

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 12 – agosto/dicembre 2012

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Agosto/Novembre 2012

A cura di Carlo Frappi, Matteo Verda e Antonio Villafranca

Approfondimenti di Matteo Monti

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Introduzione	3
1. Analisi comparata degli Stati europei	6
1.1. Italia	12
1.2. Germania	15
1.3. Francia	17
1.4. Regno Unito	18
1.5. Spagna	19
1.6. Polonia	20
1.7. Europa Orientale	21
Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas	23
2.1. Russia e vicini orientali	23
2.2. Bacino del Caspio	27
2.3. Turchia e Vicino Oriente	29
Corridoi europei del gas	36
3.1. Corridoio Nord-Orientale	36
3.2. Corridoio Sud-Orientale	38
3.3. Corridoio Mediterraneo	42

Parte II - Approfondimenti

Verso una nuova era del petrolio?	43
1. Aumento globale delle riserve e della capacità di produzione	43
2. Una nuova era del petrolio americano	46
3. Dal petrolio alla politica estera	47
Conclusioni	48
Il riposizionamento geografico della generazione nucleare	50
1. Fukushima e i suoi effetti nel breve e nel lungo periodo	51
2. Eppure si muove	52
3. Ancora molte domande a cui rispondere	56
Conclusioni	58

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

INTRODUZIONE

Nel corso del 2012 si sono rafforzati alcuni fenomeni destinati ad avere un impatto profondo sui mercati energetici, soprattutto in una prospettiva di medio e lungo termine. Innanzitutto, l'asse dei consumi mondiali si sta spostando in modo sempre più marcato dall'Occidente verso l'Asia e le economie emergenti. Dal 2008 l'insieme dei consumi dei Paesi industrializzati membri dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (Oecd) è stato infatti superato da quello dei Paesi non-Oecd, mentre dal 2009 la Cina ha rimpiazzato gli Stati Uniti come primo consumatore mondiale di energia.

Secondo le previsioni dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Iea), nei prossimi decenni si assisterà a un consolidamento delle attuali tendenze¹. Il fabbisogno mondiale continuerà a crescere, passando tra il 2012 e il 2030 dai 12.300 ai 16.400 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep). La nuova domanda emergerà quasi interamente nei Paesi di recente sviluppo, mentre i Paesi Oecd saranno progressivamente marginalizzati, fino a contare per circa un terzo del mercato mondiale nel 2030 (nel 2012 hanno contato ancora per il 45%).

La capacità d'influenzare i mercati globali da parte dei Paesi europei sarà dunque sempre più debole. In primo luogo, il sistema Oecd-Iea, che attualmente gestisce le scorte petrolifere necessarie a compensare gli squilibri di breve periodo del mercato mondiale del greggio, avrà sempre più difficoltà a svolgere il ruolo di stabilizzatore, poiché i Paesi membri avranno una quota di mercato sempre più esigua. Inoltre, a livello europeo i consumi in calo e i contrastanti interessi nazionali renderanno difficile il superamento della frammentazione politica, limitando il margine per efficaci iniziative a livello globale.

Le modificazioni in atto non riguardano solo la domanda, ma anche la composizione e la **geografia dell'offerta**. Il crescente peso delle fonti fossili non-convenzionali (sabbie bituminose, gas da argille) aggiungerà nuova capacità produttiva, soprattutto in America. Come appare evidente già oggi, la nuova produzione servirà in primo luogo a rifornire i consumi nordamericani. L'impatto sugli altri mercati sarà invece soprattutto indiretto, dovuto cioè al fatto che gli Stati Uniti dovranno importare sempre meno da altre regioni, in particolare dal Medio Oriente (le conseguenze economiche e politiche di questa tendenza sono tracciate nell'*Approfondimento 1 - Verso una nuova era del petrolio?*).

Un'altra conseguenza dell'attuale dinamismo del mercato nordamericano è il livello stabilmente basso dei prezzi per i grandi consumatori statunitensi. Nonostante le previsioni di rialzo nel medio periodo, le attese sono di mantenimento di un significativo differenziale sia rispetto ai mercati europei, sia soprattutto rispetto a quelli asiatici, dove la crescita della domanda cinese e giapponese e la necessità di ricorrere al trasporto su lunghissima distanza manterranno alti i prezzi. Il differenziale di prezzo nell'energia a favore degli Stati Uniti sta

¹ Iea, *World Energy Outlook 2012*.

già favorendo nuovi **investimenti in capacità produttiva** in diversi **settori ad alta intensità energetica**, invertendo la tendenza alla deindustrializzazione registrata negli ultimi decenni e invece pienamente in atto in Europa.

Il differenziale di prezzo tra il mercato del gas nordamericano e quelli asiatici ha già attivato iniziative commerciali che mirano a creare nuova capacità di esportazione dagli Stati Uniti (*Focus 11/2012*). È tuttavia probabile che **numerose pressioni politiche limiteranno le dimensioni dei flussi di esportazioni statunitensi**: un forte sviluppo della capacità di liquefazione per i mercati esteri spingerebbe infatti al rialzo i prezzi sul mercato interno statunitense, contribuendo a limitare il vantaggio competitivo rappresentato dal basso costo dell'energia e danneggiando così il settore manifatturiero. Inoltre, comprometterebbe i vantaggi in termini di sicurezza nazionale rappresentati da una robusta produzione a uso interno e frequentemente richiamati nel dibattito pubblico statunitense.

Nel complesso è dunque probabile che nel corso di questo decennio si assisterà a un limitato sviluppo della capacità di esportazione statunitense e che i volumi disponibili si indirizzeranno prevalentemente verso i mercati asiatici, soprattutto quello giapponese (meno politicamente sensibile rispetto a quello cinese). I mercati europei, con differenziali più bassi e incerta redditività, saranno invece solo marginalmente interessati dalle eventuali esportazioni statunitensi.

Per quanto riguarda l'offerta convenzionale, particolare interesse stanno suscitando la ripresa della produzione in **Iraq** e le prospettive di sviluppo del Paese. Nel 2012 la produzione irachena ha superato i 3 milioni di barili al giorno (Mbbl/g), ossia l'equivalente dei consumi di Italia e Francia insieme. Si tratta di un livello mai raggiunto dall'industria irachena negli ultimi trent'anni e pari a più del doppio del livello produttivo del Paese al momento dell'invasione occidentale.

Per il futuro, le stime della Iea sono di un **aumento della produzione** irachena al 2030 fino a 7,5 Mbbl/g, di cui quasi 6 destinati ai mercati internazionali. Si tratta di un quantitativo analogo alla nuova domanda cinese prevista nello stesso periodo. Gli effetti per la sicurezza energetica europea saranno cospicui, sebbene indiretti: l'aumento delle esportazioni irachene sarà determinante nel **contenere i rialzi delle quotazioni internazionali del greggio**, riducendo il prezzo anche del greggio importato in Europa. Inoltre, considerando il legame ancora esistente tra le quotazioni del petrolio e la formazione del prezzo del gas naturale, gli effetti positivi saranno rilevanti anche per il costo delle importazioni europee di metano.

Per quanto riguarda il consumo mondiale di gas naturale, la Iea prevede un aumento in tutti gli scenari relativi ai prossimi decenni. In quello di riferimento, il fabbisogno mondiale – stimato in 3.460 miliardi di metri cubi (Gmc) nel 2011² – è destinato a crescere fino oltre 3.900 Gmc nel 2020, per poi superare 4.600 Gmc nel 2030. Oltre la metà della crescita in termini assoluti si concentrerà sui mercati asiatici, ma il peso relativo del mercato euro-

² BP, *Statistical Review of World Energy 2012*. In tutto il focus, i valori relativi ai volumi di gas sono standardizzati a 39 MJ/mc.

peo è destinato a mantenersi sostanzialmente stabile, intorno al 13% del totale. In particolare, i consumi UE impiegheranno il decennio attuale per ritornare ai livelli pre-crisi, ma nel 2030 sono previsti arrivare fino a quasi 600 Gmc all'anno.

In questo contesto, la **Federazione Russa** sta adottando una strategia di lungo periodo piuttosto conservativa. Le enormi risorse di gas e petrolio del Paese, nonché la sua posizione geografica eurasiatica, consentirebbero infatti un progressivo ri-orientamento dei flussi di esportazioni verso la Cina e gli altri grandi consumatori asiatici, per cogliere le opportunità offerte dal loro sviluppo. Soprattutto nel caso del gas naturale, la strategia russa prevalente sembra invece quella di un **rafforzamento del legame con i mercati europei**, che già oggi rappresentano circa due terzi del controvalore delle esportazioni di Gazprom.

Nel corso di quest'anno, infatti, è stata ultimata la seconda linea di Nord Stream (v. § 3.1), che ha portato a 55 Gmc la capacità annua d'importazione diretta dalla Russia alla Germania. Inoltre, nel corso dell'anno sono stati compiuti progressi fondamentali per la realizzazione di South Stream (v. § 3.2). Nonostante i problemi con la Commissione Europea (v. c. 1.), i decisori politici russi sembrano dunque intenzionati a perseguire una strategia di consolidamento della propria posizione sui mercati finali europei, con effetti complessivamente positivi per la sicurezza energetica europea nel lungo periodo.

Sul piano più strettamente tecnico della sicurezza energetica, si sono registrati negli ultimi mesi diversi **gravi attacchi informatici** (v. *Focus* 11/2012). Nel mese di agosto, infatti, sia Saudi Aramco, primo produttore al mondo di petrolio, sia Qatargas, primo produttore al mondo di gas naturale liquefatto (Gnl), hanno subito un attacco condotto con virus, che ha causato la perdita di grandi quantità di dati sensibili relativi alle operazioni di esplorazione e produzione. Gli episodi hanno reso ancora più evidente la portata delle possibili minacce connesse alle attività informatiche e la necessità di un adeguato livello di attenzione non solo da parte degli operatori, ma anche da parte delle agenzie d'informazione e sicurezza.

Il primo capitolo del *Focus* è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas nei principali mercati europei, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del secondo semestre 2012. Il secondo capitolo è invece dedicato all'offerta e, nello specifico, alle politiche dei Paesi produttori di gas naturale e dei Paesi di transito dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione. Ai recenti sviluppi del sistema di infrastrutture di trasporto e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti è poi dedicato il terzo capitolo. Il *Focus* è infine completato da due approfondimenti: il primo dedicato ai cambiamenti geopolitici indotti dalle attuali tendenze dei mercati petroliferi mondiali, il secondo dedicato al riposizionamento geografico della generazione nucleare.

1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

Il declino dei consumi europei di gas naturale dovuto al perdurare della difficile situazione economica è il dato più significativo del 2012. Secondo le stime di Eurogas, la contrazione dei consumi nel corso del primo semestre si è attestata al 2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. La tendenza si sta inoltre confermando nel corso del secondo semestre e le stime sono di una riduzione del mercato europeo di circa 10 Gmc su base annua.

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

Le previsioni della Iea per il medio periodo sono invece di una **modesta ripresa dei consumi europei**, con un ritorno entro la fine del decennio a livelli (**540 Gmc**) superiori a quelli del 2010 (527 Gmc). Rispetto ai valori attesi per il 2012, si tratterebbe di un aumento di quasi 80 Gmc in otto anni, pari a un tasso di crescita dei consumi di poco inferiore al 2%. Due elementi saranno determinanti per un'effettiva ripresa dei consumi: il primo è l'avvio di una fase di recupero almeno parziale dell'economia europea, il secondo la riduzione dei sussidi alle fonti rinnovabili. Per quanto riguarda questo secondo elemento, nei prossimi anni si assisterà probabilmente a una riduzione della distorsione dei meccanismi di mercato a favore delle fonti elettriche rinnovabili, a vantaggio della produzione termoelettrica con gas naturale, particolarmente penalizzata negli ultimi anni (v. *Focus 11/2012*).

Uno degli effetti principali della difficile congiuntura economica è stato il rallentamento degli investimenti, che ha riguardato anche le infrastrutture di trasporto del gas naturale. A essere colpiti sono stati soprattutto i progetti di rigassificatori, che, nonostante la crescente competitività di questa modalità di approvvigionamento, scontano i margini ridotti a causa dell'alto livello di offerta, le incertezze sulle dinamiche della domanda futura e un tasso di utilizzo dei rigassificatori esistenti strutturalmente basso (inferiore al 50% a livello europeo).

Nonostante la congiuntura negativa, nel corso del secondo semestre 2012 si sono concretizzati importanti investimenti, sintomo di una crescente fiducia da parte di alcuni operatori nelle prospettive di redditività del mercato del gas naturale. Nel settore del Gnl, si segnalano i grandi **investimenti degli armatori greci in nuove metaniere**. Nel 2012, metà degli ordinativi mondiali di navi destinate al trasporto di gas naturale liquefatto proveniva infatti da società elleniche, per un totale di 38 navi e 7,4 miliardi di dollari di investimenti. Sebbene questa nuova capacità di trasporto non sarà necessariamente destinata a rifornire i mercati europei, l'investimento è destinato ad avere un impatto significativo sui mercati mondiali (incluso quello europeo), considerando che la flotta mondiale di metaniere conta attualmente 434 unità.

Per quanto concerne i gasdotti, dopo aver assistito nel corso del primo semestre a un decisivo sviluppo dei progetti per il trasporto del gas azerbaigiano attraverso la Turchia e in attesa che nel 2013 si compia la scelta tra Tap e Nabucco Occidentale (v. § 2.2), il fatto più

significativo del secondo semestre è il simbolico avvio delle attività di costruzione del progetto **South Stream** (v. § 3.2), destinato ad aumentare la capacità di importazione sui mercati europei di 63 Gmc annui entro il prossimo decennio.

La compagnia di Stato russa Gazprom, azionista di maggioranza del South Stream e primo fornitore di gas naturale dei Paesi dell'UE (24%), è stata protagonista anche di un altro dei principali fatti del semestre. La società è da tempo in contrasto con la Commissione europea, che apertamente mira a ridurre il peso delle forniture russe nel paniere energetico europeo.

Nel mese di settembre, la DG Concorrenza ha formalmente aperto un'**istruttoria contro Gazprom per abuso di posizione dominante**³. Secondo le accuse, Gazprom avrebbe sfruttato la propria capacità d'influenza nei piccoli mercati dell'Europa orientale per preservare la propria situazione di forza e la redditività delle proprie attività. In particolare, la società avrebbe ostacolato la libera circolazione del gas tra Stati membri, impedito la diversificazione degli approvvigionamenti e imposto prezzi iniqui attraverso l'indicizzazione al prezzo del petrolio.

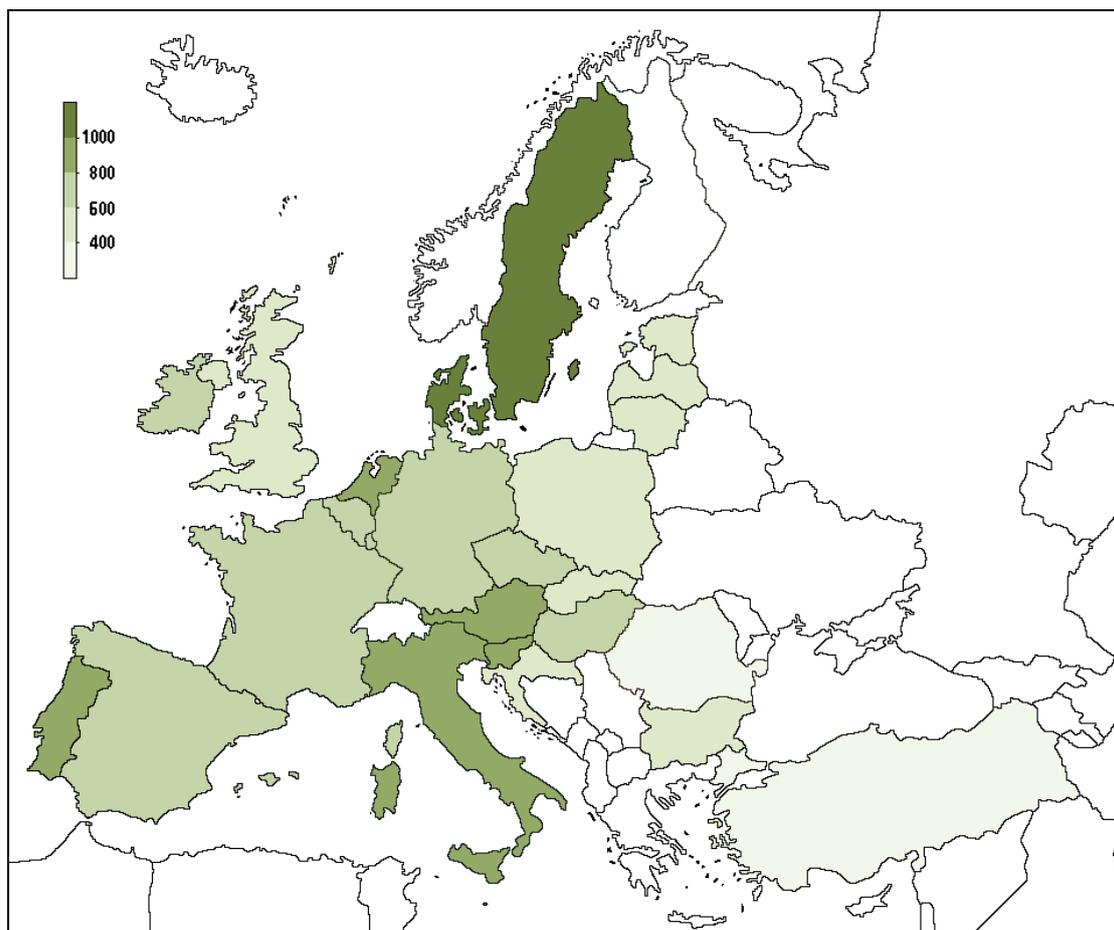
Sulla base anche della documentazione sequestrata durante alcune perquisizioni del settembre 2011 negli uffici delle controllate europee di Gazprom, la DG Concorrenza ha ravvisato comportamenti potenzialmente illeciti in **otto Paesi dell'Europa orientale**: Bulgaria, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia e Ungheria. La posizione di forza della società russa in questi Paesi è innegabile, ma occorre sottolineare che i livelli di prezzo del gas sui mercati finali interessati dall'istruttoria non presentano particolari anomalie (v. § 1.7).

L'esito dell'istruttoria è difficilmente prevedibile, anche perché il contenuto della documentazione sequestrata è riservato, ma **in caso di condanna le conseguenze per Gazprom potrebbero essere gravi**, con multe pecuniarie, l'imposizione di misure di apertura coatta alla concorrenza dei mercati e un generale indebolimento della propria posizione sui mercati europei. La situazione è particolarmente delicata anche per il coinvolgimento delle autorità politiche russe nella vicenda, che viene interpretata come un tentativo di utilizzare gli strumenti giuridici della tutela del mercato con finalità politiche.

A prescindere dall'esito finale e dalle reazioni russe, l'istruttoria contro Gazprom mette in evidenza la situazione di perdurante frammentazione del mercato europeo in mercati ancora sostanzialmente nazionali. La limitata capacità d'interconnessione e gli assetti regolatori divergenti si traducono peraltro anche in una **perdurante eterogeneità dei livelli di prezzo per i consumatori finali europei**, sia residenziali sia industriali. Nonostante il processo di attuazione delle disposizioni del Terzo pacchetto energia e l'adozione del Gas Target Model (v. *Focus 11/2012*), la convergenza dei prezzi a parità di condizioni di fornitura sembra essere un obiettivo ancora distante (v. *Figura 1*).

³ Comunicato IP/12/937 del 4 settembre 2012. Si tratta di una sospetta violazione dell'art. 102 del Tfu.

Figura 1 - Il prezzo del gas per i clienti residenziali europei (€/1.000 mc - primo semestre 2012)

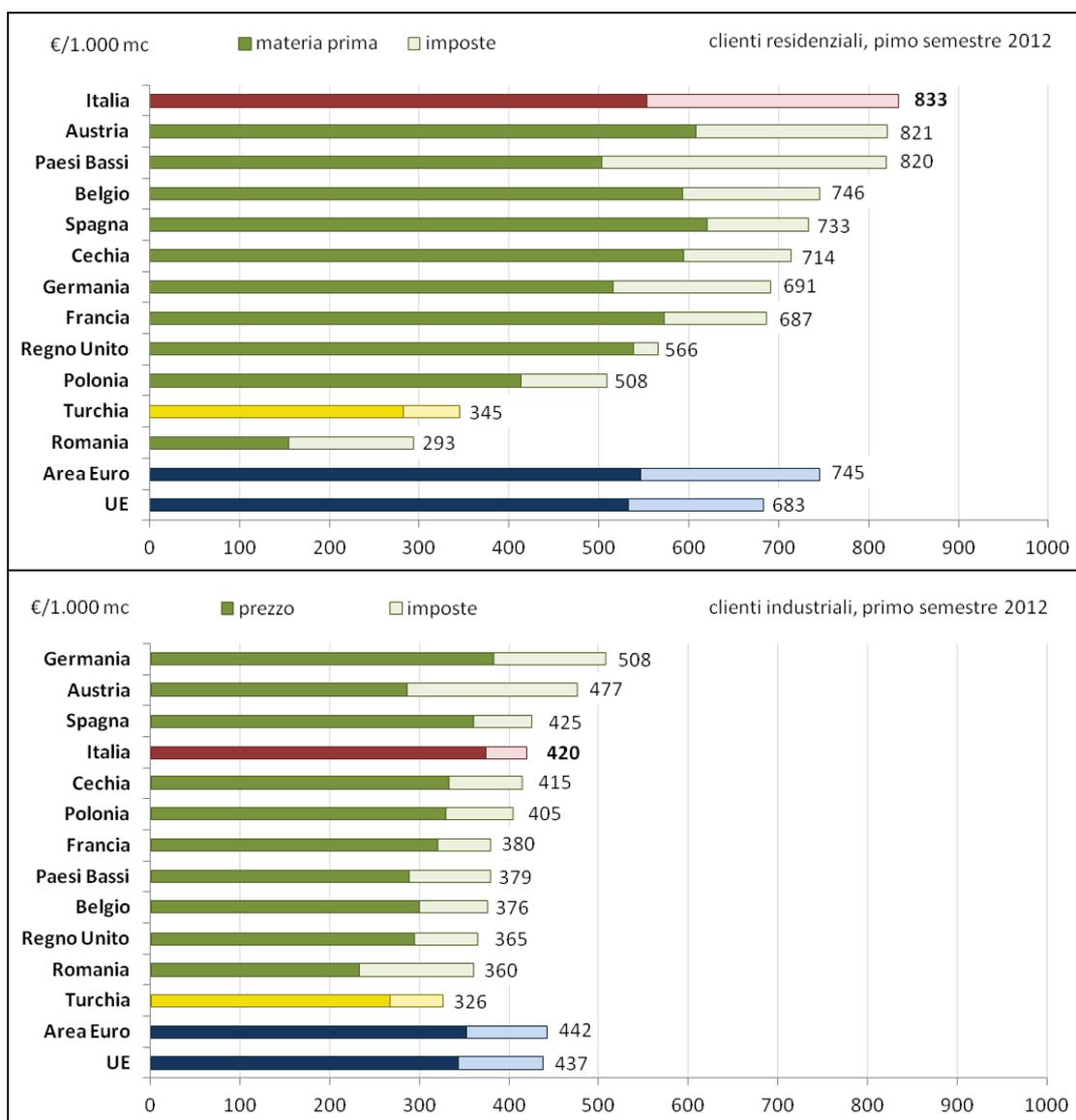


Fonte: elaborazione su dati Eurostat. I prezzi sono riferiti alla fascia di consumo D2 della tabella [nrg_pc_202] (aggiornata al 15/11/2012). Per i Paesi in bianco non sono disponibili dati aggiornati.

Le disparità di prezzo per i consumatori europei sono notevoli: il gas per uso residenziale in Danimarca costa oltre quattro volte che in Romania. Si tratta di casi estremi, ma anche all'interno della più omogenea Area Euro le oscillazioni superano il 30%. L'eterogeneità delle tariffe non è solamente geografica, ma è anche legata agli **usi finali** (v. *Figura 2*).

