

# OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

## **Sicurezza energetica**

n. 2 – Aprile/Giugno 2010

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

**Focus**

# MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Aprile/Giugno 2010

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.....	8
1.1. Germania .....	12
1.2. Italia.....	14
1.3. Francia.....	15
1.4. Regno Unito .....	16
1.5. Spagna .....	18
1.6. Paesi di Visegrad.....	19
2. Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas .....	20
2.1. Russia.....	20
2.2. Bacino del Caspio .....	23
2.3. Turchia e Medio oriente .....	26
3. Corridoi energetici europei.....	29
3.1. Nord Stream.....	30
3.2. Nabucco.....	31
3.3. Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (ITGI).....	32
3.4. South Stream .....	33
3.5. Trans Adriatic Pipeline (TAP).....	34
3.6. Medgaz .....	35
Conclusioni .....	36

## PARTE II - APPROFONDIMENTO: TURCHIA

Introduzione .....	37
Politica energetica e politica estera .....	38
Italia e Turchia: la partnership strategica .....	41
Conclusioni .....	42

---



## PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

### INTRODUZIONE

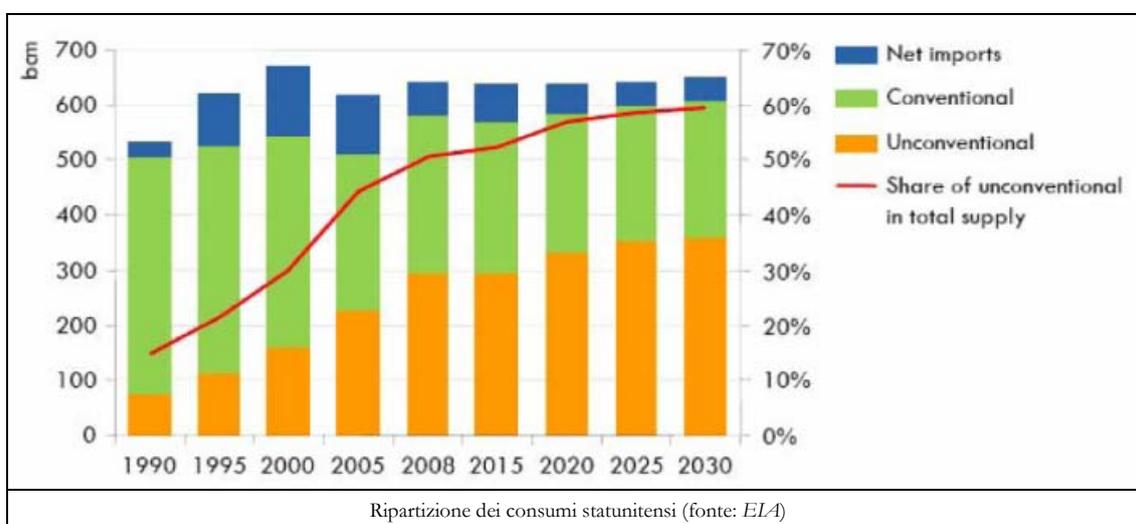
La sicurezza energetica, intesa come flusso costante di materie prime energetiche a prezzi ragionevoli, rappresenta una condizione fondamentale per il funzionamento di ogni economia avanzata.

Nel *Focus 1/2010* il tema della **sicurezza energetica** italiana ed europea è stato introdotto nei suoi elementi strutturali, mettendo in evidenza come il gas naturale ne costituisca uno degli elementi centrali. Questo lavoro riprenderà l'impostazione del precedente, monitorando i principali sviluppi avvenuti nel corso del secondo trimestre del 2010 con riferimento a tre aspetti: la situazione dei principali Stati europei importatori di gas, quella dei loro principali fornitori (e di transito) e l'evoluzione dei maggiori progetti infrastrutturali che li collegano. Particolare attenzione verrà posta, nella prima parte, alla questione dello stoccaggio di gas naturale e al suo ruolo strategico nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e l'efficienza dei mercati. La parte di approfondimento di questo lavoro sarà dedicata alla **Turchia**, che, per la sua posizione geografica e per l'attivismo regionale sul fronte della politica energetica, rappresenta una cerniera che lega insieme le strategie di sicurezza energetica dei Paesi produttori e di quelli importatori di gas naturale.

Il primo trimestre del 2010 ha confermato i segnali iniziali di ripresa economica emersi in Europa nel corso della seconda parte del 2009. Di conseguenza, la domanda complessiva di energia, strettamente influenzata dall'andamento dell'economia, ha ricominciato a crescere a partire dall'ultimo trimestre del 2009. In particolare, dall'inizio del 2010, la ripresa della produzione industriale ha segnato un costante aumento con un effetto importante sulla domanda di energia complessiva. Nel caso del gas naturale, la repentina contrazione della domanda nei Paesi industrializzati, causata dalla crisi economica, aveva determinato una situazione di eccesso di offerta (la c.d. "**bolla del gas**") i cui effetti sono tuttora molto evidenti. La conseguenza più evidente di questo eccesso di offerta, nel breve periodo, è il forte aumento di disponibilità di gas naturale liquefatto (GNL) a prezzi competitivi. A risentire di questa situazione sono soprattutto le compagnie importatrici che gestiscono il gas che giunge via gasdotto, vincolate da contratti di lungo periodo e da clausole *take-or-pay*, che impongono loro l'acquisto di volumi stabiliti di gas indipendentemente dalla capacità di vendita ai clienti finali (v. *Focus 1/2010*, Introduzione). Non solo, infatti, le compagnie, soprattutto in Europa, non hanno mercato sufficiente per vendere tutto il gas acquistato in precedenza con contratti di lungo periodo, ma si trovano anche a competere con quegli operatori che, non vincolati da contratti *take-or-pay*, possono acquistare GNL a prezzi bassi sui mercati internazionali.

L'**eccesso di offerta di GNL** non è, tuttavia, solo collegato ad una condizione congiunturale, ovvero il calo della domanda in seguito alla crisi economica. Vi è anche un

fattore strutturale che proietta almeno in parte la relativa abbondanza di GNL al di là della crisi economica: la contrazione della domanda statunitense di GNL sui mercati internazionali. Gli Usa sono il primo consumatore al mondo di gas e, nell'ultimo decennio, gli operatori nordamericani hanno progettato (ma solo in parte realizzato) importanti infrastrutture di rigassificazione, per soddisfare attraverso le importazioni la propria crescente domanda. La volontà politica di ridurre la dipendenza dalle importazioni e lo sviluppo di gas non convenzionale (v. oltre) hanno tuttavia portato al ridimensionamento della domanda attuale e futura di GNL importato. I Paesi esportatori, che nel contempo avevano effettuato investimenti prevedendo una domanda statunitense in crescita, si trovano così ora a dover trovare nuovi mercati finali per il loro potenziale non solo a breve, ma anche per il medio periodo.



A fare le spese della situazione di persistente **divario tra i prezzi spot del GNL e i prezzi dei contratti *take-or-pay*** non sono solo le compagnie europee, ma anche i loro fornitori, in particolare Gazprom, la compagnia di Stato della Federazione russa. La competitività dei prezzi del GNL rigassificato nei terminali europei sta infatti imponendo a Gazprom un ripensamento delle proprie strategie di investimento.

Il GNL a prezzi inferiori a quelli dei contratti *take-or-pay* non costituisce tuttavia la sola fonte di incertezza in fase di progettazione degli investimenti in nuova capacità produttiva (*upstream*). Analogamente a quanto sta accadendo negli Stati Uniti, anche se con qualche anno di ritardo, le compagnie di tutto il mondo guardano con crescente attenzione alla possibilità di sviluppare capacità produttiva di **gas non convenzionale** direttamente nei Paesi consumatori. Col termine di gas non convenzionale si indica il gas naturale prodotto da scisti bituminosi (*shale gas*), da carbone (*coal bed methane*) o da argille/depositi clastici a bassa permeabilità (*tight gas*). Il vantaggio della produzione non convenzionale è che la disponibilità di carbone e, più in generale di potenziali siti produttivi, è molto più

uniformemente distribuita rispetto alla localizzazione dei giacimenti di metano convenzionali. Anche se il maggior potenziale mondiale resta quello russo anche nel campo non convenzionale, alcuni Paesi europei fortemente dipendenti da importazioni (Germania e Polonia soprattutto) potrebbero sviluppare importanti capacità produttive interne nel medio-lungo periodo. Ad influire in modo determinante sullo sviluppo del gas non convenzionale fuori dagli Stati Uniti sarà in ogni caso il livello dei prezzi e la relativa conseguente fattibilità degli investimenti.

L'attuale condizione di eccesso di offerta di gas naturale pone i Paesi importatori in una condizione di relativa "tranquillità" rispetto all'interruzione delle forniture. Ciononostante, il primo trimestre del 2010 è stato caratterizzato da una crescente attenzione (soprattutto in Europa) per il tema dello stoccaggio, nell'ambito del più ampio dibattito sullo sviluppo infrastrutturale del mercato internazionale del gas.

Lo **stoccaggio** è l'accumulazione di gas naturale in giacimenti esauriti, in giacimenti acquiferi (nei quali il gas viene iniettato, spiazzando l'acqua), in miniere di carbone abbandonate o in formazioni di sale sotterranee. Il gas viene pompato all'interno dei giacimenti, che vengono così tenuti in pressione, erogando in un secondo momento gas in base alle necessità della rete di distribuzione.

Convenzionalmente, il gas contenuto nel sito di stoccaggio è diviso in **quattro categorie**. La prima è il *working gas*, ovvero quello che è a disposizione della normale attività di gestione della rete e che viene ritirato o immesso in base alle necessità degli operatori. La seconda è lo *pseudo-working gas*, ovvero quello a disposizione dell'attività di gestione della rete per soddisfare necessità straordinarie, ma a condizioni tecniche non ottimali (solitamente, la pressione di immissione nella rete è inferiore). La terza categoria è costituita dal *cushion gas*, quello che serve a mantenere la pressione minima per far funzionare il giacimento. Infine, la quarta categoria è quella della *riserva strategica*, quella che può essere utilizzata solo in caso di interruzioni o eventi straordinari (e, nel caso italiano, solo previa autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico), perché la sua estrazione rischia di compromettere la struttura geologica del sito.

L'importanza della capacità di stoccaggio è ricollegabile a due diverse esigenze, una strategica (la sicurezza di approvvigionamento) ed una più strettamente economico/organizzativa (la flessibilità nella gestione dei flussi).

La **sicurezza dell'approvvigionamento**, che consiste nel garantire in modo continuo la disponibilità di gas, è direttamente collegata al livello di produzione nazionale: più grandi sono le riserve utilizzabili presenti nel suolo nazionale, minore è il rischio che fattori esogeni possano mettere a rischio le attività dipendenti dalla fornitura costante di gas (come la generazione di elettricità). Il trend di diminuzione delle riserve interne che caratterizza quasi tutti i Paesi industrializzati (e in particolare quelli europei) aumenta la dipendenza dalle importazioni, accrescendo la vulnerabilità in termini di rischio tecnico, politico ed economico.

Dal punto di vista tecnico, l'**aumento delle importazioni** comporta tendenzialmente il ricorso a giacimenti sempre più distanti fisicamente dai mercati finali: il rischio che guasti e incidenti possano interrompere i flussi aumenta di conseguenza, accrescendo la **vulnerabilità** dei Paesi importatori (come nel caso dei guasti alle condotte sottomarine). Dal punto di vista politico, il ricorso alle importazioni espone al rischio che i contratti non siano onorati (come nel caso di contenziosi tra i Paesi esportatori e quelli di transito). Dal punto di vista economico, la minor disponibilità di riserve di gas comporta una maggior vulnerabilità agli shock legati alla volatilità dei prezzi. La creazione di capacità di stoccaggio risponde direttamente all'esigenza di ridurre queste vulnerabilità, scongiurando il rischio di una immediata interruzione delle forniture e dando il tempo di adottare le necessarie contromisure, siano esse tecniche, politiche o economiche.

La seconda esigenza a cui risponde l'attività di stoccaggio è quella della **flessibilità nella gestione dei flussi**. La domanda di gas è caratterizzata da una forte stagionalizzazione (la domanda invernale è più alta di quella estiva) e da picchi giornalieri, a cui la rete di distribuzione deve fare fronte. Inoltre i diversi tipi di domanda (termoelettrica, residenziale, industriale) presentano una distribuzione diversificata e richiedono quindi ulteriore flessibilità per essere gestiti adeguatamente.

Lo stoccaggio consente di **“modulare” l'immissione del gas** nella rete di distribuzione: senza questa possibilità, l'immissione sarebbe praticamente “piatta” a causa dei vincoli fisici posti dalla portata massima dei gasdotti di importazione (e dell'*upstream* nazionale) o dalla capacità massima dei rigassificatori. La presenza di una capacità di stoccaggio significativa permette di sfruttare in modo efficiente le infrastrutture meno flessibili: il risultato è un miglioramento della performance economica e una ottimizzazione degli investimenti.

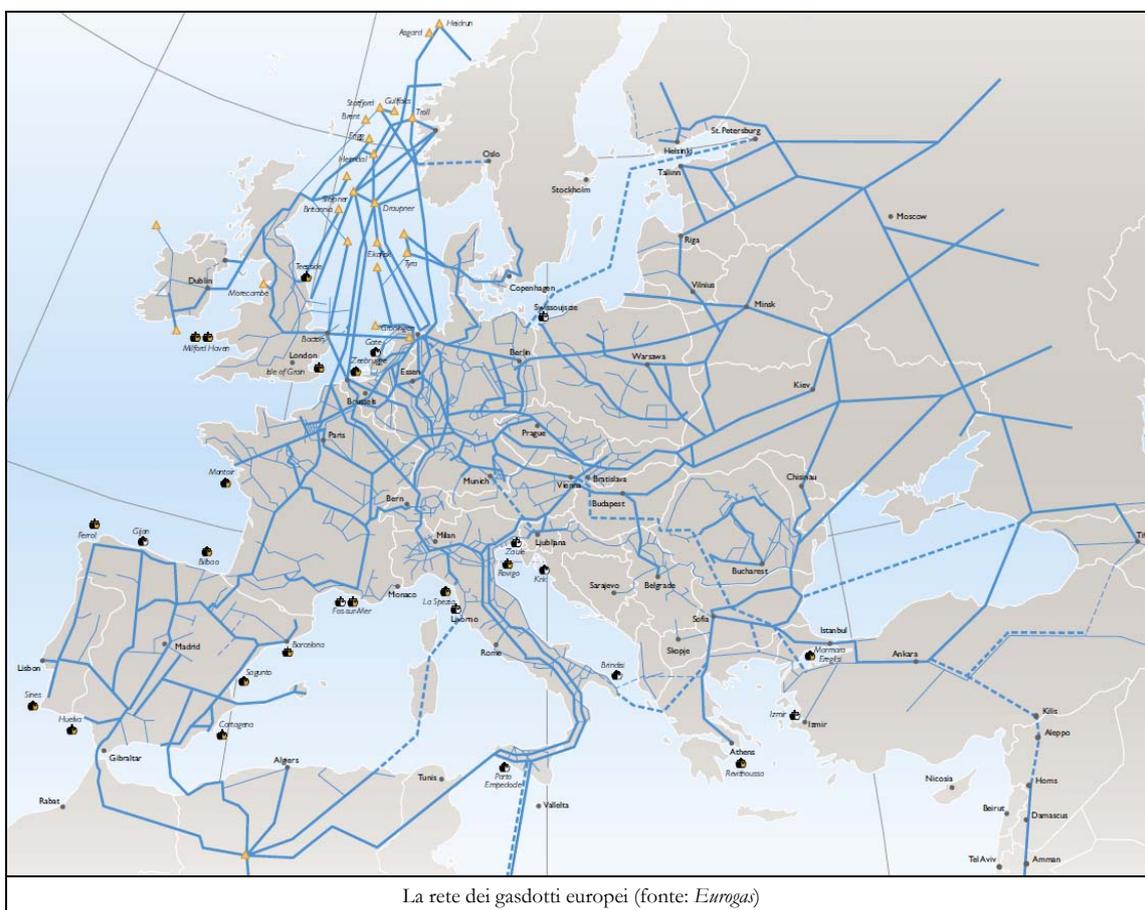
La flessibilità collegata allo sviluppo di capacità di stoccaggio presenta ulteriori vantaggi economici perché permette di sfruttare i **differenziali di prezzo stagionali** (tipicamente, il prezzo del gas naturale è più alto in inverno e più basso in estate) e consente, se adeguatamente regolamentata, la **creazione di un mercato liquido** (spot), creando anche la possibilità di arbitraggio tra mercati interconnessi (come nel caso dei mercati europei).

