc, a partire dall'estate è stato aperto un flusso di esportazione petrolifera diretto verso la Turchia. Prima ancora che su un piano strettamente politico, la rilevanza dell'accordo per Ankara deriva dal taglio del 20% delle importazioni di petrolio dall'Iran, a seguito della entrata in vigore, lo scorso 1° luglio, del nuovo round di sanzioni internazionali verso il Paese (Cfr. infra). Parallelamente, nel settore del gas, la compagnia britannica Heritage Oil ha commissionato uno studio di fattibilità per la realizzazione di un gasdotto per collegare i giacimenti curdo-iraniani di Miran e la rete infrastrutturale turca.

Al di là della significatività dei volumi di petrolio oggetto della transazione, la rilevanza della crescente collaborazione turco-curda e, più nello specifico, dell'accordo sul petrolio deriva dal ruolo da esso svolto nella complessa partita sulla definizione dei rapporti tra centro e periferia nel nascente assetto istituzionale iracheno. La titolarità a gestire i diritti di sfruttamento delle risorse energetiche e a incassarne i proventi resta infatti uno dei nodi più difficili del dialogo tra Erbil e Baghdad, riflesso nella mancata approvazione di una legge nazionale sugli idrocarburi. Su questo sfondo – e in ragione della mancata corresponsione dei proventi energetici – Erbil ha cessato dalla primavera di esportare il proprio petrolio attraverso Baghdad, inaugurando un proprio canale di esportazione verso Nord, giudicato illegale dal governo federale. Sullo sfondo dell'accordo energetico tra Ankara ed Erbil si aggiungono tensioni a una relazione bilaterale, quella tra Turchia e Iraq, che ha vissuto diversi momenti difficili nel corso degli ultimi mesi – in ragione del diverso atteggiamento rispetto alla crisi siriana, al sostegno assicurato da Ankara alle posizioni dei rappresentanti sunniti del

governo federale e, non da ultimo, all'ospitalità offerta dalla Turchia all'ex-vicepresidente sunnita Tariq al-Hashemi, accusato in patria di attività terroristiche.

Le crescenti tensioni tra Ankara e Baghdad non hanno tuttavia impedito ai due governi di approfondire la cooperazione energetica bilaterale anzitutto attraverso la decisione di rinnovare per un quindicennio l'utilizzo dell'oleodotto tra Kirkuk e Yumurtaalik – che funziona oggi al 35% della propria capacità – e di aggiungere una linea parallela a esso nel caso la capacità dell'oleodotto non dovesse far fronte ai crescenti livelli di esportazione petrolifera irachena. Le due parti hanno inoltre avviato colloqui per la connessione del terminale di Kirkuk con i siti di produzione petrolifera dell'area di Bassora, nel sud del Paese. La Turchia resta dunque uno snodo fondamentale per le **esportazioni energetiche dall'Iraq**, tanto più in relazione agli ambiziosi piani di crescita dell'output petrolifero – che, secondo i piani governativi, dovrebbe raggiungere i 12 milioni di barili entro il 2017, livello analogo a quello odierno dell'Arabia Saudita. Dopo un triennio di sostanziale stallo, la produzione irachena di petrolio è cresciuta nel 2011 del 12%, raggiungendo i 2,8 milioni di barili. A sostenere i piani governativi ha contribuito, in maggio, al completamento del quarto round di assegnazione dei diritti di esplorazione energetica dei giacimenti del Paese dopo il conflitto del 2003. L'asta ha visto l'assegnazione di 3 blocchi di esplorazione ad altrettanti consorzi capeggiati dalla Kuwait Energy (e partecipato anche dalla compagnia turca Tpaö), dalla Pakistan Petroleum e dalla russa Oao Lukoil Holdings. Segnale poco incoraggiante è che solo un quarto dei giacimenti offerti è stato effettivamente assegnato, in ragione di clausole ritenute svantaggiose dalle principali compagnie internazionali. È dunque probabile che un nuovo round di assegnazione dei diritti di esplorazione venga attivato tra la fine del 2012 e l'inizio del 2013, includendo da 10 a 15 nuovi blocchi. Significativamente – e contribuendo a conferire alle offerte una minore appetibilità – la vertenza interna al Paese sulla titolarità a negoziare diritti di sfruttamento delle risorse energetiche è entrata nell'asta attraverso una clausola che impegna le compagnie vincitrici a non avviare nuovi progetti in Iraq senza autorizzazione da parte del governo di Baghdad. Dall'asta è stata inoltre esclusa Exxon Mobil in ragione dei progetti avviati “illegalmente” in territorio curdo-iracheno.

Sullo sfondo dell'embargo sull'acquisto di petrolio iraniano da parte dei paesi Ue entrato in vigore lo scorso 1° luglio, le **autorità di Teheran hanno intensificato gli sforzi per sfruttare appieno il potenziale del settore del gas**, tanto in termini di estrazione quanto di esportazione della risorsa. Nonostante infatti l'Iran possieda riserve di gas seconde, sul piano internazionale, alla sola Federazione russa (33,1 Tmc), la produzione annua è leggermente al di sotto dei consumi nazionali e le esportazioni – dirette in primo luogo verso la Turchia – sono dunque funzione del gas importato da Turkmenistan e Azerbaijan (con il quale vige un accordo di scambio per la fornitura di gas all'exclave azerbaigiana del Nackichivan). Il quinto Piano quinquennale (2011-2015) ha tuttavia posto l'obiettivo del raddoppio della produzione annua. Tale obiettivo passa anzitutto attraverso lo sfruttamento del potenziale estrattivo del maxigiacimento *off-shore* di South Pars che, con riserve stimate attorno a 14 Tmc di gas, conserva circa l'8% delle riserve provate mondiali. In questa prospettiva, e per accelerare lo sviluppo delle fasi 20-24 (su un totale di 29) del giacimento, il Fondo di Sviluppo Nazionale iraniano ha stanziato una somma di 5 miliardi di dollari.

Le autorità di Teheran lavorano al contempo per assicurare nuovi sbocchi ai maggiori volumi di gas che potrebbero rendersi disponibili per le esportazioni nel corso del prossimo triennio. Mentre resta in piedi la possibilità di costruzione di un'infrastruttura che attraverso la Turchia possa raggiungere i mercati europei, si sviluppano al contempo progetti – sette in totale – di liquefazione del gas che permetterebbero al metano estratto a South Pars di raggiungere i mercati indiano e cinese, la cui domanda di gas e i cui approvvigionamenti di Gnl crescono esponenzialmente di anno in anno. Benché lo stato di guerra civile in cui va scivolando la Siria abbia congelato il progetto di gasdotto tra l'Iran e il Libano attraverso Iraq e Siria, Teheran e Baghdad non hanno tuttavia interrotto i negoziati per la costruzione del primo tratto dell'infrastruttura, che potrebbe permettere, già a partire dalla fine del 2013, l'esportazione di circa 25 Mmc/g di gas.

Più complesso è invece il processo di avanzamento del **progetto di gasdotto Iran-Pakistan (IP)** che, secondo gli accordi stipulati tra i due paesi nel 2009 a seguito dell'uscita dal progetto dell'India, dovrebbe permettere l'esportazione di 22 Gmc/a di gas estratto a South Pars. Nonostante la costruzione del tratto iraniano del gasdotto sia, secondo le autorità di Teheran, prossima alla conclusione, il progetto continua infatti a fronteggiare notevoli difficoltà sul versante pakistano legate anzitutto alla ferma opposizione delle autorità statunitensi che ostacola l'inizio dei lavori sul versante pakistano. L'ambasciatore statunitense a Islamabad, Cameron Munter, ha difatti recentemente esercitato nuove pressioni sulle autorità pakistane, ribadendo la dura presa di posizione già assunta dal segretario di stato Hillary Clinton che, lo scorso marzo, aveva adombrato la possibilità di adozione di sanzioni economiche contro il Paese. L'opposizione della Casa Bianca al progetto IP potrebbe, d'altra parte, essere alla base del rifiuto opposto dalla Banca Industriale e Commerciale Cinese, in marzo, al finanziamento dell'infrastruttura in territorio pakistano. Tale posizione appare infatti in netta contraddizione con le politiche di approvvigionamento energetico di Pechino, fondate sul principio del *loan for oil* e risolutamente rivolte ad una strategia di approvvigionamento terrestre in grado di ridurre l'eccessiva dipendenza – e la percepita vulnerabilità – dai canali di approvvigionamento marittimi. Su questo sfondo, principale incognita – e residuale possibilità di realizzazione dell'IP – resta la posizione della Federazione russa che, in occasione dei recenti lavori del Gruppo di Lavoro sull'Energia con la controparte pakistana (v. § 2.2), avrebbe raggiunto un'intesa di massima sulla possibilità di finanziare il tratto pakistano dell'IP.

