

A cura di Matteo Verda

Energia e geopolitica

Gli attori e le tendenze del prossimo decennio

Prefazione di Paolo Magri

ISPI

ISPI
ISTITUTO PER GLI STUDI DI POLITICA INTERNAZIONALE

A cura di
Matteo Verda

Energia e geopolitica

Gli attori e le tendenze del prossimo decennio

Prefazione di
Paolo Magri

ISPI

Nato ottant'anni fa, l'ISPI è un think tank indipendente dedicato allo studio delle dinamiche internazionali, con l'obiettivo di favorire la consapevolezza del ruolo dell'Italia in un contesto globale in continua evoluzione.

È l'unico istituto italiano – e fra i pochissimi in Europa – ad affiancare all'attività di ricerca un altrettanto significativo impegno nella formazione, nella convegnistica e nelle attività specifiche di analisi e orientamento sugli scenari internazionali per imprese ed enti.

Tutta l'attività è caratterizzata da un approccio interdisciplinare - assicurato dalla stretta collaborazione tra specialisti in studi economici, politici, giuridici, storici e strategici, provenienti anche da ambiti non accademici - e dalla partnership con analoghe istituzioni di tutto il mondo.

2014 ISPI – Istituto per gli Studi di Politica Internazionale - Milano
ISBN: 97888909499-4-4

Layout & Graphic Design - *Cooperativa Frontiere*
✉ frontiere.coop@gmail.com

Indice

Prefazione, *di Paolo Magri* p. I

1. Geopolitica dell'abbondanza p. 1
di Massimo Nicolazzi

2. L'energia del futuro, tra rivoluzione americana e boom asiatico, *di Matteo Verda* p. 9
2.1 I consumi energetici mondiali e le previsioni per il prossimo decennio p. 10
2.2 Geografia e dinamiche della domanda p. 17
2.3 Geografia e dinamiche dell'offerta p. 23
2.4 Le emissioni climalteranti p. 27

3. L'energia in Europa al 2030: ambiente vs competitività? p. 31
di Nicolò Rossetto
3.1 La situazione energetica dell'Unione Europea p. 32
3.2 La politica energetica europea attuale p. 38
3.3 Il quadro energia-clima per il 2030 p. 42
3.4 L'impatto sul sistema energetico europeo nel prossimo decennio p. 47
3.5 Le conseguenze sul ruolo dei mercati europei nel panorama mondiale p. 53
Conclusioni p. 56

4. Cina: da produttore a importatore p. 59
di Filippo Fasulo
4.1 Uno sguardo al passato p. 59
4.2 Il dodicesimo piano quinquennale e la politica energetica cinese p. 62
4.3 Produzione e consumo energetico in Cina p. 64
4.4 La domanda energetica e la politica estera cinese p. 72
Conclusioni p. 80

5. La Russia dopo la Crimea: la fine di South Stream e la proiezione verso l'Asia, *di Fabio Indeo* p. 83
5.1 Il settore energetico russo e le direttrici d'esportazione p. 84
5.2 Cooperazione energetica euro-russa: un potenziale ridimensionamento del vettore occidentale? p. 86

5.3 La direttrice d'esportazione orientale nella strategia energetica russa p. 91
Conclusioni p. 98

6. L'area del Caspio nello scenario energetico contemporaneo, *di Carlo Frappi* p. 101
6.1 Il Mar Caspio oggi: riserve, produzione ed esportazione p. 102
6.2 Il settore petrolifero p. 103
6.3 Il settore del gas naturale p. 111
6.4 Le prospettive di sviluppo della cooperazione energetica regionale p. 116
Conclusioni p. 124

7. Il gas naturale liquefatto: evoluzione di un mercato sempre più globale p. 127
di Filippo Clô
7.1 Le ragioni del successo p. 128
7.2 Evoluzione del commercio in un mercato in divenire p. 131
7.3 La domanda si sposta (ancor più) verso Oriente p. 135
7.4 La ripresa del mercato è attesa con la nuova capacità di liquefazione p. 141
7.5 Le prospettive di breve-medio termine p. 147
7.6 Un futuro altamente incerto p. 149
Conclusioni p. 153

8. Prepararsi al futuro: alcune indicazioni sulle policy per l'Europa, *di Matteo Verda* p. 155
8.1 L'evoluzione della domanda energetica p. 155
8.2 L'evoluzione dell'offerta p. 157
8.3 Le conseguenze per l'Europa delle dinamiche in atto p. 159
8.4 Il contesto attuale e le scelte di politica energetica a livello UE p. 162
8.5 Alcune priorità d'azione per l'Europa p. 163

Gli autori p. 169

Prefazione

di Paolo Magri

La seconda parte del 2014 è stata segnata a livello internazionale dal crollo dei prezzi del petrolio. Un calo di oltre il 40% in pochi mesi, che ha costretto molti analisti a rivedere i propri scenari per il futuro e a collezionare spiegazioni ex post di un fenomeno largamente imprevisto.

Come dimostra la storia dei decenni passati, la ciclicità e l'imprevedibilità dei mercati petroliferi non sono certo una novità. Le quotazioni del greggio salgono e scendono, favorendo a turno le economie dei Paesi produttori o di quelle dei Paesi consumatori. Sempre però in una prospettiva di breve periodo, di trimestri o al massimo di anni.

Lo stesso orizzonte temporale su cui si concentrano le analisi di mercato, utili per comprendere l'andamento delle quotazioni ma troppo limitate per rendere conto del contesto nel quale si inseriscono i consumi petroliferi. Un'analisi troppo focalizzata sul breve periodo consente infatti di cogliere le cause contingenti di un fenomeno, come in questi mesi la scelta saudita di non intervenire per frenare la caduta dei prezzi del greggio.

Manca però a questo tipo di analisi la profondità necessaria a cogliere il contesto nel quale si inseriscono i fenomeni che conquistano oggi le prime pagine dei giornali. Un contesto che comprende la composizione dei consumi energetici complessivi, i trend economici e le scelte di politica energetica e di politica estera di alcuni Paesi chiave.

Tutti fattori che si declinano su un orizzonte temporale inevitabilmente più lungo, dotato di forti inerzie e basato su cambiamenti spesso lenti

e progressivi, che formano il quadro generale all'interno del quale è possibile comprendere e almeno in parte governare i fenomeni.

Le tendenze di lungo periodo in atto oggi sono molteplici, a cominciare da quella destinata a segnare più di ogni altra le dinamiche dei prossimi decenni: l'emergere delle economie asiatiche. La Cina è già oggi il più grande consumatore al mondo di energia e questo primato è destinato ad accentuarsi nel lungo periodo, portando sempre di più il governo di Pechino a giocare un ruolo centrale nei mercati globali e nelle aree produttive.

Ad accentuare la crescente importanza dei mercati asiatici contribuisce poi la stagnazione delle importazioni dei Paesi industrializzati. Nel caso dell'Europa, a determinare il fenomeno sono le difficoltà economiche, che si accompagnano alla scelta di percorrere praticamente da sola la strada della carbonizzazione dei sistemi energetici. Una strategia coraggiosa, ma anche rischiosa, perché senza un più forte impegno da parte delle altre grandi economie potrebbe rallentare il già tortuoso sentiero della crescita europea.

Nel caso del Nord America, la riduzione del peso sui mercati internazionali è invece dovuto alla rivoluzione del non convenzionale, l'insieme di tecniche e tecnologie che nel giro di pochi anni ha fatto tornare a crescere la produzione statunitense e canadese e che ha ridotto in modo consistente la dipendenza di Washington dalle importazioni petrolifere.

Un fenomeno, quello del non convenzionale, destinato per il momento a rimanere soprattutto una questione americana, mentre i grandi consumatori in giro per il mondo continueranno a dipendere dai flussi provenienti dai produttori tradizionali, dai Paesi del Golfo a quelli alle ex Repubbliche sovietiche.

E proprio la Russia e i Paesi produttori dell'Asia centrale rappresentano un elemento di particolare dinamismo per quanto riguarda la geopolitica degli approvvigionamenti. Posizionati tra l'Occidente e i nuovi mercati

asiatici, questi produttori si stanno muovendo con sempre maggiore decisione verso la nuova domanda, in particolare quella cinese.

Allo stesso tempo però la Russia e le repubbliche centroasiatiche sono destinate a subire le inevitabili ricadute politiche di questo legame con Pechino. Il rapporto con la Cina rischia di essere un vincolo particolarmente importante per questi Paesi, soprattutto perché a differenza dei produttori mediorientali dipendono più dal trasporto via tubo, per sua natura rigido e vincolante.

La questione del trasporto è destinata ad essere centrale non solo nel mercato petrolifero, ma soprattutto in quello del metano, dove il gas naturale liquefatto trasportato su metaniere rappresenta ancora una quota minoritaria degli scambi. La situazione potrebbe però almeno in parte cambiare grazie alle infrastrutture oggi in costruzione, dall'Australia al Nord America, aumentando l'offerta e facendo pendere la bilancia in favore dei consumatori.

Questo lavoro di ricerca dell'ISPI cerca di dar conto di tutti questi fenomeni e delle loro complesse interazioni, adottando una prospettiva meno legata alla congiuntura e più attenta alle tendenze di fondo. L'obiettivo è quello di fornire gli strumenti indispensabili a comprendere meglio il ruolo degli scambi energetici nel sistema internazionale.

Paolo Magri

Vice Presidente esecutivo
e Direttore ISPI

1. Geopolitica dell'abbondanza

Massimo Nicolazzi

Fine 2014. Siamo in esuberanza d'idrocarburi. La domanda mondiale di petrolio potrebbe, rispetto all'anno precedente, aumentare di un milione di barili/giorno; però l'offerta d'idrocarburi nello stesso periodo sarebbe aumentata di 1,6 (stima Energy Information Administration - Eia). Nel gas la regionalità dei mercati rende il conto più difficile; e però non si ha notizia di difficoltà di approvvigionamento di alcun consumatore.

Non sappiamo quanto durerà. Però sappiamo che indipendentemente dalla contingenza questi ultimi anni hanno sedimentato cambiamenti forti nelle dinamiche del mercato e dei suoi flussi regionali. Il mercato europeo è in forte declino; il mercato americano si sta chiudendo, e la speranza del produttore di continuare a esportare e vendere la sovrabbondanza non può che concentrarsi sulla crescita dell'Asia e sperare in essa.

Il declino europeo. Prendiamone a testimonianza i quattro maggiori consumatori. Francia, Germania, Gran Bretagna, Italia. In dieci anni (2004-2013) i loro consumi di petrolio e gas naturale sono passati da 661,4 a 561,5 milioni di toe (tonnellate di petrolio equivalente)/anno[1]. Un calo dei consumi di oltre il 15% in un decennio. Le previsioni sul futuro. Per l'intera UE un pigrissimo potenziale di crescita nel consumo

1. BP, *Statistical Review of World Energy,* giugno 2014.

di gas (con un aumento medio sull'anno dello 0,7%, peraltro già rivisto al ribasso rispetto a stime precedenti); ma un continuo sprofondo nei consumi petroliferi con una previsione al 2040 di 8,3 milioni di barili/giorno contro i 12 dell'oggi[2].

La chiusura americana. Ovvero l'aumento della produzione interna, soprattutto per effetto della produzione non convenzionale. Per quanto riguarda il gas, considerando insieme Stati Uniti e Canada, il Nordamerica è un sistema autosufficiente che non necessita d'importazioni. Riguardo al petrolio in un decennio gli Stati Uniti sono passati dal dipendere per oltre il 63% dall'import a un'odierna "dipendenza" al di sotto del 40. Su un consumo totale di meno di 19 milioni di barili/giorno, a fine 2014 ne produrranno a casa propria oltre 11 milioni (al lordo dei Natural Gas Liquids); e degli altri 8 ne importeranno oltre 2,5 dal Canada. Per il futuro le proiezioni prevalenti (che peraltro sono prevalentemente anteriori alla recente caduta del prezzo) vanno verso un'ulteriore crescita della produzione interna sia di gas sia di petrolio, e addirittura verso un raggiungimento dell'autosufficienza anche petrolifera con l'inizio del prossimo decennio. Poi sarà magari diverso; però anche qui, come in Europa, nell'immediato anziché assorbire sovrabbondanza se ne potrebbe creare.

La speranza asiatica. La Cina accreditata di un aumento dei consumi di gas e di petrolio rispettivamente del 5,2% e dell'1,8% medi annui per i prossimi 25 anni; e l'India del 4,6 e del 3,5[3]. L'Asia come unico luogo che presenta potenziali margini di ulteriore crescita del consumo d'idrocarburi. Ma anche questi, nell'immediato, non sembrano bastare. Il futuro è un pensiero; ma il presente ci dice che negli ultimi cinque anni le produzioni nordamericane di petrolio e gas sono da sole aumentate più di quanto non siano aumentati i consumi di petrolio e gas di Cina e India insieme. E anche che la crescita cinese sta almeno temporaneamente rallentando.

Un mercato si contrae. Un altro si autoalimenta. E il mercato che più cresce (gli altri possiamo ai nostri fini considerarli non rilevanti) non

2. International Energy Agency (Iea), *World Energy Outlook 2014*.

3. *Ibidem*.

sembra crescere abbastanza da assorbire l'esubero. La discesa del prezzo del petrolio di questo fine 2014 ne è giusto testimonianza e conseguenza.

Prima o poi gli idrocarburi finalmente si esauriranno. Per adesso siamo alle prese per qualche tempo a venire con un tendenziale eccesso della capacità produttiva. E anche di un possibile ulteriore rallentamento della domanda (sulla quale, al netto di declini e autoproduzioni, cominciano ad avere effetto l'efficienza energetica e l'espansione delle fonti rinnovabili – e soprattutto in Cina anche la riespansione della fonte nucleare).

Se la domanda non aumenta abbastanza, il prezzo va in tensione, con il rischio di poter arrivare fino a dover diminuire l'offerta. Questo è l'incubo per quei produttori che basano la maggior parte, o quantomeno una parte significativa, del proprio budget statale sulla rendita petrolifera. Medio Oriente, Nord Africa e Russia su tutti. Lo stesso discorso vale per quel privato che ha investito a lungo termine contando sulla tenuta, se non crescita, dei prezzi, ma anche per gli investimenti fatti negli impianti di liquefazione di gas in Australia, così come per quello che, avendo costi di produzione più alti rispetto a quelli del produttore convenzionale ha bisogno di un'aspettativa di prezzo alta per poter finanziare la propria attività, e per il produttore indipendente di gas o petrolio non convenzionali in Nord America.

Il 2014 anno dell'eccesso di offerta. Il 2015 probabilmente pure, ed entrambi e qualche anno a venire come anni della concorrenza tra produttori per mantenere o acquisire quote di mercato. Il paradigma della scarsità (quello della concorrenza tra consumatori per l'accesso alla risorsa) si rovescia; e "mercato" diviene in buona parte sinonimo di "asiatico".

Nel gas sarà concorrenza "mediata". Trasportare gas via tubo o in forma liquida è comunque affare costoso, e la realizzazione delle sue infrastrutture assai meno che istantanea. Il costo dell'infrastruttura spesso privilegia il primo che si accomoda rispetto al potenzialmente più efficiente. Fino a ieri la prospettiva era (quasi) solo gas naturale liquido (Gnl), con i produttori tradizionali (Qatar per tutti) a compensare almeno in parte lì la chiusura del mercato americano e con i progetti

australiani in via di realizzazione che si sentivano sicuri di sbocco nonostante il lievitare dei loro costi. Quest'anno però è entrato in gioco anche il tubo, e dunque l'importazione in Cina dalla Russia. Vettoriata da due pipeline ancora in progettazione, e immaginata in opera già da prima di fine decennio. E l'arrivo russo ha scatenato inquietudine. Per la sopravvivenza dei progetti Gnl ancora in corso di realizzazione. E per il potenziale "tradimento" russo del mercato europeo.

Sulla concorrenza tra produttori. Mettere in concorrenza gas via tubo e Gnl è, dal punto di vista dell'acquirente asiatico, più necessità che saggezza. In questi ultimi anni il Gnl ha spuntato in Asia prezzi anche del 50% superiori a quelli corrisposti per il gas russo in Europa. Poter arbitrare tra i due rende concorrenziale la fornitura; e la concorrenzialità della fornitura è uno dei lussi che il consumatore può permettersi negli anni dell'esuberanza. Il che può mettere il "nuovo" Gnl a rischio economicità per tensione sui prezzi; ma non dovrebbe mettercelo giusto a causa di una potenziale saturazione dei volumi della domanda. Molta della futura offerta è ancora, come detto, "mediata" (nel senso che è comunque condizionata dalle incertezze connesse al venire in essere dell'infrastruttura che le è necessaria). E lo spazio d'espansione della domanda è più che ragguardevole. Ancora nel 2012 la Cina consumava grosso modo il doppio del gas che abbiamo consumato in Italia; e l'India ancora non ci raggiunge. Anche al netto del programma nucleare cinese, dovrebbe esserci un po' di posto per tutti i venditori annunciati (compresi i venditori di Gnl americano, che non cominceranno, se mai, a spostare volumi rilevanti prima di fine decennio, e che se ci riusciranno finiranno per competere – e forse con successo – più con gli impianti di liquefazione australiani che con i tubi russi).

Sulla minaccia per l'Europa. La Russia ha quasi il 17% delle riserve mondiali "proved" di gas naturale. 31,3 migliaia di miliardi di metri cubi[4]. Produce grosso modo 600 miliardi di metri cubi/anno, e nel 2013 ne ha esportati in Europa oltre 160 miliardi. Di fatto, l'Europa è stata sino a oggi l'unico cliente del gas russo, e l'Europa, a sua volta, dagli impianti

4. BP, *Statistical Review of World Energy*, giugno 2014. In quest'opera, i volumi di gas naturale sono riportati con potere calorifico lordo di 39 MJ/smc.

di rigassificazione ai gasdotti mediterranei ha capacità alternative d'importazione (al lordo della Turchia, la capacità di rigassificazione installata in Europa è di circa 200 miliardi di metri cubi/anno, e nel 2013 è stata utilizzata solo per il 20%). A fine 2014 è sicuramente difficile parlare di rapporti con la Russia senza farci scivolare dentro elementi d'irrazionalità e di emotività. Però, provando a farne astrazione, si evidenzia che la scelta "politica" altro non è che la forma di una necessità economica e commerciale. Il budget russo è fortemente sostenuto dai ricavi per esportazione d'idrocarburi. Non avrebbe senso che rinunciasse al cliente-Europa. La Russia può produrre più gas di quanto ne produce oggi. L'Europa in declino non è in grado di assorbirlo. L'unico modo che la Russia ha di esportare di più è diversificare i clienti; il che, nella sua condizione dell'oggi e nella difficoltà che incontra a sostenere ulteriore crescita, rischia di avere significato più pregnante di quanto non abbia per noi il mantra della diversificazione dei fornitori. Il tubo che va in Cina non "cambia" il mercato del gas russo; ma giusto lo allarga.

Poi ci sarebbe il petrolio, dove la concorrenza rischia di essere "immediata". Con il non convenzionale americano che, oltre a restringere il mercato degli altri, ha fatto cambiare status al Nordamerica anche in punto di produzione. Tre grandi paesi produttori. Arabia Saudita, Russia, Stati Uniti. I tre che possono superare i dieci milioni di barili/giorno di produzione. Ciascuno degli altri, e non è novità da poco, è individualmente e potenzialmente in esubero. Al netto delle *disruptions* (che nel caso certo ci sarebbero, e farebbero schizzare il prezzo) se per qualche mese un qualunque altro produttore (vedi in passato Kuwait) cessasse di produrre si dovrebbe comunque riuscire a soddisfare la domanda; tutt'al più il prezzo tornerebbe un po' sopra i 100 dollari, facendo così felici tutti e tre i "grandi".

Il problema è che nessuno ha o può avere stimolo a rallentare la produzione. Il produttore americano è di regola un *independent*, che ha bisogno di spuntare un prezzo sulla produzione futura che gli renda finanziabile l'investimento corrente. Per le caratteristiche dell'*unconventional* (la cui produzione da ogni singolo pozzo cala a ritmi acceleratissimi, sino al 70% per anno) l'*independent* per mantenere la

produzione deve continuamente investire. Conseguenza immediata dell'interruzione dell'investimento corrente è il calo della produzione. La produzione corrente è in una qualche relazione con il ritorno "garantibile" sull'investimento; anche la continuità dell'attività, però, dipende dall'investimento stesso. L'*independent*, se non obbligato, non può decelerare; perché smettendo d'investire, smette di produrre, e viceversa.

Il produttore tradizionale, a sua volta, non può decelerare perché in gioco non c'è (solo) il ritorno sull'investimento, ma (soprattutto) il finanziamento della sua spesa statale. Il prezzo che scende nel suo caso non produce un immediato effetto sulla capacità produttiva. Il giacimento continua a produrre per anni senza sensibili ulteriori spese in conto capitale e la caduta del prezzo incide sui tempi (lunghi) degli investimenti di rimpiazzo e non sulla capacità immediata di produzione.

L'esuberanza li farà alleati o concorrenti? Al netto di loro tre, gli altri insieme valgono comunque più di 50 milioni di barili/giorno; e a qualunque prezzo, non ce ne è nessuno che non vorrebbe produrre di più. Difficile pensare a un cartello che regga. Anche perché la storia dell'Opec (Organization of the Petroleum Exporting Countries) sembra insegnare che il cartello funziona (paradossalmente?) solo quando la domanda è in esubero; e che invece quando è in eccesso l'offerta di ciascun produttore tende ad andarsene per conto proprio. La decisione dei sauditi di non tagliare la produzione, se confermata nel tempo, sta a indicare il loro rifiuto a farsi nuovamente carico del ruolo di *swing producer*, e anche quindi di garante dei livelli di produzione degli altri paesi Opec. Negli anni Novanta, swing dopo swing, l'Arabia Saudita si era ridotta a produrre meno di quattro milioni di barili/giorno, mentre gli altri producevano a tutta. Comprensibile che questa volta non voglia ripassarci.

E dunque il 2015 sarà anno di concorrenza tra produttori. Se il prezzo cala ancora (e per alcuni già a questi livelli) i meno grandi più dipendenti dalla rendita rischiano di essere quelli che più ne soffrono, e più si candidano a focolai d'instabilità. Il *break even* del budget statale quest'anno era fissato per molti[5] ben sopra i 100 dollari; e la loro capacità

5. Iran, Bahrain, Ecuador, Venezuela, Algeria, Nigeria, Iraq, Libia.

di reggere la contrazione è in qualche caso dubbia. Tra i "grandi", l'Arabia Saudita è quella con i minori costi di produzione unitari e plausibilmente con le maggiori risorse finanziarie per far fronte a un temporaneo diminuire della rendita. Bisognerà capire se toccheremo un livello di prezzo che rischi di mettere alla prova la Russia e la sua pace sociale. E anche se ad un certo livello di prezzo comincerà a rallentare l'aspettativa di produzione dell'*unconventional* americano.