L'importanza economica della capacità di stoccaggio nel corso di questo decennio è aumentata a causa del ruolo sempre più importante del gas naturale nella **generazione di energia elettrica**. La domanda di elettricità è caratterizzata da una marcata variabilità dei consumi non solo stagionale, ma anche giornaliera e oraria. L'impiego di un numero crescente di centrali a ciclo combinato ha aumentato l'importanza di un sistema di stoccaggio in grado di garantire in modo efficiente i flussi nei momenti di picco della domanda. Inoltre, in quei Paesi dove la generazione eolica si va diffondendo, il ruolo delle centrali a gas è anche quello di sopperire alla discontinuità produttiva tipica di questa fonte rinnovabile: la conseguenza è un'ulteriore necessità di flessibilità nell'erogazione dei volumi di gas alle centrali tramite stoccaggio.

Va infine rilevato che la dimensione strategica della sicurezza di approvvigionamento e la dimensione economica della flessibilità nella gestione dei flussi possono spingere verso scelte di investimento non necessariamente coerenti. Punto di sintesi al riguardo non può che essere il quadro regolatorio dell'attività di stoccaggio.

## 1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

La debole ripresa economica globale, che si è avviata nel corso del secondo semestre del 2009 e confermata nel primo del 2010, ha riguardato in parte anche le economie europee, peraltro pesantemente colpite nei mesi precedenti dalla recessione. In particolare, tra gennaio e marzo l'economia dell'area euro è cresciuta dello 0,2%, in linea con le previsioni di (pur modesta) crescita su base annua per il 2010, stimate tra lo 0,7% e l'1,3%. In questo contesto, i consumi energetici sono tornati a crescere, anche se moderatamente: si stima che occorreranno ancora diversi anni per tornare ai livelli di domanda di energia del 2008. In particolare, il consumo di gas naturale è crollato a livelli paragonabili al 2003: agli attuali tassi di crescita la domanda dovrebbe tornare ai livelli pre-crisi non prima del 2013. Questa situazione si tradurrà in un inevitabile **ritardo nello sviluppo di molti progetti infrastrutturali**, che altrimenti rischierebbero di essere sottoutilizzati e quindi antieconomici.



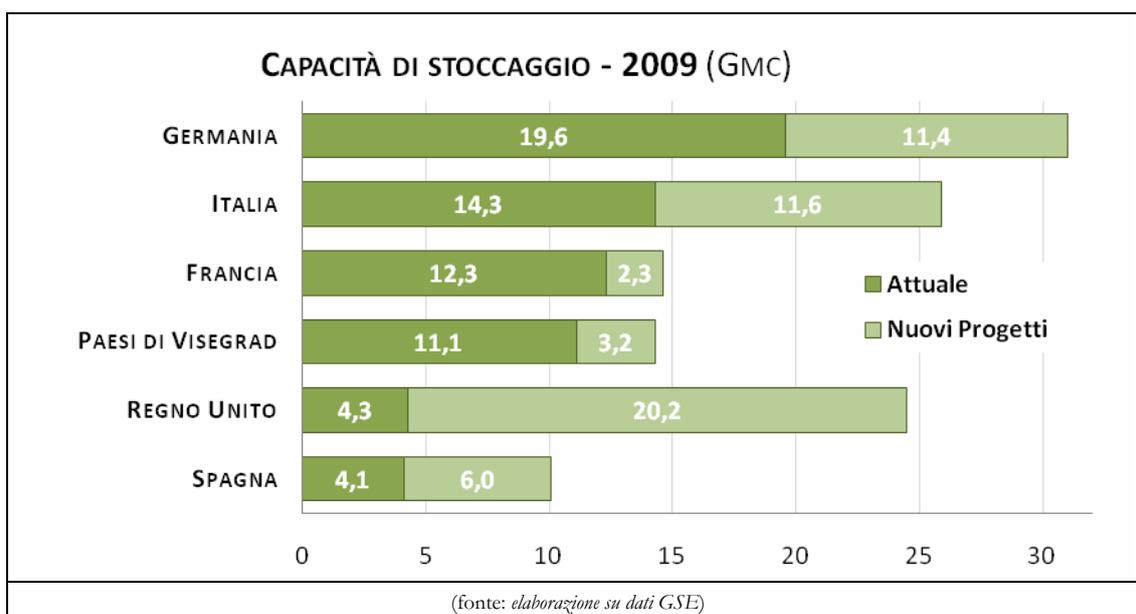
In questo difficile contesto, gli Stati europei sono in fase di ricezione del terzo pacchetto energia dell'Unione europea (Direttiva 2009/72, Direttiva 2009/73, Regolamento 713/2009, Regolamento 714/2009, Regolamento 715/2009; il pacchetto prosegue nel rafforzamento dell'*unbundling* e, più in generale, dell'effettiva apertura alla concorrenza dei mercati europei dell'energia), che dovrà essere interamente recepito entro il 3 marzo 2011. A questo si aggiunge, in alcuni Paesi (tra cui l'Italia), un ripensamento della legislazione relativa alle attività di stoccaggio. La **ridefinizione del quadro regolatorio** rappresenta un momento cruciale per gli operatori attivi nel mercato del gas: il perseguimento di obiettivi diversi e non sempre conciliabili da parte dei legislatori nazionali (e di quello europeo) introduce un elemento di forte incertezza nelle decisioni di investimento.

A livello europeo la scelta delle Istituzioni (e in particolare della Commissione) di dare particolare risalto ai temi della lotta al cambiamento climatico ha portato più volte a frizioni con Governi nazionali e associazioni di produttori più attenti alle dimensioni strategica ed economica della questione energetica. L'ultimo esempio in ordine di tempo è stata la lettera del Presidente di Eurogas (l'associazione degli operatori del gas europei), Domenico Dispenza, a Herman Van Rompuy del 22 marzo scorso, con la quale si contestano gli obiettivi di riduzione delle importazioni di idrocarburi previsti dalla strategia "2020".

A livello nazionale, la ricezione del terzo pacchetto energia ha avviato nel dibattito interno di diversi Stati europei una contrapposizione tra gli *incumbents*, ovvero gli ex-monopolisti nazionali favorevoli a soluzioni di recepimento che permettano loro di continuare a rivestire un ruolo centrale nei propri mercati di riferimento, e gli altri produttori, che auspicano invece il massimo grado possibile di apertura dei mercati.

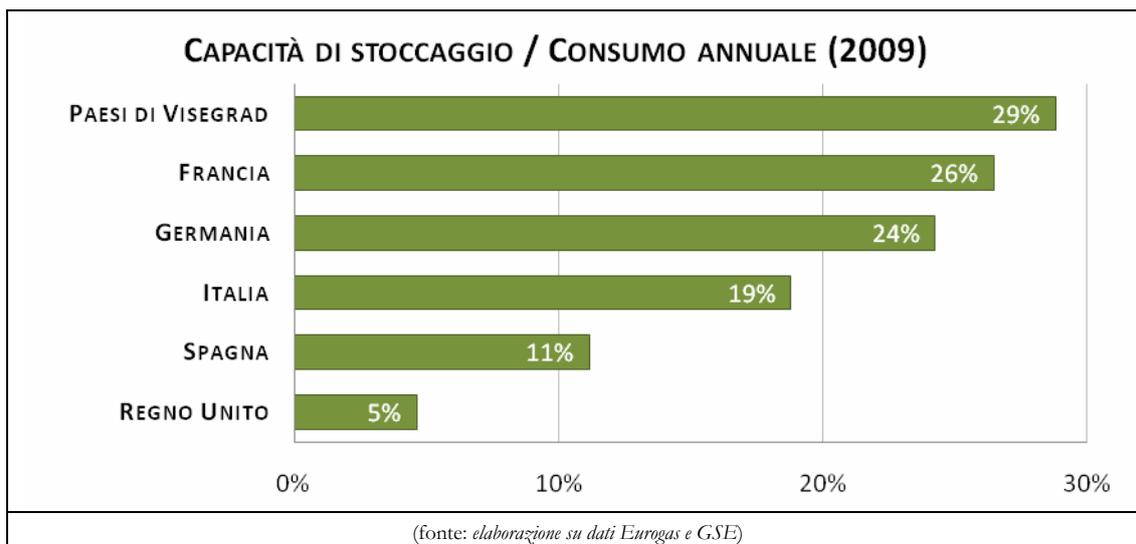
Il grado di certezza del quadro regolatorio è di particolare importanza nel caso degli investimenti infrastrutturali, come la capacità di stoccaggio. Proprio il tema dello sviluppo di nuova capacità di stoccaggio è stato oggetto di dibattito nel corso del secondo trimestre del 2010, sia a causa del processo di ridefinizione del quadro regolatorio in alcuni Stati (tra cui l'Italia) sia a causa delle decisioni di investimento di alcuni operatori.

Attualmente in Europa sono programmati investimenti per complessivi **70 Gmc di nuova capacità di stoccaggio**, di cui 16,6 Gmc entro il 2012 e ulteriori 36,7 Gmc entro il 2015. Più della metà degli investimenti, complessivamente nell'ordine di alcune decine di miliardi di euro, sarà concentrata in tre Paesi: Regno Unito, Italia e Germania.



La necessità di sviluppare nuova capacità di stoccaggio risponde innanzitutto ad esigenze di carattere strategico: la quota crescente di gas importato ed il ruolo crescente delle centrali elettriche a ciclo combinato aumentano la vulnerabilità dei Paesi consumatori europei. In risposta alla necessità di mantenere un adeguato livello di sicurezza di approvvigionamento, gli operatori e i Governi nazionali stanno operando per sviluppare riserve strategiche significative, in parziale analogia a quanto accaduto a partire dagli anni Settanta con le riserve di petrolio.

La funzione strategica della capacità di stoccaggio, come detto, è quella di sostituire le importazioni in caso di interruzione dei flussi. Una misura per valutare l'adeguatezza delle riserve di un Paese è il rapporto tra la capacità di stoccaggio disponibile e il consumo totale: in questo modo si può avere una misura del margine temporale di autonomia di un Paese a fronte di una emergenza di approvvigionamento. Esiste tra gli Stati europei un'evidente disparità nel valore di questo margine.



Le cause del diverso rapporto stoccaggio/consumi sono tuttavia riconducibili a fattori strutturali: i due Paesi che mostrano valori particolarmente bassi sono infatti quelli dotati di migliori strumenti di approvvigionamento alternativi, cioè una notevole capacità produttiva nazionale residua nel caso britannico e una significativa dotazione di infrastrutture di rigassificazione nel caso spagnolo. A conferma di ciò, si può notare come il rapido esaurimento dei giacimenti nazionali stia spingendo gli operatori britannici verso la creazione di una vasta capacità di stoccaggio. Viceversa, i Paesi maggiormente esposti a rischi di interruzione delle forniture, a causa dell'elevata dipendenza dalle esportazioni russe, sono quelli che presentano il più alto rapporto stoccaggio/consumi.

A riprova dell'importanza strategica dello sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio europee vi è il crescente interesse di Gazprom per questo settore. Sfruttando le possibilità aperte dalla legislazione europea, Gazprom sta infatti espandendo la propria presenza diretta in Europa anche al settore dello stoccaggio. Attualmente l'azienda di Stato russa controlla 1,86 Gmc di capacità di stoccaggio. Grazie agli investimenti effettuati in Austria, Germania, Paesi Bassi e Ungheria (nonché in Serbia), Gazprom controllerà entro il 2015 oltre 5,8 Gmc di capacità di stoccaggio.

Dopo questo sguardo d'insieme sull'intera Ue, nei seguenti paragrafi sono brevemente analizzate le dinamiche riguardanti i principali Paesi membri dell'Unione, con riferimento sia all'andamento dei consumi, sia alla situazione delle infrastrutture di stoccaggio.

## 1.1. GERMANIA

La Germania costituisce il secondo mercato europeo del gas dopo il Regno Unito ed è il principale importatore del continente, potendo contare su una produzione interna limitata al 16% del proprio fabbisogno.

Il mercato tedesco è tradizionalmente controllato da alcuni operatori (E.ON-RuhrGas, RWE, WINGAS) che esercitano un controllo diretto sulle infrastrutture di trasporto e, attraverso partecipazioni nelle società di distribuzione locali, gestiscono i rispettivi **mercati regionali** in un

contesto caratterizzato da **bassa concorrenzialità**. Questa situazione è tuttavia destinata almeno in parte a cambiare: nel corso del mese di maggio, il Governo ha modificato la legge che regola l'accesso alla rete di distribuzione del gas. Le attuali sei zone economiche in cui è suddiviso il mercato tedesco saranno ridotte a due entro il 2013, con l'obiettivo di aumentare la competizione eliminando i costi amministrativi del trasporto da una regione all'altra.

Il primo semestre del 2010 è stato caratterizzato da una ripresa dei consumi energetici trainati dalla ripresa della produzione industriale e soprattutto delle esportazioni. Sebbene la crescita tedesca si stia rivelando in linea con le previsioni (1,5% nel 2010), i consumi energetici tedeschi di quest'anno sono destinati ad essere significativamente inferiori ai livelli pre-crisi a causa della portata della recessione nel 2009 (-3,5%). Nel caso del gas naturale, l'entità del crollo della domanda nel corso del 2009 (-4,8%) fa ritenere che i consumi torneranno ai livelli del 2008 non prima del 2013.

In un contesto caratterizzato da un eccesso di offerta di gas sui mercati internazionali, i principali operatori tedeschi si sono trovati in una condizione di paradossale difficoltà. Il ricorso sistematico ai contratti pluriennali con clausole **take-or-pay**, negoziati con Gazprom in periodi caratterizzati da domanda prevista in costante crescita, ha infatti imposto pesanti oneri contrattuali alle compagnie tedesche che li avevano sottoscritti: la contrazione dei consumi ha infatti privato di domanda finale importanti volumi di gas, che le compagnie erano in ogni caso costrette a pagare. Dopo lunghe trattative, che hanno coinvolto anche altri operatori europei (Eni in primis), Gazprom ha accettato di rivedere in parte i contratti **take-or-pay**, introducendo maggiore flessibilità nel ritiro dei volumi.

