

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 5 – gennaio / aprile 2011

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

gennaio/aprile 2011

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Introduzione	3
1. Analisi comparata degli Stati europei	5
1.1 Italia	9
1.2 Germania	12
1.3 Francia	14
1.4 Regno Unito	15
1.5 Spagna	16
1.6 Polonia	18
2. Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas	19
2.1. Russia e vicini orientali	19
2.2. Bacino del Caspio	22
2.3. Turchia e Medio Oriente	26
3. Corridoi energetici europei	30
3.1. <i>Nord Stream</i>	30
3.2 Nabucco	30
3.3 Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI)	31
3.4. <i>South Stream</i>	32
3.5 <i>Trans Adriatic Pipeline (TAP)</i>	33
3.6. <i>Medgaz</i>	34
3.7. <i>Galsi</i>	34
3.8. <i>Azerbaijan Georgia Romania Interconnector (AGRI)</i>	35

PARTE II – APPROFONDIMENTI

LA CRISI LIBICA E GLI INTERESSI ENERGETICI ITALIANI

1. La situazione attuale	36
2. Le possibili conseguenze per gli approvvigionamenti italiani	38
3. Le recenti “esportazioni” di petrolio libico	40

FONTI	42
-------------	----

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

Il 2010 è stato caratterizzato da un ritorno alla **crescita economica**: dopo la contrazione del 2009 (-0,5%), il PIL mondiale è tornato a crescere (5,0%), così come le principali economie occidentali, seppur con ritmi differenti.

Il ritorno della crescita ha comportato un **aumento della domanda di energia** e di gas in particolare.

Il 2010 ha visto un **perdurare dell'eccesso di offerta del gas naturale**, che ha mantenuto verso il basso i prezzi spot. Il rapido sviluppo del gas non convenzionale negli USA consente di prevedere che questa situazione permarrà anche nel corso del 2011. Nondimeno, il rallentamento della costruzione di nuove centrali nucleari sta già facendo crescere **le aspettative di una nuova, sostenuta domanda di gas naturale** per la generazione termoelettrica con turbine a ciclo combinato.

Il gas naturale continua ad aumentare il proprio peso nel *mix* energetico mondiale ed europeo. Per quanto riguarda gli usi finali, è prevedibile che l'introduzione di misure di efficienza energetica nell'edilizia contribuisca a stabilizzare i livelli dei consumi residenziali. È inoltre prevedibile che i guadagni in efficienza energetica e il proseguire della terziarizzazione dell'economia deprimeranno (almeno in termini relativi) i consumi industriali. La necessità di rimpiazzare il carbone o il nucleare, nonché l'aumento della domanda di energia elettrica in termini assoluti, spingerà invece verso l'alto **la domanda di generazione termoelettrica**.

L'instabilità regionale in Nord Africa e Medio Oriente ha contribuito a spingere verso l'alto **il prezzo del petrolio** (il Brent è stabilmente oltre i 100 \$/bbl), a cui il prezzo del gas naturale sul mercato europeo è legato.

Nonostante nei prossimi anni il legame con il prezzo del petrolio permarrà, gli operatori del settore stanno già lavorando nel senso di un completo **decoupling dei prezzi**, che peraltro consentirebbe di ricevere segnali di prezzo maggiormente centrati sulla situazione di mercato del gas naturale, con un guadagno in efficienza del sistema.

Le infrastrutture di importazione europee si confermano, almeno per il momento, adeguate alle necessità dei principali Stati membri, come dimostrato in occasione della crisi libica, che non ha finora comportato particolari disagi.

In ogni caso, resta importante procedere allo sviluppo sia di gasdotti diversificati quanto a rotte e a Paesi fornitori, sia di **rigassificatori**, in grado di inserire il mercato regionale europeo in un più ampio contesto globale, con indubbi vantaggi economici – quando i prezzi del gas naturale liquefatto (GNL) sono bassi – e di sicurezza dell'approvvigionamento.

Nello specifico, il primo capitolo del presente *Focus* è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas nei principali mercati europei con specifico riferimento all'andamento della domanda nel periodo post-crisi e al possibile impatto delle rivolte nella sponda sud del Mediterraneo.

Il secondo capitolo è invece dedicato al lato dell'offerta e, nello specifico, alle **politiche dei Paesi produttori di gas naturale** e dei **Paesi di transito** dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione. Proprio a tali **infrastrutture** e all'impatto che la dinamica della domanda nel periodo post-crisi può avere sulla loro operatività o realizzazione viene dedicato il terzo capitolo.

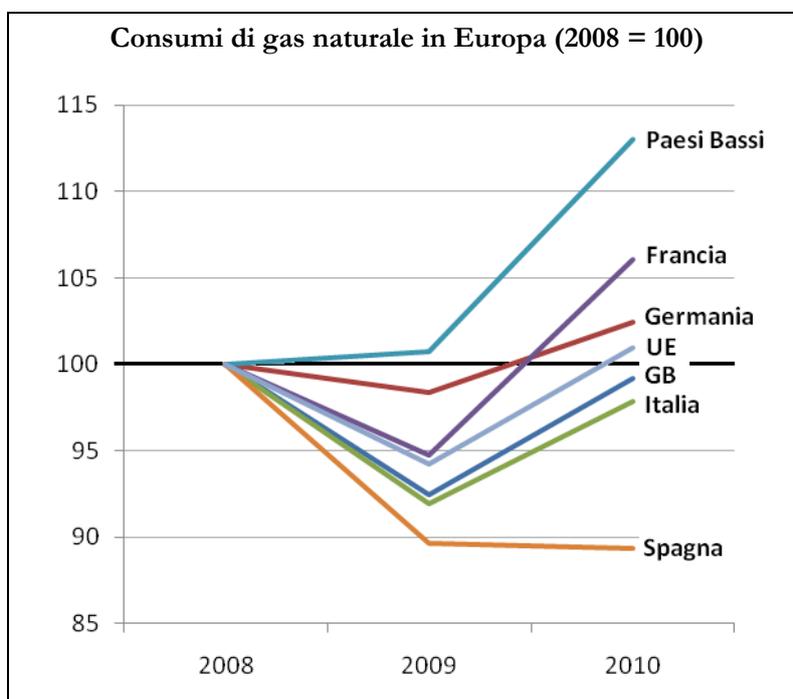
Infine viene presentato un **approfondimento** sulla crisi libica, sugli specifici interessi italiani e sulle possibili ripercussioni in termini di sicurezza di approvvigionamento. Tale approfondimento fornisce inoltre una mappatura di massima dei giacimenti sotto controllo del regime di Gheddafi o degli insorti.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

Il 2010 è stato caratterizzato da un consolidamento della ripresa economica in tutti i principali Paesi europei, ad eccezione della Spagna. Dopo la significativa battuta d'arresto subita nel 2009 (-3,1%), l'economia dell'UE è infatti cresciuta del 2,8% su base annua, mentre quella della sola area Euro è stata del 2,3%.

La diffusa ripresa economica ha comportato un aumento del fabbisogno di energia. In particolare, la domanda di gas naturale è cresciuta in modo sostenuto: i consumi complessivi dei Paesi UE sono infatti passati da 487,1 giga metri cubi (Gmc) nel 2009 a 522,1 Gmc nel 2010, pari a un aumento netto del 7,2%.

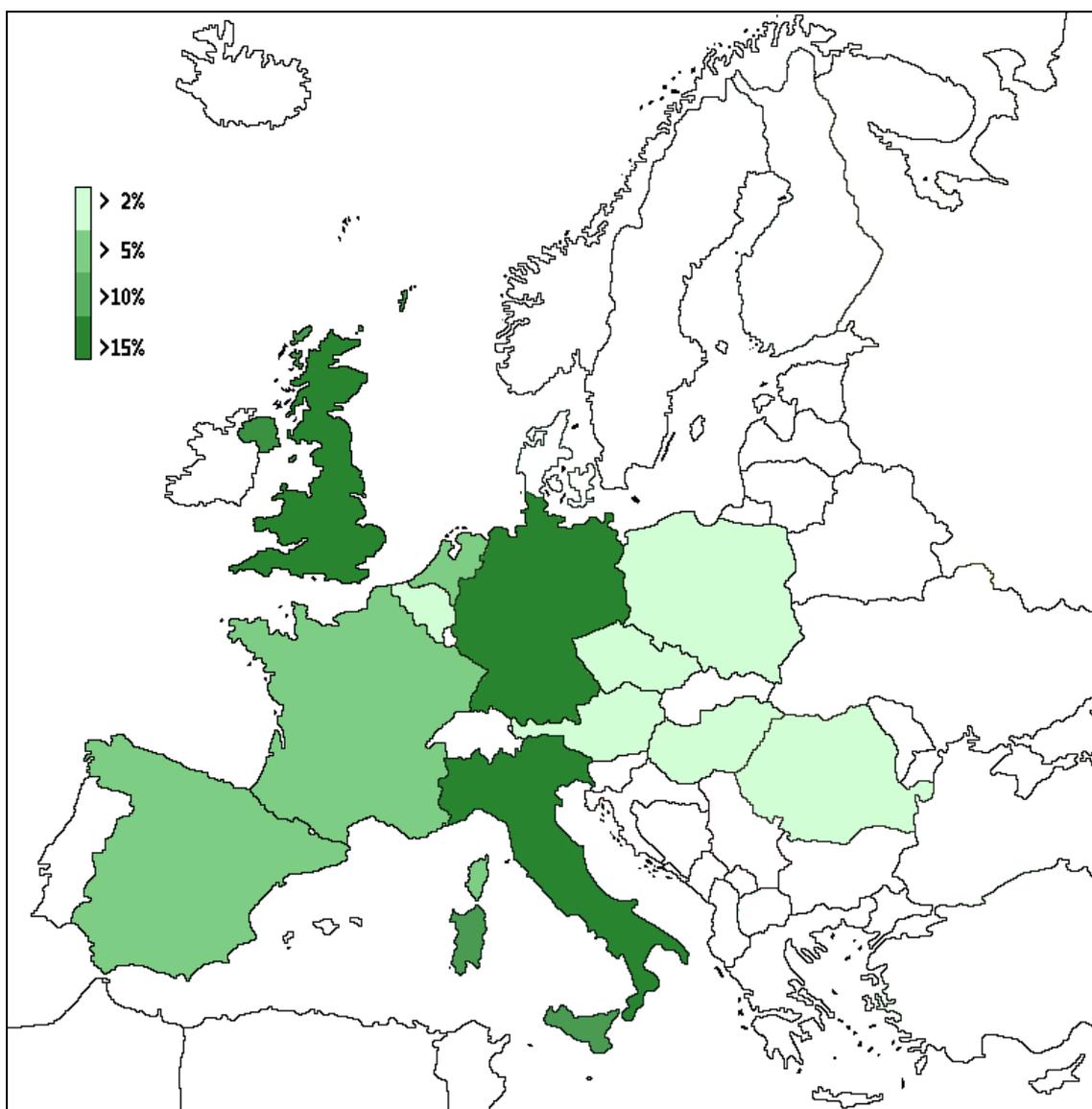
La crescita dei consumi di gas naturale è stata molto più sostenuta delle previsioni, tanto che la **domanda complessiva europea ha già superato i livelli precrisi.** Il dato aggregato a livello di UE è infatti superiore di circa l'1% rispetto a quello del 2008, grazie ad un recupero di volumi consumati in tutti i principali mercati del continente.



L'effetto della crisi economica sui consumi europei e il recupero del 2010
(elaborazione su dati Eurogas).

Complessivamente, la ripresa dei consumi europei di gas ha aumentato il fabbisogno aggregato annuo di circa 35 Gmc. Questa nuova domanda – pari, come grandezza, a circa la metà dei consumi italiani – si è concentrata nel 2010 in soli cinque Paesi su ventisette: Italia, Germania, Francia, Regno Unito e Paesi Bassi. Tra i grandi mercati europei, l'unica eccezione è rappresentata dalla Spagna, sesto mercato per grandezza e attualmente colpito da una forte crisi dei consumi di gas, conseguenza del perdurare della crisi economica.

La distribuzione della nuova domanda permette di cogliere un dato strutturale più ampio e importante: di fatto **sei mercati da soli determinano tutti i maggiori trends relativi alla domanda aggregata europea**. A loro volta, questi mercati si dividono in due gruppi: **tre veri e propri pesi massimi, Regno Unito, Germania e Italia**, con consumi oltre gli 80 Gmc/a e che da soli rappresentano oltre metà del mercato europeo; un secondo gruppo di grandi mercati composto da Francia, Paesi Bassi e Spagna, con consumi tra i 40 e i 50 Gmc/a, che complessivamente rappresentano un altro quarto dei consumi europei. I restanti ventuno Paesi insieme rappresentano dunque meno di un quarto del fabbisogno europeo e sono di fatto marginali dal punto di vista della domanda (alcuni di essi giocano invece un ruolo centrale nella questione del transito, si vedano i capitoli 2 e 3).



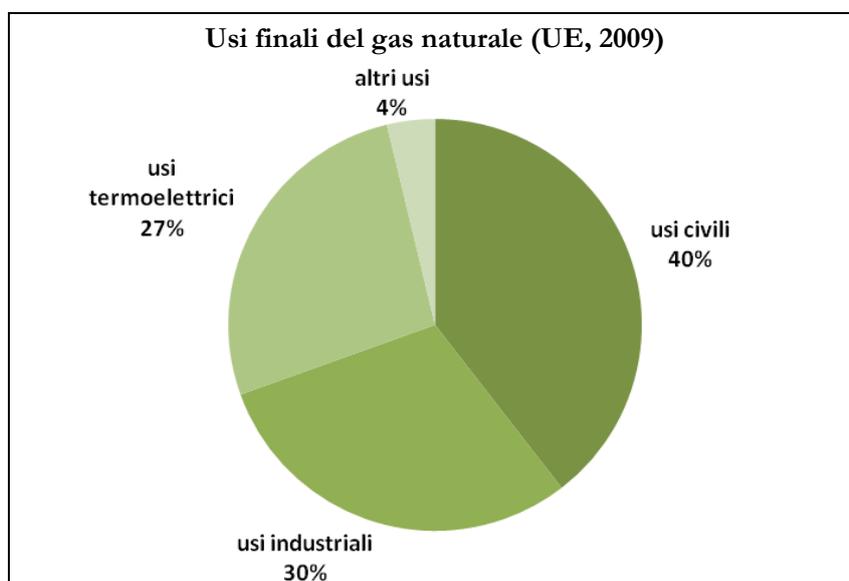
Percentuale del consumo di gas complessivo dell'UE (elab. su dati Eurogas) (© Valentina Colombo).