Poi ci sarà anche qui (e c'è) chi teorizza il movente "politico" della sovrapproduzione. Scommettendo, a seconda delle fonti, sulla manovra arabo-americana per destabilizzare la Russia; o su quella del complotto russo-saudita per mettere fuori gioco l'*independent* americano. *Transeat*, eccetto che per sottolineare come in tema di petrolio sia immaginifico pensare che i sauditi facciano qualcosa per compiacere altri, e non per interesse loro. Il loro interesse oggi è che la produzione cali e consenta così la ripartenza dei prezzi; e il loro rifiuto a un abbassamento della produzione Opec significa solo che al momento non sono disposti a partecipare al calo. Poi a chi tocca, tocca. Che il paradigma sia temporaneamente rovesciato e che la concorrenza sia tra produttori non significa che, alla fine, i flussi non siano determinati dai fondamentali. Domanda e offerta. Gas e petrolio sono *commodities*, non prodotti finali. Generano valore in quanto incorporati in un prodotto o in un servizio, più che in se stessi. Chi è insieme produttore e consumatore, come il Nordamerica, "cattura" il calo di prezzo e ne trae valore incorporandolo nel proprio sistema economico-industriale (valga per tutte la rinascita dell'industria energivora americana). Chi è solo esportatore e non anche utilizzatore vede contrarsi la propria rendita e può subire contraccolpi sociali. Chi è essenzialmente consumatore ha un'opportunità di strutturare meglio e rendere più competitivo il proprio portafoglio di approvvigionamento di materie prime, probabilmente questo è anche il miglior modo per leggere degli accordi tra Russia e Cina.

Inoltre stiamo forse parlando di una situazione contingente. O magari la *disruption* conseguente alla crisi di alcuni produttori di "seconda fascia" sparsi tra Medio Oriente, Africa, Nord Africa e Sud America farà ripartire i prezzi molto prima che la Russia venga turbata o l'*independent*

liquidato. È certo però che la dinamica del prezzo del petrolio forse mai come nei prossimi mesi potrebbe avere effetti sulla stabilità di alcuni paesi produttori, e anche sullo sviluppo americano.

Interesting times.

2. L'energia del futuro
tra rivoluzione americana e boom asiatico

Matteo Verda

La crescita delle economie asiatiche e la crisi di quelle occidentali hanno causato nell'ultimo decennio un progressivo spostamento delle attività produttive e dei consumi verso oriente. Questa dinamica ha avuto ricadute profonde anche sui mercati energetici: mentre il mercato europeo ha visto la propria domanda contrarsi, il mercato cinese ha avviato un percorso di forte crescita del fabbisogno e delle importazioni. A questo spostamento dell'asse dei consumi si stanno accompagnando, sul lato dell'offerta, gli effetti delle produzioni d'idrocarburi non-convenzionali in Nord America, che hanno già fortemente ridotto la dipendenza statunitense dagli approvvigionamenti internazionali.

Le prospettive per il prossimo decennio sono di un rafforzamento delle tendenze in atto, con un aumento della domanda energetica mondiale concentrato soprattutto nelle economie asiatiche e un aumento dell'offerta trainato sia dall'aumento della produzione non-convenzionale, sia da un incremento dell'offerta da parte dei produttori prevalentemente convenzionali del Medio Oriente e dell'ex-Unione Sovietica.

Dal punto di vista della composizione del paniere energetico, le fossili sono destinate a continuare a dominare i mercati energetici a causa della loro competitività economica; in particolare, le aspettative sono di un aumento della quota del gas naturale. Le rinnovabili invece,

pur crescendo sensibilmente, continueranno a rappresentare una componente largamente minoritaria dei consumi energetici.

2.1 I consumi energetici mondiali e le previsioni per il prossimo decennio

L'energia è un input essenziale per ogni attività sociale: dalla produzione di merci alla mobilità, dalle telecomunicazioni alle esigenze abitative, le diverse forme di energia sono un moltiplicatore indispensabile delle capacità degli esseri umani. Nelle società contemporanee, il benessere e la crescita economica dipendono da un'ampia disponibilità di energia. Questo legame è particolarmente evidente se si guarda alle economie che affrontano la transizione verso una piena industrializzazione, per le quali l'esplosione dei consumi energetici è uno dei più chiari indicatori della crescita in atto.

La diffusione del benessere in un numero sempre più ampio di paesi è dunque alla base dell'aumento della domanda previsto da tutti i principali scenari dedicati ai mercati energetici[1]. In particolare, secondo lo scenario di riferimento dell'International Energy Agency (Iea), la domanda tra il 2012 e il 2030 è destinata a passare da 13.360 a 16.720 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep), con un tasso di crescita annuo dell'1,3% (Tab. 2.1). In termini assoluti, l'aumento atteso della domanda a livello mondiale è superiore al doppio dell'attuale fabbisogno di tutta l'UE.

Se l'aumento dei consumi è un segnale della crescita delle economie più povere, la disponibilità di energia a basso costo è però al tempo stesso una delle premesse indispensabili per intraprendere con successo

1. Si vedano, oltre al *World Energy Outlook 2014* dell'Agenzia internazionale per l'energia (Iea), l'*Energy Outlook 2035 (2014)* di BP, *The Outlook for Energy: A View to 2040 (2014)* di Exxon, il *New Lens Scenarios (2013)* di Shell. Inevitabilmente le previsioni tendono più a riflettere le aspettative e pregiudizi correnti che non a proporsi come rigorosi strumenti di analisi. Con questa consapevolezza, restano utili indicatori delle tendenze in atto.

il processo d'industrializzazione che negli ultimi tre secoli ha reso prospere le società occidentali.

Nell'attuale stadio tecnologico, energia a basso costo significa soprattutto energia da fonti fossili, che per le loro caratteristiche chimiche rappresentano un concentrato di energia facilmente estraibile e utilizzabile. A favorire l'economicità delle fonti fossili è anche il fatto che il loro costo non incorpora gran parte delle esternalità negative connesse al loro consumo; d'altronde, la possibilità stessa di misurare queste esternalità è dubbia. Fatta questa premessa, nel complesso la struttura dei consumi riflette la competitività delle fonti fossili: l'82% dell'energia utilizzata a livello mondiale è ottenuta da fonti fossili, ossia petrolio, carbone e gas naturale[2]. Le altre fonti, come il nucleare (5%) e le rinnovabili (13%), rivestono invece un ruolo marginale a causa degli alti costi, soprattutto in fase d'investimento.

Il vantaggio economico rappresentato dall'utilizzo delle fonti fossili rappresenta un dato strutturale che rende particolarmente difficile immaginare un loro abbandono senza conseguenze insostenibili per tutto il mondo. In altre parole, senza il ricorso alle fonti fossili non solo sarebbe molto difficile per le società industrializzate mantenere l'attuale livello di benessere, ma sarebbe pressoché impossibile per le altre intraprendere un percorso di sviluppo duraturo e diffuso.

Alla perdurante centralità delle fonti fossili nel paniere energetico globale contribuisce poi un secondo fattore, anch'esso molto importante per comprendere i tempi inevitabilmente lunghi di ogni cambiamento nella composizione dei consumi energetici mondiali. Gli investimenti in tecnologia realizzata per funzionare con un certo tipo di motore primo hanno un orizzonte temporale solitamente lungo per il loro sfruttamento: anche se si dovesse inventare un nuovo e molto più efficiente tipo di combustibile per veicoli, le auto circolanti e le reti distribuzione oggi in uso resterebbero sul mercato per lustri prima di un completo cambiamento. Analogamente, una centrale termoelettrica potrebbe restare in funzione anche se ci fossero alternative rinnovabili

2. Dati riferiti al 2012. La fonte dei dati riportati in questo capitolo, se non diversamente specificato, è Iea, *World Energy Outlook 2014*.

più efficienti perché è già ammortata, mentre un impianto nuovo andrebbe finanziato da zero. Questa dinamica inibisce il cambiamento in tempi rapidi da parte del consumatore finale, anche quando le fonti fossili perdono almeno in parte la loro competitività[3].

L'effetto combinato del perdurante vantaggio di costo offerto dalle rinnovabili e dell'inerzia causata dagli investimenti già effettuati è destinato a tradursi in una continuazione del dominio delle fonti fossili anche nel prossimo decennio. Secondo le previsioni, nel 2030 i consumi di petrolio, carbone e gas rappresenteranno ancora il 77% del totale. In termini assoluti, la domanda di tutte e tre le fonti continuerà a crescere, sebbene a un ritmo più ridotto rispetto a quello delle altre fonti.

Il vantaggio economico offerto dalle fonti fossili è talmente marcato che la questione della lotta al cambiamento climatico non è sufficiente a spingere i decisori politici ad adottare misure incisive, soprattutto nei paesi in forte sviluppo. Posti di fronte alla scelta tra rallentare ora il processo di sviluppo e ridurre il benessere dei propri cittadini imponendo il ricorso a fonti energetiche più costose, oppure affrontare eventualmente le conseguenze di lungo periodo del cambiamento climatico, i decisori politici razionali hanno poca scelta. In questa prospettiva, i tentativi delle istituzioni europee di spingere i paesi al di fuori dell'Europa ad adottare politiche di riduzione delle emissioni rischiano di risultare velleitari.

Nonostante l'alto livello d'inerzia che caratterizza i consumi energetici, nel corso del prossimo decennio si assisterà all'emergere di alcuni importanti elementi di dinamismo, a cominciare dal mercato petrolifero. Per il greggio, i liquidi da gas naturale e i loro derivati, l'elemento di maggior incertezza riguarda la dinamica della domanda. Il petrolio è, infatti, sempre più confinato al settore dei trasporti e alla petrolchimica, mentre per gli altri usi, dalla generazione elettrica al riscaldamento, la domanda è attesa in ulteriore calo a causa della concorrenza di altre fonti più economiche e dell'inquinamento locale prodotto dai prodotti

3. L'esempio più semplice potrebbe essere quello di un'automobile: una volta acquistata u'auto a benzina, per esempio, anche se la benzina diventasse più cara rispetto all'elettricità, difficilmente il proprietario la sostituirebbe in tempi rapidi con un'auto elettrica.

petroliferi più pesanti ed economici, come gli oli combustibili. Peraltro, anche nei settori in cui resterà la fonte dominante, il petrolio vedrà attenuarsi la correlazione tra crescita economica e aumento della domanda. Nel caso dei trasporti, soprattutto a causa dell'aumento dell'efficienza nei consumi dei veicoli. Nei paesi industrializzati, dove il mercato delle auto è saturo, questa tendenza sta già portando a un calo strutturale della domanda, mentre nei paesi asiatici grazie alla maggiore efficienza l'aumento della mobilità di persone e merci avrà un impatto più limitato rispetto a quanto avvenuto in passato in Occidente.

Le incertezze relative alle dinamiche della domanda riguardano anche un altro fondamentale combustibile fossile, il carbone. Le centrali a carbone oggi dominano la produzione elettrica, fornendo circa il 40% di tutto il fabbisogno mondiale. Il vantaggio di costo rappresentato dal carbone è, infatti, attualmente ineguagliato, tanto che l'aumento dei consumi elettrici in quasi tutti i paesi in crescita sta avvenendo grazie alle centrali a carbone. L'unica eccezione sono gli Stati Uniti, dove il gas da argille è talmente economico da aver spiazzato negli ultimi anni parte dei consumi di carbone nel settore termoelettrico, una tendenza che è prevista continuare anche in futuro.

Il carbone pone tuttavia due ordini di problemi: l'inquinamento locale e le alte emissioni di anidride carbonica. Mentre il secondo problema non è al momento particolarmente rilevante per i governi asiatici, che danno priorità allo sviluppo economico e sociale, l'inquinamento locale invece rappresenta un problema particolarmente sentito, soprattutto nelle aree più popolose della Cina, ma in futuro anche dell'India e del Sud-est asiatico. Nonostante questi problemi, che stanno già ora spingendo i decisori politici asiatici verso una più decisa politica di diversificazione della generazione elettrica, i consumi di carbone sono in ogni caso previsti in costante aumento nel corso del prossimo decennio, a conferma della centralità di approvvigionamenti energetici competitivi per sostenere la crescita. L'incertezza è dunque soprattutto relativa al ritmo con cui questi consumi cresceranno.

La prima alternativa al carbone è un altro combustibile fossile, il gas naturale. Infatti, sebbene il suo costo sia maggiore, in fase di combustione

il gas libera meno inquinanti locali, oltre che meno anidride carbonica. La possibilità di utilizzare il gas anche direttamente nei processi industriali e nel riscaldamento degli edifici lo rende inoltre particolarmente adatto ad accompagnare i processi di sviluppo economico e di diffusione del benessere nei mercati emergenti.

La portata di questo aumento dipenderà molto dalle politiche ambientali e industriali dei decisori politici asiatici. A differenza delle altre fossili, però, la domanda di gas naturale è prevista in crescita significativa anche fuori dall'Asia, in particolare in Nord America. Sebbene le aspettative di crescita dei consumi di gas siano state ridimensionate rispetto agli anni passati, questa fonte resta quella con la crescita attesa più ampia nel corso del prossimo decennio.

La diversificazione nella generazione elettrica sta poi spingendo i decisori politici asiatici a effettuare grandi investimenti in nuova capacità nucleare. Nonostante gli alti capitali richiesti e le incertezze connesse allo smantellamento delle centrali a fine esercizio, l'energia atomica consente di fornire elettricità a basso costo e praticamente senza emissioni di anidride carbonica e di ridurre sensibilmente i passivi della bilancia commerciale spesso causati dal ricorso alle fonti fossili. Lo sviluppo di un'ampia industria nucleare può offrire inoltre potenziali benefici anche in campo militare.

Lo sviluppo di nuova capacità di generazione nucleare è tuttavia sottoposto a significative incertezze, dovute alla necessità di un prolungato sostegno pubblico in fase di sviluppo e di prezzi regolati per ripagare in modo prevedibile l'investimento, oltre che all'opposizione di alcuni settori dell'opinione pubblica. Queste caratteristiche rendono estremamente più facile sviluppare nuova capacità nucleare nei paesi emergenti e in Russia, dove, infatti, si concentrerà gran parte dei nuovi reattori realizzati nei prossimi decenni. Le attuali previsioni sono di un aumento della capacità installata da 392 a 624 GW tra il 2012 e il 2040, ma le sfide tecniche e la sostenibilità economica degli investimenti suggeriscono cautela nel valutarne l'affidabilità.

Le rinnovabili sono il tipo di fonti la cui crescita attesa nel prossimo decennio è più significativa, sia per le politiche d'incentivazione adottate

soprattutto dai decisori politici europei, sia per i vantaggi in termini di bilancia commerciale e, in un'ottica di più lungo periodo, di costi.

Tuttavia le rinnovabili, al pari delle fossili, non sono affatto un categoria omogenea. È possibile individuare tre gruppi con caratteristiche tecniche, economiche e sociali molto diverse: biomasse, idroelettrico e altre rinnovabili. Le biomasse sono il prodotto diretto dell'attività organica sul Pianeta e sono la fonte rinnovabile più importante per quantitativi utilizzati e per diffusione geografica. Alla categoria delle biomasse sono riconducibili due tipi molto diversi di fonti: da un lato si hanno legna, scarti agricoli, sterco essiccato e altri combustibili tradizionali utilizzati direttamente dai consumatori dei paesi più poveri per le esigenze domestiche. Si tratta di usi tecnologicamente arretrati, che accompagnano l'uomo da migliaia di anni. Dall'altro lato si hanno invece i biocombustibili e i biogas prodotti per integrare o sostituire le fonti fossili, nonché legno e prodotti agricoli utilizzati con tecnologie più avanzate, sia per il riscaldamento sia per la generazione elettrica. Questo tipo di biomasse, al pari delle altre rinnovabili, si pone invece tra le frontiere tecnologiche umane e sono utilizzate prevalentemente dalle società industriali.

Nel loro insieme, le biomasse sono destinate a restare la principale fonte rinnovabile nel prossimo decennio, sia per la diffusione della produzione di biocombustibili e centrali elettriche a biomasse, sia soprattutto perché ampi strati delle popolazioni di Africa e Asia, a cominciare dall'India, resteranno escluse dall'accesso a forme di energia tecnologicamente più avanzate.

La seconda fonte rinnovabile per importanza è l'idroelettrico, che è basato su tecnologie mature e consente da decenni una produzione prevedibile e affidabile a costi contenuti. Nei paesi occidentali praticamente tutti i principali siti sfruttabili sono stati messi in produzione, mentre nei paesi emergenti sono in corso o sono previsti ampi investimenti in nuova capacità. Il limite principale alla diffusione dell'idroelettrico è la disponibilità di siti adeguati, come gli invasi alpini

o i grandi corsi d'acqua. Disponibilità che rischia di ridursi in alcune aree del pianeta a causa degli effetti dei cambiamenti climatici.

Le altre rinnovabili, come l'eolico, il fotovoltaico e il geotermico, non risentono invece di questo genere di limitazioni e anche per questo le aspettative sono di un loro sviluppo futuro molto sostenuto, paragonabile a quello delle biomasse. L'eolico, in particolare, è destinato a confermarsi come la seconda fonte rinnovabile nella generazione, dopo l'idroelettrico. In forte crescita anche il fotovoltaico, sebbene con valori assoluti di produzione molto inferiori a quelli dell'eolico a causa del fattore di carico molto più basso e dai più alti costi in fase di realizzazione degli impianti. In crescita, ma ancora marginale, infine, il geotermico, che può vantare bassi costi complessivi, ma che attualmente sconta la difficoltà a trovare siti adeguati.

Il problema dei costi e della limitata competitività economica continuerà a frenare la diffusione di alcune fonti rinnovabili che hanno assunto un ruolo importante nelle strategie di numerosi decisori politici, soprattutto in Europa: eolico, fotovoltaico e biomasse per usi avanzati[4]. All'attuale stadio tecnologico, la diffusione di queste fonti e il raggiungimento degli obiettivi indicati dai decisori politici si basa sull'adozione di massicci sussidi, che nel 2013 hanno già toccato la cifra record di 121 miliardi di dollari e che sono previsti in aumento fino a 230 miliardi di dollari nel 2030. Sia oggi, sia nel prossimo decennio la principale fonte di sussidi resteranno i paesi UE, mentre i paesi emergenti limiteranno questo genere di spese.

Al di fuori degli Stati Uniti, dove i sussidi alle rinnovabili interessano in primo luogo come misura di politica agricola, il grosso dei sussidi sarà destinato a sostenere la produzione da fotovoltaico ed eolico, che scontano una produzione intermittente e largamente imprevedibile, che richiede l'integrazione di altre fonti – tipicamente fossili – e di sistemi di accumulo dell'energia, costosi e oggi con capacità limitata. In altre parole, finché non si registrerà un significativo e prolungato progresso tecnologico, l'ulteriore penetrazione delle rinnovabili nel paniere

4. Sul punto si veda il capitolo 3 di questo volume.

energetico mondiale è destinata a dipendere dal sostegno politico alla spesa pubblica connessa ai sussidi.

Tabella 2.1 - Consumi di energia primaria per fonte nello scenario di riferimento della Iea

	Mtep			quota			delta	CAGR*
	2012	**2020**	**2030**	**2012**	**2020**	**2030**	**2030-12**	**2012-30**
petrolio	4.194	4.487	4.689	31%	30%	28%	495	0,6%
carbone	3.879	4.211	4.342	29%	28%	26%	463	0,6%
gas	2.844	3.182	3.797	21%	21%	23%	953	1,6%
nucleare	692	845	1.047	5%	6%	6%	355	2,3%
biomasse	1.344	1.554	1.796	10%	10%	11%	452	1,6%
idroelettrico	316	392	469	2%	3%	3%	153	2,2%
altre rinnovabili	142	308	581	1%	2%	3%	439	8,1%
totale	13.361	14.978	16.720	100%	100%	100%	3.359	1,3%

* Tasso di crescita annuale composto medio
Fonte: elaborazione su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*

2.2 Geografia e dinamiche della domanda

Nel prossimo decennio la domanda di ogni singola fonte energetica è destinata ad aumentare per soddisfare il fabbisogno creato dall'aumento di popolazione e dalla crescita economica a livello mondiale. Quest'ultimo fattore, in particolare, risulterà determinante nello stabilire quali saranno le dinamiche geografiche della domanda, e dunque delle importazioni, nel corso del decennio.

Le diverse economie del mondo hanno livelli di consumo molto diversi, a parità di unità di ricchezza prodotta. Le economie europee e quella giapponese, ad esempio, sono caratterizzate da un livello d'intensità energetica particolarmente basso, ossia producono benessere con consumi energetici molto bassi. All'estremo opposto si trovano Cina e India, dove la trasformazione dell'energia in ricchezza è molto meno

efficiente e dunque, a parità di crescita economica, si ha un aumento più grande dei consumi energetici.

Le cause del diverso livello d'intensità energetica sono dovute a numerosi fattori, in gran parte collegati al diverso livello di sviluppo industriale. Le economie emergenti scontano, infatti, processi produttivi mediamente più inefficienti, ma allo stesso tempo attraggono investimenti in settori a più alto consumo energetico, anche grazie a legislazioni ambientali e lavorative meno stringenti. I paesi industrializzati stanno invece affrontando un processo di terziarizzazione, che implica un peso economico crescente delle attività di servizi, caratterizzate da consumi energetici più bassi. Infine, i paesi emergenti scontano una dotazione tecnologica più datata e quindi tendenzialmente meno efficiente, dai trasporti alla generazione elettrica, ai consumi energetici degli edifici[5].

L'intensità energetica delle grandi economie emergenti è attesa in forte declino nei prossimi anni, con una netta tendenza alla convergenza rispetto alla media mondiale (Fig. 2.1). Allo stesso tempo, però, anche gli Stati Uniti e l'Unione Europea sono avviati verso un sempre più marcato disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici. Anche nel prossimo decennio, dunque, i paesi occidentali – insieme al Giappone – manterranno un significativo vantaggio competitivo in termini di efficienza del consumo energetico e un minor livello di vulnerabilità rispetto al costo delle materie prime importate.