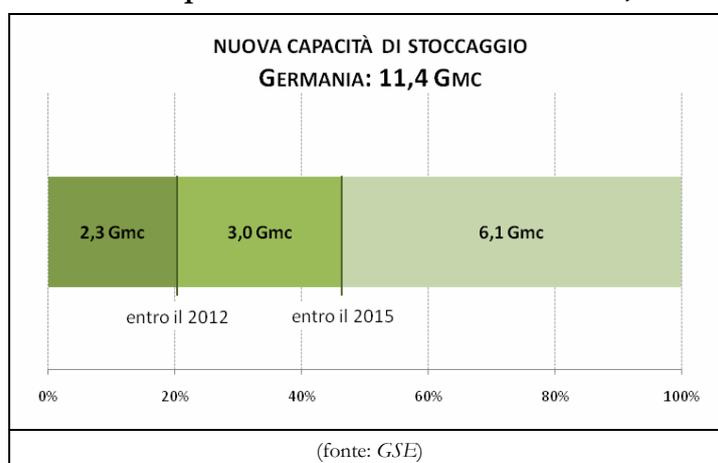
La rinegoziazione dei contratti **take-or-pay** ha ridotto gli oneri derivanti dal mancato rispetto degli accordi, ma non ha sottratto le compagnie che li avevano sottoscritti alla concorrenza delle forniture di gas alternative. L'eccesso di offerta sui mercati internazionali si è infatti tradotto in un crollo dei prezzi spot del GNL, che improvvisamente è diventato

GERMANIA	
Consumo di gas naturale .....	80,8 Gmc
Consumo (su tot. UE) .....	16,7 %
Consumo (nel 2015) .....	92,0 Gmc
Gas sul totale dei consumi .....	21,4 %
Dipendenza da import .....	83,5 %
Stoccaggio .....	19,6 Gmc
Stoccaggio/import .....	24,3 %

molto competitivo (*gas-to-gas competition*). Di conseguenza, gli operatori tedeschi vincolati da contratti rigidi si stanno ora misurando coi *competitors* che, liberi di approvvigionarsi sui mercati spot (soprattutto Zeebrugge, in Belgio), scontano costi decisamente inferiori.

Nonostante l'attuale condizione di eccesso di offerta, i progetti infrastrutturali destinati ad aumentare la capacità di importazione del mercato tedesco procedono come previsto (v. 3.1.), sia per compensare il calo della produzione sia in vista della ripresa dei consumi. L'ampliamento della capacità di importazione ha determinato la necessità per gli operatori tedeschi di investire anche in **nuova capacità di stoccaggio**, sia per continuare a garantire un adeguato livello di sicurezza, sia per consentire l'arbitraggio tra i mercati direttamente connessi a quello tedesco.

La capacità di stoccaggio attualmente **disponibile** in Germania è di circa **19,6 Gmc**, pari a circa il 24% dei consumi interni annuali. L'ampliamento previsto per i prossimi anni è destinato ad aumentare in modo sostanziale le capacità tedesche, anche se in misura non del tutto coerente con il ruolo di *hub* a cui gli operatori tedeschi puntano. Ad oggi, gli investimenti previsti per i prossimi anni riguardano la **costruzione di 11,5 Gmc di**



**capacità di stoccaggio**, di cui 2,3 Gmc entro il 2012, 3 Gmc entro il 2015 e i restanti 6,1 Gmc dopo il 2015. Il lungo orizzonte temporale di questi investimenti mostra come gli operatori tedeschi prevedano uno slittamento temporale nel completamento delle nuove infrastrutture di trasporto e, in particolare, nella seconda fase del progetto Nord Stream.

## 1.2. ITALIA

L'Italia rappresenta il terzo mercato europeo del gas ed è il secondo importatore, potendo contare su una produzione interna limitata (10% del fabbisogno).

La domanda italiana di gas naturale è caratterizzata da una forte componente di uso termoelettrico, paragonabile solamente al caso inglese. La domanda di energia elettrica (e quindi di gas destinato alle centrali elettriche) è caratterizzata da una forte correlazione con la congiuntura economica, soprattutto se comparata con il settore residenziale. Ciò spiega la contrazione sopra la media della domanda italiana nel corso del 2009: -8% a fronte di una media europea di -6,4%.

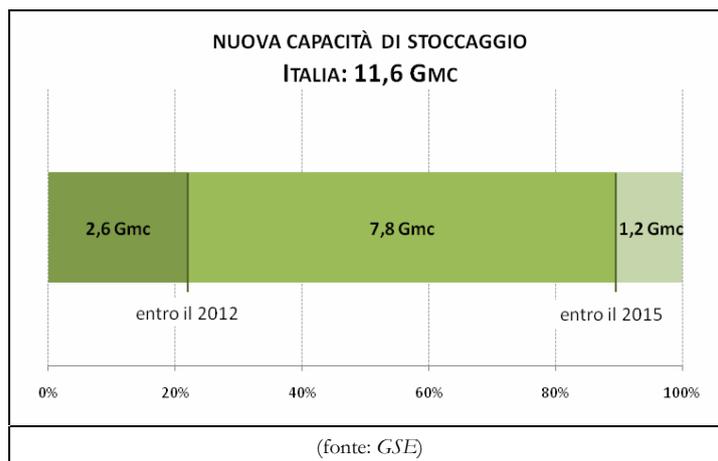
ITALIA	
Consumo di gas naturale .....	76,3 Gmc
Consumo (su tot. UE) .....	15,8 %
Consumo (nel 2015) .....	86,9 Gmc
Gas sul totale dei consumi .....	36,5 %
Dipendenza da import .....	89,1 %
Stoccaggio .....	14,3 Gmc
Stoccaggio/import .....	18,8 %

La (pur debole) ripresa economica del primo semestre 2010 è stata accompagnata da un “rimbalzo” della domanda di gas naturale: complessivamente, **nei primi 4 mesi del 2010 i consumi sono aumentati del 10,4%** (34,756 Gmc rispetto ai 31,478 Gmc dello stesso periodo 2009). A trainare la ripresa della domanda sono stati il settore industriale e quello della generazione di energia elettrica, mentre la crescita del settore residenziale/commerciale è stata più contenuta. Nonostante il picco di questi mesi, dovuto al sommarsi di circostanze favorevoli (ricostituzione delle scorte, basso prezzo del gas), le previsioni di crescita dei consumi per il 2010 sono del 3%. Secondo le attuali previsioni di crescita, il valore dei volumi dei consumi nazionali dovrebbe eguagliare i livelli pre-crisi non prima del 2013.

Analogamente a quanto accade nel caso tedesco, l'attuale situazione di eccesso di offerta ha in parte posticipato ma non compromesso gli investimenti infrastrutturali in corso. Tra questi assumono particolare rilevanza quelli in nuova capacità di stoccaggio. In questo settore gli operatori italiani stanno investendo in misura maggiore di quanto non accada in tutto il resto d'Europa, fatto salvo il caso britannico.

Attualmente, la capacità di stoccaggio **disponibile** in Italia è di circa **14,3 Gmc**, pari al 19% circa dei consumi nazionali annui. Gli investimenti programmati per i prossimi anni prevedono la **costruzione di ulteriori 11,6 Gmc di capacità di stoccaggio**, di cui 2,6 Gmc entro il 2012, 7,8 Gmc entro il 2015 e i restanti 1,2 Gmc dopo il 2015.

L'orizzonte temporale degli investimenti, con la realizzazione di quasi tutta la nuova capacità di stoccaggio entro il 2015, rappresenta un vantaggio competitivo rilevante per gli operatori nazionali, che si troveranno a disporre di nuova capacità di stoccaggio prima dei *competitors* europei. Oltre il 50% dei progetti tedeschi, ad esempio, entrerà in funzione solo dopo il 2015, quando la nuova capacità italiana sarà già operativa.



Nell'attuale fase di ridefinizione del quadro normativo relativo allo stoccaggio, indipendentemente dal merito delle soluzioni regolatorie adottate, risulta cruciale **garantire che i nuovi sviluppi non compromettano gli investimenti programmati**. Effettuare tempestivamente l'espansione della capacità di stoccaggio prevista rappresenta infatti una condizione imprescindibile per permettere al sistema infrastrutturale italiano di continuare a garantire un adeguato livello di sicurezza energetica nazionale e, nel contempo, supportare il ruolo di *hub* di ingresso meridionale per le importazioni europee.

### 1.3. FRANCIA

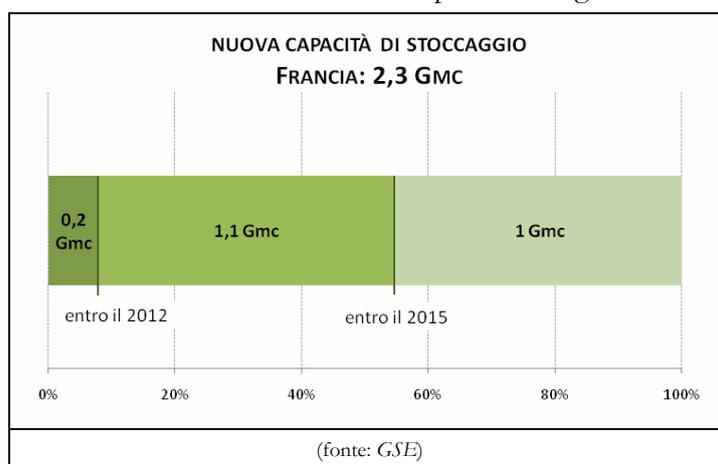
La Francia costituisce il quarto mercato europeo del gas, nonostante la scelta strategica di investimento sul nucleare e il conseguente ruolo limitato del gas naturale nel mix energetico francese. Il ridotto ruolo del gas naturale nella produzione di energia elettrica spiega perché i consumi francesi si siano contratti nel 2009 in misura inferiore (-3,3%) rispetto alla media europea (-6,4%).

Nonostante quella che potrebbe apparire una situazione di marginalità degli operatori francesi rispetto ai *competitors* europei, la politica energetica francese sta prestando crescente attenzione al settore del gas e, in particolare, ai nuovi sviluppi infrastrutturali. Oltre al ruolo già affermato nello sviluppo di Medgaz (v. 3.6.), gli operatori francesi sono riusciti proprio nell'ultimo trimestre ad ufficializzare il loro **ingresso** nei due principali gasdotti che porteranno gas russo in Europa: **Nord Stream (Gdf Suez)** e **South Stream (Edf)** (v. 3.1. e 3.4.).

FRANCIA	
Consumo di gas naturale .....	46,3 Gmc
Consumo (su tot. UE) .....	9,6 %
Consumo (nel 2015) .....	50,0 Gmc
Gas sul totale dei consumi .....	14,5 %
Dipendenza da import .....	97,9 %
Stoccaggio .....	12,3 Gmc
Stoccaggio/import .....	26,5 %

Questa scelta strategica, fortemente voluta dal Governo francese (presente nel capitale di entrambe le società), permette alla Francia di limitare il rischio che si stava profilando negli ultimi anni di essere marginalizzata rispetto alle direttrici chiave dell'importazione di gas e, soprattutto, rispetto ai rapporti privilegiati con la Federazione russa. La nuova capacità di importazione, inoltre, permetterà agli operatori francesi di attuare politiche commerciali aggressive per penetrare gli altri mercati europei. Le previsioni di aumento della domanda francese sono infatti piuttosto contenute e da sole non giustificerebbero la necessità di investire in grandi infrastrutture di trasporto in modo così sistematico.

Il fatto che l'investimento in nuove infrastrutture di trasporto del gas non sia direttamente collegato ai consumi interni francesi è confermato dal fatto che i nuovi **investimenti in infrastrutture di stoccaggio sono molto limitati**. Attualmente in Francia esiste capacità di stoccaggio pari a 12,3 Gmc, corrispondente a circa il 26% dei consumi interni annuali. Gli investimenti programmati per i



prossimi anni prevedono invece la costruzione di soli 2,3 Gmc di nuova capacità, di cui 0,2 Gmc entro il 2012, 1,1 Gmc entro il 2015 e il restante 1 Gmc dopo il 2015.

#### 1.4. REGNO UNITO

Il Regno Unito rappresenta per dimensioni il primo mercato europeo. Questa situazione è stata determinata dal fatto che, fino al 2004, le ingenti riserve di gas del Mare del Nord hanno fatto del Regno Unito un esportatore netto. La situazione è tuttavia in rapido cambiamento: a causa del progressivo esaurimento delle riserve britanniche, la quota di importazione sui consumi è in costante aumento. Gli effetti della **crisi economica**, particolarmente severi nel Regno Unito, hanno comportato una contrazione del consumo di gas naturale nel 2009 pari al 7,8%, più della media europea (-6,4%). Nel corso del primo semestre 2010, la lentezza della ripresa economica britannica ha pesato sulla

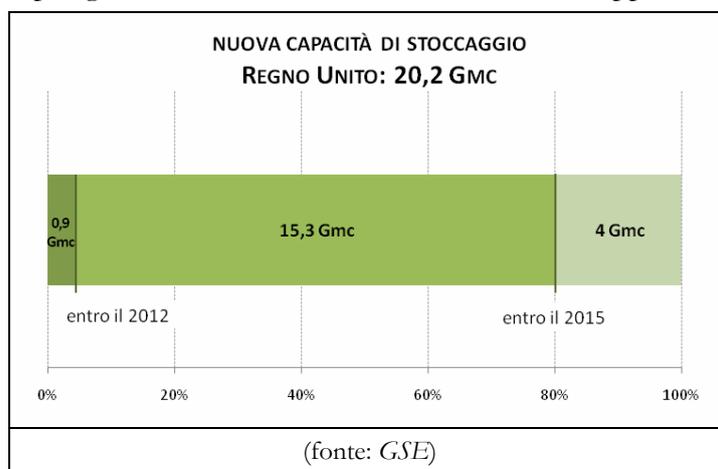
REGNO UNITO	
Consumo di gas naturale .....	92,7 Gmc
Consumo (su tot. UE) .....	19,6 %
Consumo (nel 2015) .....	100,0 Gmc
Gas sul totale dei consumi .....	42,3 %
Dipendenza da import .....	25,8 %
Stoccaggio .....	4,3 Gmc
Stoccaggio/import .....	4,6 %

ripresa della domanda di gas naturale, soprattutto a causa della bassa domanda termoelettrica.

Nonostante l'attuale congiuntura economica, gli operatori britannici stanno programmando importanti investimenti infrastrutturali. La visione strategica che sta alla base della politica di investimenti britannica è quella di mantenere, attraverso le nuove infrastrutture, un margine di sicurezza paragonabile da punto di vista operativo con quello precedente al 2004. Il primo strumento scelto è quello dello sviluppo della **capacità di rigassificazione**, per poter accedere ai mercati internazionali. In questo settore, l'infrastruttura chiave è il complesso dell'Isola di Grain, che a regime avrà una capacità di 21 Gmc.

Il secondo strumento scelto per garantire la sicurezza britannica è lo sviluppo della capacità di stoccaggio.