La concentrazione dei consumi in pochi mercati rappresenta un'ulteriore importante causa del differente approccio che gli Stati membri hanno nei confronti delle iniziative delle Istituzioni europee, accanto alla questione infrastrutturale (v. *Focus* n. 2/2010) e alla natura delle relazioni con specifici fornitori extraeuropei (v. *Focus* n. 3/2010).

La rapida ripresa dei consumi registrata nel corso del 2010 è stata favorita anche dai **bassi prezzi nei mercati spot**, dovuti al persistere di un eccesso di offerta sui mercati internazionali. L'attuale congiuntura internazionale, con il prezzo del petrolio e la domanda globale di energia in aumento, fa tuttavia prevedere che i prezzi nei mercati spot europei siano destinati ad aumentare nei prossimi anni, anche se non tanto da compromettere i livelli di domanda.

La crescita dei consumi ha riguardato tutti i principali usi finali, sebbene con dinamiche diverse. La domanda di gas naturale per usi civili (consumi domestici e consumi degli esercizi commerciali) è cresciuta in modo significativo soprattutto nella componente residenziale, a causa dell'inverno rigido.

La domanda industriale ha invece beneficiato per tutto l'anno della ripresa dei ritmi di produzione dopo il crollo del 2009. Infine, Il **settore termoelettrico**, oltre agli effetti del recupero economico, ha risentito positivamente di una tendenza strutturale consolidata: i consumi di gas naturale nelle centrali elettriche europee sono cresciuti in modo stabile nel decennio passato (dal 16,6% del 2001 al 27% del 2009).



La ripartizione per uso finale delle vendite di gas naturale in UE nel 2009. Gli usi civili comprendono sia quelli domestici sia quelli delle attività commerciali; gli altri usi comprendono i consumi di funzionamento della rete, l'autotrazione, gli usi agricoli e gli usi non energetici (elaborazione su dati Eurogas).

La tendenza all'espansione dell'impiego del gas naturale per la generazione elettrica potrebbe ulteriormente consolidarsi nel corso di questo decennio. Accanto ai vantaggi economici (contenuta intensità di capitale degli impianti di cogenerazione, buon equilibrio tra costi fissi e costi variabili) e a quelli ambientali (ridotte emissioni di gas potenzialmente climalteranti), il gas naturale offre ai decisori politici europei un'alternativa ai piani di investimento in nuove centrali nucleari.

Oggetto di investimenti e crescente supporto politico in numerosi Paesi europei, **l'energia termonucleare ha infatti visto un improvviso crollo di popolarità dopo l'incidente alla centrale giapponese di Fukushima**. E' ipotizzabile che lo sviluppo di nuove centrali subirà un rallentamento o in alcuni casi una sospensione: il **gas naturale rappresenta l'alternativa più economica e di facile realizzazione per sostituire la produzione termonucleare** prevista. Nonostante le intenzioni dichiarate di alcuni governi europei di affidare alle fonti rinnovabili la generazione elettrica necessaria a rimpiazzare il nucleare (cfr. 1.2. Germania) è altamente improbabile che si possa prescindere dal gas naturale per raggiungere questo obiettivo.

Per quanto riguarda l'**offerta di gas naturale** in Europa, la rigidità del sistema di approvvigionamento conferma di fatto le tendenze storiche: in termini assoluti, la produzione interna rimane la prima fonte (34% del totale), anche se l'UE rimane fortemente dipendente dalle importazioni. **Tra i fornitori esteri, la Federazione Russa si conferma al primo posto (23% dei consumi totali europei), seguita da Norvegia (19%) e Algeria (10%)**. In forte crescita il Qatar (6%, contro il 3% del 2009), a sottolineare il principale elemento di dinamicità del mercato negli ultimi anni: la crescita costante delle importazioni GNL.

Per quanto concerne l'attività istituzionale a livello di Unione Europea, il semestre di **presidenza ungherese** si è caratterizzato per una particolare attenzione ai temi energetici. In particolare, l'azione del governo magiaro mira a favorire lo **sviluppo dei gasdotti lungo l'asse Nord-Sud**, allo scopo di favorire un più stretto collegamento tra i mercati nazionali e una maggiore flessibilità delle rotte di importazione extra-UE (oltre che allo scopo di valorizzare la posizione geografica dell'Ungheria stessa). Tra le infrastrutture in fase di sviluppo che rispondono a questi scopi, vi sono i metanodotti unghesere-rumeno, quello unghesere-croato e quello unghesere-slovacco, già beneficiari di sussidi europei nell'ambito dell' *European Recovery Programme* (v. *Focus* n. 1/2010).

La centralità delle infrastrutture di trasporto del gas naturale è stata sottolineata anche nel corso del **Consiglio europeo di febbraio**. Le conclusioni dell'incontro ribadiscono infatti la possibilità di **finanziare pubblicamente infrastrutture** incapaci di raccogliere sui mercati gli investimenti necessari ma nondimeno strategicamente centrali per la sicurezza energetica europea. Il riferimento è chiaramente al gasdotto Nabucco, che continua ad essere sospeso tra la sfiducia degli investitori privati e l'aperto sostegno della Commissione europea (cfr. 3.2).

Le conclusioni del Consiglio europeo affrontano anche la questione della **cooperazione tra gli Stati membri e i Paesi terzi**, sia chiedendo alla Commissione di elaborare (entro giugno 2011) una comunicazione sulla sicurezza energetica e la coerenza nell'azione esterna dell'UE, sia invitando gli Stati membri a condividere con la Commissione informazioni riservate sugli accordi bilaterali coi Paesi terzi, Federazione Russa inclusa.

Gli Stati membri sono anche impegnati proprio in questi mesi (la scadenza era stata fissata per l'11/03/11) nella fase di ricezione del **“Terzo pacchetto energia”** (v. *Focus* n. 2/2010), il cui nodo centrale è la definizione degli assetti proprietari delle infrastrutture di trasporto. La proposta iniziale della Commissione di imporre una **separazione proprietaria** (*unbundling*) a tutti i mercati aveva causato la reazione delle grandi società verticalmente integrate che controllano sia la distribuzione sia le reti di trasporto, facendo introdurre nelle direttive europee in materia altre due opzioni, che lasciano la proprietà delle reti agli operatori ma ne vincolano la gestione. Nel primo caso, un **gestore di sistemi indipendente** (*independent system operator*, ISO), ossia una società terza, gestisce la rete in modo autonomo; nel secondo caso, un soggetto parte della società verticalmente integrata proprietaria della rete, il **gestore di trasmissione indipendente** (*independent system operator*, ITO), opera in particolari condizioni di autonomia e trasparenza.

Il gestore di trasmissione indipendente è la soluzione più gradita ai grandi gruppi verticalmente integrati, in particolare francesi e tedeschi, che ne hanno caldeggiato l'introduzione nella legislazione europea e la ricezione negli ordinamenti nazionali. **Questo modello – adottato anche in Italia per la rete del gas – presenta tuttavia non pochi problemi in fase applicativa.** In particolare, la complessità delle disposizioni relative alla governance dei gestori delle reti e l'inevitabile inefficienza nella loro gestione dovuta all'eccessivo numero di soggetti coinvolti nell'iter decisionale rischiano nel medio periodo di portare ad un abbandono del modello, forse in favore di un completo *unbundling*, anche in quei Paesi – Germania, Francia, Italia – che a oggi hanno optato per il gestore di trasmissione indipendente.

Dopo questo sguardo d'insieme sull'intera Europa comunitaria, nei seguenti paragrafi sono brevemente analizzate le dinamiche relative ai principali Paesi membri dell'Unione.

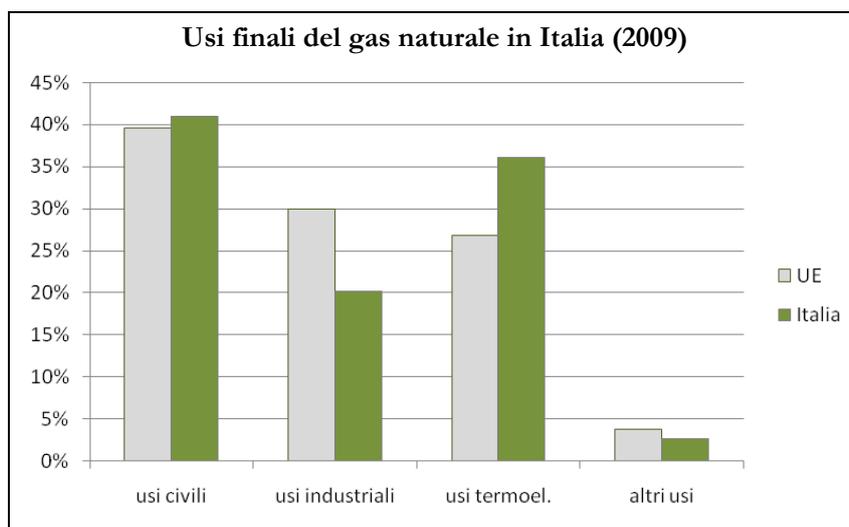
1.1. ITALIA

La crescita dell'1,7% fatta registrare nel corso del 2010 ha determinato una netta ripresa dei consumi energetici nel nostro Paese. Nel caso del gas naturale, la ripresa è stata particolarmente sostenuta: il fabbisogno è infatti aumentato di 4,9 Gmc, passando da 76,2 a 81,1 Gmc/a (+6,4%).

Complessivamente, nel 2010 i consumi di gas

ITALIA	
Consumo di gas (2010)	81,1 Gmc
Variazione (2009-2010)	+ 6,4 %
Consumo sul totale UE	15,5 %
Consumo procapite (2010) ...	1340,8 mc
Gas / totale consumi (2009) .	35,4 %

naturale si sono ravvicinati ai livelli del 2008 (82,9 Gmc), ma la composizione degli usi finali è variata in modo significativo. Gli **usi civili** – aumentati anche nel 2009 – sono cresciuti in misura significativa (7,1%) e si sono confermati l'impiego più importante (41% nel 2010). Identico incremento anche per gli **usi industriali** (7,1%), che tuttavia restano ben al di sotto della media europea come peso relativo (19%) e al di sotto dei livelli di consumo del 2008 (-12%, pari a 2,1 Gmc). Infine, gli **usi termoelettrici** hanno fatto registrare una crescita più contenuta (4,4%), complice la diffusione pesantemente incentivata della generazione da rinnovabili (+8,9%). Ciononostante, **gli usi termoelettrici restano di gran lunga la seconda fonte di domanda in Italia, attestandosi su un valore (36%) di quasi 10 punti superiore alla media europea.**



In evidenza, due caratteristiche chiave dei consumi italiani rispetto a quelli europei: la centralità della generazione termoelettrica e il sottodimensionamento degli usi industriali (elaborazione su dati Eurogas).

La domanda di gas si è confermata in crescita anche nel **primo trimestre 2011**, in particolare nei settori industriale e termoelettrico, giacché il civile ha risentito del clima relativamente mite; nondimeno, i consumi totali restano al momento inferiori a quelli precrisi.

Per quanto concerne la continuità degli approvvigionamenti, **l'instabilità diffusa in Nord Africa negli ultimi mesi non ha al momento posto problemi di sicurezza di approvvigionamento. Il dimensionamento e la flessibilità delle infrastrutture di importazione italiane hanno infatti garantito la continuità delle forniture ed una sostanziale stabilità del mercato finale** anche in seguito all'interruzione dei flussi di gas provenienti dalla **Libia** attraverso il metanodotto *Greenstream* (nel 2010, 9,4 Gmc, pari all'11% dei consumi nazionali) (v. Parte II - Approfondimenti: *La crisi libica*, p. 35).

Inoltre, al momento l'andamento stagionale della domanda non pone particolari pressioni: nel periodo estivo infatti i consumi complessivi si dimezzano. Anche in vista della prossima stagione fredda tuttavia il **sistema infrastrutturale nazionale** appare **adeguato a**

soddisfare la domanda: la presenza di capacità conferibile (ossia non utilizzata) in infrastrutture di trasporto non provenienti dalla Libia è infatti superiore alla capacità massima – peraltro non interamente sfruttata – del *Greenstream*.

Per quanto concerne gli sviluppi futuri, a rappresentare una minaccia per la sicurezza energetica nazionale non sarebbe tanto il protrarsi dell'instabilità in Libia, quanto una destabilizzazione in **Algeria e Tunisia**. In condizioni normali, circa un terzo (31% nel 2010) dei consumi nazionali transita per il *Transmed* (Gasdotto “Enrico Mattei”), che trasporta il gas del giacimento algerino di Hassi R'Mel fino alla Val Padana, passando per la Tunisia.

Il *Transmed*, lungo oltre 2.000 km, inizia al confine tra Algeria e Tunisia e percorre 370 km in territorio tunisino e 380 km sul fondo del Mediterraneo, prima di raggiungere la rete italiana al punto di ingresso di Mazara del Vallo (TP). Il gasdotto, entrato in funzione nel 1983 e raddoppiato nel 1995, fornisce oltre 25 Gmc/a e rappresenta una vera e propria infrastruttura strategica per il Paese. A differenza di quanto accade con le forniture libiche, l'**interruzione degli approvvigionamenti** algerini – dovuta a una destabilizzazione di Algeria o Tunisia – rappresenterebbe una **grave minaccia alla sicurezza energetica nazionale**.

Lo scoppio della crisi libica e l'interruzione dei flussi sul *Greenstream* hanno avuto come conseguenza l'aumento delle importazioni dalla Federazione Russa e quindi la mitigazione degli oneri per ENI derivanti dai contratti *take-or-pay* (come avvenuto nel 2010 con l'interruzione delle forniture olandesi e norvegesi in arrivo al Passo Gries, causata da una frana sulla linea del *Transitgas* – v. *Focus* n. 3/2010). Secondo le ultime stime, **una chiusura del *Greenstream* fino alla fine dell'estate** comporterebbe l'estinzione di tutti gli obblighi di ritiro di volumi provenienti dalla Federazione russa per il 2011, **alleggerendo la posizione di ENI**, che ha risentito negli ultimi anni della riduzione della domanda a causa della crisi.

L'instabilità libica ha anche contribuito a mettere in evidenza la valenza strategica delle infrastrutture di rigassificazione del GNL. Sebbene una robusta e diversificata rete di gasdotti sia imprescindibile per garantire un efficiente approvvigionamento nazionale, i terminali GNL rappresentano un importante elemento di equilibrio per il sistema. In tal senso, lo **sviluppo di nuovi terminali**, oltre a quelli attivi di Panigaglia (SP) e Cavarzere (VE), darebbe un contributo alla sicurezza energetica nazionale. A proposito, occorre sottolineare come l'ostacolo principale in molti casi resti la lentezza e l'incertezza dell'iter autorizzativo.