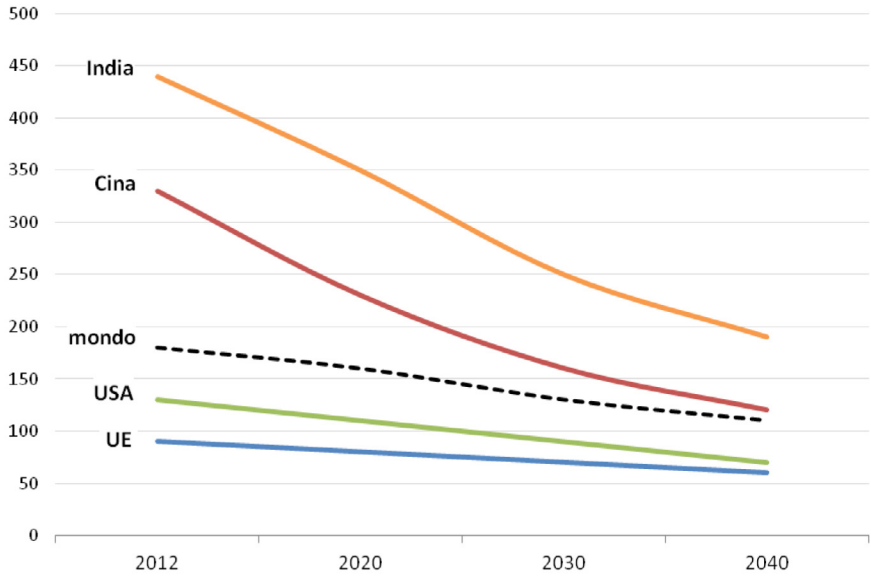
Il diverso livello d'intensità energetica delle attività economiche contribuisce a spiegare il sempre più marcato spostamento dei consumi energetici verso l'Asia, una tendenza chiaramente in atto da oltre un decennio e trainata dalla crescita economica cinese.

Dal 2009 la Cina è già il primo consumatore mondiale di energia e il suo primato è destinato rafforzarsi nel prossimo decennio: alla più alta intensità energetica si accompagnerà, infatti, anche un tasso di crescita economica più elevato. Il risultato è che i consumi cinesi sono previsti

5. Per le economie meno sviluppate pesa anche sull'intensità energetica il fatto che parte dei consumi energetici siano di mera sussistenza e autoprodotti, non entrando nel computo sulla ricchezza nazionale. Al contrario, se si considerano i valori del prodotto interno lordo a parità di potere d'acquisto si ha un abbassamento dell'intensità energetica delle economie emergenti.

in forte aumento, quelli statunitensi sono attesi stabili e quelli europei addirittura in calo (Tab. 2.2).

Figura 2.1 - Intensità energetica delle principali economie mondiali



Dati espressi in tonnellate di petrolio equivalenti /
milioni di dollari statunitensi del 2013
Fonte: elaborazione su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*

Tabella 2.2 - I consumi di energia primaria nel prossimo decennio

	Mtep			quota			delta	CAGR*
	2012	**2020**	**2030**	**2012**	**2020**	**2030**	**2030-12**	**2012-30**
Cina	2.909	3.512	4.019	22%	23%	24%	1.110	1,8%
USA	2.136	2.256	2.197	16%	15%	13%	61	0,2%
UE	1.641	1.615	1.552	12%	11%	9%	-89	-0,3%
India	788	1.004	1.364	6%	7%	8%	576	3,1%
mondo	13.361	14.978	16.720	100%	100%	100%	3.359	1,3%

* Tasso di crescita annuale composto medio
Fonte: elaborazione su dati Iea, World Energy Outlook 2014

Il rafforzamento della Cina come principale consumatore mondiale e la contrazione del fabbisogno dei paesi occidentali sono fenomeni destinati ad avere conseguenze rilevanti sui mercati internazionali. Per far fronte al proprio fabbisogno, infatti, i consumatori cinesi dovranno fare sempre più ricorso agli approvvigionamenti internazionali, creando le condizioni per una maggiore proiezione internazionale delle scelte dei decisori politici cinesi[6].

Una dinamica simile è prevista anche per l'India, anche se i tempi dello sviluppo dell'economia indiana sono allungati nel tempo, a causa di numerosi fattori, non ultimo quello del sistema politico frammentato. Secondo le previsioni, gli effetti più evidenti dell'aumento della domanda energetica indiana si avranno solo a partire dalla fine del prossimo decennio, mentre prima l'impatto sarà rilevante ma più limitato, al pari di quello delle economie emergenti del Sud-est asiatico.

Il dato della sola domanda aggregata consente di cogliere la tendenza generale, ma le principali economie del mondo sono dotate di profili di consumo diversi, con importanti conseguenze sia in termini di politica economica, sia a livello di proiezione internazionale (Fig. 2.2).

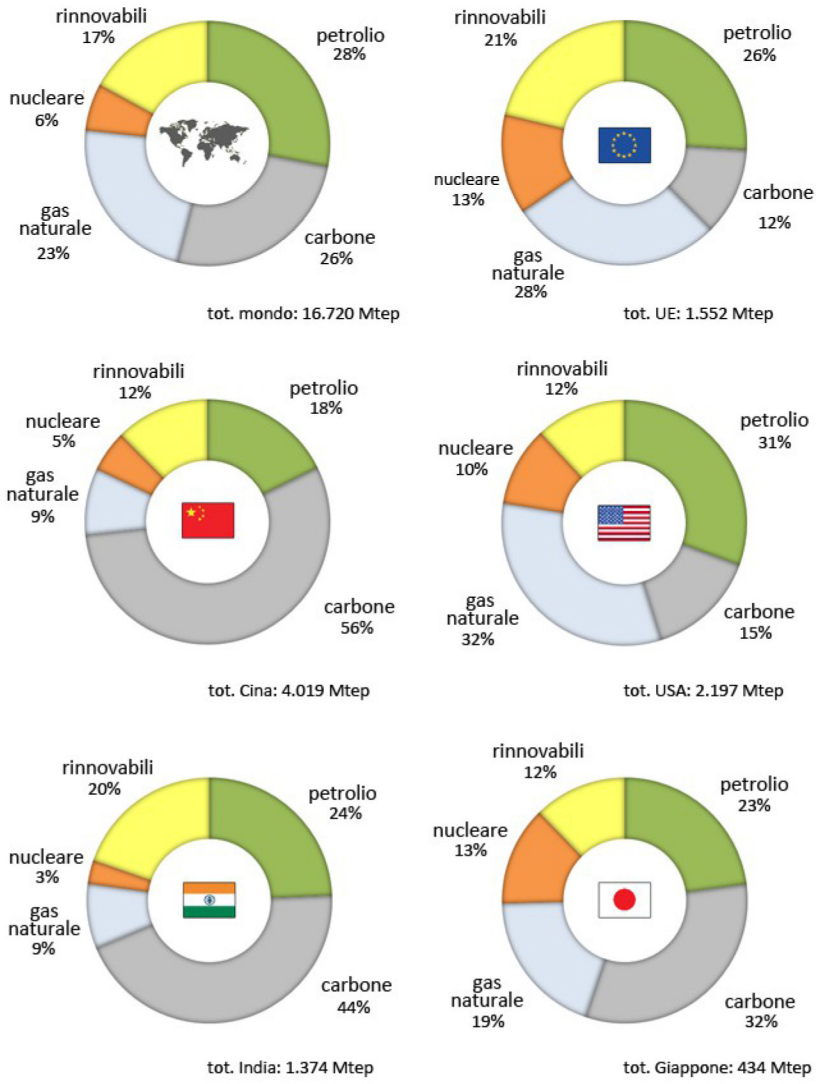
L'aspettativa è che tutti i panieri energetici, incluso quello europeo, saranno ancora ampiamente dominati dalle fonti fossili. Nel caso di Cina e India, in particolare, il carbone è destinato a restare l'elemento dominante del paniere energetico, anche se in misura meno netta rispetto al presente. Nelle economie industrializzate, invece, sarà il gas naturale a giocare un ruolo prevalente.

A livello globale, in ogni caso, il greggio e gli altri liquidi sono destinati a rimanere la fonte principale. Data l'assenza di valide alternative tecnologiche per il settore dei trasporti e la concorrenza ancora limitata del gas naturale negli usi petrolchimici, il mercato petrolifero è destinato a rimanere centrale per i consumi energetici globali. A livello di consumi, gli Stati Uniti resteranno il principale mercato mondiale, ma sempre meno dipendente dalle importazioni grazie all'aumento della produzione

6. Si veda il capitolo 5 di questo volume.

domestica di non convenzionale. La domanda sui mercati internazionali si ridurrà anche a causa della riduzione dei consumi europei e giapponesi.

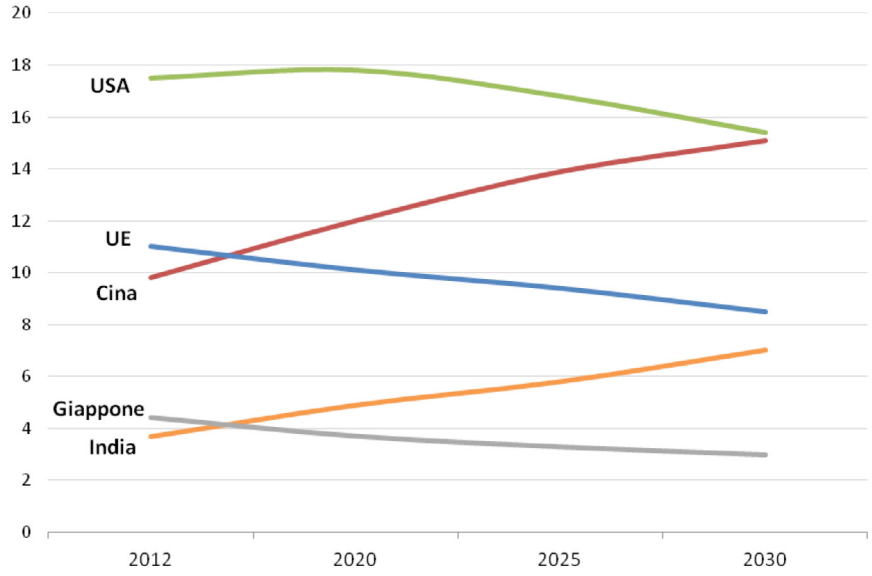
Figura 2.2 - I panieri energetici delle principali economie del mondo nel 2030



Fonte: elaborazione su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*

A compensare il vuoto lasciato dalle minori importazioni dei paesi industrializzati dovrebbe intervenire l'aumento della domanda, proveniente anche in questo caso dai consumatori asiatici, Cina *in primis*. Sulla dinamica di questa tendenza pesano tuttavia importanti incognite, a cominciare dall'assunto del perdurare di una crescita sostenuta in Cina e di un forte aumento della domanda petrolifera anche negli altri paesi emergenti non produttori. Se la crescita economica in Asia dovesse rallentare in modo significativo, l'offerta potrebbe eccedere nettamente la domanda, innescando cicli di contrazione delle quotazioni del greggio, in modo analogo a quanto registrato nel secondo semestre del 2014.

FIGURA 2.3 - LA DOMANDA PETROLIFERA DELLE PRINCIPALI ECONOMIE DEL MONDO (2012-2030)



I dati sono espressi in milioni di barili al giorno.
Fonte: elaborazione su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*, p. 98

Se le dinamiche della domanda di greggio e liquidi hanno effetti mondiali a causa della natura essenzialmente globale del mercato, nel

caso del gas il carattere regionale dei mercati limita la portata dei diversi andamenti della domanda. Quando i consumatori e i produttori sono legati da gasdotti, infatti, gli effetti di un rallentamento della domanda in un mercato colpiscono essenzialmente i produttori legati a quel mercato, ma non hanno effetti diretti sugli altri produttori, perché il gas non esportato via tubo in un paese non può essere esportato altrove[7]. Anche nel caso del Gnl, la natura relativamente rigida del sistema infrastrutturale e dei contratti limita gli effetti d'integrazione tra i diversi mercati regionali, al punto che è difficile immaginare anche nel prossimo decennio una competizione tra Gnl e gasdotto tale da spingere verso la creazione di un mercato globale del gas.

2.3 Geografia e dinamiche dell'offerta

La dinamica della domanda appare la più significativa incognita per i mercati energetici mondiali, apparendo legata soprattutto al ritmo a cui cresceranno i consumi dei paesi emergenti. Sul lato dell'offerta, invece, i tradizionali produttori ed esportatori sembrano destinati a mantenere la propria centralità, nonostante la produzione d'idrocarburi non convenzionali in America abbia introdotto un importante elemento di dinamismo.

L'uso di tecniche come la fratturazione idraulica e la perforazione orizzontale ha consentito negli ultimi anni un aumento senza precedenti della produzione petrolifera statunitense, passata tra il 2011 e il 2014 da 7,8 a 11,6 milioni di barili al giorno (Mbbl/g), quasi interamente grazie allo sfruttamento di riserve non convenzionali. Nonostante le difficoltà dovute alla ciclicità delle quotazioni del greggio, la prospettiva è quella di una contrazione strutturale delle importazioni in Nord America, avviata verso una sostanziale autosufficienza.

La diffusione delle produzioni non convenzionale in altri contesti, nonostante le potenzialità geologiche, è invece improbabile nel medio

7. Questo dato è particolarmente evidente nel caso della Russia, per il quale si rimanda al capitolo 4 di questo volume.

periodo, data la difficile replicabilità in altri contesti del modello nordamericano, composto da un ecosistema di piccole e medie imprese petrolifere, un accesso al credito flessibile, un sistema legale solido e una legislazione non particolarmente stringente.

Nel corso del prossimo decenni, i Paesi membri dell'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (Opec) continueranno a essere un elemento essenziale dell'offerta petrolifera e in termini assoluti la loro produzione complessiva dovrebbe crescere marginalmente, anche se in termini relativi la loro quota di mercato potrebbe scendere al di sotto del 45%[8].

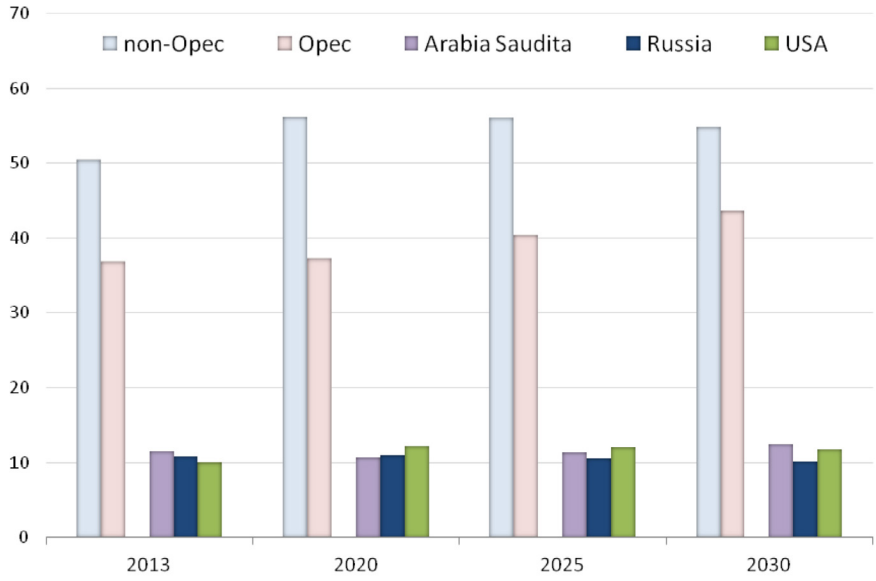
A causare questa riduzione relativa dovrebbe essere l'aumento della produzione da non convenzionale in Nord America, sia negli Stati Uniti (sotto forma di *tight oil*) sia in Canada (sabbie bituminose), a cui si dovrebbe aggiungere anche la produzione di petrolio brasiliana dai giacimenti oceanici a elevata profondità. In tutti e tre i casi, però, i costi di estrazione sono particolarmente alti ed eventuali prolungate discese nelle quotazioni del greggio potrebbero rallentare in modo significativo il ritmo dello sviluppo.

A prescindere dalle effettive dinamiche produttive del non convenzionale, il dato più significativo resta che al 2030 i tre produttori chiave del mercato mondiale saranno gli stessi di oggi: Arabia Saudita, Russia e Stati Uniti. Questi ultimi dedicati alla produzione per il proprio mercato interno e gli altri impegnati a esportare, mantenendo in equilibrio l'offerta mondiale.

In un orizzonte temporale più lungo, le previsioni sono di un recupero della quota di mercato da parte dei produttori Opec, favorito da un progressivo aumento dei costi di produzione nelle altre aree del pianeta, dotate peraltro anche di riserve provate più limitate (Tab 2.3).

8. I dodici Paesi membri dell'Opec sono Algeria, Angola, Arabia Saudita, Ecuador, Emirati Arabi Uniti, Iran, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar e Venezuela.

Figura 2.4 - I principali produttori petroliferi mondiali (2013-2030)



I dati sono espressi in milioni di barili al giorno e includono greggio e liquidi da gas naturale.

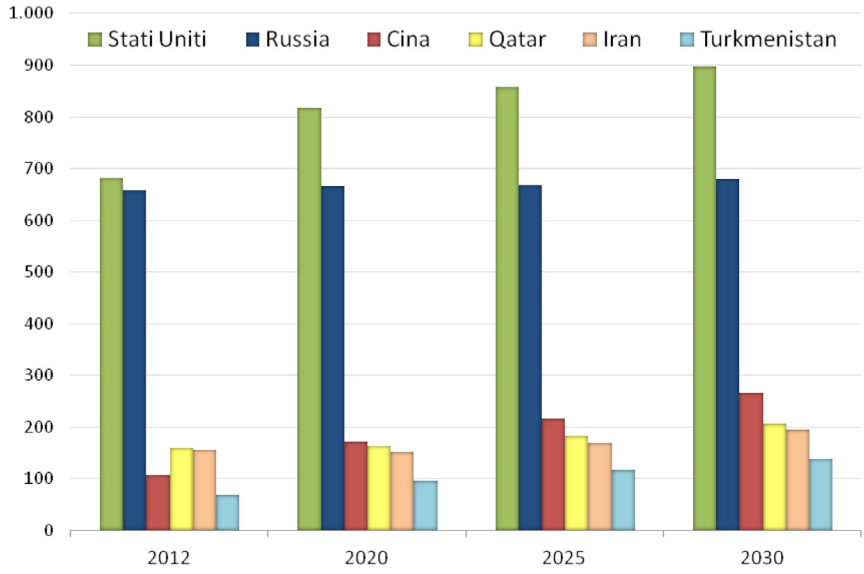
Tabella 2.3 - Riserve provate di petrolio e di gas naturale (2013)

	Petrolio	Gbbl	quota		Gas Naturale	Tmc	quota
1	Venezuela	298	18%	1	Iran	36,3	18%
2	Arabia Saudita	266	16%	2	Russia	33,5	17%
3	Canada	174	10%	3	Qatar	26,5	13%
4	Iran	157	9%	4	Turkmenistan	18,8	9%
5	Iraq	150	9%	5	USA	10,0	5%
6	Kuwait	102	6%	6	Arabia Saudita	8,8	4%
7	EAU	98	6%	7	EAU	6,5	3%
8	Russia	93	6%	8	Venezuela	6,0	3%
9	Libia	48	3%	9	Nigeria	5,5	3%
10	USA	44	3%	10	Algeria	4,8	2%
	mondo	1.688	100%		mondo	199,4	100%
	Opec	1.214	72%				
	non-Opec	474	28%				

I dati sono espressi in miliardi di barili (Gbbl) e migliaia di miliardi di metri cubi (Tmc) con potere calorifico di 39 MJ/smc
Fonte: elaborazione su dati BP, *Statistical Review of World Enegy 2014*

Per quanto riguarda l'offerta di gas naturale, la principale distinzione è quella tra i paesi che vedranno aumentare la produzione essenzialmente per soddisfare la domanda interna (Stati Uniti, Cina) e quelli che aumenteranno la produzione soprattutto per l'esportazione (Turkmenistan, Qatar) (Fig. 2.5)[9]. Altri grandi produttori (Russia e Iran), pur esportando in modo significativo, dovranno fare i conti in primo luogo con una domanda interna molto forte e caratterizzata da usi finali altamente inefficienti.

Figura 2.5 - I principali produttori di gas mondiali (2012-2030)



I dati sono espressi in miliardi di metri cubi
Fonte: elaborazione su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*, p. 149

Queste dinamiche di aumento dell'offerta avranno ricadute soprattutto su base regionale, ossia sui paesi consumatori direttamente collegati via gasdotto ai rispettivi fornitori. Anche nel caso di esportazioni

9. Sulla particolare rilevanza delle esportazioni turkmene, si veda il capitolo 6 di questo volume.

via Gnl, gli aumenti di offerta saranno essenzialmente collegati allo sviluppo di nuove infrastrutture di liquefazione e rigassificazione, realizzate sulla base di contratti di lungo periodo, che introducono un forte elemento di rigidità negli approvvigionamenti del gas e rendono difficile la formazione di un mercato più liquido e più globale.

Nondimeno, impianti di liquefazione australiani che entreranno in funzione nel corso di questo decennio comporteranno un significativo aumento dell'offerta di Gnl, che potrebbe spingere i prezzi verso il basso. Questo a sua volta provocherebbe un avvicinamento tra i prezzi del gas via tubo e di quello via metaniera, soprattutto se l'offerta di gas centroasiatico e russo sul mercato cinese aumenterà secondo i piani, mettendo almeno in parziale competizione le due modalità di approvvigionamento. L'offerta di gas proveniente dagli Stati Uniti, anche qualora dovesse essere almeno in parte svincolata dai contratti di lungo periodo, sarà invece quantitativamente limitata e dunque avrà effetti molto più ridotti[10].

Le evoluzioni dell'offerta di gas appaiono nel complesso destinate ad avere un impatto diluito nel tempo, a causa delle forti inerzie che caratterizzano i sistemi di approvvigionamento basati sui gasdotti, ancora largamente dominanti al di fuori dell'Asia orientale. La realizzazione di ulteriore nuova offerta sarà inevitabilmente guidata dalle dinamiche della domanda finale e dunque, in ultima analisi, dalla crescita economica e dalle politiche ambientali dei principali paesi importatori. A ben vedere, per il gas come per le altre fonti fossili, saranno in primo luogo questi due elementi a spostare gli equilibri del mercato.

2.4 Le emissioni climalteranti

Gli usi energetici sono strettamente collegati alla questione delle emissioni di gas indicati come corresponsabili del cambiamento climatico: circa due terzi delle emissioni umane di anidride carbonica sono dovute ai processi di produzione e consumo di energia. Di

10. Sull'evoluzione del mercato del Gnl, si veda il capitolo 7 di questo volume.

conseguenza ogni intervento politico orientato al contenimento delle emissioni climalteranti non può che riguardare in primo luogo proprio le modalità di produzione e consumo dell'energia.

Il tema è discusso da anni a livello internazionale e tutte le principali economie hanno adottato misure di aumento dell'efficienza dei consumi, volte anche a ridurre l'aumento delle emissioni. L'unica regione però in cui le politiche prevedono obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni è l'Europa. Nei Paesi membri dell'UE le estensive misure di sussidio alle rinnovabili hanno comportato una significativa modificazione del paniere energetico e degli usi finali. Nelle altre regioni non si sono invece registrate politiche analoghe, soprattutto a causa delle preoccupazioni per i possibili effetti depressivi sulle economie.