Attualmente, a causa della residua consistenza delle riserve interne, la capacità di stoccaggio britannica si è limitata a 4,3 Gmc, pari al 5% dei consumi interni. Se questa capacità era adeguata in un contesto di surplus di produzione interna, ora gli operatori britannici hanno iniziato ad adattare le



infrastrutture alle nuove condizioni. Gli investimenti previsti per i prossimi anni prevedono infatti la **costruzione di ulteriori 20,2 Gmc di capacità di stoccaggio**, di cui 0,9 Gmc entro il 2012, 15,3 Gmc entro il 2015 e i restanti 4 Gmc dopo il 2015. Si tratta del più consistente incremento previsto nel panorama europeo, anche grazie alla relativa facilità tecnica con cui i giacimenti esauriti possono essere riutilizzati come punti di stoccaggio.

## 1.5. SPAGNA

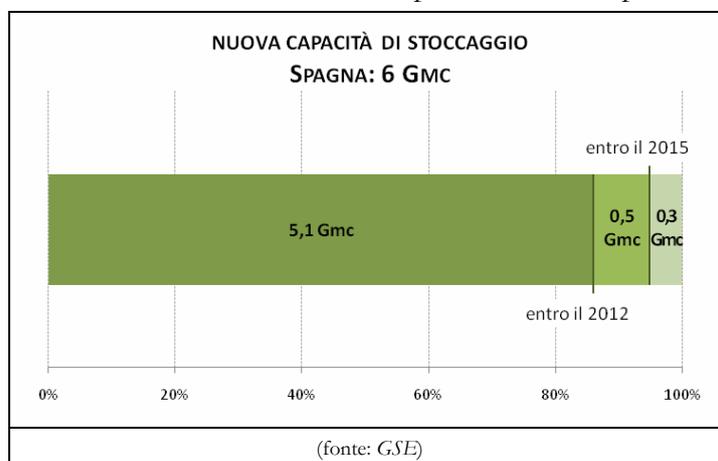
La Spagna rappresenta il sesto mercato europeo per dimensioni e, fino alla crisi economica, è stato uno dei più dinamici. Nel corso del 2009 le gravi conseguenze della crisi economica hanno però causato una riduzione dei consumi di gas naturale del 10,5% e attualmente la domanda stenta a riprendere.

Nel difficile quadro della situazione spagnola, vi è tuttavia un dato strutturale favorevole: l'ampia dotazione infrastrutturale di rigassificazione (unica nel panorama europeo) ha evitato agli operatori spagnoli l'ulteriore aggravio degli oneri derivanti dai contratti *take-or-pay* non rispettati.

L'ampia dotazione di rigassificatori della Spagna (con una potenzialità massima di 60 Bcm/anno), oltre a costituire un vantaggio economico nell'attuale congiuntura, rappresenta anche una garanzia di sicurezza di approvvigionamento, potendo contare direttamente sul mercato internazionale. Questa situazione ha limitato la necessità per la Spagna di disporre di capacità di stoccaggio a fini strategici. Di conseguenza, attualmente la capacità di stoccaggio spagnola è di circa 4,1 Gmc, pari a circa l'11% dei consumi interni annuali.

La capacità di rigassificazione non è tuttavia un sostituto perfetto della capacità di stoccaggio, ma ne è anzi in buona misura un complemento. Coerentemente gli operatori spagnoli hanno programmato per i prossimi anni la costruzione di ulteriori 6 Gmc di capacità di stoccaggio, di cui 5,1 Gmc entro il 2012, 0,5 Gmc entro il 2015 e i restanti 0,3 Gmc dopo il 2015. Il fatto che la maggior parte della nuova capacità dovrebbe essere operativa in tempi brevi costituisce un **vantaggio strategico** rilevante per gli operatori spagnoli, che grazie al nuovo interconnettore Spagna-Francia (in fase di completamento) potranno arbitrare tra i diversi mercati europei e trarre vantaggio dai bassi prezzi dell'attuale offerta spot.

SPAGNA	
Consumo di gas naturale .....	37,1 Gmc
Consumo (su tot. UE) .....	7,7 %
Consumo (nel 2015) .....	47,9 Gmc
Gas sul totale dei consumi .....	24,5 %
Dipendenza da import .....	99,7 %
Stoccaggio .....	4,1 Gmc
Stoccaggio/import .....	11,2 %



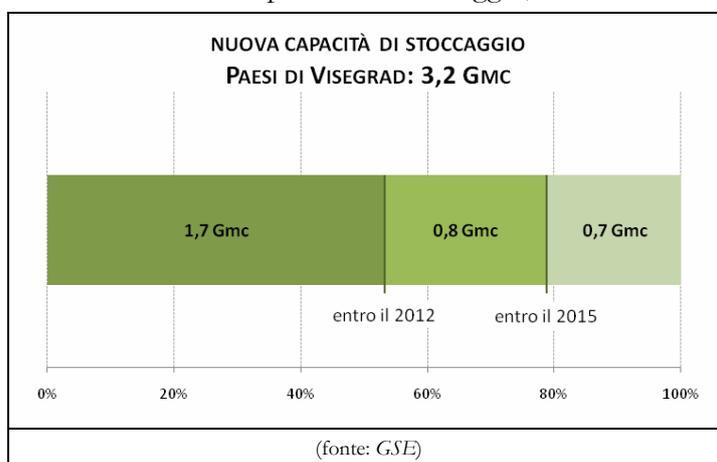
## 1.6. PAESI DI VISEGRAD

I Paesi dell'Europa centrale appartenenti al cosiddetto *Gruppo di Visegrad* (detti anche V4: **Polonia, Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia**) condividono una stretta collaborazione in diversi settori e in particolare in quello energetico

Alla base della collaborazione tra i V4 vi è un crescente impegno ad integrare le infrastrutture per il gas naturale, al fine di limitare la vulnerabilità indotta dalle limitate dimensioni dei singoli mercati e dalla dipendenza dalle esportazioni russe.

PAESI DI VISEGRAD	
Consumo di gas naturale .....	38,6 Gmc
Consumo (su tot. UE) .....	8,0 %
Consumo (nel 2015) .....	45,0 Gmc
Gas sul totale dei consumi .....	26,1 %
Dipendenza da import .....	83,0 %
Stoccaggio .....	11,1 Gmc
Stoccaggio/import .....	28,8 %

Un ruolo di primo piano è rivestito dalla capacità di stoccaggio, alla luce della concreta possibilità di registrare interruzioni dei flussi provenienti dalla Federazione russa a causa di contenziosi con l'Ucraina. Attualmente, i V4 dispongono di circa 11,1 Gmc di capacità di stoccaggio totale: 1,6 in Polonia, 2,8 in Slovacchia, 3,1 in Repubblica Ceca e 3,7 in Ungheria. Complessivamente, il rapporto tra capacità di stoccaggio e



consumi annui è il più alto in Europa (28,8%) e assicura un buon livello di sicurezza di approvvigionamento. Per garantire un pari livello di sicurezza in futuro, gli operatori dei V4 hanno programmato investimenti per **ulteriori 3,2 Gmc di capacità**, di cui 1,9 in Polonia, 0,7 in Ungheria e 0,6 in Repubblica Ceca.

Gli investimenti infrastrutturali, non solo in stoccaggio ma anche in capacità di rigassificazione (l'impianto polacco di Swinoujscie, 5 Gmc), si sono accompagnati a un intenso lavoro diplomatico per cercare un avvicinamento con la Federazione russa, che in ultima analisi resta un partner imprescindibile per i V4. Su questo fronte, il **Governo polacco** è stato particolarmente attivo e nel mese di maggio ha annunciato un **accordo con Gazprom** per un incremento delle forniture provenienti dalla penisola di Yamal. I negoziati per il nuovo contratto procedono da oltre un anno a causa della ferma intenzione polacca di espungere dagli accordi la clausola che vieta la ri-esportazione del gas russo. La fermezza con cui la Polonia si oppone alla clausola è dovuta al fatto che essa minerebbe la credibilità dell'impegno polacco nei confronti degli altri V4.

## 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 (v. 3.). Per collocazione geografica, potenzialità di cooperazione con i Paesi 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 secondo trimestre 2010 nelle aree rilevanti per la sicurezza energetica europea (Russia, Area del Caspio, Turchia e Medio oriente).

### 2.1. RUSSIA

La lenta ripresa della domanda di gas europea, iniziata sul finire del 2009 e confermata nel primo quadrimestre del 2010, ha imposto a Gazprom di rivedere al rialzo i target di produzione di gas annui – sia pur ad un livello ancora inferiore a quello del 2008 (519 Gmc contro i 550 Gmc del 2008). Il trend di crescita della domanda europea, unitamente alla crescente domanda proveniente dalle economie asiatiche, lasciano tuttavia presagire che, entro il 2013, la produzione nazionale possa superare i livelli pre-crisi, attestandosi attorno ai 565 Gmc.

Sulle potenzialità di aumento dell'esportazione di gas dalla Russia verso i mercati europei pesa tuttavia la crescente **concorrenza nell'approvvigionamento energetico in Asia centrale**, frutto dell'assertiva politica centroasiatica di Pechino e del contemporaneo tentativo dei produttori regionali di diversificare i propri canali di esportazione (v. Focus 1/2010, Approfondimento). La recente rottura del monopsonio sull'acquisto di gas centroasiatico spinge verso l'alto i prezzi d'acquisto del metano e, più in generale, mette in discussione la capacità russa di garantire i volumi di metano necessari per sostenere il ruolo di fornitore primario di energia ai consumatori europei e, potenzialmente, asiatici.

Altro fattore centrale che mette in discussione la capacità russa di far fronte agli ambiziosi piani di esportazione di gas verso l'Europa occidentale risiede nella **urgente necessità di investimenti** nel settore energetico nazionale. Le forti limitazioni imposte agli investimenti stranieri hanno infatti ostacolato gli investimenti nei settori dell'esplorazione e dello sfruttamento delle risorse. L'attuale legge sugli investimenti, approvata nel maggio 2008 – in una fase di boom dei prezzi dell'energia –, limita fortemente le possibilità di accesso delle compagnie straniere ai maggiori giacimenti nazionali (giacimenti *off-shore* e giacimenti con riserve superiori a 50 Gmc) che ricadono sotto la categoria delle "riserve strategiche". Con l'intento di riportare gli *assets* strategici sotto il controllo governativo dopo le privatizzazioni selvagge degli anni Novanta, la legge ha fissato un tetto minimo del 50% alla partecipazione del capitale russo nelle compagnie che presentino offerte di sfruttamento dei maggiori giacimenti. Due le strade individuate

dal Ministero per le Risorse Naturali per attirare gli investimenti stranieri: da un lato, la concessione di nuove licenze di esplorazione e valutazione di giacimenti *off-shore* aperte alla partecipazione di compagnie straniere e, dall'altro, l'approvazione di un nuovo regime di tassazione agevolato basato sugli utili (le aziende inizierebbero cioè a pagare le tasse solo dopo aver recuperato i capitali investiti). Altrettanto urgenti sono anche le misure che garantiscono la razionalizzazione dei consumi interni di gas che, favoriti da un livello di prezzi tenuto artificialmente basso, assorbono circa il 70% della produzione nazionale. Secondo stime recenti, sembra possibile ottenere un risparmio energetico tra i 64 e gli 88 Gmc/a entro il 2020 (un volume di gas pari a circa il 50% del totale delle esportazioni annue dalla Federazione russa).

Sul piano della politica estera, la cooperazione energetica continua a rappresentare un pilastro imprescindibile per il mantenimento dell'influenza di Mosca sulle repubbliche ex-sovietiche dell'Europa orientale, la cui dipendenza dalle importazioni di gas russo costituisce un fattore di strutturale debolezza economica e di vulnerabilità politica nei confronti della Federazione russa.

	QUANTITÀ IMPORTATA	% SU IMPORT DI GAS	% SU CONSUMI DI GAS	% SU CONSUMI DI ENERGIA
Bielorussia	15,94 Bcm	100%	100%	60,7%
Ucraina	24,15 Bcm	100%	100%	19,3%

Il ruolo del gas importato dalla Federazione russa (fonte: BP)

A dimostrazione della centralità della leva energetica nei rapporti tra Mosca e il cd. "estero vicino" europeo, il "dossier gas" ha rappresentato un punto centrale per la strategia di riavvicinamento dell'**Ucraina** alla Russia nei primi cento giorni della presidenza Yanukovich. Migliori condizioni di acquisto di gas russo hanno costituito la principale contropartita per la chiusura dell'annosa questione della ridefinizione del contratto di affitto della base navale russa di Sebastopoli sulla costa ucraina del Mar Nero. Il 21 aprile, in occasione di un incontro tenutosi a Kharkov, i presidenti dei due paesi si sono accordati per un rinnovo venticinquennale del contratto – dal 2017 al 2042 – e, contestualmente, per un taglio del 30% dei prezzi di vendita del gas concordati con il predecessore di Yanukovich, l'arancione Viktor Yushchenko. Lo sconto, che si applicherà a 40 Gmc di gas annui da qui al 2019, garantirà un risparmio a Kiev di circa 40 miliardi di dollari.

Minor successo ha avuto la contemporanea proposta di fusione tra Gazprom e la compagnia nazionale ucraina Naftogaz avanzata da Putin a fine aprile. La fusione, come sottolineato dalle autorità ucraine, si sarebbe tradotta in una sostanziale acquisizione della compagnia ucraina da parte di Gazprom, il cui valore di mercato – stimato attorno ai 140 miliardi di dollari – è infinitamente più grande rispetto a quello di Naftogaz – stimato tra i 6 e i 12 miliardi. Gazprom avrebbe per questa via acquisito il controllo della rete infrastrutturale energetica ucraina, attraverso la quale transita l'80% circa delle esportazioni totali di gas russo verso i mercati europei. L'indubbia necessità di investimenti per l'ammodernamento della rete ucraina ha indotto Kiev a formulare una diversa proposta di

cooperazione con Mosca basata sulla creazione di una *joint venture* paritaria tra le due compagnie da negoziare sotto gli auspici dell'Unione europea. La proposta richiama un analogo schema di negoziato avanzato da Kiev ad inizio 2010 (v. *Focus 1/2010*, 2.1.) e rimasto, ad oggi, lettera morta. La tendenza di Bruxelles – recentemente confermata dal Commissario per l'Energia Oettinger – a considerare l'attuale negoziato tra Kiev e Mosca come una mera questione bilaterale russo-ucraina ribadisce una volta di più la timidezza europea nel prendere posizione nei confronti della Federazione russa e, soprattutto, sembra privare l'Ucraina di un sostegno negoziale che potrebbe risultare fondamentale nel fronteggiare la strategia energetica russa.

