

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

nn. 3-4 – luglio / ottobre 2010

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

luglio/ottobre 2010

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Introduzione	3
1. La politica energetica degli Stati europei: un'analisi comparata.....	6
1.1. Germania	11
1.2. Italia	12
1.3. Francia.....	14
1.4. Regno Unito	15
1.5. Spagna	16
1.6. Paesi del Gruppo di Visegrad	17
2. Le politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas	20
2.1. Russia.....	20
2.2. Bacino del Caspio	23
2.3. Turchia e Medio Oriente.....	25
3. Corridoi energetici europei	27
3.1. <i>Nord Stream</i>	27
3.2. Nabucco.....	27
3.3. Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (Itgi)	27
3.4. <i>South Stream</i>	28
3.5. <i>Trans Adriatic Pipeline</i> (Tap).....	29
3.6. <i>Medgaz</i>	29
3.7. <i>Azerbaijani Georgia Romania Interconnector</i> (Agri)	29

PARTE II - APPROFONDIMENTO: IL GASDOTTO NABUCCO

1. Introduzione	31
2. Lo sviluppo del progetto e la politica di sicurezza energetica europea	32
3. Ostacoli ed opportunità in vista della decisione sugli investimenti	33
4. Conclusioni	37

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

La sicurezza energetica, intesa come flusso costante di materie prime energetiche a prezzi ragionevoli, rappresenta una condizione fondamentale per il funzionamento di ogni economia avanzata.

Nel *Focus n. 1/2010* il tema della **sicurezza energetica** italiana ed europea è stato introdotto nei suoi elementi strutturali, mettendo in evidenza la centralità del gas naturale e delle infrastrutture di trasporto. Nel *Focus n. 2/2010* si è indagato il ruolo strategico delle infrastrutture di stoccaggio, analizzando la situazione dei principali Stati europei. Riprendendo i temi centrali, questo lavoro analizzerà le prospettive di breve e medio termine dei principali Stati europei in tema di sicurezza energetica, con particolare attenzione ai rapporti con i fornitori – Federazione russa *in primis* – e ai futuri sviluppi infrastrutturali. L'approfondimento sarà invece incentrato sull'evoluzione del **progetto Nabucco**, analizzandone le origini, le valenze politiche e le prospettive di sviluppo.

Il terzo trimestre del 2010 ha confermato le tendenze emerse nella prima parte dell'anno: le principali economie del mondo stanno superando la fase più acuta della crisi, spingendo nuovamente verso l'alto la domanda di energia. La viscosità di questo processo comporta uno sfasamento temporale di alcuni mesi, ma è prevedibile che, per quanto riguarda il mercato del gas naturale, già nel 2011 ci sarà un ridimensionamento dell'eccesso di offerta (*oversupply*).

Quindi, se il ritorno alla crescita economica si rivelerà solido nei prossimi trimestri, le condizioni congiunturali dell'eccesso di offerta verranno meno, restituendo una situazione di *business as usual* pre-crisi. Esistono tuttavia alcune indicazioni che fanno indicare l'emergere di fattori strutturali, accanto a quelli congiunturali, riguardo al surplus di offerta di gas naturale. Il più importante fra essi è la crescente disponibilità di gas non-convenzionale, attualmente sul mercato americano, ma in prospettiva anche su altri mercati.

Il termine “**non-convenzionale**” è utilizzato per descrivere diversi tipi di giacimenti di metano di difficile estrazione. Principalmente, si tratta di riserve di gas intrappolate in scisti (*shale gas*), sabbie compatte (*tight gas*) e strati di carbone (*coal bed methane*) (v. *Focus 2/2010*). Il notevole progresso riguardo alle tecniche di estrazione da parte degli operatori americani ha incrementato la produzione nel giro di pochi anni, tanto rendere gli USA nel 2009 il primo produttore mondiale di gas, davanti alla Federazione russa. L'imprevedibilità del successo del gas non-convenzionale è testimoniata dai notevoli investimenti che erano stati effettuati, a monte e a valle della filiera, per soddisfare la crescente domanda statunitense attraverso l'importazione di GNL.

Sebbene l'impatto delle nuove tecniche di estrazione sia potenzialmente enorme, considerando che le riserve non-convenzionali sono molto più diffuse di quelle

convenzionali, esistono ancora alcune riserve sulle sue reali potenzialità. In particolare, i critici sostengono che il gas non-convenzionale necessiti di continui investimenti per mantenere il livello di produzione, perché le perforazioni esauriscono presto il loro potenziale e devono essere reiterate. Occorreranno ancora dai tre ai cinque anni per stimare correttamente le vere potenzialità di questo canale di approvvigionamento.

Uno dei più evidenti effetti del crescente ricorso statunitense al non-convenzionale è l'aumento della liquidità disponibile (il GNL spiazzato) e quindi l'abbassamento dei prezzi sui mercati spot. La condizione di eccesso di offerta, spingendo verso il basso i prezzi, genera forti **pressioni sui contratti di lungo periodo con clausola *take-or-pay*** e indicizzati alla quotazione del petrolio. L'obbligo di ritirare i volumi anche in assenza di domanda finale, e quello di pagarli con una formula di prezzo che risente del continuo aumento e della volatilità delle quotazioni del greggio, danneggia fortemente gli operatori legati da questo genere di contratti. I bassi prezzi spot danno infatti un vantaggio consistente agli operatori che ricorrono alla liquidità, spingendo molti operatori del settore a invocare un progressivo disaccoppiamento del prezzo del gas da quello del greggio.

È probabile che se l'eccesso dal lato dell'offerta sui mercati internazionali proseguirà e se i prezzi del greggio resteranno alti, le pressioni degli operatori per un superamento delle attuali forme contrattuali dovrà essere preso in considerazione, almeno nel medio periodo. Il ritorno a una crescita sostenuta in Asia nei prossimi anni lascia tuttavia pochi dubbi sul fatto che l'eccesso di offerta possa rappresentare una condizione strutturale in futuro. Viceversa, l'instabilità e gli alti prezzi del petrolio sono altamente probabili. Il risultato è un mix eterogeneo di stimoli, che probabilmente non porterà ad alcun cambio repentino di paradigma di prezzo, ma che piuttosto spingerà verso un **progressivo adeguamento delle condizioni dei contratti** in fase di rinegoziazione o di stipula *ex novo*.

Dal punto di vista della sicurezza energetica, in un contesto caratterizzato da una modesta capacità di stoccaggio, il permanere degli attuali contratti in un orizzonte di medio periodo rappresenta in ogni caso più un vantaggio che un limite. Esiste naturalmente la necessità di bilanciare i **vantaggi in termini di sicurezza** degli attuali contratti di lungo periodo con i **vantaggi monetari** dell'approvvigionamento sui mercati *spot* di gas (quando si verificano condizioni di prezzo favorevole) e delle formule di prezzo legate ai prezzi negli *hubs* del mercato spot. Questo bilanciamento deve tuttavia avvenire in un contesto che ne limiti i rischi e ne valorizzi le opportunità.

Poiché per ottimizzare l'efficienza dei mercati *spot* è necessario disporre di una capacità di stoccaggio superiore a quella necessaria con tipologie diverse di contratto, un processo che miri a un maggior ruolo degli *hubs* del mercato spot deve essere accompagnato da un adeguato sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio. La capacità di stoccaggio, infatti, garantisce che gli operatori possano superare i rischi legati alla volatilità dei prezzi del mercato accumulando e reinserendo volumi di gas.

In considerazione delle dimensioni degli investimenti richiesti per creare nuove infrastrutture di stoccaggio e della necessità di adattare il quadro regolatorio, questo

processo non può che essere progressivo e su un orizzonte temporale di medio periodo. La **progressività** e l'**aumento della capacità di stoccaggio** sono dunque due condizioni necessarie affinché un aumento della liquidità del mercato del gas non comprometta la sicurezza energetica nazionale.

Il bilanciamento tra contratti di lungo periodo “rigidi” e operazioni sul mercato spot appare nell’attuale congiuntura una condizione necessaria per cogliere i vantaggi economici presentati dall’eccesso di offerta e mantenere competitività grazie ai prezzi ridotti. Occorre tuttavia anche considerare che l’attuale condizione di abbondanza possa rovesciarsi – con una congiuntura di segno opposto – in una situazione in cui i contratti di lungo periodo, con formule di prezzo poco correlate con i prezzi spot, rappresentano una garanzia per avere volumi certi a prezzi economicamente sostenibili. In quest’ottica, i vantaggi di una **partnership di lungo periodo con fornitori affidabili** e formule di contratto relativamente rigide appaiono evidenti, soprattutto sotto il profilo della sicurezza energetica nazionale.

1. LA POLITICA ENERGETICA DEGLI STATI EUROPEI: UN'ANALISI COMPARATA

La ripresa economica europea, confermata nel corso del primo semestre, sembra destinata a proseguire fino alla fine dell'anno. Le stime di crescita su base annua sono state riviste ulteriormente al rialzo per tutta l'area Euro, che dovrebbe chiudere il 2010 a +1,7%. Il ritorno alla crescita economica si è tradotto in un'immediata ripresa della domanda di energia; in particolare, la domanda di gas naturale è cresciuta del 12% nel corso del primo semestre dell'anno.

I consumi energetici europei si sono confermati in crescita anche nel corso del terzo trimestre 2010 e lo saranno pure nell'ultima parte dell'anno. Occorreranno tuttavia ancora 2-3 anni affinché la domanda torni ai livelli pre-crisi. In particolare, sembrano confermate le previsioni di un completo recupero della domanda 2008 di gas naturale non prima del 2013 (v. *Focus 2/2010*).

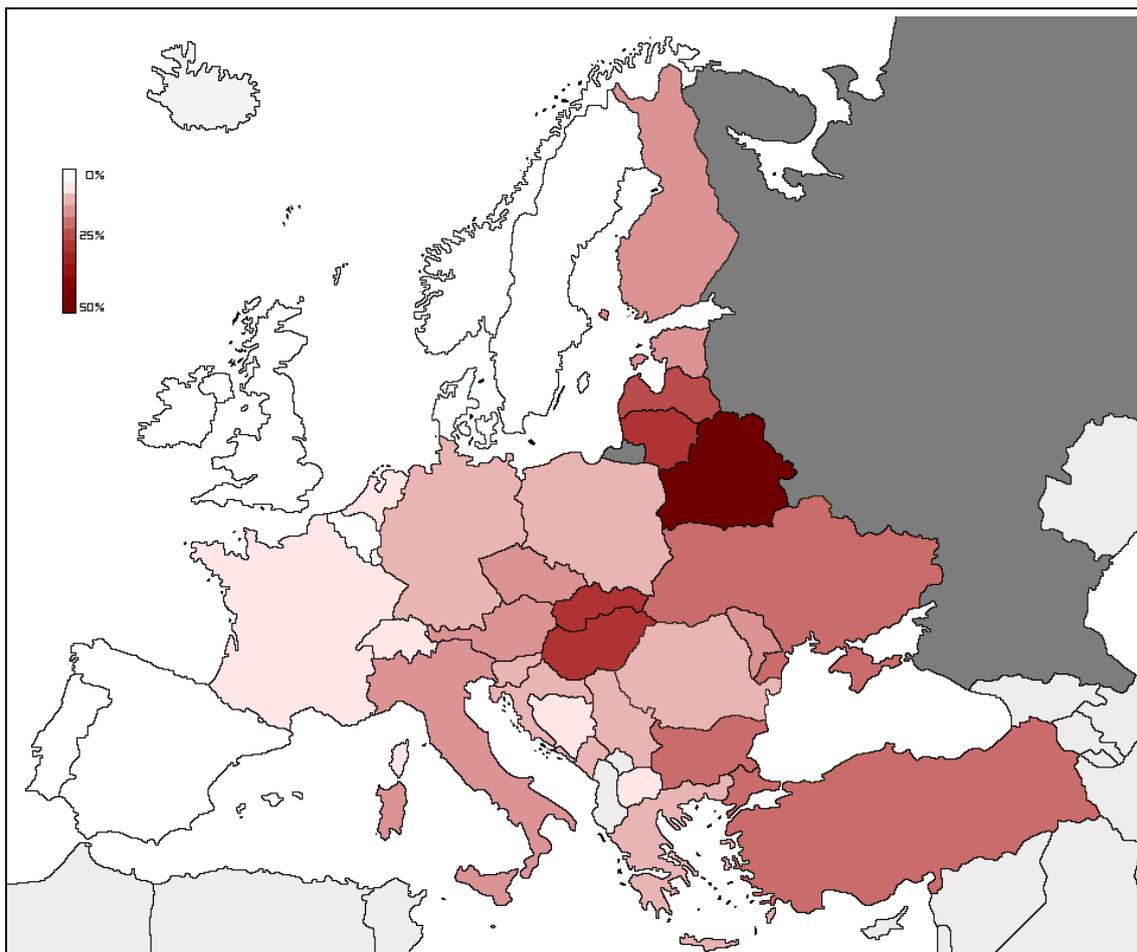
In questo quadro, il ritmo di sviluppo di nuove infrastrutture risulta inevitabilmente rallentato, lasciando ancora spazio di manovra per la ridefinizione dei progetti non ancora avviati (v. § 3, parte I). **Uno dei nodi principali resta quello del ruolo della Federazione russa quale fornitore di gas naturale e del potenziale rafforzamento che potrebbe avere se si realizzassero alcune delle principali infrastrutture a spese di altre** (v. il par. 3 di questa Parte I e lo specifico *Approfondimento* nella Parte II).