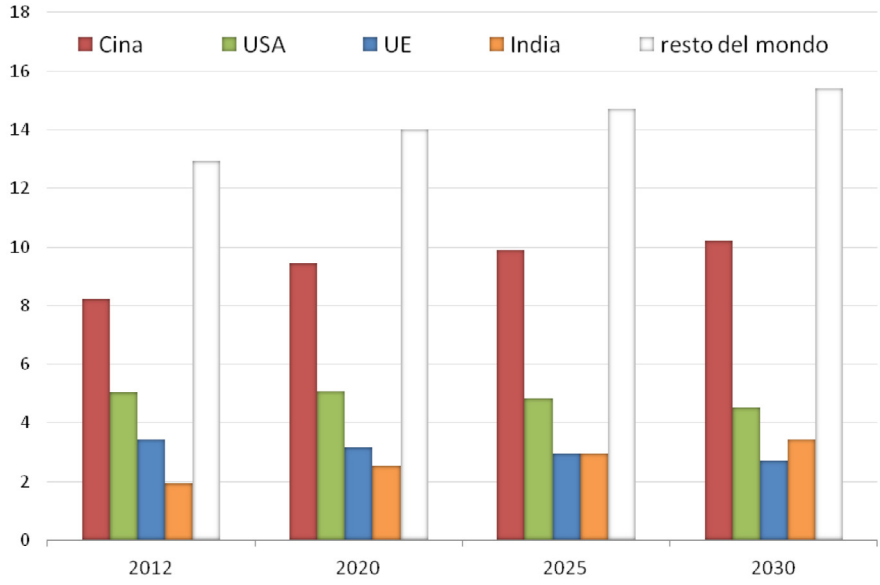
La contrazione delle emissioni europee è destinata a continuare in modo costante anche nel prossimo decennio a causa dell'effetto combinato della crisi economica e dei nuovi obiettivi di contrazione. Anche le emissioni statunitensi sono previste in lieve calo, grazie all'aumento di efficienza dei veicoli e alla parziale sostituzione del carbone con gas naturale nella generazione elettrica.

Nei paesi emergenti, invece, la riduzione delle emissioni è meno rilevante e più difficile da ottenere senza compromettere la diffusione del benessere. Il risultato è una crescente divaricazione tra le emissioni europee e quelle del resto del mondo (Fig. 2.6).

Le emissioni cinesi, in particolare, già oggi sono oltre il doppio di quelle europee e nel 2030 sono previste essere addirittura il quadruplo. Più in generale, l'incidenza delle emissioni europee sul totale mondiale è destinata a ridursi in modo significativo: tra il 2012 e il 2030 dovrebbe passare dall'11% al 7%.

Per quanto costose, dunque, le politiche europee di contrazione delle emissioni saranno sempre più ininfluenti rispetto agli obiettivi di contenimento del cambiamento climatico globale: insieme all'asse dei consumi energetici, si sta spostando verso Oriente anche il baricentro delle decisioni fondamentali in materia ambientale.

FIGURA 2.6 - LE EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI NEL 2030



I dati sono espressi in miliardi di tonnellate equivalenti di anidride carbonica
Fonte: elaborazioni su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*

3. L'energia in Europa al 2030: ambiente vs competitività?

Nicolò Rossetto

Dopo un dibattito politico durato oltre due anni, il Consiglio europeo di Bruxelles dell'ottobre 2014 ha approvato un accordo quadro sugli obiettivi che l'Unione europea deve darsi in campo energetico e climatico per il 2030. Sebbene uno dei motivi principali per le scelte fatte sia quello di rilanciare la lotta al cambiamento climatico in vista della Conferenza internazionale di Parigi del dicembre 2015, i capi di stato e di governo dei Paesi membri della UE non sembrano affatto aver dimenticato gli aspetti economici e la dimensione della sicurezza delle forniture che sono proprie dell'energia. Anzi, rispetto a quando fu adottato il precedente pacchetto clima-energia nel 2008, si ha l'impressione che le considerazioni sul costo dell'energia e sull'adeguatezza e accessibilità delle forniture abbiano pesato tanto quanto il desiderio di contenere le emissioni dei gas a effetto serra. Questo è accaduto, se non altro, a causa della recente esplosione dei prezzi al dettaglio dell'energia, che grava pesantemente sulle famiglie e le imprese europee, e delle turbolenze geopolitiche che stanno avvenendo ai confini dell'Europa e mettono a rischio i flussi di energia di cui l'Unione ha bisogno per coprire la propria domanda interna.

Le decisioni prese a Bruxelles, che devono ancora tradursi in atti legislativi con il consenso del Parlamento europeo prima di diventare vincolanti, avranno sicuramente un impatto non trascurabile sul settore

energetico europeo e sui rapporti commerciali e politici con i paesi esportatori di energia. Da un lato il settore energetico europeo dovrà, infatti, approfondire le trasformazioni oggi in atto e ridurre ulteriormente la propria intensità di carbonio; dall'altro, i paesi esportatori di energia si troveranno presumibilmente a fronteggiare un'UE che dipenderà in misura ancora minore da loro, non tanto e non solo per l'ammontare inferiore di energia che importerà, ma anche e soprattutto per la maggiore flessibilità nell'approvvigionamento che il completamento del mercato interno le potrà ulteriormente garantire.

3.1 La situazione energetica dell'Unione europea

L'Unione europea rappresenta oggi una delle più ricche e popolose entità politiche del pianeta. Nel 2012 il suo prodotto interno lordo è stato stimato in circa 13.000 miliardi di euro e la sua popolazione in oltre 500 milioni d'individui, sicché il reddito pro-capite è stato pari a circa 25.500 euro[1]. Coerentemente con il suo peso economico, la UE costituisce uno dei maggiori consumatori di energia al mondo. Con una domanda lorda di energia primaria che nel 2012 è stata di circa 1.640 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), la UE si colloca al terzo posto nella classifica internazionale dei maggiori consumatori, lassifica che vede la Cina saldamente al primo posto (2.890 Mtep) e gli Stati uniti al secondo (2.140 Mtep)[2].

Meno brillante è invece il posizionamento della UE nella classifica dei maggiori produttori di energia. Nel 2012, infatti, la UE ha prodotto poco meno di 800 Mtep, dovendo perciò fare largamente ricorso alle importazioni dall'esterno, importazioni che si sono aggirate attorno ai 930 Mtep e che fanno della UE il maggiore importatore netto di

1. Commissione europea, *EU energy in figures – Statistical pocketbook 2014*, Luxembourg, Publication office of the European union, 2014, pp. 150-154.

2. I dati sono tratti dal sito internet dell'International Energy Agency (Iea). Salvo dove diversamente specificato, questa è la fonte dei dati utilizzati nel presente capitolo.

energia al mondo. Quello stesso anno la Cina e gli Usa hanno registrato importazioni nette rispettivamente pari a 470 e a 370 Mtep.

Questo sbilanciamento tra offerta e domanda interna non è affatto una novità, dato che la scarsa dotazione di combustibili fossili del Vecchio continente ha fatto sì che l'Europa sia sempre stata un significativo importatore netto di energia dalla fine del secondo conflitto mondiale in poi. Tuttavia, a partire dagli anni Novanta il progressivo esaurimento dei giacimenti d'idrocarburi scoperti tra gli anni Sessanta e Ottanta nel Mare del Nord e in altre parti del continente, Italia compresa, unitamente al minore sfruttamento delle miniere di carbone non più economicamente profittevoli in Germania e altrove, ha fatto sì che la produzione di energia primaria nella UE si riducesse significativamente: -20% tra il 1996 e il 2012. Questa tendenza alla diminuzione, solo in parte controbilanciata dal recente aumento della produzione domestica di energia da fonti rinnovabili, è stata più forte di quella che ha riguardato la domanda di energia primaria, la quale ha raggiunto un picco di circa 1.790 Mtep nel 2006, per poi ridursi complessivamente dell'8% nel 2012.

Avendo in mente i due differenti andamenti nel tempo della produzione e della domanda, è possibile spiegare l'evoluzione dell'indice di dipendenza dalle importazioni, un indice frequentemente usato per avere una prima, grezza, valutazione della misura in cui un sistema economico dipende dall'estero per soddisfare la propria domanda interna di energia[3]. Per la UE a 28 la dipendenza dalle importazioni è cresciuta di oltre 10 punti percentuali (p.p.) tra il 1995 e il 2012, passando dal 43% al 53,4%, un valore di gran lunga superiore a quello delle altre principali economie mondiali, Giappone e Corea escluse[4].

Per quanto riguarda la ripartizione tra le fonti di energia primaria utilizzate, la UE presenta un mix piuttosto differenziato, basato per il 32% sul petrolio, il 24% sul gas naturale, il 18% sui combustibili solidi

3. L'indice si calcola facendo il rapporto tra le importazioni nette di energia e la domanda interna di energia. Ne risulta dunque un numero puro.

4. La crescita della dipendenza dalle importazioni si è tuttavia ridotta fortemente dopo il 2005, tanto che tra il 2005 e il 2012 l'indice di dipendenza è aumentato solamente di 1 punto percentuale. I valori sull'indice di dipendenza sono tratti da Commissione europea, *EU energy in figures – Statistical pocketbook 2014*… cit., p. 66.

(carbone, lignite e torba), il 14% sul nucleare e il 10% sulle rinnovabili. Se si guarda alle altre tre più grandi economie del pianeta, Stati Uniti, Cina e Giappone, si nota che il loro mix è più sbilanciato su un numero minore di fonti, in particolar modo sugli idrocarburi e sul carbone.

Dal punto di vista diacronico, questo mix si è andato modificando sensibilmente. Durante gli anni Novanta e i primi anni Duemila, infatti, la quota coperta dai combustibili solidi si è ridotta a vantaggio del gas naturale: i combustibili solidi sono passati dal 22% nel 1995 a meno del 18% nel 2005, mentre il gas cresceva dal 20% al 25%. Poi, a partire dalla metà degli anni Duemila è stato il petrolio ad accentuare la sua riduzione nel mix: dal 37,9% nel 1995 al 35,6% nel 2005 e, infine, al 32% nel 2012. Negli ultimi anni il gas naturale ha seguito una tendenza analoga. Il calo di queste due fonti è stato compensato da una leggera ripresa del consumo dei combustibili solidi e dall'intenso sviluppo delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda gli usi finali, il consumo di energia nel 2012 è attribuibile per quasi il 32% al settore dei trasporti, per il 26% al settore residenziale, per poco meno del 26% all'industria, per il 13,5% ai servizi e per il 2% alla pesca e all'agricoltura. Questa ripartizione è anch'essa cambiata nel tempo, con una riduzione della quota imputabile all'industria e un aumento di quella attribuibile ai trasporti e ai servizi[5].

Sempre con riferimento ai consumi finali, va rilevata la crescente penetrazione dell'energia elettrica, che ha rappresentato nel 2012 il 23% dell'energia finale consumata, ovvero circa 240 Mtep (2.800 TWh). La produzione lorda, che comprende anche le perdite di trasmissione e i servizi ausiliari per il settore elettrico, è stata invece di 3.295 TWh. Tale ammontare di energia è stato prodotto quasi totalmente all'interno della UE – gli scambi netti con i paesi extra-UE sono complessivamente trascurabili – ricorrendo a un mix di fonti ben differenziato. I combustibili solidi e l'uranio sono stati i principali combustibili utilizzati per la generazione di energia elettrica (28,4% e 26,8% rispettivamente), ma anche le rinnovabili (23,6%) e il gas naturale (17,6%) hanno avuto un

5. *Ibidem*, p. 81.

peso notevole; marginale, invece, il contributo dei derivati del petrolio (2,2%) e dei rifiuti (1,2%).

Dei 2.796 TWh disponibili per il consumo finale, oltre un terzo è stato utilizzato nel settore industriale (36%), mentre il residenziale e il terziario hanno assorbito ciascuno circa il 30%. Molto minore risulta invece il contributo del settore trasporti (2,3%), per lo più imputabile al trasporto ferroviario, dato che le auto elettriche, a oggi, sono ancora estremamente poco diffuse, poiché non economiche e sprovviste di adeguate infrastrutture di rifornimento. Al di là della ripartizione fra i vari usi finali, è significativo osservare l'aumento del consumo pro-capite di energia elettrica, un fenomeno in atto sostanzialmente in tutti i paesi del mondo: tra il 1995 e il 2012 si è passati nella UE a 28 da 5,31 MWh a 6,12 MWh annui a testa.

Oltre alla buona diversificazione del mix energetico e alla forte dipendenza dalle importazioni, l'Unione europea spicca nel panorama internazionale anche per l'elevato livello di efficienza energetica del suo apparato produttivo e per la relativamente bassa intensità di carbonio del suo settore energetico. L'indice d'intensità energetica della UE a 28 nel 2012 è stato infatti pari a 0,9 tep per mille dollari, mentre negli Usa tale valore è stato pari a 0,13 e in Cina a 0,33 (tra le maggiori economie mondiali solo il Giappone ha un'intensità energetica analoga a quella europea)[6].

Nel 2012 la UE ha emesso oltre 3.500 milioni di tonnellate di CO_2, un valore in calo e che rappresenta circa l'11% delle emissioni mondiali[7]. Tale cifra implica che ogni europeo emette in media circa 6,9 tonnellate di CO_2 all'anno, un valore analogo a quello cinese, ma molto inferiore

6. Il valore dell'intensità energetica dipende molto dalla struttura del sistema produttivo e dal mix di fonti utilizzate, oltre che dall'efficienza con cui l'energia è utilizzata nei vari processi. Nei confronti internazionali esso può inoltre variare a seconda del tasso di cambio scelto e dell'eventuale correzione per il diverso potere d'acquisto di una stessa valuta in paesi diversi. I dati qui riportati sono tratti da Iea, *World energy outlook 2014*, p. 93 e sono espressi in mille dollari per tep. I dollari sono del 2013 e il cambio tra le vari valute è calcolato usando i tassi di mercato medi del 2013.

7. Se si considerano gli altri gas a effetto serra (metano, ossido di azoto e altri), le emissioni della UE sono state pari a 4.824 milioni di tonnellate di CO_2 equivalente. Commissione europea, *EU energy in figures – Statistical pocketbook 2014*… cit., p. 158.

a quello statunitense (16,1 tonnellate all'anno). Rapportando il dato alla domanda di energia primaria si ottiene l'indice d'intensità di carbonio, che per la UE è pari a 2,1 tonnellate di CO_2 per tep, mentre per gli Usa è 2,4 e per la Cina è 2,8[8].

I dati appena presentati, tuttavia, vanno valutati con attenzione nel momento in cui si vogliono svolgere considerazioni più puntuali, soprattutto in merito alla sicurezza energetica e alla struttura degli approvvigionamenti di energia. Gli Stati membri della UE sono infatti estremamente eterogenei tra di loro, tanto che certe analisi e proposte di *policy* risultano adeguate per alcuni di essi, ma sono totalmente fuorvianti o errate per altri. Si prenda, ad esempio, l'indice di dipendenza dalle importazioni. Per l'Unione nel suo complesso esso vale il 53,4%, ma tra gli Stati membri vi sono sia paesi, come la Danimarca, che sono esportatori netti di energia, sia paesi, come Malta o il Lussemburgo, che dipendono quasi totalmente dalle importazioni. Questa variabilità è forte anche se ci si limita a confrontare gli Stati membri di dimensioni maggiori: l'indice di dipendenza per l'Italia vale l'80,8%, mentre per il Regno Unito è solo del 42,2%[9].

Con questo *caveat* in mente, è possibile ragionare più dettagliatamente sulla situazione degli approvvigionamenti di energia della UE[10]. A fronte di un indice di dipendenza complessivo del 53,4%, la UE risulta particolarmente dipendente dall'estero per i suoi consumi di petrolio e per alcuni suoi derivati, come il diesel. Nel 2012 le importazioni nette di petrolio e derivati sono state pari a circa 530 Mtep, il che rappresenta quasi il 60% di tutte le importazioni energetiche nette dell'Unione. Per queste fonti di energia la dipendenza dall'estero è cresciuta negli ultimi anni e ormai si colloca tra l'87 e l'89%, dopo essere stata inferiore al 75% alla metà degli anni Novanta. Per quanto riguarda i paesi d'origine del petrolio grezzo, i principali esportatori verso la UE sono stati nel 2012 la Federazione Russa (34%), la Norvegia (11%), l'Arabia Saudita (9%), la

8. Iea, *World energy outlook*.. cit., p. 93.

9. *Ibidem*, p. 25.

10. I dati presentati nelle righe che seguono sono tratti da Commissione europea, *EU energy in figures – Statistical pocketbook 2014*… cit., *passim.*

Nigeria e la Libia (entrambi con l'8%); altri esportatori significativi sono stati il Kazakistan, l'Iraq e l'Azerbaigian. La maggior parte di queste importazioni avviene via nave e pone problemi contenuti in termini di sicurezza in quanto fa riferimento a un mercato internazionale relativamente liquido e competitivo. Per alcuni paesi dell'Europa centro-orientale, tuttavia, vi è una maggiore dipendenza dalle importazioni via oleodotto dalla Federazione russa, oltre che un sistema di raffinerie disegnate per processare al meglio proprio i greggi russi.

La UE a 28 risulta molto dipendente anche dalle importazioni di gas naturale: nel 2012 sono stati importati circa 259 Mtep di gas naturale, pari al 28% delle importazioni nette di energia. Sebbene l'indice di dipendenza per questo combustibile si sia ridotto dal 67 al 66% tra il 2011 e il 2012 a causa della forte contrazione della domanda interna, anche per il gas naturale il trend è evidente, visto che alla metà degli anni Novanta l'indice di dipendenza valeva circa il 43%. Relativamente più concentrata rispetto al caso del petrolio è anche l'offerta, con la Federazione russa che ha coperto circa il 32% delle importazioni nette nel 2012, seguita a ruota dalla Norvegia (31%) e, più distaccata, dall'Algeria (13%). Rilevanti sono anche i flussi da Qatar, Nigeria e Libia. A differenza del petrolio, nel caso del gas gli approvvigionamenti avvengono soprattutto tramite gasdotti, mentre il ruolo del gas naturale liquefatto (Gnl) importato tramite navi gasiere è andato riducendosi molto negli ultimi anni a causa della forte concorrenza di prezzo esercitata da parte degli acquirenti asiatici. Tale modalità di approvvigionamento, unita alle scarse interconnessioni fra le reti nazionali, alla limitata capacità di controflusso e alle formule contrattuali oggi prevalentemente in uso, fa sì che per molti Stati membri le importazioni provengano da un solo paese (tipico è il caso delle importazioni dalla Russia per i paesi dell'Est Europa), con evidenti ricadute negative in termini di sicurezza energetica.

Per quanto riguarda i combustibili solidi, le importazioni nette nel 2012 sono state pari a circa 124 Mtep e hanno coperto poco più del 42% della domanda interna. Anche in questo caso tre paesi rappresentano una quota nettamente maggioritaria del totale importato: la Federazione russa (26%), la Colombia (24%) e gli Stati uniti (23%). Australia,

Sudafrica e Indonesia forniscono quantitativi minori, ma comunque significativi. La gran parte dell'approvvigionamento arriva in Europa via nave, con l'esclusione di alcuni carichi via treno dalla Russia, ed è perciò relativamente sicura. Da notare tuttavia, che se si concentra l'attenzione sull'antracite e la litantrace (*hard coal*), la dipendenza dalle importazioni è significativamente maggiore (62,5%) e in forte crescita (valeva circa il 30% a metà degli anni Novanta).

Infine, la UE ha registrato nel 2012 anche 7 Mtep d'importazioni nette di energia rinnovabile sotto forma di biomasse e biocombustibili arrivate da varie parti del mondo. Trascurabile invece l'import netto di energia elettrica, inferiore a 2 Mtep e dovuto essenzialmente a quantitativi di energia prodotti dalla Federazione russa e diretti in Finlandia, Lituania e Polonia.

3.2 La politica energetica europea attuale

L'evoluzione del sistema energetico europeo ha risentito negli ultimi anni della progressiva "europeizzazione" della politica energetica. A partire dai primi anni Novanta, infatti, le istituzioni europee hanno progressivamente accresciuto la loro attenzione verso il settore dell'energia e sono riuscite a espandere le loro competenze in un ambito che storicamente era appannaggio quasi esclusivo dei decisori politici nazionali. Nel corso degli anni è perciò emersa una vera e propria politica energetica dell'Unione europea, che si pone come obiettivo primario quello di garantire ai cittadini e alle imprese europee un'energia economicamente competitiva, sostenibile dal punto di vista ambientale e sicura per quanto riguarda l'adeguatezza e la continuità delle forniture.

La legittimità giuridica di tale politica è stata confermata dal Trattato di Lisbona, entrato in vigore nel 2009, che introduce l'art. 194 nel Trattato sul funzionamento dell'Unione europea. Qui viene stabilito che la politica dell'Unione, attuata in uno spirito di solidarietà tra gli Stati membri e tenendo conto dell'instaurazione del mercato interno e delle esigenze di preservazione dell'ambiente, mira a garantire il funzionamento del

mercato dell'energia e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione, a incentivare il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili e, infine, a promuovere l'interconnessione delle reti energetiche. L'articolo afferma inoltre che le decisioni inerenti a questa politica sono prese secondo la procedura legislativa ordinaria e non incidono sul diritto degli stati a determinare le condizioni di sfruttamento delle proprie fonti energetiche, la scelta del mix energetico e la struttura generale dell'approvvigionamento[11]. Il Consiglio può dunque decidere sulle ultime due questioni e su eventuali aspetti fiscali della politica energetica solamente all'unanimità e previa consultazione del Parlamento europeo.

Coerentemente con quanto previsto dai tratti, la politica energetica attuale si concretizza in tre macro-iniziative: il completamento del mercato interno, il rafforzamento delle interconnessioni tra le reti nazionali e il pacchetto clima-energia 2020. Con la prima iniziativa le istituzioni europee mirano a portare a compimento il processo di riforma e integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas, che era stato avviato nei primi anni Novanta sull'onda dell'Atto unico europeo. Il Consiglio europeo del febbraio 2011 ha fissato come termine per il completamento del mercato interno il 2014, ma è ragionevole che l'adozione di norme tecniche uniformi per il funzionamento delle reti, la risoluzione delle congestioni e l'accoppiamento (*coupling*) delle borse elettriche e del gas richiedano ancora diversi mesi perché sia portato a compimento.