Accanto al GNL, anche lo sviluppo di nuove rotte di approvvigionamento via tubo può dare un contributo importante alla sicurezza nazionale, soprattutto quando consentono di collegare al mercato nazionale nuovi Paesi produttori. In questa prospettiva, i recenti sviluppi dei progetti ITGI e TAP (cfr. § 3.3 e § 3.5) possono essere interpretati in modo positivo.

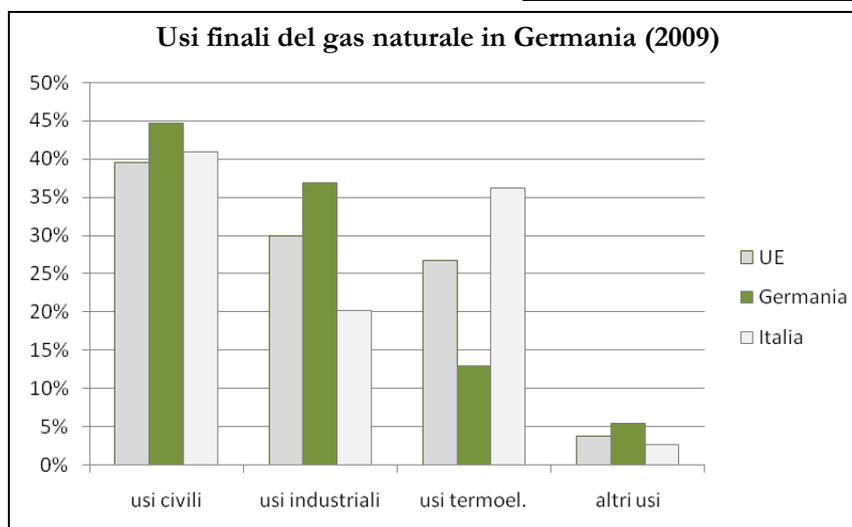
1.2. GERMANIA

L'economia tedesca ha conosciuto nel 2010 una crescita (3,8%) superiore alla media europea. La domanda di gas naturale è cresciuta in misura più che proporzionale, a conferma dell'importanza di questa fonte di energia per soddisfare il fabbisogno energetico del Paese.

I consumi di gas tedeschi sono passati da 83,5 Gmc nel 2009 a 87 Gmc nel 2010, con una crescita pari al 4,2%. Si tratta di un aumento inferiore alla media europea (7,2%), ma che ha comunque consentito alla Germania di superare già nel corso del 2010 (con netto anticipo sulle stime) i livelli precrisi.

Per quanto concerne gli usi finali, la Germania presenta rispetto alla media Europea – e ancor più rispetto all'Italia – un ampio utilizzo del gas per **usi industriali** (37%), a riprova della strategicità delle forniture di gas naturale per la manifattura tedesca. Nondimeno, gli **usi civili** restano quelli più importanti in termini assoluti (44,7%). Notevole è invece il sottodimensionamento degli **usi termoelettrici** (12,9%), dovuto al ruolo predominante giocato in questo settore dai combustibili fossili solidi (carbone e lignite), che forniscono circa metà dell'elettricità tedesca, contro poco più del 10% del gas naturale.

GERMANIA	
Consumo di gas (2010)	87,0 Gmc
Variazione (2009-2010)	+ 4,2 %
Consumo sul totale UE	16,6 %
Consumo procapite (2010) ...	1065,8 mc
Gas / totale consumi (2009) .	21,9 %



In evidenza, due caratteristiche chiave dei consumi tedeschi rispetto a quelli europei: la marginalità della generazione termoelettrica e l'importanza degli **usi industriali** (elaborazione su dati Eurogas).

Nonostante i livelli attuali siano relativamente bassi, l'uso di gas naturale per la generazione elettrica Germania è destinato a crescere nel prossimo decennio,

principalmente per due ragioni. Innanzitutto, la scelta di ridurre le emissioni potenzialmente climateranti sta spingendo verso una riduzione del peso dei combustibili fossili solidi a causa dei loro alti livelli di emissioni. Sebbene le energie rinnovabili siano pesantemente sussidiate, è probabile che non siano del tutto realistici gli obiettivi dichiarati di portare dal 17% al 40% entro il 2020 la quota delle rinnovabili nella generazione elettrica. È infatti probabile che parte della generazione con carbone venga sostituita da quella con gas naturale (meno “pulito” delle rinnovabili, ma più affidabile ed economico).

Un secondo elemento che plausibilmente comporterà un aumento dell’impiego di gas naturale nella generazione elettrica tedesca è la decisione del governo di accelerare l’uscita dal **nucleare** del Paese. Dopo la decisione dell’ottobre 2010 di prolungare fino al 2040 la vita utile delle 17 centrali nucleari tedesche, il governo tedesco ha infatti cambiato posizione a metà aprile, sull’onda emotiva e mediatica degli eventi di Fukushima. Le centrali più vecchie sono state infatti immediatamente spente, mentre quelle più recenti probabilmente subiranno una riduzione della loro operatività futura.

Come nel caso del carbone, **la rinuncia al nucleare per la generazione elettrica implica la necessità di reperire dei sostituti**. Considerando che attualmente il nucleare fornisce circa un quarto del fabbisogno elettrico tedesco, è probabile che la scelta ricadrà almeno in parte sul gas naturale, a causa della sua competitività economica e dell’ampia disponibilità.

Nel complesso, dunque, l’uso di gas per la generazione elettrica è destinato ad aumentare nei prossimi anni, spingendo verso l’alto la domanda complessiva tedesca. In questa prospettiva, appare evidente l’utilità di un rapido completamento della costruzione della prima linea del gasdotto **Nord Stream** (cfr. § 3.1.). L’infrastruttura dovrebbe collegare la Federazione Russa direttamente alla Germania entro la fine del 2011, permettendo di soddisfare la nuova domanda tedesca dei prossimi anni.

Per quanto concerne gli assetti proprietari degli operatori, si è assistito alla fine del 2010 a un importante intervento pubblico sul mercato. Il governo regionale del Baden-Württemberg si è infatti accordato per rilevare da Edf la quota del 45% che quest’ultima detiene in EnBW, il terzo operatore tedesco per dimensioni nel campo delle *utilities*. L’operazione da 4,7 miliardi di euro rappresenta un notevole **consolidamento dell’autorità pubblica tedesca nel settore dell’energia**, a sottolineare una forte volontà politica di mantenere un controllo diretto.

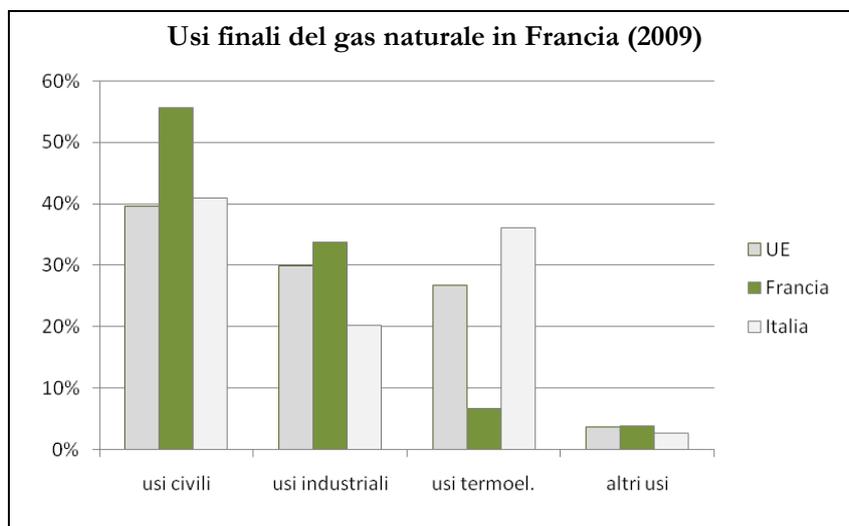
1.3. FRANCIA

L'economia francese ha conosciuto nel 2010 una crescita (2,1%) inferiore alla media europea. Ciononostante, la domanda di gas naturale nel corso del 2010 ha conosciuto la **crescita più grande in termini assoluti a livello europeo** (5,4 Gmc, pari a +11,9%).

Il consistente aumento dei consumi francesi è stato causato essenzialmente da due fattori concomitanti: da un lato, un inizio della stagione fredda particolarmente rigido, che ha spinto verso l'alto i consumi residenziali. Dall'altro, un aumento degli impieghi termoelettrici in centrali a ciclo combinato. Nel complesso, la rapida crescita dei consumi del 2010 ha consentito alla Francia di superare già nel 2010 i livelli precrisi.

Per quanto concerne gli usi finali, la Francia presenta una struttura assolutamente centrata sugli **usi residenziali** (55,7%), a cui si accompagnano consistenti **usi industriali** (33,8%). Relativamente marginali risultano invece essere gli usi termoelettrici (6,7%): nonostante la rapida diffusione delle centrali a ciclo combinato, il primato del nucleare in Francia resta indiscusso.

FRANCIA	
Consumo di gas (2010)	50,7 Gmc
Variazione (2009-2010)	+ 11,9 %
Consumo sul totale UE	9,7 %
Consumo procapite (2010) ...	782,3 mc
Gas / totale consumi (2009) .	14,7 %



In evidenza, due caratteristiche chiave dei consumi francesi rispetto a quelli europei: l'assoluta centralità degli usi civili e il sottodimensionamento degli usi termoelettrici (elaborazione su dati Eurogas).

Tradizionalmente priva di significativi giacimenti di gas naturale, negli scorsi anni la Francia è stata interessata - come molti altri Paesi - da ipotesi di esplorazione di giacimenti di gas non convenzionale, in seguito ai grandi successi conseguiti negli USA (v. *Focus*

3/2010). Nel mese di aprile la ministra dell'ecologia è tuttavia intervenuta al Parlamento per confermare l'**avversione del Governo** ad ogni ipotesi di esplorazione e sfruttamento di **gas non convenzionale** in Francia che sia basata sui metodi impiegati negli USA, adducendo motivazioni ambientali.

Per quando concerne gli operatori, **GdF Suez** si è distinta nei mesi passati per l'intensa attività di consolidamento delle attività di **stoccaggio** in diversi mercati europei. GdF Suez, oltre a gestire 10 Gmc di capacità di stoccaggio in 13 siti francesi, sta infatti sviluppando nuova capacità (0,4 Gmc) nel Regno Unito. Inoltre, a inizio anno la società ha acquisito 5 siti tedeschi (più una quota di minoranza in un sesto), portando la propria quota di mercato in Germania al 10% (2 Gmc) e confermandosi tra gli operatori leader nel settore in Europa.

Va infine sottolineata la strategia di maggiore presenza di EdF nei cambiamenti in atto nel *management* della partecipata *Edison* (inclusa la sostituzione dell'Amministratore delegato).

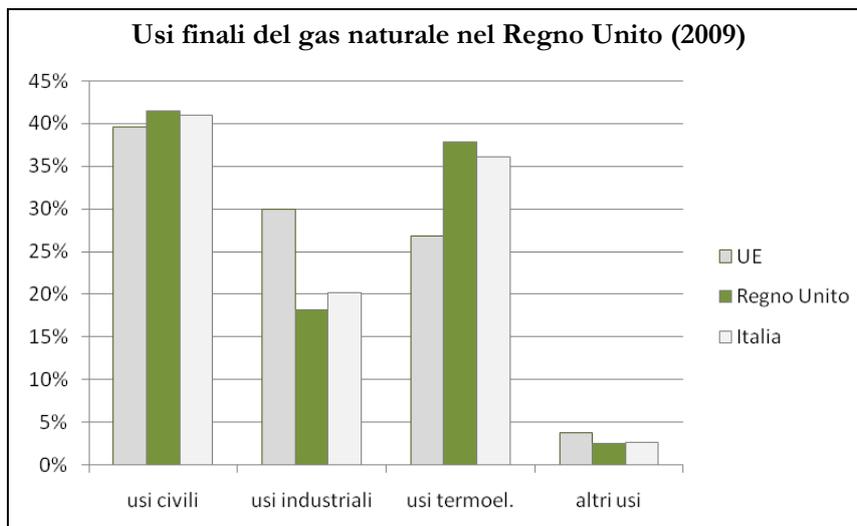
1.4. REGNO UNITO

L'economia britannica ha conosciuto nel 2010 una crescita (4,6%) superiore alla media europea. La domanda di gas naturale è cresciuta in modo più che proporzionale (7,3%), passando da 93 Gmc nel 2009 a 99,8 Gmc nel 2010.

REGNO UNITO		
Consumo di gas (2010)	99,8	Gmc
Variazione (2009-2010)	+ 7,3	%
Consumo sul totale UE	19,1	%
Consumo procapite (2010)	1603,8	mc
Gas / totale consumi (2009) .	37,8	%

Dopo la forte contrazione del 2009 (-7,6%), il **mercato britannico** ha generato da solo il **19% della nuova domanda europea** nel 2010 e si è confermato il mercato in assoluto più grande di tutta l'Unione europea. Nonostante il recupero, la domanda britannica non ha ancora raggiunto i livelli precrisi, che dovrebbero essere comunque superati entro la fine del 2011.

Per quanto concerne gli usi finali, il Regno Unito presenta una struttura simile a quella italiana, caratterizzata da una notevole importanza degli **usi termoelettrici** (37,8%). Anche nel caso britannico, gli **usi civili** si confermano quelli più diffusi (41,5%), mentre sono sottodimensionati rispetto alla media europea **gli usi industriali** (18,2%).



In evidenza, due caratteristiche chiave dei consumi britannici rispetto a quelli europei: l'assoluta centralità degli usi termoelettrici e il sottodimensionamento degli usi industriali (elaborazione su dati Eurogas).

Per quanto concerne le infrastrutture, prosegue l'espansione della capacità di stoccaggio britannica (v. Focus 2/2010). Coerentemente con le scelte di completa liberalizzazione del governo britannico, in questo segmento sono impegnati grandi gruppi stranieri. In particolare, nell'ottobre 2010, l'**ENI** ha ottenuto il via libera dalle autorità britanniche per la realizzazione del **progetto di stoccaggio Deborah** nel complesso di Hewett, vicino a Bacton (Norfolk), punto di arrivo del gasdotto Bbl proveniente dai Paesi Bassi. Il progetto Deborah, il più grande sito di stoccaggio d'Europa (4,6 Gmc), dovrebbe entrare in funzione nel 2015, raddoppiando la capacità di stoccaggio britannica e rafforzando la posizione di ENI nell'area (dove opera anche Distrigas, controllata belga di ENI).