Da alcuni anni, la Commissione europea sta cercando di giocare un ruolo più attivo nella definizione delle strategie di sicurezza energetica degli Stati europei. In particolare, la Commissione ha posto l'accento sulla necessità di diversificare l'origine delle importazioni di gas, appoggiando apertamente progetti – come il Nabucco – miranti a raggiungere nuovi fornitori a scapito di quelli attuali, soprattutto la Federazione russa.

La strategia implicitamente antirussa della Commissione si è dovuta confrontare con un panorama europeo caratterizzato da posizioni piuttosto distanti tra loro in materia di rapporti con la Russia. Al di là delle tradizionali linee di politica estera e dei legami storici, in questa materia le posizioni degli Stati europei differiscono soprattutto per il diverso tipo di dipendenza dalla Federazione russa.

Il primo dato a cui occorre guardare è il peso del gas naturale russo nel mix energetico di ciascuno Stato, ottenuto combinando il dato relativo al peso del gas russo sul totale del gas consumato e il dato relativo al peso del gas naturale sul totale dei consumi di energia primaria.

A parità di altre condizioni, quanto più è alta la quota di energia primaria costituita dal gas naturale russo, tanto maggiore sarà la **dipendenza nei confronti della Federazione russa**. Tale dipendenza si traduce in una maggior vulnerabilità rispetto alla potenziale interruzione dei rifornimenti russi, sia nel caso di un evento accidentale, sia nell'ipotesi che l'interruzione avvenga nel corso di un contenzioso tra Stati.



Gas russo importato sul totale dei consumi di energia primaria (elab. su dati BP, EIA, Eurogas)(© Valentina Colombo)

Tralasciando il dato bielorusso, in alcuni Stati membri il livello di dipendenza appare decisamente marcato: Lituania, Ungheria e Slovacchia si attestano su valori prossimi al 30%. Il livello di dipendenza è invece più contenuto per i principali Stati occidentali dell'UE: in particolare, Italia e Germania si attestano sul 10%, mentre la Francia non arriva al 5%.

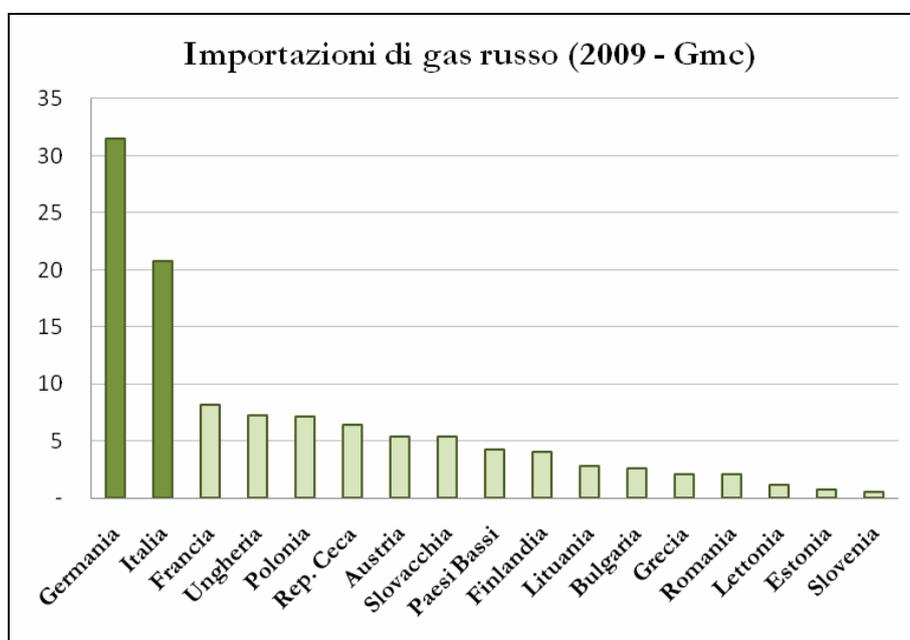
PAESE	DIP.	PAESE	DIP.	PAESE	DIP.
Bielorussia	56 %	Finlandia	12 %	Bosnia	3 %
Lituania	28 %	Estonia	12 %	Francia	3 %
Ungheria	28 %	Italia	11 %	Macedonia	2 %
Slovacchia	27 %	Serbia	10 %	Svizzera	1 %
Lettonia	23 %	Germania	9 %	Portogallo	-
Ucraina	19 %	Croazia	8 %	Spagna	-
Turchia	17 %	Polonia	7 %	Svezia	-
Bulgaria	17 %	Grecia	6 %	Regno Unito	-
Rep. Ceca	14 %	Slovenia	6 %	Belgio	-
Moldova	14 %	Romania	6 %	Danimarca	-
Austria	13 %	Paesi Bassi	5 %	Irlanda	-

Gas russo importato sul totale dei consumi di energia primaria (elab. su dati BP, EIA, Eurogas)

Gli Stati europei che importano gas russo sono dunque caratterizzati da un livello di dipendenza dalla Russia eterogeneo, ma in molti casi significativo. Anche per quegli Stati caratterizzati da un livello più basso, infatti, i rifornimenti di gas russo rappresentano un elemento strategico delle rispettive politiche energetiche nazionali. Germania e Italia, in particolare, potrebbero infatti fare a meno del gas russo solo affrontando investimenti proibitivi.

Il dato della dipendenza dalle importazioni russe lascerebbe pensare che, sebbene con livelli di coinvolgimento diverso, gli Stati europei si trovino ad affrontare una situazione simile e abbiamo dunque incentivi simili. Questa situazione creerebbe, in ultima analisi, le condizioni per favorire un'azione comune a livello europeo. In realtà, per comprendere gli incentivi dei principali Paesi europei occorre prendere in considerazione un secondo aspetto dell'interscambio energetico russo-europeo: i volumi di gas naturale scambiato.

A causa di ragioni economiche e demografiche, esiste un notevole divario tra i volumi di importazione dei principali Stati dell'Europa occidentale e quelli degli Stati dell'Europa orientale. **Nel corso del 2009, Germania e Italia da sole hanno importato metà del gas naturale russo diretto verso l'Unione Europea.** La notevole differenza di scala dei mercati domestici, infatti, pone gli operatori nazionali tedeschi, italiani e, in misura crescente, francesi (v. § 1.3, parte I) in una posizione privilegiata nei confronti di *Gazprom*, mentre le imprese energetiche dell'Europa orientale non sono in grado di raggiungere una massa critica tale da garantire un margine di azione nei confronti dei fornitori russi.



Importazioni di gas dalla Federazione russa in miliardi di metri cubi (Gmc) (2009) (BP, *Statistical Review of World Energy*, 2010)

L'importanza e il potere di mercato dei grandi acquirenti europei di gas – definiti da Gazprom *partners* – è particolarmente evidente se si considera che le esportazioni verso l'UE sono la principale attività internazionale di Gazprom e rappresentano gran parte delle entrate in valuta estera che fanno dell'azienda il principale contributore (20%) del fisco russo (v. *Focus 1/2010*). Questa situazione rende la dipendenza dei *partners* europei qualitativamente diversa da quella degli Stati dell'Europa orientale – definiti da Gazprom *clienti*. Come la cooperazione russa è necessaria per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dei *partners*, così la cooperazione di ciascun *partner* è necessaria per garantire la stabilità economica del Governo federale russo: si tratta di una condizione di **dipendenza reciproca**, fortemente attenuata o del tutto assente nel caso dei *clienti*.

L'entità dei flussi finanziari, inoltre, non è l'unico fattore che rende strategica per la Federazione russa la cooperazione con l'Italia e la Germania. La doppia dipendenza è rafforzata dal fatto che solo le imprese energetiche dei *partners* europei dispongono della capacità di investimento e del *know-how* necessari a sviluppare nuovi giacimenti (*upstream*) in grado di sostituire quelli esistenti e in via di esaurimento. **Garantirsi la cooperazione di queste imprese europee senza sobbarcarsi i costi di un'apertura generalizzata agli operatori stranieri del settore gas russo – come auspicato dalla Commissione europea – è dunque una priorità russa.** La traduzione di queste priorità russe in scelte strategiche è evidente se si considera come tutte le infrastrutture proposte da Gazprom prevedano un estensivo ricorso a condotte sottomarine, in grado di ridurre al minimo il ruolo degli Stati di transito (v. § 3, parte I).



Principali infrastrutture di trasporto del gas russo verso l'Europa (© Samuel Bailey)

Proprio le **incertezze collegate al transito** costituiscono una delle maggiori vulnerabilità della sicurezza energetica russa. La possibilità di intervenire sui flussi in transito rappresenta infatti un potenziale di ricatto in mano agli Stati di transito, altrimenti relegati ad una posizione di limitata rilevanza a causa delle già citate dimensioni ridotte dei mercati interni. Da ciò deriva un incentivo forte per Gazprom a contenere questo potenziale di ricatto attraverso una diversificazione delle rotte e la contemporanea acquisizione di infrastrutture negli Stati di transito.

In questo contesto, la strategia della Federazione russa è quella di **concentrare selettivamente la propria dipendenza** da quei *partners* in grado di garantire i maggiori benefici, in termini di domanda finale e di capacità di investimento, limitando quanto possibile il coinvolgimento degli Stati dell'Europa orientale. I vantaggi che Gazprom può ottenere da questa strategia sono evidenti e molto rilevanti, soprattutto in una congiuntura caratterizzata da limitata disponibilità di capitali e accresciuta competizione tra fornitori sui mercati internazionali.

La strategia russa di dipendenza selettiva ha un riscontro anche negli interessi delle imprese energetiche dei *partners* e, di riflesso, in quelli nazionali. In particolare, la collaborazione con la Federazione russa consente di stipulare **contratti preferenziali di fornitura di lungo periodo**, di accedere direttamente a investimenti nell'*upstream* russo, di partecipare allo sviluppo delle nuove infrastrutture e – passando all'interesse nazionale più ampio – di cooperare in settori diversi da quello energetico nell'ambito di un **consolidamento del rapporto bilaterale**.

La divergenza tra gli incentivi esistenti per i *partners* europei della Russia e le proposte della Commissione europea è destinata a permanere anche nei prossimi anni, con effetti negativi sulle reali prospettive di realizzazione di quelle infrastrutture – Nabucco *in primis* – che si scontrano con la scelta strategica di cooperazione diretta con Gazprom.

Il contrasto tra le strategie delle grandi imprese nazionali e la visione geopolitica proposta dalla Commissione non esauriscono tuttavia la dimensione europea della politica energetica. Laddove esiste un consenso tra gli Stati membri si registra infatti un progresso nelle disposizioni adottate in materia, come testimonia la recente approvazione del Parlamento europeo del nuovo regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas (Regolamento UE n. 994/2010 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 20 ottobre 2010 “concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga la direttiva 2004/67/CE del Consiglio”). Il regolamento prevede una serie di misure per coordinare un'eventuale risposta a livello europeo in caso di eventi straordinari che portino ad una scarsità di gas naturale. Si tratta di un provvedimento dall'impatto piuttosto contenuto, ma rappresenta un esempio della possibilità di progredire verso un maggior **coordinamento delle strategie nazionali** in tema di sicurezza energetica.

Dopo questo sguardo d'insieme sull'intera UE, nei seguenti paragrafi sono brevemente analizzate le dinamiche riguardanti i principali Paesi membri dell'Unione.

1.1. GERMANIA

La Germania è uscita dalla crisi economica più vigorosamente delle altre economie europee, facendo da traino per tutta l'area euro. La crescita tedesca si è attestata al 2% nel secondo trimestre del 2010 ed è prevista al 3,5% su base annua. Determinante per l'accelerazione tedesca è stato l'aumento delle esportazioni, a cui si è aggiunto un rafforzamento della domanda interna.

Il ritorno alla crescita economica si è tradotto in un immediato recupero della domanda di energia. Ciononostante, le incerte prospettive sul consolidamento della ripresa nei prossimi anni spingono gli operatori tedeschi a mantenere la prudenza sui tempi di recupero della domanda pre-crisi e, quindi, sulla tempistica dei nuovi investimenti.

Complessivamente, la politica energetica tedesca ha subito alcuni aggiustamenti in risposta agli effetti della crisi economica. In primo luogo, il perseguimento di una razionalizzazione del mercato e della ricerca di un livello più alto di efficienza economica ha spinto il legislatore tedesco a proseguire sulla strada della riorganizzazione delle zone economiche in cui è suddiviso il mercato tedesco che, come previsto, saranno ridotte da sei a due entro il 2013. Un ulteriore effetto della crisi economica è stato quello di attenuare la rilevanza politica dei temi ambientali, come testimoniato dalla repentina riduzione degli incentivi al fotovoltaico.

Il ripensamento della politica economica in seguito alla crisi ha anche portato il Berlino a sovvertire la storica decisione di eliminare tutta la propria capacità nucleare entro il 2020. Le 17 **centrali nucleari** tedesche attualmente attive saranno infatti mantenute in servizio fino almeno al 2036, con un guadagno previsto per gli operatori di circa 30 miliardi di euro, di cui circa la metà finiranno nelle casse della Repubblica federale. La decisione di mantenere operative le centrali nucleari permette inoltre di liberare le ingenti risorse che avrebbero dovute essere investite in tempi brevi per coprire il 10% del fabbisogno di energia primaria attualmente fornito dall'atomo.