L'assertività della politica energetica russa nei confronti dell'estero vicino europeo si è resa manifesta in occasione della recente **crisi del gas con la Bielorussia**, generata dalla richiesta russa di pagamento del debito accumulato da Minsk per l'acquisto di gas a partire da novembre 2009. A sottolineare la natura politica della crisi vi è la circostanza che l'indebitamento bielorusso, ammontante a 192 milioni di dollari, risultava inferiore alle spettanze dovute da Gazprom a Minsk in ragione delle tasse di transito sul gas russo diretto ai mercati europei attraverso il territorio bielorusso (giunte nello stesso periodo ad una cifra compresa tra i 228 e i 260 milioni di dollari). La crisi, che ha comportato il taglio delle forniture russe tra il 21 ed il 23 giugno, si è chiusa il 24 con il pagamento del debito bielorusso grazie ad un prestito contratto da Minsk con fonti rimaste sconosciute e seguito, il giorno successivo, dal versamento da parte di Gazprom delle spettanze dovute alla Bielorussia. Le ragioni più profonde della crisi vanno ricercate – prima ancora che nelle tensioni politiche che hanno caratterizzato le relazioni bilaterali tra Mosca e Minsk nel corso degli ultimi mesi – nella vertenza che oppone i due paesi in merito alla ratifica bielorusca dell'Unione Doganale tra questa, la Russia e il Kazakistan, la cui entrata in vigore era originariamente prevista per il 1° luglio. Il Presidente Lukashenko ha condizionato la ratifica dell'accordo alla concessione di migliori clausole commerciali sulle esportazioni di generi alimentari verso la Russia e alla rimozione dei dazi doganali sull'esportazione di prodotti petroliferi. Il perdurare delle cause di fondo che hanno generato la crisi del gas lascia dunque presagire che nuove tensioni nei rapporti bilaterali potranno emergere nel secondo semestre del 2010, quando Mosca e Minsk dovranno rinegoziare gli accordi energetici attualmente in vigore.

L'utilizzo politico della leva energetica e, in particolare, degli indebitamenti accumulati dagli acquirenti di gas, si va manifestando anche nei confronti della **Moldavia**. Alla vigilia di importanti elezioni parlamentari che potrebbero mettere fine al periodo di instabilità politico-istituzionale seguito alle dimissioni del Presidente e leader del Partito dei Comunisti della Repubblica di Moldavia Voronin, nell'agosto 2009, Gazprom ha richiesto a Chisinau il pagamento del debito accumulato nel 2006-2007, pari a 288 milioni di dollari. La profonda portata politica dell'indebitamento moldavo – il cui totale ammonta a oltre 2 miliardi di dollari – deriva dalla circostanza che a contrarre il debito è stata, per circa l'85%, la regione secessionista della Transdnistria, soggetta alla sovranità nominale di Chisinau ma,

di fatto, sotto controllo politico e militare russo. Dunque, oltre al rischio che il pagamento del debito possa finire per tradursi nella completa cessione a Gazprom della compagnia MoldovaGaz (di cui il gigante russo detiene già il 62%), la possibile vertenza sul gas potrebbe comportare la necessità di frazionare il debito in relazione al consumo di gas che lo ha generato, il che rappresenterebbe un riconoscimento, seppur indiretto, della entità separatista della Transdnistria da parte delle autorità moldave. Un'ipotesi, quest'ultima, tanto più significativa in ragione del recente rilancio del negoziato di pace sulla regione e della richiesta di Chisinau di ritiro "incondizionato, urgente e trasparente" delle truppe russe ancora stanziate nella regione.

## 2.2. BACINO DEL CASPIO

I ritardi e le incertezze della politica di approvvigionamento europea dall'area del Caspio spinge più risolutamente i produttori regionali verso **strategie di diversificazione dei canali di esportazione** delle risorse.

Dopo l'inaugurazione, lo scorso dicembre, del gasdotto tra Turkmenistan e Cina, **Pechino continua a rappresentare la principale alternativa** di diversificazione delle strategie energetiche dei paesi centroasiatici. La visita del Presidente cinese Hu Jintao in Kazakhstan ed Uzbekistan (10-12 giugno) dimostra la rilevanza assunta dalla relazione tra Pechino e i



produttori regionali, in grado di dirottare rilevanti volumi di risorse dai mercati russo ed europei. Particolarmente rilevanti, in questo senso, gli accordi siglati tra Cina e **Kazakhstan** per la costruzione di un nuovo gasdotto deputato a collegare il distretto occidentale di Beyneu, sul Caspio, con Shymkent, capoluogo della Provincia Meridionale del Kazakhstan, attraverso la quale transita il gasdotto Turkmenistan-Cina. Il gasdotto, di un costo stimato pari a 3,5 miliardi di dollari, sarà finanziato e costruito congiuntamente dalla compagnia statale kazaka KazMunaiGas e dalla China National Petroleum Company. Il completamento dell'opera, della lunghezza di circa 2.000 chilometri e della portata a pieno regime di 15 Gmc/a, è previsto per il 2014. Il gasdotto Beyneu-Shymkent, che rappresenta un passo decisivo per il completamento della rete di approvvigionamento energetico centroasiatica della Cina, consentirà ad Astana di garantire l'approvvigionamento della regione meridionale del Kazakhstan, attualmente dipendente dalle importazioni di gas uzbeko. A dimostrazione della crescente collaborazione tra Pechino ed Astana, la visita di Hu Jintao ha fornito inoltre l'occasione per la firma di accordi di importazione di uranio e per lo sviluppo congiunto di energia nucleare.

Il tentativo di ampliare le prospettive di esportazione di gas è di centrale importanza anche per la politica energetica del **Turkmenistan**, nel cui territorio si concentrano le più ingenti risorse gasifere dell'area del Caspio. Tra dicembre 2009 e gennaio 2010, l'inaugurazione di due gasdotti diretti verso Cina ed Iran ha permesso ad Ashgabat di spezzare il monopsonio russo sul gas turkmeno. La



volontà del Presidente Berdimuhamedov di garantire al Paese le più ampie possibilità di esportazione del gas ha indotto le autorità turkmene a decidere di finanziare e costruire autonomamente un'infrastruttura di collegamento tra gli ingenti giacimenti orientali del Paese e la zona costiera del Caspio. Il gasdotto "Est-Ovest", della portata di 30 Gmc/a e di un costo stimato di 2 miliardi di dollari, amplierà notevolmente le possibilità di esportazione turkmene verso i mercati occidentali così come verso quelli asiatici, garantendo loro una flessibilità sino ad oggi mai avuta. A conferire maggior significatività alla decisione di finanziare il gasdotto ed affidarlo alla costruzione di compagnie nazionali (Turkmennebitgaz), la circostanza che l'iniziale proposta di costruzione dell'infrastruttura fosse giunta nel 2006 da Mosca, nella prospettiva di incrementare i volumi di importazione di gas turkmeno alla Russia. Inizialmente progettato da Gazprom come strumento di rafforzamento del monopsonio russo sul gas turkmeno, il gasdotto Est-Ovest assurge oggi, al contrario, a strumento centrale della politica di diversificazione dei canali di esportazione energetica di Ashgabat.

Il perseguimento di strategie di diversificazione ha indotto contemporaneamente le autorità turkmene a rivitalizzare un datato progetto di gasdotto tra Turkmenistan ed India, attraverso Afghanistan e Pakistan (**Trans-Afghan Pipeline, TAPI**). Nonostante il sostegno assicurato al progetto dalla Banca Asiatica di Sviluppo, l'instabilità afghana e le tensioni indo-pakistane avevano comportato il congelamento dello sviluppo dell'infrastruttura. Nel corso della visita di stato compiuta in India dal Presidente turkmeno Berdimuhamedov (24-26 maggio), il progetto TAPI è ritornato in cima all'agenda dei rapporti bilaterali tra i due governi, intenzionati a fare dell'iniziativa un importante fattore di rilancio della cooperazione regionale. D'altro canto, la determinazione turkmena ed indiana alla realizzazione di un'infrastruttura di trasporto di gas tra i due paesi, ha indotto rappresentanti governativi di Nuova Dehli ad ipotizzare un'alternativa iraniana di trasporto. Il gas turkmeno potrebbe infatti raggiungere il territorio iraniano e da qui essere intubato in un'infrastruttura sottomarina diretta in India.

La chiusura della vertenza tra Baku ed Ankara sul rinnovo dell'accordo di esportazione di gas azero rappresenta un punto di svolta cruciale tanto per le prospettive di esportazione dell'**Azerbaigian** verso i mercati europei (v. Approfondimento), quanto per il lancio della seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz. Rimandato al 2017 proprio in ragione della mancata definizione degli accordi di esportazione con la Turchia e dei conseguenti contratti d'acquisto del gas, il progetto di sfruttamento di Shah Deniz II potrebbe consentire all'Azerbaigian di produrre fino a 16-17 Gmc di gas addizionale all'anno. Di questi, 4 dovrebbero essere destinati al consumo interno azero e georgiano, mentre i restanti 12-13 essere esportati verso la Turchia e l'Europa.

La positiva conclusione del negoziato turco-azero non cancella tuttavia i progetti alternativi messi nel frattempo in campo da Baku nella prospettiva di ampliare i propri canali di esportazione energetica verso l'Europa, aggirando la strozzatura rappresentata dal transito attraverso il territorio turco. In questo contesto va inquadrato il memorandum intergovernativo siglato a Bucarest, il 13 aprile, tra il Ministro dell'Industria e dell'Energia azero e le sue controparti georgiana e rumena, per la predisposizione dell'**Interconnettore Azerbaigian-Georgia-Romania (IAGR)**. L'accordo ruota attorno alla produzione ed al trasporto di Gas Naturale Liquefatto tra i giacimenti azeri e la costa rumena attraverso il Mar Nero. Dopo aver raggiunto la costa georgiana ed essere stato qui liquefatto, il gas azero verrebbe trasportato in Romania dove, a seguito del processo di rigassificazione, potrebbe essere intubato nella rete nazionale e da qui verso i mercati europei. Con un costo stimato tra i 2 e i 5 milioni di dollari, l'IAGR potrebbe garantire fino a 7 Gmc/a di gas – tanto più rilevanti per Bucarest in ragione del progressivo esaurimento dei giacimenti nazionali, che coprono oggi circa il 70% del fabbisogno rumeno. La prospettiva “europea” che i tre governi hanno inteso attribuire all'interconnettore ha indotto, peraltro, il Presidente rumeno Basescu a richiedere alla Commissione europea di inserire il progetto nell'elenco di infrastrutture di “interesse europeo” finanziabili dalle istituzioni comunitarie. Nonostante la chiusura dell'accordo turco-azero riduca le possibilità di realizzazione del progetto IAGR, quest'ultimo segnala tuttavia l'importanza, per l'Azerbaigian, di assicurarsi una possibilità di esportazione di gas all'Europa che prescindere dal transito attraverso la Turchia. In questo senso, i progetti di esportazione attraverso il Mar Nero costituiscono un canale quasi obbligato per Baku, che non a caso già sul finire del 2009 aveva concluso con la Bulgaria un analogo accordo per un progetto di trasporto di Gas Naturale Compresso (GNC) attraverso la Georgia.

Nonostante la rinnovata intesa con la Turchia e l'avanzamento del progetto di Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (v. 3.3.) che avrebbe nell'Azerbaigian un fornitore essenziale, le opzioni di esportazione di GNL e GNC restano comunque sul tappeto e potrebbero acquisire sostanza laddove dovessero naufragare i più ambiziosi progetti di costruzione di gasdotti lungo il corridoio meridionale europeo – Nabucco e South Stream in testa.

### 2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

Come evidenziato nel precedente paragrafo, il 7 giugno, a margine della Conferenza su *Interaction and Confidence Building Measures in Asia*, **Turchia** e Azerbaigian hanno compiuto un decisivo passo avanti verso la risoluzione del lungo negoziato per la ridefinizione dei prezzi di acquisto del gas azero, a oltre due anni dalla scadenza del precedente accordo. Attraverso la firma di un memorandum tra la compagnia azera Socar e la turca Botas e di due paralleli documenti – un memorandum d'intesa e una dichiarazione congiunta – tra rappresentanti dei rispettivi Ministeri per l'Energia, Baku ed Ankara hanno trovato un accordo di massima sulla vendita e sul transito di gas azero in Turchia.

Nonostante il contenuto dei documenti non sia stato reso pubblico, il prezzo d'acquisto del gas sarebbe stato fissato, in linea con i prezzi europei, a 300 dollari per migliaia di metri cubi, contro i 120 sino ad oggi pagati da Ankara (che verserà a Baku un indennizzo per coprire la differenza non corrisposta a partire dalla scadenza dell'accordo, nell'aprile 2008). Maggiore incertezza circonda invece la risoluzione della vertenza sul diritto di riesportazione del gas azero che la Turchia, nonostante le riserve dell'**Azerbaigian**, da tempo desidera le venga pienamente riconosciuto.

Indipendentemente dal merito dell'intesa e dalla necessità di ulteriore finalizzazione di alcune delle sue parti, l'accelerazione dei negoziati acquisisce notevole significato, tanto per i suoi protagonisti quanto per i consumatori europei di energia. Sul piano bilaterale, l'intesa rappresenta, infatti, un passo decisivo verso il superamento delle tensioni che hanno caratterizzato le relazioni tra i due Paesi in relazione ai più importanti nodi della cooperazione nella regione caucasica e del Mar Nero. D'altra parte, la rinnovata intesa turco-azera conferisce nuova linfa ai progetti di trasporto di gas lungo il corridoio meridionale dell'Unione europea. Non è un caso che i rappresentanti dei consorzi per la costruzione della Trans-Adriatic Pipeline e del Nabucco abbiano salutato l'intesa tra Ankara e Baku come un passo decisivo verso la realizzazione dei rispettivi gasdotti. Ancor più significativamente, a una settimana dalla firma dei documenti turco-azeri, rappresentanti di Edison, Depa e Botas – compagnie partner nello sviluppo del progetto di Interconnettore del gas tra Turchia, Grecia e Italia – hanno siglato un Memorandum d'Intesa per il transito di metano attraverso il territorio turco (v. oltre).