I clienti industriali hanno infatti tariffe mediamente molto più basse dei clienti residenziali (le famiglie, soprattutto) perché acquistano volumi molto più grandi e prevedibili e perché concentrano i consumi in pochi siti, riducendo i costi di distribuzione. Solo in Lituania, Romania e Ungheria si registrano prezzi per i consumatori industriali superiori a quelli per i clienti residenziali, per precisa scelta regolatoria dei decisori politici, riconducibile alla natura di servizio pubblico universale che le forniture energetiche avevano in epoca sovietica e che è rimasto radicato in ampi strati della popolazione.

Figura 2 - I prezzi medi del gas per i consumatori europei



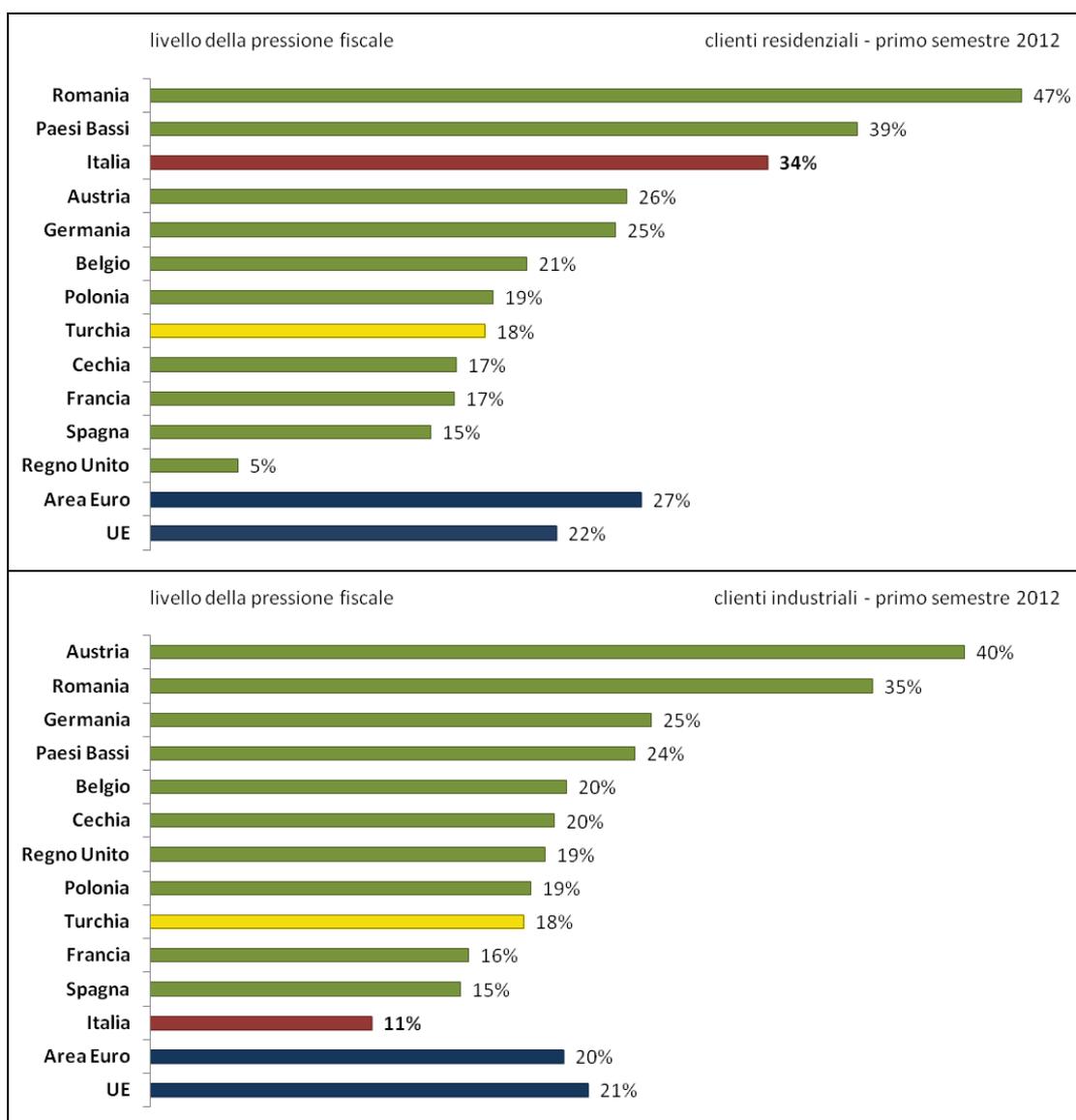
Fonte: elaborazione su dati Eurostat, tabelle [nrg_pc_202] e [nrg_pc_203] (aggiornate al 15/11/2012). I prezzi per i clienti residenziali si riferiscono alla fascia di consumo D2, quelli per i clienti industriali alla fascia di consumo I4⁴. I dati relativi all'Italia, all'UE e all'Area Euro sono provvisori.

Le particolarità nelle dinamiche di prezzo nei principali mercati finali sono analizzate nei rispettivi paragrafi (v. *oltre*). Un dato comune ai Paesi europei che emerge immediatamente è l'importanza della componente fiscale nel determinare il livello di prezzo per i consumatori finali. Nel caso dei grandi Paesi produttori, i decisori politici (Danimarca, Paesi

⁴ La classe I4 è stata scelta perché corrisponde alla classe di consumo annuo (2,6-25,6 mmc) in cui ricade la media delle imprese appartenenti al consorzio Gas Intensive, formato da otto associazioni di categoria confindustriali ad alto consumo energetico. Nel suo insieme, il consorzio rappresenta il primo consumatore industriale di gas naturale in Italia.

Bassi, Romania) mantengono livelli di pressione fiscale elevata per aumentare l'efficienza dei consumi e liberare risorse per l'esportazione. Più in generale, i livelli d'imposizione variano in modo considerevole in funzione delle politiche fiscali dei diversi Paesi (v. *Figura 3*).

Figura 3 - La pressione fiscale sui consumatori europei (% prezzo finale)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat, tabelle [nrg_pc_202] e [nrg_pc_203] (aggiornate al 15/11/2012). I prezzi per i clienti residenziali si riferiscono alla fascia di consumo D2, quelli per i clienti industriali alla fascia di consumo I4. I dati relativi all'Italia, all'UE e all'Area Euro sono provvisori.

La diversa ripartizione del carico fiscale tra consumatori residenziali e industriali rappresenta anche uno **strumento indiretto di politica industriale**. Alcuni Paesi impongono infatti alle imprese un livello di tassazione inferiore a quello imposto ai privati, favorendo la competitività dei processi produttivi a più alta intensità energetica. Ad adottare questa politica sono Italia, Paesi Bassi e Romania. Altri Paesi sono sostanzialmente neutri rispetto agli usi finali e mantengono un livello di tassazione omogeneo, come nel caso di Francia, Ger-

mania e Spagna. Due Paesi europei, infine, adottano una politica redistributiva fortemente favorevole ai consumatori residenziali, come nel caso di Austria e Regno Unito. I valori relativi a tutti i Paesi europei sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 1 - Il prezzo del gas per i clienti europei

€/1.000 mc	clienti residenziali			clienti industriali		
	paese	prezzo	imposte	totale	prezzo	imposte
Austria	608	213	821	286	190	477
Belgio	593	153	746	300	77	376
Bulgaria	446	89	535	360	72	432
Croazia	335	81	416	402	99	501
Danimarca	589	612	1.201	359	553	912
Estonia	426	115	541	377	90	467
Finlandia	-	-	-	410	202	612
Francia	573	114	687	321	59	380
Germania	516	175	691	383	125	508
Irlanda	556	109	665	324	31	356
Italia	553	280	833	374	46	420
Lettonia	437	118	555	369	96	465
Lituania	457	96	553	475	100	574
Lussemburgo	560	66	626	386	27	413
Paesi Bassi	504	316	820	289	90	379
Polonia	413	95	508	329	76	405
Portogallo	637	163	800	384	90	474
Regno Unito	539	27	566	294	71	365
Repubblica Ceca	595	119	714	333	82	415
Romania	154	139	293	233	128	360
Slovacchia	465	93	558	346	86	433
Slovenia	672	192	864	474	152	627
Spagna	621	112	733	360	65	425
Svezia	694	578	1.272	431	512	944
Turchia	282	63	345	266	60	326
Ungheria	476	129	605	511	153	664
Area Euro	546	199	745	352	90	442
UE	532	151	683	343	94	437

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat, tabelle [nrg_pc_202] e [nrg_pc_203] (aggiornate al 15/11/2012). I consumi residenziali si riferiscono alla fascia di consumo D2, quelli industriali alla fascia di consumo I4. I valori sono riferiti al primo semestre 2012. I dati relativi alla Grecia non sono disponibili, mentre Malta e Cipro non consumano gas naturale. I dati relativi all'Italia, all'UE e all'Area Euro sono provvisori.

1.1 ITALIA

La difficile situazione dell'economia italiana continua ad avere un impatto negativo sui consumi energetici, inclusi quelli di gas naturale. Alla contrazione su base annua del Pil del 2,3% si è infatti accompagnata nei primi dieci mesi del **2012** una **riduzione della domanda di gas naturale** di 2 Gmc, **-3,3%** rispetto allo stesso periodo del 2011.

Quasi tutta la contrazione della domanda registrata nel 2012 è riconducibile al minor utilizzo delle centrali termoelettriche alimentate a gas naturale (-10%), mentre gli usi residenziali e industriali sono sostanzialmente stabili. Le attese di un'ulteriore contrazione dell'economia italiana nel corso del 2013 lasciano prevedere una domanda di gas stagnante, a fronte soprattutto di una perdurante distorsione del mercato elettrico in favore della generazione con fonti rinnovabili sussidiate.

Nel corso del secondo semestre 2012 è stato pubblicato il documento di consultazione relativo alla redigenda **Strategia energetica nazionale**. Per quanto concerne il gas naturale, le indicazioni destinate ad avere il maggior impatto in termini di sicurezza, oltre che di beneficio per i consumatori finali, sono quelle relative al miglioramento dell'utilizzazione delle infrastrutture esistenti e alla **cooperazione europea** a livello di Governi e di Autorità di regolazione.

Le indicazioni relative al possibile ruolo per l'Italia di **hub meridionale del mercato europeo** sono invece difficilmente compatibili con l'orizzonte temporale della strategia (2020) e soprattutto con il contesto in cui è inserito il sistema nazionale. Il ruolo di hub è essenzialmente riconducibile alla funzione di transito di grandi quantità di gas naturale destinato ad altri mercati finali, in questo caso di altri Paesi UE. Per poter assolvere a questa funzione, è necessario disporre sia di capacità d'importazione dai Paesi produttori, sia di capacità di ri-esportazione verso i mercati finali.

L'Italia dispone già oggi di una capacità d'importazione largamente eccedente il fabbisogno, oltre 110 Gmc annui di massimo teorico, a fronte di una domanda inferiore ai 70 Gmc. Inoltre, è possibile aumentare questa capacità realizzando nuova capacità di rigassificazione e il gasdotto Tap: la disponibilità di gas naturale non rappresenterebbe dunque un limite. Il problema si pone invece sul fronte della capacità di esportazione: attualmente, tutte le connessioni tra la rete italiana e quelle estere sono d'importazione (salvo misure di emergenza) e **nessuna infrastruttura con capacità di esportazione è attualmente in costruzione**.

Inoltre, esistono seri dubbi sull'entità e la tempistica di nuova domanda di gas transiente attraverso la rete italiana. I mercati di riferimento per le ri-esportazioni italiane sarebbero essenzialmente quello francese e quello tedesco-austriaco. Le infrastrutture già esistenti sulle due reti sono ampiamente sufficienti a far fronte alla domanda prevista nel decennio

ITALIA	
Consumo di gas (2011)	76,0 Gmc
Consumo sul totale UE	16 %
Dipendenza da import	90 %
Gas sul totale dei consumi	38 %
Prezzi residenziali (UE = 100) ..	122
Prezzi industriali (UE = 100) ...	97

in corso, in particolare dopo la realizzazione avvenuta quest'anno della seconda linea del Nord Stream (v. § 3.1). L'ipotesi di rendere l'**Italia un hub del gas** è dunque **scarsamente plausibile nelle attuali condizioni**.

Nondimeno, un aumento delle interconnessioni tra la rete italiana e quelle dei Paesi confinanti, con anche una significativa capacità di esportazione, è fondamentale per aumentare la sicurezza energetica nazionale e per favorire una maggiore concorrenzialità del mercato italiano, con possibili effetti positivi sui prezzi per i consumatori finali. In questo senso, il progetto di gasdotto destinato a connettere la Baviera (Haiming) con l'Italia (Tarvisio) attraverso l'Austria rappresenta un'infrastruttura di primario interesse nazionale.

Il gasdotto, chiamato **Tauern Gasleitung**, dovrebbe avere una capacità annua di oltre 11 Gmc. Nel mese di novembre è stata presentata alle autorità della regione di Salisburgo la documentazione relativa alla valutazione di impatto ambientale. In giugno era stata presentata quella destinata alle autorità della regione dell'Alta Austria, mentre nel corso del 2013 è prevista la presentazione della richiesta all'ultima delle tre regioni coinvolte, la Carinzia. Se l'iter autorizzativo non subirà rallentamenti, l'infrastruttura potrebbe essere iniziata nel 2015 e conclusa per la fine del 2018.

Lo sviluppo dell'interconnessione fisica con altri Paesi richiede tuttavia una più stretta cooperazione sul piano della regolazione del mercato. Questa necessità è stata recentemente messa in evidenza dalla decisione unilaterale dell'autorità austriaca (E-control) di aumentare le tariffe del gas trasportato verso l'Italia a partire dal 1° gennaio 2013. Con gli aumenti previsti, il trasporto del gas verso l'Italia costerà quattro volte di più rispetto alla tariffa applicata ai consumatori austriaci, con evidenti ricadute negative sui prezzi delle importazioni nazionali dalla Russia. L'episodio ha messo ancora una volta in evidenza la **necessità di una regolazione più forte a livello europeo**, che impedisca comportamenti discriminatori e che promuova un'effettiva integrazione delle reti europee su un piano di parità tra i consumatori finali dei diversi Paesi.

Lo sviluppo delle infrastrutture nazionali d'importazione prosegue, pur risentendo della congiuntura economica. L'arrivo della nave *Golar* adattata a terminale di rigassificazione da ancorare al largo di **Livorno** (progetto **Olt** di E.On e Iren, da 3,7 Gmc annui) è slittato al primo trimestre 2013, ma non dovrebbe presentare ulteriori ritardi nell'entrata in funzione, prevista comunque entro l'anno.

Anche il progetto di rigassificatore di **Porto Empedocle** (AG) di Enel ha fatto registrare un avanzamento nel corso del 2012, con l'avvio delle fasi preliminari del cantiere. I tempi di questo progetto sono tuttavia più lunghi e saranno necessari almeno cinque anni per vedere l'infrastruttura completata, con una capacità annua di 8 Gmc. L'avvio dell'iter autorizzativo per l'opera risale al 2004: gli otto anni trascorsi sono un chiaro segnale della necessità di rivedere e **abbreviare gli itinerari autorizzativi**, per favorire lo sviluppo di nuove infrastrutture e per ridurre i costi, che inevitabilmente ricadono sui consumatori finali.

Nel corso del 2012 si è anche registrato l'abbandono di due progetti di rigassificatore. Il primo è quello di Porto Recanati (AN), che era stato promosso da Gdf Suez. Il secondo è quello di Priolo (SR), promosso da una *joint-venture* paritetica tra Erg e Shell. Si tratta di un

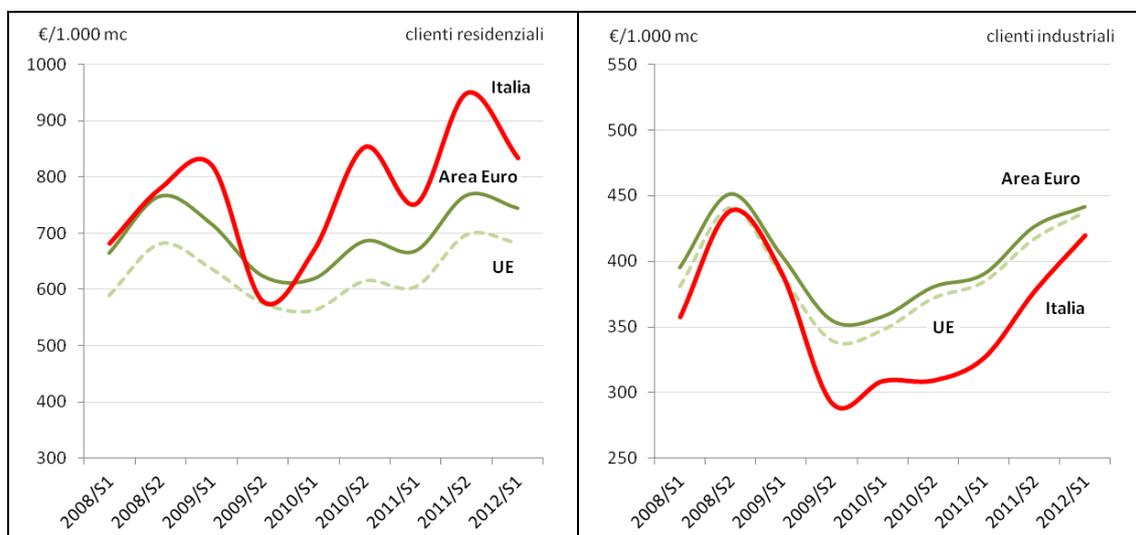
fisiologico **processo di selezione** tra le infrastrutture proposte, che la crisi della domanda ha accelerato, ma che sarebbe stato in ogni caso inevitabile. Attualmente esistono, oltre a Olt e Porto Empedocle, altri 7 progetti di rigassificatori a diversi stati di avanzamento e molti di questi sono destinati a essere abbandonati.

Un altro progetto infrastrutturale di cui è stata ufficialmente esclusa la costruzione è la variante del **South Stream** destinata a raggiungere la Puglia. Sebbene si trattasse di un'ipotesi scarsamente plausibile, era stata mantenuta come opzione fino al mese di novembre. Resta invece attuale l'ipotesi che il tracciato del gasdotto abbia come punto di arrivo Tarvisio (v. § 3.2).

Con riferimento agli operatori attivi in Italia, nel secondo semestre 2012 **Edison** si è aggiudicata due lodi arbitrali sul prezzo del gas acquistato con contratti di lungo periodo: uno con Rasgas, che rifornisce di Gnl qatarino il rigassificatore di Rovigo (450 milioni di euro), e l'altro con Eni, sul prezzo delle forniture di gas libico (250 milioni). Attualmente è pendente anche un'altra procedura arbitrale, relativa al prezzo di fornitura del gas algerino e il cui lodo è atteso nel 2013. Per l'azienda francese si tratta di un risultato complessivamente molto positivo, che potrebbe consentire una maggior concorrenzialità sul mercato italiano e avere effetti positivi sui clienti finali.

Per quanto concerne i prezzi del gas per i clienti finali, il mercato italiano presenta due diverse tendenze rispetto alla media europea: nel caso dei consumi residenziali, i prezzi sono significativamente più alti; nel caso dei consumi industriali, i prezzi sono sostanzialmente convergenti con quelli europei (v. *Figura 4*)⁵.

Figura 4 - L'andamento del prezzo del gas in Italia (2008-2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

⁵ I prezzi industriali sono riferiti alla classe I4, caratterizzata da consumi annui compresi tra 2,6 e 25,6 milioni di metri cubi.

La dinamica dei prezzi per i **consumatori residenziali** negli ultimi due anni ha mostrato una tendenza a mantenersi stabilmente a livelli significativamente superiori alla media europea (+22% nel primo semestre 2012). Il differenziale è dovuto sia a un prezzo tasse-escluse leggermente più alto (+4%), sia all'altissimo livello di pressione fiscale (12 punti percentuali più della media).

La dinamica dei prezzi per i **consumatori industriali** ha invece fatto registrare negli ultimi due anni livelli costantemente inferiori alla media europea (-4% nel primo semestre 2012). Il differenziale è dovuto in questo caso essenzialmente al più basso livello di tassazione (11 punti percentuali meno della media), che ha mantenuto i prezzi più vantaggiosi nonostante l'aumento al di sopra dei livelli medi europei del prezzo tasse-escluse (+9%), nel corso del primo semestre 2012.

1.2 GERMANIA

L'andamento positivo dell'economia tedesca nel corso del 2012 (+0,8%) si è tradotto in una debole ma significativa crescita dei consumi di gas naturale. Nei primi nove mesi dell'anno il **fabbisogno tedesco è cresciuto del 3%** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, dopo la forte contrazione registrata nel 2011.

Sul piano infrastrutturale, l'evento più rilevante del secondo semestre 2012 è stato l'entrata in funzione della seconda tratta del **Nord Stream**, che ha portato la capacità massima d'importazione diretta dalla Russia a 55 Gmc annui. Al Nord Stream si sommano poi la capacità indiretta sul gasdotto Yamal-Europa proveniente dalla Polonia (15 Gmc annui) e la capacità in ingresso da Repubblica Ceca e Austria (oltre 30 Gmc annui). Nel complesso, dunque, la dotazione infrastrutturale tedesca ha reso il Paese un vero e proprio **hub del gas russo**, attraverso cui sono riforniti Belgio, Francia e Paesi Bassi. Attraverso la Germania potrebbe inoltre in futuro essere rifornito in modo continuativo anche il mercato britannico.

Il metano russo è la principale componente dell'approvvigionamento tedesco (40%) e la strategia di sviluppo infrastrutturale adottata è destinata a consolidare questa posizione. Gli operatori tedeschi hanno tuttavia storicamente cercato un certo livello di differenziazione facendo ricorso alle forniture provenienti dalla Norvegia (30% del fabbisogno). In questo quadro, nel mese di novembre la compagnia di Stato norvegese Statoil e Wintershall hanno siglato un contratto di fornitura decennale da 4,5 Gmc annui. La novità più rilevante di questo accordo è quella relativa alle modalità di prezzatura del gas, che sarà **indicizzato all'andamento dei prezzi spot negli hub** dell'Europa settentrionale. Si tratta di un chiaro segnale di un'evoluzione delle tendenze contrattuali che molto probabilmente si diffonderà in futuro anche presso altri fornitori.

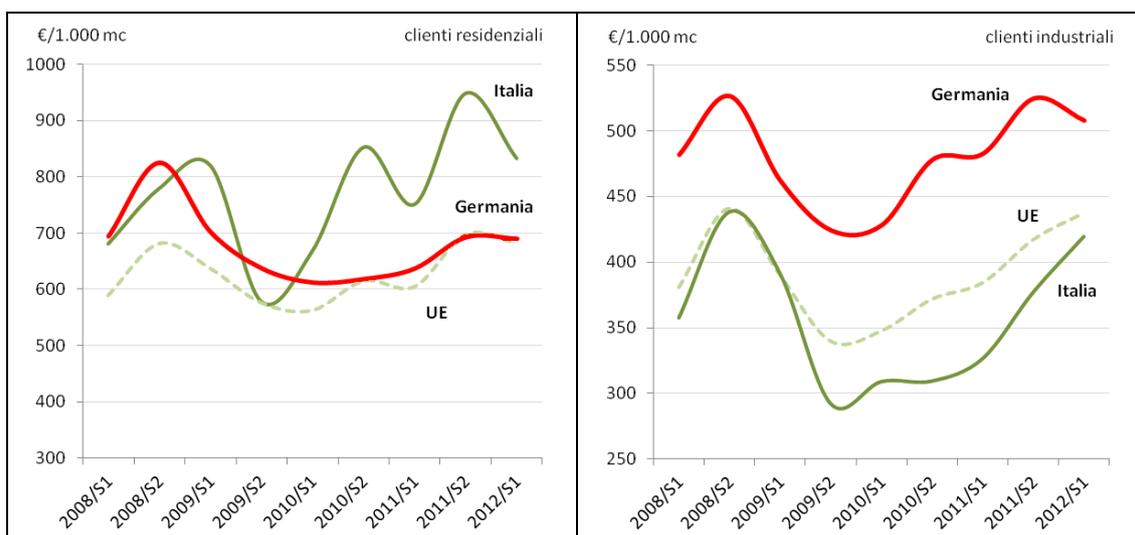
GERMANIA	
Consumo di gas (2011)	77,7 Gmc
Consumo sul totale UE	17 %
Dipendenza da import	86 %
Gas sul totale dei consumi	21 %
Prezzi residenziali (UE = 100) ..	101
Prezzi industriali (UE = 100) ...	116

Con riferimento agli operatori, nel mese di ottobre un lodo arbitrato ha favorito **Rwe** nei confronti di Gazprom, che esigeva un'integrazione di 500 milioni di dollari relativa ai pagamenti degli ultimi quattro anni. Tra le due società è inoltre in corso un altro arbitrato relativo alle modalità di definizione del prezzo delle forniture regolate da un contratto di lungo periodo.