Secondo il Governo, la capacità d'investimento resa disponibile dovrà essere destinata a rendere più moderne ed efficienti le reti di distribuzione di gas ed energia elettrica. Sebbene manchino i riferimenti ufficiali, di questo piano di ammodernamento infrastrutturale dovrebbe far parte anche una significativa espansione del **controllo di infrastrutture di trasporto e stoccaggio del gas naturale al di fuori dei confini tedeschi**, in particolare negli Stati confinanti dell'Europa centro-orientale. Tale strategia di investimento permetterebbe un consolidamento della posizione internazionale degli

GERMANIA	
Consumo di gas naturale (2009)	80,8 Gmc
Consumo sul totale UE	16,7 %
Consumo previsto (2015)	92,0 Gmc
Dipendenza da import	83,5 %
Gas / totale dei consumi	21,4 %
Stoccaggio	19,6 Gmc
Import dalla Russia (2009)	31,5 Gmc

operatori tedeschi e un'espansione *de facto* del mercato interno tedesco, attraverso l'acquisizione di quote di mercati esteri.

Lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto prosegue anche sul fronte degli approvvigionamenti extra-UE. Nonostante la crisi, la costruzione del **Nord Stream** continua secondo i piani e l'inaugurazione della prima linea dovrebbe avvenire entro la fine del 2011 (v. §§ 3.1, parte I), a testimoniare la fiducia nella ripresa dei consumi da parte degli operatori coinvolti. Il progetto ha un'importante valenza strategica, poiché **rafforza la partnership russo-tedesca**, dando sostanza alla strategia di dipendenza selettiva avviata dalla Federazione russa. Già ora la Germania rappresenta il più grande importatore europeo di gas naturale russo (31,5 Gmc importati nel 2009), oltre che il primo *partner* commerciale della Russia: la realizzazione del nuovo gasdotto renderà la sicurezza energetica russa e quella tedesca ancor più interdipendenti, creando le condizioni per un ulteriore allontanamento delle posizioni tedesche da quelle degli Stati dell'Europa centro-orientale.

1.2. ITALIA

L'economia italiana è tornata a crescere nel corso del 2010, recuperando almeno in parte la netta contrazione dell'anno passato. Nel terzo trimestre la crescita è stata dello 0,5%, mentre su base annua la crescita prevista dovrebbe attestarsi sull'1,1%. Nonostante il permanere dell'incertezza a livello internazionale, l'Italia dovrebbe continuare la ripresa (+1,4%) anche nel 2011.

La domanda di energia, e soprattutto di gas, è tornata a crescere, trainata dai consumi industriali. Anche la domanda di gas per la generazione termoelettrica è cresciuta, anche se solo debolmente, nel primo semestre.

La ripresa della domanda interna ha migliorato la posizione degli operatori nazionali e soprattutto di ENI, che ha dovuto affrontare un lungo processo di rinegoziazione della propria posizione nei contratti di lungo periodo con clausola *take-or-pay*, stipulati con la Russia e resi oltremodo onerosi dal crollo della domanda. La posizione di ENI si è ulteriormente alleggerita nella seconda metà del 2010: un **guasto al gasdotto di importazione Transitgas** (gas olandese e norvegese) ha privato la rete nazionale di circa il 15% della capacità in ingresso, più che compensando la debolezza della domanda e facendo aumentare considerevolmente le importazioni dalla Federazione russa.

Complessivamente, la posizione delle imprese energetiche nazionali resta comunque delicata, a causa dell'incertezza circa le previsioni di crescita della domanda finale nei prossimi 5 anni. Questa situazione ha avuto come effetto un **rallentamento dello sviluppo di nuove infrastrutture: tanto i progetti di nuovi rigassificatori quanto i**

ITALIA		
Consumo di gas naturale (2009)	76,3	Gmc
Consumo sul totale UE	15,8	%
Consumo previsto (2015)	86,9	Gmc
Dipendenza da import	89,1	%
Gas / totale dei consumi	36,5	%
Stoccaggio	14,3	Gmc
Import dalla Russia (2009)	20,8	Gmc

progetti di gasdotti dal Nord Africa (Galsi) e da Est (ITGI, TAP, South Stream) hanno subito uno slittamento di alcuni anni. Considerando tuttavia che il fenomeno è collegato a un effettivo rallentamento della domanda, interna ed europea, **non si ravvisano effetti significativi sul livello di sicurezza energetica nazionale.**

Un discorso diverso vale invece per le ambizioni degli operatori nazionali di fare del Paese lo *hub* meridionale del sistema infrastrutturale continentale. **La necessità di confrontarsi con un mutato contesto ha generato l'esigenza di una razionalizzazione dei numerosi progetti paralleli di importazione del gas in Europa.** In questa direzione vanno sia le proposte di ENI di considerare la possibilità di far condividere un segmento di tracciato ai progetti South Stream e Nabucco, fino a ora concepiti come strettamente antagonisti, sia le aperture di Edison ad una parziale integrazione dell'Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI) con Nabucco (nella sezione turca) e con il TAP (v. § 3, parte I).

In ogni caso, qualunque evoluzione che andasse nel senso di favorire la costruzione di nuove infrastrutture di importazione dirette in Italia rappresenterebbe un contributo positivo alla centralità della rete italiana nel contesto europeo e, più in generale, alla sicurezza energetica nazionale. In questo senso, un ruolo importante potrebbe essere giocato anche dall'approfondimento della cooperazione energetica coi Paesi vicini, tra cui l'**Albania**. Oltre al progetto TAP, infatti, Tirana è anche coinvolta in progetti di **sviluppo di capacità di generazione elettrica (a carbone, eolica e nucleare)**, che vedrebbero impegnati operatori italiani e avrebbero come sbocco commerciale preferenziale il mercato nazionale, oltre a quello albanese. Tirana ha già fatto importanti passi avanti, creando quest'anno un'Agenzia nazionale per il nucleare e iniziando a definire un quadro normativo adeguato, **ma le attuali condizioni economiche allungano i tempi di realizzazione delle infrastrutture a favore di una concentrazione degli investimenti nei progetti italiani sul proprio territorio.**

Complessivamente, l'azione degli operatori nazionali sembra essere adeguata a garantire anche nel futuro un livello sufficiente di sicurezza energetica al Paese. Un **consolidamento del quadro regolatorio del mercato interno** e l'adozione di misure in grado di **attrarre ulteriori investimenti in infrastrutture** di stoccaggio e di trasporto potrebbero aumentare ulteriormente il livello di sicurezza energetica nazionale e favorire la competitività degli operatori nazionali nel contesto internazionale.

1.3. FRANCIA

La ripresa economica francese si è rivelata più contenuta rispetto alla media dell'area euro. La scarsa dinamicità della domanda interna e il ruolo limitato delle esportazioni hanno determinato una crescita limitata nel corso del terzo trimestre del 2010 (0,4%), in linea con le previsioni su base annuale (1,6%).

La lenta ripresa dell'economia ha condizionato anche la domanda di energia, che è tornata a crescere a ritmi più contenuti rispetto alle altre grandi economie europee. In particolare, le prospettive di ritorno ai livelli di consumo di gas pre-crisi dovrebbero essere più lunghi rispetto alle altri grandi economie europee. Questa situazione si tradurrà in un rallentamento dello sviluppo di nuove infrastrutture, soprattutto nel caso dei rigassificatori. A riprova di ciò, GdF Suez ha recentemente siglato un accordo per reindirizzare in Corea una parte cospicua del proprio portafoglio GNL e altri accordi dovrebbero seguire nei prossimi mesi con Cina e Giappone.

La necessità di prevedere un periodo più lungo per il concretizzarsi di nuova domanda non ha tuttavia diminuito l'impegno dei principali operatori francesi nelle attività di sviluppo di gasdotti di importazione. La strategia degli operatori francesi, infatti, non è solo mirata al soddisfacimento del mercato nazionale francese – sul quale continua a pesare la competizione del nucleare – ma è volta in misura sostanziale anche a mettere a disposizione volumi di gas approvvigionati sul lungo periodo per aumentare la **penetrazione negli altri mercati nazionali europei.**

Questa dinamica appare particolarmente evidente nel caso dell'ingresso di operatori francesi nei consorzi dei due nuovi gasdotti progettati per aumentare i volumi di gas russo importati in Europa. Dopo l'annuncio nel corso del secondo trimestre, Gazprom sta negoziando con GdF Suez (Nord Stream) e EDF (South Stream) le condizioni dell'ingresso nei rispettivi consorzi. Anche se in ritardo rispetto a Germania e Italia, anche la Francia è entrata con questi sviluppi nel novero dei *partners* europei di Gazprom ed è altamente probabile che nei prossimi anni si concretizzi da un lato l'ingresso diretto dell'operatore russo sul mercato finale francese e dall'altro un'apertura alla **partecipazione francese allo sviluppo dell'*upstream* russo.**

Gli operatori francesi, nello sforzo di continuare la diversificazione dei propri fornitori, mantengono la loro partecipazione anche nei progetti di gasdotti provenienti dal Nord Africa, in particolare dall'Algeria. Per quanto concerne lo sviluppo del **Medgaz** (v. §§ 3.6, parte I) – il gasdotto che collega l'Algeria alla Spagna e, indirettamente, alla Francia – i soci francesi del consorzio (GdF, al 12%) hanno tratto vantaggio dalla politica di rinvio “tecnico” della piena operatività del gasdotto seguita da Sonatrach, che ha permesso di

FRANCIA		
Consumo di gas naturale (2009)	46,3	Gmc
Consumo sul totale UE	9,6	%
Consumo previsto (2015)	50,0	Gmc
Dipendenza da import	97,9	%
Gas / totale dei consumi	14,5	%
Stoccaggio	12,3	Gmc
Import dalla Russia (2009)	8,2	Gmc

tamponare il problema della stagnazione tanto della domanda francese quanto di quella spagnola. Nel contempo, tuttavia, non sono mancate da parte degli operatori francesi gli sforzi di raccogliere gli investimenti necessari allo sviluppo dell'interconnessione tra Francia e Spagna in vista della ripresa della domanda nei prossimi cinque anni, come testimoniato dal sussidio stanziato dalla Commissione europea (175 milioni di euro).

La strategia francese è invece stata meno efficace nel caso dell'altro progetto di nuovo gasdotto di esportazione algerino, il **Galsi** (Gasdotto Algeria-Italia via Sardegna), che vede coinvolte Sonatrach, Edison, Hera e una finanziaria sarda. Questa infrastruttura, su cui esiste ancora incertezza circa la data di effettiva realizzazione, è destinata a coprire parte del fabbisogno sardo, indirizzando la restante parte del flusso verso l'Italia continentale. Nei progetti francesi, il flusso avrebbe potuto essere almeno in parte indirizzato verso la Corsica, per risolvere gli storici problemi di approvvigionamento dell'isola. Nonostante l'esplicito impegno da parte della Presidenza francese, questa ipotesi è stata scartata da Sonatrach e dalle autorità algerine a causa degli attriti verificatisi tra i due Paesi nell'ultimo anno. In particolare, il coinvolgimento diretto di truppe francesi nella lotta al terrorismo qaedista nell'area del Sahel (la regione che delimita i confini occidentali del deserto del Sahara, attraversando diversi Stati) interferirebbe gli sforzi di Algeri per accrescere la propria influenza sui Paesi vicini proprio attraverso la lotta al terrorismo nella regione.

Complessivamente la posizione della Francia in tema di sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale appare positiva e la strategia di consolidamento internazionale degli operatori francesi può efficacemente garantire la sicurezza energetica nel prossimo decennio.

1.4. REGNO UNITO

L'economia britannica ha risentito pesantemente della crisi economica. Tuttavia, i segnali di ripresa fatti registrate nel corso del secondo trimestre 2010 (1,2%) sono stati molto più positivi del previsto, facendo rivedere al rialzo le stime su base annua (1,7%).

Il miglioramento delle prospettive economiche ha introdotto un cauto ottimismo negli operatori del settore energetico. In particolare, la domanda di gas naturale dovrebbe crescere sensibilmente per tutto il 2010, in conseguenza dell'aumento del fabbisogno per la generazione elettrica e di quello domestico.

Nel soddisfare la domanda in ripresa, gli operatori attivi sul mercato britannico del gas hanno potuto avvantaggiarsi dell'attuale eccesso di offerta di GNL sui mercati internazionali. Grazie alle infrastrutture di rigassificazione, su cui si è investito molto negli

REGNO UNITO		
Consumo di gas naturale (2009)	92,7	Gmc
Consumo sul totale UE	19,6	%
Consumo previsto (2015)	100,0	Gmc
Dipendenza da import	25,8	%
Gas / totale dei consumi	42,3	%
Stoccaggio	4,3	Gmc
Import dalla Russia (2009)	-	

ultimi anni, il mercato del Regno Unito ha potuto assorbire a prezzi ridotti parte della liquidità presente sui mercati internazionali a causa della riduzione di domanda a livello globale. Gli importanti margini garantiti dai bassi prezzi spot hanno permesso di ridurre in parte le tariffe ai clienti finali, ma soprattutto hanno fornito agli operatori i mezzi finanziari per programmare nuovi investimenti, in capacità di importazione e in capacità di stoccaggio.