1.5. SPAGNA

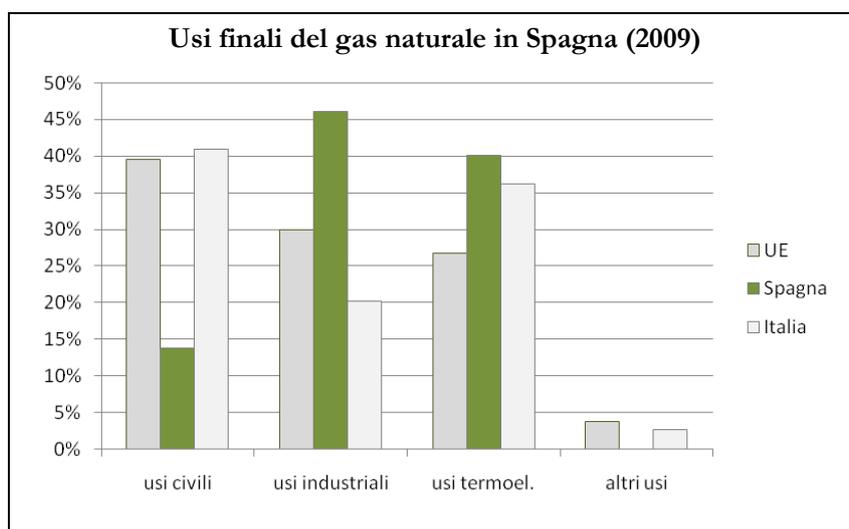
L'economia spagnola, duramente provata durante la crisi (-3,1% nel 2009), ha conosciuto nel corso del 2010 un'ulteriore contrazione (-0,2%), unica tra le grandi economie europee.

I consumi energetici hanno inevitabilmente risentito del quadro economico negativo. In particolare, la domanda di gas naturale ha subito un'ulteriore, debole contrazione, passando da 37,1 Gmc a 37 Gmc (-0,3%).

SPAGNA	
Consumo di gas (2010)	37,0 Gmc
Variazione (2009-2010)	- 0,3 %
Consumo sul totale UE	7,1 %
Consumo procapite (2010) ...	802,8 mc
Gas / totale consumi (2009) .	23,8 %

L'ulteriore contrazione del 2010 rende ancora più distante il livello dei consumi precrisi, rispetto al quale l'attuale fabbisogno è inferiore di oltre il 10%. Inoltre, le condizioni critiche dell'economia spagnola e la conseguente incertezza sui tempi di recupero rendono difficile prevedere quando la domanda spagnola tornerà ad eguagliare i massimi storici del 2008.

Per quanto concerne gli usi finali, i consumi spagnoli risentono in modo significativo del fattore geografico: il clima favorevole rende strutturalmente inferiori alla media gli **usi civili** (residenziali in particolare) (13,8%), spingendo verso l'alto il peso relativo degli altri usi. Di conseguenza, gli **usi industriali** risultano i più importanti (46,1%), seguiti dagli usi termoelettrici (40,1%).



In evidenza, la caratteristica chiave dei consumi spagnoli rispetto a quelli europei: la marginalità degli usi civili, dovuta principalmente al clima più mite (elaborazione su dati Eurogas).

Alla luce dell'attuale situazione economica spagnola, il completamento del gasdotto Medgaz giunge in un momento poco opportuno (cfr. 3.6). Oltre al momento di crisi dei consumi spagnoli, infatti, gli operatori coinvolti nel **Medgaz** rischiano di incorrere in ulteriori problemi economici causati dalla mancata realizzazione di parte delle interconnessioni tra la rete spagnola e quella francese.

L'accantonamento del progetto di interconnessione *MidCat* (8 Gmc/a) e la decisione di sviluppare solo ulteriore capacità di trasporto sull'**interconnettore Irun-Biriatou** (2 Gmc/a) limitano infatti fortemente la possibilità di instradare il gas in ingresso sulla rete iberica verso il mercato francese, attualmente interessato da tassi di crescita a due cifre e fortemente dipendente dalle importazioni. Resterà da vedere se in futuro la decisione potrà essere rivista, anche se le pressioni in senso contrario della *Commission de régulation de l'énergie* (CRE - l'autorità indipendente francese) sono molto forti.

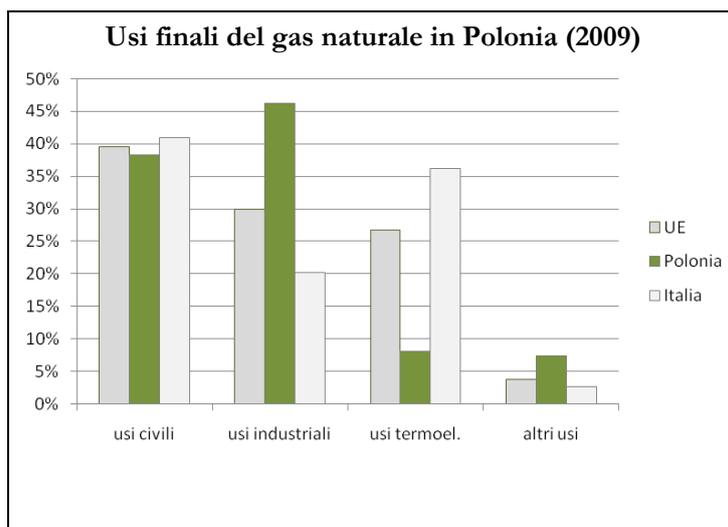
1.6. POLONIA

L'economia polacca non ha conosciuto negli ultimi anni la contrazione che ha interessato le principali economie europee. Dopo essere cresciuta del 5,3% nel 2009, la Polonia ha infatti conosciuto nel 2010 una crescita (5,2%) superiore alla media europea.

L'andamento della domanda di gas naturale non ha seguito i dati macroeconomici: nel corso del 2009 i consumi sono infatti calati a 14,7 Gmc (-3,3%). Nel corso del 2010 sono invece tornati a crescere in modo sostenuto (5,4%), arrivando a 15,5 Gmc.

Per quanto concerne la struttura dei consumi polacca, gli **usi industriali** sono assolutamente centrali e rappresentano l'impiego più diffuso (46,2%). Il secondo impiego, in linea con le percentuali medie europee, sono gli **usi civili** (38,3%). Gli usi termoelettrici sono invece molto limitati (8%), a causa della difficile competizione col più economico carbone.

POLONIA	
Consumo di gas (2010)	15,5 Gmc
Variazione (2009-2010)	+ 5,4 %
Consumo sul totale UE	3,0 %
Consumo procapite (2010) ...	405,9 mc
Gas / totale consumi (2009) .	12,4 %



In evidenza, due caratteristiche chiave dei consumi polacchi rispetto a quelli europei: la centralità degli usi industriali e il sottodimensionamento degli usi termoelettrici (elaborazione su dati Eurogas).

Per quanto concerne le **infrastrutture**, le pressioni della Commissione europea hanno costretto la *joint venture* tra Gazprom e l'*incumbent* polacco PGNiG ad affidare la gestione del tratto polacco del gasdotto **Yamal** alla *Gaz System*, nel contempo aprendo ai terzi l'accesso all'infrastruttura. L'imposizione non sembrerebbe tuttavia preoccupare

PGNiG, giacché la capacità conferita a terzi sarà nell'ordine di 0,2-0,3 Gmc/a, contro i circa 14 Gmc venduti dalla società ogni anno sul mercato polacco.

La Polonia non è solamente posizionata strategicamente su un importante corridoio di importazione dalla Federazione russa.

Negli ultimi anni, la Polonia è stata indicata da più fonti come possibile luogo di concentrazione di importati giacimenti di **gas non convenzionale**. Tra gli operatori europei maggiormente coinvolti nell'esplorazione delle sottosuolo polacco vi è **ENI**, che ha recentemente acquisito numerose concessioni di esplorazione nel Paese e che mira a consolidare la propria *expertise* anche nel settore del non convenzionale

2. 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. Per collocazione geografica, potenzialità di cooperazione con gli Stati produttori caspici e mediorientali e, nel caso russo, per potenziale di produzione, **Mosca ed Ankara rappresentano infatti le chiavi di volta dell'intero sistema infrastrutturale eurasiatico**. Di seguito sono svolte alcune considerazioni relative ai principali sviluppi del primo trimestre 2011 nelle aree rilevanti per la sicurezza energetica europea (Russia, area del Caspio, Turchia e Medio Oriente).

2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

La ricerca di un canale istituzionale di dialogo in materia energetica tra Unione europea e **Russia** resta uno dei punti cruciali per il coerente sviluppo di un'efficace politica energetica esterna dell'Ue, fissata ancora una volta come priorità d'azione nel documento sulla strategia energetica al 2020 pubblicato dalla Commissione lo scorso novembre. Ferma restando, per l'Ue, la necessità di diversificare fonti e canali di approvvigionamento energetico riducendo la dipendenza da pochi fornitori, **il documento approvato dalla Commissione e le successive consultazioni con esponenti degli stati e delle compagnie energetiche, hanno unanimemente rimarcato che la cooperazione con la Federazione russa rimarrà vitale per l'approvvigionamento europeo**.

Su questo sfondo si collocano i negoziati per la conclusione di un **nuovo accordo Ue-Russia** che sostituisca il *Partnership and Co-operation Agreement* siglato tra le parti nel 1994. In un contesto negoziale reso più complesso dalla inestricabile sovrapposizione di piani diversi di confronto – accesso russo all'Organizzazione mondiale del commercio, sostegno

alla modernizzazione, gestione dei “conflitti congelati” nel vicinato – il dossier energetico riveste un ruolo chiave nelle discussioni in corso.

Obiettivo centrale della Commissione è anzitutto di ottenere da Mosca l'adesione ai vincoli imposti dalla normativa europea in materia di concorrenza – già indirettamente rigettata dal Cremlino attraverso il ritiro dall'*Energy Charter Treaty*, nel 2009. Le difficoltà di far sottoscrivere a Mosca la normativa europea in materia energetica è emersa, anzitutto, dal rifiuto opposto da Putin – in occasione del vertice bilaterale di Bruxelles del 24 febbraio – al recepimento del “Terzo Pacchetto Energia”, che pone **nuove e più stringenti previsioni in materia di *unbundling***, ovvero di separazione tra la proprietà delle risorse energetiche e quella delle infrastrutture di trasporto delle stesse.

Recependo tale normativa, *Gazprom* non potrebbe dunque presentarsi al contempo come operatore e proprietario dei gasdotti preposti al trasporto di gas russo in Europa – primo tra tutti il *Nord Stream* e, potenzialmente, il *South Stream*.

Opponendosi ad una normativa percepita come un “esproprio”, **Putin ha richiesto deroghe o l'esenzione di *Gazprom* dalla stessa, generando una *impasse* negoziale che mette in crisi la più ampia regolamentazione del mercato energetico europeo.**

In particolare, **il Primo Ministro russo richiede che al tratto del *Nord Stream* in territorio tedesco ed al *South Stream* (Cfr.3.4) vengano concesse le stesse deroghe sulla proprietà assicurate al gasdotto Nabucco** – considerato da Bruxelles infrastruttura di “interesse prioritario”.

D'altra parte, la maggior sicurezza conferita a Mosca dalla incertezza che circonda il sistema di approvvigionamento nord-africano e dal nuovo incremento dei prezzi del petrolio, sommata alla prospettiva della doppia tornata elettorale russa (parlamentari a fine 2011 e presidenziali ad inizio 2012) rendono più difficile una rapida conclusione dei negoziati in corso.

Sia pur nel quadro di un progressivo miglioramento e “de-ideologizzazione” dei rapporti tra Mosca e le cancellerie europee, **l'Unione sembra ancora difettare di una visione strategica condivisa** tra i suoi membri – così come dimostrato dal recente auspicio del Presidente del Consiglio europeo, Herman Van Rompuy, di addivenire a “sinergie” tra i paesi europei nello sviluppo di relazioni con la Russia, apparente ridimensionamento della tradizionale ricerca di una “voce unica” in materia. Questa carenza è tanto più evidente in materia energetica, rispetto alla quale il differente grado di dipendenza – e dunque di vulnerabilità – dagli approvvigionamenti russi sembra l'elemento che più di altri determina le posizioni nazionali nei riguardi della Federazione russa. Se, da un lato, i paesi dell'Europa centro-orientale più esposti alla politica energetica russa (paesi baltici e Polonia) continuano a richiedere una politica comunitaria più assertiva, dall'altro, gli stati che più in profondità hanno spinto l'interdipendenza con le compagnie energetiche russe (Italia, Germania e Francia) sembrano, al contrario, assumere un atteggiamento di maggior apertura al punto di vista russo – ad esempio, sulla delicata questione dell'*unbundling*.



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

Sul **versante interno**, i livelli di produzione e vendita di idrocarburi raggiunti nel 2010 sembrano dimostrare la definitiva chiusura della flessione registrata a partire dal 2008, in conseguenza dell'rompere della crisi economica internazionale e del collegato calo della domanda di energia. Stando ai dati resi pubblici dal Ministero dell'Energia russo, la produzione di gas si è attestata nel 2010 a 650 Gmc (508 dei quali dalla sola Gazprom), con un incremento superiore all'11% su base annua. Anche le esportazioni di gas hanno fatto segnare un incremento a due cifre, crescendo su base annua di oltre il 10%.

Benché cresciuta ad un tasso inferiore rispetto a quello del gas (2,2%, superiore alle stime di inizio anno di un punto percentuale), la produzione di petrolio, attestatasi nel 2010 a circa 505 milioni di tonnellate, ha fatto segnare un nuovo record dalla dissoluzione dell'Unione sovietica. Di queste, circa 270 milioni di tonnellate sono state destinate alle esportazioni e, secondo gli obiettivi di esportazione fissati dal governo tale volume dovrebbe incrementare fino a 350 milioni a partire dal 2015. Il mantenimento, da parte della Federazione russa, della posizione di **principale fornitore energetico europeo** e il conseguimento degli obiettivi di produzione di gas fissati da Putin (un trilione di mc annui

entro il 2030) passa tuttavia necessariamente dal rilancio delle attività di esplorazione di nuovi giacimenti. In questa prospettiva, le imprese russe si sono concentrate, nel corso degli ultimi mesi, sulla conclusione di accordi con partner stranieri per rilanciare l'esplorazione di giacimenti *off-shore* nell'Artico, nel Mare di Barents e nel Mar Nero. Su attività di esplorazione congiunte nel Mar Nero – già da tempo avviate dalla Turchia nel proprio settore – si sono incentrati gli accordi conclusi, tra gennaio e febbraio, da *Rosneft* con la compagnia francese *Total* e con la statunitense *ExxonMobil*. In particolare, *ExxonMobil* e *Rosneft* – già *partner* nello sviluppo del giacimento artico di Sakhalin1 – costituiranno una joint venture per l'esplorazione dell'area della depressione di Tuapse, nel settore russo del Mar Nero.