Nel mese di novembre è invece stato formalizzato l'acquisto da parte di Gazprom del controllo di Wingas, la *join-venture* con Wintershall che controlla il 20% del mercato finale tedesco. In cambio, Basf, controllante di Wintershall, ha ricevuto il 25% di due blocchi del giacimento di Urengoy, in Siberia occidentale. Si rafforza così ancora di più il **rapporto bilaterale** tra gli operatori tedeschi e la Russia.

Per quanto concerne i prezzi del gas per i clienti finali, il mercato tedesco presenta due diverse tendenze rispetto alla media europea: nel caso dei consumi residenziali, i prezzi sono sostanzialmente allineati; nel caso dei consumi industriali, i prezzi sono strutturalmente più alti (v. *Figura 5*).

Figura 5 - L'andamento del prezzo del gas in Germania (2008-2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

La dinamica dei prezzi per i **consumatori residenziali** negli ultimi due anni ha mostrato una tendenza a mantenersi stabilmente allineata alla media europea, dopo essere stata storicamente caratterizzata da livelli superiori, a causa di un prezzo tasse-escluse costantemente più alto. Attualmente, il prezzo tasse-escluse è invece più basso della media europea (-3%), mentre il livello di pressione fiscale è superiore (3 punti percentuali più della media).

La dinamica dei prezzi per i **consumatori industriali** ha invece fatto registrare negli ultimi quattro anni livelli costantemente superiori alla media europea (+16% nel primo semestre 2012), dovuti sia alla componente tasse-escluse (+12% rispetto alla media) sia all'alto livello di pressione fiscale (3 punti percentuali più della media).

1.3 FRANCIA

L'economia francese è cresciuta solo debolmente nel corso del 2012 (+0,2%), tuttavia i consumi di gas naturale hanno conosciuto un aumento del 5%, riconducibile in gran parte al clima insolitamente mite registrato nel 2011. Al netto di questa anomalia climatica, la domanda di gas francese resta invece debole.

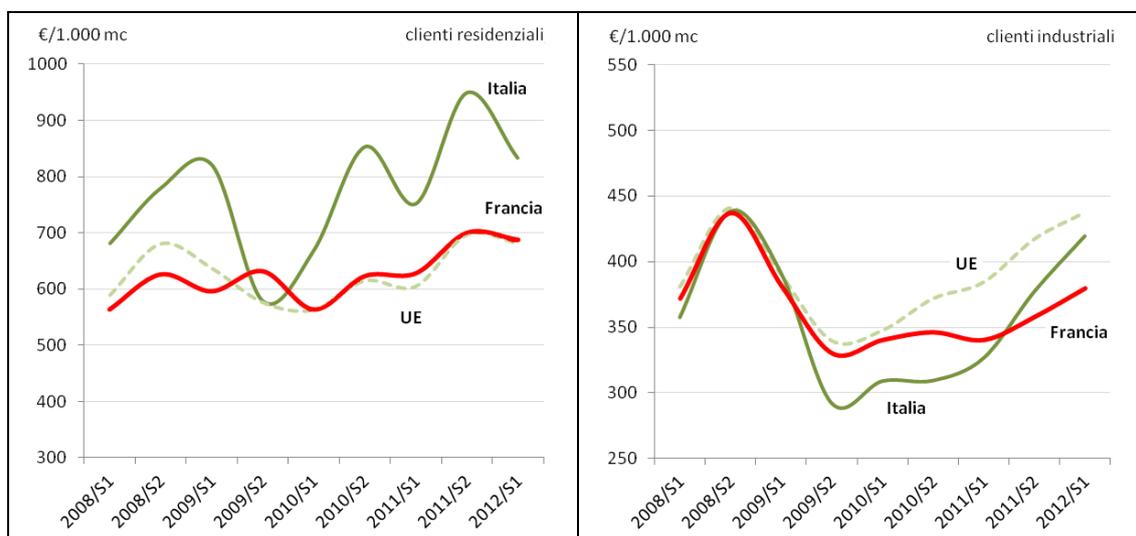
Sul piano infrastrutturale, nel mese di ottobre sono stati avviati i lavori per la costruzione di un nuovo **terminale di rigassificazione** presso

Dunkerque, sulle coste settentrionali, in posizione favorevole sia per servire il mercato della Francia del Nord, sia per raggiungere il vicino mercato belga. L'infrastruttura, che a regime avrà una capacità annua di 13 Gmc, dovrebbe essere pronta per la fine del 2015.

Per quanto concerne i prezzi del gas per i clienti finali, il mercato francese presenta due diverse tendenze rispetto alla media europea: nel caso dei consumi residenziali, i prezzi sono sostanzialmente allineati; nel caso dei consumi industriali, i prezzi sono strutturalmente più bassi (v. *Figura 6*).

FRANCIA	
Consumo di gas (2011)	44,1 Gmc
Consumo sul totale UE	9 %
Dipendenza da import	100 %
Gas sul totale dei consumi	15 %
Prezzi residenziali (UE = 100) ..	101
Prezzi industriali (UE = 100) ...	87

Figura 6 - L'andamento del prezzo del gas in Francia (2008-2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

La dinamica dei prezzi per i **consumatori residenziali** negli ultimi quattro anni ha mostrato una tendenza a mantenersi stabilmente allineata alla media europea. Attualmente, il prezzo tasse-escluse è leggermente più alto della media (+8%), mentre il livello di pressione fiscale considerevolmente più basso (6 punti percentuali in meno).

La dinamica dei prezzi per i **consumatori industriali** ha invece fatto registrare negli ultimi due anni livelli costantemente inferiori alla media europea (-13% nel primo semestre 2012), dopo essere stata storicamente caratterizzata da livelli sostanzialmente allineati. At-

tualmente, i livelli più bassi della media europea sono dovuti sia al prezzo tasse-escluse (-7%) sia soprattutto al livello di pressione fiscale (6 punti percentuali meno della media).

1.4. REGNO UNITO

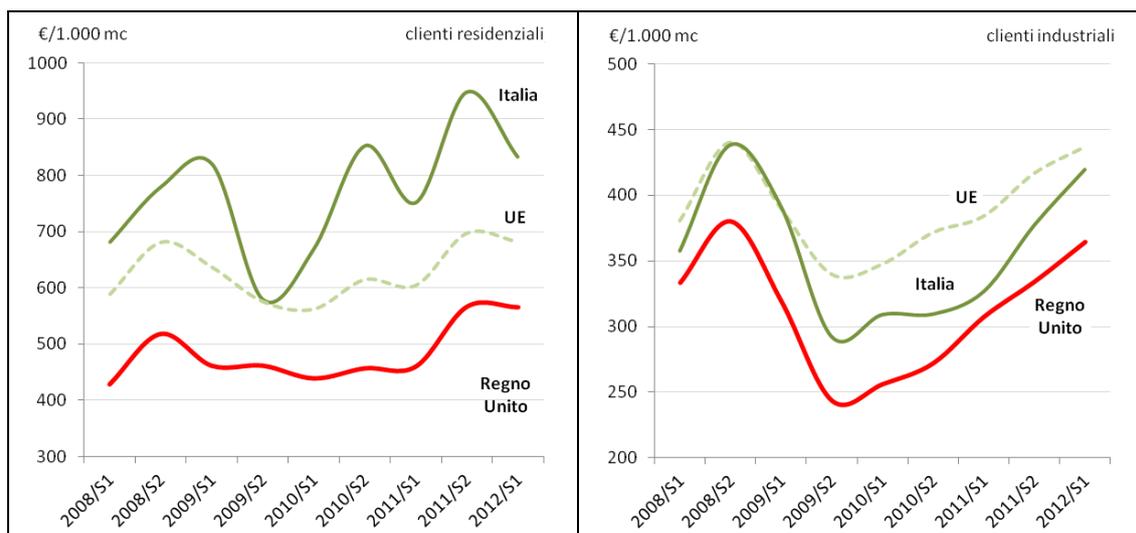
L'economia britannica ha conosciuto nel 2012 una lieve contrazione (-0,3%), che ha in parte contribuito alla forte **contrazione dei consumi di gas naturale**, che nei primi nove mesi dell'anno si sono ridotti **del 12%**. La causa principale di questa riduzione è tuttavia la forte concorrenza che il gas naturale sta subendo nel settore della generazione elettrica, soprattutto da parte del **carbone**, molto più economico grazie alle basse quotazioni internazionali.

REGNO UNITO	
Consumo di gas (2011)	82,9 Gmc
Consumo sul totale UE	18 %
Dipendenza da import	44 %
Gas sul totale dei consumi	36 %
Prezzi residenziali (UE = 100) ..	83
Prezzi industriali (UE = 100) ...	83

Il mercato britannico aveva già fatto registrare una contrazione a doppia cifra (-18%) nel corso del 2011 e rischia ora di **perdere il primato di maggiore mercato europeo**, a favore della Germania. Un'ulteriore contrazione potrebbe inoltre compromettere gli investimenti necessari allo sviluppo di nuove infrastrutture di importazione e stoccaggio, importanti per compensare la progressiva riduzione della capacità produttiva britannica. La forte flessibilità che caratterizza il mercato britannico lascia tuttavia ampio spazio per un recupero in tempi brevi, qualora i segnali di prezzo spingessero in quella direzione.

Per quanto concerne i prezzi del gas per i clienti finali, il mercato britannico presenta storicamente livelli nettamente inferiori rispetto alla media europea (v. *Figura 7*), in virtù dell'assetto completamente liberalizzato.

Figura 7 - L'andamento del prezzo del gas nel Regno Unito (2008-2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

La dinamica dei prezzi per i **consumatori residenziali** negli ultimi quattro anni ha mostrato una tendenza a mantenersi stabilmente inferiore alla media europea. Negli anni passati il mercato britannico aveva goduto di prezzi tasse-escluse sostanzialmente inferiori alla media, nel primo semestre 2012 questo vantaggio è venuto meno. Il mantenimento di un solido differenziale rispetto alla media europea (-17%) è dunque ora interamente riconducibile alla bassissima pressione fiscale (17 punti percentuali inferiore alla media).

La dinamica dei prezzi per i **consumatori industriali** è stata di fatto analoga, anche nel livello di differenziale rispetto al prezzo medio europeo (-13% nel primo semestre 2012). In questo caso tuttavia a essere determinante è stato il basso livello dei prezzi tasse-escluse (-14%), mentre il livello di pressione fiscale si è discostato in misura più contenuta dalla media europea (2 punti percentuali meno della media) rispetto ai consumi residenziali.

1.5 SPAGNA

La profonda crisi in cui versa l'economia spagnola (-1,4% nel 2012) si traduce in una perdurante contrazione dei consumi di gas naturale, ormai ininterrotta dal 2008. Nei primi nove mesi del 2012, il **fabbisogno della Spagna è sceso del 4,3%**, soprattutto a causa di un crollo verticale dei consumi termoelettrici (-25% rispetto allo stesso periodo del 2011).

Le difficili prospettive del Paese lasciano peraltro molta incertezza sulla tempistica di un eventuale recupero. Inoltre, in assenza di significativa capacità di esportazione verso la Francia, le **infrastrutture iberiche** sono destinate anche nei prossimi anni a essere ampiamente **sottoutilizzate** (il tasso di utilizzo attuale è inferiore al 40%).

Con riferimento agli operatori, nel mese di settembre il cda di Gas Natural ha deliberato l'acquisizione di una partecipazione del 10% nel gasdotto **Medgaz**, ceduta da Sonatrach. L'operazione prevedrebbe un pagamento a prezzi superiori a quelli di mercato, nell'ambito di un accordo extragiudiziale raggiunto con la compagnia di Stato algerina per un contenzioso sulla revisione dei prezzi di un contratto di fornitura di lungo periodo. La difficile situazione del mercato spagnolo ha spinto anche Enel a cercare di cedere la propria quota del 12%, posseduta dalla controllata Endesa. La congiuntura e la debolezza delle istituzioni creditizie rendono tuttavia difficile trovare acquirenti disponibili.

Per quanto concerne i prezzi del gas per i clienti finali, il mercato spagnolo presenta due diverse tendenze rispetto alla media europea: nel caso dei consumi residenziali, i prezzi sono leggermente superiori; nel caso dei consumi industriali, i prezzi sono strutturalmente più bassi, anche se con una recente tendenza alla convergenza (v. *Figura 8*).

SPAGNA	
Consumo di gas (2011)	34 Gmc
Consumo sul totale UE	7 %
Dipendenza da import	100 %
Gas sul totale dei consumi	20 %
Prezzi residenziali (UE = 100)..	107
Prezzi industriali (UE = 100) ...	97

Figura 8 - L'andamento del prezzo del gas in Spagna (2008-2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

La dinamica dei prezzi per i **consumatori residenziali** negli ultimi quattro anni ha mostrato una tendenza a mantenersi allineata alla media europea. Nel corso del primo semestre 2012 si è tuttavia registrato un rapido aumento rispetto alla media (+7%), causato da un'impennata nei prezzi tasse-escluse (passati da -8 a +17% rispetto alla media europea). Il livello della pressione fiscale si è invece mantenuto costantemente inferiore alla media (7 punti percentuali in meno).

La dinamica dei prezzi per i **consumatori industriali** è stata costantemente inferiore alla media europea negli ultimi anni (-3% nel primo semestre 2012). Anche in questo caso, la bassa pressione fiscale (6 punti percentuali meno della media europea) ha più che compensato il più alto livello dei prezzi tasse-escluse (+17%).

1.6 POLONIA

La dinamica economia polacca (+2,4% nel 2012) ha fatto registrare nei primi otto mesi dell'anno una **crescita dei consumi superiore al 4%** rispetto allo stesso periodo del 2011. Sebbene il mercato polacco sia ancora relativamente piccolo (meno di un quarto di quello italiano), le sue prospettive di sviluppo sono considerevoli.

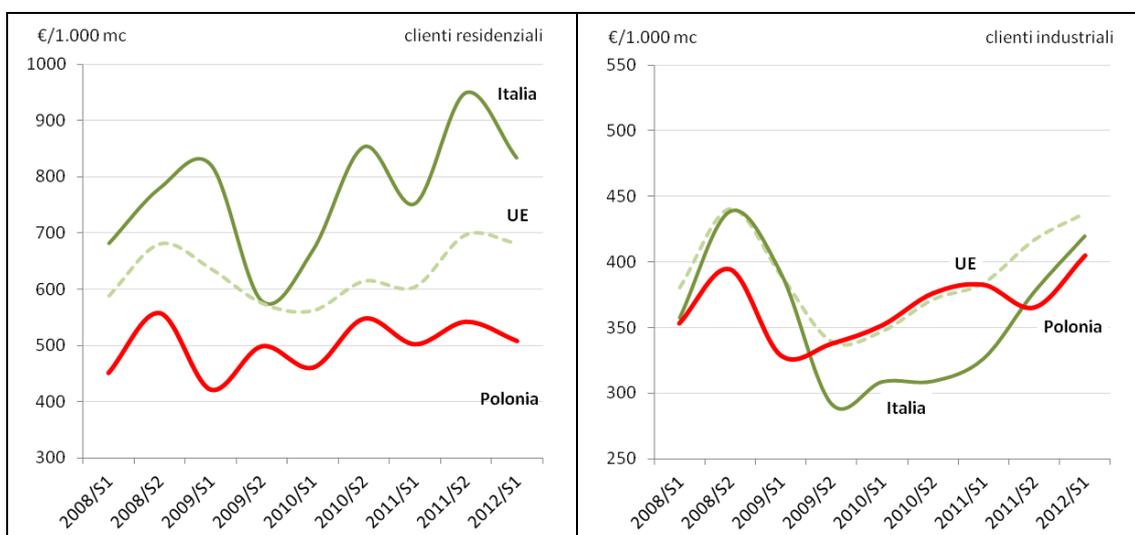
Nonostante le resistenze opposte a livello governativo, infatti, gli impegni assunti dal Paese a livello europeo imporranno nel corso del decennio una riduzione del ruolo del carbone nella **generazione elettrica**, almeno in parte a favore del gas naturale.

POLONIA	
Consumo di gas (2011)	15 Gmc
Consumo sul totale UE	3 %
Dipendenza da import	72 %
Gas sul totale dei consumi	13 %
Prezzi residenziali (UE = 100)..	74
Prezzi industriali (UE = 100) ...	93

Con riferimento agli operatori, la compagnia di Stato polacca **PGNiG** ha concluso nel mese di novembre una difficile negoziazione con Gazprom per ottenere uno **sconto sui prezzi delle forniture russe** indicizzate al petrolio. Sebbene non ci sia un'introduzione dell'indicizzazione ai prezzi spot nemmeno parziale, come avvenuto per E.On, i vantaggi per l'azienda polacca sono stati significativi (nell'ordine di alcune centinaia di milioni di euro). Attraverso queste concessioni Gazprom si è invece assicurata il mantenimento della posizione di forza in un mercato promettente e ha ridotto gli incentivi a perseguire in tempi brevi la costruzione del rigassificatore di Swinoujscie.

Per quanto concerne i prezzi del gas per i clienti finali, il mercato polacco presenta prezzi inferiori alla media europea, sia per i consumi residenziali, sia per quelli industriali (v. *Figura 9*).

Figura 9 - L'andamento del prezzo del gas in Polonia (2008-2012)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

La dinamica dei prezzi per i **consumatori residenziali** negli ultimi quattro anni ha mostrato una tendenza a mantenersi costantemente al di sotto della media europea (-26% nel primo semestre 2012), sia nella componente tasse-escluse (-22%), sia in quella fiscale (3 punti percentuali in meno).

La dinamica dei prezzi per i **consumatori industriali** è stata prossima alla media europea negli ultimi anni, per poi mantenersi a livelli inferiori nell'ultimo anno (-7% nel primo semestre 2012). Anche in questo caso, sia la componente tasse-escluse (-4%) sia quella fiscale (3 punti percentuali in meno) sono state più basse della media europea.

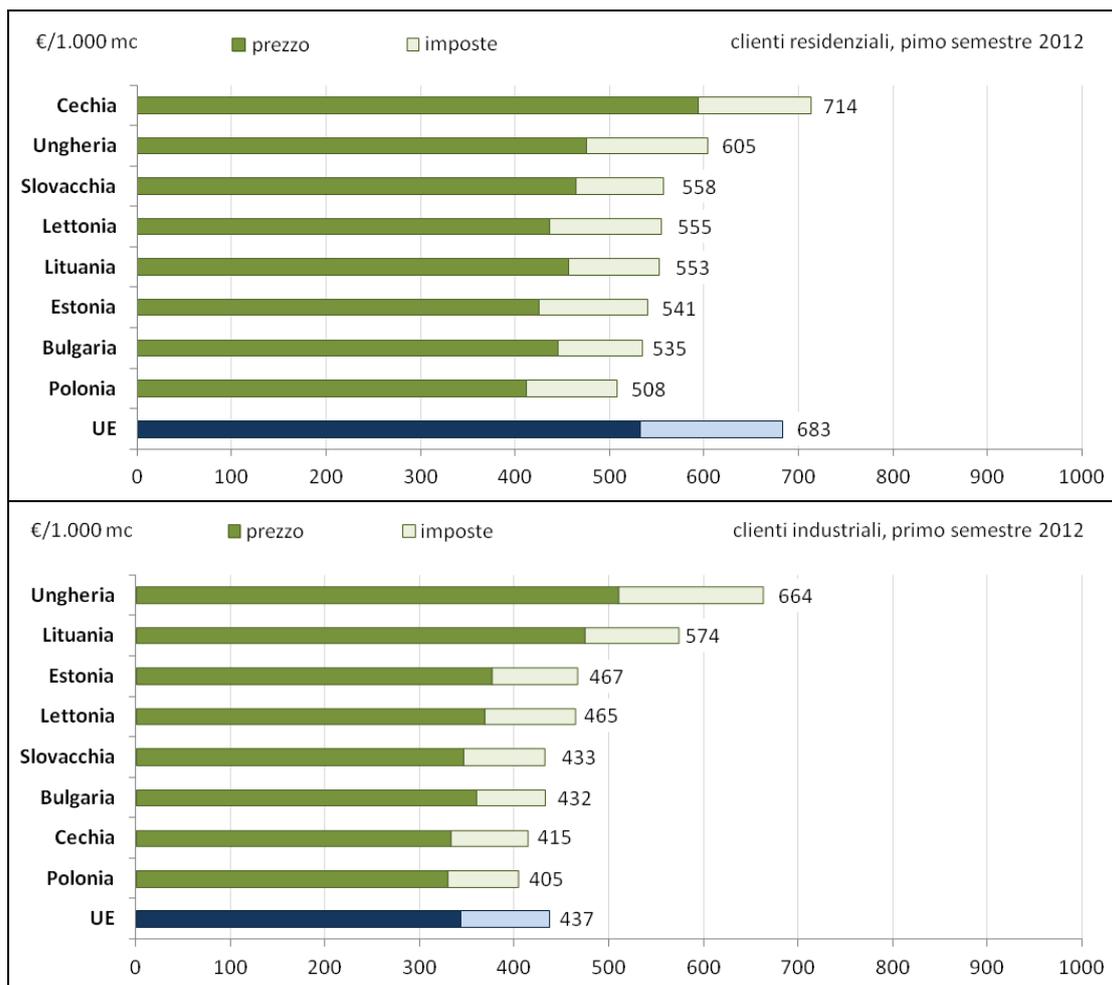
1.7 EUROPA ORIENTALE

A causa del sistema infrastrutturale ereditato dall'epoca sovietica e della peculiare posizione geografica, i Paesi dell'Europa Orientale dipendono in misura marcata dalle forniture di gas russo. Per Polonia, Repubblica ceca e Ungheria il livello di dipendenza è superiore al 60%, mentre per Estonia, Lettonia, Lituania, Slovacchia e Ungheria la dipendenza è totale. Di

conseguenza, Gazprom gioca in questi mercati un ruolo centrale, tanto da aver spinto la Commissione europea ad aprire l'istruttoria per abuso di posizione dominante (v. cap. 1.).

Generalmente un alto livello dei prezzi è uno dei sintomi di un effettivo abuso della propria posizione da parte di un'impresa. Nel caso degli **otto mercati europei** interessati dall'istruttoria **non è tuttavia possibile individuare rilevanti anomalie** nei livelli di prezzo correnti (v. *Figura 9*).

Figura 10 - I prezzi medi del gas per i consumatori dell'Europa Orientale



Fonte: elaborazione su dati Eurostat, tabelle [nrg_pc_202] e [nrg_pc_203] (aggiornate al 15/11/2012). I prezzi per i clienti residenziali si riferiscono alla fascia di consumo D2, quelli per i clienti industriali alla fascia di consumo I4.

L'assenza di anomalie nei prezzi non implica necessariamente un mancato abuso di posizione dominante, ma rende in ogni caso più complessa la situazione da valutare e più controverso l'esito di ogni decisione in merito. In considerazione dei rischi di politicizzazione della vicenda da parte russa, **l'istruttoria contro Gazprom rappresenta una delle questioni di politica energetica europea più delicate dei prossimi anni.**

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

2.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

L'analisi delle recenti *performance* di Gazprom nell'esportazione di gas naturale verso l'Europa evidenzia, per il campione russo dell'energia, dati dal significato contrastante. Da un lato, innanzi a una domanda di gas europea che continua a manifestare una tendenza negativa (circa -2% nel primo semestre del 2012 e proiezione annua di -1%, secondo Eurogas) il volume totale delle esportazioni della risorsa si è contratto nel corso del primo semestre dell'anno in corso. Ciò nonostante, come sottolineato dall'amministratore delegato di Gazprom Alexey Miller, il peso del gas di provenienza russa sul totale delle importazioni europee è cresciuto nel 2011 (al 27% del totale) e sembra in aumento anche nel primo semestre 2012.