Strettamente connessa alla prima iniziativa è la seconda, ovvero il rafforzamento delle interconnessioni tra le reti nazionali per l'energia elettrica e il gas. Senza una rete europea adeguatamente interconnessa è infatti impossibile "spostare" energia da una parte all'altra dell'Unione in risposta ai segnali di prezzo ed è quindi più difficile instaurare un contesto effettivamente competitivo e tale da poter sfruttare adeguatamente le fonti di energia disponibili e le economie di scala presenti nei processi

11. La procedura legislativa ordinaria prevede che la proposta legislativa avanzata dalla Commissione europea debba essere approvata, eventualmente anche con modifiche, sia dal Parlamento europeo sia dal Consiglio.

produttivi. In quest'ambito già il Consiglio europeo di Barcellona del 2002 aveva fissato come obiettivo per il 2005 che la rete elettrica di ogni stato membro dovesse avere un livello d'interconnessioni con l'estero pari ad almeno il 10% della capacità di generazione domestica. Nonostante i finanziamenti e le facilitazioni previste a livello europeo, tale obiettivo si è tuttavia rivelato piuttosto problematico da raggiungere, soprattutto per alcuni paesi geograficamente più marginali come la Spagna, ed è stato successivamente posticipato, tanto che oggi la scadenza per il suo conseguimento è fissata al 2020[12].

Nel caso del gas naturale, invece, dopo le crisi russo-ucraine del 2006 e del 2009 la UE ha previsto con il Regolamento 994/2010 che a partire dal dicembre 2014 il sistema di approvvigionamento di ogni Stato membro debba essere in grado di coprire la domanda interna in giorni di freddo intenso anche nel caso in cui la principale infrastruttura di adduzione del gas sia temporaneamente indisponibile[13]. Il regolamento stabilisce inoltre che ogni interconnessione rilevante tra due Paesi membri debba essere in grado di funzionare nei due sensi entro il dicembre 2013, cosicché in caso di bisogno sia possibile re-indirizzare il gas naturale verso i mercati che soffrono di temporanei deficit dell'offerta[14].

Infine, il Consiglio europeo si è dato nel 2011 anche l'obiettivo di garantire che entro il 2015 nessuno Stato membro rimanga isolato dalle principali reti europee dell'elettricità e del gas. Cipro, Irlanda, Malta,

---

12. Nel 2013 erano ben 12 gli Stati membri a non rispettare l'obiettivo del 10%: Estonia, Francia, Irlanda, Italia, Lettonia, Lituania, Polonia, Portogallo, Spagna e Regno Unito. Cipro e Malta non hanno nessuna interconnessione. Commissione europea, *Visione a lungo termine per le infrastrutture in Europa e al di là dei suoi confini*, COM(2013) 711, p. 15.

13. Si tratta della cosiddetta regola di sicurezza N-1. Considerando che Cipro e Malta non utilizzano gas naturale e che Lussemburgo, Slovenia e Svezia hanno ottenuto l'esenzione dalla norma, all'inizio del 2014 risultano non rispettarla ancora solo tre paesi: Bulgaria, Grecia e Lituania. Commissione europea, *Report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 and its contribution to solidarity and preparedness for gas disruption in the EU*, SWD(2014) 325, pp. 7-8, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/TXT/?uri=CELEX:52014SC0325.

14. All'inizio del 2014 solamente il 40% delle interconnessioni tra le reti degli Stati membri risultava dotante di capacità di contro flusso. Tuttavia, dato che in vari casi la capacità di contro flusso non permetterebbe di accrescere in modo significativo la

la penisola iberica e le repubbliche baltiche sono gli stati membri attualmente meno ben collegati al resto dell'Unione.

Per quanto riguarda il tema della sostenibilità ambientale, la UE ha adottato nel 2008 il pacchetto clima-energia 2020 con il quale l'Unione si è imposta per quell'anno di: i) ridurre del 20% le proprie emissioni di gas a effetto serra rispetto ai livelli registrati nel 1990; ii) coprire almeno il 20% dei propri consumi finali lordi di energia tramite fonti rinnovabili e iii) ridurre il consumo di energia primaria al netto degli usi non energetici del 20%, rispetto alle previsioni sull'andamento tendenziale stimato nel 2007. Per raggiungere questi tre target, di cui solo i primi due prevedono specifici obblighi vincolanti per gli Stati membri, la UE ha rafforzato il proprio sistema di scambio dei diritti di emissione (EU Emission trading system, Ets), ha introdotto una serie di meccanismi di supporto alla produzione di energia da rinnovabili e ha definito molteplici misure volte a migliorare l'efficienza energetica di veicoli a motore, elettrodomestici, edifici e processi industriali.

Complice la crisi economica e il continuo processo di de-industrializzazione delle principali economie europee, la UE al momento sembra in grado di conseguire gli obiettivi climatici che si è proposta. Se si considerano i dati del 2012, si osserva, infatti, che le emissioni di gas a effetto serra sono calate del 18% rispetto al livello del 1990 e sono previste scendere fino a un -24% nel 2020 se il quadro normativo non cambierà[15]. Sempre nel 2012 la quota delle rinnovabili sul consumo finale lordo di energia è arrivata al 14,1% e le previsioni della Commissione parlano di un valore attorno al 21% nel 2020[16]. Meno positivo il riscontro sull'ultimo obiettivo, quello dell'efficienza energetica. Nel 2012 il consumo di energia primaria al netto degli usi non energetici è stato di 1.584 Mtep e le previsioni al 2020 parlano di un consumo di circa 1.530

sicurezza energetica dello Stato membro vicino, la Commissione ritiene che il risultato ottenuto sia un successo. *Ibidem*, pp. 9-11.

15. European Environment Agency (EEA), *Trends and projections in Europe 2014. Tracking progress towards Europe's climate and energy targets for 2020*, Luxembourg, Publication office of the European union, 2014, n. 6, pp. 42-45.

16. *Ibidem*, pp. 63-73.

Mtep, superiore ai 1.483 Mtep che corrispondono all'obiettivo fissato nel pacchetto clima-energia. Nonostante la crisi economica abbia contenuto non poco la dinamica della domanda di energia, la UE al momento sembra dunque in grado di raggiungere una riduzione dei consumi solamente del 18-19%[17].

3.3 Il quadro energia-clima per il 2030

Nonostante l'importanza degli obiettivi fissati per il 2020, tra le istituzioni europee c'è sempre stata la consapevolezza che quel traguardo, anche se felicemente raggiunto, rappresenta solamente un primo passo per garantire la sostenibilità ambientale del sistema energetico europeo. Già il Consiglio europeo dell'ottobre 2009, affermando la necessità di contenere l'aumento della temperatura media mondiale sotto i 2°C rispetto ai livelli registrati nell'epoca pre-industriale, proponeva di fissare come obiettivo internazionale quello di ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 50% rispetto al 1990 entro il 2050. Dato il riconoscimento della responsabilità comune ma differenziata dei vari paesi, il Consiglio europeo invitava i partecipanti alla Conferenza di Copenaghen, che si sarebbe tenuta nel dicembre successivo, a concordare per i paesi sviluppati, e quindi anche per la UE, una riduzione delle emissioni dell'80-95% entro il 2050.

Partendo da questo impegno, ribadito dal Consiglio europeo del febbraio 2011, la Commissione europea ha iniziato a elaborare una strategia per guidare l'Unione nella transizione a un'economia a basso contenuto di carbonio[18]. Elemento centrale di questa strategia è la progressiva de-carbonizzazione del settore energetico, in particolar modo della produzione di energia elettrica, che alla fine del periodo di riferimento dovrebbe annullare quasi totalmente le proprie emissioni.

Dopo aver fornito maggiori dettagli in una comunicazione del dicembre dello stesso anno e aver osservato che le politiche in atto non

17. *Ibidem*, pp. 75-87.

18. Commissione europea, *Una tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio al 2050*, COM(2011) 112.

sono sufficienti a garantire il conseguimento degli obiettivi al 2050, la Commissione ha riconosciuto il bisogno di definire target specifici in materia di energia e clima per il 2030, così da non perdere lo slancio guadagnato con l'introduzione del Pacchetto 2020 e garantire maggiore certezza agli operatori economici e agli investitori, il cui orizzonte temporale di riferimento è necessariamente di parecchi anni, data la lunghezza dei tempi di costruzione e di ammortamento degli impianti, siano essi centrali elettriche, raffinerie o complessi industriali[19]. Per orientare meglio il dibattito e dedicare l'attenzione necessaria a risolvere le criticità maggiori anche alla luce degli sviluppi più recenti in campo energetico – diffusione delle rinnovabili, aumento dei prezzi degli idrocarburi, esplosione dei prezzi al dettaglio dell'energia, crollo del prezzo dei permessi di emissione, sostenibilità dei biocarburanti ecc. – la Commissione ha quindi pubblicato un Libro Verde nel marzo del 2013 e ha condotto una valutazione d'impatto delle varie proposte di *policy* presentate[20].

I risultati della consultazione pubblica e delle analisi tecniche sono stati sintetizzati in una comunicazione del gennaio 2014, dove la Commissione ha suggerito una serie di proposte e ricordato l'importanza di definire rapidamente una posizione europea condivisa in vista della Conferenza internazionale di Parigi sul cambiamento climatico, prevista per la fine del 2015[21]. La proposta della Commissione, che prevedeva un obiettivo vincolante per tutti gli Stati membri di ridurre le emissioni del 40% e di raggiungere, a livello europeo, una quota di fonti rinnovabili del 27%, cui in luglio si è aggiunto un terzo obiettivo relativo all'aumento dell'efficienza energetica del 30%, ha suscitato subito accese discussioni

19. Commissione europea, *Tabella di marcia per l'energia al 2050*, COM(2011) 885, http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com%282011%290885_/com_com%282011%290885_it.pdf.

20. Commissione europea, *Un quadro per le politiche dell'energia e del clima al 2030*, COM(2013) 169, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0169:FIN:IT:PDF

21. Commissione europea, *Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030*, COM(2014) 15, http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/com_2014_15_en.pdf.

tra i governi europei, che non sono riusciti a trovare un accordo prima della conclusione della legislatura del Parlamento europeo, avvenuta in aprile[22].

Il compromesso è stato finalmente raggiunto durante il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 e tiene in considerazione le crescenti preoccupazioni di molti governi dinanzi all'aumento dei prezzi dell'energia e al rischio che politiche troppo ambiziose possano danneggiare la competitività dell'economia europea e generare costi non giustificati in termini di guadagni ambientali. In questo senso alcuni Paesi membri, come la Germania e la Danimarca, che propendevano per obiettivi particolarmente ambiziosi hanno ridotto le loro pretese al fine di ottenere l'assenso da parte di paesi inizialmente restii ad accettare impegni gravosi, Polonia *in primis*.

Elemento fondamentale dell'accordo raggiunto a Bruxelles è la definizione di un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra di almeno il 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Tale obiettivo deve essere conseguito in uno spirito di equilibrio fra equità e solidarietà tramite la partecipazione di tutti gli Stati membri allo sforzo. Strumento principale per conseguire questo risultato è il sistema Ets, che deve essere riformato con l'introduzione di uno strumento di stabilizzazione del mercato che consenta di calibrare in modo non arbitrario l'offerta dei diritti di emissione, così da evitare dannose fluttuazioni del loro prezzo. Ai settori economici soggetti al sistema Ets (settore elettrico, cementifici, cartiere, aviazione e altri grandi emettitori) è chiesta una riduzione delle emissioni complessivamente del 43%, il che implica, a partire dal 2021, un aumento del saggio di riduzione annuo dell'ammontare offerto dei diritti di emissione dall'1,74% al 2,2%. Per i

22. Il 5 febbraio 2014 il Parlamento europeo ha votato a favore del rapporto congiunto delle Commissioni parlamentari Itre ed Envi, che proponeva obiettivi ancora più ambiziosi di quelli suggeriti dalla Commissione europea. Da verificare tuttavia, l'attitudine sull'argomento dei nuovi eurodeputati eletti lo scorso maggio.

settori non coperti dal sistema Ets (trasporti, settore residenziale, servizi commerciali) è prevista invece una riduzione delle emissioni del 30%.

Con riferimento a entrambi questi sotto-obiettivi, il Consiglio europeo ha stabilito un'ampia gamma di correttivi, eccezioni e meccanismi di flessibilità in grado teoricamente di ripartire l'onere della riduzione in modo equo e allo stesso tempo efficiente tra gli Stati membri. Per esempio, per quanto riguarda il sistema Ets, si afferma che l'assegnazione gratuita di una parte dei diritti di emissione continuerà anche dopo il 2020 e riguarderà i settori industriali a rischio di rilocalizzazione delle emissioni (*carbon leakage*)[23] e il settore elettrico degli Stati membri con reddito pro-capite inferiore al 60% della media europea[24]. L'accordo prevede inoltre che il 10% dei diritti di emissione da mettere all'asta, l'opzione di *default* per l'allocazione dei diritti dopo il 2020, venga distribuito tra gli Stati membri che hanno un reddito pro-capite inferiore al 90% della media europea, mentre il restante 90% sia ripartito tra tutti gli Stati membri sulla base delle loro emissioni storiche. Il 2% dei permessi di emissione verrà inoltre accantonato e i proventi della loro messa all'asta saranno destinati ad ammodernare e rendere più efficienti i sistemi energetici degli Stati membri più poveri. Infine, il fondo NER 300, finanziato dalla vendita di una quota dei diritti di emissione, sarà potenziato e servirà a sostenere finanziariamente le attività di ricerca e sviluppo in materia di energie rinnovabili, cattura e sequestro della CO_2, e in altre tecnologie industriali a basso tenore di carbonio.

Per quanto riguarda invece i settori non coperti da Ets, ossia quelli che producono minori e più disperse emissioni, gli obiettivi nazionali saranno differenziati in base al reddito pro-capite, con i paesi più ricchi

23. Per rischio di rilocalizzazione delle emissioni s'intende la possibilità che certi settori industriali energivori sottoposti a concorrenza internazionale, come l'alluminio o le cartiere, possano spostare i propri centri produttivi fuori dalla UE per via dell'aumento dei costi di produzione dovuti all'introduzione dell'Ets. L'attribuzione di diritti di emissione gratuiti permette alle imprese che operano in Europa di non sottostare a questo costo e rimanere perciò competitive.

24. Questa eccezione è stata fortemente voluta dalla Polonia, il cui settore elettrico è ancora oggi largamente basato sul carbone e si trova nella necessità di ammodernarsi tecnologicamente per restare competitivo a livello europeo.

che potranno arrivare a dover ridurre le loro emissioni del 40%, mentre quelli più poveri si dovranno limitare a garantirne il non aumento, così da favorire una convergenza delle emissioni pro-capite entro il 2030[25]. Sempre con riferimento ai settori non Ets, va sottolineato che il Consiglio ha invitato la Commissione europea a studiare meglio il tema delle emissioni del settore agricolo, della silvicoltura e del cambio di destinazione dei suoli, in modo che prima del 2020 possano essere fissati anche per questi settori degli obiettivi di contenimento delle emissioni clima-alteranti.

Più debole invece è stata la scelta presa con riferimento alle fonti energetiche rinnovabili, per le quali è previsto un obiettivo a livello di Unione, ma non di singoli Stati membri. Nel 2030 la quota delle fonti rinnovabili sul consumo di energia dovrà essere almeno del 27%, ma viene ribadita la libertà degli Stati membri di determinare il proprio mix energetico e di fissare eventualmente obiettivi più ambiziosi e di perseguirli con politiche di sostegno coerenti con il mercato interno dell'energia. Sparisce inoltre ogni riferimento a un sotto-obiettivo specifico per i biocarburanti.

Decisamente modesto, infine, l'impegno in materia di efficienza energetica. Infatti, nonostante le proposte fatte dalla Commissione in luglio e il riconoscimento da parte del Consiglio stesso dell'importanza che il contenimento della domanda ha in termini di maggiore sicurezza energetica, l'accordo si limita a fissare un obiettivo europeo, meramente indicativo, di riduzione del 27% dei consumi nel 2030 rispetto alle proiezioni del 2007, aggiungendo che spetterà principalmente all'Ets indurre cittadini e imprese a migliorare l'efficienza energetica, e che tale obiettivo sarà riesaminato prima del 2020, nell'ottica di un suo possibile aumento al 30%[26]. Per il momento spetta alla Commissione individuare

---

25. Questo principio di ripartizione è il medesimo di quello utilizzato nel 2008 per ripartire gli obiettivi di riduzione delle emissioni non Ets fra gli Stati membri.

26. Commissione europea, *L'efficienza energetica e il suo contributo a favore della sicurezza energetica e del quadro 2030 in materia di clima e energia*, COM(2014) 520, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:f0db7509-13e5-11e4-933d-01aa75ed71a1.0019.03/DOC_1&format=PDF. Tra i più accaniti osteggiatori all'introduzione di un target per rinnovabili ed efficienza energetica vi sono la Polonia e altri paesi dell'Est Europa.

i settori e le iniziative che possono portare maggiori benefici e agli Stati membri concentrare gli sforzi nazionali su di essi.

Le conclusioni del Consiglio europeo indicano poi che la UE dovrebbe impegnarsi a garantire che il mercato interno dell'energia continui a operare nel 2030 e che nessuno Stato membro sia collegato alle reti energetiche degli altri paesi in modo inadeguato. Per questo motivo il Consiglio ha ribadito il target sulle interconnessioni al 10% nel 2020 e ha invitato la Commissione a riferire sul conseguimento di un obiettivo ancora maggiore, pari al 15%, per il 2030. In quest'ottica, la UE deve realizzare i progetti d'interesse comune definiti recentemente dalla Commissione europea, in particolare per quanto concerne le aree più remote o meno collegate al mercato interno, attraverso l'attiva cooperazione degli Stati membri e la mobilitazione di risorse del bilancio dell'Unione e della Banca europea degli investimenti.

Secondo il Consiglio europeo, infine, l'attuazione della politica energetica europea deve avvenire all'interno di un nuovo quadro di *governance*, che sia affidabile, trasparente e privo di oneri amministrativi aggiuntivi. Al centro di tale sistema ci dovranno essere i piani nazionali per un'energia competitiva, sicura e sostenibile, i quali saranno valutati dalla Commissione europea, che sarà responsabile di verificare la loro coerenza con gli obiettivi collettivi dell'Unione e il coordinamento con le iniziative degli altri Stati membri, e che avrà il potere di chiedere modifiche pur nel rispetto del diritto degli Stati stessi di decidere il proprio mix energetico e le modalità di sfruttamento delle proprie risorse.

3.4 L'impatto sul sistema energetico europeo nel prossimo decennio

L'adozione delle politiche concordate dai capi di stato e di governo della UE al Consiglio europeo di Bruxelles avranno certamente un impatto significativo sul sistema energetico europeo e sull'economia nel suo complesso. Insieme alle iniziative legate al completamento del

mercato interno e alle politiche volte ad accrescere la sicurezza delle forniture, altro tema su cui il Consiglio ha espresso indicazioni precise nell'incontro di ottobre, il perseguimento degli obiettivi al 2030 dovrebbe accelerare ulteriormente la transizione di un settore, quello energetico, i cui tempi di cambiamento devono comunque essere misurati al minimo in termini di lustri, se non di decenni.

Sulla base delle politiche energetiche già adottate dalla UE e in via di attuazione da parte degli Stati membri, il panorama energetico europeo sta già oggi modificandosi profondamente. Sia la Commissione europea nello scenario di riferimento al 2050 sia l'Agenzia internazionale per l'energia nel suo scenario centrale al 2040 suggeriscono alcune cifre che descrivono come dovrebbe evolvere il sistema energetico europeo nei prossimi decenni[27].

Lo scenario di riferimento della Commissione ipotizza in particolare che gli obiettivi al 2020 siano raggiunti e che da quel momento in poi non siano introdotte nuove politiche in materia di energia e clima. Partendo dalle previsioni sullo sviluppo demografico, economico e tecnologico dell'Unione e da certe ipotesi sull'evoluzione delle riserve mondiali di combustibili fossili, si stima che nel 2030 il consumo interno lordo di energia si aggirerà sui 1.600 Mtep, con un calo di circa il 21% rispetto alle proiezioni sul consumo elaborate nel 2007[28]. La domanda finale dovrebbe poi attestarsi sui 1.125 Mtep, di cui circa il 24% dovrebbe essere coperto da fonti rinnovabili. La produzione di energia dovrebbe

---

27. La presentazione dei modelli previsionali e dei risultati si possono trovare rispettivamente in Commissione europea, *EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050 – Reference scenario 2013*, Luxembourg, Publication office of the European union, 2013, http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf, e in Iea, *World energy outlook 2014*,… *cit.* Vale la pena ricordare che fare previsioni a lungo termine è estremamente difficile e richiede l'adozione di una serie di ipotesi semplificatrici e la scelta di metodi di elaborazione dei dati su cui è sempre importante soffermarsi, se si vuole veramente capire il valore dei risultati che il modello produce.

28. Col senno di poi è interessante osservare che alcune delle assunzioni fatte dal modello sono già state smentite dalla realtà. In particolare, la crescita economica della UE nel periodo 2010-15 è destinata a essere molto più bassa di quella ipotizzata e il prezzo dei combustibili fossili derivato dalla simulazione dei mercati energetici è sensibilmente più alto di quello registrato in questi anni, in particolare nel 2014.

invece essere di 750 Mtep, in calo del 6% rispetto al valore del 2012. Le importazioni nette è previsto che si riducano in misura più contenuta, soprattutto dopo il 2020 quando riprenderanno ad aumentare, arrivando a circa 910 Mtep nel 2030. L'indice di dipendenza dalle importazioni tornerà perciò a crescere leggermente, dopo essere calato tra il 2015 e il 2020, mantenendosi poco sopra il 55% alla fine del decennio 2020-2030.

Dato anche il forte aumento del prezzo dei combustibili fossili stimato dal modello, il ricorso alle importazioni implica una bolletta energetica annuale per la UE di 461 miliardi di euro nel 2030, con un aumento di circa il 50% rispetto ai valori del 2010. A fronte di una minore importazione di carbone e greggio, la UE, secondo il modello utilizzato dalla Commissione, dovrebbe importare più gas naturale, quasi il 10% in più, al fine di compensare la minore produzione interna. In aumento anche l'ammontare di biomasse importate ma, dato il basso valore di partenza e l'ampia gamma di fornitori possibili, ciò non costituisce un problema particolare. Nello scenario di riferimento, il paniere energetico della UE nel 2030 ha una minore intensità di carbonio, ma si presenta ancora come prevalentemente incentrato sui combustibili fossili. Guardando all'offerta primaria di energia, si stima, infatti, che questa sarà dovuta per il 19% alle fonti rinnovabili, per il 12% al nucleare, per il 24% al gas naturale, per il 35% al petrolio e per il 10% ai combustibili solidi[29].

L'evoluzione della domanda e del mix energetico spiegano le aspettative sull'andamento delle emissioni di gas a effetto serra, che sono previste diminuire di circa il 32% rispetto ai livelli del 1990 (le emissioni della sola CO_2 dovrebbero addirittura calare del 45%). Questa riduzione è guidata anche dal progressivo aumento del prezzo dei diritti di emissione, la cui disponibilità attualmente in eccesso inizia a sparire

29. Queste percentuali sono calcolate sull'offerta primaria di energia e non sul consumo finale lordo di energia. L'obiettivo europeo delle rinnovabili al 20% entro il 2020 è calcolato su quest'ultima grandezza e non sulla prima.

dopo il 2020, con conseguente ripresa dei prezzi, che arrivano fino a 35 euro per tonnellata di CO_2 nel 2030[30].