Il percorso verso l'**integrazione dell'Ucraina nello spazio energetico europeo** si è rafforzato con l'ingresso del Paese nell'*Energy Community*, ufficialmente sancito il 1° febbraio a seguito della ratifica parlamentare del protocollo d'accesso al relativo Trattato avvenuta lo scorso 15 dicembre. L'ingresso dell'Ucraina nell'*Energy Community* – entrata in vigore nel 2006 con l'obiettivo specifico di favorire la liberalizzazione del mercato energetico e favorire la adozione della normativa europea in materia energetica nei paesi partner – segna un importante passo in avanti tanto per la credibilità e gli scopi della Comunità, quanto per gli obiettivi di lungo periodo di Kiev.

La rilevanza del corridoio di transito energetico attraverso l'Ucraina – la cui capacità si aggira attorno ai 120 Gmc/a – conferisce profonda significatività all'ingresso di Kiev nella Comunità, nella prospettiva di più efficace tutela della sicurezza energetica europea. Parallelamente, l'ingresso nell'*Energy Community* permetterà all'Ucraina di beneficiare del sostegno economico comunitario diretto e indiretto (attraverso la richiesta di intervento delle istituzioni finanziarie internazionali) in vista dell'ammodernamento delle infrastrutture di trasporto energetico, prioritario obiettivo strategico della politica energetica ucraina.

In mancanza di capacità di investimento da parte delle compagnie nazionali, la modernizzazione delle infrastrutture ucraine rappresenta infatti un passo decisivo verso il rilancio della credibilità dell'Ucraina come snodo vitale del transito di gas verso l'Europa, connotazione fondamentale anche nella prospettiva di contrastare i progetti di aggiramento delle rotte ucraine che, fermamente propugnato da Mosca (attraverso il gasdotto *South Stream* o terminali di Gnl), sottrarrebbe a Kiev una fonte d'entrata decisiva per il budget nazionale.

L'integrazione dell'Ucraina nello spazio energetico europeo acquista rilevanza, oltre che per il ruolo di vitale snodo del gas russo, anche per il tentativo di Kiev di assurgere a Stato di transito e smistamento del petrolio di estrazione caspica verso i mercati dell'Europa centro-orientale, particolarmente attenti alla diversificazione dei canali di approvvigionamento energetico rispetto alla Russia. In questa prospettiva, concluso nel 2010 un accordo per l'esportazione del petrolio azero, la compagnia ucraina *UkrTransNafta* ha invertito il flusso dell'oleodotto che collega i terminali portuali di Odessa e Brody, nel nord-ovest del Paese. Originariamente programmato per trasportare petrolio

in direzione sud-nord, l'oleodotto aveva infatti funzionato in senso inverso, trasportando petrolio russo verso il Mar Nero. Tuttavia la decisione del governo russo di reindirizzare ingenti quantità di petrolio verso il nuovo sistema infrastrutturale baltico, ha dischiuso a Kiev la possibilità dei beneficiare di un vitale collegamento verso i mercati europei.

I terminali di Brody sono infatti collegati con la diramazione meridionale dell'oleodotto *Druz'zba*, che permette di pompare petrolio verso la Bielorussia, a nord, e verso Slovacchia, Repubblica ceca e Ungheria a ovest. La possibilità di fare del sistema infrastrutturale ucraino uno snodo centrale per le esportazioni petrolifere azere – e potenzialmente centrasiatriche – verso i mercati europei è stata al centro dei recenti colloqui tra il primo ministro Mykola Azarov ed il ministro degli Esteri azero Elmar Mammadyarov. I due avrebbero infatti discusso la possibilità di costruire un nuovo impianto di raffinazione del greggio sulle coste ucraine, approfondendo la cooperazione bilaterale in materia energetica.

2.2. BACINO DEL CASPIO

La necessità di aprire un canale di approvvigionamento energetico dal bacino del Caspio e dal Medio oriente è stata ribadita dalla strategia energetica 2020 stilata dalla Commissione europea in novembre e resa più urgente dalla crisi che ha investito i paesi produttori d'energia dell'area nordafricana. Su questo sfondo, la visita condotta dal presidente della Commissione europea Jose Barroso e dal commissario all'energia Gunther Oettinger in Azerbaigian e Turkmenistan dal 13 al 15 gennaio ha segnato un importante spartiacque per l'evoluzione della cooperazione energetica tra l'Ue e i partner caspici, così come per le prospettive di apertura di un canale meridionale di importazione di gas dall'area.

La Commissione – dando seguito al proposito di propugnare “*un effettivo e univoco approccio europeo in materia di politica energetica esterna*”, ribadito nel documento sulla strategia energetica 2020 – ha infatti ottenuto di elevare il sostegno al corridoio meridionale europeo del gas a impegno congiunto di Unione europea e **Azerbaigian**. Con una dichiarazione rilasciata il 13 gennaio a Baku, i rappresentanti delle due parti – Il presidente Barroso ed il presidente azero Ilham Aliyev – hanno sottolineato “*il comune obiettivo di veder realizzato e operativo il Corridoio Meridionale nel minor tempo possibile*”, rendendo l'Azerbaigian fornitore essenziale per la realizzazione del progetto. In questa prospettiva, le parti hanno sottolineato l'urgenza di una “rapida assegnazione” delle ingenti risorse che saranno rese disponibili dalla seconda fase di sfruttamento del **giacimento azero di Shah Deniz**, invitando le compagnie interessate ad attuare le misure necessarie.

Shah Deniz II potrebbe assicurare, entro il 2016, un livello di produzione di gas pari a 14-16 Gmc/a. Di questi, 6 Gmc potrebbero essere destinati alla Turchia – snodo vitale per l'esportazione del gas azero – mentre l'assegnazione dei restanti 8-10 Gmc resta contesa tra tre progetti concorrenti: il gasdotto Nabucco (dalla portata programmata di 31 Gmc/a),

l'Interconnettore Grecia-Turchia-Italia (11 Gmc/a) ed il *Trans-Adriatic Pipeline* (fino a 20 Gmc/a). Nell'ottica della diversificazione dei fornitori e dei canali di approvvigionamento di gas ai mercati europei, **la Commissione ha offerto sostegno economico a tutte e tre le infrastrutture, sebbene abbia tradizionalmente assicurato maggior sostegno politico al gasdotto Nabucco.**

L'Azerbaigian, la cui decisione sull'assegnazione delle risorse dovrebbe avvenire entro l'autunno, ha ripetutamente sottolineato che saranno solo logiche di profittabilità economica a guidare la scelta azera di un progetto o, eventualmente, di una loro combinazione. Nel frattempo, le autorità azere hanno reso noto che, entro il 2020, saranno disponibili per l'esportazione 5 Gmc/a ulteriori di gas, provenienti dai giacimenti di Umid e Absheron.

Al di là della necessità di coordinare lo sviluppo dell'*upstream* azero con la costruzione delle infrastrutture necessarie al trasporto del gas lungo il **Corridoio Meridionale**, il pieno sviluppo del potenziale di quest'ultimo nell'ottica della diversificazione è legata alla possibilità di individuare ulteriori fonti di approvvigionamento di gas – siano esse centroasiatiche o mediorientali. In questa prospettiva, altro significativo passo nella direzione della apertura di un canale di esportazione del gas tra il Caspio verso l'Europa è stato compiuto attraverso il completamento, da parte della Banca mondiale, dello studio sulla realizzabilità della *Caspian Development Corporation (CDC)*.

Propugnato originariamente dal coordinatore europeo per il Nabucco, l'olandese Jozias van Aartsen, **la CDC si configura come un meccanismo di aggregazione della domanda di gas proveniente dai mercati europei e diretta ai produttori regionali**, in grado di propugnare una “voce unica” verso essi e di beneficiare del concreto sostegno delle istituzioni comunitarie. Lo studio della Banca mondiale ha significativamente concluso che le compagnie europee hanno la possibilità di assorbire l'elevato livello di offerta di gas che potrebbe giungere dal **Turkmenistan** (fino a 40 Gmc/a), suggerendo inoltre meccanismi di aggregazione della domanda compatibili con la legislazione europea in materia di concorrenza.

La visita di Barroso ad Ashgabat è servita, in questo senso, a ribadire **il fermo sostegno delle istituzioni comunitarie al coinvolgimento del Turkmenistan nella strategia di diversificazione energetica europea**. Benché il presidente turkmeno Berdymukhammedov abbia condiviso questo auspicio, resta tuttavia ancora da stabilire uno schema per il trasporto del gas turkmeno verso la sponda occidentale del Caspio, da dove originano le infrastrutture attualmente in fase di progettazione.

Secondo quanto riportato dalla stampa, Berdymukhammedov avrebbe anche avanzato l'ipotesi del coinvolgimento di compagnie russe per la predisposizione di un collegamento transcaspico – manifestando così una significativa apertura a Mosca, che ha tradizionalmente avversato la costruzione di un'infrastruttura sottomarina. D'altra parte, tra le rassicurazioni fornite da Barroso al Presidente turkmeno vi è la conferma che l'acquisto

del gas avverrà al confine di stato turkmeno, il che attribuisce alla parte acquirente la responsabilità di predisporre una strategia di trasporto dello stesso verso occidente.

L'avanzamento delle prospettive di trasporto del gas caspico verso i mercati europei non pregiudicano tuttavia il tradizionale **obiettivo di diversificazione degli acquirenti** d'energia perseguito dai paesi produttori dell'area centroasiatica e, in particolare, dal **Turkmenistan**.

Il Governo di Ashgbat, infatti, anticipando i possibili risultati dell'attività di esplorazione condotta nei giacimenti di South Yolotan-Osman, nel sud-est del paese, hanno affermato che le riserve di gas provate del Turkmenistan potrebbero a breve essere raddoppiate, fissando un obiettivo di esportazione di gas al 2015 pari a 125 Gmc/a – a fronte degli attuali 30-35 Gmc, diretti principalmente verso Russia, Cina e Iran.

Nella prospettiva di approntare nuove rotte di esportazione, in dicembre, le autorità del Turkmenistan, in un vertice tenuto ad Ashgabat con le controparti afgane, indiane e pakistane, hanno siglato un accordo intergovernativo per la costruzione del **gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-India-Pakistan (TAPI)** e sui termini di acquisto e vendita del gas.

La costruzione del gasdotto, ambiziosamente prevista entro il biennio 2013-2014, costerà tra i 7 e i 10 miliardi di dollari. Per rimuovere gli ostacoli che da anni impediscono al TAPI di superare la fase di studio di fattibilità, il Presidente turkmeno Berdymukhammedov avrebbe discusso i nodi irrisolti del progetto con l'inviato speciale della Casa Bianca per l'Energia Richard Morningstar. Obiettivo del dialogo, attualmente in corso, è quello di ottenere il sostegno statunitense alla realizzazione del progetto e, più concretamente, valutare la possibilità che le truppe dispiegate in Afghanistan possano garantire la sicurezza del tratto afgano dell'infrastruttura (735 km sui 1640 complessivi).

D'altra parte, circa un terzo della capacità di trasporto programmata del TAPI (33 Gmc/a) sarebbe destinata al mercato afgano e, come dimostrato dal recente viaggio nella regione condotto da Robert Blake, assistente del Segretario di Stato statunitense, Washington continua a sostenere il TAPI, tanto nella prospettiva di stabilizzazione dell'Afghanistan, quanto per contrastare il progetto di gasdotto tra Iran e India (cfr.2.3).

L'attore che – tanto in ragione della rilevanza del proprio mercato interno, quanto di capacità di investimento – offre ai produttori centroasiatici maggiori prospettive di diversificazione è tuttavia la **Repubblica popolare cinese**. Dopo la storica inaugurazione, a fine 2009, del gasdotto tra Turkmenistan e Xinjiang via Uzbekistan e Kazakistan, Pechino va approfondendo la misura della cooperazione energetica con i partner centrasiatci. In marzo, il Turkmenistan ha sottoscritto un accordo per incrementare da 40 a 60 Gmc il volume di gas venduto annualmente alla Cina, ricevendo dalla Banca statale di sviluppo cinese l'impegno a finanziare le infrastrutture che si renderanno necessarie per il suo trasporto.

In occasione della visita di stato condotta in febbraio a Pechino dal presidente kazako Nazarbayev, la compagnia energetica nazionale del Kazakistan, *KazMunaiGaz*, ha siglato un

accordo con la China National Petroleum Corporation per la costituzione di una joint venture paritetica deputata allo sfruttamento del giacimento gassifero di Urikhtau. Il giacimento kazako, già sfruttato in epoca sovietica ma non sviluppato dopo l'indipendenza, potrebbe assicurare un livello di produzione di 2 Gmc/a di gas da instradare attraverso il gasdotto attualmente in costruzione tra Beyneu, sul Caspio, e Shymkent, capoluogo della Provincia Meridionale del Kazakistan.

Il gasdotto Beyneu-Shymkent – la cui inaugurazione è prevista per la fine del 2012 – costituisce la seconda fase di sviluppo dei progetti infrastrutturali sino-kazaki, passibile di collegarsi al più imponente gasdotto (30 Gmc/a incrementabili fino a 40) tra Turkmenistan e Xinjiang.

Gli investimenti e la penetrazione economica cinese in Kazakistan non si limitano tuttavia al solo settore degli idrocarburi. Già attiva nel paese attraverso il finanziamento di infrastrutture idroelettriche, Pechino ha garantito infatti ad Astana il finanziamento per la costruzione di un complesso chimico ad Atyrau e di un collegamento ferroviario ad alta velocità tra i due paesi. A Pechino Nazarbayev ha inoltre chiuso un accordo per la vendita alla Cina di uranio – di cui il Kazakistan possiede le seconde riserve al mondo – che apre la strada alla cooperazione bilaterale nel settore del nucleare, tradizionale obiettivo di medio periodo kazako.

2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

La perdurante dipendenza energetica dall'estero – da dove importa più del 90% del proprio fabbisogno energetico – continua a dettare l'agenda di politica energetica della Turchia, tanto nella sua dimensione interna che regionale. Sul piano interno, obiettivo centrale della strategia energetica resta, nell'ottica di diversificazione dei consumi primari, lo sviluppo del potenziale dell'energia idroelettrica, solare ed eolica, mentre prosegue lo sforzo per dotare il paese di centrali nucleari.