3. CORRIDOI EUROPEI DEL GAS

3.1. CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Dopo la posa, in aprile, dell'ultimo tratto sottomarino nel Mar Baltico della seconda linea del **Nord Stream**, in giugno è stato ultimato il processo di collegamento delle tubature, che è previsto vengano prosicugate e collegate alle sezioni on-shore in Russia e Germania entro agosto. In attesa che, entro la fine del 2012, l'entrata in funzione della seconda linea del gasdotto ne raddoppi la capacità di trasporto fino a 55 Gmc/a, il Nord Stream ha incassato, in luglio, il permesso a operare da parte delle autorità danesi, nelle cui acque territoriali nel Mar Baltico esso transita nel tragitto tra Vyborg e Lubmin.

NORD STREAM	
Capacità annua	27,5 Gmc (seconda fase: 55 Gmc)
A partire dal	2011 (seconda fase: 2012)
Provenienza del gas	Federazione russa
Paesi attraversati	Danimarca, Finlandia, Svezia (acque territoriali e/o zone economiche esclusive)
Paese di arrivo	Germania
Società coinvolte	Gazprom (51%), E.On (15,5%) Wintershall (15,5%), Gasunie (9%), Gdf Suez (9%)

Il successo del progetto Nord Stream, tanto in termini di rapidità d'esecuzione quanto in termini di cooperazione tra i paesi coinvolti nel *midstream* e *downstream*, ha indotto i membri del Consorzio a valutare la fattibilità di un nuovo progetto di trasporto di gas tra la Russia e il Nord Europa attraverso il Mar Baltico. Lo studio, in particolare, dovrebbe analizzare la realizzabilità di due ulteriori linee sottomarine valutandone le possibili rotte, le soluzioni tecniche, il finanziamento e l'impatto ambientale. D'altra parte, secondo quanto dichiarato dall'amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, la stessa BP avrebbe manifestato il proprio interesse a costruire un'infrastruttura in grado di collegare il Nord Stream con la Gran Bretagna – in linea con i progetti di cooperazione energetica russo-britannici discussi lo scorso anno dal primo ministro David Cameron in occasione di una visita a Mosca.

Per Gazprom, la possibilità di ampliare il flusso di esportazioni di gas lungo il Corridoio europeo nord-orientale risponde d'altra parte alla duplice esigenza di assicurare un canale di esportazione ai volumi di gas che potrebbero essere resi disponibili dai progetti di estrazione in Siberia e, al contempo, di valutare alternative al flusso di esportazioni lungo il corridoio meridionale, dove il progetto South Stream continua a incontrare difficoltà (v. § 3.2). Significativamente, il rafforzamento del Corridoio nord-orientale beneficerebbe anche del sostegno dell'Ue, come evidenziato dalle recenti dichiarazioni del Presidente della Commissione europea José Manuel Barroso, che ha lodato il gasdotto Nord Stream come "progetto genuinamente europeo".

Secondo quanto dichiarato dal Direttore esecutivo del Consorzio Nord Stream, Matthias Warnig, lo studio di fattibilità sul nuovo gasdotto transbaltico potrebbe essere già completato entro l'anno, dando via libera all'avvio della programmazione della costruzione dello stesso già a inizio 2013.

3.2. CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

L'accordo intergovernativo siglato dalle autorità governative turche e azerbaigiane per la costruzione del gasdotto transanatolico del **Tanap** (v. § 2.3) ha modificato radicalmente i preesistenti schemi di trasporto del gas azerbaigiano lungo il Corridoio meridionale dell'Ue, destinati a essere definitivamente stabiliti a seguito della decisione finale sull'assegnazione del gas che andrà in produzione da SDII. Questa, secondo le recenti dichiarazioni rilasciate dal presidente di Socar, Rovnaq Abdullayev, sarà annunciata dal consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento entro maggio 2013.

Il progetto turco-azerbaigiano conferisce anzitutto nuovi e rilevanti margini di realizzazione al **progetto Nabucco**, nella nuova e "ridimensionata" versione predisposta a inizio anno. In questa conformazione, il gasdotto avrà infatti una capacità di 10 Gmc/a – notevolmente inferiore ai 32 Gmc/a inizialmente preventivati, ma scalabile nel tempo sino a 23 Gmc/a – e, soprattutto, originerà all'approdo del Tanap al confine tra Turchia e Bulgaria, piuttosto che in territorio anatolico. Effetto combinato della riduzione della capacità del gasdotto e della sua lunghezza – da 3.900 a 1.300 chilometri – è il dimezzamento dei costi stimati per la sua realizzazione, che passa" è stato presentato al Consorzio SD il 16 maggio.

NABUCCO WEST	
Capacità annua	10 Gmc
A partire dal	2014
Provenienza del gas	Azerbaigian
Paesi attraversati	Bulgaria, Romania, Ungheria
Paese di arrivo	Austria
Società coinvolte	Omv, MOL, Transitgas, Bulgargaz, Botas, RWE (tutti con una quota del 16,7%)

Spinta decisiva alle quotazioni del Nabucco Occidentale è peraltro giunta dallo stesso Consorzio SD che, a fine giugno, ha manifestato la propria preferenza per l'infrastruttura lungo la possibile rotta d'esportazione danubiano-balcanica. Il Nabucco ha così battuto la concorrenza del progetto South East Europe Pipeline (Seep), messo in cantiere lungo la stessa rotta da BP lo scorso autunno. Secondo la nota rilasciata dal Consorzio, a far propendere quest'ultimo verso il Nabucco ha contribuito la "maggior maturità" del progetto – che, sin dalla sua iniziale predisposizione, ha peraltro beneficiato del fermo sostegno politico prima ancora che finanziario delle autorità di Bruxelles – e la possibilità che esso sia commissionato contestualmente all'avvio della produzione da SDII, tra la fine del 2017 e l'inizio del 2018.

Figura 3.1 - Il progetto Nabucco occidentale



Fonte: © Nabucco Gas Pipeline International GmbH.

D'altra parte, e a dimostrazione del terreno riguadagnato dal progetto Nabucco nel corso degli ultimi mesi, una preferenza per l'assegnazione a esso del gas che andrà in produzione da SDII è significativamente giunta dallo stesso ministro per l'Energia azera Natig Aliyev. Secondo il ministro, la maggior capacità dell'infrastruttura e le migliori prospettive di commercializzazione del gas nell'area danubiano-balcanica renderebbero infatti il gasdotto la soluzione più adeguata per le esigenze di esportazione del Consorzio SD.

La preferenza accordata al Nabucco lungo la rotta danubiano-balcanica fa il paio con quella, analoga, accordata in febbraio dal Consorzio SD al **Trans-Adriatic Pipeline (Tap)** lungo la rotta mediterranea tra la Turchia e le coste italiane. In quest'ultima, il progetto Tap ha battuto la concorrenza del progetto di Interconnettore Turchia-Grecia-Italia, propugnato da Edison e dalla compagnia greca Depa e tradizionalmente sostenuto dalle autorità governative dei due paesi. A partire da febbraio il Consorzio SD e quello preposto alla realizzazione del Tap hanno dunque intensificato i colloqui e la collaborazione, culminata con la firma di un Accordo di cooperazione.