A seguito del continuo disaccoppiamento tra crescita economica e domanda di energia, l'intensità energetica della UE è prevista ridursi di circa il 37% rispetto al 2010; per il sistema, tuttavia, il costo dell'energia aumenta e arriva a "fagocitare" il 15% del prodotto interno lordo nel 2030, un aumento di 2 punti percentuali rispetto ai valori attuali. Ciò è dovuto da un lato all'aumento dei prezzi degli idrocarburi – un barile di petrolio si stima arriverà a costare circa 120 dollari del 2010 – e dall'altro ai maggiori costi in capitale per lo sviluppo delle reti e la costruzione di capacità di generazione elettrica ad elevata intensità di capitale[31]. Per gli stessi motivi è previsto un aumento del prezzo dell'elettricità di oltre il 30% entro il 2020, cui segue una stabilizzazione fino al 2030.

L'accordo raggiunto dal Consiglio europeo dell'ottobre 2014 e l'attuazione delle politiche pubbliche coerenti con il raggiungimento degli obiettivi fissati andranno naturalmente a incidere sulle tendenze previste nello scenario di riferimento. Per avere qualche indicazione in merito, è utile confrontare i valori appena presentati con quelli di un altro scenario stimato dalla Commissione europea, sull'ipotesi che la UE persegua solamente l'obiettivo di ridurre nel 2030 del 40% le emissioni di gas a effetto serra (GHG 40)[32]. In effetti, tra gli scenari elaborati dalla Commissione per la preparazione della comunicazione del gennaio 2014, il GHG 40 è quello che più si avvicina alle conclusioni prese dal Consiglio, poiché l'obiettivo sulle rinnovabili avrà una modesta, se non nulla, incidenza sulle concrete scelte di *policy* dei decisori politici

30. Le emissioni del settore Ets sono previste ridursi del 36%, mentre quelle del settore non Ets diminuiscono solamente del 20%.

31. Un maggiore ricorso alle fonti rinnovabili implica tipicamente che i costi fissi in capitale siano relativamente maggiori, dato che l'energia primaria – sole, vento, acqua, ecc. – è gratuita a differenza di quanto accade con i combustibili fossili.

32. I dati sintetici sui vari scenari elaborati dalla Commissione europea si possono recuperare in Commissione europea, Impact assessment. Accompanying the document, *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030*, SWD(2014) 15, http://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2014/swd_2014_0015_en.pdf.

nazionali, dato che non sono stati specificati obiettivi vincolanti a livello di singolo Stato membro[33].

Ipotizzando che la UE persegua la riduzione delle emissioni soprattutto attraverso l'Ets, lo scenario GHG 40 prevede che nel 2030 la domanda di energia primaria sia di circa 1.544 Mtep, con una riduzione di circa il 24,4% rispetto all'andamento tendenziale stimato nel 2007. L'intensità energetica si riduce del 35% rispetto al 2010, accentuando il disaccoppiamento tra domanda di energia e prodotto interno lordo. Le rinnovabili sono attese rappresentare circa il 25,5% del consumo finale lordo di energia e ben il 51% del mix elettrico. Da notare che anche in questo scenario i combustibili fossili mantengono comunque un ruolo molto importante, perché i trasporti continuano a essere alimentati per lo più tramite i derivati del petrolio, mentre il metano svolge un ruolo centrale nel riscaldamento degli ambienti. L'offerta primaria di energia risulta nel complesso imputabile per l'8% ai combustibili solidi, il 32% al petrolio, il 23% al gas naturale, il 13% al nucleare e per il 23% alle rinnovabili.

Le importazioni nette di energia sono previste nel complesso calare di circa il 7% rispetto ai valori del 2010, mentre quelle di gas naturale dovrebbero aumentare dell'1-2%. L'indice di dipendenza rimane su valori elevati, attorno al 55%, di poco inferiore dunque a quello nello scenario di riferimento. Il costo delle importazioni nette si mantiene attorno ai 457 miliardi di euro l'anno, una cifra anch'essa leggermente inferiore a quella dello scenario di riferimento. Il costo annuo del sistema energetico aumenta invece leggermente (7 miliardi di euro in più all'anno), soprattutto a causa dei maggiori investimenti richiesti in capitale fisso sia nella generazione sia nella distribuzione e nel consumo efficiente di energia. Nello scenario GHG 40 le emissioni diminuiscono del 42% nel settore Ets e del 31% in quello non Ets, mentre il prezzo dei diritti di emissione sale e arriva a 53 euro per tonnellata, oltre dieci volte

33. Il meccanismo di *governance* proposto dalla Commissione e accolto dal Consiglio europeo di ottobre mira a contenere questo rischio, ma la sua effettiva capacità di farlo è tutta da dimostrare, come ben suggeriscono le difficoltà incontrate nel far rispettare a livello europeo il Patto di stabilità e crescita del 1997 e il successivo coordinamento delle finanze pubbliche nazionali.

il valore corrente. Maggiore rispetto allo scenario di riferimento è anche il prezzo medio dell'energia elettrica (181 euro/MWh invece di 176).

Questi "extra-costi" legati all'introduzione di un tetto alle emissioni di gas a effetto serra risultano minori nel caso in cui si realizzi una serie di condizioni che la Commissione europea definisce "abilitanti". Tra di esse si possono citare lo sviluppo su larga scala delle reti intelligenti e delle reti elettriche in grado di raccogliere la produzione di energia da fonti rinnovabili distribuite sul territorio o collocate in aree remote, la riduzione dei costi e l'accettazione pubblica degli impianti di cattura e sequestro della CO_2, lo sviluppo delle tecnologie per la produzione e l'uso efficiente dell'idrogeno, il perfezionamento delle batterie elettriche e la diffusione dell'auto elettrica, la creazione di una terza generazione di biocarburanti sostenibili, l'attuazione convinta della direttiva sull'efficienza energetica e la sensibilizzazione di cittadini e imprese sul tema, l'ampia disponibilità, infine, di finanziamenti per migliorare l'efficienza energetica di edifici e processi industriali.

In presenza di queste condizioni favorevoli, la Commissione stima che la UE può raggiungere risultati migliori rispetto allo scenario GHG 40, soprattutto in un'ottica al 2050. In particolare, le emissioni di gas a effetto serra si ridurrebbero al 2030 del 40,6%, le fonti rinnovabili coprirebbero il 26,5% del consumo finale di energia e il risparmio di energia sull'andamento tendenziale sarebbe del 25,1%. La domanda di energia primaria scenderebbe a 1.534 Mtep e l'intensità energetica registrerebbe un -36% rispetto ai valori del 2010.

In netto calo rispetto allo scenario di riferimento sarebbero poi le importazioni nette di energia, che diminuirebbero dell'11% rispetto al 2010; persino le importazioni di gas naturale, che aumentano o rimangono stabili negli altri scenari, sono previste in diminuzioni (-6%). L'esito di queste tendenze sono: una minore dipendenza dalla importazioni, che rimarrebbe sui livelli attuali (53,6%), e una bolletta energetica meno costosa (452 miliardi di euro annui) rispetto a quanto previsto negli altri scenari.

Va sottolineato che sotto queste condizioni "abilitanti" i costi per il sistema sarebbero sostanzialmente identici a quelli per lo scenario

di riferimento, 2.069 miliardi di euro all'anno (2 miliardi in più), con un prezzo medio dell'energia attorno ai 179 euro/MWh. Stante la minore domanda di energia e la maggiore diffusione delle rinnovabili, risulterebbero meno costosi anche i permessi di emissione di CO_2 (40 euro/tonnellata).

Alcune statistiche per la UE a 28 nel 2030*			
Indicatori	Scenario di riferimento	Scenario GHG 40	Scenario GHG 40 con condizioni abilitanti
Consumo totale di energia primaria (Mtep)	1.611	1.548	1.534
Intensità energetica (2000 = 100)	67	65	64
Risparmio energetico rispetto all'andamento tendenziale	-21,0%	-24,4%	-25,1%
Quota delle rinnovabili sul consumo finale lordo di energia	24,4%	25,5%	26,5%
Importazioni nette (2010 = 100)	96	92	89
Dipendenza dalle importazioni	55,1%	54,8%	53,6%
Spesa annuale per l'importazione netta di combustibili Fossili (miliardi di euro del 2010)	461	459	452
Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra	-32,4%	-40,4%	-40,6%

*I dati sono tratti da Commissione europea, Impact assessment accompanying the document "A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030", SWD(2014) 15

3.5 Le conseguenze sul ruolo dei mercati europei nel panorama mondiale

L'attuazione delle nuove scelte di *policy* adottate dal Consiglio europeo con riferimento al 2030 accentueranno i cambiamenti già in atto nel sistema energetico europeo, modificando, come si è visto nel paragrafo precedente, sia il livello della domanda di energia, sia quello della produzione e la composizione per fonti del paniere energetico. Inoltre, combinate con il previsto rallentamento della dinamica economica e demografica, le politiche al 2030 dovrebbero ridurre ulteriormente l'importanza dell'Unione europea sui mercati energetici internazionali, con possibili risvolti sui rapporti commerciali e politici con i paesi esportatori di energia (Federazione russa, paesi del Golfo Persico, Algeria, Libia, ecc.).

Se si guarda lo scenario di riferimento della International Energy Agency (Iea), tra il 2012 e il 2030 il consumo di energia in Europa

dovrebbe calare di 90 Mtep, mentre a livello mondiale si dovrebbe registrare un aumento di circa 3.300 Mtep, per lo più concentrato nell'area Asia-Pacifico, che progressivamente diventa il centro del consumo mondiale di energia e il perno attorno a cui ruotano quote crescenti del commercio internazionale di fonti energetiche[34]. In questo intervallo di tempo la UE continua a importare molta energia e a pagare annualmente una bolletta energetica di circa 530 miliardi di dollari all'anno; tuttavia, se nel 2012 questa cifra equivaleva grosso modo al 25% della spesa per importazioni di tutti i paesi importatori netti di energia, nel 2030 tale valore è stimato scendere al di sotto del 19%. Grazie anche al calo della domanda d'importazioni da parte di Stati uniti e Giappone, la Cina e l'India saranno per quella data di gran lunga i due principali importatori netti di energia al mondo, arrivando a sborsare circa 1.000 miliardi di dollari all'anno per coprire la differenza tra la produzione interna e i consumi domestici[35].

Lo spostamento del baricentro del commercio internazionale verso oriente è particolarmente evidente nel caso del petrolio e del carbone. Per quanto riguarda il petrolio greggio, già oggi circa la metà dei flussi internazionali di greggio ha come destinazione l'area Asia-Pacifico e secondo la Iea attorno al 2030 questa quota salirà ulteriormente, arrivando addirittura a circa il 70% nel 2040. Ciò significa che nel 2040 l'Asia-Pacifico importerà circa 29 milioni di barili di petrolio al giorno, a fronte dei circa 8 milioni di barili di petrolio al giorno che invece importerà la UE. Questo aumento dovrebbe essere tale da esaurire non solo la capacità di esportazione dei produttori mediorientali, già oggi principali fornitori dei consumatori asiatici, ma richiedere addirittura la parziale

34. Questi valori fanno riferimento al *New policies scenario*, lo scenario che la Iea costruisce ipotizzando che le politiche energetiche e ambientali attualmente in vigore o in via di approvazione da parte dei vari paesi vengano effettivamente messe in pratica. Tra le ipotesi alla base di questo scenario vi è dunque anche l'attuazione del quadro energia-clima per il 2030 della UE. L'utilizzo dei dati della Iea è necessario in quanto i documenti prodotti dalla Commissione europea non contengono stime esplicite sull'andamento della domanda mondiale di energia e sui flussi commerciali. Si veda Iea, *World Energy Outlook 2014*,… cit.

35. Questi valori sono espressi in dollari del 2013.

deviazione dei flussi d'esportazione dalla Russia e dall'America, sia del Nord che del Sud, verso l'Oceano Pacifico e l'Asia meridionale. Analogo il destino previsto per il mercato del carbone: a fronte di un consumo mondiale in crescita e di un aumento degli scambi internazionali di circa il 40%, le importazioni nette della UE sono stimate diminuire tra il 2012 e il 2030 di quasi il 20%, arrivando a rappresentare per quella data meno del 15% della domanda mondiale d'importazioni[36].

Parzialmente diverso il caso del gas naturale, dove è previsto che la UE mantenga il suo primato di maggiore importatore mondiale. Tuttavia, è ragionevole aspettarsi che nei prossimi anni alcuni produttori scelgano d'investire maggiormente nei giacimenti e nelle infrastrutture di trasporto necessarie a coprire i crescenti consumi asiatici, cinesi in primo luogo, piuttosto che la stagnante domanda europea. In questa prospettiva, è plausibile che la Russia e i paesi dell'area caspica continuino a spostare la loro attenzione verso oriente, potenziando la capacità di produzione e i gasdotti in funzione cinese anziché europea. Anche per quanto riguarda il Gnl, è probabile che la domanda resti forte nell'area del Pacifico, Corea e Giappone *in primis*, e che lo sbocco rappresentato dai mercati europei rimanga poco interessante per i paesi produttori, salvo forse quelli più prossimi alle coste europee[37].

In sostanza, dunque, nel corso dei prossimi anni i cambiamenti in atto e quelli che seguiranno all'accordo sul quadro energia-clima al 2030 ridimensioneranno non poco il peso dei mercati europei a livello mondiale, tanto che i prezzi e i flussi commerciali delle fonti di energia saranno sempre più determinati dalle dinamiche proprie dei grandi consumatori asiatici, a cui porranno crescente attenzione gli attuali partner energetici dell'Europa.

---

36. Nel 2012 la Cina ha già superato la UE nella classifica dei maggiori importatori mondiali di carbone. Nei prossimi anni è previsto che anche l'India faccia lo stesso.

37. L'allargamento del canale di Panama previsto nei prossimi anni favorirà ulteriormente lo spostamento del *focus* dei produttori verso l'area del Pacifico, poiché faciliterà il transito delle navi metaniere proveniente dagli Stati Uniti orientali e dai Caraibi. Si veda il capitolo 7 di questo volume.

Conclusioni

Il panorama energetico europeo è attualmente in una fase di transizione in cui stanno cambiando sia il modo in cui l'industria energetica è economicamente strutturata (transizione dai monopoli pubblici alla concorrenza su scala continentale), sia il mix energetico e le rotte di approvvigionamento. Questa evoluzione è sicuramente il frutto di cambiamenti nelle risorse e nelle tecnologie disponibili, nonché dei nuovi modelli di consumo, espressione di una società che invecchia e che cresce meno in termini di reddito monetario.

I rapidi mutamenti degli ultimi anni dipendono tuttavia molto anche dalle scelte politiche prese a livello europeo e nazionale. In particolare, la decisione di affrontare il cambiamento climatico e la sua presunta origine umana ha portato la UE a definire obiettivi e politiche ambiziose per il 2020, la cui attuazione ha già iniziato a manifestare i suoi effetti sotto forma di minori emissioni di gas a effetto serra, maggiore ricorso alle fonti rinnovabili e minori consumi finali di energia.

L'adozione da parte del Consiglio europeo di nuovi obiettivi in materia di clima ed energia per il 2030 e le misure di *policy* che verranno attuate da parte dell'Unione e dei singoli Stati membri incideranno ulteriormente sulla dinamica già in atto e spingeranno a una maggiore de-carbonizzazione del settore energetico europeo. Sulla base dei modelli previsionali della Commissione europea è ragionevole aspettarsi che i costi del sistema energetico per l'economia europea nel suo complesso aumenteranno leggermente, ma questo potrebbe essere più che compensato in termini di minori importazioni di energia dall'estero e di maggiore occupazione interna.

Il conseguimento di una riduzione del 40% delle emissioni richiede, infatti, un maggiore ricorso alle fonti rinnovabili, le quali hanno bisogno d'investimenti iniziali elevati, ma successivamente presentano costi variabili minori e sono tipicamente disponibili localmente. Da ciò deriva il secondo vantaggio della transizione a un'economia a basso contenuto

di carbonio, quello di una minore dipendenza dalle importazioni e dunque una maggiore sicurezza energetica.

Tuttavia, è necessario sottolineare che nemmeno in presenza delle condizioni abilitanti ipotizzate dalla Commissione il sistema energetico europeo potrà fare a meno nei prossimi decenni dei combustibili fossili, sia di produzione domestica sia importati dall'estero. Allo stesso modo, i risultati delle simulazioni suggeriscono che vi sarà un aumento del costo dei diritti di emissione e dei prezzi dell'energia elettrica, cose che potrebbero danneggiare la competitività delle imprese manifatturiere energivore e minare il potere d'acquisto delle famiglie.

4. Cina: da produttore a importatore

Filippo Fasulo

Il capitolo affronta il tema dell'approvvigionamento energetico cinese alla luce della variazione della propria struttura energetica nazionale. Tale variazione, assieme alla domanda energetica fortemente cresciuta negli ultimi anni, ha portato la Cina a una maggiore dipendenza dalle importazioni dall'estero con significative conseguenze sul piano della politica estera. Con l'obiettivo di rispondere a domande sulla situazione corrente della politica energetica cinese, è necessaria un'attenzione agli scenari che nei prossimi decenni tale situazione comporterà e successivamente concentrarsi sull'attuale struttura energetica nazionale con un *focus* particolare rivolto alla variazione di trend selezionati per comprendere le dinamiche future. La variazione del consumo di petrolio, gas naturale, carbone ed energie rinnovabili espone la Cina a scenari di politica internazionale in trasformazione, che dovrà essa stessa affrontare per assicurarsi la sicurezza energetica. Ciò permette di osservare come tali novità potranno mutare il rapporto fra la Cina e i principali attori della comunità internazionale. Quello che ne emerge è un paese completamente cambiato che dovrà probabilmente rinnovare profondamente la propria politica estera per sostenere la propria crescita economica.

4.1 Uno sguardo al passato

Il problema dell'approvvigionamento energetico è una questione emersa in tempi relativamente recenti, ovvero da quando la crescita

economica sempre più sostenuta ha costretto le autorità cinesi a preoccuparsi della sicurezza energetica. Negli anni dal 1949 al 1976, in continuità con le politiche economiche adottate in quel periodo – la cosiddetta "fase socialista" – la Repubblica Popolare Cinese (Rpc) ha puntato su di un approvvigionamento energetico di tipo autarchico, focalizzato sull'autoproduzione. Il petrolio e un conseguente ragionamento sulla politica energetica cinese ottennero ampia considerazione alla fine dell'era maoista, quando Hua Guofeng, che nel 1976 era succeduto al Grande Timoniere, lanciò un grande piano decennale di stimolo economico basato sull'acquisto di tecnologia straniera grazie ai proventi derivanti dall'esportazione di petrolio. Il piano però fallì a causa di errori nelle stime dell'effettiva presenza di petrolio in Cina, considerevolmente inferiore a quanto stimato[1]. A seguito del lancio delle riforme economiche del 1979 e della conseguente crescita della domanda di energia, si alternarono quattro fasi di politiche energetiche: 1978-1992 autosufficienza; 1993-1999 iniziale accesso al mercato estero; 2000-2008 pieno ingresso nel mercato globale anche in virtù dell'adesione cinese alla World Trade Organization (Wto) del 2001; dal 2008 presenza nel mercato globale, per assicurarsi asset strategici[2].

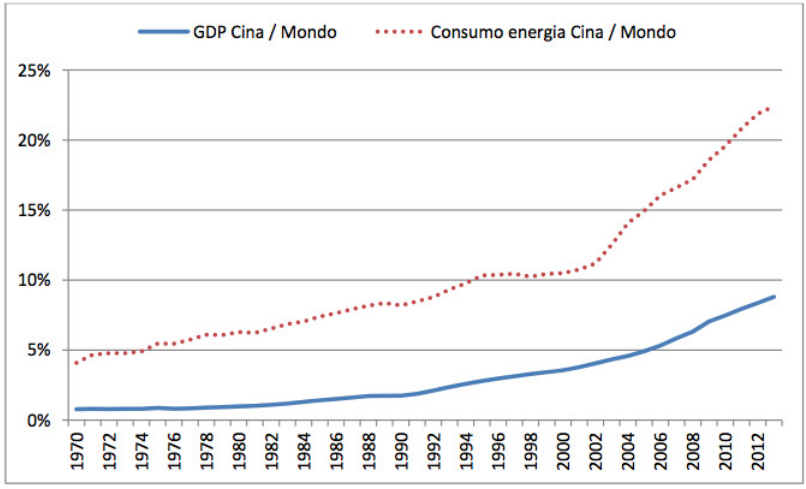
L'evoluzione della politica energetica cinese è testimoniata anche dalla successiva nascita di diverse agenzie dedicate al tema. La Rpc, infatti, ha avuto il suo primo Ministero dell'Energia nel 1988, per poi dismettere la carica cinque anni dopo, a causa di sovrapposizione con le deleghe di altri ministeri. Nel 2003 venne creato un Energy Bureau sotto la guida della National Development and Reform Commission (Ndrc), a sua volta legata al Consiglio di stato, ovvero il governo cinese. Proseguendo

1. Si ricorda il caso della città mancese di Daqing, portata da Mao come esempio di modello per lo sviluppo industriale del paese. Alla fine degli anni Settanta la sua produzione rappresentava circa la metà di quella nazionale, ma alcuni segnali di esaurimento del pozzo (in realtà attivo ancora oggi) e una infruttuosa campagna di trivellazioni nello Xinjiang portarono a riconsiderare le prospettive di una Cina come esportatrice di petrolio (si veda B. Naughton, *The Chinese Economy. Transitions and Growth*, Cambridge, Massachusetts, London ,England, The MIT Press, 2009, pp. 77-79).

2. Zhang Jian, *China's Energy Security: Prospects, Challenges and Opportunities*, Washington, The Brookings Institution, luglio 2011, pp. 3-10.

su questa strada, nel 2008 fu lanciata la National Energy Administration con incarichi di coordinamento delle politiche energetiche, ma per stessa ammissione dei media cinesi tale compito non poté essere soddisfatto a causa di un'eccessiva frammentazione delle deleghe fra diverse agenzie amministrative e per il livello burocratico assegnato a quest'agenzia, che la costringeva a formulare le proprie proposte di regolazione dei prezzi e di produzione del petrolio tramite la Ndrc.