Sul piano regionale, Azerbaigian ed Iraq continuano a rappresentare i punti fermi del tentativo turco di assurgere a hub regionale per lo smistamento di energia verso i mercati europei, mentre va progressivamente approfondendosi la misura della cooperazione con Iran e Siria. A dimostrazione dell'ampiezza delle prospettive di approvvigionamento energetico, il Ministro turco per l'Energia Taner Yildiz si è recato in visita, lo scorso gennaio, in Venezuela. A Caracas, Yildiz ha discusso con le controparti venezuelane la possibilità che la Turchia investa nello sviluppo dei giacimenti petroliferi della regione dell'Orinoco, i più rilevanti su scala mondiale dopo quelli mediorientali e largamente non sfruttati.

Tensioni latenti si sono invece verificate nella sfaccettata partnership energetica con la Russia. Alla naturale predilezione turca per il gasdotto Nabucco – che, nelle parole di Yildiz, incrementerebbe notevolmente l'influenza di Ankara nello scenario energetico regionale – ha fatto da contraltare il raffreddamento della cooperazione con la Russia per

l'alternativo progetto South Stream. Nonostante, infatti, Ankara avesse assicurato a *Gazprom* la disponibilità a consentire il transito del gasdotto nelle proprie acque territoriali nel Mar Nero, i ritardi che vanno susseguendosi nella finalizzazione dell'accordo (ufficialmente causati dalla incompleta documentazione su costi, rotta e impatto ambientale fornita alla Turchia) sembrano dimostrare una tacita scelta di campo da parte turca – le cui ricadute sulla partnership tra Turchia e Russia sono incerte.

La recente formazione di un **esecutivo di unità nazionale in Iraq**, mettendo fine all'*impasse* generatasi a seguito delle elezioni del marzo 2010, dischiude nuove prospettive allo sviluppo dell'ingente potenziale energetico del paese e, conseguenzialmente, al coinvolgimento iracheno nei progetti di approvvigionamento europei di petrolio e gas. D'altra parte, la rilevanza dell'Iraq per la strategia di diversificazione e rafforzamento delle fonti e dei canali di approvvigionamento di gas ai mercati europei è stata ribadita dai documenti sulle consultazioni effettuate in vista dell'approvazione della strategia energetica dell'Ue 2020 dalla Commissione europea. Le nomina di un nuovo ministro per l'Energia, Abdoul Karim Luaibi, è stata dunque accolta nelle cancellerie occidentali e non come un passo decisivo verso la normalizzazione del paese e lo sviluppo della cooperazione in materia energetica.

Sviluppo infrastrutturale – in termini di capacità di stoccaggio e trasporto energetico – **e ripresa delle esportazioni di greggio sono le priorità segnalate da Luaibi all'atto dell'insediamento.** La prima sfida che il neo-Ministro dovrà affrontare in questa prospettiva è dunque il rafforzamento della rete di trasporto ed esportazione meridionale e settentrionale – rispettivamente verso il Golfo persico e verso la Turchia. Con Ankara è inoltre aperto un tavolo negoziale per la predisposizione di un asse di trasporto sud-nord, che permetta di esportare in Turchia il surplus di greggio prodotto nei più rilevanti giacimenti meridionali del paese. Secondo le stime del Ministero, la produzione di greggio irachena potrebbe balzare dai 2,4 milioni di barili al giorno (Mb/g) del 2009 a 13 Mb/g nel 2017.

A beneficiare dell'insediamento del nuovo governo è stato anzitutto il **Governo regionale curdo** (GRC), il cui primo ministro Barham Salih, nel corso di una visita condotta a Baghdad in gennaio, ha concluso **un accordo per la ripresa delle esportazioni di petrolio verso la Turchia**, sino ad allora bloccate per la mancanza di intesa sui pagamenti agli operatori stranieri impegnati in *joint venture* nella produzione nei giacimenti di Taq Taq e Tawke – l'olandese DNO, la turca *Genel Enerji* e la cinese *Sinopec*.

In base all'accordo, che recepisce la posizione precedentemente tenuta dal GRC, sarà Baghdad a farsi carico dei pagamenti sulla base dei proventi provenienti dalla vendita del greggio (e non il GRC sulla base della partecipazione, al 17%, al budget federale). L'accordo dischiude nuove possibilità di intesa tra GRC e governo federale sulla spartizione dei proventi energetici, passaggio imprescindibile, da un lato, per il pieno sviluppo del potenziale della regione curda e del Paese e, dall'altro, per dare sostanza all'obiettivo di partecipazione ai progetti europei per il trasporto di gas – primo tra tutti, il Nabucco.

Mentre prosegue l'attività estrattiva di gas nei giacimenti curdi di Khor Mor e Chamchamal (a opera di *Dana Gas*, OMV e MOL), la compagnia britannica *Heritage Oil* ha

annunciato la scoperta, in Kurdistan, di un **massiccio giacimento gassifero nei campi di Miran**. Il giacimento, che potrebbe contenere riserve di gas comprese tra i 7 e i 9 , potrebbe assicurare nuovo slancio ai progetti di esportazione di gas dal GRC verso la Turchia e, da qui, verso l'Europa.

Lo sviluppo del proprio potenziale energetico e la predisposizione di nuovi canali di esportazione di gas e petrolio rappresentano per l'**Iran** il principale obiettivo per attutire gli effetti negativi che le sanzioni internazionali stanno sortendo sull'economia nazionale. Nonostante infatti l'Iran detenga riserve di gas seconde al mondo solo a quelle russe, gli alti livelli di domanda interna per uso industriale e privato (favoriti da prezzi calmierati) e l'ampio utilizzo di gas per la produzione petrolifera costringono ancora il paese a ricorrere alle importazioni nei periodi di maggior consumo.

In questa prospettiva, stante le crescenti difficoltà di cooperazione con i partner occidentali del paese, **Teheran va sviluppando una strategia di incremento della produzione e infrastrutturale che guarda ai propri vicini e ai mercati estremo orientali**. La Turchia, al momento il solo acquirente di gas iraniano (con un volume attestatosi nel 2010 a 8,2 Gmc, incrementato del 50% su base annua), riveste un ruolo cruciale per le esportazioni iraniane, tanto come mercato finale quanto come territorio di transito verso i mercati europei. A seguito della visita compiuta a Teheran in gennaio dal Ministro dell'Energia turco Taner Yildiz, i due partner si sono accordati per un incremento dei volumi di gas esportati in Turchia (fino a 13 Gmc/a).

La Turchia, d'altra parte, resta un partner imprescindibile per l'incremento della produzione di gas in Iran e, più in particolare, per la produzione nel giacimento *off-shore* di South Pars, nel sud del paese – che contiene oltre la metà delle riserve nazionali. La compagnia turca SomPetrol ha infatti rilevato, lo scorso anno, i diritti di sfruttamento del gas in tre campi del giacimento, a seguito della rinuncia all'accordo da parte della compagnia statale turca TPAO.

D'altra parte, la parallela uscita dal paese delle principali compagnie occidentali, ha lasciato alle compagnie nazionali iraniane l'onere di sviluppare i giacimenti nazionali – attività per la quale esse mancano tanto di *know how* tecnico quanto di capacità di investimento. Oltre ai diritti di sfruttamento dei giacimenti, la SomPetrol ha acquisito anche i diritti di trasporto e riesportazione del gas iraniano verso l'Europa, predisponendo di conseguenza un progetto di gasdotto della portata di 15 Gmc/a che, secondo la tempistica ufficiale, dovrebbe essere completato entro il 2014. D'altra parte obiettivo di breve periodo delle autorità di Teheran è di dar seguito all'accordo per l'esportazione di 5,5 Gmc/a di gas siglato con la compagnia svizzera EGL nel marzo 2008.

Oltre alle rotte di esportazione verso la Turchia, **le autorità iraniane sviluppano progetti di trasporto del gas verso i mercati europei attraverso i propri vicini arabi**. Già conclusi in passato accordi per l'esportazione di gas verso Iraq e Siria, lo scorso gennaio il Ministro per il petrolio iraniano Masoud Mirkazemi, in visita a Damasco, ha rilanciato l'idea di un "gasdotto islamico" in grado di collegare l'Iran al Libano attraverso i territori iracheno e siriano. Il gasdotto, della portata programmata di 110 milioni di metri

cubi al giorno e che potrebbe essere completato tra il 2013 e il 2014, risulta pienamente in linea con le strategie energetiche di Baghdad e Damasco.

Se, da un lato, l'Iraq mira infatti a fondare sul ruolo di produttore ed esportatore di energia i propri piani di sviluppo economico, dall'altro, la Siria sembra intenzionata a capitalizzare la propria posizione geografica per assurgere a snodo della distribuzione degli idrocarburi regionali in linea con la ambiziosa **“Strategia dei quattro mari”** – fondata sulla possibilità di creare una **rete energetica sirio-centrica tra Mediterraneo, Caspio, Mar nero e Golfo persico**. Ultima direttrice delle strategie di esportazione di gas iraniano è quella verso l'**India**.

La visita a Teheran del Ministro indiano competente in materia energetica in dicembre ha sortito l'effetto di rivitalizzare il datato progetto del “gasdotto della pace” tra Iran, Pakistan e India che, secondo fonti indiane, potrebbe essere portato a compimento entro il 2014. Al di là delle tradizionali difficoltà incontrate dal progetto e derivanti principalmente dall'altalenante andamento dei rapporti tra Islamabad e Nuova Delhi, rilevante ostacolo alla sua realizzazione è rappresentata dalla ferma opposizione degli Stati Uniti che, non a caso, assicurano il proprio sostegno al gasdotto alternativo progettato lungo la direttrice Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India.

A seguito della valutazione delle riserve contenute nei giacimenti *off-shore* di Leviathan e Tamar, in **Israele**, la compagnia statunitense *Noble Energy* ha reso noto che essi potrebbero contenere fino a 700 Gmc di gas ed entrare in produzione dopo il 2016. La **Grecia**, in linea con la necessità di diversificazione dei fornitori energetici e sempre più interessata a valorizzare la propria posizione geografica nel cuore del corridoio meridionale del gas europeo per assurgere a hub regionale, **ha manifestato la propria disponibilità a intavolare discussioni con Israele per il trasporto del gas verso nord**. L'eccessivo costo di costruzione di un'infrastruttura d'esportazione del gas, sembra tuttavia possa aprire la strada alla decisione, da parte del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento dei giacimenti, di investire in tecnologia Gnl. L'offerta di costruzione di terminali di Gnl per l'esportazione del gas israeliano è, peraltro, già giunta dalla Repubblica di Cipro.

Spinte dalla prossimità dei giacimenti di Leviathan e Tamar alle proprie acque territoriali, le autorità di **Nicosia** hanno contemporaneamente affidato alla compagnia statunitense Noble Energy – già membro del consorzio per lo sfruttamento dei giacimenti israeliani – licenze di esplorazione *off-shore* per valutare, a partire dalla fine del 2011 e in assenza di stime sulle riserve, l'esistenza di giacimenti di petrolio e gas nelle proprie acque territoriali. In questa prospettiva, a fine 2010, **Cipro ed Israele hanno siglato un accordo sulla delimitazione della comune frontiera marittima** – accordo rigettato tuttavia come invalido da Ankara, che lamenta la mancanza di riconoscimento dei diritti e della giurisdizione della Repubblica Turca di Cipro Nord. **L'accordo rappresenta un importante passo avanti, per Israele, sulla strada del riconoscimento internazionale della sovranità sui giacimenti di Leviathan e Tamar**, attualmente contestata da Egitto, Libano e Autorità nazionale palestinese.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI

3.1. NORD STREAM

Secondo le dichiarazioni di Gazprom, la prima fase di costruzione del gasdotto Nord Stream – della capacità di trasporto annuale di 27 Gmc di gas – completata al 75%, sarà ultimata entro settembre 2011. La seconda fase, che porterà la capacità del gasdotto a 55 Gmc/a e i cui lavori sono già iniziati, sarà invece ultimata entro il 2012.

In previsione della prossima entrata in funzione del gasdotto, Gazprom ha inoltre annunciato che proseguono, secondo programma, i piani di rafforzamento infrastrutturale del sistema di trasmissione del gas nella regione nord-occidentale della Russia, deputato a iniettare gas nel Nord Stream.

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

3.2. NABUCCO

La dichiarazione congiunta di Baku (cfr.2.2) ha rilanciato le possibilità di concreta realizzazione del gasdotto Nabucco, il principale ostacolo alla cui realizzazione è infatti costituito – prima ancora che dalle incerte stime sull'andamento della domanda di gas europea – dalla perdurante mancanza di contratti di fornitura di gas.

A differenza dei due progetti concorrenti del Nabucco nell'assegnazione delle risorse azere (ITGI e TAP), la maggior portata del gasdotto (31 Gmc/a), impone ai suoi promotori la necessità di assicurarsi altre fonti di gas – dal Medio oriente o dall'Asia centrale. Il progressivo avanzamento dei lavori per la predisposizione della *Caspian Development Commission* sembrano oggi offrire a essi una più concreta possibilità di giungere a un accordo sulla fornitura di gas dal Turkmenistan.

Al di là dei progressi fatti registrare nel dialogo con le autorità di Ashgabat, restano tuttavia ancora da definire le modalità del trasporto del gas turkmeno verso Azerbaigian e Turchia. Mentre resta aperta la costosa e tecnicamente complessa

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%)

possibilità di trasporto del gas in forma compressa, le difficoltà politiche e l'onerosità di predisporre un collegamento infrastrutturale transcaspico costituiscono un pesante fardello sulla strada della concreta realizzabilità del processo, tanto più in ragione dell'ormai prossima decisione sull'assegnazione del gas azero e della scadenza della decisione finale sugli investimenti, attesa per la fine del 2011.

Un'ulteriore difficoltà emersa nella prospettiva di realizzazione del Nabucco deriva dall'innalzamento dei costi dell'acciaio che, secondo stime della BP rese note dal quotidiano «The Guardian», porterebbero i costi di realizzazione del gasdotto fino a 19 miliardi di dollari – a fronte dei circa 11 miliardi inizialmente preventivati dal consorzio Nabucco.