TAP	
Capacità annua	10/20 Gmc
A partire dal	2017
Provenienza del gas	Azerbaijan
Paesi attraversati	Georgia, Turchia, Grecia, Albania
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Statoil (42,5%), Egl (42,5%), E.On (15%)

Il Consorzio Tap – che ha lanciato in giugno una procedura di “Manifestazione di Interesse”, prima e non vincolante fase del test di mercato – ha d'altra parte manifestato la propria disponibilità ad allargare la partecipazione al Consorzio stesso a nuove compagnie energetiche. Tale disponibilità sembra essere stata colta anzitutto da BP che, già titolare del

25% del Consorzio SD e dopo l'esclusione del Seep dalla competizione infrastrutturale, ha dichiarato la propria intenzione di acquisire una "quota sostanziale" del progetto. Nella veste di partecipante al consorzio SD, potenziale partner nei progetti di trasporto del gas verso i mercati europei e partecipante al processo di privatizzazione di Depa, BP ha peraltro avviato colloqui con le autorità governative greche per vagliare la posizione di Atene rispetto alla competizione infrastrutturale a seguito dell'esclusione del progetto (Interconnector Turkey-Greece-Italy) Itgi, da esse tradizionalmente sostenuto. Dimostrando il giusto grado di flessibilità, il Ministero per l'Energia greco ha tuttavia e in più occasioni manifestato il pieno sostegno alla rotta mediterranea e, di conseguenza, al progetto Tap.

Stesso grado di flessibilità sembra d'altra parte contraddistinguere l'approccio delle autorità governative italiane – anch'esse tradizionalmente sostenitrici del progetto Itgi – alla competizione infrastrutturale per il trasporto del gas azerbaijano. Il Ministro per lo Sviluppo Economico Corrado Passera, in occasione di un'audizione tenuta presso la Commissione Industria del Senato, ha ribadito il pieno sostegno del governo alla realizzazione del corridoio mediterraneo, che rappresenta uno dei pilastri della politica energetica governativa, finalizzata a ridurre i prezzi di importazione del gas e, al contempo, a rendere la Penisola «principale ponte per l'ingresso di gas dal Sud verso tutta l'Europa». Le prospettive di cooperazione nel settore del gas sono state, peraltro, al centro dei colloqui tenutisi a Baku a inizio luglio tra il ministro per l'Energia azerbaijano, Natig Aliyev, e i sottosegretari agli Esteri, Marta Dassù e allo Sviluppo economico, Claudio De Vincenti. Il possibile coinvolgimento dell'Italia nel progetto Tap passa, non secondariamente, attraverso la possibilità che Enel, come dichiarato dall'amministratore delegato Fulvio Conti a inizio maggio e ribadito a inizio luglio, possa entrare nel consorzio deputato alla sua costruzione e operazione.

Lungo la rotta danubiano-balcanica, tra la costa del Mar Nero e l'Austria, corre anche il **progetto South Stream**, promosso da Gazprom. L'ingresso delle compagnie Edf e Wintershall, con un 15% delle quote ciascuna, nel consorzio deputato alla costruzione del tratto *off-shore* del gasdotto nel Mar Nero – affianco alla stessa Gazprom (50%) e all'Eni (20%) – ha accelerato i piani di costruzione del tratto in questione. Deciso il frazionamento dello stesso in quattro linee parallele della portata di 15,5 Gmc/a ciascuna (v. *Focus 7-8/2012*), Alexei Miller ha reso noto che la costruzione del tratto sottomarino del gasdotto sarà avviata per due di esse entro la fine del 2012.

SOUTH STREAM	
Capacità annua	63 Gmc
A partire dal	2015
Provenienza del gas	Federazione russa
Paesi attraversati	Bulgaria, Ungheria, Romania*, Serbia*, Grecia* (* in fase di definizione)
Paese di arrivo	Austria
Società coinvolte	Gazprom (50%), Eni (20%), Wintershall (15%), Edf (15%)

Formalmente ancora aperta è invece la decisione sulla rotta del South Stream nella sua parte *on-shore*, tanto in relazione alle sue direttrici quanto ai paesi di transito. Rispetto alle direttrici, e secondo quanto dichiarato dall'amministratore delegato di Eni, Paolo Scaroni, la direttrice danubiano-balcanica verso l'Austria avrà priorità su quella meridionale verso l'Italia, che sarà costruita solo dopo il completamento della prima. Rispetto invece

agli stati di transito, nell'ultimo quadrimestre si è registrato un aumento delle pressioni di Gazprom sulla Bulgaria – approdo europeo del tratto *off-shore* e paese di snodo per le direttrici *on-shore* del gasdotto – per ottenere in tempi rapidi la stipula dell'accordo finale sugli investimenti per la costruzione del tratto nazionale del South Stream, dal porto di Varna al confine con la Serbia. Principale incentivo all'intesa russo-bulgara era stata, in marzo, la concessione da parte di Gazprom di uno sconto sugli approvvigionamenti di gas per tutto il 2012. All'intesa preliminare non è tuttavia seguita a oggi la formalizzazione dell'accordo, legata dalla compagnia russa all'intesa sul South Stream. Secondo lo schema predisposto da Gazprom – analogo a quello offerto agli altri paesi di transito del gasdotto – il tratto bulgaro del South Stream sarà partecipato pariteticamente dalla Bulgarian Energy Holding e da Gazprom – che ha inoltre offerto alla controparte bulgara prestiti per la costruzione del gasdotto ripagabili attraverso le tasse di transito. Lo scorso 27 giugno, il Consorzio deputato alla costruzione del tratto *off-shore* del South Stream ha inoltre sottoposto alle competenti autorità bulgare la documentazione per la Valutazione d'Impatto Ambientale.

Problema principale per la realizzazione del South Stream resta tuttavia la regolamentazione di *unbundling* introdotta dal Terzo Pacchetto sull'Energia dell'Unione Europea che, come denunciato dall'amministratore delegato di Gazprom, Alexei Miller, hanno alzato un "muro burocratico" contro i progetti infrastrutturali russi. Vani, sino a oggi, sono stati infatti gli sforzi di Gazprom di ottenere per il South Stream l'etichetta di progetto di "interesse europeo" e di negoziare esenzioni dalla normativa di *unbundling* – che minaccia gli assetti proprietari immaginati da Gazprom per l'oleodotto nel suo tratto *on-shore*. La posizione russa è stata ribadita, a fine maggio, dall'ambasciatore russo presso l'Unione, Vladimir Chizhov, che ha sottolineato come la mancata esenzione del South Stream dalla normativa introdotta dal Terzo Pacchetto sull'Energia comporta la mancanza di interesse all'investimento da parte delle maggiori compagnie energetiche, generando una situazione paradossale che minaccia di ricadere direttamente sulle esigenze dei consumatori europei.

Figura 3.2 - Possibili rotte e assetto proprietario del South Stream



Fonte: © South Stream AG.

3.3 CORRIDOIO MEDITERRANEO

Lo sviluppo infrastrutturale sul corridoio mediterraneo ha conosciuto negli anni passati un certo sviluppo, con il potenziamento del Transmed (Algeria-Tunisia-Italia) e il completamento del Medgaz (Algeria-Spagna). Dopo il potenziamento del Greenstream (Italia-Libia), avvenuto a fine 2011, è probabile che si chiuda per alcuni anni ogni attività di sviluppo di nuova capacità di esportazione, dovendo prima essere saturata quella esistente. In tal senso, è significativo **lo spostamento di volumi di esportazione** di gas algerino in Spagna dal trasporto via Gnl a quello via tubo (v. § 1.5.). L'obiettivo di Sonatrach, il monopolista algerino, è di sfruttare la capacità di liquefazione esistente per esportare verso altri mercati più dinamici.