Per sostanziare nel medio e lungo periodo la posizione di vantaggio acquisita sui mercati europei, Gazprom, d'intesa con il Cremlino, ha di recente dato rinnovato slancio alla propria strategia di sviluppo infrastrutturale sulle direttrici di esportazione europee attraverso il Mar Baltico e il Mar Nero – mettendo allo studio un possibile ampliamento del Nord Stream, appena completato, e accelerando nella predisposizione del South Stream (Cfr. § 3.1, 3.2). Sull'aumento della capacità totale di esportazione di gas russo verso i mercati europei pesano tuttavia diverse incognite, legate tanto alla condizione congiunturale di diminuzione della domanda europea di gas causata dalla crisi economica, quanto ai possibili cambiamenti strutturali nel settore del gas naturale, determinati dall'impatto del progressivo aumento della produzione – su scala globale ed europea – del gas non convenzionale. Da una prospettiva meramente congiunturale, l'andamento della domanda europea di gas ha già portato diversi paesi in una condizione di *oversupply* di gas che, resa penalizzante dalle stringenti clausole *take or pay* inserite nei contratti di fornitura, ha già comportato la necessità di revisione di gran parte dei contratti di fornitura sottoscritti nella fase precedente alla crisi del 2008-2009. La necessità di revisione dei contratti è resa d'altra parte più impellente da una congiuntura che vede il prezzo del gas venduto sui mercati spot inferiore a quello inserito nei contratti di fornitura di lungo periodo e indicizzato al prezzo del petrolio e dei suoi derivati.

Per far fronte alle ombre che si allungano nel lungo periodo sulle esportazioni di gas verso l'Europa – rese per la Federazione Russa più profonde a partire dalla strategia di limitazione della presenza di Gazprom sui mercati europei propugnata dalla Commissione europea (v. cap. 1.) – il presidente russo Vladimir Putin, d'intesa con le principali compagnie energetiche nazionali, sostiene risolutamente la politica di diversificazione dei mercati di sbocco della risorsa, con particolare riferimento a quelli asiatico-orientali. La strategia di diversificazione geografica delle esportazioni va basandosi sui due pilastri dell'aumento della produzione nell'area dell'Artico e sull'adeguamento delle infrastrutture nazionali. Dalla prima prospettiva, l'incremento della produzione di idrocarburi si concentra prevalentemente nelle regioni di Yamal-Nenets e Jakuzia. Nella prima, particolare valenza assume lo sfruttamento del giacimento di Bovanenkovo che, con una produzione che potrebbe raggiungere i 113 Gmc/a entro il 2017, aumenterebbe del 25% l'output annuale di Gazprom.

Principale giacimento della regione della Jakuzia è invece quello di Chayandinskoye, che conterrebbe riserve di gas, petrolio e condensati pari a circa 1,2 Tmc. Al contempo, e rispetto allo sviluppo infrastrutturale, Gazprom ha reso noto un programma di investimenti del valore di 25 miliardi di dollari finalizzato a connettere i giacimenti di Chayandinskoye con Vladivostok e la rete infrastrutturale nazionale. Il progetto prevede la costruzione, entro il 2017, di un gasdotto della capacità di 59 Gmc/a parallelo all'esistente oleodotto tra la Siberia orientale e l'Oceano Pacifico, in grado dunque di creare un sistema unificato del gas lungo tutto il Paese, da Ovest a Est. L'adeguamento della rete infrastrutturale permetterebbe, secondo Miller, di avere sbocco ai nuovi mercati orientali – dalla Cina all'India, dal Giappone sino a Corea del Sud, Thailandia, Bangladesh e Singapore.

Parte integrante della strategia infrastrutturale russa è l'incremento della capacità di liquefazione del gas naturale, che offrirebbe alle strategie di penetrazione dei mercati orientali di Gazprom notevole flessibilità e offrirebbe un'alternativa ai progetti di gasdotto verso Corea e Cina attualmente in fase di stallo. Principale interlocutore di Gazprom è in questa prospettiva il Giappone, che dopo Fukushima progetta un notevole incremento del consumo di gas e con il cui ministro responsabile per l'energia la compagnia russa ha sottoscritto in settembre un memorandum d'intesa per la costruzione di un impianto di liquefazione presso Vladivostok. Rimane inoltre sul tavolo la possibilità – preferita da Tokio in ragione della scarsa disponibilità di impianti di rigassificazione nel paese – che Russia e Giappone possano essere collegati mediante un gasdotto della portata massima di 20 Gmc annui dalla penisola di Sakhalin alla costa orientale del paese.

Inaugurazione del Nord Stream, possibile ampliamento del progetto e accelerazione della predisposizione del South Stream (Cfr. § 3.1, 3.2) rappresentano gli elementi cardine della nuova “geografia delle esportazioni” russe verso i mercati europei, meno legata a rotte terrestri e, di conseguenza, ai paesi di transito. Tale logica sembra tuttavia essere temperata dall'approfondimento della cooperazione energetica russo-bielorussa – parte integrante di una più ampia intesa politica che rimane una delle più solide nello spazio dell'ex-Unione Sovietica. Secondo i dati resi pubblici dall'amministratore delegato di Gazprom, Alexey Miller, l'aumento dei flussi di gas in **transito attraverso la Bielorussia** e diretto ai mercati europei avrebbe infatti raggiunto nel 2012 il livello più elevato consentito dalla rete del paese. Circa un terzo delle forniture di gas russo all'Europa – 45 Gmc – sarebbe infatti transitato nel 2012 attraverso la rete dell'operatore nazionale bielorusso Beltransgaz, compagnia della quale Gazprom lo scorso anno ha completato l'acquisizione. A conferma della natura non meramente congiunturale dell'approfondimento della cooperazione energetica bilaterale, Miller, a seguito di un incontro con il presidente Aleksandr Lukashenko, ha annunciato in novembre un ambizioso piano – del valore di 2 miliardi di dollari – per l'aumento della capacità di stoccaggio e l'ammodernamento della rete bielorusse, finalizzato a un incremento di capacità di trasporto di gas pari al 30%.

All'aumento dei flussi attraverso la Bielorussia è corrisposto, nel primo semestre del 2012 e in linea con una tendenza già manifestatasi nel 2011, un calo di quelli in transito attraverso l'**Ucraina**. Nei primi otto mesi del 2012, il gas russo in transito attraverso la rete

ucraina sarebbe stato di circa 54 Gmc, con una diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2011 pari al 23% circa.

Nel paese sono stati avviati, in novembre, i lavori per la costruzione di un terminale di rigassificazione di Gnl nei pressi del porto di Odessa. Il terminale, della capacità programmata di 10 Gmc annui, potrà assicurare entro il 2018 – data attualmente fissata per l'ultimazione dei lavori – circa un quarto dei consumi annui di gas, a prezzi che, secondo l'Agenzia di Stato ucraina per gli investimenti e la gestione di progetti nazionali, potrebbero essere di un 20% circa inferiori a quelli correntemente pagati a Gazprom. Per accelerare i tempi di attivazione del canale d'importazione di Gnl, il governo ucraino avrebbe inoltre trovato un accordo con la società statunitense Exceleerate Energy per la messa in opera di una piattaforma mobile di rigassificazione collegabile ai terminali portuali di Yuzhnyi. In linea con i colloqui avviati nel corso dell'anno, possibili fornitori di Gnl potrebbero essere il Qatar – oggi principale esportatore della risorsa su scala mondiale (102 Gmc esportati nel 2011 su un totale di 330) – o l'Azerbaijan, attualmente ancora non in grado di esportare Gnl attraverso il Mar Nero ma che, a partire dalla primavera 2012, ha avviato progetti per la costruzione di impianti di liquefazione del gas. Un'intesa di massima tra i due paesi era stata peraltro già trovata nel 2011 – in occasione dell'incontro tra i due presidenti tenutosi a Davos – e la volontà di proseguire lungo tale percorso è stata ribadita dall'ambasciatore azero in Ucraina, Einulla Madatli. Secondo l'ambasciatore, le esportazioni di gas dai giacimenti caspici potrebbe iniziare già nel 2017, passando gradualmente da 2 a 5 Gmc annui. Inoltre a metà novembre il governo di Kiev avrebbe, secondo la stampa nazionale, presentato un'offerta ufficiale per l'ingresso nel progetto di gasdotto transanatolico Tanap, deputato a portare il gas azero dai confini orientali della Turchia a quelli con l'Unione Europea (Cfr. § 2.2).

La costruzione dell'impianto di rigassificazione di Odessa rappresenta uno dei pilastri dell'ambizioso progetto del governo ucraino finalizzato a ridurre la dipendenza dalle importazioni di gas russo anzitutto attraverso una politica infrastrutturale che permetta la diversificazione dei fornitori della risorsa. Funzionale a tale obiettivo è anche il tentativo, attualmente in atto, di inaugurare un canale d'importazione di gas dalla Germania. In questa prospettiva, la compagnia statale ucraina Naftogaz e la tedesca Rwe a inizio novembre hanno siglato un accordo bimestrale per l'importazione di gas via Polonia attraverso l'inversione del flusso di un gasdotto esistente. Più che i volumi di gas contrattualizzati (1 mmc al giorno), l'intesa è rilevante in quanto fase sperimentale funzionale al raggiungimento di un accordo di lungo periodo che, secondo le autorità di Kiev, potrebbe consentire all'Ucraina di importare dalla Germania fino a 5 Gmc/a di gas a partire da gennaio e attraverso il territorio ungherese. Secondo le stime del ministro dell'Energia ucraino, Yuri Boiko, l'importazione di gas dalla Germania, acquistato a prezzi in linea con quelli praticati sui mercati spot, (US\$380/mmc circa), potrebbe consentire all'Ucraina un risparmio nel 2013 di circa 2 miliardi di dollari rispetto alla spesa che l'acquisto dei medesimi volumi implicherebbe sulla base del contratto attualmente in vigore con Gazprom.

Figura 11 - La rete del gas ucraina



Fonte: Ukrainian Natural Gas Union.

Alla luce del recente sviluppo delle politiche infrastrutturali nazionali, Vadim Chu-prun, vice amministratore delegato di Naftogaz, ha dichiarato che il volume di gas che il Paese importerà dalla Federazione Russa nel 2013 potrebbe attestarsi a 27,5 Gmc, livello inferiore alla soglia dei 33 Gmc/a fissato come volume *take or pay* dal contratto del 2009. Il recente incontro tenutosi a Mosca tra il primo ministro ucraino, Mykola Azarov, e la controparte russa, Dmitrij Medvedev, sembra tuttavia aver disinnescato la possibile crisi bilaterale legata ai volumi di gas contrattualmente stabiliti tra le parti, con l'impegno di Kiev a ritirare nel 2013 il volume minimo di gas stabilito per contratto. Nessuno spiraglio ha invece prodotto l'incontro rispetto al datato negoziato per la diminuzione dei prezzi d'acquisto del gas stabiliti su base decennale nel 2009 e correntemente a un livello (US\$430/mmc) più alto di quello praticato sui mercati spot e di quello concesso ad altri clienti europei di Gazprom. Il governo di Kiev sembra infatti risoluto nel perseguimento di una linea di non compromesso rispetto alle richieste russe, tradizionalmente incentrate sull'acquisizione *de facto* della rete di trasporto nazionale e sull'ingresso dell'Ucraina nell'Unione doganale con Bielorussia e Kazakistan.

Accanto alla strategia di diversificazione dei canali d'importazione di gas nazionale, ulteriore pilastro dell'ambiziosa politica energetica di Kiev vi è lo sfruttamento del potenziale estrattivo nazionale nel settore dello *shale* gas. Assieme a Polonia e Lituania, l'Ucraina ospita infatti le maggiori riserve di *shale* gas dell'area – stimate in 1,18 Tcm dall'Energy Information Administration (Eia) – per sfruttare le quali Kiev, da un'anno a questa parte, ha avviato contatti con le principali compagnie energetiche internazionali. Tra queste, Eni rappresenta un interlocutore privilegiato del governo ucraino, come confermato dall'incon-

tro tenutosi in ottobre tra Azarov e l'amministratore delegato Paolo Scaroni a seguito dell'accordo, sottoscritto dalla compagnia italiana in giugno, per l'acquisizione del pacchetto di maggioranza della Westgasinvest – società ucraina titolare dei diritti di sfruttamento in nove depositi di gas nell'area di Lviv, nel nord-ovest del Paese.

2.2 BACINO DEL CASPIO

La competizione energetica nell'area del Mar Caspio continua a ruotare attorno alla decisione finale sull'assegnazione del gas che andrà in produzione, a partire dal 2017, dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento *offshore* di Shah Deniz (SDII), in **Azerbaijan**. La decisione, secondo le ultime dichiarazioni rilasciate dal consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento, sarà resa nota nel maggio 2013 (Cfr. § 3.2.).

Il Parlamento di Baku ha nel frattempo ratificato l'accordo intergovernativo siglato con la Turchia in giugno per la costruzione del Trans-Anatolian Gas Pipeline (Tanap) che, provvedendo al trasporto del gas azero dalle coste del Caspio al confine occidentale della Turchia, rappresenterà la prima “gamba” del Corridoio Meridionale del gas dell'Unione Europea. Al contempo, i partner del progetto – ovvero la compagnia statale azera Socar e le turche Botas e Tpao – hanno dato vita alla società che curerà l'attuazione del progetto, di cui è già stata avviata la progettazione. Oltre che sul versante legislativo, il progetto Tanap avanza speditamente anche su quello del finanziamento dei costi di costruzione che, stimati in 8 miliardi di dollari, potrebbero essere parzialmente coperti dal fondo petrolifero azero, la Sofaz – le cui entrate, nei primi nove mesi del 2012, sono state pari a 12,6 miliardi di dollari. Come già ampiamente anticipato, inoltre, Socar ha ufficialmente ricevuto le manifestazioni d'interesse all'ingresso nel consorzio preposto alla realizzazione e operazione del Tanap da parte di BP, Statoil e Total – compagnie già attive nella produzione di petrolio e gas in Azerbaijan. A cedere ai nuovi partner parte delle proprie quote sarà – in linea con uno schema già circolato nei mesi passati e ora reso noto da Rovnag Abdullayev, amministratore delegato di Socar – la compagnia di stato azera che ridurrebbe la propria partecipazione dall'80% al 51%, lasciando così inalterato il 20% di Botas e Tpao. Il 29% di quote oggetto di cessione verrebbe a sua volta suddiviso in un 12% per BP e per Statoil e nel restante 5% per Total. Anche le due compagnie turche parte del progetto divideranno nei mesi a venire la propria quota adesso congiunta, assicurando secondo Abdullayev il 15% a Tpao e il restante 5% a Botas. I lavori per la costruzione del Tanap dovrebbero iniziare a fine 2013 per concludersi tra la fine del 2017 e l'inizio del 2018, in concomitanza cioè con l'avvio della produzione da SDII.

Pilastro emergente della strategia energetica azera è la promozione della presenza della compagnia energetica statale, la Socar, in tutte le fasi della “filiera energetica” attraverso investimenti nei settori del *midstream* e *downstream* all'estero, con particolare riferimento a quei Paesi che risultano partner imprescindibili per Baku nella prospettiva di raggiungere i mercati europei. La promozione del gasdotto Tanap costituisce il più evidente esempio di tale strategia, portata avanti anche attraverso un crescente livello di investimenti nel settore energetico in Georgia e Turchia. In quest'ultimo Paese – tradizionale partner di Baku ben al di là del settore energetico – Socar ha ad esempio di recente creato, assieme alla compagnia

turca Çig Enerji una società di distribuzione del gas (la Socar Gaz Ticareti), manifestando al contempo interesse nella privatizzazione della rete del gas istanbuliota, deputata a distribuire circa 0,7 Gmc annui di gas importati dall'Azerbaijan. In Georgia, la compagnia azera ha inoltre acquisito la società di distribuzione Itera, diventando leader nel paese con la sola eccezione dell'area della capitale, dove invece opera una sussidiaria della kazaka KazMunaiGas. Nella stessa logica si colloca inoltre l'interesse della compagnia azera nella privatizzazione della compagnia statale greca Depa. Oltre a rappresentare un mercato rilevante, la Grecia potrebbe presto divenire uno snodo vitale nella rotta del gas azero verso i mercati europei. Rimanendo nell'ambito dei potenziali acquirenti di gas azero, la recente visita condotta in Croazia dal ministro per lo Sviluppo Economico Shahin Mustafayev ha offerto l'occasione per discutere di progetti comuni nel settore energetico. Stando alla stampa azera, il ministro per l'Economia croato, Radimir Cacic, avrebbe infatti proposto al proprio omologo un piano di investimenti in Croazia – che potrebbe essere raggiunta dal gas caspico attraverso la diramazione balcanica del gasdotto Tap (Cfr. § 3.2) – per un valore superiore ai 500 milioni di euro. Il principale di essi è costituito dal terminale Gnl di Omisalj, nell'isola di Krk.

Sul versante orientale del Caspio, nonostante i recenti colloqui tenuti con le autorità governative turche, azere e iraniane per valutare le diverse possibilità di esportazione di gas verso i mercati europei, il **Turkmenistan** appare sempre più assorbito in un'ottica di cooperazione asiatico-meridionale e orientale. Asse portante della dimensione asiatica della politica energetica turkmena è la relazione con la Cina, concretizzatasi nella costruzione del Central Asian Gas Pipeline (Cagp). Attraverso il gasdotto – che transita in territorio kazako e uzbeko – il Turkmenistan ha esportato, nel 2011, 14,3 Gmc di metano, volume che potrebbe raddoppiare nel corso del 2012. Entro il 2015, anno in cui è previsto che il Cagp possa raggiungere la massima capacità di trasporto, il volume di gas esportato verso la Cina dovrebbe raggiungere i 65 Gmc, due terzi dei quali di produzione turkmena.

Al contempo, e sia pur in considerazione di una situazione interna afghana ancora lungi dalla stabilizzazione, proseguono senza sosta i negoziati in vista dell'avvio dei lavori per la realizzazione del gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (Tapi). All'ordine del giorno il tentativo di costituire un consorzio, con il coinvolgimento di compagnie internazionali, preposto alla realizzazione e operazione del gasdotto – prospettiva nella quale le autorità governative turkмене hanno organizzato, nel corso dell'estate, una serie di eventi pubblici finalizzati ad avviare un canale di dialogo con interlocutori del calibro di Chevron, ExxonMobil, BP, Rwe e Petronas. Al di là del generico interesse manifestato da molte di esse nel progetto Tapi, ostacolo principale al loro coinvolgimento sembra risiedere nella tradizionale ritrosia di Ashgabat a concedere a compagnie straniere (eccezion fatta per quelle cinesi) accesso alle risorse turkмене, condizione al di fuori della quale le *major* difficilmente potranno essere attivamente coinvolte nella realizzazione del Tapi. In questo senso vanno lette le dichiarazioni di Robert Blake, assistente del Dipartimento di Stato statunitense – tradizionale sostenitore dell'infrastruttura nell'ottica di stabilizzazione dell'area centroasiatica – che ha sollevato la necessità che le autorità turkмене offrano concreti “incentivi” alle compagnie internazionali. Tale prospettiva sarebbe peraltro condivisa

anche dalla Banca asiatica di sviluppo, il cui sostegno al progetto Tapi si è a oggi dimostrato essenziale per il suo avanzamento.

Crescente interesse alla rotta di approvvigionamento di gas turkmeno-afghana è stato peraltro manifestato da Pechino e dalla China National Petroleum Corporation (Cnpc) che, a partire dal summit della Shanghai Cooperation Organization tenutosi in giugno, hanno aperto un canale di dialogo con il presidente afghano Karzai in vista della predisposizione di un gasdotto che potrebbe alternativamente rappresentare un'alternativa o una diramazione settentrionale del Tapi.

2.3 TURCHIA E VICINO ORIENTE

Principale elemento di novità nel panorama energetico del Mediterraneo orientale e Vicino Oriente è costituito dai **piani israeliani di sviluppo** dei giacimenti *offshore* di Tamara e Leviatano, scoperti tra il 2009 e il 2010. Da un punto di vista strettamente economico, lo sfruttamento delle ingenti riserve di gas naturali presenti nei giacimenti – stimate tra i 750 e i 950 Gmc – permetterebbe a Israele non solo di acquisire l'indipendenza energetica, ma anche di trasformarsi in Paese esportatore verso i mercati europei o regionali. Anche nelle ipotesi più spinte d'incremento del peso del gas nel mix energetico nazionale (la quota del 2011 è stata del 19,5%), i due giacimenti garantirebbero a Israele un livello di produzione sufficiente a garantire i consumi nazionali per un trentennio, lasciando significative quantità per l'esportazione. Sullo sfondo di un acceso dibattito nazionale sorto attorno al migliore utilizzo delle risorse di gas, a conclusioni analoghe è giunta anche la "Commissione Tzemaich", nell'ottobre 2011 incaricata dal governo di condurre uno studio sull'andamento dei consumi nazionali e sulle prospettive assicurate dallo sfruttamento dei giacimenti. Pubblicato a fine agosto, il rapporto ha suggerito la possibilità di esportare 500 dei 950 Gmc potenzialmente estraibili da Tamar e Leviatano.

In attesa della firma di eventuali accordi di esportazione, la messa in produzione dei giacimenti resta per Israele un obiettivo prioritario, reso più urgente dall'interruzione degli approvvigionamenti di gas da parte dell'Egitto – sospesi dopo il rovesciamento del regime di Mubarak per "ragioni commerciali", dopo che una serie di esplosioni aveva colpito il collegamento infrastrutturale tra i due Paesi nella penisola del Sinai.