Figura 4.1 - La percentuale del Pil e del consumo energetico cinese sul totale mondiale



Fonte: BP, Statistical Review 2014

Nel 2010 infine venne creata la National Energy Commission (Nec), un organo definito come "super ministero" con il compito di definire il piano di sviluppo energetico cinese, monitorare la sicurezza energetica e coordinare la cooperazione internazionale sull'energia[3]. In questo caso la rilevanza della Nec nel processo decisionale è stata garantita dalla

3. Si vedano http://www.chinadaily.com.cn/china/2010-01/28/content_9388039.htm e http://www.kreab.com/wp-content/uploads/sites/17/2013/07/National-Energy-Administration.pdf.

presidenza assegnata al premier, allora Wen Jiabao e oggi Li Keqiang, e dalla presenza fra i suoi componenti dei ministeri interessati della Ndrc. La crescente importanza del tema energetico per la politica cinese è sottolineata anche dall'evoluzione delle politiche energetiche nei piani quinquennali. Il decimo piano quinquennale, riferito agli anni 2001-2005, si è focalizzato molto sull'ampliamento dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e sulla riduzione dell'intensità energetica nazionale. Se l'obiettivo d'incremento delle fonti rinnovabili può essere definito "moderatamente soddisfatto"[4], quello della riduzione dell'intensità energetica, invece, non è stato raggiunto[5]. Anche l'undicesimo piano quinquennale ha avuto un *focus* particolare sulla riduzione dell'intensità energetica: in questo caso però l'obiettivo della riduzione entro il 2011 del 20% sui valori del 2005 è stato sostanzialmente soddisfatto (-19,1%), seppur con variazioni di performance a livello provinciale[6].

4.2 Il dodicesimo piano quinquennale e la politica energetica cinese

Per comprendere i fondamenti della proiezione internazionale in materia di energia, è necessario prima osservare le dinamiche della domanda interna e se e come queste espongano il paese a fenomeni di dipendenza dalle importazioni. In particolare, per analizzare le decisioni politiche in materia economica bisogna prendere in considerazione i piani quinquennali. Il dodicesimo piano quinquennale si riferisce al periodo 2011-2015 e dedica particolare attenzione al tema dell'energia. Tra gli obiettivi principali ci sono la riduzione del 16% dell'intensità energetica, l'aumento fino all'11,4% del consumo di energia non di origine fossile

4. P. Meisen e S. Hawkins, *Renewable Energy Potential of China: Making the Transition from Coal-Fired Generation*, Global Energy Network Institute, 2009, p. 4.

5. D. Zhang, K.Aunan, H.M. Seip, H. Vennemo, "The energy intensity target in China's 11th Five Year Plan period – Local implementation and achievements in Shanxi Province" in *Energy Policy*, n.39, vol. 7, p.4.

6. Si veda le riduzioni d'intensità energetica delle singole province alla pagina: http://iepd.iipnetwork.org/policy/energy-intensity-target-11th-five-year-plan

e la riduzione del 17% dell'emissione di CO_2. Tra questi la riduzione dell'intensità energetica si pone in continuità con le politiche portate avanti nel piano precedente. Allora il programma prevedeva l'individuazione delle maggiori imprese in termini di consumo energetico ("Top 1000 Program") per una quota di quasi un terzo del consumo nazionale rivolto a un miglioramento dell'efficienza. Le imprese coinvolte nel Top 1000 Program erano generalmente le aziende più vecchie e inefficienti, che non avevano ancora adottato politiche di risparmio energetico. Nel dodicesimo piano è stato invece promosso il "Top 10000 Program", un progetto analogo, ma rivolto ad aziende più piccole e che già avevano affrontato in passato processi di riammodernamento degli impianti. Per questa ragione l'obiettivo di riduzione dell'intensità energetica del 16% potrebbe non essere considerato come un passo indietro rispetto agli obiettivi precedenti (20%), poiché la riduzione potrebbe essere resa più complicata dal diverso tipo di azienda[7]. Gli obiettivi del dodicesimo piano quinquennale, inoltre, possono essere riassunti come: a) diversificazione delle risorse energetiche attraverso l'aumento dell'utilizzo di gas naturale, energia nucleare, energie rinnovabili e lo sviluppo di tecnologie per generare diesel e benzina dal carbone; b) accrescere le attuali fonti di gas naturale e petrolio e portare avanti esplorazioni per individuare nuove localizzazioni di risorse energetiche a livello globale; allo stesso tempo diversificare le rotte d'importazione, riducendo la dipendenza dal Medio Oriente a favore delle più sicure rotte russa e centroasiatica; c) rafforzare l'esplorazione e la produzione dei nuovi pozzi petroliferi, aumentando anche la cooperazione internazionale per i siti *off-shore*; d) aumentare il numero di riserve strategiche di petrolio[8].

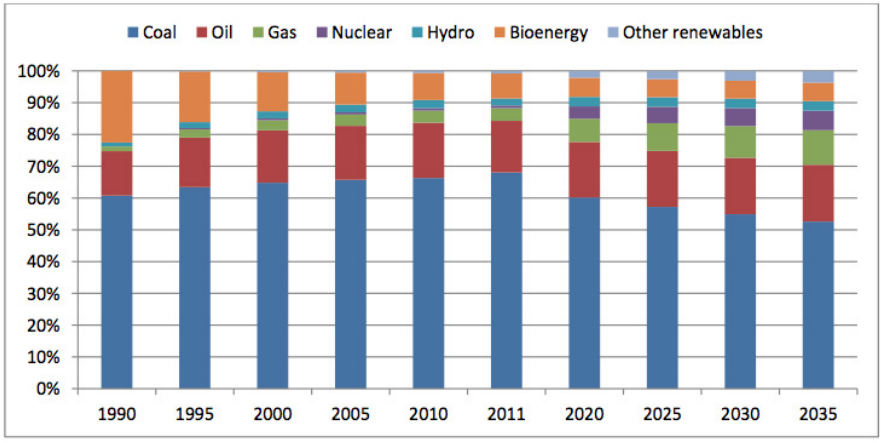
7. J. Lewis, *Energy and Climate Goals of China's 12th Five-Year Plan,* Pew Center on Climate Change, March 2011 e *China's Greeen Revolution. Energy, Environment and the 12th Five-Year Plan,* chinadialogue, 2011, cap. 3.

8. Zhang Jian, *China's Energy Security: Prospects, Challenges and Opportunities* p. 12.

4.3 Produzione e consumo energetico in Cina

La Cina è diventata nel 2010 il primo paese al mondo per consumo energetico grazie al rapido aumento degli ultimi decenni, di pari passo con la dimensione dell'economia cinese. Come si vede nella Figura 4.1, l'incidenza percentuale del Pil cinese su quello del resto del mondo è cresciuta di pari passo con la quota di consumo cinese su quello mondiale. Il carbone ha il peso largamente maggiore nel consumo energetico cinese, rappresentando circa i due terzi del totale[9].

Figura 4.2 - La struttura energetica cinese tra il 1990 e il 2035



Fonte: Iea, *World Energy Outlook* 2013

L'eccessivo consumo di energia derivante dal carbone è uno dei principali ostacoli al raggiungimento degli obiettivi di riduzione della CO_2 che il governo si è posto in sede di piano quinquennale[10]. D'altro

9. *China Statistical Yearbook 2013*, Tabella 8-2.

10. A margine del vertice dei leader Apec, tenutosi a Pechino il 10-11 novembre 2014, è stato annunciata una dichiarazione congiunta sino-americana sul cambiamento climatico che prevede che la Cina raggiunga entro il 2030 l'obiettivo di avere il 20% del consumo energetico derivante da combustibili non-fossili. Sebbene la dichiarazione sia stata definita storica dal presidente americano Barack Obama e dai media internazionali, in realtà tale obiettivo sembrerebbe essere assolutamente in linea

canto, osservando i dati sulla produzione cinese si nota come tale fonte energetica sia più facilmente disponibile nel paese: il carbone è, infatti, l'unica fonte fossile per la quale la produzione interna copre quasi interamente la domanda[11]. Analizzeremo ora nel dettaglio i dati relativi a produzione e consumi di carbone, greggio, gas naturale e fonti rinnovabili.

4.3.1 Carbone

Il carbone è da decenni stabilmente al primo posto per energia prodotta ed energia consumata in Cina, con valori prossimi 70%, che solo negli ultimi anni stanno conoscendo un declino relativo. Sul territorio cinese vi è una grandissima disponibilità di tale risorsa che la rende una scelta estremamente conveniente. Negli ultimi anni, però, vi è una crescente tendenza a ridurre il peso del carbone nella struttura energetica cinese a causa del suo eccessivo impatto ambientale, che si manifesta sia con effetti negativi sul territorio sia come emissione di gas climalteranti. La produzione di carbone è talmente rilevante in Cina che genera anche un'industria rivolta alle esportazioni, con conseguenti benefici per la bilancia commerciale. Tuttavia, proprio per le preoccupazioni energetiche, è preciso obiettivo dell'amministrazione cinese trovare soluzioni alternative con miglior impatto ambientale, sebbene quest'obiettivo appaia ancora lontano dall'essere raggiunto. Il carbone, infatti, quasi del tutto prodotto internamente, garantisce un approvvigionamento economico e certo. In considerazione del vantaggio competitivo del settore manifatturiero cinese dovuto, tra le altre cose, anche al limitato costo dell'energia, la riduzione del peso del carbone sulla struttura energetica della Rpc potrebbe essere ostacolati da costi economici eccessivi.

---

con le previsioni sull'evoluzione della struttura energetica cinese e, anzi, potrebbe apparire persino cauto rispetto alla volontà di aumentare le quote di rinnovabili e nucleare così come prospettato per il tredicesimo piano quinquennale.

11. *China Statistical Yearbook 2013*, Tabella 8-1.

4.3.2 Petrolio

Il petrolio è la seconda fonte della struttura energetica cinese. Come già anticipato durante l'inquadramento storico, il rapporto di Pechino con questa risorsa è mutata nel corso negli anni. Oggi la gestione dell'approvvigionamento petrolifero cinese è in mano alle tre grandi imprese statali: China National Petroleum Corporation (Cnpc), Sinopec, China National Off-shore Oil Corporation (Cnooc). Queste aziende acquisirono lo status attuale a seguito della riorganizzazione delle imprese statali del settore energetico avvenuta dopo che nel 1993 terminò l'autosufficienza petrolifera cinese. Cnpc, grazie anche alla controllata Petrochina, detiene circa il 66% della produzione petrolifera nazionale, mentre Sinopec gestisce più della metà della raffinazione e distribuzione in Cina. Cnooc, invece, è quasi un soggetto monopolista nel settore dell'esplorazione e produzione off-shore[12]. I maggior siti di produzione sono localizzati in aree nordoccidentali (Xinjiang) e nordorientali (soprattutto le tre province mancesi) e in giacimenti off-shore lungo tutta la costa cinese. La produzione cinese, che negli ultimi anni si è attestata su valori superiori ai 4 milioni di barili al giorno, è concentrata soprattutto nei giacimenti on-shore, mentre la produzione in mare copre solo un quinto del totale[13]. Molti dei siti cinesi sono però maturi e con ogni probabilità nei prossimi anni si registrerà un netto calo della produzione interna[14]. In quest'ottica rivestono crescente importanza sia le nuove esplorazioni, sia le importazioni dall'estero. La Figura 3 mostra come dal 1993 il divario fra produzione e consumo

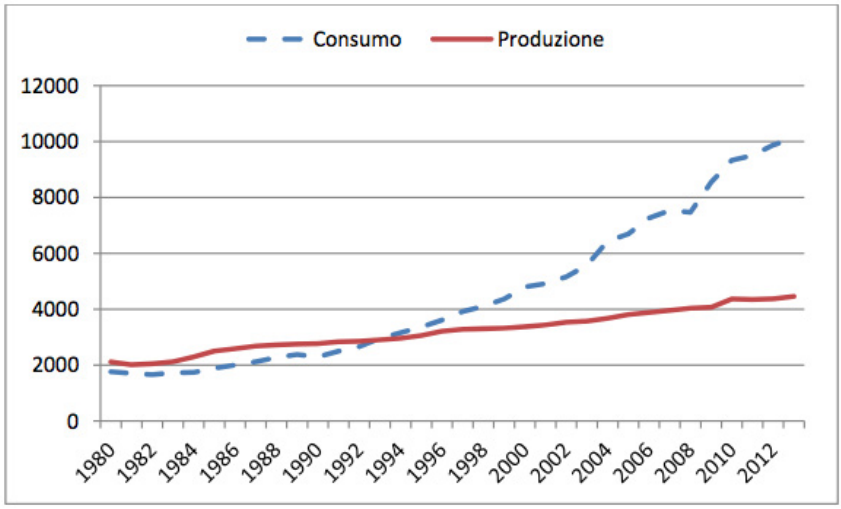
12. J. Lee, "China's Geostrategic Search for Oil", *The Washington Quarterly*, vol. 35, n. 3, pp 75-92 e p. 81. Nel determinare il rapporto fra imprese statali nazionali e politica energetica cinese si veda anche a pp. 81-83 il tema della presenza di membri del Pcc ai vertici delle compagnie petrolifere.

13. Si vedano Energy Information Administration (Eia), *China*, Country Analysis, febbraio 2014, http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ch e British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy*, 2014.

14. Si veda Eia, *China*… cit. e L., Feng *et al.*, *The Chinese Oil Industry: History and Future*, Springer Briefs in Energy, 2013, p. 18.

sia progressivamente aumentato, costringendo la Cina a dover ricorre sempre più all'approvvigionamento all'estero.

Figura 4.3 - Consumo e produzione di petrolio in Cina, 1980-2013



Fonte: Eia

Per assicurarsi tali risorse il governo cinese ha avviato una campagna di acquisizioni di *assets* strategici nei mercati esteri per sviluppare competenze e per assicurarsi maggiore garanzia di flussi costanti. Allo stesso tempo però la dipendenza dalle importazioni sta esponendo sempre di più alle instabilità mediorientali. Nel 2013, infatti, l'Arabia Saudita (19%), l'Iran (8%), l'Oman (9%) e l'Iraq (8%) figurano fra i primi esportatori in Cina. A questi si aggiungono l'Angola (14%) e la Russia (9%). Il Medio Oriente da solo vale dunque oltre metà delle importazioni, con 2,9 milioni di barili al giorno, un valore persino superiore a quello esportato verso gli Stati Uniti, che nel 2013 si sono fermati sotto i 2 milioni di barili al giorno importati dal Golfo Persico[15]. Va rilevata anche l'importanza assunta in questi anni dall'Africa, un dato

15. Eia, *US Imports from Persian Gulf Countries of Crude oil*, 2014, http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRIMUSPG2&f=A.

che si affianca alla sempre più crescente presenza cinese nei paesi subsahariani. Secondo altre proiezioni[16], inoltre, la domanda di importazioni cinesi supererà presto l'offerta di petrolio nel mercato internazionale. Conseguentemente i consumi di petrolio cinesi saliranno a 530 milioni di tonnellate annue nel 2020 e 650 milioni nel 2030. Sempre in base a questi dati, la quota da importare sarebbe di 336 milioni di tonnellate nel 2020 e 488 milioni nel 2030.

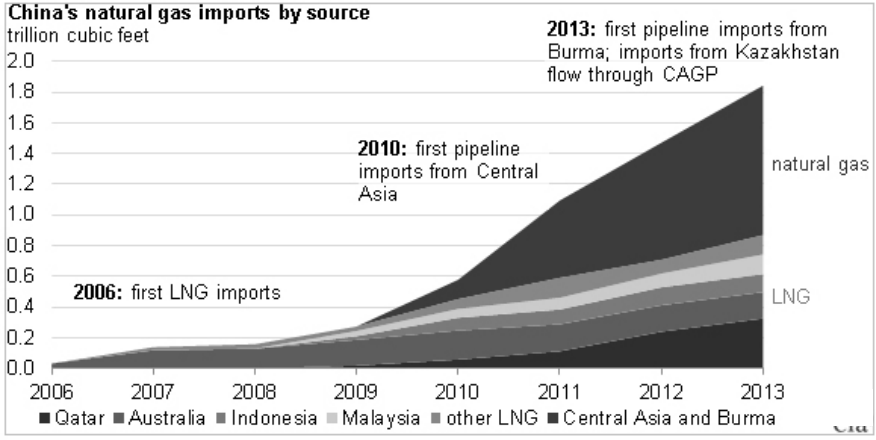
4.3.3 Gas naturale

L'incidenza del gas naturale nella struttura energetica è in costante crescita e si prevede che entro il 2035 possa addirittura raggiungere il 10% dell'energia consumata in Cina, sebbene a oggi il valore sia ancora attorno alla metà. La produzione di gas naturale in Cina ha avuto un grosso incremento a partire dagli anni Novanta, cui ha fatto seguito, però, un incremento ancora maggiore del consumo. Dal 2007, infatti, la Cina si è trasformata da esportatore a importatore netto[17], assecondando una crescita del consumo di gas tale che nel 2035 potrebbe portarla a livelli comparabili a quelli di Russia e Unione Europea[18]. Per garantirsi l'approvvigionamento di tali crescenti volumi di gas, la Cina ha realizzato una rete di gasdotti e ha avviato la costruzione di numerosi rigassificatori. Inoltre ha cercato di differenziare l'origine delle importazioni. Molti gasdotti cinesi sono finalizzati a distribuire energia all'interno del paese, soprattutto lungo la tratta ovest-est che porta gas alle ricche e industrializzate regioni costiere, in parallelo esistono gasdotti internazionali che permettono d'importare gas dall'Asia centrale e (in futuro) dalla Russia, con la quale – come si vedrà – è stato di recente siglato un accordo sulla vendita del gas russo. Infine, nel 2008 è stato raggiunto un accordo con il Myanmar per la realizzazione di un gasdotto della capacità annua di 12 Gmc, che si stima andrà a pieno regime nei prossimi anni. Per quanto riguarda il Gas naturale

16. L., Feng *et al.*, *The Chinese Oil Industry: History and Future*… *cit.,* pp. 64-65.
17. Eia, *China*… cit.
18. Dati International Energy Agency (Iea), *World Energy Outlook 2013.*

liquido (Gnl), con 25 Gmc importati nel 2013 rappresenta circa la metà dell'approvvigionamento internazionale cinese, tanto che la Cina con 25 Gmc importati nel 2013 è il terzo importatore al mondo[19]. L'acquisto di Gnl avviene tramite le aziende energetiche statali che costruiscono rigassificatori e stipulano accordi con i paesi esportatori. In molti casi, come anche per il petrolio, le aziende energetiche statali cinesi operano acquisizioni delle aziende locali che si occupano di energia, quali, ad esempio, in Australia la Queensland Curtis Lng Project (50% di proprietà della Cnooc) e in Canada la Lng Canada Project (20% di proprietà Cnpc). A differenza del petrolio, i maggiori esportatori in Cina di Gnl sono più distribuiti, anche se nel complesso il 40% delle importazioni cinesi via metaniera proviene dal Medio Oriente[20]. Il completamento di diversi progetti in Australia, previsto per i prossimi anni, dovrebbe dare un ulteriore contributo alla diversificazione degli approvvigionamenti cinesi di Gnl[21].

Figura 4.4 - Importazione di gas in Cina



Fonte Eia

19. Si veda International Group of Liquified Natural Gas Importers (Giignl), *The LNG industry 2013*.

20. Eia, *Natural gas serves a small, but growing, portion of China's total energy demand*,18 agosto 2014, http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=17591.

21. Si veda il capitolo 7 di questo volume.

Vi è inoltre la questione del gas da argille (*shale gas*), un'opportunità non ancora pienamente sviluppata in Cina, ma che promette di essere un fattore rilevante nella struttura energetica cinese dei prossimi anni. Secondo uno studio Eia/Ari[22], la Cina nel 2012 era l'unico paese oltre a Canada e Stati Uniti ad avere commerciato shale gas, seppur con percentuali inferiori all'1% della propria produzione di gas naturale. Lo stesso studio indicava anche la Cina come possibile sede dei più grandi giacimenti di shale gas al mondo, soprattutto nel bacino del Sichuan, una provincia della Cina sud-occidentale. Tuttavia lo sviluppo dell'estrazione dello shale gas in Cina è appena agli inizi, tant'è vero che il Ministero delle Terre e Risorse ha dovuto abbassare gli obiettivi di estrazione fino al 2020 da una forbice di 60-100 Gmc annui a una stima più cauta di 30 Gmc, da estendere eventualmente a 40-60 Gmc[23]. Attualmente uno dei maggiori ostacoli alla diffusione dello shale gas in Cina è il suo costo di estrazione, quantificato come quasi il doppio di quello statunitense. Questo problema potrebbe però presto risolversi, grazie all'incremento di esperienza che stanno acquisendo i cinesi e al miglioramento delle tecnologie estrattive[24]. Una questione invece più difficile da gestire potrebbe rivelarsi quella della disponibilità di risorse idriche, necessarie per sfruttare i giacimenti di shale gas, ma potenzialmente insufficienti in alcune delle più promettenti regioni produttive cinesi[25].

---

22. Energy Information Administration/Advanced Resources International (Eia/Ari) Report, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, giugno 2013.

23. Wang Qian, "Shale exploration 'making great strides'" *China Daily USA* 18/09/2014 http://usa.chinadaily.com.cn/epaper/2014-09/18/content_18622610.htm

24. N. Glickman, "China's Shale Gas Costs are at least double those in the Us, but Rising Output will aid its bargaining position in World Markets" in *Bloomberg New Energy Finance*, 29 maggio 2014, http://about.bnef.com/press-releases/chinas-shale-gas-costs-least-double-us-rising-output-will-aid-bargaining-position-world-markets/. Il costo medio per i principali pozzi di shale gas americano è: Haynesville USD 9.3m, Marcellus USD 6.0m, Barnett USD 3.3m e Fayetteville USD 2.6m.

25. Si veda Tianyi Luo, J.N. Proctor e P. Reig, *Global Shale Gas Development: Water Availability & Business Risks*, World Resources Institute, settembre 2014. http://www.wri.org/sites/default/files/wri14_report_shalegas.pdf.

4.3.4 Rinnovabili e nucleare

Uno dei principali problemi legati allo sviluppo economico cinese è l'utilizzo di carbone per generare energia, un elemento che ha pesanti ripercussioni sull'ambiente della Repubblica popolare cinese. Per questa ragione, come si è visto, gli ultimi piani quinquennali hanno dedicato molto spazio allo sviluppo e alla promozione di fonti non fossili. Tra queste il governo cinese dedica un'attenzione particolare al nucleare. L'incidenza del nucleare sulla struttura energetica cinese è un fattore relativamente recente – la prima produzione risale al 1993 – ma nei prossimi anni ci sarà un deciso cambiamento. A oggi infatti sono in funzione in Cina 21 reattori nucleari, ma sono in costruzione altri 27[26]. L'obiettivo è di diventare la prima potenza nucleare mondiale entro il 2020[27]. Questo intendimento dovrebbe velocizzare un passaggio che il World Energy Outlook 2013 dell'International Energy Agency (Iea) prevede per il 2035. Quale che sia l'anno del sorpasso, rimane certo che la Cina è il principale paese al mondo per investimenti sul nucleare, poiché, oltre a sostituire eventuali centrali obsolete, punterà nei prossimi anni ad ampliare ulteriormente la propria produzione energetica derivante dal nucleare. L'intenzione è di estendere la capacità energetica nucleare dagli attuali 10,8 GWe (2010) a valori di 58 GWe nel 2020 e 150 GWe nel 2030[28]. Per avere un paragone, attualmente i valori russi si attestano su 24 GWe con un piano per il 2030 di arrivare a 30,5 GWe[29], mentre gli Stati

26. World Nuclear Association, *Nuclear Power in China*, novembre 2014, http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/China--Nuclear-Power/.