La sorte del **Galsi**, principale infrastruttura progettata nel Corridoio mediterraneo tra l'Algeria e le coste italiane, sarà decisa il prossimo novembre, secondo Abdelhamid Zerguine, Amministratore delegato di Sonatrach – colosso energetico algerino e partner di maggioranza del consorzio deputato alla costruzione del gasdotto. Principale incognita che pesa sulla realizzazione del Galsi – la cui costruzione, che sarebbe dovuta iniziare nel 2011, è stata più volte ritardata

GALSI	
Capacità annua	8 Gmc
A partire dal	2014
Provenienza del gas	Algeria
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Sonatrach (41,6%), Edison (20,8%), Enel (15,6%), Sardegna Sifrs (11,6%), Hera (10,4%)

in seguito alla contrazione della domanda di gas in Italia – è l'accordo sui prezzi d'acquisto del gas tra la compagnia algerina e i potenziali acquirenti. Questi ultimi infatti propongono uno schema basato su indici diversi da quelli comunemente utilizzati dai contratti d'acquisto

di gas e ancorati ai prezzi del Gnl – tradizionalmente più bassi – e ai prezzi dell'elettricità prodotta con il gas.

Ottimista sull'esito finale della decisione di investimento sembra essere il Ministro per l'Energia e la Risorse Minerarie algerino Youcef Yousfi, che ha ribadito in giugno il pieno sostegno governativo al progetto e la volontà di portarlo a compimento in tempi rapidi. Sul versante autorizzativo italiano, Gilberto Dialuce, direttore generale per la sicurezza degli approvvigionamenti e le infrastrutture energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico, ha assicurato che entro l'estate verrà rilasciata al Galsi l'autorizzazione alla costruzione. La crisi della domanda europea pone tuttavia più di un'incognita sulle reali possibilità che l'infrastruttura sia realizzata a causa dell'impegno finanziario richiesto e dei dubbi sulla sua effettiva redditività.

Figura 3.3 - Il progetto Galsi



Fonte: © Edison.

FONTI

Aeeg - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

Bbc

BP

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Germania)
Businessweek
Capo Horn Magazine
Commissariat Général au développement durable (Francia)
Commissione Europea
Department of Energy and Climate Change (UK)
Eia - Energy Information Agency (USA)
Eni
Enel
Eer - European Energy Review
Eurasia Daily Monitor
Eurogas
Eurostat
FT - Financial Times
Gie - Gas Infrastructure Europe
Giignl - Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié
Gme - Gestore Mercati Energetici
Iea - International Energy Agency
Il Sole 24 Ore
Interfax
Jamestown Foundation
Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)
Mse - Ministro dello Sviluppo Economico
Nomisma Energia
Oil & Gas Journal
Platts
Snam Rete Gas
SQ - Staffetta Quotidiana
The Economist
UN Comtrade

PARTE II - APPROFONDIMENTO

IL GAS NATURALE IN ITALIA: SFIDE E OPPORTUNITÀ

INTRODUZIONE

L'Italia, come la più parte dell'Europa, dipende in maniera significativa dalle importazioni di gas naturale proveniente da oltre i confini dell'Unione. La questione, nota da tempo, ha rischiato di complicarsi, da quando, contestualmente, sono aumentati consumi e utilizzi del metano (completamento della metanizzazione del Paese e aumento dei consumi per generare energia elettrica) e la produzione nazionale ha iniziato un lento, forse inesorabile declino. Tra i possibili, definitivi rimedi nell'ultimo decennio ha senz'altro avuto un ruolo principe l'ipotesi che l'Italia potesse diventare un hub del gas, «Hub del gas sud-europeo» nella “Strategia Energetica Nazionale” (Sen) che l'attuale governo sta elaborando. In questo contesto, il nuovo assetto di Snam, come previsto dal dl 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, in legge 24 marzo 2012, n. 27 e dal Dpcm del 25 maggio 2012 – dovrebbe contribuire, non poco, alla sicurezza degli approvvigionamenti e, più in generale, alla sicurezza energetica nazionale.

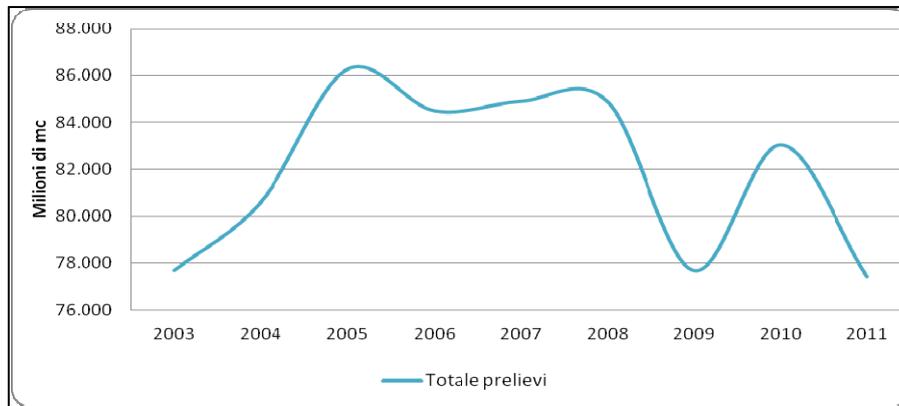
Il sistema gas italiano, tuttavia, a partire dall'inverno 2005-2006 – oltre che a trarre insegnamento da quanto accaduto – ha già affrontato crisi ed emergenze riuscendo sempre a garantire la fornitura ai consumatori finali domestici. A partire dal 2008, infine, i consumi di gas, al manifestarsi degli impatti della crisi finanziaria sull'economia reale, hanno smesso di crescere ritornando, a fine 2011, agli stessi livelli del 2003.

LA DINAMICA DEI CONSUMI

I **consumi italiani di gas naturale** continuano a segnare il passo (v. Figura 1). Il **2011** si è chiuso con un totale dei prelievi che ammonta a 77.417,2 Mmc, in calo del 6% sul 2010 e in linea con i livelli del 2009 (-0,3%). Tolta l'eccezione rappresentata dal 2010, caratterizzato da temperature ben al di sotto della media e di gran lunga l'anno più freddo dell'ultimo decennio¹⁰ (il freddo incide sui consumi residenziali e dei servizi, che rappresentano più del 40% della domanda complessiva), si è, di fatto, tornati ai valori di consumo del 2003, anno della completa apertura del mercato interno (D.lgs. 164/2000), annullando tutti i sostenuti incrementi ottenuti fino al 2008.

¹⁰ Al contempo anno con la media delle temperature minime più bassa (6,7), mese con la media delle temperature minime più bassa: gennaio 2010 (-4,6) e, infine, anno e mese (gennaio) con più giorni di gelate.

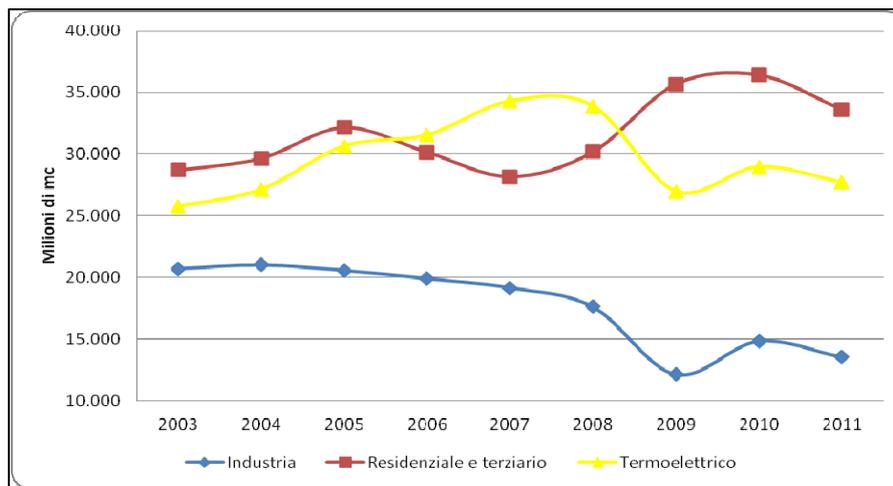
Figura 1 - Evoluzione dei consumi totali di gas naturale in Italia



Fonte: elaborazione su dati Ministero Sviluppo Economico e Snam Rete Gas

Per comprendere questa dinamica è utile analizzare l'evoluzione dei consumi disaggregandola per settori: industriale, termoelettrico e residenziale, terziario incluso (v. Figura 2).