La consistente dotazione di capacità di rigassificazione – in fase di espansione grazie agli investimenti effettuati negli anni passati – ha dunque permesso agli operatori britannici di avvantaggiarsi dell’attuale congiuntura. Il probabile cambiamento delle condizioni del mercato nei prossimi cinque anni potrebbe tuttavia mostrare i limiti di un eccessivo sbilanciamento verso il mercato spot.

Per contrastare questa vulnerabilità, gli operatori britannici sono chiamati a investire nel potenziamento dei gasdotti – in grado di fornire volumi a prezzi stabili – e della capacità di stoccaggio – in grado di superare almeno in parte la volatilità dei mercati. In assenza di una partecipazione diretta al capitale di operatori energetici – caso unico tra le grandi economie europee – il Governo britannico è chiamato a creare un **contesto regolatorio** in grado di orientare le scelte di investimento dei privati verso la tutela della sicurezza energetica nazionale.

1.5. SPAGNA

L’economia spagnola ha risentito in modo particolarmente duro della crisi economica. In particolare, a differenza delle principali economie europee, si trova **ancora in una fase di recessione**: dopo un debole ritorno alla crescita nei primi due trimestri del 2010, si prevede una nuova contrazione dell’economia nella seconda parte dell’anno. Complessivamente, dopo una contrazione del 3,7% nel 2009, l’economia spagnola si ridurrà di un ulteriore 0,4% nel 2010. Sebbene le previsioni per il 2011 siano di un

ritorno alla crescita, si tratta di una ripresa molto contenuta (0,8%) e soprattutto incerta. Ad aggravare la situazione è anche intervenuto il declassamento del rating del debito pubblico spagnolo, che si tradurrà in un aumento del costo del debito pubblico, giunto ora a circa il 65% del PIL.

Il difficile contesto economico ha indotto un’ulteriore contrazione dei consumi energetici, dopo il crollo del 2009. In particolare, i consumi di gas naturale per la generazione di energia elettrica hanno risentito della congiuntura economica negativa, facendo rivedere in negativo le previsioni sulla tempistica di recupero dei consumi pre-crisi

SPAGNA	
Consumo di gas naturale (2009)	37,1 Gmc
Consumo sul totale UE	7,7 %
Consumo previsto (2015)	45,0 Gmc
Dipendenza da import	99,7 %
Gas / totale dei consumi	24,5 %
Stoccaggio	4,1 Gmc
Import dalla Russia (2009)	-

(2013-2014). Nonostante l'ampia dotazione di rigassificatori, le attuali condizioni economiche permettono agli operatori spagnoli di approfittare solo marginalmente delle favorevoli condizioni del mercato internazionale di GNL.

I progetti di sviluppo delle infrastrutture nella Penisola iberica hanno naturalmente subito un brusco rallentamento, soprattutto in considerazione dell'ampia capacità attualmente inutilizzata. Anche la principale infrastruttura in fase (avanzata) di realizzazione, **Medgaz** (v. §§ 3.6, parte I), ha risentito della contrazione della domanda spagnola e i ritmi di completamento sono stati rallentati per dare tempo alla domanda di gas di tornare a crescere. Ciononostante, il gasdotto ha iniziato le attività di collaudo nel mese di agosto, ma restano forti incertezze riguardo alla tempistica dell'avvio dei flussi commerciali.

Le infrastrutture esistenti sembrano in grado di garantire anche nei prossimi anni un adeguato livello di sicurezza energetica alla Spagna. In questo caso, la priorità è di garantirsi livelli d'investimento adeguati nel medio/lungo periodo per sostituire le infrastrutture che naturalmente andranno verso l'obsolescenza e per adeguarne le tecnologie. A questo scopo, la priorità è quella di un rapido ritorno ad una robusta crescita economica, che garantisca un recupero dei volumi di domanda e la possibilità per gli operatori di effettuare gli investimenti necessari.

1.6. PAESI DEL GRUPPO DI VISEGRAD

I Paesi dell'Europa centrale appartenenti al cosiddetto *Gruppo di Visegrad* (detti anche V4: Polonia, Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia), caratterizzati da una crescente collaborazione in campo energetico, hanno risentito della crisi economica in misura minore rispetto agli Stati membri dell'Europa occidentale.

In questo quadro comune, i quattro Paesi stanno seguendo strategie diverse, legate a fattori strutturali, come dimensione del mercato, posizione geografica e prestazioni economiche. **L'economia polacca ha senza dubbio avuto la prestazione migliore e secondo le previsioni chiuderà il 2010 facendo registrare una crescita del 3,4%.** Si tratta della miglior *performance* tra le principali economie europee, soprattutto considerando che la Polonia ha continuato a crescere anche nel 2008 (5%) e 2009 (1,7%).

Meno rosea, ma comunque positiva, anche la situazione di Slovacchia e Repubblica ceca: dopo una breve recessione nel 2009, quest'anno l'economia slovacca (+2,7%) e ceca (+1,6%) sono tornate a crescere. Più negativa è stata la *performance* ungherese, che, dopo una

PAESI DI VISEGRAD	
Consumo di gas naturale (2009)	38,6 Gmc
Consumo sul totale UE	8,0 %
Consumo previsto (2015)	45,0 Gmc
Dipendenza da import	83,0 %
Gas / totale dei consumi	26,1 %
Stoccaggio	11,1 Gmc
Import dalla Russia (2009)	26,2 Gmc

brusca frenata nel 2009 (-6,3%), quest'anno è in una fase di stagnazione, ma dovrebbe tornare a crescere nel 2011.

Le buone prospettive economiche dei V4 hanno spinto la domanda di energia e favorito lo sviluppo di infrastrutture. In particolare, nel settore del gas gli operatori dei mercati nazionali, ma anche alcuni importanti operatori tedeschi (RWE in Repubblica ceca e E.ON in Ungheria), hanno investito in nuova capacità di stoccaggio e in interconnessioni. L'obiettivo strategico di questi investimenti è il progressivo **sganciamento dalle importazioni russe**, che a oggi costituiscono la maggior parte dei consumi di gas dei V4, e l'inserimento dei mercati nazionali nel contesto della concorrenza europea attraverso una sostanziale integrazione col sistema infrastrutturale tedesco. Questa strategia, prevalente negli ultimi anni, è messa in crescente discussione dalle scelte di Varsavia, impegnata in un dialogo bilaterale con la Federazione russa.

La **Polonia**, se da una lato è avvantaggiata dalla buona performance economica, risente in fase di approvvigionamento energetico tanto della debolezza dello zloty sui mercati valutari quanto del non poter accedere ai mercati spot del GNL, non disponendo ancora di rigassificatori operativi. Gli investimenti effettuati dall'operatore nazionale e la solidità della crescita economica pongono comunque le basi per un sensibile miglioramento della sicurezza energetica nazionale anche con un limitato livello di integrazione con il sistema infrastrutturale tedesco. A questo si aggiunge il potenziale contributo alla sicurezza energetica polacca che potrebbe venire dalle potenziali riserve di gas non-convenzionale che si ritiene possano essere abbondanti nel sottosuolo polacco. Nondimeno, il lungo periodo richiesto per lo sviluppo delle infrastrutture necessarie rende la collaborazione con Gazprom una necessità di breve-medio termine, con conseguenze strategiche rilevanti.

Le significative potenzialità polacche di parziale affrancamento dal fornitore russo - attualmente in condizione di sostanziale monopolio dopo l'acquisizione del controllo della rete ucraina - hanno infatti causato una significativa reazione strategica russa. Forte dell'imminente completamento del gasdotto *Nord Stream* (v. §§ 3.1), che permette di rifornire il mercato tedesco senza passare dal suolo polacco, **Gazprom ha proposto e concluso con l'operatore nazionale polacco (PGNIG) un accordo** che prevede l'estensione al 2019 (con possibilità di rinnovo fino al 2045) dell'esclusiva per il transito di gas sulla sezione polacca del gasdotto *Yamal-Europa*, che rifornisce principalmente la Germania. PGNIG ha in cambio ottenuto un aumento delle forniture russe a 11 Gmc a partire dal 2012. Economicamente vantaggioso nel breve periodo per i polacchi, l'accordo potrebbe tuttavia danneggiare la capacità di attrazione di investimenti sui progetti infrastrutturali di diversificazione (GNL, gasdotto, sviluppo del gas non convenzionale), oltre che creare un **contenzioso tra il governo polacco e la Commissione europea** relativo alla possibile violazione della normativa europea (c.d. "Terzo pacchetto energia", v. Focus n. 2, §§ 1), sia per quanto concerne il controllo dei sistemi di trasmissione e sia circa l'attuale impossibilità di utilizzare i gasdotti in modo bidirezionale (condizione che

permetterebbe, in caso di interruzione delle forniture russe, di rifornire la Polonia da Occidente).

La **Slovacchia**, tradizionalmente avvantaggiata dalla sua posizione di transito obbligato per i flussi di gas provenienti dalla Federazione russa, sta attivamente cercando di consolidare la propria posizione in vista di una riduzione del suo ruolo strategico dopo il completamento di Nord Stream. Particolarmente importante in tal senso risultano gli investimenti effettuati da Enel, che sta realizzando due nuovi reattori nucleari a Mochovce: operativi dal 2012 e 2013, copriranno il 22% del fabbisogno elettrico slovacco, riducendo significativamente il fabbisogno di gas naturale per la generazione di energia elettrica.

La **Repubblica ceca** è senza dubbio il Paese che più risolutamente sta avviando nel settore del gas naturale una progressiva integrazione infrastrutturale con la Germania. Questa strategia, pur fornendo solide garanzie in termini di sicurezza di approvvigionamento, presenta alcune criticità in termini di politica interna e necessita di essere bilanciata con una contemporanea integrazione infrastrutturale con la Polonia e con gli altri Stati confinanti.

L'**Ungheria**, penalizzata da una situazione economica meno positiva, deve anche misurarsi con un elevato grado di penetrazione di capitali russi negli operatori energetici nazionali. In questa prospettiva, il Governo ungherese ha come obiettivo strategico quello di un affrancamento dall'influenza russa, attraverso il riacquisto delle quote e, soprattutto, attraverso la partecipazione a progetti che offrano un'alternativa al gas russo. In questa prospettiva si inserisce il tradizionale appoggio al Nabucco (v. §§ 3.2, parte I) e il recente interesse per una nuova via di approvvigionamento (denominata *Azerbaijani Georgia Romania Interconnector*, AGRI) per trasportare il gas azero in Ungheria attraverso una combinazione di gasdotti (Georgia, Romania) e di GNL (per il tratto del Mar Nero). La fattibilità dei due progetti resta ancora da verificare, ma l'intento di diversificare rispetto al gas russo resta una costante delle politiche di sicurezza energetiche ungheresi.

Complessivamente, i V4 cercano di combinare strategie nazionali e integrazione regionale per garantirsi un adeguato livello di sicurezza energetica per il futuro. Mancando le condizioni e la volontà politica di perseguire una più stretta collaborazione con Mosca, questi Stati combinano strategie di diversificazione eterogenee con la comune volontà di integrarsi su scala almeno sub-regionale.

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

L'analisi delle dinamiche legate all'offerta di energia all'Europa ruota attorno al monitoraggio delle strategie energetiche della **Federazione russa** e della **Turchia**, Paesi chiave per lo sviluppo delle principali direttrici di approvvigionamento di gas all'Europa (v. § 3, parte I). Per collocazione geografica, potenzialità di cooperazione con gli Stati produttori caspici e mediorientali e, nel caso russo, per potenziale di produzione, Mosca e Ankara rappresentano infatti le chiavi di volta dell'intero sistema infrastrutturale eurasiatico. Di seguito sono svolte alcune considerazioni relative ai principali sviluppi del terzo trimestre 2010 nelle aree rilevanti per la sicurezza energetica europea (Russia, Area del Caspio, Turchia e Medio Oriente).

2.1. RUSSIA

Secondo le dichiarazioni del presidente della **Federazione russa**, Dmitrij Anatol'evič Medvedev, i proventi derivanti dalle esportazioni di gas verso i mercati europei nel 2010 faranno registrare un lieve incremento rispetto al 2009 – da 42 a 45 miliardi di dollari. Tre quarti dei proventi del 2009 erano derivati da esportazioni verso l'Europa occidentale (Germania: 31,5 Gmc; Italia: 20,8 Gmc; Francia: 8,2 Gmc), mentre il restante quarto verso l'Europa centrale e la Turchia (quest'ultima ha importato 20 Gmc di gas nel 2009).

Malgrado tale aumento dei proventi derivanti dalla vendita di gas, il volume delle esportazioni (dopo il calo di domanda del 2008 conseguente alla crisi economica) stenta a raggiungere gli obiettivi annuali fissati da Gazprom. Nel 2010, infatti, la compagnia russa prevedeva un livello di esportazione di metano pari a 161 Gmc, con un incremento annuale del 14% sul 2009 e dell'1% sul 2008. Le nuove previsioni di budget per il 2010 prevedono tuttavia un livello di esportazione pari a soli 140-145 Gmc. In vista tuttavia di futuri aumenti della domanda e del rafforzamento della presenza nei mercati europei, Gazprom, rovesciando la politica di contrazione degli investimenti attuata nel 2009, ha approvato un aumento pari al 13% del budget 2010.