Oltre che della rinnovata intesa con l'Azerbaijan, il tentativo turco di proporsi ai paesi produttori regionali come potenziale *hub* di trasporto del gas verso i mercati finali beneficia del miglioramento dei rapporti con le autorità regionali e centrali dell'Iraq. La necessità, per queste ultime, di garantire al paese il livello di energia necessario per sostenere la fragile economia nazionale e, più in generale, la volontà di fare del settore energetico un volano per lo sviluppo, spinge, infatti, risolutamente l'Iraq alla ricerca all'estero di investimenti e *know how*. Una necessità tanto più impellente in ragione della mancata definizione di una legge energetica nazionale. Per posizione geografica e possibilità di

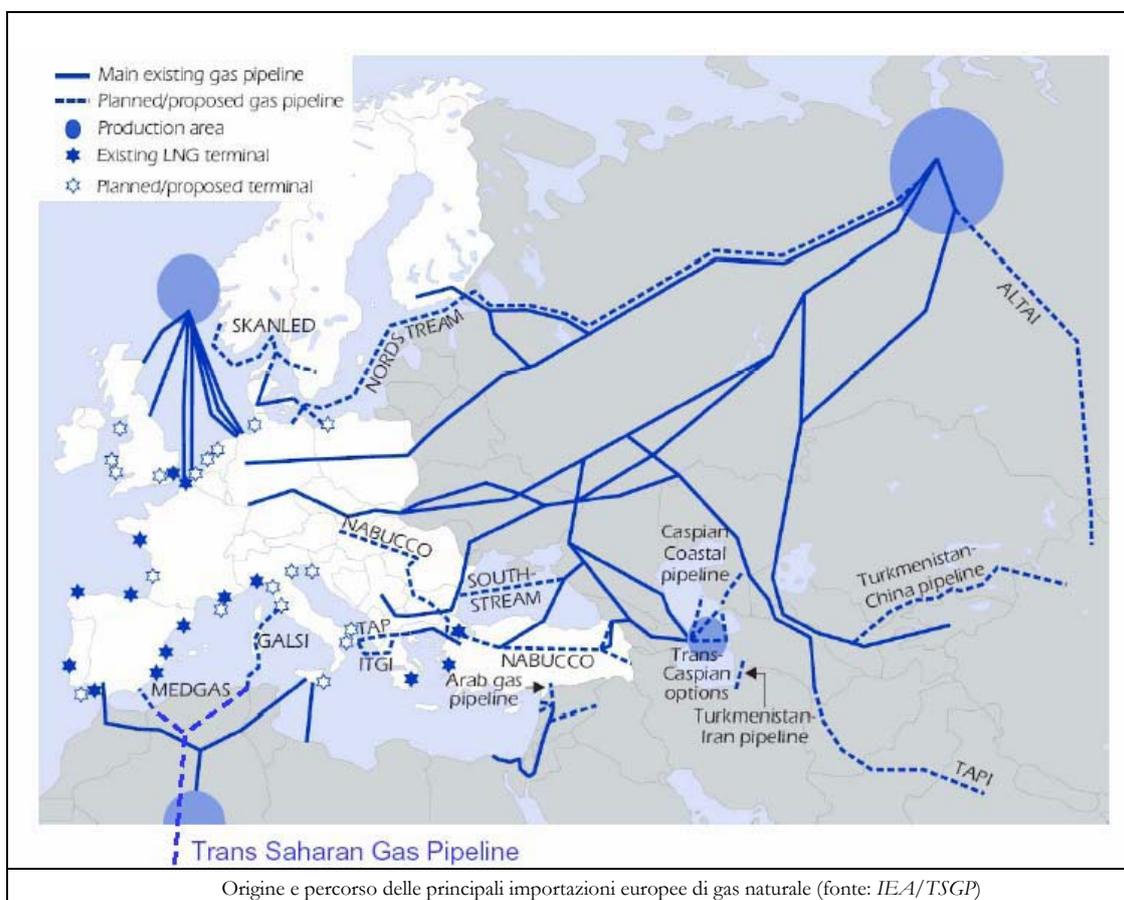


investimenti, la Turchia risulta partner quasi obbligato per le strategie energetiche irachene. Su questo sfondo si colloca l'interesse manifestato dalla compagnia turca TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı), in consorzio con Edison, alla gara d'appalto per lo sfruttamento di tre giacimenti gasiferi (Akkas, al confine occidentale con la Siria, Mansuriyah, nei pressi di Baghdad, e Siba nei pressi di Bassora) le cui riserve si stima ammontino a circa 210 miliardi di metri cubi. D'altro canto, nonostante le autorità di Baghdad sottolineino come il rilancio della produzione nazionale sia principalmente diretto a soddisfare il crescente fabbisogno interno, le più recenti stime dimostrano come interessanti prospettive si vadano schiudendo, nel breve e medio periodo, anche per le esportazioni. Tra il 2008 ed il 2012, a fronte di una crescita della domanda interna da 5 a 6 Gmc annui, la produzione potrebbe aumentare sino a raggiungere i 15 Gmc/a. Un livello di produzione che, inoltre, potrebbe più che raddoppiare entro il 2020, attestandosi attorno ai 40Gmc/a.

Le nuove sanzioni comminate all'Iran dal Consiglio di Sicurezza dell'Onu lo scorso 9 giugno, a cui si sono aggiunte quelle (più dure) approvate dal Consiglio europeo il 17, colpiscono direttamente il settore energetico iraniano, limitando le prospettive di coinvolgimento del paese nei progetti di approvvigionamento dei mercati europei. In particolare, le sanzioni approvate dai capi di Stato e di governo dell'Ue impongono infatti il divieto di nuovi investimenti e di assistenza tecnica nel settore energetico, con particolare riferimento alla raffinazione, alla liquefazione ed alle tecnologie del GNL. Il blocco degli investimenti rappresenta il punto cruciale dei provvedimenti adottati, nella misura in cui il coerente sviluppo del settore energetico iraniano necessiterebbe, secondo stime ufficiali di

Teheran, di circa 21 miliardi di dollari. Per far fronte al blocco degli investimenti europei, le autorità iraniane sembrano, tuttavia, risolte ad approfondire la cooperazione energetica con i partner asiatici. Oltre alla richiamata possibilità di approntare una rotta marittima verso l'India (vedi par. 2.2), Iranian Gas Export Company e Pakistan Inter State Gas Limited hanno siglato, il 13 giugno, un accordo di fornitura venticinquennale di circa 8 mmc/a di gas al Pakistan a partire dal 2014. Il gas verrà intubato in un metanodotto il cui progetto originario risale alla metà degli anni Novanta e del quale Teheran ha già costruito la propria sezione nazionale che da Asalouyeh, nei pressi dei giacimenti di South Pars, raggiunge il confine con il Pakistan. Islamabad, ultimati gli studi di fattibilità, completerà l'opera nel tratto di propria competenza, mentre rimane aperta l'opzione di estensione dell'infrastruttura anche all'India. Stando a fonti iraniane, inoltre, tanto l'ambasciata cinese a Teheran quanto la China National Offshore Oil Corporation avrebbero manifestato la propria intenzione a procedere nei piani di sfruttamento del giacimento gasifero di North Pars, in linea con il Memorandum d'Intesa siglato nel 2007.

### 3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI



Le importazioni di gas naturale possono avvenire direttamente tramite gasdotto oppure tramite trasporto di GNL (gas naturale liquefatto) via mare e rigassificazione prima dell'immissione nella rete distributiva. La maggior parte delle importazioni europee avviene via gasdotto (87%), mentre il GNL ha un'importanza residuale (13%). Nonostante il trasporto tramite gasdotto resti l'opzione prioritaria per l'approvvigionamento di gas del mercato europeo, la contrazione della domanda registratasi nel biennio 2008-09 in conseguenza della crisi economica sottrae profittabilità economica agli ingenti investimenti richiesti per la realizzazione dei diversi progetti infrastrutturali attualmente in fase di sviluppo. D'altra parte, il boom di produzione di gas non convenzionale statunitense ha dirottato sui mercati europei rilevanti quantità di GNL, che hanno spinto verso il basso i prezzi del gas sul mercato spot e generato una fase di eccesso di offerta.

Nella situazione di mercato così generatasi, e all'indomani dell'inaugurazione dei lavori per la costruzione del progetto Nord Stream (che garantirà all'Europa, a partire dal 2012, un afflusso di ulteriori 27,5 Gmc di gas annui), diminuiscono le prospettive di

realizzazione dei progetti infrastrutturali più ambiziosi, mentre guadagnano spazio i loro concorrenti più piccoli.

### 3.1. NORD STREAM

La contrazione dei consumi e l'attuale eccesso di offerta di gas non hanno avuto ripercussioni sulla più importante infrastruttura di trasporto in fase di realizzazione in Europa. Con la cerimonia ufficiale del 9 aprile, infatti, il consorzio Nord Stream ha iniziato le **attività di posa dei tubi** secondo le previsioni, che sono proseguite a ritmo sostenuto per tutto il trimestre: a fine giugno, le attività di posa (condotte da Saipem) hanno già raggiunto le acque finlandesi. Il completamento della prima linea dell'infrastruttura, che trasporterà a regime 27,5 Gcm, è previsto per il 2011.

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

L'avvio dei lavori non è tuttavia l'unica novità di rilievo per Nord Stream. Nel mese di giugno, infatti, è stato siglato l'accordo che sancisce l'**ingresso di Gdf Suez** nel consorzio. La quota acquisita dall'operatore francese è stata fissata al 9% e ricavata da una riduzione del 4,5% ciascuno della partecipazione di E.On e Wintershall, i due operatori tedeschi. Si tratta di un accordo importante: da un lato, permette alla Francia di non essere esclusa dai rapporti privilegiati con la Federazione russa che si accompagnano alla realizzazione delle infrastrutture di trasporto di gas, come dimostrato dagli accordi in materia di fornitura di armamenti (l'acquisto da parte della Russia di navi da guerra francesi classe Mistral); dall'altro, l'ingresso di Gdf Suez nel progetto Nord Stream amplia il mercato finale potenziale per le forniture russe, cruciale soprattutto quando verrà realizzata la seconda linea del gasdotto, che porterà la capacità a regime a 55 Gmc.

### 3.2. NABUCCO

Con il lancio, in aprile, del processo di pre-qualifica di una gara da 3,5 miliardi di euro per la fornitura dei tubi e delle valvole necessari per la costruzione del gasdotto, il consorzio Nabucco Gas Pipeline International ha aperto la delicata fase di appalto per la realizzazione dell'infrastruttura.

Prende contemporaneamente il via la fase di *open season* diretta ad aggregare la domanda di gas da parte dei consumatori europei, attraverso un processo in due fasi. In una prima fase, l'offerta di gas sarà rivolta alle sei compagnie membro del Consorzio, per un totale di 15 Gmc/a pari alla metà della capacità prevista per il Nabucco a pieno regime. Il restante 50% sarà offerto, alle stesse condizioni e con contratti di lungo periodo, a compagnie terze. Alla positiva conclusione del processo *open-season* è collegata la decisione finale sugli investimenti, prevista entro fine anno. Secondo le dichiarazioni del direttore esecutivo del consorzio, Reinhard Mitschek, la costruzione del gasdotto dovrebbe iniziare alla fine del 2011 per essere ultimata nel 2014.

Forti perplessità permangono tuttavia, prima ancora che sulla reale entità della domanda europea di gas, sulla fornitura di metano al gasdotto. L'Azerbaijan rimane infatti l'unico paese produttore dell'area caspica e mediorientale a sostenere attivamente la realizzazione del Nabucco, cui sarebbe disposto a contribuire – secondo quanto di recente ribadito da rappresentanti governativi – con un 50% della produzione di gas nazionale. Tuttavia, in linea con le previsioni delle autorità azere, Baku potrebbe assicurare al Nabucco, dopo il 2016, non più della metà della portata totale del gasdotto, prevista in 31 Gmc/a.

Il Turkmenistan, nel cui territorio si concentrano le più ingenti risorse gassifere dell'area caspica, rappresenta il naturale ulteriore fornitore di gas al Nabucco. D'altra parte, sullo sfondo della importanza attribuita dalla presidenza Berdimuhamedov allo sviluppo del settore energetico nazionale (v. 2.2.), la cooperazione con l'Europa costituisce un'assoluta priorità – come ribadito dallo stesso Presidente in occasione della visita compiuta ad Ashgabat in aprile dal Commissario europeo per l'Energia Oettinger. Inoltre, la decisione turkmena di costruire un gasdotto Est-Ovest, portando sulla sponda orientale del Caspio un ingente volume di gas, aumenta le possibilità di esportazione verso i mercati europei. Il principale ostacolo, in questa prospettiva, deriva dalle difficoltà di approntare una rotta energetica trans-caspica. La mancanza di accordo, tra i paesi rivieraschi del Caspio, sullo status legale da attribuire al bacino e sulla conseguente divisione delle acque territoriali

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%)

blocca sul nascere qualunque prospettiva di costruzione di un'infrastruttura sottomarina tra le due sponde del Mare. Inoltre, nonostante la pratica di accordi bilaterali abbia contribuito a risolvere parzialmente la questione dello status legale, la contesa ancora in corso tra Turkmenistan e Azerbaigian sulla demarcazione delle rispettive acque territoriali – e sulla collegata titolarità allo sfruttamento di rilevanti giacimenti *off-shore* – rende inverosimile la risoluzione della problematica con un accordo tra Baku ed Ashgabat.

Concrete prospettive di approvvigionamento di gas al Nabucco non sembrano d'altro canto schiudersi in relazione ai paesi produttori dell'area mediorientale. Mentre le nuove sanzioni comminate all'Iran rendono inverosimile il coinvolgimento di Teheran nella fornitura di gas al Nabucco, notevoli difficoltà permangono, al contempo, in relazione al possibile coinvolgimento iracheno. Per collocazione geografica e potenziale estrattivo, l'Iraq potrebbe infatti rappresentare un'importante fonte di approvvigionamento di gas per il Nabucco – tanto più in considerazione degli investimenti nell'esplorazione di giacimenti nazionali effettuati da due compagnie membro del consorzio, l'austriaca OMV e la ungherese MOL. Pur tuttavia, le dichiarazioni di disponibilità ad approvvigionare di gas il Nabucco, ripetutamente espresse dalle autorità irachene, si scontrano con una realtà politica che vede il coerente sviluppo del settore energetico nazionale al centro di un'accesa contesa tra il Governo Regionale Curdo e quello centrale di Baghdad. Approvata dal governo iracheno nel febbraio 2009, la legge sugli idrocarburi – finalizzata a regolamentare gli investimenti stranieri, la titolarità a contrattare e la distribuzione dei proventi – è stata “congelata” in previsione della scadenza elettorale del marzo 2010 ed attende ora di essere riesaminata dalla nascente coalizione di governo. Al di fuori di una condivisa e completa regolamentazione del settore energetico – che, almeno nel breve periodo, appare lontana dall'essere predisposta – appare tuttavia irrealistico che il coinvolgimento di compagnie straniere possa andare al di là della fase di esplorazione e valutazione delle risorse nazionali.

### **3.3. INTERCONNETTORE TURCHIA-GRECIA-ITALIA (ITGI)**

L'intesa tra Turchia e Azerbaigian sulla vendita ed il transito di gas e il successivo Memorandum d'Intesa siglato tra le compagnie coinvolte nel progetto ITGI per il transito di gas attraverso il territorio turco rappresentano uno snodo cruciale verso la realizzazione dell'Interconnettore. In base al Memorandum, la Turchia ha sottoscritto condizioni standard per il transito di metano, rinunciando alla possibilità di acquistare direttamente una parte del gas. In cambio, alla compagnia turca Botas è stata data la possibilità di partecipare alla costruzione del tratto *off-shore* del gasdotto deputato a collegare Grecia e Turchia.

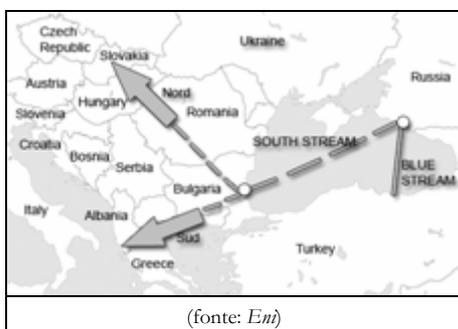
Passo decisivo per la realizzazione dell'ITGI resta quello della decisione finale sugli investimenti, attesa entro la fine del 2010. Sulla decisione avrà un'influenza diretta la chiusura di un accordo con la Turchia che stabilisca le tasse di transito del gas spettanti ad Ankara.

### 3.4. SOUTH STREAM

South Stream, per capacità di trasporto e per caratteristiche tecniche, rappresenta sicuramente la più impegnativa tra le infrastrutture in fase di progettazione. Mentre prosegue lo studio di fattibilità sulla porzione *off-shore* del gasdotto che, secondo Paolo Scaroni (Amministratore delegato di Eni), sarà decisiva per la decisione finale sugli investimenti, il progetto South Stream avanza attraverso la finalizzazione di accordi intergovernativi tesi alla costruzione dei tratti *on-shore*.