Figura 2 - Consumi di gas naturale per settore in Italia



Fonte: elaborazione su dati Ministero Sviluppo Economico e Snam Rete Gas.

Il gas utilizzato dalle industrie rappresenta un buon indicatore dello stato di salute del settore; purtroppo una lettura dell'andamento degli ultimi nove anni è ben poco confortante. Se, infatti, le **riduzioni dei consumi** registrate a partire dal 2005 potevano essere attribuite alle efficienze conseguite nei processi produttivi, i cali osservabili a partire dalla seconda metà del 2007 e culminati nel crollo del 2008 rappresentano invece il drammatico effetto della **crisi economica**. Non è facile stimare quanto sarà lenta e difficile la risalita, anche perché sono numerose le industrie, anche medio grandi, che dopo la cassa integrazione hanno ridotto stabilmente i volumi produttivi trasformando la minaccia della crisi in opportunità per delocalizzare e interi comparti paiono segnare irrimediabilmente il passo, basti pensare all'industria dell'automobile con tutto il suo indotto.

Più articolata è la questione del gas naturale che viene utilizzato per **generare metà dell'energia elettrica prodotta nel nostro Paese**. Nel 2003 il sistema elettrico accusava un significativo deficit di potenza, e l'offerta di energia elettrica generata entro i confini nazionali era di molto inferiore alla domanda, al punto che nel mese di giugno, complici le alte temperature, “un'americanizzazione” dei consumi con un crescente ricorso all'aria condizionata e una certa difficoltà a importare, vi furono diversi distacchi programmati¹¹ di alcune aree, indispensabili per evitare il collasso della rete vale a dire un *black-out* vero e proprio.

Da allora il gap è stato rapidamente colmato quasi in modo esclusivo con nuove centrali a cicli combinati alimentate a gas, caratterizzate e avvantaggiate da un basso costo unitario d'investimento, da un utilizzo del suolo relativamente contenuto e da ridotti tempi di realizzazione.

Queste centrali oggi rappresentano la principale tecnologia del parco di produzione nazionale, peraltro uno dei più efficienti al mondo.

La corsa nondimeno non si è ancora arrestata; anche a maggio di quest'anno è stato inaugurato un nuovo impianto da 800 MW di potenza installata con una produzione annua di energia elettrica auspicata in 2,5 miliardi di kWh¹². Ma i livelli del 2008, quando i consumi di energia elettrica avevano raggiunto il massimo storico e il gas era arrivato a contribuire per il 54% alla produzione elettrica, paiono sempre più lontani. Da allora, la sovraccapacità degli impianti di generazione alimentati a gas è andata ancora costantemente aumentando, per contro in parallelo si è ridotto il tasso di utilizzo delle nuove centrali: nel 2009 anche meno di 3.000 ore/anno, pressappoco la metà delle condizioni ottimali di esercizio.

Negli ultimi anni, infatti, il gas si è trovato esposto a una crescente competizione con le altre fonti.

E se il 2009, dovuto a eccezionali condizioni di idraulicità, aveva visto un'attività record delle centrali idroelettriche¹³, gli anni successivi hanno visto l'affermarsi prima progressivo poi febbrile e inarrestabile delle altre fonti rinnovabili. Prima l'eolico e poi, con imprevista rapidità, il fotovoltaico sono passati dall'essere poco più che speranze del mercato ad attori di primo piano, tanto che la produzione “verde” ha coperto, nel 2011, il 26% dei consumi totali; a giugno 2012 si è superato il 30%, con la produzione fotovoltaica che continua a crescere notevolmente, quasi triplicata rispetto allo scorso anno. I consumi elettrici nazionali, invece, dopo il calo del biennio 2008-2009 e la ripresa del 2010 e la lieve crescita del 2011, nel primo semestre 2012, sono nuovamente calati (-2,8%). E non andrebbe dimenticato che la diffusione di impianti alimentati a carbone non si è fermata: la centrale Enel di Torrevaldaliga è a pieno regime da metà 2010.

Infine, per quanto riguarda i consumi residenziali e dei servizi, quelli relativi alle reti di distribuzione, che trasportando il gas in media e bassa pressione, riscaldano borghi e cit-

¹¹ Diversamente dal vero e proprio *black-out* che si sarebbe verificato dopo poche settimane, il 28 settembre 2003 (<http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/downloads/RapportoBlackout-28092003.pdf>).

¹² Quasi l'1% dei consumi nazionali.

¹³ La serie storia è disponibile in *L'idroelettrico - Rapporto statistico 2009*, disponibile sul sito internet del Gse.

tà, è opportuno ricordare che la metanizzazione italiana è ormai terminata; inoltre nelle aree di nuova urbanizzazione il metano rischia di subire la concorrenza del teleriscaldamento.

In attesa del Galsi, il grande gasdotto sottomarino proveniente dall'Algeria, l'unica grande area senza metano resta la Sardegna, che però è caratterizzata dall'essere poco popolata e da temperature miti (difficilmente si andrebbe molto oltre i 500 milioni di mc). È noto, infatti, che i consumi domestici in grande parte dipendono dalla rigidità degli inverni (v. infra).

LE LEZIONI EMERGENZIALI DEL RECENTE PASSATO

Anche quest'anno, come nell'inverno 2005 e nel gennaio 2009, il sistema gas si è trovato ad affrontare situazioni critiche, peraltro abbastanza inaspettatamente vista la flessione dei consumi. E andrebbero inoltre ricordate, almeno, l'interruzione del Greenstream per la guerra in Libia a fine febbraio del 2011 e il fermo di sei mesi, fino alla notte di Natale del 2010, per una frana in Svizzera del gasdotto Transitgas che ci collega al Nord Europa.

Ci sia consentito, per capirci, un simbolico paragone tra il sistema gas nazionale e un atleta, ormai ben allenato ad affrontare situazioni difficili o stress test, come può essere l'interruzione di un gasdotto o l'impatto di un'ondata di freddo eccezionale (Sileo, 2011). Continuando con la metafora, gli stoccaggi rappresenterebbero di certo i polmoni del sistema. Questi, nell'attuale configurazione, svolgono un ruolo essenziale nel soddisfacimento delle esigenze di modulazione dei consumi, in quanto assicurano alle società di vendita del gas la flessibilità necessaria all'esecuzione dei contratti di somministrazione. Una buona capacità di stoccaggio è poi condizione essenziale per la creazione di un mercato liquido – sia nel settore del gas che nell'elettricità – aumentando la possibilità di arbitraggio anche tra mercati di diversi paesi.

Non potendo in questa sede richiamare tutte le situazioni critiche summenzionate, ai fini di questa analisi, per intensità e contesto in cui è venuta a determinarsi, riteniamo utile soffermarci, ancorché brevemente, sull'emergenza dello scorso febbraio.

Il contesto: il primo febbraio Gazprom non è sembrata pienamente in grado di soddisfare tutti gli incrementi di fornitura richiesti dai suoi clienti europei; la cosa si è tradotta in una divaricazione tra le richieste e i transiti per il punto di ingresso nella Rete Nazionale italiana di Tarvisio del 12,3%, arrivata al 24,2% giovedì 2 febbraio, arrestatasi a quasi 30% tra venerdì e sabato.

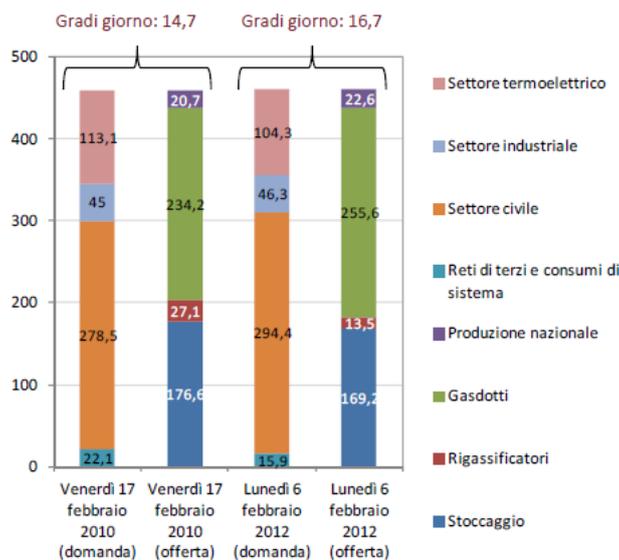
Nonostante le polemiche geopolitiche, che accusavano l'Ucraina già il 2 febbraio di ritirare più gas di quanto previsto dai contratti, il motivo principale dell'emergenza del 2012 è riconducibile all'ondata di freddo che ha investito l'Europa, la Turchia e la stessa Russia.