Benché non siano stati resi pubblici i dati sulla destinazione dei fondi aggiuntivi, è ragionevole pensare che saranno rivolti alle attività di esplorazione e *upstream* attualmente in atto in Algeria e Libia, così come ai progetti infrastrutturali in Europa. D'altra parte, l'espansione della presenza di Gazprom nella distribuzione del gas in Europa sembra passare, prima ancora che attraverso i progetti infrastrutturali in cantiere, attraverso il potenziamento della capacità di stoccaggio in Europa della compagnia russa.

Gazprom mira infatti a portare tale capacità da 1,9 Gmc del 2009 a 3,3 Gmc entro il 2013 e a 6,5 entro il 2016. Oltre al potenziamento delle strutture di stoccaggio presenti nell'enclave russa di Kaliningrad, Gazprom sta sviluppando progetti di stoccaggio

in Germania, Olanda e Serbia, programmando futuri investimenti in Italia, Romania, Turchia, Repubblica ceca e Slovacchia.

La necessità di investimenti in esplorazione e *upstream* per garantire alla Federazione russa un livello di output di gas necessario a far fronte agli impegni assunti con i paesi consumatori va aprendo inoltre il campo all'iniziativa delle compagnie private nazionali. **È questo il caso di Novatek, principale compagnia privata energetica russa, che ha acquisito i diritti di sfruttamento del giacimento gasifero di Malo-Yamalskoye, nella penisola di Yamal.**

Il giacimento conterrebbe, secondo stime russe, circa 160 Gmc di riserve di gas che Novatek avrebbe intenzione di sfruttare in prima battuta per rispondere alla domanda interna di gas attraverso GNL o sfruttando il gasdotto Bovanenkovo-Ukhta attualmente in fase di sviluppo da parte di Gazprom, tradizionalmente attiva nell'area di Yamal. Nonostante l'intraprendenza di Novatek non rappresenti un reale segnale di concorrenza interna (forti sono i legami che legano a Putin il gruppo dirigente della compagnia, partecipata per il 19% da Gazprom), pur tuttavia essa dimostra la crescente necessità di investimenti nel settore energetico russo, confermati peraltro dalla volontà di Novatek di coinvolgere partner stranieri (primo tra tutti la francese Total) nell'esplorazione e sfruttamento dei giacimenti di Yamal.

Lo sviluppo del potenziale estrattivo russo è tanto più necessario in ragione dell'ormai prossima apertura di un canale di esportazione di gas verso la Cina. In occasione della visita condotta da Medvedev a Pechino a fine settembre, i due Paesi hanno posto fine a sei anni di negoziati sull'accordo di esportazione del gas. I vertici di Gazprom e della China National Petroleum Corporation hanno infatti siglato un accordo contenente i parametri commerciali per la fornitura trentennale di 30 Gmc/a di gas a partire dalla fine del 2015. Il gas russo – il cui prezzo verrà fissato dalle parti nel corso del 2011 – verrà importato attraverso un gasdotto che collegherà i giacimenti della Siberia occidentale con Altai e Xinjiang. Il gasdotto, la cui costruzione era stata decisa nel corso del 2006, rappresenta una parte del più ambizioso progetto di esportazione di 68 Gmc/a di gas in Cina attraverso un'ulteriore infrastruttura, della capacità di 38 Gmc, per portare nel Paese il gas estratto nella Siberia orientale.

La breve crisi del gas tra Russia e **Bielorussia** del giugno scorso ha riportato in cima all'agenda politica di Minsk la tematica della sicurezza energetica nazionale. Il seppur breve taglio dei rifornimenti di gas alla Bielorussia verificatosi tra il 21 e il 23 giugno impone infatti al paese, da un lato, di rinegoziare gli accordi energetici con Mosca e, dall'altro, di lanciare nuovi progetti infrastrutturali che possano diminuire la dipendenza dagli approvvigionamenti russi. Si va approfondendo, in questo quadro, l'intesa con la Lituania, la cui dipendenza dai rifornimenti russi è anche maggiore di quella bielorussa (v. § 1. parte I).

Minsk e Vilnius, oltre a richiedere congiuntamente uno sconto sull'acquisto di gas da Gazprom, hanno aperto colloqui finalizzati alla costruzione, in territorio lituano o sulla

costa del Mar Nero, di una centrale di rigassificazione di GNL che consenta ai due paesi di beneficiare delle opportunità offerte dal mercato spot europeo.

La Bielorussia paga infatti oggi a Gazprom 184 dollari per 1.000 mc di gas contro i 150 dollari del GNL e, stando alle clausole di un accordo datato dicembre 2006, dal 1° gennaio 2011 tale prezzo si allineerà a quelli pagati dagli acquirenti europei. Un ulteriore partner bielorusso per la strategia di sviluppo del GNL è rappresentato dalla **Polonia**. Secondo le autorità di Minsk, tale strategia potrebbe consentire al Paese di importare fino a 10 Gmc di gas annui. La necessità di approntare coerenti politiche di diversificazione dei canali di approvvigionamento energetico risulta tanto più pressante per Minsk in ragione della diminuzione della rilevanza strategica del Paese per i rifornimenti di gas russo all'Europa (a oggi circa il 20% di essi transita attraverso la Bielorussia) derivante dall'ormai prossima inaugurazione del gasdotto Nord Stream lungo il Baltico.

La stessa **Ucraina** sembra oggi avvertire con urgenza la duplice necessità di perseguire una politica di miglioramento delle condizioni di importazione del gas russo nel breve periodo e, contemporaneamente, di identificare linee strategiche di politica energetica in grado di assicurare al paese una più stabile fornitura di gas nel medio e lungo periodo. Capitalizzando sul rilancio dei rapporti bilaterali con Mosca successivi all'elezione a Presidente di Victor Yanukovich, Kiev punta al rilancio delle altalenanti relazioni energetiche russo-ucraine attraverso una strategia di approfondimento della valenza ucraina nel transito di energia verso i mercati europei.

La strategia ucraina passa attraverso la modernizzazione e il potenziamento della rete energetica nazionale che, a fronte di un investimento totale stimato attorno ai 6,5 miliardi di dollari consentirebbe di portare la capacità d'esportazione ucraina verso l'Europa dagli attuali 140 Gmc/a a circa 200 Gmc/a. L'aumento della capacità di esportazione di gas verso i mercati europei sarebbe dunque analoga alla portata programmata del gasdotto South Stream (63 Gmc/a), i cui costi di realizzazione sono tuttavia stimati tra i 20 e i 30 miliardi di dollari.

Il rafforzamento e rilancio della partnership energetica con Mosca comporterebbe tuttavia un approfondimento della dipendenza ucraina dagli approvvigionamenti russi, per scongiurare la quale Kiev persegue oggi due percorsi paralleli: sviluppo del potenziale energetico nazionale (gas non convenzionale e giacimenti *offshore* nel Mar Nero) e, soprattutto, coinvolgimento dei partner europei. Pur tuttavia, nonostante il sostegno dichiarato dal Commissario europeo per l'energia Oettinger alle prospettive di coinvolgimento della Commissione in un progetto di trasporto di gas con un migliore bilanciamento di costi e ricavi, **i principali interlocutori europei dell'Ucraina – Germania e Italia – si sono dimostrati sinora piuttosto recalcitranti rispetto a una joint venture tripartita ucraino-russo-europea**. In questo stato di cose, dunque, Mosca acquista potere negoziale nel tentativo di acquisizione della compagnia nazionale ucraina Naftogaz attraverso la fusione con Gazprom. A fronte della sostanziale acquisizione della

rete infrastrutturale ucraina, Mosca potrebbe infatti assicurare gli investimenti necessari al suo potenziamento e garantire l'accesso all'*upstream* russo.

2.2. BACINO DEL CASPIO

Le stime di produzione di gas dalla seconda fase del progetto Shah Deniz (Shah Deniz II), in **Azerbaigian**, sono state innalzate di circa il 25%. Secondo il ministero per l'Energia azero, il giacimento potrebbe infatti produrre, a partire già dal 2015, fino a 20 Gmc/a contro i 16 Gmc/a inizialmente previsti.

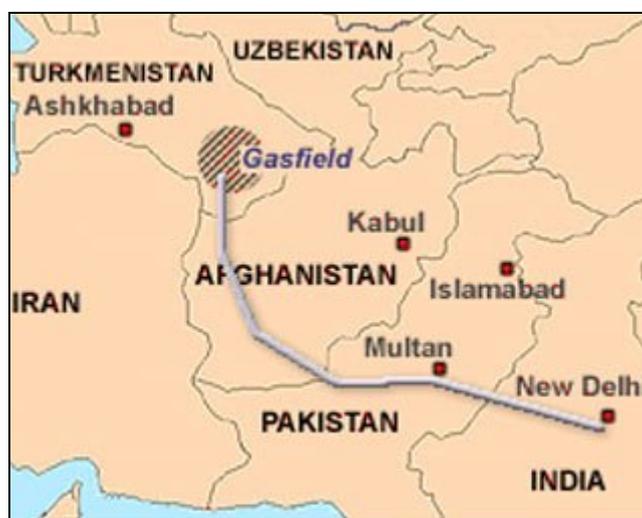
Shah Deniz è il più ingente giacimento gassifero azero. La prima fase di sfruttamento del giacimento, avviata nel 2006, ha pesato per il 39% sul totale della produzione azera nel 2009, con un volume di gas prodotto pari a 6,2 Gmc/a. Secondo le stime di BP, nel 2010 il giacimento potrebbe produrre circa 7,6 Gmc/a, avvicinandosi al massimo potenziale estrattivo fissato dalla stessa BP a 8,4 Gmc/a per la prima fase di sfruttamento.

Secondo le stime della compagnia nazionale azera Socar, dei 20 Gmc/a di gas potenzialmente estraibili dal giacimento, 4 saranno destinati al consumo interno di Azerbaigian e Georgia, mentre 16 Gmc/a saranno destinati all'esportazione verso la Turchia e i consumatori europei. L'acquisto del gas che andrà in produzione nella seconda fase di sfruttamento del giacimento resta tuttavia al centro di un'accesa competizione internazionale, resa più profonda dalle difficoltà economiche fronteggiate da BP, principale operatore del giacimento, all'indomani dell'incidente nel Golfo del Messico. In questa prospettiva, l'amministratore delegato di Gazprom, Alexey Borisovich Miller, oltre ad aver offerto all'Azerbaigian di acquistare l'intero volume della produzione di gas di Shah Deniz II, non ha escluso la possibilità di acquistare direttamente la quota detenuta da BP nel consorzio. La recente firma di un contratto di *production sharing* tra BP e la Socar per l'esplorazione congiunta del giacimento di Shafag-Asiman nel Caspio, sembra tuttavia indicare la volontà della compagnia britannica di non diminuire, ed anzi approfondire, la misura del coinvolgimento nello sfruttamento del potenziale energetico azero. D'altra parte, lo stesso gas risulta di imprescindibile importanza per la realizzazione dei progetti energetici predisposti lungo il corridoio meridionale dell'Unione europea – Nabucco, ITGI e TAP. A conferire al quadro così delineato una maggiore complessità contribuisce infine l'avanzamento del progetto di Interconnettore tra Azerbaigian e Romania via Georgia (v. §§ 3.4, parte I).

In funzione dell'allargamento delle potenzialità estrattive e di esportazione energetica, il **Turkmenistan**, prosegue nel percorso di attrazione di capitali stranieri. Dopo le intese e gli accordi siglati, nel corso dell'ultimo anno, con compagnie cinesi, sudcoreane, iraniane e degli Emirati Arabi, Ashgabat ha concesso i diritti di sfruttamento di giacimenti petroliferi *offshore* nel Caspio alle compagnie statunitensi Chevron, ConocoPhillips e TX Oil, oltre che alla Mubadala Oil and Gas con sede ad Abu Dhabi. La concessione risulta tanto più significativa nella misura in cui rappresenta la prima apertura a compagnie statunitensi

dell'*upstream* nazionale. Inoltre, essa appare pienamente in linea con la strategia di espansione regionale della Chevron, che già sul finire del 2009 aveva aperto un negoziato con il Turkmenistan per l'accesso alle ingenti riserve di gas del giacimento di South Yolatan – le cui riserve stimate sono state recentemente innalzate dalle competenti autorità turkmene sino a 16 trilioni di metri cubi. In occasione di una recente conferenza stampa il presidente turkmeno Berdimuhammadov ha inoltre dichiarato di aver raggiunto un accordo di massima con l'ENI per lo sfruttamento del giacimento di petrolio e gas di Nebit-Dag.

Il rilancio del processo di esplorazione e sfruttamento dei giacimenti energetici nazionali potrebbe portare, secondo le autorità turkmene, a quadruplicare, nel prossimo ventennio, il volume di gas esportabile dal Paese. In questa prospettiva, Berdimuhammadov ha richiamato l'urgenza di aprire un canale di esportazione di gas verso l'Europa, alla cui sicurezza energetica il Turkmenistan potrebbe contribuire, secondo il Presidente, in maniera decisiva.



Il gasdotto proposto TAPI

In attesa di aggiungere una rotta europea ai canali di esportazione attualmente disponibili (verso Russia, Cina e Iran), Ashgabat va concentrando sulla finalizzazione degli accordi necessari per la costruzione del gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (TAPI). Lo scorso 20 settembre, nella capitale turkmena, rappresentanti dei quattro paesi coinvolti nel progetto hanno siglato, alla presenza di rappresentanti della Banca di Sviluppo Asiatica, un accordo quadro per la costruzione del gasdotto. Il TAPI, i cui costi stimati si aggirano attorno ai 3,3 miliardi di dollari, dovrebbe consentire l'esportazione, entro il 2014, di circa 33 Gmc/a.