Il primo semestre del 2010 è stato caratterizzato da un'intensa ma poco mediatica attività di negoziazione. Senza dubbio l'elemento più importante è stata la decisione presa in giugno di far entrare tra i soci del progetto Edf, che ha rilevato almeno il 10% della quota di Eni. L'ingresso di un importante partner internazionale aumenta le probabilità che il progetto vada in porto, sia perché apporta nuovi capitali, sia perché garantisce una maggiore capacità di assorbimento finale della potenziale offerta aggiuntiva.

Contemporaneamente, le attività di Gazprom (e della Federazione russa) per promuovere il progetto proseguono anche su altri fronti. Il 24 aprile, in occasione della visita di Putin a Vienna, Russia e Austria hanno siglato un accordo intergovernativo che traccia il quadro normativo per il transito del gasdotto in territorio austriaco. Parallelamente, Gazprom e l'austriaca OMV hanno siglato un accordo preliminare per la costituzione di una *joint venture* paritaria per la costruzione del tratto di gasdotto che dal confine ungherese raggiungerà i terminali di Baumgarten (principale snodo di distribuzione del gas nella regione mitteleuropea). Secondo le dichiarazioni di Putin, l'Austria riceverà 2 Gmc/a di gas aggiuntivi attraverso il South Stream o l'attuale canale di importazione attraverso Ucraina e Slovacchia.



Nel corso degli ultimi mesi, ha preso contemporaneamente corpo la predisposizione della diramazione sud-occidentale del gasdotto che, dal territorio bulgaro dovrebbe raggiungere l'Italia attraverso la Grecia. In questa prospettiva, Gazprom e la compagnia greca Desfa hanno creato, lo scorso 7 giugno, la *joint venture* paritetica "South Stream Greece" cui sarà demandata la predisposizione tecnica, il finanziamento, la costruzione e la messa in opera del tratto di gasdotto transitante in territorio greco.

SOUTH STREAM	
Capacità annua	63 Gmc
A partire dal	2015
Provenienza del gas	Federazione russa
Paesi attraversati	Bulgaria, Ungheria, Romania*, Serbia*, Grecia* (* in fase di definizione)
Paese di arrivo	Austria
Società coinvolte	Gazprom (50%), Eni (40%), Edf (10%)

L'aggregazione russa di possibili partner e acquirenti di energia in Europa prosegue a ritmo incessante soprattutto nella regione balcanica. Nel corso degli ultimi mesi hanno infatti preso forma possibili diramazioni secondarie del gasdotto per raggiungere i mercati di Slovenia, Serbia, Repubblica serba di Bosnia, Croazia e Macedonia.

Alla mappa geo-politica che Gazprom va tracciando per la rotta del South Stream rischia però di venir meno la Bulgaria, snodo centrale del tracciato del gasdotto dal cui territorio, dopo il tratto *off-shore* nel Mar Nero, dovrebbero partire le diramazioni nord e sud-occidentali. Sullo sfondo di crescenti incomprensioni con Mosca sui diritti di transito del metanodotto e sulla stipula di nuovi contratti di fornitura di gas, il governo bulgaro ha dichiarato di attribuire priorità alla realizzazione, nel più breve tempo possibile, del progetto Nabucco (congelando così la propria partecipazione al South Stream). Benché Gazprom abbia reagito preventivando il possibile coinvolgimento della Romania in luogo della Bulgaria, l'uscita di Sofia dal progetto South Stream comporterebbe una parziale ridefinizione del tragitto del gasdotto, nella sua tratta sud-occidentale prima ancora che nei Balcani. Ciò implicherebbe, di conseguenza, la necessità di predisporre e completare, entro la fine dell'anno, nuovi studi di fattibilità e nuovi accordi intergovernativi e commerciali con la Romania, dilazionando i tempi di avvio della costruzione del gasdotto. Infine, l'aggravio dei già ingenti costi di costruzione del South Stream, che deriverebbero dalla necessità di aggirare il territorio bulgaro, diminuirebbero la profittabilità economica dello progetto (già messa discussione dal calo della domanda europea di gas e dalla crescente concorrenza "gas to gas" generata dallo sviluppo di progetti GNL e gas non convenzionale).

Il miglioramento dei rapporti tra Russia e Ucraina in campo politico ed energetico e la disponibilità, manifestata da Kiev, a innalzare il livello di transito di gas verso i mercati europei attraverso il proprio territorio fino a 120 Gmc/a, potrebbero far diminuire l'urgenza di costruzione di un gasdotto, il South Stream, predisposto principalmente in funzione dell'aggiramento del territorio ucraino.

### **3.5. TRANS ADRIATIC PIPELINE (TAP)**

Il consorzio per la realizzazione del TAP si è arricchito della partecipazione della compagnia tedesca EON Ruhrgas che, lo scorso maggio, ha acquistato una partecipazione del 15% dalla compagnia norvegese Statoil e dalla svizzera EGL.

Il punto di forza del progetto TAP è rappresentato dalla circostanza di essere l'unico tra i progetti concorrenti del corridoio meridionale dell'Ue a vantare contratti di acquisto di gas con i produttori dell'area del Capiro e mediorientali. Statoil ha infatti una partecipazione nel giacimento azero di Shah Deniz, mentre la EGL ha siglato con l'Iran un contratto per la fornitura di 5 Gmc di gas. Inoltre, la circostanza di includere un solo paese di transito (l'Albania), rende i negoziati economici e diplomatici per la sua realizzazione più agevoli.

Infine, la presenza di EON nel mercato italiano assicurerebbe al TAP una domanda compresa tra i 4 e i 6 Gmc/a di gas.

Lo sviluppo del progetto TAP potrebbe inoltre ricevere ulteriore impulso qualora fosse confermata la consistenza e la profittabilità delle recenti scoperte di gas naturale in territorio albanese, annunciate dalla compagnia Sky petroleum.

### 3.6. MEDGAZ

Tra i progetti infrastrutturali in costruzione in Europa, quello che ha maggiormente risentito degli effetti della crisi economica è stato il Medgaz. Il gasdotto, che collega la costa algerina a quella spagnola, è stato completato nel dicembre 2008, ma l'avvio dei flussi è stato più volte ritardato a causa del mancato raccordo coi giacimenti. Il collegamento è stato tuttavia completato nel mese di aprile, facendo annunciare alle società coinvolte l'avvio dei flussi entro luglio. Il crollo della domanda spagnola e il fatto che l'interconnettore Spagna-Francia non sia ultimato hanno tuttavia creato forti incognite sulla profittabilità di un'apertura immediata del gasdotto. Di conseguenza, per non meglio precisate ragioni tecniche, Sonatrach (la compagnia di Stato algerina) ha annunciato un ulteriore **slittamento dell'avvio a settembre**; è tuttavia probabile che si tratti di una nuova scadenza fittizia e che il gasdotto inizi a funzionare non prima del 2011.

PROGETTO	PERCORSO	GMC/A	SOCIETÀ COINVOLTE
ITGI-Poseidon	Grecia-Italia	10	Depa (50%), <b>Edison</b> (50%),
TAP	Grecia-Albania-Italia	10	Statoil (50%), Egl (50%)
Galsi	Algeria-Italia	8	Sonatrach (41,6%), <b>Edison</b> (20,8%), <b>Enel</b> (15,6%), <b>Sfirs</b> (Regione Sardegna, 11,6%), <b>Hera</b> (10,4%)
Medgaz	Algeria-Spagna	8	Sonatrach (36%), Cepsa (20%), Iberdola (20%), Gdf Suez (12%), <b>Endesa</b> (Enel, 12%)

## CONCLUSIONI

La progressiva ripresa della domanda proveniente dai mercati europei nel corso del primo semestre del 2010 ha permesso agli operatori di proseguire, nonostante i ritardi, nello sviluppo dei principali progetti infrastrutturali concepiti prima della crisi economica (sia per le attività di stoccaggio che per quelle di trasporto).

Per quanto concerne le attività di **stoccaggio**, lo sviluppo di nuovi siti in tutto il continente agevererà, nel corso del prossimo decennio, il raggiungimento di un adeguato livello di sicurezza dell'approvvigionamento. Inoltre, la nuova capacità di stoccaggio è destinata ad aumentare la flessibilità dei mercati del gas, permettendo una maggiore efficienza complessiva. La vera incognita che resta aperta è quella del quadro normativo di riferimento, che dovrà essere chiaro e armonizzato a livello europeo per garantire agli operatori un contesto adeguato per programmare ed effettuare gli investimenti necessari.

Per quanto concerne le infrastrutture di **trasporto**, gli sviluppi del secondo trimestre 2010 hanno messo in evidenza come tutti i principali progetti in corso abbiano avviato nuove fasi di sviluppo. Questo fatto dimostra come gli operatori confidino nei margini di crescita dei mercati europei nel prossimo decennio, nonostante la crisi e le previsioni di crescita economica contenuta.

Sempre con riferimento alle infrastrutture di trasporto, particolarmente interessante risulta l'**attivismo francese** emerso in questo trimestre. Con il doppio ingresso di Gdf Suez in Nord Stream e di Edf in South Stream, il Governo francese ha mostrato di voler recuperare posizioni rispetto a Germania e Italia nell'utilizzo del vettore energetico della politica estera, soprattutto nei rapporti con la Federazione russa.

La questione dell'investimento infrastrutturale non riguarda tuttavia solamente gli operatori dei Paesi importatori. Il rallentamento della crescita della domanda di gas naturale rispetto alle previsioni di inizio decennio sta, infatti, avendo importanti conseguenze anche sulle strategie degli operatori dei Paesi esportatori. In particolare, **Gazprom** si sta impegnando sempre di più nella **penetrazione dei mercati europei**, non solo attraverso l'accesso diretto alla distribuzione finale, ma anche attraverso l'acquisizione di un numero crescente di infrastrutture, a partire da quelle di stoccaggio. Sebbene questo fenomeno non ponga al momento rilevanti problemi dal punto di vista della sicurezza energetica, che anzi ne potrebbe risultare accresciuta, permangono delle incognite sugli effetti di lungo periodo che questa penetrazione potrebbe avere sulle attività dei principali operatori nazionali europei.

## PARTE II - APPROFONDIMENTO: TURCHIA

### INTRODUZIONE

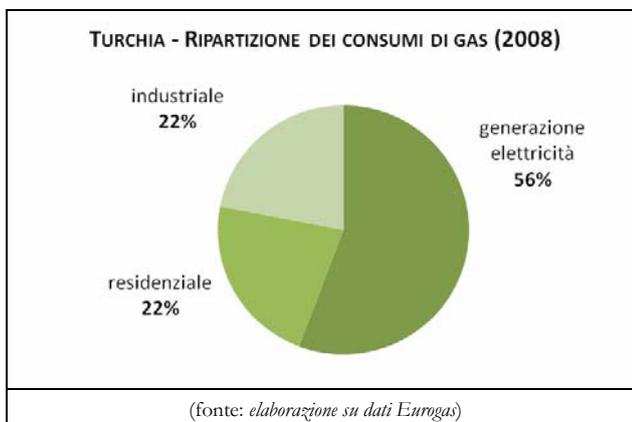
La Turchia è un Paese che sta attraversando una fase di forte **crescita economica**: per tutta la prima metà dello scorso decennio il tasso di crescita si è attestato su valori superiori al 5% e per il 2010 e il 2011 le previsioni sono di una crescita superiore al 4,5%.

L'intenso sviluppo economico si è accompagnato da un **marcato aumento del fabbisogno energetico**: nell'ultimo decennio la domanda di energia primaria è aumentata di oltre il 30%. Il dato più rilevante del mix energetico

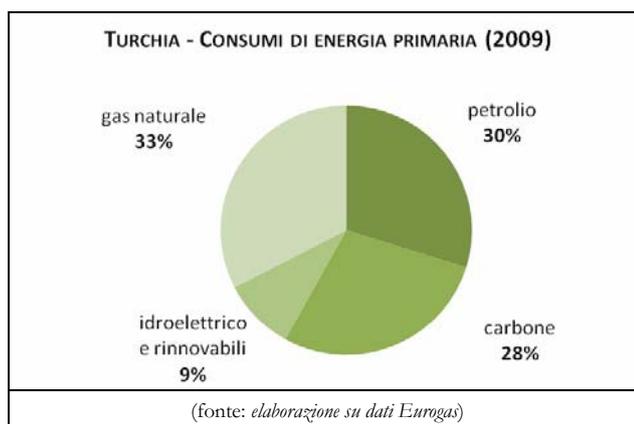
turco è senza dubbio la centralità del gas naturale, che rappresenta la prima fonte di energia. Il consumo di gas, nell'ultimo decennio, è triplicato: considerando che la Turchia è priva di riserve e che quindi tutto il fabbisogno deve essere importato, si può intuire la centralità che gli investimenti infrastrutturali e i rapporti coi Paesi fornitori rivestono nella definizione non solo della politica energetica, ma di tutta la politica estera turca.

Ad accrescere l'importanza del **gas naturale** per la sicurezza energetica nazionale vi è la struttura dei consumi: oltre la metà della domanda di gas turca proviene dal settore della generazione di elettricità. Questa situazione costituisce il più importante fattore di vulnerabilità turca in campo energetico, anche in considerazione della bassa capacità di stoccaggio disponibile.

TURCHIA	
Consumo di gas naturale .....	32,2 Gmc
Consumo (rispetto tot. UE) .....	6,7 %
Consumo (nel 2015) .....	47,0 Gmc
Gas sul totale dei consumi .....	32,6 %
Dipendenza da import .....	100 %
Stoccaggio .....	2,1 Gmc
Stoccaggio/import .....	6,5 %



Nella prospettiva di aumentare il livello di produzione energetica interna (che si attesta attorno al 30% del fabbisogno nazionale), la Turchia ha dato notevole spazio, nel documento di programmazione strategica per il quinquennio 2010-2014, allo sviluppo delle **energie rinnovabili**. Nell'arco temporale di riferimento, il Ministero dell'Energia e Risorse Naturali punta ad una crescita dei settori idroelettrico, solare ed eolico che consenta loro di raggiungere una



quota del 30% sul mix energetico utilizzato per la produzione di elettricità. Obiettivi di crescita particolarmente ambiziosi sono fissati, in particolare, per l'energia eolica che dai circa 800 MW generati nel 2008 dovrebbe raggiungere entro il 2013 10.000 MW. Entro la fine dell'attuale sessione parlamentare (16 luglio) è prevista l'approvazione di una legge che fissi gli incentivi all'investimento nel settore delle rinnovabili. Lo sviluppo di energia nucleare – di recente avviato in collaborazione con imprese russe e sudcoreane – è un altro obiettivo centrale del documento di programmazione strategica, finalizzato al riequilibrio del mix energetico nazionale e alla diminuzione della dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas.