Lo stoccaggio è dunque intervenuto, come già era accaduto nel gennaio 2009, ancora una volta a far fronte all'ammacco di gas russo a cominciare da venerdì 3 febbraio di quasi 32 Mmc a fronte di una richiesta giornaliera di 417 milioni. Nella fine della settimana, a causa del grande freddo, i consumi non hanno rallentato la loro corsa culminata, con la ri-

presa delle attività lavorative, nei valori record di lunedì 6 e martedì 7 febbraio (Fiorini *et al.*, 2012).

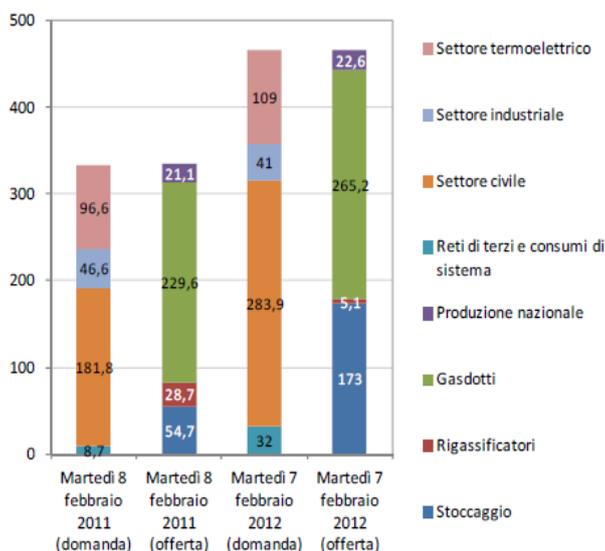
In particolare, il 7 febbraio si è arrivati a consumare **465,9 Mmc**, record assoluto delle immissioni in rete; l'eccezionalità di questo valore può essere spiegata tramite il confronto con l'analogo martedì del 2011 (v. Figura 3).

Figura 3 - Confronto consumi di gas naturale secondo martedì di febbraio anni 2011 e 2012



Fonte: elaborazione su dati Snam Rete Gas.

Figura 4 - Confronto punte massime di consumo giornaliero



Fonte: elaborazione su dati Snam Rete Gas

Rispetto allo scorso anno, ad aumentare sono stati i consumi per la generazione termoelettrica e soprattutto quelli trasportati dalle **reti di distribuzione**, a cui sono allacciati uffici e abitazioni. I prelievi del settore industriale invece sono stati più contenuti anche a seguito della

Procedura di emergenza scattata proprio il giorno del record¹⁴. La causa, facilmente intuibile, è da attribuirsi proprio alle basse temperature, anche se forse è più difficile capacitarsi dell'entità dell'aumento: più di 100 Mmc, oltre il 56% in più rispetto a un valore ordinario. E, in effetti, il freddo, o meglio il "volume di freddo", è cosa non facile da misurare, tanto che necessita di un'unità di misura specifica: i **gradi giorno** (gg) invernali; questi indicando il fabbisogno termico e sono un'ottima misura del freddo generalizzato, e gli unici in grado di stimare in modo univoco le rigidità delle condizioni meteo da Udine a Canicattì¹⁵.

Un altro utile confronto è quello tra lo scorso lunedì 6 febbraio, primo giorno di consumi record, e venerdì 17 dicembre 2010, che rappresentava il precedente picco storico delle richieste di gas naturale (v. Figura 4). Il volume di freddo allora era minore di quello registrato questo febbraio (i gg nel 2010 passarono da 7,7 del lunedì a 14,7 del venerdì). In più non è secondario rimarcare che i valori record quest'anno si siano raggiunti in febbraio. Il periodo, infatti, non è irrilevante, perché **la capacità di erogazione** degli stoccaggi diminuisce progressivamente al diminuire del gas presente nei giacimenti, fino a dimezzarsi a fine inverno. Inoltre, un ricorso eccezionale al gas stoccato a inizio stagione, proprio il problema che si verificò nell'inverno del 2005, accelera, con una certa rapidità, il declino prestazionale.

Tanto più grande, quindi, è la capacità di stoccaggio tanto maggiore sarà la capacità di contribuire a garantire le forniture e, quindi, la sicurezza energetica del Paese.

COME CALCOLARE LA SICUREZZA: IL CRITERIO N-1

Per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti è fondamentale, e invero facilmente comprensibile, investire in nuove infrastrutture di trasporto ma anche promuovere la realizzazione di siti di produzione nei Paesi esportatori sia nel breve che medio termine. Nell'ambito delle misure intraprese in sede comunitaria in tema di *security of supply* meritano attenzione due principi relativi all'adeguatezza infrastrutturale per la sicurezza delle forniture di gas naturale contenuti nel Regolamento (Ue) 994/2010 e già recepiti nel nostro ordinamento.

Il primo, meglio noto come criterio N-1, prevede che il Ministero dello Sviluppo Economico adotti le misure necessarie affinché entro il 3 dicembre 2014, nel caso d'interruzione del flusso di gas naturale dalla maggiore delle infrastrutture di approvvigionamento dall'estero, la capacità delle infrastrutture rimanenti sia in grado, anche tenuto conto delle possibili azioni di riduzione della domanda e della capacità di stoccaggio di modulazione e strategico nazionale, di soddisfare la domanda giornaliera totale di gas eccezionalmente elevata osservata statisticamente una volta ogni vent'anni.

¹⁴ Prevista, proprio per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli, già dal decreto dell'allora Ministro dell'Industria del 26/9/2001.

¹⁵ I "gradi giorno" sono calcolati come sommatoria, estesa a tutti i giorni di un determinato periodo (mese, anno), delle sole differenze positive tra una soglia di temperatura convenzionalmente fissata e la temperatura media "esterna". Ne consegue che un valore di gg piccolo indica che le temperature esterne sono molto vicine alla temperatura convenzionale, mentre un valore elevato denota la presenza di un volume di freddo maggiore causato dagli effetti di condizioni meteo più severe.

Il secondo prevede l'adeguamento delle infrastrutture di trasporto di interconnessione tra Stati membri, entro il 31 dicembre 2013, ivi inclusa l'interconnessione tra Italia e Centro Europa attraverso il gasdotto Transitgas, in territorio svizzero, mediante la realizzazione di capacità di trasporto bidirezionale continua, per assicurare – in casi di necessità – la possibilità di fornire adeguata risposta a livello europeo a possibili crisi locali.

Secondo quanto previsto dallo stesso Regolamento, e in coerenza con il D.Lgs. 93/11, il Ministero dello Sviluppo Economico, con il supporto del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema gas, ha la responsabilità di verificare la rispondenza al criterio N-1 oltre alla predisposizione dei cosiddetti Piani di Azione Preventiva e di Emergenza a fronte di uno specifico *Risk Assessment* sul sistema gas nazionale. Va rimarcato che allo stato attuale la dotazione infrastrutturale del nostro Paese già rispetta il principio N-1. A ben vedere ne è prova empirica, di una certa efficacia, proprio l'Emergenza del febbraio di quest'anno su descritta; a riprova aggiungiamo solo che l'insieme delle infrastrutture di stoccaggio è in grado di garantire, almeno fino a metà febbraio, la copertura della domanda giornaliera invernale per un valore quasi pari alla somma delle importazioni entranti da i due più importanti punti di ingresso, Mazara del Vallo e Tarvisio, vale a dire che il sistema gas può assicurare quasi tutto il metano proveniente da Russia e Algeria.