Il tentativo di conferire maggiori margini di redditività – e dunque di concreta realizzabilità – all'infrastruttura sta peraltro spingendo i membri del consorzio Nabucco a valutare la possibilità di prolungare il percorso del gasdotto tanto verso i fornitori di gas, quanto verso i consumatori finali. Un incremento dell'investimento pari a circa 2 miliardi di euro permetterebbe infatti al Nabucco di partire direttamente dai terminali azeri di Baku, invece che dall'Anatolia orientale, e arrivare sino al territorio della Repubblica ceca, invece che in Austria, come inizialmente programmato. L'estensione del Nabucco sino alla costa azera del Caspio faciliterebbe inoltre l'acquisto del gas di provenienza turkmena. Parallelamente, il tentativo di fornire all'Azerbaijani condizioni più vantaggiose in vista della decisione finale sull'assegnazione del gas, sembra passare anche attraverso l'invito alla partecipazione al consorzio Nabucco rivolta alla Socar, compagnia energetica statale dell'Azerbaijani.

3.3. INTERCONNETTORE TURCHIA-GRECIA-ITALIA (ITGI)

In attesa della decisione finale sull'assegnazione del gas d'estrazione azera, l'operatore della rete di trasmissione del gas greca, *Desfa*, ha assegnato il *Basic Engineering Design* (ovvero lo studio ingegneristico) in vista della costruzione del tratto greco *on-shore* del progetto. Quest'ultimo taglierà da est (Komotini) ad ovest (Thesprotia) il territorio nazionale e si congiungerà al Poseidon – che lungo una tratta *off-shore* raggiungerà le coste italiane – per il quale, in gennaio, è stato inoltre assegnato il contratto per la Detailed Marine Survey.

Inoltre, a seguito degli accordi siglati lo scorso novembre, a Sofia, dai ministri competenti in materia energetica di Italia, Grecia e Bulgaria, a fine dicembre la compagnia bulgara Bulgarian Energy Holding EAD e IGI Poseidon (partecipata da Edison e Depa) hanno costituito la società che sarà incaricata della costruzione e gestione della diramazione settentrionale dell'ITGI – l'Interconnettore Grecia-Bulgaria.

3.4. SOUTH STREAM

Con l'approssimarsi della decisione finale sull'assegnazione del gas azero – e dunque, potenzialmente, della conclusione della datata competizione tra progetti di trasporto di gas verso i mercati europei lungo la direttrice est-ovest – **prosegue l'offensiva russa volta a guadagnare sostegno politico ed economico per il South Stream.** In febbraio, *Gazprom* e la compagnia austriaca OMV (già membro del consorzio Nabucco) hanno concluso un accordo per la costituzione di una joint venture paritetica (*Austria South Stream*) che sarà incaricata della costruzione del gasdotto in territorio austriaco. In marzo, *Gazprom* ha inoltre concluso un accordo di associazione al progetto con la compagnia slovena *Geoplin*, maggior fornitore di gas del paese, rendendo più probabile una diramazione del gasdotto verso la Slovenia. In attesa che il consorzio deputato alla costruzione del South Stream faccia chiarezza sul suo percorso, **Gazprom** ha infine annunciato di aver individuato il consorzio russo-bulgaro deputato ad effettuare lo studio di fattibilità del progetto lungo il tratto in Bulgaria.

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 (25%), Wintershall (15%)*, Edf (10%)* * in attesa di conferma

Lo sviluppo più significativo in termini di allargamento della base del consorzio deputato alla costruzione del South Stream è giunta dalla firma, il 21 marzo, di un Memorandum di Intesa per l'ingresso della **compagnia tedesca Wintershall nel progetto.**

La *Wintershall* – già partner di *Gazprom* nei settori dell'*upstream* (in Siberia), del *midstream* (Nord Stream) e del *downstream* (in Europa) – potrebbe acquisire, al costo di 2 miliardi di

dollari, **una partecipazione del 15% nel consorzio, quota che le sarebbe ceduta da ENI lasciando inalterato il 50% di *Gazprom*.** Il sostegno garantito al *memorandum* dal cancelliere Angela Merkel dimostra la significatività politica dell'intesa, fondamentale – nell'ottica russa – per guadagnare preziosi consensi a Bruxelles rispetto a un progetto tradizionalmente percepito come concorrenziale rispetto a quelli sostenuti dalla Commissione. Un analogo memorandum per l'ingresso nel South Stream, anch'esso in attesa di finalizzazione, era stato peraltro siglato dalla compagnia francese EDF nel giugno dello scorso anno.

Nonostante il possibile ingresso di *Wintershall* nel consorzio *South Stream*, gli elevati costi programmati per la realizzazione dell'infrastruttura sottraggono profittabilità economica al progetto, le cui concrete possibilità di realizzazione restano basse – tanto più in ragione del contemporaneo avanzamento dei progetti di trasporto di gas caspico lungo il corridoio meridionale dell'Unione. **Le difficoltà che il South Stream oggi fronteggia**

sono, d'altra parte, pienamente rispecchiate dall'avvio di studi di fattibilità sulle possibili alternative al gasdotto per il trasporto del gas russo verso i mercati europei.

Su invito del primo ministro Putin, il Ministero dell'Energia russo sta anzitutto valutando la possibilità di privare il *South Stream* dell'oneroso e politicamente sensibile (a partire dalle recenti incomprensioni russo-turche) tratto sottomarino lungo il Mar Nero. Questo sarebbe sostituito dalla **costruzione di un impianto di liquefazione del gas sulla costa russa del Mare e dal trasporto via nave**, con volumi totali, tuttavia, presumibilmente inferiori a quelli originariamente previsti.

Altra alternativa che, diminuendo i costi di trasporto attraverso il territorio russo potrebbe risultare maggiormente conveniente (il trasporto via tubo è conveniente solo fino a una distanza di 3000 chilometri), è quella di **investire in terminali di liquefazione del gas nella provincia di Yamal**, nella Siberia nord-occidentale, dove sono localizzati i principali giacimenti russi in via di sfruttamento. Secondo le stime di Gazprom, la prima fase di sfruttamento dei giacimenti di Yamal potrebbe assicurare, già attorno al 2015, un volume di gas compreso tra i 75 e i 115 Gmc/a e tale volume potrebbe più che raddoppiare nell'arco di un decennio e grazie al successivo sfruttamento dei giacimenti *off-shore*. Un Memorandum d'Intesa per lo sviluppo di progetti Gnl in Siberia è stato siglato dalla compagnia russa *Novatek* e dalla francese *Total* lo scorso 2 marzo, alla presenza di Putin.

Con il passare del tempo, dunque, la possibilità che il *South Stream* veda la luce nella forma originariamente prevista vanno affievolendosi. Ciò tuttavia non sottrae valenza alla partita politico-normativa che Mosca oggi sembra giocare su di esso nella prospettiva di guadagnare forza negoziale nel dialogo con l'Ue in vista della stipula di un più ampio – e non più procrastinabile – accordo sulla cooperazione energetica (Cfr.2.1).

3.5. TRANS ADRIATIC PIPELINE (TAP)

Nella prospettiva di diversificazione degli approvvigionamenti e di sviluppo del mercato del gas nell'area dell'Europa meridionale, il consorzio Tap – composto dalla compagnia svizzera EGL, dalla norvegese Statoli e dalla tedesca EON Ruhrgas – ha siglato, in febbraio e aprile, due *memorandum* di intesa con la compagnia croata *Plinarco* e con la bosniaca *BH-gas*. La significatività dell'accordo risiede principalmente nella prospettiva di costruzione di un gasdotto – lo *Ionian-Adriatic Pipeline* – tra Albania, Bosnia e Croazia, collegabile al TAP.

Oltre a lavorare in vista della predisposizione di una rete infrastrutturale collegabile al TAP in grado di assicurare a esso un vantaggio competitivo rispetto ai progetti concorrenti, il consorzio TAP ha notevolmente accelerato la chiusura delle pratiche di studio relative al suo percorso. In questo senso, a seguito di una serie di incontri con esperti locali e internazionali, il consorzio avrebbe definito la rotta più adeguata per il gasdotto in territorio greco mentre, parallelamente, avrebbe sottoposto alle autorità albanesi un rapporto sull'impatto ambientale dell'infrastruttura sul territorio nazionale.

3.6. MEDGAZ

Il Medgaz, gasdotto di 210 km che **collega direttamente Algeria e Spagna** passando sul fondo del Mediterraneo, è stato ufficialmente **completato**. Nel corso dei test di marzo sono infatti arrivati in Spagna i primi quantitativi di gas algerino e l'infrastruttura sarebbe già tecnicamente in grado di operare. Il gasdotto ha già subito **numerosi ritardi**, ufficialmente attribuiti a cause tecniche, ma di fatto causati dalla crisi economica, che ha fatto crollare i consumi spagnoli. A questa situazione poco favorevole si è sommato l'effetto dei bassi prezzi del GNL sui mercati spot e la mancata realizzazione di un'adeguata interconnessione tra Spagna e Francia, in grado di offrire un possibile mercato finale per il gas algerino. Il permanere di questa situazione di **incertezza** rende oltremodo difficile fare previsioni su quando effettivamente il gasdotto entrerà in funzione a regime, anche se è possibile affermare che difficilmente questo avverrà nel corso del 2011.

3.7 GALSI

Parte integrante del corridoio Nord-Sud per l'approvvigionamento energetico dell'Europa meridionale, il progetto Galsi ha ottenuto, ad inizio marzo, **il parere favorevole circa la Valutazione d'impatto ambientale da parte del Ministero dell'Ambiente e del Ministero per i Beni e le attività culturali italiani** – passaggio indispensabile in vista del rilascio dell'Autorizzazione unica alla costruzione ed esercizio del gasdotto da parte del Ministero dello Sviluppo economico.

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 – da definire	63	Gazprom (50%), ENI (25%), Wintershall (15%)*, Edf (10%)* (* in attesa di conferma)
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	Azerbaigian	8	Socar (33%), Georgian Oil and Gas Corporation (33%), Romgaz (33%)

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

3.8. AZERBAIGIAN GEORGIA ROMANIA INTERCONNECTOR (AGRI)

La recente inaugurazione dell'interconnettore del gas tra Romania e Ungheria, ha offerto a Budapest la possibilità di ampliare le possibilità di diversificazione dei fornitori attraverso il collegamento ai progetti infrastrutturali in via di definizione lungo il corridoio meridionale dell'Ue. Oltre alla possibilità di offrire il proprio territorio per il transito dei progetti Nabucco e *South Stream*, l'Ungheria ha manifestato la volontà di coinvolgimento nel progetto di Interconnessione Agri, deputato al trasporto di Gas naturale liquefatto dall'Azerbaigian alla Romania attraverso la Georgia e il Mar Nero. La risoluzione è stata firmata dalle autorità ungheresi e dai ministri competenti per l'energia dei tre paesi coinvolti dal progetto lo scorso febbraio a Bucarest.

PARTE II - APPROFONDIMENTI

LA CRISI LIBICA E GLI INTERESSI ENERGETICI ITALIANI*

1. LA SITUAZIONE ATTUALE

La crisi libica ha comportato come primo risultato la parziale sospensione delle attività di produzione ed esportazione delle risorse energetiche del Paese. La sospensione è stata determinata prima dalla situazione di caos e conflitto interno, poi dalle sanzioni internazionali imposte al regime di Gheddafi.

La crisi può porre reali problemi di approvvigionamento energetico all'Italia. Tali preoccupazioni appaiono giustificate nell'ipotesi di un procrastinarsi del conflitto, di una perdurante situazione d'instabilità oppure dalla permanenza al potere di Gheddafi.

Nonostante a breve termine il livello degli stoccaggi dell'Italia sia rassicurante (la giacenza di gas per esempio ammontava ad inizio crisi a 3,8 miliardi mc), in una prospettiva di più lungo periodo si aprono scenari più preoccupanti. **La Libia è infatti il primo fornitore di greggio dell'Italia (24% del fabbisogno italiano) e il terzo di gas (10%).**

L'ENI vanta una posizione di *leadership* tra le compagnie internazionali che operano nel paese con investimenti di lungo periodo e una produzione complessiva che supera i 520mila boe (barili di petrolio equivalenti). La Libia è a sua volta il primo produttore di idrocarburi per l'ENI.

Dal 18 marzo la situazione è in *stand-by* in quanto tutti i dipendenti ENI sono stati rimpatriati. Le attività della compagnia italiana sono regolate da contratti pluriennali di *Exploration and Production Sharing* (EPSA) che scadranno nel 2042 per la produzione di petrolio e nel 2047 per quella di gas. L'attività spazia dall'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli al deserto libico occidentale e orientale per una superficie complessiva di 36.374 kmq (di cui 18.165 in quota ENI, il resto a partner). L'attività di esplorazione e sviluppo è concentrata in sei aree di cui quattro *on-shore* e due *off-shore* (si veda la mappa allegata in Fig. 1) e risulta diffusa sia in Cirenaica che in Tripolitania.

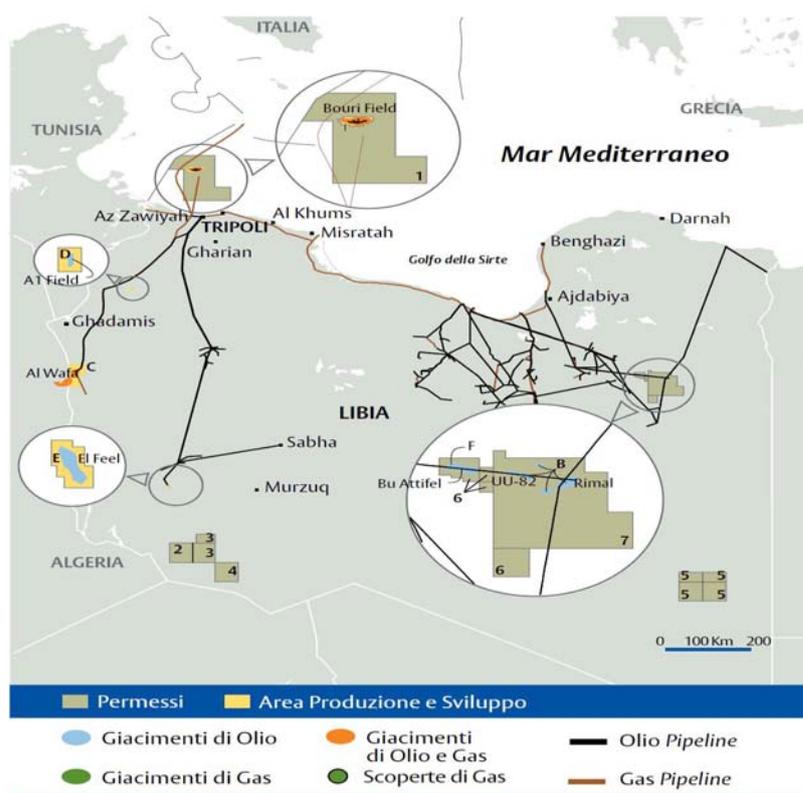
In Cirenaica l'attività principale ruota attorno allo storico giacimento di Abu Attifel (in produzione dal 1972) da cui si ricava principalmente greggio. Nel 2009 la produzione è stata di circa 102 mila barili/giorno (di cui circa 15 mila in quota ENI). Questo giacimento risulterebbe oggi sotto controllo dei rivoltosi.