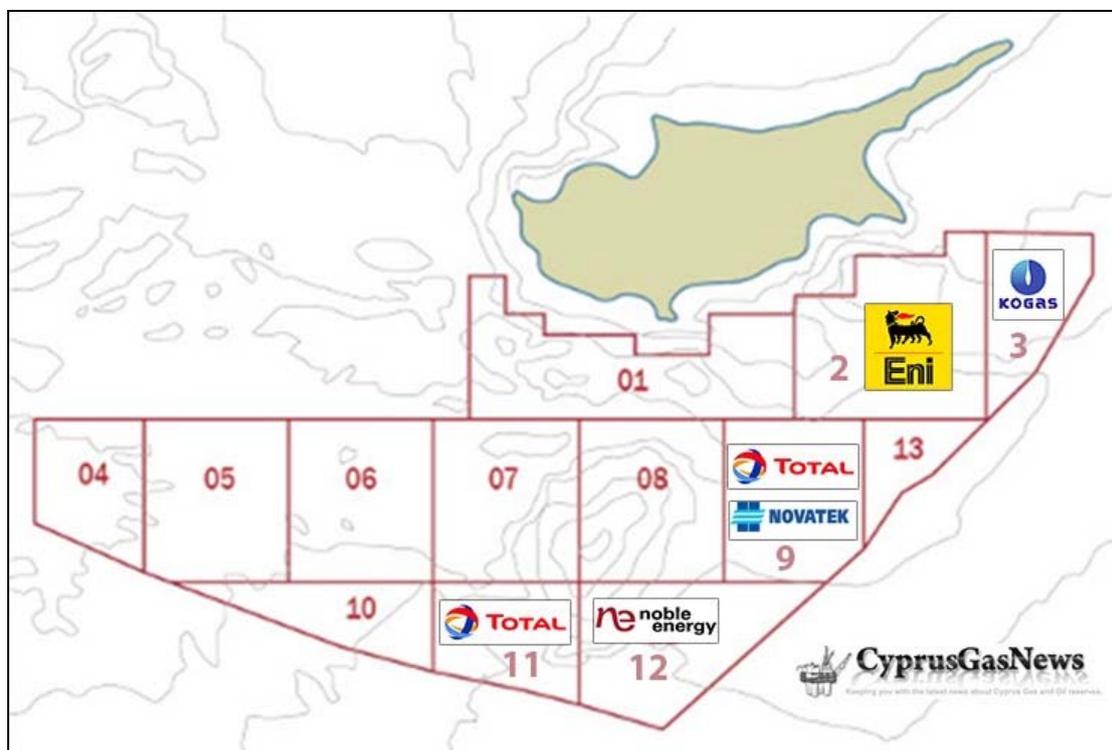
L'avvio della produzione dal giacimento di Tamar dovrebbe verificarsi, secondo la tempistica di recente confermata dalla Noble, tra il marzo e l'aprile del 2013, mentre il consorzio titolare dei diritti di sfruttamento ha già avviato contatti con Gazprom per la commercializzazione di circa 3 Gmc annui a partire dal prossimo anno. In previsione dell'avvio delle attività di estrazione da Leviatano, e nell'ottica di garantire a essa sufficienti investimenti e know how tecnico, rimane invece all'ordine del giorno la necessità di allargamento del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento sui giacimenti attualmente composto dal gruppo israeliano Delek (45%), dalla compagnia statunitense Noble Energy (39,7%) e dalla israeliana Ratio. Secondo le stime della Noble, lo sfruttamento dei giacimenti di gas e la costruzione di un impianto di liquefazione della risorsa richiederebbe un investimento compreso tra i 10 e i 15 miliardi di dollari. Al di là della capacità d'investimento e dell'entità

dell'offerta, ulteriori criteri posti per la selezione del nuovo partner sono, da un lato, un *expertise* nello sfruttamento di giacimenti gassiferi e nello sviluppo di tecnologia Gnl e, dall'altro, un rilevante mercato di riferimento per la vendita del gas. Sebbene i dettagli del negoziato per l'allargamento del Consorzio restino secretati per volere delle autorità di sicurezza israeliane, interesse all'acquisizione di una quota significativa del consorzio sarebbe stato avanzato anzitutto da Gazprom, che in ottobre avrebbe presentato ai suoi membri un'offerta che la stampa di settore ha affermato essere notevolmente più vantaggiosa delle analoghe offerte giunte da altre compagnie internazionali. Rispetto all'allargamento del Consorzio, crescenti divergenze di valutazione sembrano tuttavia manifestarsi tra la sua componente israeliana e quella statunitense. Mentre infatti il gruppo israeliano Delek ha accolto con favore la manifestazione d'interesse russa – utile, sul piano della politica regionale, a bilanciare la posizione turca e, potenzialmente, a ridimensionare l'intesa russo-iraniana – gli statunitensi della Nobel Energy preferirebbero un nuovo partner euro-atlantico. Tra i diversi nomi di compagnie interessate all'ingresso nel Consorzio trapelati nel corso degli ultimi mesi, spiccano in particolare quello dell'italiana Edison, della francese Total e di una delle tre *major* statunitensi, ExxonMobil, ConocoPhillips o Chevron. L'interesse di Edison nelle opportunità offerte dallo sfruttamento dei giacimenti del Mediterraneo orientale si è d'altra parte concretizzato nella recente conclusione di un accordo con la Ratio per l'acquisizione di una quota del 20% (con opzione per un ulteriore 20%) nella licenza di sfruttamento del giacimento di Gal, non lontano da Leviatano, stimato contenere circa 450 Gmc di gas. Più in generale, l'avvio della produzione di gas dall'area potrebbe fornire nuova linfa al progetto di Interconnessione del gas Grecia-Italia (Igi) – progetto congiunto di Edison e della greca Depa – che, escluso a inizio 2012 dalla competizione per il trasporto del gas azero di Shah Deniz II (Cfr. § 3.2), potrebbe trovare nuovi margini di fattibilità in funzione del trasporto di gas da Israele e Cipro a partire dal 2018. A tale possibilità ha fatto esplicitamente riferimento in un'intervista rilasciata alla Reuters Dimitris Manolis, direttore delle attività internazionali del consorzio.

I piani israeliani di sfruttamento dei giacimenti *offshore* nel Mediterraneo orientale procedono infatti di pari passo con gli analoghi progetti sviluppati da **Cipro**, nel “blocco 12” nelle cui acque territoriali la Noble Energy ha scoperto l'ingente giacimento di Afrodite, passibile secondo la compagnia – titolare unica dei relativi diritti di sfruttamento – di contenere riserve di gas pari a circa 200 Gmc. Il 30 ottobre il governo cipriota ha dunque reso noto l'esito preliminare dell'asta per la cessione dei diritti di esplorazione e sfruttamento di 4 dei 12 blocchi in cui è suddivisa la Zona economica esclusiva (Zee) nazionale, a conclusione di un processo di selezione avviato nel gennaio 2012. A un consorzio formato dalla italiana Eni e dalla Sud-coreana Kogas, potrebbero dunque essere assegnati i diritti su due blocchi (2 e 3) nella parte orientale della Zee cipriota, mentre la francese Total si potrebbe aggiudicare i diritti del blocco 11 e, in consorzio con le russe Novatec e Gpb Global Resources, del blocco 9. I negoziati per la conclusione dei relativi accordi sono stati inaugurati il 25 novembre con Eni-Kogas e il giorno successivo con Total, mentre è previsto che quelli per il blocco 9 inizino entro la prima settimana di dicembre. Neoclis Sylikiotis, ministro per il Commercio cipriota, ha reso nota l'intenzione del governo di Nicosia di concludere la fase negoziale con la firma dei relativi accordi entro l'inizio del 2013, a conferma di

una volontà di procedere speditamente nei piani di sfruttamento energetico frutto del difficile momento economico-finanziario attraversato da Cipro, contagiato dalla crisi della vicina Grecia.

Figura 12 - La suddivisione in blocchi della Zona economica esclusiva cipriota



Fonte: Cyprus Gas News.

Le problematiche maggiori per lo sfruttamento dei giacimenti di gas del Mediterraneo orientale sono tuttavia di natura geopolitica, nella misura in cui i progetti israeliani e ciprioti si intrecciano con i più spinosi nodi della politica vicino e mediorientale. Mentre i piani di Tel Aviv sono infatti contrastati da Egitto e Libano (Cfr. *Focus 9-10/2012*), ad avversare i progetti di sfruttamento delle risorse *offshore* ciprioti, minacciando di ritorsioni commerciali le compagnie internazionali in essi coinvolte (ultima in ordine di tempo, Eni), è stata principalmente la **Turchia**, contraria a ogni iniziativa “unilaterale” da parte delle autorità di Nicosia – predisposta cioè al di fuori del coinvolgimento e dunque a detrimento della comunità turco-cipriota dell’isola (Cfr. *Approfondimento - Focus 7-8/2011*). Attorno ai progetti di sfruttamento energetici si sono dunque approfonditi gli attriti tra Ankara, Tel Aviv e Nicosia mentre, al contempo, crescenti incomprensioni sono sorte con Federazione Russa e Grecia – con le quali le relazioni della Turchia erano state caratterizzate, nel corso dell’ultimo decennio, da un riavvicinamento senza precedenti. Se a ciò si aggiunge la posizione filo-cipriota assunta da Stati Uniti e Unione Europea innanzi alle minacce avanzate da Ankara nel tentativo di bloccare le trivellazioni, il quadro del crescente isolamento turco nel contesto della geopolitica dell’energia del Mediterraneo orientale è pressoché completo.

La perdurante instabilità dell’area vicino e mediorientale ha generato per la Turchia un’ulteriore minaccia dalle ripercussioni anche in ambito energetico. All’ombra della crisi

siriana e dell'arresto del processo di riforma interno alla Turchia si è infatti registrato un notevole incremento delle attività terroristiche del Partito dei Lavoratori del Kurdistan (Pkk) che, come già in passato, hanno avuto come bersaglio anche le infrastrutture d'importazione degli idrocarburi. Dopo un primo attentato al gasdotto Baku-Tbilisi-Erzurum registratosi a inizio ottobre nella parte nord-orientale del Paese, il 18 ottobre un'esplosione nei pressi del villaggio di Eleskirt, nella provincia orientale di Agri, ha determinato l'interruzione, per una settimana, del flusso di gas importato dall'Iran attraverso il gasdotto che congiunge i due Paesi. Al di là delle problematiche congiunturali determinate dall'esplosione – risolte attraverso l'aumento dei flussi d'importazione di gas russo e azero attraverso il gasdotto Blue Stream – la ripresa in larga scala dell'attività del Pkk rappresenta una duplice minaccia per la Turchia. Essa mette infatti a rischio tanto la sicurezza degli approvvigionamenti esteri di idrocarburi, quanto, non secondariamente, la credibilità di quel ruolo di snodo energetico alle porte dei mercati europei tradizionalmente perseguito da Ankara e oggi in procinto di approfondirsi grazie al progetto del gasdotto transanatolico Tanap (Cfr. § 2.2.) – che, come sottolineato dall'amministratore delegato di Botas, Mehmet Konuk, soddisfa appieno i tre obiettivi fondanti della strategia energetica nazionale: soddisfazione della domanda interna, garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti e promozione del ruolo di transito.

L'attentato del 18 ottobre al gasdotto iraniano-turco è inoltre solo l'ultimo in ordine di tempo di una più lunga serie di attentati all'infrastruttura, che negli ultimi tre anni hanno provocato per otto volte l'interruzione dei flussi di gas dall'Iran. Dopo la Russia, l'**Iran** rappresenta il secondo maggiore fornitore di gas alla Turchia. Una Turchia il cui livello di dipendenza dalle importazioni di gas (che contribuisce per il 33% al mix energetico nazionale) si è attestato lo scorso anno al 98% e che, secondo i dati resi noti dalla compagnia nazionale Botas, potrebbe incrementarsi ulteriormente nel 2012, in ragione di un aumento dei consumi interni che nei primi nove mesi dell'anno si sarebbe attestato al 10% circa. Il 23,6% delle importazioni di gas via tubo è stato assicurato nel 2011 dall'Iran, secondo una tendenza in aumento anche nel primo semestre del 2012 che il ministro dell'Energia turco, Taner Yildiz, ha di recente sottolineato essere non contraria allo spirito e alla lettera delle sanzioni internazionali, essendo fondata su un contratto venticinquennale siglato nel 1996. La Turchia d'altra parte resta un interlocutore di primaria importanza per Teheran, avendo assorbito nel 2011 la quasi totalità delle esportazioni di gas iraniane (8,4 su 9,1 Gmc). Esportazioni che, secondo quanto rende noto la National Iranian Gas Company, potrebbero più che raddoppiare a seguito del completamento di un nuovo gasdotto in grado di convogliare verso il confine turco, e di qui potenzialmente in Europa, gas di produzione iraniana e turkmena – permettendo così ad Ashgabat di avere accesso ai mercati occidentali del gas aggirando l'obiezione russa alla costruzione di un gasdotto trans-caspico. Tale progetto, secondo la stampa iraniana, sarebbe stato al centro dei colloqui tenutisi a Teheran, in settembre, tra Yildiz e l'omologo iraniano Rostam Qasemi. Mentre resta congelata la possibilità per l'Iran di esportare gas verso il Pakistan (Cfr. *Focus* 9-10/2012), principale alternativa alla rotta d'esportazione turca è quella verso la Siria attraverso il territorio iracheno, propugnata da Teheran attraverso la costruzione di un gasdotto della lunghezza di 1.550 chilometri e di un costo stimato attorno ai 10 miliardi di dollari. Nonostante i lavori procedano se-

condo la tempistica prestabilita e potrebbero dunque essere ultimati nella seconda metà del 2013, la perdurante instabilità siriana getta una pesante ombra sulla concreta realizzabilità del progetto, lasciando dunque inalterato il ruolo di partner privilegiato nel settore energetico rivestito dalla Turchia.

Principale elemento di criticità nella cooperazione turco-iraniana nel settore energetico è tuttavia legato ai prezzi di acquisto del gas proveniente dall'Iran, superiori secondo diverse fonti ai US\$500/mmc e dunque tanto più "irrazionali" – nel giudizio dell'Associazione nazionale degli importatori ed esportatori di gas – in considerazione tanto delle difficoltà iraniane nella commercializzazione degli idrocarburi, quanto in relazione ai prezzi pagati per il gas russo (US\$418/mmc, a seguito di una recente rinegoziazione) e, soprattutto, per quello azero (US\$330/mmc). Negoziati intergovernativi in vista della rinegoziazione dei prezzi di acquisto del gas sono dunque attualmente in corso tra Teheran e Ankara, che ha più volte ventilato la possibilità di ricorrere, come già fatto in passato, a un arbitrato internazionale. Ulteriore elemento di criticità per la cooperazione energetica turco-iraniana è infine rappresentata dalle crescenti pressioni statunitensi, concretatesi in una bozza di legge attualmente in discussione al Senato che, tra le altre cose, inasprirebbe l'isolamento dell'Iran arrivando a sanzionare anche lo scambio di oro per energia, tradizionalmente utilizzato dalla Turchia per ripagare le importazioni dal proprio vicino.

Altro elemento d'incertezza per la strategia energetica e infrastrutturale della Turchia è rappresentato dalla delicata situazione interna all'**Iraq**, nel corso degli ultimi anni assunto a interlocutore privilegiato per lo sviluppo della cooperazione energetica. La crescente tensione tra il Governo Regionale Curdo (Grc), con cui Ankara ha avviato piani di sfruttamento e trasporto di idrocarburi, e le autorità centrali di Baghdad rappresenta infatti un pesante ostacolo all'approfondimento del vettore meridionale della politica energetica turca, tanto più pericoloso per la natura transfrontaliera della minaccia curda e per il rischio che l'Iraq possa introitare l'instabilità della vicina Siria. La partecipazione turca allo sviluppo del settore del gas in Iraq si concentra prevalentemente nell'area controllata dal Grc, al di fuori del quale ha investimenti attivi nella sola area di Mansuriyah, a est di Baghdad, dove opera la compagnia statale turca Tpaö. Nel Kurdistan iracheno è invece attiva principalmente la Genel Energy, *joint venture* turco-britannica che opera in otto giacimenti petroliferi della regione (*Figura 13*) e che potrebbe presto chiudere un accordo per il completamento dell'acquisizione dalla Heritage Oil della licenza di sfruttamento dell'ingente giacimento di Miran, passibile di contenere fino a 300 Gmc di gas.

Figura 13 - Le operazioni di Genel Energy nell'area del Governo regionale curdo in Iraq



Fonte: Genel Energy.

L'approfondimento della cooperazione energetica con il Grc minaccia tuttavia di deteriorare i già tesi rapporti con le autorità federali di Baghdad che, in mancanza di un accordo nazionale sullo sfruttamento dei giacimenti energetici, considerano nulli i contratti stipulati con Erbil dalle compagnie internazionali. A partire da ottobre infatti, il Grc – dopo aver sospeso l'immissione di petrolio nella rete nazionale irachena in primavera a causa dei mancati pagamenti di Baghdad – ha iniziato a esportare la risorsa verso la Turchia, mercato di assoluto rilievo e più agevole sbocco verso quelli occidentali. Inoltre, sebbene ancora in fase di predisposizione, sul tavolo negoziale vi sono oggi proposte di costruzione di infrastrutture per il trasporto di gas verso il confine turco dai giacimenti di Chemchemal, Khor Mor e Miran. L'accelerazione della cooperazione energetico curdo-turca ha certamente contribuito alla decisione del governo di Baghdad, a inizio novembre, di escludere la Tpaio da un consorzio a guida kuwaitiana in procinto di chiudere un accordo di produzione con il Ministero del petrolio per il blocco 9, nel sud del Paese.

Più in generale infatti, nonostante la necessità di attirare investimenti esteri nel settore energetico – chiave di volta per i piani di crescita economica del paese, che si vorrebbe sostenuta da incremento della produzione petrolifera da 3 a 12 mb/g – il governo iracheno guidato da Nouri al-Maliki sembra risolutamente dare seguito alle minacce di ritorsioni contro le compagnie internazionali attive nel Kurdistan, tra le quali oggi figurano *major* del calibro di Exxon Mobil, Chevron, Gazprom e Total. La prima compagnia straniera a rinunciare agli investimenti nell'Iraq meridionale è stata in novembre Exxon Mobil che, a seguito delle pressioni esercitate dal governo, ha avviato le procedure per la cessione dei diritti di sfruttamento del giacimento petrolifero di West Qurna-1, del valore di 50 miliardi di dollari. Un analogo ultimatum è stato d'altra parte consegnato da Baghdad anche a Gazprom Neft

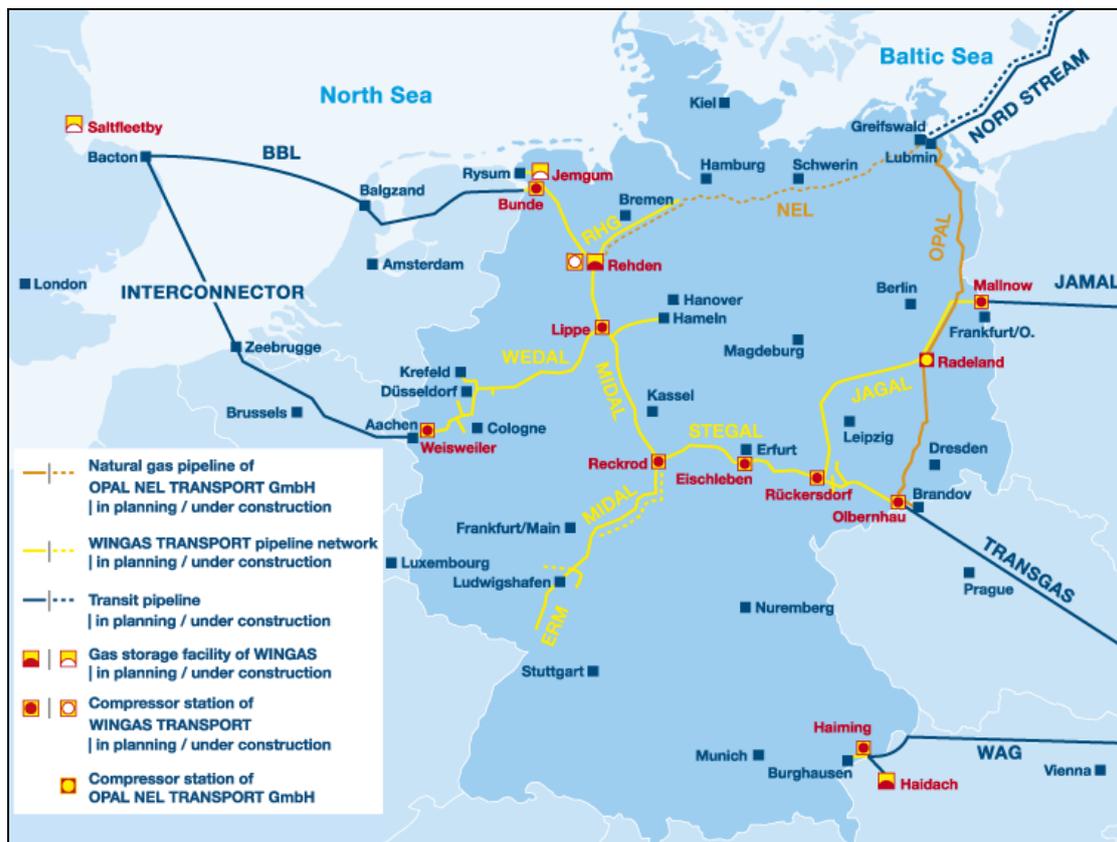
che, siglati lo scorso agosto due accordi per lo sfruttamento di altrettanti giacimenti in Kurdistan, sarebbe stata chiamata a operare una scelta tra questi ultimi e il contratto attualmente in vigore nel giacimento di Badra, non lontano dalla capitale. A rendere più pressante la minaccia di ritorsione irachena contro la Federazione Russa contribuisce inoltre la ventilata possibilità che Baghdad richieda la revisione di un accordo di fornitura di armamenti, del valore di 4,2 miliardi di dollari, siglato a Mosca in ottobre in occasione della visita condotta da al-Maliki. Non dissimile la dinamica che ha riguardato Total, cui il governo federale ha richiesto in agosto di optare tra la partecipazione allo sviluppo del giacimento di Halfaya, nel sud del Paese, e i progetti di sfruttamento petrolifero avviati in luglio d'intesa con il Grc.

CORRIDOI EUROPEI DEL GAS

3.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Alla presenza del presidente russo, Vladimir Putin, dell'omologo francese, François Hollande, del cancelliere tedesco, Angela Merkel e del primo ministro olandese, Mark Rutte, lo scorso 8 ottobre si è tenuta la cerimonia d'**inaugurazione della seconda linea del gasdotto Nord Stream**. Con l'attivazione della seconda linea – approvvigionata dai giacimenti della penisola di Yamal, nella Russia settentrionale, e della portata di 26,5 Gmc annui – il gasdotto raggiungerà la capacità programmata di 55 Gmc, attraverso una rotta sottomarina che, dipanandosi per oltre 1.200 chilometri, rappresenta oggi il più lungo gasdotto sottomarino europeo. Dalla costa tedesca del Mar Baltico il gas è indirizzato verso i confini tra Germania e Repubblica ceca – e di qui verso i mercati centroeuropei – attraverso il gasdotto Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung (Opal), inaugurato nell'estate 2011. Il gas di provenienza russa è al contempo instradato verso gli impianti di stoccaggio di Rehden, nei pressi di Brema e tra i più capienti d'Europa, attraverso il Norddeutsche Erdgas-Leitung (Nel), inaugurato lo scorso 5 novembre. Al massimo della capacità, il Nel potrà assicurare il 20% dei consumi annui della Germania.

Figura 14 - I gasdotti Nord Stream, Opal e Nel



Fonte: Wingas.

Elemento di sicuro rilievo del percorso che ha portato alla cerimonia d'inaugurazione dello scorso 8 ottobre è stato lo studio di fattibilità del gasdotto dal punto di vista dell'impatto ambientale dell'infrastruttura, che ha accompagnato il progetto sin dai suoi primi passi. Secondo le cifre rese note dal consorzio preposto alla costruzione del Nord Stream, circa 100 milioni di euro si starebbero attualmente spendendo per la valutazione dell'impatto ambientale, che richiederà altri 40 milioni nella fase 2013-2016. La minaccia potenzialmente portata all'ecosistema del Mar Baltico aveva d'altra parte rappresentato uno dei principali punti di opposizione alla realizzazione del gasdotto da parte dei Paesi rivieraschi. Per aggirare le perplessità dei Paesi coinvolti e ridurre al minimo l'impatto ambientale dell'infrastruttura, il consorzio Nord Stream, introducendo un innovativo processo decisionale, ha dunque coinvolto tutti i soggetti interessati – dai governi centrali alle autorità locali, dalle associazioni di categoria rappresentanti gli interessi dei settori produttivi legati allo sfruttamento del Mare sino a Ong locali – sin dalla cruciale fase di definizione del percorso del gasdotto. Agli incoraggianti risultati resi noti dagli studi sull'impatto ambientale pubblicati sino a oggi, si sono aggiunti nel corso dell'estate due rapporti frutto di monitoraggi effettuati nel corso dell'anno in Svezia e nel Golfo di Finlandia dall'Agenzia di ricerca della difesa svedese e dal ministero dell'Ambiente russo. In entrambi i casi, i risultati degli studi hanno confermato l'assenza di un significativo impatto ambientale.

Il positivo esito del progetto Nord Stream – completato, secondo programmi, in trenta mesi di lavori – e l'interesse manifestato da Paesi Bassi e Regno Unito alla fornitura di gas attraverso il gasdotto hanno determinato un'accelerazione dei progetti di posa di un'ulteriore linea del gasdotto. Secondo le dichiarazioni dell'amministratore delegato di Gazprom, Alexey Miller, i colloqui con BP per determinare i contorni del progetto di ampliamento del gasdotto sarebbero già stati avviati, mentre il Consorzio Nord Stream avrebbe già valutato uno

studio preliminare sulla fattibilità di due ulteriori “gambe” del gasdotto, una delle quali diretta per l'appunto verso la Gran Bretagna. Entrambe sarebbero state giudicate dal Consorzio «economicamente convenienti e tecnicamente possibili». In questo contesto, un accordo preliminare per l'ampliamento del Nord Stream potrebbe essere siglato, stando a Gazprom, già entro l'anno.

Sui progetti di ampliamento del Nord Stream pesa tuttavia la netta e continua contrazione della domanda europea di gas determinata dalla crisi economico-finanziaria (-2% nel primo semestre 2012) e una formula di fissazione del prezzo di vendita del gas congiuntamente svantaggiosa rispetto agli acquisti *spot*. Non è un caso che da novembre 2011, ovvero nei primi nove mesi di attività del Nord Stream, il gasdotto abbia operato al 30-40% della propria capacità.