I diversi progetti attualmente in essere contribuiranno a incrementare ulteriormente i margini di sicurezza e a diversificare le forniture. Inoltre attualmente l'Italia dispone di 10 campi di stoccaggio di gas attivi per una capacità totale, considerando anche le scorte strategiche, pari a 14,7 Gmc. Capacità che nei prossimi anni potrebbe crescere del 52%: con 7,7 Gmc addizionali, si avrebbe quindi una capacità complessiva intorno ai 22,4 Gmc, pari a più di un quarto del fabbisogno di gas annuo italiano¹⁶.

Infine, va sottolineato che l'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas, già oggi offre capacità bidirezionale fisica per le interconnessioni con Austria e Slovenia, ed è già in fase di realizzazione il collegamento con la Svizzera, come espressamente previsto dal D.Lgs. 93/11.

QUALI SCENARI DI DOMANDA E OFFERTA

Nello scenario di riferimento recentemente prodotto da Enea (2012a) il fabbisogno di gas (importazioni nette più produzione interna) per l'Italia è stimato pari a 86,2 Gmc nel 2020 e 91,9 Gmc nel 2030. A fronte di queste proiezioni di domanda, la capacità delle infrastrutture d'importazione è a oggi così ripartita: due gasdotti via terra – il Trans Austria Gasleitung (Tag) e il Trans Europa Naturgas Pipeline (Tenp), che trasportano gas rispettivamente dalla Siberia e dal Mar del Nord con una capacità complessiva di 57,8 Gmc/a; due gasdotti via mare – il TransMed e il Greenstream, che convogliano gas dall'Algeria e, rispettivamente dalla Libia (capacità cumulata di 44 Gmc/a); due rigassificatori – rispettivamente

¹⁶ L'ampliamento delle capacità di stoccaggio fino a un massimo di 8 Gmc è prevista dal D.Lgs. 130/2010 del 18/8/2010 come misura per aumentare la concorrenzialità del mercato del gas.

a Panigaglia e Rovigo (in totale di 11,5 Gmc/a). La capacità complessiva di queste infrastrutture è di circa 113,5 Gmc/a.

A queste infrastrutture dovrebbero aggiungersi il gasdotto Galsi (Algeria-Sardegna-Italia) (capacità 8 Gmc/a) e un collegamento a Sud, probabilmente il Tap che, passando per l'Albania, collegherebbe Puglia e Grecia (capacità 10 Gmc/a). Ci sarebbero poi almeno tre rigassificatori per complessivi di altri 24 Gmc/a che hanno ricevuto parere favorevole in fase di istruttoria. Queste nuove infrastrutture porterebbero la capacità di importazione dell'Italia a un totale di 153 Gmc/a.

Per passare all'Europa ci si può riferire allo studio "EU Energy Roadmap 2050" condotto per la Direzione Generale Energia della Commissione Europea, in particolare allo scenario, elaborato col modello Primes, nel quale si ipotizza il raggiungimento degli obiettivi del pacchetto Energia Clima al 2020 e un miglioramento delle tecnologie energetiche e della loro efficienza, ma nessuna nuova misura dopo marzo 2010, un'assunzione indubbiamente forte. Ebbene, in questo scenario i consumi di gas flettono dai 530 miliardi di mc del 2010 a circa 500 del 2020 e a 465 del 2030. Nel contempo la riduzione della produzione europea di gas naturale è compensata da crescenti importazioni nette di gas: 330 miliardi di mc nel 2010, 365 nel 2020 e 375 nel 2030 con un incremento in valore assoluto di 45 miliardi di mc nell'arco dei 20 anni. Incremento equivale a più di metà della domanda complessiva italiana di gas dello scorso anno.

MAGGIOR INDIPENDENZA, MAGGIORI INVESTIMENTI

Affinché l'Italia diventi Hub del gas sud-europeo (o euro mediterraneo), tra esperti e addetti ai lavori è diffusa l'opinione che sia necessario tendere verso un nuovo modello, incentrato su flessibilità e concorrenza, verso cui il mercato dell'Unione Europea – incoraggiato dalla regolazione comunitaria – sta già evolvendo.

L'apertura del mercato nazionale ed europeo può e dovrebbe andare di pari passo con la creazione di uno snodo commerciale e infrastrutturale italiano a servizio non solo della domanda nazionale ma anche di quella europea, Centrorientale in particolare.

Per perseguire questo progetto serviranno nuove regole e nuovi strumenti di mercato, segnatamente una borsa organizzata come le altre già presenti in Europa, ma anche capacità di poter operare in controflusso sui gasdotti, maggiori infrastrutture di stoccaggio e d'importazione, gasdotti ma soprattutto rigassificatori.

Negli ultimi quattro anni, infatti, in Europa è quasi raddoppiata l'incidenza delle importazioni via nave sul totale dei consumi, mentre crescevano capacità di rigassificazione e tassi di utilizzo dei terminali. In questo intricato contesto, difficile, quindi, non accogliere con favore lo scorporo di Snam da Eni anche se, invero, più che per separazione proprietaria della rete nazionale di trasporto dal più grande degli importatori, il giudizio positivo è maggiormente condivisibile per le attività di stoccaggio e di rigassificazione. L'importanza di queste due ultime attività ci è ormai nota. Tuttavia quanto una Snam, finalmente terza –

anche se sulla garanzia di terzietà non sono mancate le voci critiche¹⁷ (tra i primi, De Paoli, 2012) – possa fare in termini di nuove infrastrutture, dipenderà prioritariamente dalla regolazione. A tal proposito, recentemente il presidente dell’Autorità per l’energia, Guido Bortoni, ha già definito¹⁸ innovativa questa nuova regolazione volta a promuovere un eccesso di infrastrutturazione, ovvero la ridondanza di capacità rispetto alla domanda in modo da promuovere la concorrenza. Un nuovo *market design*, dunque, dove l’offerta abbondante riduca progressivamente il peso degli storici contratti “*take or pay*”.

L’ANNOSA QUESTIONE DEI CONTRATTI DI LUNGO PERIODO

È noto che i *take or pay* rappresentano un ostacolo a un livello sufficientemente adeguato di concorrenza nel mercato del gas e sulla liquidità del mercato. Questa tipologia ha rappresentato la prassi internazionale nella fornitura/approvvigionamento del gas poiché essa garantisce, al contempo, introiti certi e duraturi ai fornitori (che possono così pianificare anche ingenti investimenti infrastrutturali) e forniture costanti a prezzi fissi – almeno in parte – ai compratori.

Tali contratti presentano una durata media molto lunga (generalmente 15-25 anni, ma spesso anche 30 anni) e, in tal modo, rispondono alle esigenze di sicurezza di approvvigionamento nazionale, permettendo alle imprese acquirenti (sia pubbliche che private) di svolgere una funzione di “servizio pubblico” (Villafranca, 2007). Pertanto tali tipi di contratto, sin dalla prima direttiva sulla liberalizzazione del mercato gas, non sono stati sufficientemente disincentivati dai governi europei e proprio il perfezionamento di nuovi contratti d’acquisto così congeniati ha irrigidito ulteriormente il mercato, ponendo le premesse per l’eccessivo ancoraggio odierno del prezzo del gas alle quotazioni petrolifere. Tale modello è andato in crisi con la maggiore disponibilità di Gnl dovuta alle nuove produzioni, soprattutto nel Golfo Persico, e all’effetto *shale gas*, che ha di fatto cancellato gli Usa dalla lista dei paesi importatori. La maggior offerta di gas liquefatto, oltre a contendere spazi al tradizionale approvvigionamento via tubo, ha prodotto due conseguenze rilevanti: accrescere la liquidità e l’importanza dei mercati spot e contribuire all’integrazione globale dei mercati del gas. L’Italia, tuttavia, ha potuto beneficiare ben poco dell’abbondanza di gas liquefatto e dei conseguenti prezzi convenienti, invero anche per la cronica difficoltà di accesso ai gasdotti internazionali per gli aspiranti importatori italiani¹⁹. Ma maggior interrelazione tra i

¹⁷ In effetti, Cassa Depositi e Prestiti, dopo l’operazione di acquisto delle azioni di Snam, sarà l’azionista di riferimento sia di Eni che di Snam. Invece che in cascata, il controllo sulle due società verrà esercitato in parallelo.