* A cura di Arturo Varvelli, Ricercatore ISPI

In Tripolitania l'attività è più diversificata. In particolare, l'area situata *nell'off-shore* mediterraneo di fronte a Tripoli in una zona quindi ancora controllata da Gheddafi, comprende il giacimento di greggio Bouri, in produzione dal 1988, che nel 2009 ha fornito circa 45 mila barili/giorno (di cui circa 14 mila in quota ENI). Lo sfruttamento avviene mediante due piattaforme di produzione collegate a un'unità navale di stoccaggio della capacità di circa 1,5 milioni di barili. Più a sud, nella zona desertica a circa 800 chilometri da Tripoli, si trova il giacimento petrolifero El Feel (Elephant) che nel 2009 ha prodotto circa 110 mila barili/giorno (di cui circa 14mila in quota ENI).

Il petrolio viene trattato presso le *facility* presenti nell'area e poi inviato tramite oleodotto all'impianto costiero di Mellitah (120 Km a ovest di Tripoli) per lo stoccaggio e la commercializzazione. In base a un **accordo firmato a Roma lo scorso 16 febbraio** (il giorno precedente l'avvio della rivolta), **la compagnia russa Gazprom dovrebbe acquisire da ENI il 50% della sua quota (33,3%)**. Tale accordo doveva essere sottoposto all'approvazione delle autorità libiche. Il 20 aprile ENI e Gazprom hanno concordato che, a causa dell'attuale situazione in Libia, il coinvolgimento di Gazprom nel progetto Elephant è temporaneamente sospeso.

Figura 1 - Gli interessi ENI in Libia



Fonte: Staffetta quotidiana

Il gas ricavato dall'ENI in Libia proviene principalmente dal *Western Libyan Gas Project*. Questo include il giacimento onshore Wafa avviato nel settembre 2004 (che nel 2009 ha prodotto circa 117 mila boe/giorno di liquidi e gas naturale, di cui circa 88 mila in quota ENI) e il giacimento offshore Bahr Essalam, avviato nell'agosto 2005 (che nel 2009 ha prodotto circa 148mila boe/giorno di liquidi e gas naturale, di cui circa 112mila in quota ENI).

Il gas prodotto da entrambe le aree viene inviato tramite condotti all'impianto costiero di Mellitah per il trattamento finale. La maggior parte del gas prodotto dai due giacimenti è destinato all'esportazione in Europa attraverso il gasdotto Greenstream che collega la Libia alla Sicilia (Gela). La società di gestione è oggi di proprietà al 50% della Compagnia nazionale libica dopo che ENI ha ceduto lo scorso aprile il 25% del capitale, scendendo così dal 75 al 50%. Nel 2010 i volumi esportati sono ammontati a circa 9,4 miliardi di metri cubi. Un ulteriore miliardo è stato venduto in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese e ulteriori 200 milioni di metri cubi per alimentare una stazione di compressione. **Dal 22 febbraio la funzionalità del gasdotto è stata sospesa e dal 18 marzo, dopo il rimpatrio dei dipendenti italiani dell'ENI, proseguirebbe solo la produzione di gas destinata al mercato interno libico.**

2. LE POSSIBILI CONSEGUENZE PER GLI APPROVVIGIONAMENTI ITALIANI

La situazione di conflitto tra rivoltosi e quel che resta del regime di Gheddafi – in fase di stallo al momento in cui scriviamo, nonostante l'intervento occidentale – rende incerto anche il futuro delle relazioni energetiche. Se gli insorti sembrano avere un pieno controllo delle principali città della Cirenaica hanno perso invece posizioni lungo la costa del Golfo della Sirte. Gheddafi ora è in possesso non solamente dei terminal petroliferi di grande rilevanza strategica come Ras Lanuf e Marsa El Brega, oggetto della controffensiva lealista delle ultime settimane, ma anche della maggior parte dei pozzi petroliferi della Cirenaica.

Il regime del Colonnello sembrerebbe mantenere ancora il controllo di più del 90% dei giacimenti messi in produzione esistenti sul territorio libico. Prima dello scoppio della crisi complessivamente la produzione libica ammontava a circa 1.6 milioni di barili/giorno e per i 7/8 era destinata all'esportazione.

In teoria in una divisione del paese lungo la linea geografica di confine tra Cirenaica e Tripolitania, entrambe le parti avrebbero risorse adeguate al sostentamento poiché i sistemi infrastrutturali in Cirenaica e Tripolitania sono indipendenti. In realtà i rivoltosi e il Consiglio nazionale transitorio di Bengasi tengono il controllo prevalentemente delle città della Cirenaica lungo la costa e di pochi pozzi petroliferi nell'entroterra desertico.

Nonostante i ribelli si siano affrettati a rassicurare le compagnie petrolifere presenti in Libia e in particolare la compagnia italiana (***“Rispettiamo tutti i trattati firmati con***

l'ENI e con tutte le altre aziende” ha detto **Mustafà Abdel Jalil**, presidente del Consiglio nazionale provvisorio libico, parlando a Raiuno il 28 marzo, volontà poi ribadita il 19 aprile nell'incontro di Roma con Franco Frattini), la futura ripartizione dell'industria petrolifera potrà subire modifiche. Difficilmente ciò potrà avvenire in breve tempo e sui contratti in essere, mentre è più facile che possa accadere in una prospettiva di più lungo corso.

Nel breve periodo alcuni fattori lasciano intravedere una situazione dunque meno negativa per l'Italia. **L'ENI ha storicamente giocato un ruolo importante nel paese grazie alla sua tecnologia e know how necessari al pieno funzionamento degli impianti di estrazione e trasporto di greggio e gas.** La compagnia italiana sta continuando a produrre e distribuire energia all'interno del paese con personale libico.

Dati i caratteri dell'economia libica, basata sugli introiti e sulla redistribuzione della rendita petrolifera (che costituisce il **95% delle entrate** statali), chiunque gestirà il potere avrà la necessità di **tornare a produrre ed esportare nel più breve tempo possibile** per rimettere in funzione la macchina statale. In quest'ottica il sistema di infrastrutture appartenenti a ENI e al governo libico dovrebbero essere una garanzia per il proseguo delle attività della compagnia.

Per quanto riguarda il gas naturale, il mercato – che registra oggi un'abbondante offerta – potrebbe temporaneamente colmare i mancati ingressi dalla Libia. Il problema potrebbe aggravarsi nel caso di una situazione d'instabilità prolungata che imporrebbe una revisione più profonda delle strategie di approvvigionamento italiane e, in particolare, di quelle dell'ENI.

La carenza di infrastrutture energetiche dell'Italia (quella del numero di **rigassificatori** soprattutto) potrebbe peraltro essere un grave impedimento ai fini della diversificazione. In queste settimane ENI ha supplito a questa mancanza riattivando quasi 6 miliardi di prelievi su base annua dalla Russia, impegnati con i contratti pluriennali “take or pay” non ritirati (ma da pagare comunque almeno in parte) in conseguenza della contrazione congiunturale dei consumi. Altre quantità sostitutive rilevanti vengono da Algeria e Norvegia.

Per quanto riguarda il **petrolio**, nell'ottica della prolungata impossibilità di attingere alla fonte libica, i problemi potrebbero essere maggiori. Oltre a maggiori costi di gestione e di trasporto che deriverebbero dall'importazione di greggio da altre fonti, la differente qualità del greggio libico (molto pulito) porrebbe problemi di compatibilità con gli impianti di raffinazione italiani. Nelle ultime settimane, per compensare le mancate forniture di greggio dalla Libia, l'ENI ha rastrellato il fabbisogno necessario sul mercato spot tipico di questo settore, con extra costi determinati dall'aumento delle quotazioni del periodo.

In una prospettiva più geopolitica, relativamente agli interessi di Paesi esteri sulle risorse energetiche libiche, bisogna rilevare che l'apertura economica in Libia a cominciare dalla fine degli anni Novanta ha permesso alle compagnie internazionali di tornare in Libia con sempre maggior fiducia e in regimi normativi più chiari rispetto al passato. Con l'avvio

dell'asta EPSA IV del 2005 relativa a nuove concessioni petrolifere, il governo libico è riuscito a garantirsi un flusso di investimenti piuttosto costante nel settore petrolifero, nonostante le ancora numerose difficoltà burocratiche che gli operatori incontravano in Libia. **Le ricche risorse libiche** (la Libia vanta le maggiori riserve africane con 44 miliardi di barili) **hanno attirato molte compagnie** (oggi circa 50 rispetto alle sole 11 del 2003). Oltre all'ENI le maggiori compagnie sono la tedesca *Wintershall*, la francese *Total*, le americane *Marathon*, *Conoco* e *Occidental* e la spagnola *Repsol*.

Nell'ipotesi di una caduta del regime di Gheddafi, **Paesi come la Francia e la Gran Bretagna che hanno giocato un ruolo attivo nell'attivare l'intervento militare potrebbero avvantaggiarsi sulle future prospezioni**. Forti segnali di interesse nel recente passato erano stati inviati sia dalle società francesi che da quelle inglesi. **La documentazione diplomatica statunitense rilasciata nei file di Wikileaks** ha rilevato, per esempio, come il governo britannico Brown avesse favorito la **liberazione del terrorista libico al Meghrai** (facendo pressioni sul tribunale scozzese preposto al suo rilascio per motivazioni di salute) in cambio della concessione libica all'esplorazione di un'area offshore della *British Petroleum*.

3. LE RECENTI "ESPORTAZIONI" DI PETROLIO LIBICO

Se Gheddafi, a causa delle sanzioni, non è più in grado di esportare all'estero il proprio petrolio, **sembra più complessa, anche dal punto di vista giuridico, la vendita di petrolio da parte del Consiglio nazionale provvisorio**. Le risoluzioni delle Nazioni Unite e dell'Unione europea impongono l'embargo alle società sotto il controllo del regime libico (principalmente la National Oil Company).

In teoria quindi un riconoscimento del Consiglio quale unico rappresentante libico potrebbe svincolare lo stesso dall'embargo e rendere improbabile che il governo di Tripoli possa impugnare le vendite. **La vendita di petrolio da parte dei rivoltosi costituirebbe un'importante risorsa di finanziamento** anche nella guerra in corso contro le forze lealiste di Gheddafi. I rivoltosi però, sotto la guida di **Ali Tarhouni**, il responsabile del Governo provvisorio in materia petrolifera, dall'inizio della crisi sono riusciti solamente a far partire **una nave, la Equator** (una cisterna della taglia detta *Suezmax*), partita a metà aprile, con circa 150.000 tonnellate di greggio a bordo, **diretta molto probabilmente in Cina**. La petroliera è salpata da Tobruk, il *terminal* più vicino al confine egiziano (e quindi più lontano dal fronte), tra quelli presenti in Cirenaica. A facilitare l'accesso al mercato petrolifero ha provveduto il **Qatar**, che è stato il primo paese arabo a schierarsi con Bengasi e che ormai sembra agire da **broker per il Consiglio provvisorio**. Recentemente anche gli **Stati Uniti hanno asserito ufficialmente che le vendite effettuate da Bengasi non sono soggette alle sanzioni in vigore per il greggio del Colonnello**. Secondo alcuni giuristi tuttavia le negoziazioni relative alla produzione nel deserto libico orientale non sarebbero proprio in linea con la risoluzione delle Nazioni Unite. Inoltre

anche gli armatori delle navi cisterne pretenderebbero prezzi molto elevati per il trasporto del petrolio a causa dei rischi che correrebbero.

Oltretutto i rivoltosi non sembrano avere la capacità di estrarre nuovo petrolio neppure dai pochi giacimenti controllati (tra cui la concessione ENI di Abu Attifel) a causa della mancanza di tecnici specializzati e possono negoziare unicamente il greggio che al momento dello scoppio della rivolta già si trovava nei serbatoi portuali di Tobruk. Inoltre, **la rete di pipeline che porta all'imbarco il greggio estratto presenta ovunque falle e danneggiamenti provocati dalle artiglierie o dalla mancata manutenzione.** L'insieme dei pozzi libici produrrebbe solamente 250-300mila barili/giorno e, completamente destinato alle esigenze interne, verrebbe consegnato unicamente alle raffinerie ancora in funzione sull'uno e sull'altro fronte.

Anche dalla **Tripolitania** si stanno assistendo a prelevamenti di greggio. In particolare **l'ENI sta cercando di caricare greggio di sua proprietà** (600mila barili) al terminal petrolifero di Mellitah, nella zona a ovest di Tripoli controllata da Gheddafi. Il 19 aprile un portavoce della società nel confermare la notizia ha spiegato che si tratta di «un'operazione di evacuazione del maggior quantitativo possibile di greggio, di propria spettanza, dal terminale petrolifero di Mellitah attraverso una nave petroliera che porterà il carico alla raffineria ENI di Porto Marghera per la sua messa in sicurezza. Quindi non comporterebbe alcuna violazione dell'embargo, ma si tratterebbe solo di **un'operazione che riguarderebbe greggio di proprietà dell'ENI e non della National Oil Company sotto controllo di Gheddafi. Ciò non implicherebbe quindi un passaggio materiale di fondi a favore del regime.** Il prelevamento sarebbe stato autorizzato sia dalla Noc che dalla Nato. La nave sarebbe arrivata di fronte alla costa libica lunedì 18 aprile, ma avrebbe manovrato in zona, probabilmente in attesa di avere via libera dalle autorità per accostare al terminal o per evitare di incorrere in qualche operazione bellica.

FONTI

AIEE - Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

BBC

BMI - Business Monitor International

BP

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (D)

Commissione europea

Commissariat Général au Développement Durable (FR)

Department of Energy and Climate Change (UK)

Edison

EIA - Energy Information Agency (USA)

ENI

«Eurasia Daily Monitor»

Eurogas

Gazprom

GSE - Gas Storage Europe

IEA - International Energy Agency

«Il Sole 24 Ore»

IMF - International Monetary Fund

Interfax

Ministero dello Sviluppo Economico

«Oil & Gas Journal»

«Oil & Gas News»

«Petroleum Economist»

Platts

Snam Rete Gas

«Staffetta quotidiana»

Terna

«The Economist»

«The Economist Intelligence Unit»

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

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

Coordinamento redazionale a cura della:

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