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

3.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

A seguito della predisposizione del progetto Tanap (Cfr. § 2.2) e dell'esclusione dalla competizione per il trasporto del gas che andrà in produzione dal 2017 nel giacimento di SDII dei progetti Itgi (Interconnettore Turchia-Grecia-Italia) e Seep (South-East European Pipeline), i due progetti infrastrutturali ancora in gara per l'assegnazione del gas azeri, Trans-Adriatic Pipeline (Tap) e Nabucco Occidentale, vanno colmando le rispettive lacune nella prospettiva di giungere alla prossima primavera con le carte in regola per l'aggiudicazione del gas.

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

Figura 15 - Il gasdotto Nabucco Occidentale



Fonte: Nabucco.

La partita per l'aggiudicazione del gas di SDII è anzitutto una competizione di natura commerciale. A contendersi il gas azeri sono infatti, prima ancora che due progetti di gasdotto e due consorzi concorrenti, due differenti mercati di sbocco. Mentre il Tap, lungo una rotta che dal confine turco raggiungerebbe le coste pugliesi attraverso Grecia e Albania, aprirebbe al Consorzio SD un mercato europeo meridionale e balcanico, il Nabucco Occidentale, progettato lungo una rotta tra Bulgaria e Austria, darebbe al gas azeri uno sbocco essenzialmente centroeuropeo. Da questa angolatura, mentre la direttrice verso l'Italia assi-

curerebbe un mercato quantitativamente ampio – anche in relazione alla possibilità che la Penisola possa, in linea con la Strategia Energetica Nazionale attualmente in discussione, fungere da *hub* europeo-meridionale del gas – e dunque commercialmente più vantaggioso, essa sconta tuttavia una domanda di gas in costante calo, tradottasi in una condizione congiunturale di *oversupply* della risorsa. Al contrario, il Nabucco Occidentale garantirebbe al gas azerbo la distribuzione nei tre paesi di transito – Bulgaria, Romania e Ungheria – per un volume di circa 4-5 Gmc/a e presso l'*hub* austriaco di Baumgarten, per i restanti 5-6 Gmc/a. I prezzi di vendita del gas presso Baumgarten sono tuttavia inferiori tanto a quelli del mercato dell'Europa balcanica, quanto a quelli del mercato italiano.

Come sottolineato da Al Cook, vice presidente BP per lo sviluppo di SD, la partita per l'aggiudicazione del gas è al contempo anche di natura politica, richiedendo il “forte sostegno governativo” dei Paesi coinvolti dai progetti infrastrutturali. Sotto questa angolatura, il Nabucco Occidentale sembra aver ereditato il fermo sostegno tradizionalmente assicurato al Nabucco dalle istituzioni europee e, in particolar modo, dalla Commissione. Lo stretto legame tra lo sviluppo della politica energetica dell'Ue e la

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

predisposizione del progetto Nabucco ha d'altra parte rappresentato un elemento cruciale per il sostegno politico assicurato al gasdotto dalla Turchia – tanto più solido all'indomani dell'esclusione dalla competizione del progetto Itgi, partecipato dalla compagnia nazionale Botas, che resta invece membro del consorzio Nabucco. La mancanza di un chiaro sostegno politico aveva invece rappresentato il principale punto di debolezza del Tap, a partire dalla preferenza accordata dai governi italiano e greco al concorrente progetto Itgi, propugnato da compagnie energetiche nazionali – l'italiana Edison e la greca Depa. Tuttavia, in seguito all'esclusione dell'Itgi dalla competizione per il gas di SDII, i governi di Roma e Atene, dopo un'iniziale fase di aggiustamento delle priorità, hanno progressivamente manifestato il proprio sostegno al Tap sino alla firma, lo scorso 27 settembre, di un Memorandum d'intesa tra Italia, Grecia e Albania che ha definitivamente fugato i dubbi circa il posizionamento dei governi coinvolti.

All'incrocio tra dimensione commerciale e dimensione politica della competizione per l'aggiudicazione del gas di SDII si situa, infine, la composizione dei consorzi preposti alla costruzione e operazione dei gasdotti. Da quest'ultima angolatura d'analisi, il gasdotto Tap ha tradizionalmente beneficiato della partecipazione della compagnia norvegese Statoil, al contempo titolare del 25,5% delle quote del Consorzio SD. Come ripetutamente sottolineato nel corso del 2012, il Tap resta d'altra parte aperto all'ingresso nella relativa società di altre compagnie internazionali. A tale offerta, originariamente rivolta a compagnie italiane e greche – Enel e Mytilineos & Motor Oil – nella prospettiva di guadagnare il sostegno politico dei rispettivi governi, ha mostrato un crescente interesse la stessa BP, operatrice di SDII e titolare del 25,5% delle sue quote, per la quale si è parlato della cessione di un 20%

delle quote azionarie. Un'opzione per l'acquisto di una partecipazione azionaria nel Tap – fino al 50% delle quote – alle compagnie energetiche già parte del Consorzio SDII è stata peraltro inclusa nell'accordo di finanziamento del gasdotto siglato, lo scorso 9 agosto, con Socar, BP e Total. Assieme al Memorandum di settembre, tale accordo ha certamente rappresentato il principale passo in avanti compiuto dal Tap nel corso dell'ultimo semestre.

Figura 16 - Il gasdotto Trans-Adriatic Pipeline



Fonte: Tap.

L'assenza, tra i partner del Nabucco Occidentale, di *major* e di azionisti del Consorzio SDII è, da questo punto di vista, uno dei principali punti di debolezza del progetto. L'assetto societario del Nabucco Occidentale sembra tuttavia attraversare – all'indomani della revisione del concetto del gasdotto – una fase piuttosto travagliata, che potrebbe portare a rilevanti modifiche già entro la fine del 2012. Mentre infatti la compagnia ungherese Mol e la tedesca Rwe hanno manifestato – seppur con intensità e in tempi differenti – l'intenzione di ritirarsi dal progetto e cedere il proprio pacchetto azionario, al contempo e a partire dallo scorso agosto sono stati aperti colloqui tra la società e rappresentanti del consorzio SD in vista di nuovi possibili ingressi. I colloqui, che procedono di pari passo con i negoziati per la conclusione di un accordo di finanziamento analogo a quello siglato con Tap, potrebbero dunque portare all'ingresso di azionisti di SDII nel Nabucco Occidentale, conferendo a esso una rinnovata "forza politico-commerciale". Esplicita disponibilità ad acquisire quote azionarie nel Nabucco Occidentale è stata manifestata da Socar, ma non è da escludere che la stessa BP possa entrare a farne parte.

La nuova e più limitata portata dei progetti di trasporto lungo il Corridoio Meridionale dell'UE ha ridimensionato la natura di gioco a somma zero tradizionalmente attribuita al loro sviluppo rispetto a quello del **South Stream**, progetto di gasdotto propugnato da Gazprom lungo una rotta sostanzialmente analoga a quella del Nabucco. Con la diminuzione della capacità di trasporto di quest'ultimo – e la parallela decisione degli azionisti del South Stream di scaglionare la costruzione dell'infrastruttura sottomarina in quattro linee parallele – i due concetti, per quanto concorrenti, non appaiono più come necessariamente alternativi l'uno all'altro, tanto più se dovesse essere il Tap ad aggiudicarsi il trasporto del gas azero.

D'altra parte, come sottolineato da Cook, le fonti di approvvigionamento dei due progetti sono differenti e, non secondariamente, il South Stream sarebbe almeno in parte strumento per reindirizzare i flussi di gas verso l'Europa attualmente in transito attraverso l'Ucraina.

Figura 17 - Il progetto South Stream



Fonte: South Stream.

Tra ottobre e novembre si è registrato un *tourbillon* di accordi finalizzati all'avvio dei lavori di costruzione del South Stream. Protocolli relativi alla Decisione finale sugli investimenti e alla creazione delle relative *joint venture* sono stati siglati infatti da rappresentanti di Gazprom con la compagnia serba Srbijagas (29 ottobre), con l'Ungherese Mvm (31 ottobre), con la slovena Plinovodi (13 novembre) e con la bulgara Bulgarian Energy Holding (15 novembre).

Il 15 novembre, inoltre, è stata siglata a Milano l'analoga decisione finale sugli investimenti per il tratto *offshore* del gasdotto dai rappresentanti di Gazprom, Eni, Edf e Basf, azionisti del tratto sottomarino dell'infrastruttura. Nonostante una comunicazione ufficiale sul tracciato del gasdotto non sia ancora stata resa pubblica, i recenti accordi sembrano confermare l'accantonamento della diramazione meridionale del South Stream verso

Grecia e Italia – accantonamento già preannunciato da Leonid Chuguno, responsabile della divisione management dei progetti di Gazprom, alle proprie controparti italiane e greche sulla base della scarsa attrattiva commerciale della rotta. Il tracciato dovrebbe dunque seguire l'opzione 2 indicata nella cartina di Figura 17 – , con la possibilità di avere accesso

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

alla rete italiana attraverso la Slovenia e Tarvisio. Mentre sembra tramontare, almeno per il momento, una diramazione verso la Romania, rimane aperta la possibilità – discussa da Gazprom e Srbijagas nel recente incontro di Belgrado – che dalla Serbia possano partire diramazioni verso Croazia e Bosnia Erzegovina.

Come annunciato nel corso dell'estate, i lavori per la costruzione del South Stream potrebbero dunque iniziare già nella prima metà di dicembre nel tratto sottomarino e nel corso del 2013 – a seguito dell'ottenimento delle necessarie valutazioni nazionali sull'impatto ambientale – nei tratti *onshore*, permettendo così al gasdotto di entrare in funzione entro la data prefissata del 2015. L'accelerazione dei tempi d'inizio lavori sembra tuttavia principalmente legata alla volontà di anticipare l'entrata in vigore del Terzo pacchetto sull'energia dell'Unione Europea che, introducendo una rigida regolamentazione in materia di *unbundling*, mina l'assetto proprietario predisposto da Gazprom lungo il percorso del South Stream in UE. Anticipare l'entrata in vigore della nuova regolamentazione, fissata per il marzo 2013, renderebbe infatti più agevole per Gazprom negoziare l'esenzione dalla regolamentazione – nonostante la Commissione abbia apertamente rigettato la fondatezza di questa ipotesi.

3.3 CORRIDOIO MEDITERRANEO

Sul Corridoio Mediterraneo non si sono registrati nel corso della seconda metà del 2012 eventi significativi per quanto riguarda gli sviluppi infrastrutturali. Il progetto di gasdotto Galsi, che dovrebbe collegare l'Algeria all'Italia, arrivando in Sardegna, non sembra aver fatto passi avanti significativi, nonostante la visita del presidente del Consiglio Mario Monti in Algeria. Le difficili prospettive economiche e lo stato di maggior avanzamento dei progetti di gasdotto lungo altre direttrici rappresentano ostacoli al momento insormontabili per il consorzio.

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

PARTE II - APPROFONDIMENTI

APPROFONDIMENTO 1 - VERSO UNA NUOVA ERA DEL PETROLIO?

di Matteo Monti

Il petrolio è una delle colonne portanti del funzionamento delle economie contemporanee. Per citare solo una delle innumerevoli cifre a sostegno di tale affermazione, basti sapere che nel 2010 il petrolio ha coperto il 41% del consumo finale di energia, mantenendo il primato di prima fonte energetica globale. Lo status di linfa vitale per il corretto funzionamento del sistema economico globale fa sì che il petrolio abbia anche una fortissima valenza strategica, che rende l'oro nero capace di scatenare crisi politiche e conflitti, dei quali esempi è costellata la storia dal secondo dopo guerra ai giorni nostri⁶. Pertanto, ogni variazione che possa modificare in maniera sostanziale il sistema petrolifero globale è di estrema rilevanza tanto a livello economico quanto a livello politico e strategico.

Negli ultimi anni, anche in seguito a prezzi del barile piuttosto sostenuti, il mondo del petrolio è stato interessato da profonde modificazioni tecnologiche, sia per quanto riguarda le tecniche di estrazione (perforazioni *ultra deep offshore*, migliorie alla perforazione direzionale e al *fracking*) che in materia di scoperta e di mappatura dei bacini (*seismic prospecting*) petroliferi. Oggi, l'effetto dell'applicazione di tali innovazioni nell'industria estrattiva iniziano a palesarsi: da un lato si registra un aumento annuo costante delle riserve provate di greggio; dall'altro un incremento nella capacità estrattiva. Il Paese pioniere nell'adozione di queste tecnologie sono sicuramente gli Stati Uniti, la culla della *shale revolution*, che si è trasferita dal settore dell'estrazione del gas naturale a quello del petrolio; il risultato è stato la crescita della produzione petrolifera statunitense. Ed è proprio negli Stati Uniti che la consapevolezza di un aumento della produzione e la presunzione del raggiungimento dell'indipendenza energetica nel medio periodo stanno provocando uno *shift* nella politica estera. Tale cambiamento potrebbe avere delle conseguenze che potranno rivelarsi rilevanti per altri Paesi importatori, *in primis* gli stati membri dell'Unione Europea.

1. AUMENTO GLOBALE DELLE RISERVE E DELLA CAPACITÀ DI PRODUZIONE

Negli ultimi anni si è assistito a un notevole incremento delle riserve petrolifere globali. A costo di risultare pedanti, è bene ricordare la distinzione tra risorse e riserve. Le risorse sono determinate dalla geologia e sono per definizione finite; secondo le stime del *US Geological Survey* (Usgs), agenzia scientifica del governo degli Stati Uniti, le risorse rimanenti di petrolio convenzionale si attestano tra i 7 e gli 8 mila miliardi di barili⁷. Le riserve sono quella

⁶ Per un'affascinante trattazione della relazione tra il petrolio e le vicissitudini internazionali dalla seconda metà dell'800 agli anni '90 del nostro secolo, si consiglia il classico di D. Yergin, *Il Premio*, 1996.

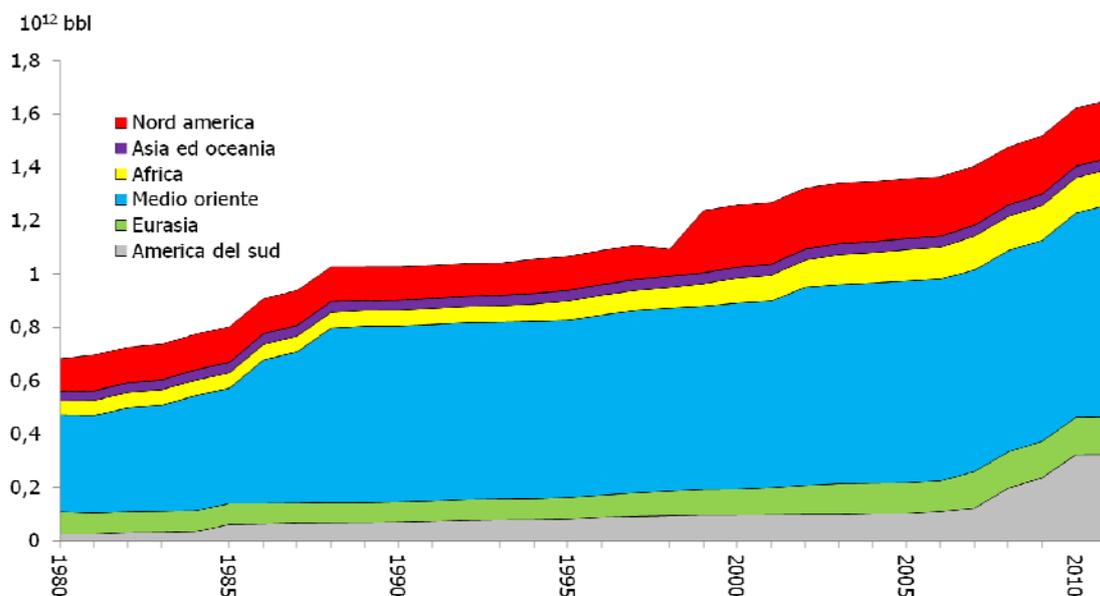
⁷ Come riferimento, si tenga presente che secondo la Iea (Agenzia internazionale per l'Energia) i consumi petroliferi mondiali nel 2011 si attestavano sui 32,5 miliardi di barili.

parte delle risorse che, grazie agli sforzi dell'industria estrattiva diventano disponibili per l'utilizzo umano. Esse sono destinate ad aumentare (o diminuire) al crescere delle conoscenze accumulate sui bacini geologici conosciuti e al migliorare delle tecnologie utilizzate per l'estrazione del petrolio dai bacini (*recovery ratio*), che oggi si aggira tra il 10% e il 60% del totale del greggio contenuto nel bacino.

Seguendo la categorizzazione classica proposta dalla *Society of Petroleum Engineers*, è possibile distinguere le riserve in: a) *Proven Reserves* (riserve provate): sono le riserve di idrocarburi identificate che si è ragionevolmente certi (>90% possibilità) di poter estrarre, stanti la tecnologia, i prezzi e gli accordi commerciali e politici sottoscritti; b) *Probable Reserves* (riserve probabili): sono le riserve di idrocarburi con una possibilità superiore del 50% di poter essere estratte, stanti la tecnologia, i prezzi e gli accordi commerciali e politici sottoscritti; c) *Possible Reserves* (riserve possibili): sono le riserve di idrocarburi con una possibilità superiore del 10% di poter essere estratte.

Come si può notare nel grafico sottostante, le riserve provate di petrolio sono in crescita costante dal 1980. Se si prendono a riferimento i dati pubblicati da BP, tra il 1980 e il 2011, sono stati aggiunti circa 1.786 mld/bbl di greggio alle riserve provate globali⁸. Tale cifra supera abbondantemente la produzione petrolifera globale nello stesso periodo, pari a 817 mld/bbl. Inoltre, mentre la produzione petrolifera è cresciuta di circa 30 punti percentuali nel ventennio 1980-2011, le riserve petrolifere provate sono aumentate di quasi 2,5 volte, attestandosi nel 2011 a 1,652 mld/bbl. Tale quantità di greggio potrebbe soddisfare i consumi petroliferi mondiali, se tenuti costanti a livelli 2011, per circa 51 anni.

Figura 1 - Variazione annua nella quantità di riserve provate di petrolio



Fonte: elaborazione su dati BP.

⁸ BP nelle sue stime include anche i liquidi associati all'estrazione di gas naturale (Gln).

Inoltre, le stime di analisti, *major* petrolifere, centri studi e uffici statistici sostengono che è probabile attendersi nei prossimi anni un ulteriore aumento nella quantità di riserve provate, e ciò per due ordini di ragioni:

a) migliore conoscenza dei bacini geologici di petrolio già scoperti convenzionali e non-convenzionali⁹ grazie all'utilizzo di tecnologie sempre più all'avanguardia;

b) mappatura geologica con tecniche moderne (*advanced seismic prospecting, deep exploration drilling*) di quei 2/3 di bacini sedimentari del nostro pianeta ancora poco conosciuti.

L'Usgs stima che l'aumento delle riserve petrolifere convenzionali al di fuori del territorio americano possa essere pari a circa 681 mld/bbl, ovvero il 40% in più rispetto al loro livello 2011. L'aumento delle riserve è stato accompagnato negli ultimi anni dal fenomeno dell'aumento della produzione globale di greggio. Tale aumento è dovuto principalmente al super-ciclo di investimenti iniziato nel 2003, che ha visto le compagnie petrolifere iniettare un'ingente quantità di denaro nel settore estrattivo: solo nel biennio 2010-2011 sono stati investiti in E&P da parte dei grandi gruppi petroliferi circa 1.000 miliardi di dollari, ed è stato stimato che nel 2012 tale cifra raggiungerà i 598 miliardi di dollari. È dunque legittimo attendersi che tali investimenti favoriranno il consolidarsi del fenomeno della crescita mondiale della capacità produttiva, che potrebbe aumentare dagli attuali 93 mln/bbl/gg a oltre 110 mln/bbl/gg al 2020¹⁰. Inoltre, si prevede che tale incremento sarà accompagnato da una "deconvenzionalizzazione" della produzione petrolifera: si estrarranno sempre più oli provenienti da sabbie bituminose (come quelle dell'Alberta), *shale oil*, oli ultra-pesanti (come quelli venezuelani), greggi provenienti da formazioni pre-salt (come quelle brasiliane), oli di provenienza *ultra-deep* o artica. L'incremento di capacità produttiva sarà particolarmente marcato nel mondo occidentale: secondo la Iea, nei prossimi 5 anni l'offerta mondiale di greggio aumenterà di circa 9,3 mln/bbl/gg, e più di un quarto di quest'incremento sarà imputabile alla crescita della produzione di *tight oil* negli Usa. Inoltre, sempre stando alle previsioni dell'organizzazione internazionale diretta da Fatih Birol, l'aumento di capacità produttiva di circa 17 mld/bbl/a che potrebbe avere luogo entro il 2020, sarà sostenuta al 50% circa (8,3mld/bbl/a) dall'aumento della produzione nordamericana (Usa e Canada). Sembra quindi giustificato l'interesse da parte dell'industria estrattiva nei confronti dell'America del Nord, certificato da recenti sondaggi effettuati dall'Economist Intelligence Unit: non stupisce che le *major* petrolifere vedano nel Canada e negli Usa le principali opportunità di crescita del loro business.

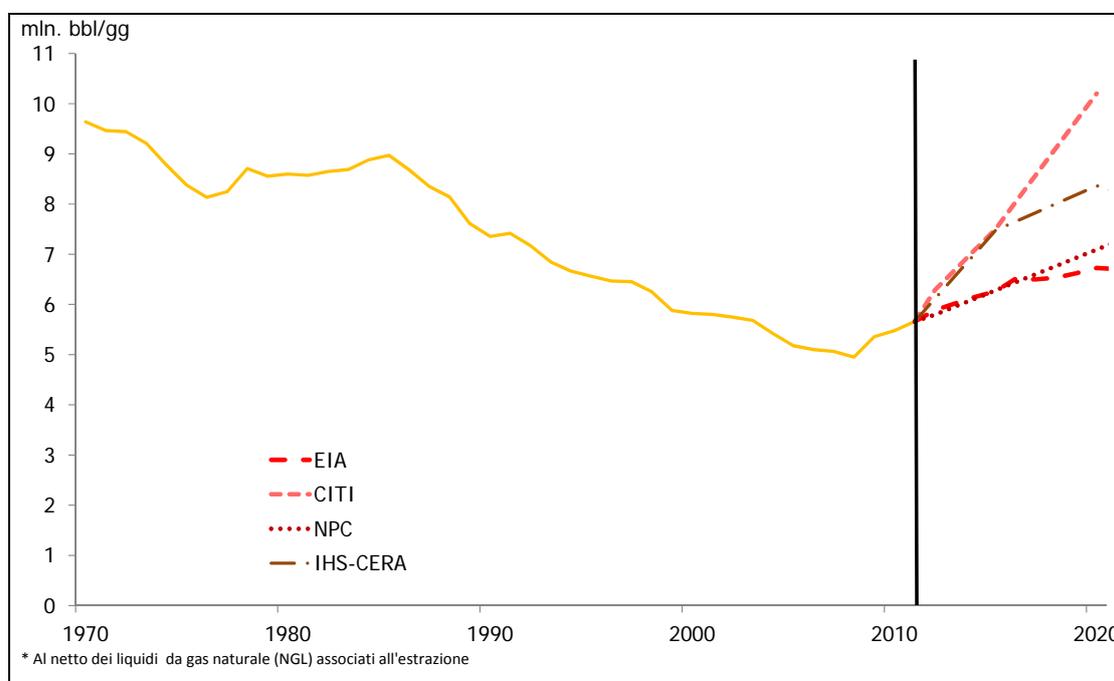
⁹ La Eia (Energy Information Administration), agenzia statistica indipendente del ministero dell'Energia Usa, definisce gli idrocarburi di tipo convenzionale come quel petrolio e quel gas prodotto da un pozzo perforato in una formazione geologica nella quale le caratteristiche del bacino e del fluido permettono a gas e petrolio di fluire facilmente verso il foro del pozzo. Gas e petrolio di tipo non convenzionale non soddisfano questi criteri, sia perché la formazione geologica all'interno della quale sono racchiusi ha livelli di porosità e di permeabilità molto bassi, sia perché la densità del fluido è molto elevata. In ogni caso, gli idrocarburi di tipo non convenzionale non possono normalmente essere estratti, trasportati o raffinati con le tecniche utilizzate per quelli di tipo convenzionale. Per quel che riguarda il petrolio, fanno parte di questa categoria i petroli ultra-pesanti, gli oli da scisti, l'*oil shale* e le sabbie bituminose.