¹⁸ Nella presentazione della relazione annuale il 27 maggio.

¹⁹ Tanto da indurre l’Autorità Garante della Concorrenza, nella riunione del 6 marzo scorso, ad avviare un’istruttoria per verificare l’abuso della posizione dominante da parte di Eni - titolare della gran parte dei diritti di trasporto sugli unici gasdotti (Tag e Transitgas) che permetterebbero al mercato italiano un’interconnessione con gli hub olandese (Ttf) e austriaco (Cegh).

macro mercati regionali del gas – grazie alle navi che trasportano Gnl – significa anche crescente indipendenza del prezzo del gas da quello del petrolio²⁰.

Quanto veloce possa essere questo cambiamento è difficile dirlo; certo l'aumento di capacità di rigassificazione, specie se costruita senza legami di lungo periodo con un solo Paese dotato di capacità di liquefazione, è senz'altro un prerequisito, potremmo dire condizione necessaria e la *mission* della nuova Snam sarebbe senz'altro funzionale a tal fine. Non andrebbe però dimenticato che l'effetto dirompente dell'aumento di offerta su base *spot* ha impattato su una domanda in (imprevista) contrazione, che, di per sé, ha spinto gli *incumbent* nazionali ad accese rinegoziazioni con i produttori²¹.

E infine non andrebbe trascurato che i contratti di lungo periodo sottoscritti e rinnovati nel tempo, come ci ha ricordato anche l'emergenza di febbraio (quando le quotazioni *spot* del gas sono letteralmente esplose), hanno un implicito “costo sicurezza” che ci consente di fronteggiare improvvisi ammanchi (Clò, 2011).

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

A oggi, ma anche nel prossimo futuro, non paiono esserci elementi che giustifichino particolari timori sul piano della sicurezza di approvvigionamenti per giustificare una parte della nuova capacità d'importazione, trasporto o stoccaggio di gas o di Gnl già prevista o approvata.

Tuttavia, la compiuta separazione proprietaria di Snam, realizzata solo con le norme del 2012, ci consegna un gestore di sistema (trasporto, stoccaggi e rigassificatori) al quale per usare le parole del presidente dell'Autorità per l'energia: «è possibile, essendone garantita la terzietà, affidare un ruolo ancor più attivo nella definizione dei meccanismi funzionali alla gestione del sistema sulla base di logiche di mercato» (Bortoni, 2012). Un nuovo soggetto che anche in ragione della regolazione innovativa che l'Autorità per l'energia vorrebbe introdurre sia focalizzato anche sugli investimenti infrastrutturali in nuova capacità di importazione con una nuova strategia espansiva non solo in Europa. La cosa quindi non può essere inquadrata nell'ambito della questione sicurezza degli approvvigionamenti ma più in generale in quella della sicurezza energetica, definita come la disponibilità di energia a prezzi ragionevoli (Frappi-Verda, 2010). In quest'ambito le motivazioni possono essere quelle di incrementare la competizione fra importatori e di abbassare i prezzi di fornitura, senza contare che la capacità in eccesso (rispetto alla domanda) che si verrebbe a creare con nuo-

²⁰ La quasi totalità dei contratti di gas a lungo termine, con clausola *take or pay*, sono correlati al prezzo del petrolio grazie a un'indicizzazione: il prezzo del gas naturale dipende – in buona parte – dai prezzi di alcuni prodotti petroliferi, in particolare gasolio da riscaldamento e olio combustibile (usato nelle centrali termoelettriche) che si sono determinati nel corso dei tre fino a dodici mesi precedenti. Si può dunque affermare che il prezzo del gas “segue” quello del petrolio con alcuni mesi di scarto.

²¹ Non è certo un caso che il rinvio della decisione finale per la realizzazione del gasdotto Galsi, riguarda proprio l'indicizzazione del prezzo. I soci italiani (i compratori) vorrebbero avere un prezzo ancorato agli andamenti del mercato del gas liquefatto trasportato via nave e al prezzo dell'elettricità al posto dei classici parametri classici legati al petrolio che fino a oggi gli algerini (i venditori) hanno sempre adottato.

ve infrastrutture di import sarebbe di certo più funzionale a una visione dell'Italia come “gas-hub” per l'Europa centro-meridionale.

Se in Italia venisse realizzata tutta la capacità di importazione programmata, si avrebbe un eccesso di capacità di circa 60 Gmc/a (ossia il 66%) rispetto al fabbisogno stimato al 2030 (Lelli, 2012). Valore che grosso modo corrisponderebbe a metà della domanda addizionale europea di gas prevista al 2030. Tutto ciò senza tener conto dei diversi piani, spesso già avviati, d'incremento della capacità d'importazione (in particolare terminali di rigassificazione) di numerosi altri paesi europei, tutti puntando a ridurre la rispettiva vulnerabilità a eventuali interruzioni nelle forniture.

Un eccesso di capacità, per quanto utile in situazioni di crisi, dovrebbe essere valutato in termini di costi e benefici anche perché in Europa ci si sta già adoperando per integrare e interconnettere in modo più fitto le proprie reti del gas. Sarebbe poi opportuno che tali analisi fossero realizzate preventivamente in modo da chiarire quali siano le “infrastrutture fondamentali” (De Paoli, 2012). Anche perché la sovraccapacità (eccesso di offerta) comporta comunque dei rischi (Zorzoli, 2012) – abbiamo sotto gli occhi l'esperienza degli impianti a cicli combinati – ed è, dunque, lecito domandarsi chi, come e, ancor di più, perché ne debba sopportarne il costo.

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Bortoni, G. (2012), *Presentazione Relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 27 giugno.
- Clò, A. (2011), *Verso una nuova età dell'oro del metano?*, in «Energia», n. 3.
- De Paoli, L. (2012), *Hub del gas: aspirazioni, dati di fatto e trasparenza*, in «Staffetta Quotidiana», 1 giugno.
- Frappi, C., Verda, M. (2010), *Sicurezza energetica, gas naturale e rapporti russo-europei*, XXIV Convegno SISP, Venezia.
- Fiorini, A., Picchio G., Sileo A., (2012), *La risposta grande freddo? lo stoccaggio*, lavoce.info, 14 febbraio.
- Lelli, G. (2012), “Audizione ENEA presso la Commissione Industria Senato sulla Strategia Energetica Nazionale”, 30 maggio,
- Sileo A., (2011), *Libia-Italia. La vita dopo Greenstream*, AgiEnergia, 8 marzo.
- Unità Centrale Studi e Strategie Enea (2012), *Il Compendio del Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010*, aprile.
- Villafranca A., (2007), a cura di, *Le sfide della governance economica europea*, Il Mulino, Bologna.
- Zorzoli, G.B. (2012), *L'onere delle infrastrutture*, in «Staffetta Quotidiana», 25 maggio.
- Zorzoli G.B. (2011), *I due volti del mercato elettrico*, Quaderni AIEE, Roma.

SITI CONSULTATI

www.agienergia.it

www.i-com.it

www.aiee.org

www.iefef.unibocconi.it

www.autorita.energia.it

www.ispionline.it

www.isvirginio.it/meteo

www.greenews.info

www.sicurezzaenergetica.it

www.snamretegas.it

www.staffettaonline.com

www.sviluppoeconomico.gov.it

www.lavoce.info

L'OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE È UN PROGETTO DI COLLABORAZIONE TRA SENATO DELLA REPUBBLICA, CAMERA DEI DEPUTATI E MINISTERO DEGLI AFFARI ESTERI 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

Relazioni Transatlantiche

Sicurezza energetica

Le opinioni riportate nel presente dossier sono riferibili esclusivamente all'Istituto autore della ricerca.

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>