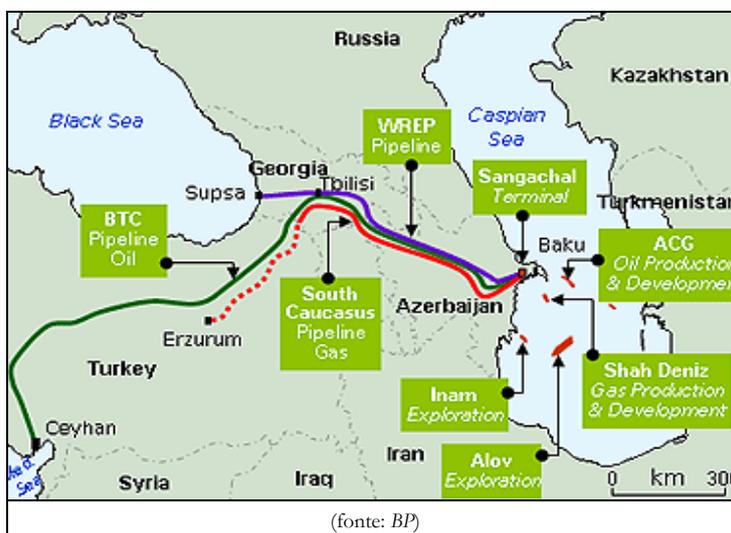
## POLITICA ENERGETICA E POLITICA ESTERA

Ancorché povera di risorse interne di petrolio e gas, la Turchia beneficia di una **posizione strategica** che la colloca in prossimità dei più rilevanti giacimenti di idrocarburi dell'area eurasiatica da una parte, e del maggiore mercato energetico mondiale, quello europeo, dall'altra. Quasi naturalmente, la strategia di politica energetica turca si è dunque fondata sul tentativo di assurgere ad *hub* energetico alle porte dell'Europa.

A partire dalla metà degli anni Novanta, l'obiettivo di proporsi quale *hub* energetico regionale si è andato progressivamente sovrapponendo alle più ampie direttrici di politica estera del paese, prima tra tutte alla volontà di rilancio delle relazioni turco-statunitensi nella fase post-bipolare. Gli interessi di Ankara e Washington andarono così convergendo sulla necessità di aprire un canale di esportazione energetica tra i paesi produttori dell'area del Caspio ed i mercati occidentali. Un canale di esportazione che, bypassando le esistenti rotte russe a nord e quelle potenziali iraniane a sud, fungesse da pilastro per il rafforzamento dell'indipendenza appena acquisita delle repubbliche ex-sovietiche dell'area. Prendevano così corpo, lungo una rotta energetica azero-georgiano-turca, l'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan ed il parallelo gasdotto South Caucasus Pipeline tra Baku ed Tbilisi, inaugurati rispettivamente nel 2005 e nel 2006.

Con la concessione alla Turchia dello status di paese candidato all'ingresso nell'Ue (1999) e con la successiva apertura dei relativi negoziati (2004), la cooperazione energetica ha acquisito notevole rilevanza anche nei rapporti tra Ankara e Bruxelles. Il progressivo avvicinamento della Turchia alle Istituzioni comunitarie si è andato infatti intrecciando con la proposizione di una politica energetica comune da parte dell'Ue. Una politica energetica al cui centro si collocava la necessità di favorire la diversificazione dei canali di importazione di gas, eccessivamente dipendenti dalla Federazione russa. A rimarcare il potenziale ruolo di cerniera energetica tra i mercati europei e le aree di produzione di metano, la Turchia rappresenta la chiave di volta di due degli assi prioritari del gas identificati dalla Commissione europea per lo sviluppo delle **reti trans-europee dell'energia** (TEN-E): l'asse Paesi del Mar Caspio – Medio Oriente – Unione europea (**NG.3**) e l'asse Stati membri mediterranei – circuito del gas Mediterraneo orientale (**NG.6**). In questo quadro, lo snodo turco è divenuto parte integrante di due progetti infrastrutturali ritenuti di “interesse europeo” e, come tali, sostenuti economicamente e politicamente dalla Commissione: il gasdotto Nabucco e l'Interconnettore Turchia-Grecia-Italia.

Avviato nel corso degli anni Novanta, lo stretto legame tra la politica energetica e le più ampie direttrici di politica estera turca è rimasto inalterato con l'ascesa al governo del Partito per la Giustizia e lo Sviluppo (*Adalet ve Kalkınma Partisi*, AKP). I principali vettori della politica energetica perseguiti dall'AKP possono infatti essere riportati alla



necessità, teorizzata dal Ministro degli Esteri Ahmet Davutoğlu, di fare dell'interdipendenza economica con i partner regionali uno dei pilastri della politica di “azzeramento dei problemi” con il vicinato. In base ad essa, la Turchia è infatti chiamata a costruire una rete di relazioni regionali sufficientemente solida da mettere il Paese al riparo dai rischi di instabilità provenienti dalle turbolenti aree limitrofe. In questa luce – ed in linea con il più tradizionale tentativo di assurgere ad *hub* energetico alle porte dell'Europa – va inquadrato il recente attivismo che ha caratterizzato le politiche energetiche di Ankara nelle regioni mediorientale, del Mar Nero e caspica.

La cooperazione energetica ha costituito uno strumento di riavvicinamento politico anzitutto con l'Iraq e, più in particolare, con il **Governo Regionale Curdo** (GRC). Dopo anni di tensioni determinati dalla minaccia transfrontaliera del terrorismo del PKK e parallelamente al tentativo del governo Erdoğan di lanciare un'iniziativa di “apertura

democratica” rivolta alla minoranza curda, dal 2009 il settore energetico è divenuto ambito privilegiato di dialogo e collaborazione tra Ankara ed Erbil. Rovesciando un’impostazione che aveva visto Ankara sostenere la prospettiva del governo di Baghdad a scapito di quella del GRC sulla predisposizione di una nuova legge sugli idrocarburi, la Turchia si propone oggi come fondamentale partner per lo sviluppo del potenziale energetico della regione curda e come potenziale canale di esportazione verso i mercati europei.

Un analogo ruolo ha svolto la cooperazione energetica nel quadro dei rapporti tra Turchia ed **Iran**, cui Ankara ha permesso di attenuare le conseguenze negative del crescente isolamento internazionale, garantendo prospettive di investimento nello sfruttamento dei giacimenti energetici nazionali. Nel 2007 Ankara e Teheran si sono accordate per la costruzione di un gasdotto tra i due paesi e per la partecipazione della compagnia statale turca TPAO nella fase di upstream del giacimento di South Pars, nel sud del Paese. Nonostante l’accordo attenda ancora di essere ratificato, esso dà la misura della crescente collaborazione in capo energetico che ha fatto della Turchia, lo scorso anno, il principale importatore di gas iraniano (per un volume complessivo che è raddoppiato nel corso dell’ultimo trimestre rispetto allo stesso periodo del 2009).

La cooperazione energetica ha rappresentato, parallelamente, il pilastro su cui è andato cementandosi il “partenariato strategico” tra Turchia e **Russia**. Se l’inaugurazione, nel 2005, del gasdotto Blue Stream aveva dimostrato la possibilità di spezzare il circolo vizioso generato dalla concorrenza per l’accesso ed il trasporto delle risorse del Caspio, Mosca ed Ankara hanno da allora notevolmente approfondito la misura della cooperazione. La Turchia ha così dato l’assenso al transito nelle proprie acque territoriali del gasdotto South Stream, mentre rimane sul tavolo la proposta – avanzata da Putin nel 2009 – di raddoppio del Blue Stream e di un suo possibile allungamento sino a Siria, Libano, Israele e Cipro. Nella stessa prospettiva nord-sud si colloca il progetto di oleodotto transanatolico diretto a collegare Samsun, sulla costa turca del Mar Nero, con il porto mediterraneo di Ceyhan.

La creazione di un corridoio energetico nord-sud che amplii le possibilità di esportazione energetica delle Turchia, ponendola al centro di un complesso sistema di **infrastrutture energetiche regionali**, è la maggior innovazione introdotta dai governi dell’AKP nella politica energetica nazionale. Forte del rilancio della cooperazione con Iran, Iraq e Russia, il corridoio energetico nord-sud prende forma anche grazie ai tentativi di collaborazione con altri rilevanti interlocutori regionali. Nel 2009, Turchia e Qatar hanno siglato un accordo per condurre lo studio di fattibilità su un progetto di gasdotto attraverso Arabia Saudita, Giordania e Siria. Parallelamente, Ankara e Damasco hanno siglato un accordo per prolungare l’Arab Gas Pipeline proveniente dall’Egitto sino alla Turchia. Benché almeno in fase iniziale, il collegamento servirà ad esportare gas azero verso una Siria sempre più bisognosa di importazioni di gas, l’accordo è tuttavia sintomatico del ruolo di snodo del sistema infrastrutturale multiregionale che la Turchia va assumendo a cavallo di Mediterraneo orientale, Medio oriente e area del Caspio.

## ITALIA E TURCHIA: LA PARTNERSHIP STRATEGICA

La cooperazione energetica costituisce, senza dubbio, uno tra i più rilevanti fattori d'intesa politico-economica che caratterizzano le relazioni bilaterali italo-turche. Gli investimenti ed il know-how tecnico messi a disposizione dalle compagnie energetiche italiane hanno contribuito in maniera decisiva a dare sostanza al ruolo di hub energetico regionale che la Turchia aspira ad assumere. Un contributo giunto in maniera più decisa nella fase successiva al 2000, quando le limitazioni alla crescita nel mercato nazionale imposte dal decreto sull'apertura del mercato interno del gas hanno spinto più risolutamente le compagnie italiane verso una strategia di crescita sui mercati internazionali.

In questo senso un ruolo prioritario è stato svolto, sin dalla fine degli anni Novanta, da Eni. È stato principalmente grazie all'iniziativa della compagnia italiana che il progetto **Blue Stream** – frutto di un accordo intergovernativo russo-turco del 1997 – è stato concretamente realizzato. Nel febbraio 1999 Eni e Gazprom davano infatti vita ad una *joint venture* paritaria incaricata della avveniristica costruzione del gasdotto affidata, nella sua tratta off-shore nel Mar Nero, a Saipem. Nel 2008 Eni ha venduto sul mercato turco circa 5 Gmc di gas provenienti dal Blue Stream e mira ad aumentare tale volume sino a 6,4 Gmc nel 2012, raggiungendo una quota di mercato pari al 14%.

In campo petrolifero – oltre a detenere una partecipazione del 5% nel consorzio BTC – nel 2005 Eni si è accordata con il gruppo turco Çalik per la costruzione dell'**oleodotto transanatolico tra Samsun e Ceyhan** acquistando, l'anno successivo, il 50% della Trans Anadolu Pipeline Company (Tapco), sussidiaria del gruppo turco cui è stata demandata la progettazione, costruzione e messa in opera dell'infrastruttura. Sulla base dell'interesse alla partecipazione della Federazione russa al progetto, manifestata da Putin nel luglio 2009, lo scorso ottobre, attraverso la firma di un memorandum d'intesa, le compagnie russe Transneft e Rosneft sono state incluse nel progetto. La realizzazione dell'oleodotto tra Samsun e Ceyhan (la cui messa in opera è prevista per il 2012) dimostra la progressiva intesa e collaborazione trilaterale che va generandosi sull'asse Roma-Mosca-Ankara. Un'intesa rafforzata dal coinvolgimento della Turchia nel progetto South Stream guidato da Eni e Gazprom. Se l'azione di Eni è stata dunque decisiva nel favorire il lancio e l'approfondimento della cooperazione energetica tra Turchia e Russia, un analogo ruolo di broker potrebbe profilarsi anche nelle relazioni tra Turchia e Iraq. L'Iraq è infatti indicato dal piano strategico della compagnia per il periodo 2010-2013 come “area ad alto potenziale” nella quale Eni concentrerà le proprie strategie di crescita (al momento, tuttavia, ancora focalizzate sullo sfruttamento di giacimenti nel sud del paese).

Prima ancora che un rilevante mercato di riferimento ed uno snodo per i progetti infrastrutturali, la Turchia può rappresentare per le imprese italiane una “porta” verso i mercati energetici vicino e medio orientali. È in questo senso che va letto l'interesse manifestato da Tpaö e Edison per la gara d'appalto aperta da Baghdad per i tre giacimenti gasiferi di Akkas, Mansuriyah, e Siba (v. 2.3). Edison, d'altra parte, ha posto la Turchia al

centro delle proprie strategie di crescita internazionale sin dalla predisposizione nel 2007 del progetto di Interconnessione Turchia-Grecia-Italia. Il progetto, la cui entrata in funzione è prevista per il 2015, trasporterà a pieno regime circa 10 Gmc/a di gas destinati, in base agli accordi sottoscritti, per l'80% ad Edison. Nonostante la posizione ufficiale del governo di Ankara – che sostiene tutte le possibili alternative di trasporto di gas verso i mercati europei – il progetto ITGI, in ragione della minore onerosità e della fase avanzata di realizzazione (v. 3.3), sembra essere l'opzione preferita dagli operatori turchi per l'esportazione del gas d'estrazione azera.

## CONCLUSIONI

Nel corso dell'ultimo quindicennio la Turchia ha saputo generare un circolo virtuoso tra le necessità di approvvigionamento energetico interne e la possibilità di proporsi come *hub* regionale per la distribuzione di petrolio e gas.

Tuttavia, se per tutto il corso degli anni Novanta la strategia energetica turca si era incentrata sullo sviluppo di un corridoio energetico **est-ovest** tra l'area del Caspio ed i mercati occidentali, negli ultimi anni Ankara è andata allargando le proprie prospettive di politica energetica regionale. In linea con la più generale revisione delle strategie di politica estera, la Turchia oggi investe contemporaneamente sullo sviluppo di un corridoio energetico **nord-sud**, frutto dell'approfondimento della cooperazione energetica con Russia, Iraq, Iran e paesi arabi. Lungi dal tradursi in una diminuzione della valenza del Paese per la tutela della sicurezza energetica europea, la nuova strategia turca dà maggior sostanza al ruolo di **cerniera tra paesi produttori e consumatori di energia ampliando le possibilità di approvvigionamento dell'Ue**.

Come dimostrato dall'esperienza di Eni ed Edison, le compagnie italiane hanno saputo efficacemente relazionarsi alle nuove strategie di politica energetica turca, traendone rilevanti benefici e contribuendo in maniera decisiva al rafforzamento della partnership privilegiata tra i due paesi. D'altra parte, la progressiva apertura del mercato interno turco, la crescita della domanda di energia per fini interni ed industriali e, non secondariamente, gli ambiziosi piani di sviluppo nel settore delle rinnovabili generano rilevanti **opportunità per le compagnie italiane** che puntano a strategie di crescita sui mercati internazionali.

## **FONTI**

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas  
BBC  
BMI – Business Monitor International  
BP  
Commissione europea  
Edison  
EIA – United States Energy Information Agency  
Eni  
Eurasia Daily Monitor  
Eurogas  
Gazprom  
GSE – Gas Storage Europe  
IEA – International Energy Agency  
Interfax  
Ministero dello Sviluppo Economico  
Oil & Gas Journal  
Oil & Gas News  
Petroleum Economist  
Platts  
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**

*Coordinamento redazionale a cura della:*

---

Camera dei deputati  
SERVIZIO STUDI  
DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI  
Tel. 06.67604939  
e-mail: [st\\_affari\\_esteri@camera.it](mailto:st_affari_esteri@camera.it)