¹⁰ La stima è formulata nello studio di Maugeri (2012). Il prerequisito per questa crescita della capacità produttiva è un prezzo del barile superiore ai 70 dollari durante tutto il periodo in questione.

2. UNA NUOVA ERA DEL PETROLIO AMERICANO

Gli Usa sono quindi al centro di un nuovo boom dell'attività estrattiva, che ha visto la produzione di greggio americana aumentare di circa 300.000 bbl/gg tra il 2009 (5,36 mln/bbl/gg) e il 2011 (5,67 mln/bbl/gg), a dispetto di una diminuzione nell'estrazione da campi *offshore* (-15% nel triennio) e in Alaska (-11,5%). Il merito dell'aumento della produzione di greggio è da imputarsi al cosiddetto petrolio non convenzionale, che ha più che bilanciato la diminuzione della produzione dalle altre due fonti. Secondo molti analisti, tale incremento nell'attività estrattiva è destinato ad aumentare in maniera sostenuta nei prossimi anni. Come evidenziato nella Figura 2, le stime di crescita di produzione al 2020 variano tra gli oltre 6,5 mln/bbl/gg dell'Energy Information Administration (Eia) e i circa 10 mln/bbl/gg previsti da Citi, passando per i circa 7 mln/bbl/gg previsti dal National Petroleum Council (Npc) e gli 8,4 mln/bbl/gg dell'Ihs-Cera.

Figura 2 - Previsioni di crescita della produzione petrolifera* americana al 2020



Fonte: elaborazione su dati Citi, Eia, Ihs-Cera, Npc.

Buona parte di tale crescita della capacità produttiva americana proverrà dalla produzione non convenzionale. Per essere più precisi, saranno soprattutto lo *shale oil* e il *tight oil*, due petroli di tipo convenzionale, light e a basso contenuto di zolfo che vengono però estratti da formazioni geologiche non convenzionali, a contribuire alla crescita dell'estrazione di greggio. La presenza di risorse di *shale* e *tight oil* nel Paese è nota agli operatori del settore dagli anni '70; la loro estrazione è stata tuttavia considerata non-economica fino ai primi anni del 2000, quando la crescita costante e sostenuta dei prezzi del greggio e l'applicazione di tecnologie mutuata alla cosiddetta *shale gas revolution* (*drilling* orizzontale e *fracking*) hanno permesso di aumentarne l'estrazione. Secondo le stime di alcuni analisti indipendenti, gli oltre 20 grandi bacini di petrolio non convenzionale presenti nel

Paese potrebbero aumentare di un ammontare compreso tra i 4,5 mln/bbl/gg e i 6,6 mln/bbl/gg la loro produzione di greggio entro il 2020¹¹.

Oltre all'apporto del petrolio non-convenzionale, almeno altri due fattori contribuiranno alla crescita della produzione di greggio americana. Da un lato abbiamo i giacimenti *offshore deepwater* situati nel Golfo del Messico, che secondo Citi potrebbero arrivare a produrre circa 3,8 mln/bbl/gg nel 2020. L'altra grande frontiera è quella Artica: Royal Dutch Shell ha speso circa 4,5 miliardi di dollari tra il 2008 e oggi per l'esplorazione dei giacimenti al largo delle coste dell'Alaska; nonostante la battuta d'arresto subita nel settembre del 2012, le sue trattative con il governo Usa per ottenere nuovi permessi esplorativi nella zona fanno pensare che la *major* sia intenzionata a proseguire il suo sforzo per arrivare alla messa in produzione del bacino. Secondo stime Usgs, la zona su cui insiste la concessione di Shell potrebbe nascondere tra i 10 e i 25 miliardi di barili di greggio.

L'aumento della produzione di idrocarburi ha avuto e avrà in prospettiva un impatto marcato sulla diminuzione delle importazioni americane di greggio da Paesi terzi. Già nel 2011, le importazioni Usa sono scese ai livelli più bassi da 10 anni, attestandosi intorno ai 9 mln/bbl. L'idea di una diminuzione statunitense delle importazioni di greggio è stata recentemente rilanciata nel *Medium Term Market Report 2012* della Iea: l'agenzia parigina sostiene che, all'interno di un contesto di crescente regionalizzazione e frammentazione del mercato petrolifero mondiale, il continente americano diverrà sempre meno dipendente dalle importazioni da altre regioni del globo. Ciò significa che grazie alla produzione di Brasile, Canada e Messico e alla propria produzione nazionale, gli Stati Uniti potranno fare a meno di dover ricorrere in maniera massiccia agli oli provenienti da altre regioni del mondo, incluso il Medio Oriente.

3. DAL PETROLIO ALLA POLITICA ESTERA

I fenomeni dell'aumento della produzione e della diminuzione delle importazioni di greggio non sono passati inosservati agli occhi della politica americana, che negli ultimi mesi ha utilizzato a più riprese il mito dell'indipendenza energetica per fini elettorali e propagandistici¹². Liquidando tale tema come una *boutade*¹³, sembra invece piuttosto interessante cercare

¹¹ La stima è contenuta nello studio di Maugeri (2012). Tale cifra è da intendersi al lordo dei Gnl. Anche l'Ihs-Cera stima un aumento dello stesso ordine di grandezza.

¹² Si vedano per esempio le dichiarazioni di Newt Gingrich, Ron Paul e Mitt Romney durante le primarie del partito repubblicano, oppure le dichiarazioni di Romney come candidato alla presidenza in materia d'indipendenza e politica energetica.

¹³ Nonostante gli aumenti di produzione del 2011, gli Usa importavano in quell'anno ancora il 52% del proprio consumo petrolifero. Se si prendono le previsioni di consumo di prodotti petroliferi al 2020 e le si incrociano con le cifre inerenti alla produzione, si noterà che la maggioranza delle proiezioni concordano nel sostenere che gli Usa importeranno ancora circa il 20-25% di idrocarburi dall'estero nel 2020. Inoltre, anche ammettendo che entro il 2020 il Nord America (Usa+Canada) possa diventare autonomo dal punto di vista dei consumi petroliferi, tale autonomia sarebbe ben diversa da un'ipotetica indipendenza intesa come isolamento Usa dal resto del mondo in materia di petrolio (e di benzina, di gasolio e di tutti gli altri derivati dell'oro nero), poiché il prezzo del greggio in America sarebbe comunque collegato al suo prezzo internazionale. In ultima istanza, gli Usa rimarrebbero quindi soggetti agli shock che possono avere luogo in zone instabili del pianeta ad alta produzione petrolifera (come la chiusura dello stretto di Hormuz) e che si riverbere-

di comprendere l'impatto che il fenomeno della diminuzione e della regionalizzazione delle importazioni sta avendo e potrà avere sulla politica estera americana nei confronti dei cosiddetti *petro states*.

È opinione diffusa tra molti analisti di policy statunitensi che la diminuzione della dipendenza americana dall'estero potrebbe essere l'equivalente della caduta del Muro di Berlino nel mondo dell'energia: così come il trauma della Guerra Fredda finì a Berlino, così il trauma dell'embargo petrolifero del 1973 sta per arrivare alla sua conclusione. In buona sostanza, ciò significa che la diminuzione della dipendenza dai Paesi mediorientali per il proprio approvvigionamento petrolifero potrebbe portare a un differente atteggiamento strategico degli Stati Uniti nei loro confronti.

Si possono trovare diversi elementi nelle decisioni di politica estera prese recentemente dall'amministrazione Obama a sostegno di questa teoria. In primo luogo, abbiamo l'atteggiamento degli Usa durante il conflitto libico del 2011: gli Stati Uniti palesarono agli alleati europei che la risoluzione delle vicissitudini di Tripoli non rientravano nel proprio interesse strategico nazionale, nonostante il controllo libico su una fetta importante della produzione globale e delle riserve globali di greggio; Regno Unito e Francia vennero lasciate dall'alleato a stelle e strisce a condurre buona parte delle operazioni militari. La posizione Usa nei confronti del programma nucleare iraniano e l'imposizione di sanzioni molto rigide al Paese, concordate con i principali alleati (Stati Commonwealth, Europa, Giappone, Corea del Sud) può essere vista come un ulteriore esempio di tale *foreign policy shift* americano. Probabilmente, se la quantità di greggio importato nel 2011 dagli Usa che è transitata per lo stretto di Hormuz non fosse diminuita fino a raggiungere il 16% del totale (era il 24,5% nel 1990), gli Stati Uniti non si sarebbero spinti a imporre tali sanzioni contro Teheran. Infine, anche il mancato intervento Usa in Siria, focolaio che potrebbe potenzialmente causare uno squilibrio rilevante sullo scacchiere geopolitico della regione, andando ad intaccarne le esportazioni petrolifere, può essere attribuibile al mutamento dell'atteggiamento americano *vis-à-vis* il Medio Oriente.

CONCLUSIONI

Il cambiamento degli equilibri petroliferi globali, causato dall'aumento della produzione di greggio e dalla ri-localizzazione delle zone d'estrazione, potrebbe portare a una ridefinizione delle responsabilità globali in materia di mantenimento della sicurezza e della stabilità in una zona estremamente complessa come quella mediorientale. Se lo smarcamento Usa dalla regione del Medio Oriente allargato verrà confermato anche durante il prossimo mandato del presidente Obama, toccherà ad altri attori aumentare la loro presenza nella regione e farsi carico di garantire la sicurezza dei flussi petroliferi globali. In particolare, Cina e India, che ottengono circa il 51% e il 63% delle loro importazioni petrolifere da Paesi mediorien-

rebbero sul prezzo internazionale del barile. Per dirla con le parole di Daniel Yergin, direttore dell'Itha-Cera e massimo esperto di politica energetica Usa, «il mercato petrolifero è uno solo, e non ci si può imbarcare in una solitaria Guerra di Secessione».

tali e che dipendevano nel 2011 rispettivamente per il 42% e il 63% del totale dell'import petrolifero dallo stretto di Hormuz, potrebbero avere un interesse nell'aumentare il loro ruolo e la loro presenza militare in Medio Oriente per tutelare la propria sicurezza energetica. Anche l'Unione Europea, considerata l'elevata dipendenza dei propri stati membri dalle import di greggio proveniente dalla regione, potrebbe essere costretta a considerare un atteggiamento simile a quello dei due Paesi asiatici.

BIBLIOGRAFIA

- Ed Crooks, *Shell's Arctic ambitions dented by mishaps*, www.ft.com , 17 settembre 2012.
- Clingendael Energy Program, *Future World Images and Energy and Mineral Markets*, Polinares working paper n. 44, aprile 2012.
- Economist Intelligence Unit, *Big Spenders: the outlook for the oil and gas industry in 2012*, The Economist Group, gennaio 2012.
- Matthew Hulbert, Jochem Meijknecht, *Global Oil: U.S. Independence*, «Energy Journal», n. 3, agosto 2012.
- Iea, *Middle Term oil Market Report 2012*, ottobre 2012.
- John W. Larson, *America's New Energy Future*, Ihs-Cera, ottobre 2012.
- Leonardo Maugeri, *Oil: the Next Revolution*, Harvard- Belfer Center for Science and International Affairs, giugno 2012.
- John Mitchell, *What Next for Oil and Gas Industry?*, Chatman House, ottobre 2012.
- Edward Morse, *Energy 2020, North America, the New Middle East?*, Citi Gps, marzo 2012.
- Davide Tabarelli, *Per alcuni un mito, per noi un miraggio*, «Formiche», ottobre 2012.
- Giovanni Battista Zorzoli, *Il mutamento di rotta di Obama*, www.staffettaonline.com, 7 novembre 2012.

APPROFONDIMENTO 2 - IL RIPOSIZIONAMENTO GEOGRAFICO DELLA GENERAZIONE NUCLEARE

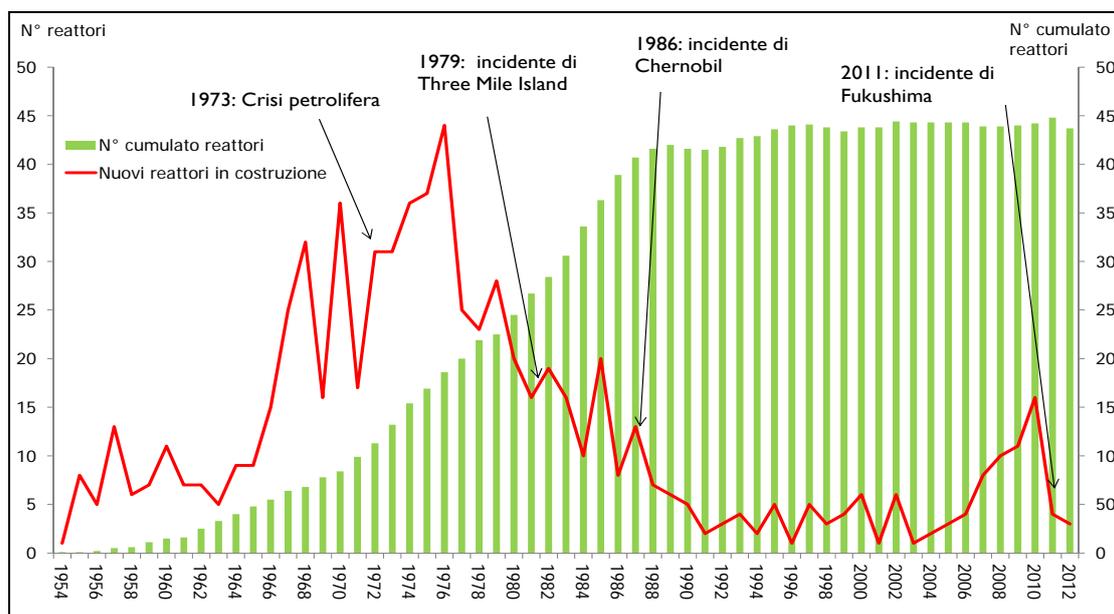
di Matteo Monti

La corsa al nucleare civile iniziò nel dicembre del 1942, quando il reattore Chicago Pile Number One, progettato da un team di scienziati guidato dal fisico italiano Enrico Fermi, raggiunse la criticità, ovvero il punto in cui la reazione nucleare è in grado di autosostenersi. Pochi anni più tardi, le bombe atomiche americane sganciate su Hiroshima e Nagasaki palesarono agli occhi del mondo l'intreccio tra nucleare civile e militare. Fu proprio per cercare di spezzare questo legame e di rappacificare la scienza atomica con il grande pubblico che, nel 1953, il presidente americano Dwight Eisenhower tenne alla sede di Ginevra delle Nazioni Unite il celebre discorso "Atoms for Peace", nel quale proponeva la transizione verso una politica di trasparenza e cooperazione internazionale nello sviluppo e nell'applicazione della tecnologia nucleare.

Il discorso fece da preambolo all'entrata in funzione delle prime centrali nucleari per uso commerciale, che vennero avviate negli anni successivi: la prima a Obnisk in Russia, nel 1954, a cui seguirono nel 1955 quello di Calder Hall in Inghilterra e quello di Shippingport in Pennsylvania nel 1957.

Come sintetizzato nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, è tra la fine degli anni '60 e la fine degli anni '70 che è possibile identificare l'età d'oro del nucleare, con una media di aperture di cantieri per la realizzazione d'impianti nucleari pari a circa 25 l'anno. Tale interesse per l'energia atomica civile era dovuto da un lato a ragioni di sicurezza energetica (crisi petrolifere degli anni '70) e dall'altro a ragioni di sviluppo industriale e tecnologico. Ciò portò, fra il 1970 e il 1980, a far triplicare il numero di reattori nucleari in funzione. Tra la fine degli anni '70 e gli anni '90, in concomitanza con i primi incidenti a impianti elettronucleari di forte rilevanza mediatica e con la crescente liberalizzazione dei mercati energetici di alcuni Paesi Ocse, l'interesse per l'energia nucleare andò scemando. In seguito a tale fenomeno, il numero di reattori in funzione è rimasto pressoché costante tra la fine degli anni '80 e l'inizio del 2000.

Figura 1 - Costruzione di nuovi reattori nucleari (scala sx) e numero cumulato di reattori connessi alla rete (scala dx) nel mondo



Fonte: elaborazione su dati Iaea-Pris.

A partire dai primi anni del 2000, l'industria nucleare ha iniziato a parlare del fenomeno della *nuclear renaissance*, ovvero di un rinnovato interesse da parte di utility e governi nei confronti dell'energia atomica, che sarebbe dovuto sfociare in un ritorno alla costruzione di impianti elettronucleari ai livelli degli anni '70. In realtà, pare che tale fenomeno abbia avuto una forte eco a livello mediatico ma che sia rimasto piuttosto disatteso all'atto pratico.

1. FUKUSHIMA E I SUOI EFFETTI NEL BREVE E NEL LUNGO PERIODO

A prescindere dal materializzarsi o meno di tale *renaissance*, l'incidente di Fukushima nel marzo del 2011 ha sicuramente avuto un impatto negativo sulla crescita potenziale della penetrazione dell'energia nucleare, con effetti che si sono dispiegati nel breve periodo e che si dispiegheranno probabilmente anche su un orizzonte temporale di più lungo termine.

Per quanto riguarda gli effetti nel breve periodo, si vedano le reazioni di diversi Paesi occidentali all'evento: in Germania, la scelta del governo Merkel di prolungare la vita degli impianti elettronucleari presa nel novembre del 2010 è stata completamente ribaltata in seguito agli eventi giapponesi; conseguentemente, Berlino ha deciso di chiudere 8 dei 17 reattori in funzione nel luglio 2011, optando per la *phase-out* totale del nucleare entro il 2022. In Svizzera, nel settembre del 2011 il parlamento elvetico ha ratificato la proposta in merito alla graduale chiusura dei reattori elettronucleari del Paese entro il 2034. In Giappone, abbiamo avuto la chiusura permanente di 4 dei 6 reattori presenti sull'impianto di Fukushima-Daiichi, e lo stop temporaneo dei rimanenti 50 reattori¹⁴. Nonostante l'opposizione di più

¹⁴ Al momento, soltanto i reattori dell'impianto di Ohi sono rientrati in funzione.

del 50% della popolazione all'utilizzo dell'energia atomica nel Paese, l'atteggiamento dell'esecutivo giapponese nei confronti dell'atomo appare, negli ultimi mesi, quantomeno ambiguo: durante il Consiglio dei ministri del 19 settembre 2012, il documento di politica energetica *Innovative Energy and Environment Strategy*, redatto dal ministero per le Politiche Nazionali e nel quale si indicava il 2040 come data della probabile uscita del Paese dall'atomo, non è stato recepito. Durante tale meeting, il primo ministro Noda, pur accettando in linea di massima il principio del *phase-out* nucleare, ha sostenuto che il governo intende riservarsi la possibilità di sviluppare la politica energetica del Paese «in maniera flessibile, basandosi su continui ri-esami e verifiche» delle effettive necessità energetiche del Giappone. Sempre nel mese di settembre, il ministro dell'Economia giapponese, Yukio Edano, ha ribadito il suo sostegno alla ripresa dei lavori per la realizzazione di due reattori elettronucleari in costruzione nel Paese, messi in stand-by in seguito all'incidente di Fukushima. Nonostante gli aspetti marcatamente elettorali di alcune di queste dichiarazioni, appare abbastanza improbabile che Tokyo deciderà di tener fede agli impegni presi con il piano energetico del 2006, nel quale veniva indicato come obiettivo la costruzione di 11 nuovi reattori nucleari, per portare la generazione elettrica da nucleare al 50% del totale entro il 2030.

È opinione diffusa tra gli analisti del settore che, sul lungo periodo, l'effetto più duraturo e consistente di Fukushima sarà quello di aver fatto alzare l'asticella delle misure di sicurezza che vengono imposte ai costruttori e agli operatori degli impianti nucleari: come sintetizza la Commissione europea nel documento rilasciato in ottobre sull'esito degli stress test effettuati sui reattori del continente, le centrali elettronucleari dovranno essere attrezzate per far fronte anche a quegli eventi che vengono considerati come "altamente improbabili". A livello pratico, ciò significa che verranno introdotte delle misure di *safety* e *security* più rigide sugli impianti esistenti e su quelli in costruzione, aumentandone i costi iniziali di costruzione e i costi d'operazione. Inoltre, misure più rigide in materia di sicurezza potrebbero verosimilmente rendere più difficoltoso il processo di *re-licensing* degli impianti in funzione, diminuendo la vita produttiva degli stessi. Tutto ciò si tradurrà obbligatoriamente in costi aggiuntivi per gli operatori e per i costruttori delle centrali.

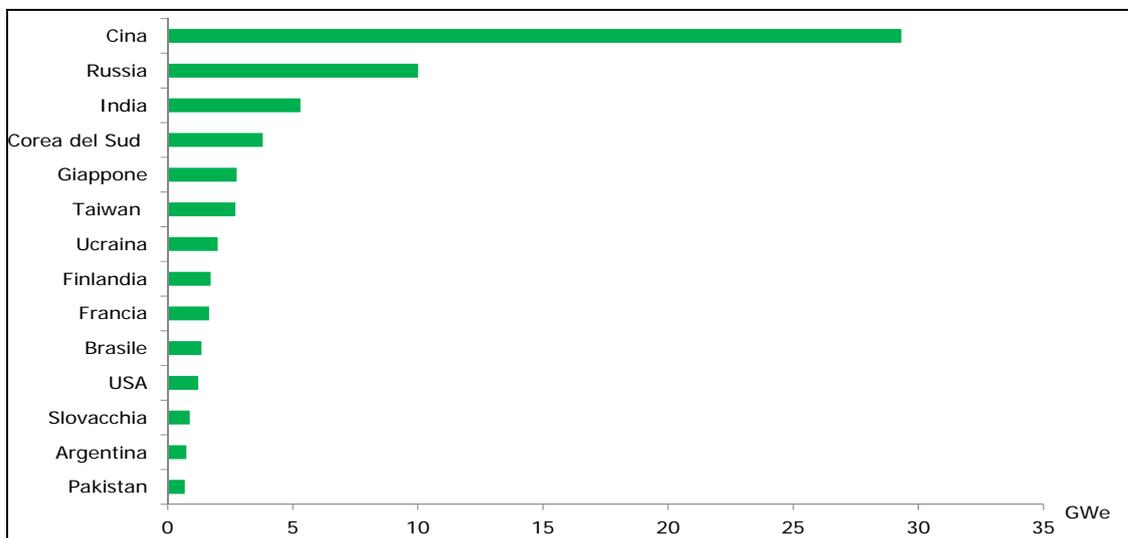
2. EPPUR SI MUOVE

Appare evidente che l'incidente giapponese abbia ridimensionato il peso assegnato al nucleare negli scorsi anni dalle previsioni di organizzazioni internazionali e nazionali all'interno del mix di generazione elettrica, come sottolinea anche l'Agenzia Internazionale dell'Energia nell'ultimo *World Energy Outlook*; tuttavia Fukushima non sembra aver inferto un colpo mortale alla salute dell'industria nucleare globale. Più che una *renaissance* dell'energia nucleare o una sua definitiva *débâcle*, quello che si sta vivendo è un riposizionamento geografico della generazione elettronucleare: le centrali nucleari si spostano dalle economie dei Paesi occidentali a quelle dei Paesi considerati di più recente industrializzazione. A titolo esemplificativo, si pensi che dei 64 reattori che l'Agenzia internazionale per

L'energia atomica (Iaea) segnala come in costruzione nel mondo¹⁵, circa il 63% è situato in Paesi emergenti¹⁶. Da un lato abbiamo quindi l'ascesa di nuovi attori (Cina *in primis*, India, Emirati Arabi Uniti, Pakistan) interessati a sfruttare la fissione nucleare per far fronte al loro crescente fabbisogno elettrico; dall'altro, Paesi di antica nuclearizzazione (Francia, Stati Uniti, Russia, Regno Unito che insieme rappresentano circa il 55% della potenza lorda nucleare installata globale) che sono interessati a mantenere e a rinnovare, seppur con diversa intensità, il loro parco nucleare.