2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

Le ottimistiche previsioni azere sull'entità di gas esportabile in tempi brevi verso occidente (v. §§ 2.2. parte I), così come la determinazione mostrata da Baku nel valutare possibili alternative alla rotta anatolica per l'esportazione di metano verso l'Europa, hanno certamente agito da stimolo verso la risoluzione della vertenza che da due anni opponeva **Turchia** e Azerbaigian in relazione ai prezzi d'importazione del metano azero e al diritto di Ankara di ri-esportazione verso occidente.

Secondo fonti turche, entro l'inizio del prossimo anno i due paesi sigleranno una serie di accordi commerciali vincolanti basati sull'intesa raggiunta lo scorso giugno. In base a essa, le esportazioni di gas azero alla Turchia saranno portate, entro il 2018, dai circa 5,5 Gmc/a attuali sino a 12 Gmc/a. Ankara, che potrà rivendere circa 10 Gmc/a di gas alla frontiera con la Grecia, si è impegnata a pagare il gas azero a prezzi di mercato, accordandosi con Baku anche sui termini della gestione di transito per il metano diretto in Europa.

La formazione terroristica del Partito dei lavoratoti curdi (PKK) è tornata, come già in passato, a colpire le infrastrutture energetiche nella regione dell'Anatolia sud-orientale. Tra il 10 e il 20 luglio, due attacchi hanno colpito le infrastrutture di trasporto di petrolio e gas tra l'Iran e la Turchia. Mentre l'attentato all'oleodotto che collega i due paesi, colpendo solo una delle due linee parallele di cui è formato, non ha sortito effetti sul flusso di petrolio, il successivo attentato al gasdotto nei pressi della città di Dogubeyazit, ha comportato la chiusura dell'infrastruttura tra il 20 e il 31 luglio.

L'interruzione dei flussi di gas provenienti dall'Iran è stata sopperita attraverso il contemporaneo aumento delle importazioni dalla Russia via *Blue Stream* e dall'Azerbaigian attraverso il *South Caucasus Pipeline*. A conferma della ripresa della strategia di attacco alle infrastrutture energetiche turche, il 10 agosto, il PKK ha effettuato un attacco all'oleodotto che collega i giacimenti iracheni di Kirkuk con i terminali di Ceyhan, nei pressi della città di Midyat, nella Turchia sud-orientale. Gli attacchi del PKK riportano al centro del dibattito politico turco la questione della sicurezza delle rotte energetiche. Una questione tanto più sentita in relazione ai rilevanti progetti infrastrutturali che Ankara va sviluppando di concerto con Iran, Iraq e Siria, che rappresentano un pilastro fondamentale del tentativo turco di proporsi ai propri interlocutori europei come possibile *hub* energetico alle porte dell'Unione.

L'asse energetico Turchia-Iraq-Iran va approfondendosi, prima ancora che in relazione alle strategie di politica energetica di Ankara, a partire dalla volontà irachena di fare del settore del gas un elemento trainante del difficile processo di *state building* e della contemporanea necessità di Teheran di spezzare la morsa delle sanzioni approvate dalle Nazioni Unite, gli Stati Uniti e l'Unione europea. In questa prospettiva, l'Iran guarda con crescente interesse alla cooperazione energetica con Cina, Russia, Pakistan, India, Turkmenistan ed Emirati Arabi. Al di là dei rapporti bilaterali tra Ankara e i due interlocutori mediorientali, Baghdad e Teheran hanno approfondito, nel corso dei mesi

passati, la misura del dialogo e dell'intesa in materia energetica. Sulla base di un accordo di massima raggiunto lo scorso agosto, i due partner studieranno la fattibilità di un gasdotto in grado di collegare i giacimenti iraniani con l'Iraq, dove potrà essere usato per la generazione di elettricità. È possibile inoltre che lo stesso gasdotto possa essere esteso fino al territorio siriano, da dove il gas potrà essere instradato verso la Turchia e, potenzialmente, verso l'Europa. In alternativa, il gas iraniano potrebbe raggiungere il Libano. Un'intesa preliminare in questo senso è stata raggiunta a Teheran in occasione della visita in ottobre del Ministro per l'energia libanese Gebran Bassil.

Nella prospettiva di garantire la sostenibilità del processo di transizione iracheno iniziato con il ritiro delle forze di sicurezza statunitensi dal Paese, la Casa Bianca rappresenta il principale sostenitore internazionale del rafforzamento dell'asse energetico turco-iracheno. Come confermato ad inizio ottobre ad Istanbul dall'ambasciatore Morningstar – inviato speciale del Dipartimento di Stato statunitense per gli affari energetici – l'apertura di un canale di esportazione di gas dall'Iraq all'Europa attraverso la Turchia incontrerebbe il favore dell'Amministrazione. Contestualmente, e nella stessa prospettiva, il Ministro per l'energia del governo regionale curdo ha ribadito che la regione nord-irachena possiede riserve gassifere sufficienti ad assicurare la fornitura del progetto Nabucco, deputato a collegare la Turchia con i mercati europei (v. *Approfondimento*).

La positiva conclusione di una gara d'appalto per tre dei principali giacimenti gassiferi iracheni sembra sostenere i piani e le prospettive di sviluppo del settore del gas. Dopo due rinvii successivi, il 20 ottobre sono stati infatti assegnati i contratti per lo sfruttamento dei giacimenti di Akkaz, Mansouriya e Siba. I tre giacimenti conterrebbero, secondo le stime più diffuse, oltre 300 Gmc di gas, circa il 10% delle riserve di gas naturale provate irachene. Ad aggiudicarsi il diritti di sfruttamento di Akkaz, il più rilevante tra i tre giacimenti con circa 158 Gmc di riserve di gas, è stato un consorzio formato dalla compagnia coreana Kogas e dalla kazaka KazMunaiGaz. Kogas, la turca Tpao e Kuwait Energy si sono invece aggiudicato il contratto di sfruttamento del giacimento di Mansouriya, con 127 Gmc riserve stimate. Un *joint venture* tra Kuwait Energy e Tpao si è infine aggiudicata i diritti di sfruttamento di Siba, con 31 Gmc di riserve stimate. In attesa che vengano finalizzati i contratti di sfruttamento tra le autorità irachene e le compagnie vincitrici della gara, **forti perplessità permangono sulle condizioni di sicurezza delle aree in questione.** Le province di Anbar e di Diyala, che ospitano i due principali giacimenti, sono infatti particolarmente colpite dalla insorgenza armata, in un momento in cui il parziale ritiro delle forze statunitensi rischia di essere seguito da una nuova ondata di violenza nel Paese.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI

3.1. *NORD STREAM*

La costruzione del *Nord Stream* è proseguita regolarmente anche nel corso del terzo trimestre 2010. Secondo quanto comunicato dal consorzio, l'infrastruttura dovrebbe essere operativa a partire già dall'anno prossimo, anche se non sono ancora note le tempistiche esatte dell'inizio dei flussi (che con ogni probabilità dipenderanno dall'andamento della domanda tedesca nel primo semestre dell'anno prossimo).

Proseguono nel contempo le negoziazioni per definire i termini dell'ingresso di GdF Suez nel consorzio, che potrebbe anche tradursi in una maggiore presenza di Gazprom sul mercato finale francese.

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 (acque territoriali), Finlandia e Svezia (zone economiche esclusive)
Paese di arrivo	Germania
Società coinvolte	Gazprom (51%), E.On (15,5%) Wintershall (15,5%), Gasunie (9%), GdF Suez (9%)

3.2. NABUCCO

Per l'analisi di questa infrastruttura si rimanda all'*Approfondimento*.

3.3. INTERCONNETTORE TURCHIA-GRECIA-ITALIA (ITGI)

Secondo fonti industriali vicine al consorzio TAP riportate dall'agenzia Reuters, i membri dei consorzi preposti alla realizzazione dei gasdotti TAP e ITGI starebbero vagliando l'opportunità di fusione dei due progetti. Entrambi i gasdotti sono stati infatti progettati lungo la direttrice meridionale dell'UE, tra Grecia e Italia, ed entrambi intendono approvvigionarsi di gas principalmente attraverso il gas prodotto da Shah Deniz II, in Azerbaigian.

La *ratio* dei colloqui, frutto della consapevolezza, da un lato, della mancanza di gas sufficiente ad approvvigionare entrambi i progetti e, dall'altro, del potenziale eccesso di offerta proveniente dai diversi progetti in cantiere lungo il corridoio meridionale dell'UE, si ritrova anche nella recente proposta di fusione tra l'ITGI e il progetto Nabucco, ventilata dai membri del consorzio e ripresa da Edison.

Complessivamente, il **progetto ITGI si trova in una fase di realizzazione più avanzata** rispetto al TAP, soprattutto in considerazione dell'acquisizione del giudizio

favorevole riguardo la compatibilità ambientale da parte del Ministero dell'ambiente (decreto VIA n. 469 del 02/08/2010).

3.4. SOUTH STREAM

La firma, lo scorso 17 luglio a Varna, di un accordo tra il ministro russo dell'energia Shmatkó e la controparte bulgara Traykov, per le prossime tappe della costruzione del *South Stream* in territorio bulgaro pone fine alle incertezze che avevano circondato il progetto nel corso degli ultimi mesi. Dopo la nomina di Borisov a primo ministro, nel luglio 2009, la **Bulgaria** aveva infatti rovesciato il tradizionale sostegno assicurato dal suo predecessore al South Stream, inducendo le autorità russe a mettere al vaglio la possibilità di coinvolgere la Romania nel progetto. L'accordo di

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 (40%), EDF (10%)

Varna sembra tuttavia scongiurare questa possibilità, anche in relazione alla ritrovata intesa su un fronte più ampio rispetto al progetto *South Stream*. L'intesa prevedeva, tra l'altro, la creazione di una *joint venture*, effettivamente costituita in novembre e incaricata di realizzare lo studio di fattibilità del progetto e costruirà l'infrastruttura entro il 2015. Parallelamente, un secondo documento prevede invece la predisposizione, entro il prossimo luglio, di un **nuovo contratto decennale sull'acquisto di gas** che, in linea con i desiderata di Sofia, sarà negoziato direttamente con Gazprom eliminando le compagnie intermediarie e prenderà in considerazione la possibilità di uno sconto rispetto agli attuali livelli di prezzo pagati dalla Bulgaria. Sofia si è impegnata inoltre a negoziare un documento analogo sull'attuazione del progetto congiunto di costruzione di una centrale nucleare a Belene, che Borisov aveva congelato sulla base dei costi, ritenuti eccessivi.

Apparentemente risolte le problematiche relative al percorso del gasdotto dopo il tratto *offshore* nel Mar Nero, restano tuttavia sul tavolo le difficoltà legate all'onerosità della realizzazione del *South Stream*, tanto più profonde a seguito del calo della domanda europea di gas. **La proposta dell'amministratore delegato di ENI, Paolo Scaroni, di ridurre la portata prevista per il gasdotto e di fonderlo nel suo tratto iniziale con il progetto Nabucco suona**, in questo quadro, come un **rilevante campanello d'allarme** rispetto alla realizzabilità del South Stream nella forma inizialmente prevista.

La risposta di Gazprom a tale difficoltà sembra tuttavia principalmente concretarsi nel tentativo di allargamento del consorzio deputato alla costruzione e gestione dell'infrastruttura. In linea con il *memorandum* siglato da Gazprom ed ENI in giugno, Miller,

amministratore delegato della compagnia russa, ha dichiarato che entro la fine del 2010 la compagnia francese EDF entrerà nel progetto con una partecipazione compresa tra il 10 e il 20% che sarà a essa ceduta da ENI. Contestualmente, in luglio, la compagnia tedesca RWE – già impegnata nella predisposizione del progetto Nabucco – ha rigettato la proposta di Gazprom di entrare come quarto partner nel consorzio. Infine, Scaroni ha recentemente dichiarato che la Wintershall potrebbe essere interessata ad entrare nel consorzio per la realizzazione del South Stream.

3.5. TRANS ADRIATIC PIPELINE (TAP)

I membri del consorzio TAP hanno escluso che il gasdotto potrà approvvigionarsi da giacimenti iraniani, allineandosi alle sanzioni approvate contro il paese da ONU, Stati Uniti e Unione europea.

Secondo quanto dichiarato dagli stessi membri, il TAP riceverà la gran parte del gas necessario all'avvio della fornitura di gas dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento azero di Shah Deniz (Shah Deniz II). Anche questo infatti dovrebbe andare in produzione contestualmente all'inaugurazione del gasdotto.

3.6. MEDGAZ

Il terzo gasdotto di esportazione dall'Algeria all'Europa – e l'unico che non veda il coinvolgimento di Paesi di transito – è stato ufficialmente completato. Secondo quanto annunciato da Sonatrach, nel mese di agosto sono iniziate le prove di funzionamento. Non è tuttavia ancora stata ufficializzata una data per l'inizio delle attività di approvvigionamento: le attuali condizioni di ridotta domanda dei mercati europei di riferimento, in particolare di quello spagnolo (v. § 1.5, parte I), consentono di prevedere che le attività propriamente commerciali non comincino prima del 2011. Per il funzionamento a regime si dovrà invece probabilmente aspettare il 2012.

3.7. AZERBAIGIAN GEORGIA ROMANIA INTERCONNECTOR (AGRI)

Il 14 settembre, in occasione della visita a Baku dei presidenti di Romania e Georgia, Traian Basescu e Mikhail Saakashvili, i ministri degli Esteri dei tre paesi hanno formalizzato l'accordo per la costruzione dell'Interconnettore Azerbaigian-Georgia-Romania, deputato al trasporto di 8 Gmc/annui di gas attraverso una stazione di liquefazione del gas da attivare sulla costa georgiana del Mar Nero.

Il progetto, dai costi stimati tra i 2 e i 4 miliardi di euro e frutto di un protocollo d'intesa siglato a Bucarest lo scorso aprile, sarà sviluppato da una *joint venture* partecipata pariteticamente dalla compagnia azera Socar, dalla georgiana Georgian Oil and Gas Corporation e dalla rumena Romgaz. Secondo le dichiarazioni rilasciate a margine dell'incontro, il progetto potrebbe essere operativo già nel 2016. Quarto partecipante al

progetto potrebbe divenire, nel prossimo futuro, l'Ungheria. Un'intesa di massima in questo senso è stata trovata dal Presidente rumeno Basescu e dall'omologo ungherese Orban. **L'inclusione nel progetto dell'Ungheria, la cui rete infrastrutturale energetica è connessa a quella austriaca, permetterebbe all'AGRI di collegarsi con la rete di distribuzione dell'Europa occidentale.**

PROGETTO	PERCORSO	Gmc/A	SOCIETÀ COINVOLTE
Nord Stream	Russia-Germania	55	Gazprom (51%), E.On (15,5%), Wintershall (15,5%), Gasunie (9%), GdF Suez (9%)
South Stream	Russia	63	Gazprom (50%), ENI (40%), EDF (10%)
Nabucco	(da definire)	31	OMV, MOL, Transitgas, Bulgargaz, Botas, RWE (tutti con una quota del 16,7%)
ITGI-Poseidon	Grecia-Italia	10	Depa (50%), Edison (50%),
TAP	Grecia-Albania-Italia	10	Statoil (50%), Egl (50%)
Galsi	Algeria-Italia	8	Sonatrach (41,6%), Edison (20,8%), ENEL (15,6%), Sfirs (Regione Sardegna, 11,6%), Hera (10,4%)
Medgaz	Algeria-Spagna	8	Sonatrach (36%), Cepsa (20%), Iberdola (20%), GdF Suez (12%), Endesa (Enel, 12%)
AGRI	Azerbaijan	8	Socar (33%), Georgian Oil and Gas Corporation (33%), Romgaz (33%)

I principali gasdotti europei di importazione in fase di progettazione o realizzazione

PARTE II - APPROFONDIMENTO: IL GASDOTTO NABUCCO

1. INTRODUZIONE

Il progetto Nabucco nasce da un protocollo d'intesa siglato a Istanbul, nel luglio 2002, da cinque compagnie energetiche europee – la turca Botas, la bulgara Bulgarsaz, la rumena Transgaz, l'ungherese MOL e l'austriaca OMV – finalizzato alla costruzione di un gasdotto che, attraversando i territori dei paesi coinvolti, avrebbe permesso di importare in Europa circa 31 Gmc di gas annui. Alle cinque compagnie inizialmente coinvolte nel progetto e riunite, a partire dal 2005, nel consorzio del Nabucco Gas Pipeline International, si è aggiunta nel febbraio 2008 la compagnia tedesca RWE. A seguito dell'ingresso della RWE nel consorzio, ciascun membro detiene una quota paritaria del 16,67%. Le riserve totali di gas in aree collegabili al Nabucco - della lunghezza di 3.300 chilometri e del costo di 10 miliardi di euro - sono stimate essere tra i 40 e i 50 Tmc e potenzialmente potrebbero soddisfare la domanda di importazione europea per diversi decenni.

L'approccio che ispira il progetto Nabucco è quello di collegare le ingenti ed in gran parte inesplorate riserve di gas dell'area mediorientale e caspica con i mercati europei, offrendo a questi ultimi un canale di approvvigionamento alternativo a quello russo. La predisposizione e lo sviluppo del progetto Nabucco si è infatti inquadrata in un contesto di notevole crescita della domanda internazionale di gas cui è corrisposto, da un lato, un incremento dei prezzi degli idrocarburi e, dall'altro, un approfondimento della dipendenza dei mercati europei dagli approvvigionamenti energetici provenienti dalla Federazione russa.

In questo quadro la Turchia – che si avviava allora ad aprire con l'Unione europea i negoziati di adesione – assurgeva a *hub* energetico alle porte dell'UE in grado di fornire uno snodo essenziale per l'esportazione del gas mediorientale verso l'Europa e, al contempo, di spezzare il sostanziale monopsonio sull'acquisto di idrocarburi fino ad allora detenuto da Mosca rispetto alle riserve dell'area del Mar Caspio. Il gasdotto Nabucco avrebbe così consentito ai consumatori europei di diminuire la “doppia dipendenza” dalla Federazione russa quale produttore e fornitore di gas.

NABUCCO	
Capacità annua	27,5 Gmc (seconda fase: 55 Gmc)
A partire dal	2014
Provenienza del gas	(in fase di definizione)
Paesi attraversati	Turchia, Bulgaria, Romania, Ungheria
Paese di arrivo	Austria
Società coinvolte	OMV, MOL, Transitgas, Bulgargaz, Botas, RWE (tutti con una quota del 16,7%)

2. LO SVILUPPO DEL PROGETTO E LA POLITICA DI SICUREZZA ENERGETICA EUROPEA

Nel quadro di riferimento così delineato, **il progetto Nabucco ha potuto beneficiare, sin dalla sua iniziale predisposizione, del sostegno politico e finanziario delle istituzioni comunitarie** che, negli stessi anni, andavano predisponendo una nuova concezione e nuove iniziative rivolte alla tutela della sicurezza energetica dello spazio europeo. Nella fase successiva al 2001, a caratterizzare il nuovo approccio dell'Unione su tale tematica è stato infatti **il progressivo scostamento da una concezione prettamente economica e di mercato dei meccanismi di salvaguardia della sicurezza energetica a una visione “geopolitica” e alla necessità di “tutela dall'esterno”**. La crescente e conseguente attenzione alla diversificazione delle rotte e dei fornitori di energia ha dunque generato un circolo virtuoso tra i vettori della politica energetica europea e la realizzazione del Nabucco.

Già nel Libro Verde sull'energia del 2000, il tema della diversificazione assumeva un'importanza centrale per le direttrici di politica energetica comune propuginate dalla Commissione europea. Si iniziava così a considerare come imperativa la necessità di facilitare l'accesso delle risorse caspiche ai mercati europei attraverso la promozione di rotte indipendenti di approvvigionamento. In linea con questa prospettiva, il corridoio di approvvigionamento di gas dai giacimenti del Caspio verso l'Europa veniva inserito, nel giugno 2003, tra i cinque assi di progetti prioritari nel quadro dello sviluppo delle Reti trans-europee dell'energia (RTE-E). Alla costruzione di un gasdotto lungo tale direttrice si attribuiva così l'etichetta di “progetto d'interesse comune” nel più ampio quadro dello sviluppo dell'asse prioritario numero 3 – “Paesi del Mar Caspio – Medio Oriente – Unione Europea” (NG3). Il Nabucco è così assurto a progetto portante dell'NG3 ed il sostegno delle istituzioni comunitarie a esso si è concretizzato sin dalla fase di studio di fattibilità, cui la Commissione europea ha contribuito per il 50%, a seguito di un Accordo di Cooperazione datato dicembre 2003. D'altra parte, sulla base della necessità di garantire un più profondo sostegno politico ai progetti infrastrutturali considerati basilari, **Consiglio e Parlamento europeo hanno inserito il Nabucco tra i dieci progetti “d'interesse europeo”** la cui realizzazione, nel contesto degli assi prioritari del gas, doveva avere la “massima priorità”. In questa prospettiva, la Commissione assegnava la gestione dei rapporti con il consorzio Nabucco a un coordinatore europeo, deputato a “svolgere il ruolo di mediatore favorendo la cooperazione tra tutte le parti interessate e garantendo l'adeguato svolgimento del monitoraggio”.

A seguito delle difficoltà d'investimento successive alla crisi economica del 2008, l'Unione europea ha inoltre stanziato per il Nabucco un'offerta di finanziamento per i lavori preparatori pari a 200 milioni di euro nell'ambito del Piano per la Ripresa economica europea approvato nel marzo del 2009. Parallelamente, la Banca europea per gli

investimenti (BEI), la Banca europea di ricostruzione e sviluppo (BERS) e la Banca Mondiale (BM) si sono dichiarate disponibili a finanziare circa il 50% dei costi di costruzione.



Il tracciato proposto per il Nabucco (fonte: Nabucco/OMV)

Anche grazie allo stimolo proveniente dalle Istituzioni comunitarie, nel luglio 2009, i cinque paesi interessati dal transito dell'oleodotto hanno siglato un Accordo intergovernativo per la regolamentazione del passaggio di gas. Lo scorso marzo, con il pronunciamento del parlamento turco, si è concluso il processo di ratifica nazionale dell'Accordo che ha aperto l'ultima e più delicata fase che dovrebbe portare attraverso la fase di "open season" – ovvero di aggregazione della domanda di gas rivolta al gasdotto – alla decisione finale sugli investimenti (DFI) entro la fine del 2010. Anche in questo stadio di sviluppo del progetto, la Commissione europea non ha mancato di manifestare il proprio sostegno attraverso la predisposizione della *Caspian Development Corporation*, meccanismo raccomandato dal coordinatore europeo per il Nabucco (il politico olandese Jozias van Aartsen) ed espressamente rivolto a facilitare il dialogo tra acquirenti e venditori di energia. Pur tuttavia, le incertezze che ancora circondano le prospettive di incontro della domanda e dell'offerta di gas da catalizzare attraverso il Nabucco rendono sempre più probabile che la DFI sia rimandata di almeno un trimestre, in linea con quanto dichiarato ad ottobre da rappresentanti della compagnia tedesca RWE.

3. OSTACOLI ED OPPORTUNITÀ IN VISTA DELLA DECISIONE SUGLI INVESTIMENTI

Le difficoltà ed i ritardi che hanno caratterizzato la realizzazione del progetto Nabucco – inizialmente fissata per il 2010 – sono derivati da due rilevanti ordini di fattori: le complessità verificatesi nella fase di aggregazione della domanda di energia da parte dei

consumatori e quelle manifestatesi nell'assicurare al progetto un livello di fornitura di gas sufficiente a giustificare la costruzione.

Le lungaggini del processo di aggregazione della domanda di energia sono derivate principalmente dalla scarsa linearità delle politiche energetiche dei paesi produttori di gas dell'area e, dopo il 2008, dal calo dei consumi energetici europei conseguenti alla crisi economica.

Più complesso è invece il quadro relativo alla firma di accordi sulla fornitura di gas all'infrastruttura. Per sua natura, il Nabucco nasce infatti in un territorio, quello anatolico turco, privo in sé di risorse energetiche. Come già detto, dunque, peculiarità del Nabucco risiede nella possibilità di seguire una politica di approvvigionamento multiplo da diversi e rilevanti paesi produttori di gas. Quello che sulla carta rappresentava dunque il principale punto di forza del progetto, si è col tempo tramutato nel suo primario elemento di debolezza. A ciò ha contribuito, in primo luogo, l'accesa concorrenza del progetto russo-italiano del *South Stream* che, prima ancora che coinvolgere i medesimi paesi di transito dell'infrastruttura in territorio europeo, fa parziale affidamento sugli stessi potenziali fornitori di energia nell'area del Caspio – che, in misura crescente, attirano contemporaneamente l'attenzione e gli investimenti della Repubblica popolare cinese.



Potenziali fornitori del Nabucco (© Novinite Ltd.)

L'**Azerbaijani**, principale produttore energetico della regione del Caucaso meridionale e già collegato da profondi legami politici ed energetici con la Turchia, rappresenta il primo naturale fornitore del Nabucco. Nonostante l'incremento di produzione collegabile alla seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz – potenzialmente già

disponibile a partire dal 2015 – Baku non può tuttavia assicurare, da solo, un livello di fornitura di gas sufficiente a giustificare la costruzione del Nabucco. Anche seguendo le recenti e discusse stime del Ministro per l'Energia azero, l'Azerbaijan non potrebbe infatti fornire al progetto più di 14 Gmc di gas annui.

D'altra parte, oltre al consorzio Nabucco e a Gazprom (v. §§ 2.2, parte I), ad aver individuato nel gas di Shah Deniz II una possibile fonte di approvvigionamento energetico sono altri due progetti infrastrutturali concorrenti in cantiere sulla direttrice mediterranea: l'ITGI, con una capacità programmata di 8 Gmc/a, e il Trans-Adriatic Pipeline con una portata di 10 Gmc/a. Se da un lato la presenza della compagnia norvegese Statoil nei consorzi TAP e Shah Deniz (con una quota del 25,5%), sembra dare un importante vantaggio al TAP, a bilanciare le possibilità dell'ITGI concorre principalmente la posizione della compagnia turca Botas, che ha già siglato un accordo di trasmissione con l'ITGI.