La Cina guida la corsa dei Paesi di nuova industrializzazione verso il nucleare; il gigante asiatico dispone attualmente di 16 reattori in attività, per una potenza lorda installata di 11,8 GWe, e di 26 reattori in costruzione, per una potenza installata di circa 26,6 GWe. Nell'ottobre del 2012, dopo oltre un anno di moratoria sulle costruzioni nucleari, il premier Wen Jibao ha approvato una *roadmap* energetica che pone l'obiettivo di arrivare a 40 GWe di potenza nucleare installata entro il 2015. L'altro grande mercato per l'energia nucleare è l'India, dove sono in fase di costruzione 7 reattori per 5,3 GWe lordi di potenza installata. Una volta realizzati, essi garantiranno il raddoppio della potenza nucleare installata nel Paese. I Paesi del Golfo Arabo si sono avvicinati in epoca recente al nucleare per fare fronte ai propri, crescenti, fabbisogni elettrici: Abu Dhabi nel 2007 ha firmato un contratto con un consorzio sudcoreano, capeggiato da Kepco, per la realizzazione di 4 reattori (5,6 GWe potenza installata) entro il 2020. In Corea del Sud, player importante a livello globale nell'industria nucleare, nel novembre 2012 erano in costruzione 4 reattori, per una potenza installata di 4,9 GWe, che una volta realizzati porteranno il numero di reattori operativi del Paese a 27.

Figura 2 - Potenza installata nucleare in costruzione nel mondo



Fonte: elaborazione su dati Iaea-Pris.

¹⁵ Sono inclusi nel computo anche 9 reattori (1 Argentina, 3 Russia, 2 Slovacchia, 1 Stati Uniti, 2 Ucraina) che risultano in costruzione da oltre 20 anni e 4 reattori che risultano in costruzione da più di 10 anni (2 Taiwan, 2 India).

¹⁶ Cina, India, Pakistan, Corea del Sud, Emirati Arabi Uniti, Brasile. La cifra sale all'83% se si include anche la Russia.

La Russia è un altro mercato molto interessante e con una notevole prospettiva di crescita; nel luglio del 2012 il ministero dell'Energia ha proposto un'espansione della capacità di generazione nucleare a 30,5 GWe entro il 2020, pari a una crescita di circa 7GWe rispetto ai livelli attuali.

Nei Paesi occidentali di antica nuclearizzazione, il peso dell'energia nucleare sulla generazione elettrica totale sembra invece essere destinato a diminuire. Negli Usa, primo Paese al mondo per potenza nucleare installata (104 reattori, potenza installata lorda di 106 GWe), la concorrenza del gas naturale sta spiazzando gli investimenti in nucleare: di fatto, l'ultimo reattore nucleare¹⁷ è stato costruito nel 1996, e vi è un solo impianto che l'Agenzia internazionale per l'energia atomica segnala come in costruzione¹⁸. Inoltre, sono state concesse dalla Nuclear Regulatory Commission (Nrc), il regolatore nucleare americano, le licenze di costruzione per altri 4 reattori Pwr di generazione III+ di tipo AP1000.

La Francia, primo Paese al mondo per peso del nucleare sul totale della generazione elettrica¹⁹, ha in cantiere la realizzazione di un reattore di generazione III+ di tipo Epr²⁰ a Flamanville; preme sottolineare che l'elezione a presidente della Repubblica del socialista François Hollande ha gettato qualche ombra sul futuro della generazione elettronucleare nel Paese: per la prima volta dal 1974²¹, un esecutivo francese ha annunciato la chiusura degli impianti nucleari più vecchi (Fessenheim 1 e 2) e la diminuzione dell'apporto del nucleare al mix elettrico francese al 50% entro il 2025 (-25/27% rispetto ai livelli attuali). È comunque troppo presto per sapere se il nuovo esecutivo sarà in grado di opporsi alla potente lobby pro-nucleare d'oltralpe²².

Spostandoci oltremarica, il Regno Unito conta oggi su 16 reattori operativi, per una potenza installata lorda di 10,9 GWe, che nel 2011 hanno fornito il 17,6% dell'elettricità del Paese; il governo britannico ha pubblicato nel luglio 2011 il *National Policy Statement for Nuclear Power Generation*, che, insieme al documento *Overarching National Policy Statement for Energy*, identifica nel nucleare una delle opzioni che il governo di Cameron intende perseguire per decarbonizzare il sistema di generazione elettrico del Paese entro il 2025. Tre i consorzi che si sono detti interessati a realizzare reattori nucleari di nuova generazione in Inghilterra e in Galles: Edf e Centrica prevedono di realizzare un totale di 2 Epr nel sito di Hinkley Point; Horizon, consorzio inizialmente costituito dalle tedesche E.on e Rwe ma recentemente

¹⁷ Si tratta del reattore Pwr Watts Bar 1 con una potenza installata di 1,123 MW

¹⁸ Il reattore Pwr di Watts Bar 2 si trova in fase di costruzione dal dicembre 1972. Nel 1985 la Tennessee Valley Agency (Tva), utility che opererà il reattore, ha però deciso di sospendere i lavori di realizzazione. Nel 2008 la Nuclear Regulatory Commission (Nrc), il regolatore americano, ha dato il permesso per riprendere i lavori di costruzione. La TVA ha identificato il 2016 come nuova data di completamento dei lavori.

¹⁹ Nel 2011, i 58 reattori nucleari francesi hanno generato circa 423,5 TWh, pari al 77% del totale dell'energia elettrica generata nel Paese.

²⁰ European Pressurized Reactor (Epr), ovvero reattori nucleari ad acqua pressurizzata (Pwr) di generazione III+, sviluppati a partire dagli inizi degli anni '90 dal consorzio franco-tedesco Nuclear Power International, partecipato da Areva e Siemens.

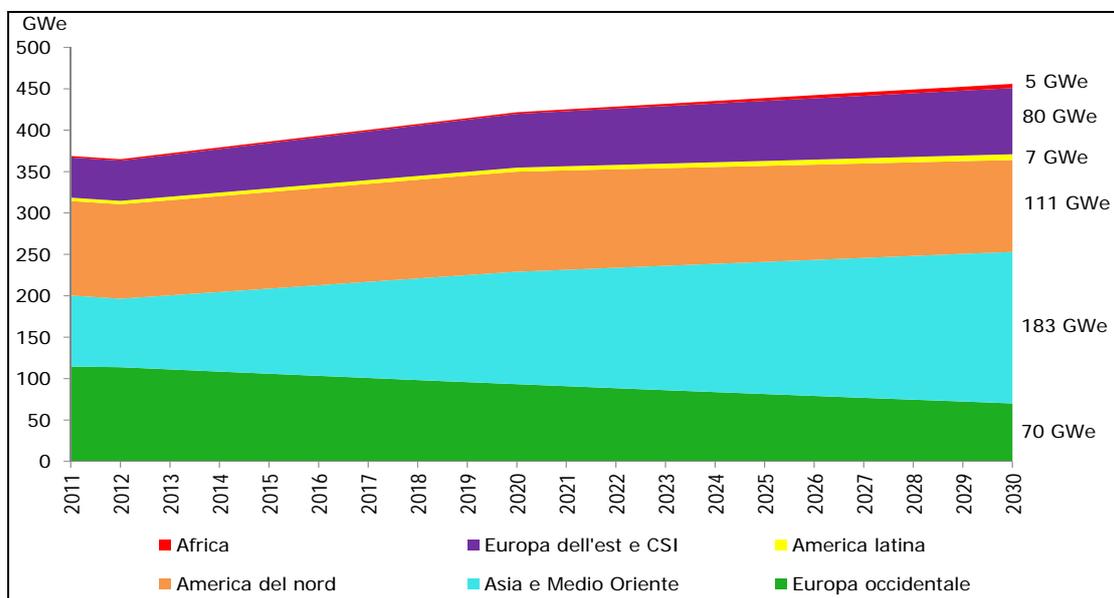
²¹ Anno in cui venne lanciato il cosiddetto piano Messmer, che prevedeva la nuclearizzazione su vasta scala della generazione elettrica d'oltralpe in risposta alla crisi petrolifera del 1973.

²² Sulla composizione e l'influenza della lobby pro-nucleare francese e sulla sua influenza nel policy making nazionale a favore dell'atomo, si veda M. Schneider, *Nuclear power: beyond the myth*, Greens-Efa Group, 2008.

ceduto a una cordata guidata dalla giapponese Hitachi, prevede di costruire da quattro a sei Advanced Water Boiling Reactors (Abwr) da 1.300 MWe di potenza presso i siti di Wylfa e Oldbury; NuGen, consorzio frutto dell'unione di Gdf Suez e Iberdrola, ha in programma di esprimere un parere definitivo sulla realizzazione di 3,6 GWe di nuova potenza elettronucleare in West Cumbria entro il 2015. In ogni modo, l'ultima parola sull'effettiva realizzazione dei nuovi reattori britannici deve ancora essere pronunciata, e lo stallo delle trattative tra Edf e il governo britannico sul valore dell'incentivazione da porporzionare alla produzione elettronucleare, per via della riluttanza della compagnia francese a fornire delle cifre chiare sui costi di costruzione delle centrali, getta qualche ombra sul futuro del nucleare britannico.

In buona sostanza, anche per via delle policy nazionali espote nei precedenti paragrafi, guardando alle previsioni della Iaea²³ la mappa della potenza nucleare installata a livello mondiale è destinata a cambiare significativamente da qui al 2030: *in primis*, è importante notare che l'Europa occidentale potrebbe veder diminuire sensibilmente il proprio peso relativo sul totale della potenza nucleare installata a livello globale (-16%); inoltre, è ipotizzabile che nel vecchio continente, i MWe da nucleare operabili diminuiranno del 38% circa tra il 2012 e il 2030. L'America del Nord potrebbe vedere la sua situazione pressoché invariata a livello assoluto, con una diminuzione contenuta (-6%) del peso del continente sul totale della capacità installata globale nel 2030. I Paesi asiatici e medio orientali, dove la previsione di crescita della potenza installata è del 114% al 2030, potrebbero diventare la prima area geografica per potenza installata al mondo, con un peso relativo del 40% sul totale del nucleare globale.

Figura 3 - Previsioni di variazione della potenza installata netta al 2030



Fonte: elaborazione su dati Iaea.

²³ Le previsioni sono state prese dalla pubblicazione Iaea, *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050-Edition 2012*. Tra gli scenari alternativi proposti dall'agenzia di Vienna, si è deciso di utilizzare il "Low Estimates Scenario", che presenta le aspettative per il futuro del nucleare al realizzarsi delle tendenze attuali in materia di politica energetica e di crescita economica.

3. ANCORA MOLTE DOMANDE A CUI RISPONDERE

È bene sottolineare che le previsioni di crescita della potenza elettronucleare installata effettuate dalla Iaea e da altre agenzie internazionali dipendono in larga parte dalle risposte che l'industria nucleare riuscirà a dare ad alcuni dei dilemmi che caratterizzano questa fonte energetica. Di particolare importanza i problemi legati alla cosiddetta *nuclear legacy*, sia per quanto concerne lo smaltimento del combustibile esausto e dei rifiuti radioattivi più pericolosi che per quel che riguarda la dismissione e la bonifica dei siti dove sorgevano impianti nucleari²⁴. Inoltre, di indubbio rilievo anche i problemi legati al doppio uso delle tecnologie nucleari e alla proliferazione nucleare, come evidenziato dal caso iraniano.

Vi è consenso nella comunità scientifica internazionale sull'opzione del deposito geologico di profondità come soluzione definitiva al problema dei rifiuti nucleari ad alta attività (Hlw)²⁵; tale tipo di deposito, sfruttando le caratteristiche geologiche del sito prescelto per la sua costruzione e il know-how ingegneristico sviluppato in materia di radioprotezione, garantirebbe l'isolamento dalle emissioni radioattive dei rifiuti fino al loro completo decadimento, misurabile in centinaia di migliaia di anni; è bene sottolineare che, a oggi, non è ancora stato realizzato nessun deposito di tale tipo per rifiuti di tipo commerciale, anche se diversi Paesi hanno intrapreso studi e ricerche per la sua costruzione. I progetti di deposito geologico hanno subito una brusca battuta d'arresto in Usa e in Germania, mentre i lavori in altri Paesi (Belgio, Giappone) si trovano ancora in fasi poco avanzate. Nel vecchio continente, il caso finlandese è indubbiamente quello che desta maggiore interesse. Posiva, società privata finlandese, ha pressoché terminato i lavori di escavazione necessari alla realizzazione del deposito geologico di profondità di Onkalo, che dovrebbe iniziare a ricevere le prime consegne di combustibile esausto nel 2020. Come sottolineato anche dal direttore della Iaea, Yukiya Amano, in una recente visita al sito finlandese, su Onkalo riposano le aspettative dell'industria nucleare per dimostrare che il ciclo del combustibile nucleare può essere chiuso in maniera definitiva.

Un altro problema molto complesso è quello del *decommissioning* degli impianti nucleari. Per *decommissioning* si intende il processo di smantellamento di un impianto giunto a fine vita, a cui si sommano la gestione del materiale (radioattivo e non) derivante da tale operazione e la bonifica dell'area su cui sorge l'impianto, con restituzione della stessa ad altri utilizzi di qualsivoglia natura (*green field*). Considerata l'età media piuttosto avanzata del parco di generazione elettronucleare mondiale e la quantità di impianti nucleari presenti nel mondo, l'*issue* del *decommissioning* è destinato a divenire di grande rilevanza nei prossimi decenni: alcune stime parlano di oltre un migliaio di impianti legati alla produzione elettrica, alla ricerca e al ciclo del combustibile nucleare che dovranno essere decommissionati. Fortuna-

²⁴ Limitandoci al campo del nucleare civile, un elenco non esaustivo può includere i reattori nucleari di potenza, i reattori sperimentali, i siti di estrazione, macinazione e di conversione dell'uranio, i centri di arricchimento, di produzione e di riprocessamento del combustibile, i depositi temporanei.

²⁵ Secondo la classificazione della Iaea, gli High level waste (Hlw) sono quei rifiuti con livelli di radioattività sufficiente a generare quantità significative di calore dal processo di decadimento radioattivo e che richiedono tempi dell'ordine di migliaia di anni per raggiungere concentrazioni di radioattività non nocive alla salute umana. Gli Hlw provengono principalmente dal combustibile nucleare esausto.

tamente, esistono già oggi delle soluzioni industriali per far fronte a tale problema, come testimoniano i 17 casi di *decommissioning* di reattori nucleari di potenza portati a compimento nel mondo²⁶ e gli oltre 100 reattori che l'Iaea segnala come in corso di *decommissioning*, di cui 88 in Europa. Per portare a termine tali attività di smantellamento e bonifica, è attivo nel mondo un gran numero di imprese, tanto a capitale pubblico (come l'italiana Sogin o la britannica Nda) che privato (come l'americana Energy Solutions). Ciò detto, è comunque importante sottolineare che vi sono ancora molte problematiche collegate al *decommissioning* degli impianti nucleari a cui debbono essere date delle risposte convincenti. Un primo dilemma riguarda il *financing* delle operazioni di bonifica e smantellamento degli impianti elettronucleari. In Europa il tema è stato oggetto dell'attenzione della Comunità europea, che nel 2006 ha emanato la raccomandazione 2006/851/Euratom, nella quale vengono proposte misure volte a garantire la disponibilità di risorse finanziarie adeguate per tutte le attività di disattivazione. L'obiettivo è quello di garantire che l'operatore dell'impianto effettui, durante il ciclo di vita dell'impianto nucleare, degli accantonamenti sufficienti a fare fronte alle spese che verranno incorse per smantellare l'impianto e per gestire in sicurezza i rifiuti radioattivi. Un altro tema piuttosto delicato, e strettamente collegato a quello precedente, riguarda le stime di costo (*costing*) delle opere di *decommissioning*: fin dalla fine degli anni '90²⁷, la comunità scientifica si è spesa per trovare una formula omogenea per definire il perimetro dei costi che rientrano all'interno delle opere di bonifica nucleare, in modo da fornire una base comune alle utility e ai governi su cui basare le previsioni dei costi totali di smantellamento. L'*issue* del *costing* è stato oggetto di numerose consultazioni e pubblicazioni a carattere tecnico; l'ultima di tale pubblicazioni è l'International Structure for Decommissioning Costing (Isdc), divulgato nel 2012 e frutto di una collaborazione tra Iaea, Nea e Commissione europea.

Infine, un breve accenno merita la questione della non-proliferazione e del doppio uso delle tecnologie nucleari, in particolare per quanto concerne il caso iraniano. Vi è un chiaro interesse della comunità internazionale nell'impedire la proliferazione nucleare, ovvero la diffusione e il conseguimento illecito di armi di tipo nucleare o di materiali e strumenti che potrebbero servire alla realizzazione delle stesse. Il regime internazionale di non-proliferazione è basato principalmente sul Trattato di Non-Proliferazione nucleare (TNP), originariamente sottoscritto da Usa, Regno Unito e Unione Sovietica nel 1968 e oggi firmato da 189 Paesi²⁸, incluso l'Iran. Nel caso di Teheran, il Paese, grazie all'aiuto russo, è riusci-

²⁶ È il caso, tra gli altri, dei reattori tedeschi Gundremmigen (unità A) e di Niederaichbach, o dei reattori di Connecticut Yankee e di Fort St.Vrain in Usa.

²⁷ Nel 1999 Commissione europea, Iaea e Nea hanno pubblicato il cosiddetto Yellow Book (*A Proposed Standardised List of Items for Costing Purposes in the Decommissioning of Nuclear Installations*), il primo sforzo congiunto per cercare di armonizzare le pratiche e i contenuti delle stime di costo di *decommissioning*.

²⁸ In estrema sintesi, il Tnp ha tra i suoi obiettivi quello di impedire la diffusione delle armi e delle tecnologie nucleari, il completo disarmo nucleare e la promozione del nucleare per scopi pacifici, sancendo il compromesso seguente: i Paesi privi di armi nucleari s'impegnano a non procurarsi materiale per la loro costruzione in cambio del libero accesso alla tecnologia nucleare per scopi pacifici. La verifica del rispetto degli obblighi previsti dal Trattato è demandata alla Iaea, alla quale viene dato il compito di effettuare ispezioni nei Paesi contraenti. L'azione diplomatica, l'imposizione di sanzioni di tipo economico e, in ultima istanza,

to a ultimare la costruzione di un reattore nucleare di tipo Vver a Bushehr, che è stato connesso alla rete elettrica nel settembre 2011 ed è attualmente operativo. Tuttavia, secondo gran parte dei governi occidentali, il programma nucleare civile iraniano non sarebbe altro che una copertura per sviluppare tecnologie atomiche in campo militare. Gli esperti puntano il dito contro la capacità d'arricchimento dell'uranio²⁹ del Paese, considerata di gran lunga superiore agli effettivi bisogni del reattore di Bushehr; l'ultimo Safeguards Report pubblicato il 16 novembre dalla Iaea, fa notare come la capacità iraniana d'arricchimento dell'uranio sia accresciuta, soprattutto per via dell'aumento del numero di centrifughe installate presso gli impianti di Fordow e di Natanez. Incrociando i dati forniti dall'agenzia viennese sulle riserve di uranio arricchito iraniano con alcune stime sulle potenzialità produttive dei suoi impianti d'arricchimento, l'Institute for Science and International Security (Isis) ha stimato che l'Iran potrebbe dotarsi di una bomba atomica nel giro di 2 mesi. Per il momento, sia i negoziati tra Iran e il gruppo P5+1³⁰ sia le sanzioni economiche adottate da parte del mondo occidentale (Usa e UE *in primis*) nei confronti di Teheran non sembrano aver fatto cambiare idea al governo Ahmadinejad sul proprio programma nucleare. A parere di chi scrive, il caso iraniano è emblematico delle difficoltà che persistono nel tracciare una linea di distinzione netta tra nucleare per usi civili e nucleare per usi militari: la risoluzione di tale problema potrebbe portare a una maggiore accettazione della popolazione mondiale nei confronti dell'utilizzo del nucleare per produzione elettrica.

CONCLUSIONI

L'incidente di Fukushima ha avuto un impatto piuttosto marcato sul settore nucleare, accelerando l'uscita dall'atomo di alcuni Paesi (come la Germania), modificando le decisioni di politica energetica di altri (come il Giappone) e obbligando i costruttori e gli operatori di centrali elettronucleari ad adattarsi a standard di sicurezza più elevati. Per quel che riguarda il futuro della generazione di energia elettrica da nucleare, si ritiene che essa sarà caratterizzata dal riposizionamento del nucleare dalle economie occidentali verso i Paesi emergenti, sempre a patto che nei decenni a venire la comunità nucleare (istituzioni internazionali, governi, industria) sarà in grado di dare risposte convincenti ai problemi legati alla *nuclear legacy*, nonché alla proliferazione e al doppio uso delle tecnologie nucleari.

L'utilizzo della forza bellica sono gli strumenti per impedire alle parti contraenti di sviluppare tecnologie nucleari di tipo militare.

²⁹ L'uranio arricchito è il combustibile che serve al funzionamento della maggior parte dei reattori nucleari del mondo. La centrale iraniana di Bushehr, utilizza tale combustibile per il proprio funzionamento. Normalmente, per produrre combustibile, l'uranio viene arricchito di una percentuale compresa tra il 2,5 e il 5% (Low-Enriched Uranium, Leu). L'uranio di tipo *weapon grade*, utilizzato per la fabbricazione di bombe atomiche, contiene invece una quantità di U-235 molto più elevata, normalmente di circa il 90%.

³⁰ Stati membri permanenti del Consiglio di Sicurezza Onu (Cina, Francia, Gran Bretagna, Stati Uniti, Russia) più la Germania.

BIBLIOGRAFIA

- Agence France-Presse (Afp), *Nucléaire: Hollande affirme que la fermeture de Fessenheim est la seule à l'ordre du jour du quinquennat*, 25 maggio 2012.
- David Albright, Christina Walrond, Andrea Stricker, *ISIS Analysis of IAEA Iran Safeguards Report*, Rev. 1., Isis Report, 16 novembre 2012.
- Nick Butler, *Nuclear – now for the numbers... or lack of them*, www.ft.com, 30 ottobre 2012.
- Mark Debes, *Nuclear Development in the Post-Fukushima World: the New Challenges*, paper presentato alla International Nuclear Energy Conference, marzo 2012.
- Leslie Hook, *China to restart nuclear programme*, www.ft.com, 24 ottobre 2012.
- Iaea, *Nuclear Fuel Cycle Information*, 2009.
- Iaea, *Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050*, marzo 2012.
- Iaea, *Nuclear Power Reactors in the World*, febbraio 2012.
- Iea, *World Energy Outlook*, novembre 2012.
- Paul Joskow, John Parsons, *The Future of Nuclear Power After Fukushima*, Mit Ceepr, febbraio 2012.
- Leslie Hook, *China to restart nuclear programme*, www.ft.com, 24 ottobre 2012.
- Giacomo Luciani, *Il golfo nucleare*, «Aspenia», giugno 2011.
- Mycle Schneider, Antony Froggatt, *The World Nuclear Industry Status Report*, luglio 2012.
- United Nations Environment Programme (Unep), *Closing and Decommissioning Nuclear Power Reactors*, 2012.
- Carlo Stagnaro, *Nuclear Watch*, Aspenia, giugno 2011.
- Jonathan Soble, *Doubts cast over Japan nuclear phase-out*, www.ft.com, 23 ottobre 2012.
- William Witt *et al.*, *Iran's Evolving Breakout Potential*, Isis Report, ottobre 2012.

DATI

Iaea-Pris: www.iaea.org/pris/

World Nuclear Association: www.world-nuclear.org

Nuclear energy institute: www.nei.org

FONTI

Aeeg - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

Bbc

BP

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Germania)

Capo Horn Magazine

Commissariat Général au développement durable (Francia)

Commissione Europea

Department of Energy and Climate Change (Regno Unito)

Eia - Energy Information Agency (Usa)

Eni

Enel

Eer - European Energy Review

Eurasia Daily Monitor

Eurogas

Eurostat

FT - Financial Times

Gie - Gas Infrastructure Europe

Gme - Gestore Mercati Energetici

Iea - International Energy Agency

Il Sole 24 Ore

Interfax

Jamestown Foundation

Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)

Mse - Ministro dello Sviluppo Economico

Ofgem - Office of Gas and Electricity Markets (Regno Unito)

Oil & Gas Journal

Platts

Snam Rete Gas

SQ - Staffetta Quotidiana

The Economist

UN Comtrade

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

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

Flussi migratori

Mediterraneo e Medio Oriente

Relazioni Transatlantiche

Sicurezza energetica

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

Coordinamento redazionale a cura della:

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