Il pieno sfruttamento della direttrice caspico-caucasica di approvvigionamento del Nabucco dipende dunque, in ultima analisi, dalla realizzazione di un collegamento tra la Turchia e i giacimenti localizzati sulla sponda orientale del Caspio, in particolar modo in **Turkmenistan**. Con un livello di riserve provate pari a oltre 8 trilioni di metri cubi (Tmc) di gas e un'attività esplorativa ed estrattiva in costante crescita (che ha portato le stime governative sulle riserve fino a 24 Tmc), il Turkmenistan potrebbe assicurare al Nabucco il livello di gas necessario a giustificarne la costruzione. A facilitare tale eventualità è inoltre la circostanza che, dopo un quindicennio di autocrazia e isolazionismo, l'attuale presidenza Berdimuhhammadov va aprendo il Paese agli investimenti stranieri, facendo del settore energetico il volano dell'economia e della rilevanza geo-strategica regionale del Turkmenistan. In questa prospettiva, la possibilità di contribuire alla diversificazione delle fonti e dei canali di approvvigionamento energetico europei rappresenta, come di recente ribadito dalle autorità nazionali (v. §§ 2.2, parte I), una delle principali alternative al vaglio di Ashgabat. Pur tuttavia, oltre alla crescente concorrenza internazionale per lo sfruttamento e il trasporto degli idrocarburi turkmeni, a ostacolare il pieno coinvolgimento del Paese nella fornitura di gas al Nabucco è il perdurante isolamento geografico del paese rispetto al corridoio che dal Caucaso meridionale raggiunge l'Europa attraverso la Turchia.

Sino a tempi recenti, infatti, le esportazioni di idrocarburi dal Turkmenistan hanno fatto principalmente affidamento sulle rotte russo-centriche ereditate dall'Unione sovietica. A spezzare il monopsonio russo sull'acquisto di idrocarburi è stata, nel dicembre 2009, l'inaugurazione del Central Asia-China Gas Pipeline che collega oggi i giacimenti orientali del Paese con la Cina attraverso il territorio uzbeko e kazako. Se ciò ha contribuito ad allargare le possibilità di esportazione turkmene, accrescendo contemporaneamente il potere negoziale di Ashgabat rispetto a Mosca, non ha tuttavia rotto l'isolamento verso occidente, che ancora persiste. La principale opzione per collegare i giacimenti turkmeni con l'Azerbaijan e il Nabucco è rappresentata dalla possibilità di costruire un'infrastruttura sottomarina nel Caspio tra i due paesi. Tale progetto, lanciato originariamente dagli Stati Uniti nella seconda metà degli anni Novanta e successivamente congelato, è stato di recente

ripreso dal commissario europeo per l'energia Oettinger, che a fine giugno ha propugnato un incontro a Bruxelles con le autorità turkmene e azere per valutare tale eventualità. A ostacolare la predisposizione di un collegamento trans-caspico è tuttavia la perdurante mancanza di accordo tra Turkmenistan e Azerbaigian sulla suddivisione delle rispettive acque territoriali, al di fuori del quale sembra improbabile che il progetto possa effettuare significativi passi in avanti.

La realizzazione di un collegamento infrastrutturale tra le due sponde del Caspio – sia esso garantito dallo sviluppo di tecnologia di liquefazione e rigassificazione del metano o, piuttosto, dalla posa di un'infrastruttura sottomarina – permetterebbe inoltre il coinvolgimento nel progetto Nabucco anche del **Kazakhstan**. Le autorità del Paese, che detiene un livello di riserve provate pari a circa 2 Tmc, si sono ripetutamente dichiarate favorevoli a tale prospettiva, a patto che sia lanciata una chiara strategia di investimenti infrastrutturali nell'area, sostenuta politicamente dall'Unione europea.

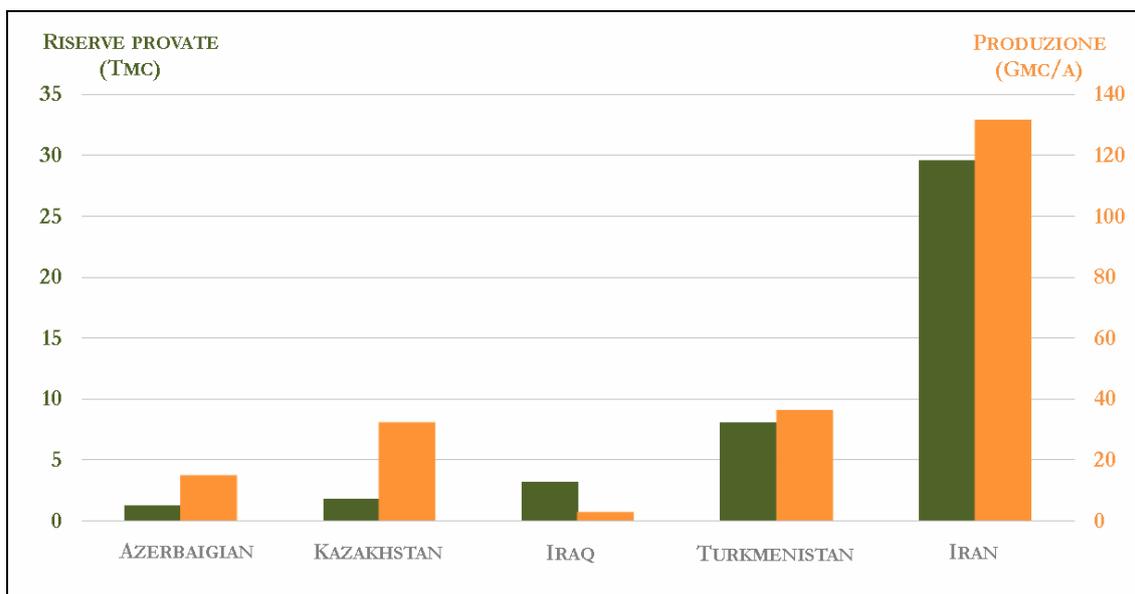
Le crescenti difficoltà che si registrano nel coinvolgimento dei produttori centro-asiatici nel progetto Nabucco, hanno fatto sì che l'attenzione del consorzio si rivolgesse progressivamente verso l'area mediorientale. L'**Iran**, che detiene un livello di riserve di gas provate seconde solo a quelle della Federazione russa, per qualche tempo è stato ritenuto poter rappresentare un partner nel progetto. Nonostante la tradizionale contrarietà statunitense alla partecipazione dell'Iran nella fornitura di gas al Nabucco, per lungo tempo infatti i membri del consorzio hanno evitato di negare esplicitamente la possibilità di coinvolgere Teheran nel progetto (nonostante la rilevante politica di investimenti in *upstream* che ciò avrebbe comportato). Ad aver tuttavia congelato, nel medio periodo, le possibilità di coinvolgimento iraniano nell'approvvigionamento del Nabucco è stata piuttosto **la recente formalizzazione delle sanzioni UE, che colpiscono in maniera risoluta il settore energetico nazionale.**

Non è un caso che solo a seguito del pronunciamento europeo, il consorzio Nabucco abbia apertamente escluso di considerare i giacimenti iraniani come possibile fonte di gas, sottolineando la volontà dei suoi membri di agire in piena concordanza con il diritto e le regole internazionali.

Escluso l'Iran dalla lista dei possibili fornitori di gas, la principale alternativa mediorientale è rappresentata dall'**Iraq**, che guarda allo sviluppo del settore energetico come elemento di centrale importanza per il processo di *state building* (v. § 3, parte I). Il paese possiede infatti 3,17 Tmc in riserve di gas naturale provate, mai efficacemente sfruttate per la preferenza tradizionalmente accordata allo sviluppo del settore petrolifero (al cui funzionamento è principalmente destinata la produzione di metano). Il coinvolgimento dell'Iraq nel progetto Nabucco è tuttavia ancora ostacolato da due ordini di problemi: la sicurezza delle infrastrutture, questione di recente risolta dagli attacchi del PKK in Anatolia sud-orientale (v. §§ 2.3, parte I) e la perdurante mancanza di un quadro normativo di riferimento nazionale. A ostacolare l'approvazione di una legge energetica contribuisce l'accesa concorrenzialità tra il Governo centrale di Baghdad e il Governo

regionale curdo (GRC) in relazione alla titolarità a contrattare accordi di esplorazione e sfruttamento delle risorse e in relazione alla divisione dei proventi dell'energia. D'altra parte, una gestione autonoma delle risorse da parte del GRC – che, per riserve e posizione geografica, rappresenta il naturale interlocutore del consorzio Nabucco – potrebbe rafforzare le tendenze autonomistiche della regione curda minando, nell'ottica di Baghdad, la stessa integrità nazionale del Paese. È, dunque, in questo contesto che lo scorso 31 agosto il Governo centrale ha denunciato l'illegittimità dell'accordo siglato pochi giorni prima tra la compagnia tedesca RWE e il GRC. In questo contesto, la credibilità dell'Iraq come possibile fornitore energetico resta piuttosto labile, nonostante il sostegno statunitense alla partecipazione di Bagdad al progetto Nabucco e le reiterate dichiarazioni di disponibilità rilasciate da rappresentanti del GRC (v. §§ 2.3).

Ultima alternativa mediorientale per il rifornimento di gas al Nabucco è rappresentata dall'**Egitto**, le cui riserve provate di gas ammontano a 2,2 Tmc. Il coinvolgimento del Cairo nel progetto può valersi dell'Arab Gas Pipeline, gasdotto della portata di 10 Gmc/a che collega l'Egitto alla Siria attraverso la Giordania e che è attualmente in fase di prolungamento tra Aleppo e il terminale turco di Kilis. Nel luglio scorso, la RWE ha siglato con le autorità egiziane accordi per lo sfruttamento dei giacimenti gassiferi di North Alexandria e *West Mediterranean Deep Water*, che potrebbero entrare in produzione già nel 2014, garantendo un livello di estrazione di circa 143 Gmc di gas e condensati.



Riserve provate e produzione annua dei potenziali fornitori del Nabucco (fonte: BP e EIA)

4. CONCLUSIONI

Il Nabucco sembra prigioniero di un cortocircuito determinato dalla scarsa disponibilità di risorse finanziarie da devolvere agli investimenti infrastrutturali e

dalla notevole difficoltà di chiudere accordi di fornitura di gas con i paesi produttori dell'area caspica e mediorientale. In questo stato di cose e alla luce di una domanda europea di gas che stenta a decollare dopo il calo conseguente alla crisi economica, le prospettive di concreta realizzazione del gasdotto restano piuttosto scarse, mentre si susseguono e si incrociano le reciproche accuse. **Da un lato i Paesi produttori lamentano la scarsa determinazione dell'UE e delle compagnie energetiche, dall'altro queste ultime denunciano la scarsa affidabilità e trasparenza dei produttori.**

La realizzabilità del progetto Nabucco è legata a una strategia di approvvigionamento multiplo. Ostacolo principale a tale strategia è dato dalla compresenza di un numero di progetti infrastrutturali la cui offerta congiunta di gas eccede di gran lunga le previsioni di crescita della domanda dei mercati europei. Tale concorrenzialità, frutto degli investimenti programmati in ordine sparso dalle compagnie europee in una fase – quella tra il 2001 e il 2008 – di crescita esponenziale della domanda di gas, produce un aumento potenziale di offerta aggregata pari a circa 228 Gmc/a (v. §§ 3.7, parte I). A fronte di questo aumento di offerta potenziale non fa riscontro un proporzionale aumento di domanda da parte dei 27 paesi dell'UE. Secondo le stime più accreditate, questa non aumenterà infatti, entro il 2020, oltre i 120 Gmc/a. Se si considera l'avanzato stato di realizzazione dei progetti Medgaz, Nord Stream e di rigassificatori in Europa, l'aumento di domanda preventivabile al 2020 non coperta da progetti infrastrutturali non dovrebbe eccedere i 15-20 Gmc/a.

Le stime d'incremento della domanda e di offerta di gas al 2020 innescano un gioco a somma zero tra progetti infrastrutturali per superare il quale non sembra restare altra via che una razionalizzazione dell'offerta che passi attraverso la fusione di progetti attualmente in competizione. È questa la strada indicata di recente dal consorzio ITGI rispetto al TAP e, allo stesso modo, dall'amministratore delegato di ENI rispetto a South Stream e Nabucco. Se questa alternativa non dovesse realizzarsi in tempi rapidi sembra probabile che i progetti infrastrutturali a più ridotta capacità di esportazione (ITGI, TAP o AGRI) riescano a prevalere sui più ambiziosi South Stream e Nabucco.

FONTI

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

BBC

BMI – Business Monitor International

BP

Commissione europea

Edison

EEA - European Environmental Agency

EIA – United States Energy Information Agency

ENI

Eurasia Daily Monitor

Eurogas

Gazprom

GSE – Gas Storage Europe

IEA – International Energy Agency

Il Sole 24 Ore

Interfax

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change

Ministero dello Sviluppo Economico

Oil & Gas Journal

Oil & Gas News

Petroleum Economist

Platts

Staffetta Quotidiana

Terna

The Economist

The Economist Intelligence Unit

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change

World Gas Intelligence

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

Coordinamento redazionale a cura della:

Camera dei deputati
SERVIZIO STUDI
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI
Tel. 06.67604939
e-mail: st_affari_esteri@camera.it