27. S. Chen, *China plans to be world leader in nuclear power by 2020*, *South China Morning Post*, 14 settembre 2014, http://www.scmp.com/news/china/article/1591984/china-plans-be-world-leader-nuclear-power-2020?page=all.

28. World Nuclear Association, *Nuclear Power in China*… cit.

29. World Nuclear Association, *Nuclear Power in Russia*, ottobre, 2014, http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-O-S/Russia--Nuclear-Power/ e World Nuclear Association, *Nuclear Power in World Today*, aprile 2014, http://www.world-nuclear.org/info/Current-and-Future-Generation/Nuclear-Power-in-the-World-Today/.

Uniti hanno una capacità installata di 99,3 GWe[30]. Nonostante una tale previsione di crescita, si stima comunque (World Energy Outlook 2013) che il nucleare conterà per il 10% di tutta l'energia consumata in Cina solo nel 2030. Il nucleare, dunque, andrà a sostituire in parte l'energia derivante dal carbone, senza ridurre significativamente la dipendenza dall'importazione di gas e petrolio. Un discorso analogo va fatto per le energie rinnovabili – idroelettrico, bioenergie e altre rinnovabili – che dovrebbero mantenere stabilmente una quota dell'11-12% dell'energia consumata in Cina, sia attualmente sia con previsione fino al 2035. Altre stime, questa volta di fonte giornalistica cinese[31], riportano la volontà di avere quote di energie rinnovabili ancora superiori nel lungo periodo, sia in termini di energia nucleare[32] sia per quanto riguarda le rinnovabili in senso stretto, sempre però con l'obiettivo di andare a rimpiazzare la graduale riduzione dell'utilizzo del carbone. Inoltre, nel tredicesimo piano quinquennale che dovrà coprire gli anni 2016-2020, è possibile attendersi un focus ancora maggiore sulle energie rinnovabili, con un passo decisivo verso una transizione a un'economia più verde[33], anche se il primato di energia generata da combustili fossili non appare in discussione nemmeno nel lungo periodo.

4.4 La domanda energetica e la politica estera cinese

La necessità di sostenere la crescita economica cinese con sufficienti risorse energetiche è un fattore che ha già cominciato a emergere e

30. World Nuclear Association, *Nuclear Power in the USA*, ottobre 2014, http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/USA--Nuclear-Power/.

31. Hou Na, "China investing in green & nuclear technologies", *CCTV.com English*, 24 settembre 2014, http://english.cntv.cn/2014/09/24/VIDE1411511281861627.shtml.

32. S. Tiezzi, "Why China Will Go All-In on Nuclear Power", *The Diplomat*, 8 ottobre 2014, http://thediplomat.com/2014/10/why-china-will-go-all-in-on-nuclear-power/.

33. Zhang Chun e Xu Nan, "Green sector will boom during China's 13th Five-Year Plan" *chinadialogue*, 3 settembre2014, https://www.chinadialogue.net/article/show/single/en/7280-Green-sector-will-boom-during-China-s-13th-Five-Year-Plan.

che segnerà la proiezione estera della Cina. La domanda energetica sta ponendo la Cina nella condizione di dover negoziare accordi con molti paesi di diversi continenti entrando in concorrenza soprattutto con i paesi europei per l'acquisto delle risorse. Inoltre il governo cinese sarà presto costretto a interrogarsi sulle opzioni disponibili per difendere gli investimenti all'estero nel settore energetico. Le considerazioni sulla politica estera cinese e sulla domanda energetica del paese potrebbero persino portare a una svolta epocale sulle linee guida cinesi in materia di relazioni internazionali. Fin dalla metà degli anni '50, infatti, la Repubblica popolare cinese ha fatto riferimento a una dottrina denominata "i cinque princìpi di coesistenza pacifica", che si richiamano a quanto stabilito nel corso del summit dei paesi non allineati tenutosi a Bandung nel 1955. Tali princìpi prescrivono, tra le altre cose, la non ingerenza negli affari interni degli stati, un elemento che, appunto, potrebbe essere sempre più difficile da mantenere al crescere del rischio per gli investimenti cinesi nel settore energetico in aree instabili. Tuttavia, prima di affrontare questi argomenti, è opportuno soffermarsi su come stiano cambiando e come potrebbero evolversi i rapporti fra la Cina e i principali attori dello scenario internazionale.

4.4.1 Russia

Il rapporto tra Russia e Cina ha subìto nella storia degli ultimi decenni andamenti alterni. Dopo un'alleanza molto stretta negli anni '50, si arrivò poi al cosiddetto "Sino-Soviet split", che condusse addirittura a scontri militari lungo i confini. A cavallo della caduta del Muro, però, cominciò un graduale riavvicinamento che portò, in principio, alla creazione della Shanghai Cooperation Organization (Sco) e in seguito a un rapporto più stretto testimoniato anche dalla firma, nel maggio 2014, di un importante accordo per la fornitura di gas russo in Cina. Tale accordo, siglato in piena crisi ucraina, ha allarmato molto gli osservatori occidentali per la possibilità che potesse ridurre l'interdipendenza economica fra Russia ed Europa e, di conseguenza, alleviare il peso delle sanzioni economiche decise a seguito del processo di annessione della Crimea alla Russia.

Tuttavia la quantità di gas naturale che sarà trasportata via gasdotto dalla Russia alla Cina nord-orientale anche a regime avrà volumi ancora largamente inferiori all'interscambio energetico euro-russo[34]. I 38 Gmc annui di gas che verranno forniti per trent'anni sono ancora di molto inferiori ai 160 Gmc che nel 2013 sono transitati dalla Russia all'Europa[35]. Le negoziazioni per quest'accordo si sono protratte per circa dieci anni, trovando l'ostacolo maggiore nel prezzo di vendita, con i cinesi contrari a pagare una somma analoga a quella pagata dai paesi europei, ovvero circa 380 dollari ogni mille metri cubi. Con lo scopo di abbassare il prezzo, oltre a far leva sulla crisi ucraina e sulla necessità russa di trovare compratori alternativi per alleggerire la propria esposizione nei confronti dell'Unione Europea, la Cina ha precedentemente siglato accordi con il Turkmenistan per la fornitura di gas a prezzi inferiori, su valori vicini ai 350 dollari ogni mille metri cubi. Sebbene il prezzo pattuito da Xi Jinping e Putin sia ufficialmente mantenuto segreto, si ritiene che possa essere vicino a quanto pagato in Turkmenistan[36]. Il raggiunto accordo sul prezzo ha evidentemente semplificato la chiusura di ulteriori accordi. Le parti stanno, infatti, negoziando un secondo contratto, sempre trentennale, ma questa volta per 30 Gmc annui, per la fornitura di gas dalla Siberia alla Cina, tramite gasdotti localizzati più a occidente[37]. Anche con questi volumi il trasferimento di gas dalla Russia alla Cina risulterebbe inferiore ai flussi verso l'Europa, ma con un controvalore di oltre 20 miliardi di dollari all'anno costituirebbe

34. Si veda in questo caso S. Lain, "The Significance of the China-Russia Gas Deal" *The Diplomat*, 24 maggio 2014, http://thediplomat.com/2014/05/the-significance-of-the-china-russia-gas-deal/ e S. Lain, "Russia's gas deal with China underlines the risks to Europe's energy security", *The Guardian,* 26 maggio 2014,, http://www.theguardian.com/commentisfree/2014/may/26/russia-gas-deal-china-europe-energy-security-danger

35. Si veda il capitolo 5 di questo volume.

36. E. Downs, "In China-Russia gas deal, why China wins more", *Fortune Magazine*, 20 giugno 2014, http://fortune.com/2014/06/20/in-china-russia-gas-deal-why-china-wins-more/.

37. "Russia, China to sign new 30 year gas deal via 2nd route", *The Brics Post*, 18 settembre 2014, http://thebricspost.com/russia-china-to-sign-new-30-year-gas-deal-via-2nd-route/#.VFNKEjTF_To.

un importante fattore di diversificazione. Data la grande necessità di gas cinese, da un lato per mitigare la dipendenza dalle importazioni di petrolio, dall'altro per accelerare il processo di riduzione del consumo di carbone, non è da escludere che il raggiunto accordo sul prezzo non possa portare nel breve periodo a una ulteriore crescita delle esportazioni di gas russo in Cina. Un'eventualità del genere potrebbe avere ripercussioni sull'interdipendenza economica sia fra Russia e Cina, sia su quella fra Russia e Unione Europea, con un peso sempre più spostato verso l'Asia.

4.4.2 Europa e Stati Uniti

La trasformazione della struttura energetica cinese ha indubbie ripercussioni anche sui rapporti fra Cina e Unione Europea. Da un lato vi è la concorrenza sui mercati dell'energia per assicurarsi le risorse necessarie al proprio sviluppo economico, dall'altro la possibilità di conseguire in maniera più efficace obiettivi comuni. La crescente domanda cinese aumenta la pressione sui mercati internazionali, con effetti strutturali di lungo periodo sui prezzi dell'energia e dunque conseguenze negative per gli importatori europei. D'altro canto, seppur con obiettivi diversi, Europa e Cina condividono l'aspirazione di ridurre l'utilizzo di combustili fossili, diminuendo la dipendenza dalle importazioni e ampliando l'utilizzo di energie rinnovabili. Contrariamente a quanto ci si potrebbe aspettare, dunque, il ruolo cinese nel mercato globale dell'energia potrebbe anche indurre Cina e Unione Europea a cooperare per trovare soluzioni vantaggiose che permettano loro di ridurre il crescente gap con gli Stati Uniti in termini di costo dell'energia e conseguente competitività industriale.

Per quanto riguarda invece i rapporti tra Cina e Stati Uniti, va rilevato come gli Stati Uniti producano la maggior parte della sicurezza globale marittima che permette alla Cina, così come anche al resto del mondo, di garantirsi un flusso stabile di importazioni di risorse energetiche. Al crescere dell'esposizione cinese verso la dipendenza dalle importazioni e alla parallela riduzione delle importazioni americane potrebbe emergere la volontà statunitense di ri-suddividere le responsabilità del

mantenimento della sicurezza marittima globale. Se da un lato questa novità potrebbe portare a qualche attrito fra i due attori, costringerà anche a raggiungere compromessi per garantire i beni pubblici globali. Inoltre, come nel caso europeo potrebbero sorgere collaborazioni per lo sviluppo di tecnologiche che riducano l'intensità energetica e attenuino gli effetti sull'ambiente della produzione di energia. Da evidenziare è la collaborazione per lo sviluppo dell'industria estrattiva dello shale gas, con un crescente attivismo dei due governi in tal senso[38]. Infine, sebbene siano da escludere accordi governativi per l'esportazione di petrolio in Cina, bisogna sottolineare come negli ultimi anni vi sia stato un trend ascendente di vendita di prodotti petroliferi raffinati dalle aziende statunitensi verso la Cina che potrebbe condurre a un, almeno relativo, riorientamento della bilancia commerciale fra i due paesi[39].

4.4.3 Sud est asiatico e Oceania

Con l'obiettivo di assicurarsi quante più risorse energetiche possibili per la propria crescita economica, la Cina ha coinvolto in questo percorso anche molti paesi del Sudest asiatico. La prima implicazione è senza dubbio di tipo logistico e riguarda lo storico "Malacca dilemma", ovvero la questione della pericolosità dello stretto di Malacca, un lembo di mare che separa la penisola malese dall'isola indonesiana di Sumatra. Lo stretto – che è la principale via di accesso al Mar Cinese meridionale per tutti i traffici dall'Europa, dall'Africa e dal Medio Oriente – è estremamente pericoloso a causa sia di questioni geografiche sia per una radicata presenza della pirateria marittima. La soluzione a questo problema ha due opzioni complementari: 1) un pattugliamento marittimo da condursi congiuntamente con altri attori regionali per garantire la sicurezza regionale; 2) la rideterminazione dei porti di sbarco

38. Si veda http://www.americansecurityproject.org/increased-energy-security-and-strengthened-bilateral-ties-opportunities-for-u-s-china-shale-gas-cooperation/.

39. Si vedano http://www.scmp.com/business/commodities/article/1217040/us-exports-crude-oil-china; http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=10851; http://dailycaller.com/2014/05/30/us-crude-oil-exports-hit-a-15-year-high/.

delle risorse energetiche importate. A questo proposito va riportato il caso dell'oleodotto sino-birmano in fase di completamento lungo lo stesso percorso del gasdotto che è già in funzione. Tale infrastruttura da un lato potrà contribuire molto all'alleggerimento del rischio del passaggio attraverso lo stretto di Malacca, dall'altro porterà a rafforzare ulteriormente il legame fra Cina e Myanmar. Con gli altri paesi del Sudest asiatico, invece, potrebbe acuirsi il clima di scontro sulla sovranità delle numerose isole contese che fungono da avamposti per poter accedere ai giacimenti energetici nel Mar Cinese meridionale. Il governo cinese, infatti, come d'altronde ha già più volte ricordato, non arretrerà dalla sua ferma volontà di attestare la propria sovranità su ciascuno dei territori contesi. Osservando invece il rapporto con l'Australia, è possibile notare come la trasformazione della struttura energetica cinese possa avere un effetto ambivalente sulle relazioni economiche fra i due paesi. L'Australia è già oggi tra i primi esportatori verso la Cina di gas liquido liquefatto e questo ruolo è destinato a crescere in futuro. Le politiche di diversificazione energetica, sia in termini di combustibile sia in termini di origine delle importazioni, non potranno dunque che favorire ulteriormente il commercio di Gnl fra Cina e Australia. Tuttavia, parallelamente, le politiche cinesi di riduzione dell'utilizzo del carbone sono già state indicate come causa del congelamento d'investimenti nel settore minerario australiano[40], anticipando un trend che non potrà che rafforzarsi al rallentamento della domanda di carbone in Cina.

4.4.4 Africa

Il tema della presenza cinese in Africa occupa sempre più spazio nei media internazionali. La Cina, infatti, nella sua ricerca di nuovi mercati energetici, guarda sempre più a questo continente. L'Angola è già fra i primi fornitori di greggio della Cina e l'attenzione cinese verso l'Africa è crescente. Il modello cinese di relazione con i paesi africani è

40. K. Loussikian, "Increased energy efficiency in China could "strand" Australian mining projects", *Mining Australia*, 18 dicembre 2013, http://www.miningaustralia.com.au/features/increased-energy-efficiency-in-china-could-strand.

sensibilmente diverso da quello dei paesi occidentali. La Cina, infatti, seguendo le proprie linee guide di politica estera basate sulla non ingerenza, non vincola la cooperazione economica a piani di riforma politica nei paesi africani, ma si sente libera di stringere accordi di natura commerciale con qualsivoglia regime. In un raffronto con la politica americana in Africa è possibile constatare come la minore necessità d'importare il petrolio africano renda gli Stati Uniti meno legati al continente. La Cina, dunque, sente di avere un ruolo sempre crescente in Africa, sia sul piano economico, sia su quello politico. Infatti, di recente la Cina a causa di turbolenze politiche ha dovuto rinunciare alle risorse provenienti da uno dei suoi maggiori partner commerciali, il Sudan, a cui poi si è aggiunto il Sud Sudan nel momento della nascita per secessione. Le esportazioni verso la Cina dal Sudan e dal Sud Sudan crollarono tra il 2011 e il 2012 da 260.000 barili al giorno a zero e non hanno più raggiunto i livelli precedenti, nonostante un ritorno alle attività estrattive[41]. Tale condizione ha fatto sì che nel settembre 2014 la Cina s'impegnasse a partecipare a operazioni di peacekeeping sotto l'egida Onu con possibilità d'intervento militare. Quest'eventualità, che potrebbe essere interpretata come un'azione per difendere gli investimenti delle compagnie petrolifere cinesi, potrebbe segnare l'avvio di una nuova fase della politica estera cinese, condizionata dalla necessità di difendere il proprio approvvigionamento energetico anche nei teatri più caldi del globo[42]. Secondo una logica che varrà ancora di più per il Medio Oriente, la Cina nel prossimo decennio potrebbe trovarsi sempre più spesso a dover difendere i propri investimenti energetici con una crescente presenza militare. Se ciò dovesse avvenire, potrebbe cambiare strutturalmente la politica estera cinese e la sua proiezione verso l'esterno, a partire proprio dall'Africa.

41. Eia, *China*… cit.

42. F. Fasulo, *Sud Sudan, per la prima volta Pechino recluta il suo esercito*, ISPI Commentary, 11 settembre 2014.

4.4.5 Medio Oriente

Il capitolo sicuramente più complicato per quanto riguarda la dimensione esterna della politica energetica cinese e la sua necessità di approvvigionamento energetico riguarda il Medio Oriente. In questo contesto regionale si manifesta con forza maggiore la criticità della sua politica estera non interventista. Il presidente americano Barack Obama nell'estate 2014 ha duramente etichettato la Repubblica popolare cinese come attore *free rider* della comunità internazionale, con preciso riferimento al comportamento cinese in ambito siriano e iracheno. In passato, non avendo interessi commerciali da difendere, la Cina ha potuto non occuparsi del mantenimento della stabilità, lasciando ad altri "poliziotti globali" tale gravoso compito. Oggi, però, la Cina importa dal Medio Oriente più di quanto non facciano gli Stati Uniti e le responsabilità potrebbero ugualmente ridistribuirsi. Il governo ha avuto modo di testare quanto possa essere sconveniente abbinare politiche di approvvigionamento energetico ad altre questioni tipiche del comportamento da tenersi nelle relazioni internazionali. A causa di una disputa fra la Sinopec e la compagnia petrolifera di stato dell'Iran, fra il 2011 e il 2012 la Cina ha ridotto del 20% il volume delle sue importazioni da 555.000 barili al giorno a 439.000 barili al giorno. Inoltre, nel 2013 ha ulteriormente ridotto le importazioni del 2,3% (inizialmente aveva persino pianificato il 5%) dietro le pressioni di americani ed europei che avevano comminato sanzioni contro il proseguimento del piano nucleare iraniano[43]. Un altro fronte caldo è quello dell'Iraq, teatro d'instabilità nel 2014 a causa della minaccia dell'Isis. Fortunatamente per i cinesi la localizzazione meridionale dei propri investimenti ha consentito che non venissero interrotte le operazioni estrattive compiute dalle aziende petrolifere della Rpc, ma il prosieguo della rivolta dello stato islamico lascia aperti molteplici interrogativi sulla possibilità di considerare tali *assets* sfruttabili a lungo periodo. Si pone così la questione di quale potrebbe essere il comportamento cinese in caso di peggioramento della crisi irachena, in misura tale che possano ridursi le importazioni da un

43. Eia, *China*…cit.

paese che fornisce l'8% del greggio attualmente acquistato all'estero dalla Cina. Un segnale interessante potrebbe essere giunto da un recente meeting sull'Afghanistan[44], durante il quale il governo cinese ha manifestato l'intenzione d'impegnarsi maggiormente sul piano politico in Afghanistan, uno scenario legato per analogia all'Iraq sebbene nel caso afghano vada considerata anche la prossimità geografica.

Conclusioni: una Cina più presente

Con le riforme economiche avviate alla fine degli anni '70 la Cina ha dato avvio a un processo di rapida crescita economica cui si è accompagnata l'esplosione della domanda energetica. Dagli anni '90 in poi la Cina non è più riuscita a sostenere i consumi energetici con la produzione nazionale ed è dovuta andare a rifornirsi sul mercato internazionale, prima timidamente, poi con un'azione più decisa volta ad assicurarsi risorse di diverso tipo in scenari molto diversi tra loro. La Cina è diventata gradualmente il maggior consumatore e il maggiore importatore di risorse energetiche, aumentando anno dopo anno il proprio posizionamento strategico in Africa, Medio Oriente e Oceania e siglando rapporti bilaterali con tutti i produttori più rilevanti. Questa esposizione è dovuta alla sua sempre crescente domanda energetica, che porterà la Cina nei prossimi anni ad aumentare esponenzialmente il gap fra consumi e produzione interna. La necessità di doversi garantire risorse tramite il mercato internazionale sta cambiando quasi tutti i rapporti di politica estera che la Cina intrattiene con gli altri attori internazionali. Si sta rafforzando un'alleanza strategica con la Russia per via degli accordi sul gas. Sul fronte europeo, invece, si registra un probabile contrasto per la comune necessità d'importare risorse, ma, allo stesso tempo, potrebbero anche avviarsi processi di cooperazione

44. M. Martina, "United States praises China's growing role in Afghanistan", *Reuters*, 30 ottobre 2014, http://www.reuters.com/article/2014/10/30/us-usa-china-afghanistan-idUSKBN0IJ0C120141030; H.V. Pant, "China is making its presence felt in Afghanistan", *The National*, 1 novembre 2014, http://www.thenational.ae/opinion/comment/china-is-making-its-presence-felt-in-afghanistan.

per sviluppare tecnologia volta a una maggiore efficienza energetica e al minore utilizzo di combustibili fossili. Il rapporto con gli Usa sta affrontando un'evoluzione legata alla redistribuzione delle responsabilità in ambito internazionale, con la possibilità che la Cina acquisisca un ruolo più oneroso. Africa e Medio Oriente rappresentano due scenari nei quali potrebbe manifestarsi più chiaramente il possibile cambio di passo della politica estera energetica, con un ruolo politico della Cina di maggior rilevanza per garantire la stabilità regionale e la continuità dei piani commerciali. L'evoluzione della struttura energetica cinese, dunque, è un tema che potrà caratterizzare fortemente gli scenari internazionali dei prossimi decenni, con la seconda economia del mondo che s'immergerà sempre di più nelle crisi regionali in cui sono coinvolti i paesi esportatori di risorse energetiche, e con il rischio che la Cina ne esca profondamente trasformata.

5. La Russia dopo la crimea: la fine di South Stream e la proiezione verso l'Asia

Fabio Indeo

Gli eventi del 2014 sono destinati a incidere profondamente sulla strategia energetica della Russia, nazione che riveste un ruolo di primaria importanza nello scenario globale in quanto secondo esportatore di petrolio al mondo e primo esportatore di gas naturale, beneficiando di immense riserve di idrocarburi presenti nel sottosuolo nazionale.

Le tensioni con l'Ucraina a seguito dell'annessione della Crimea e l'adozione di sanzioni da parte dell'Unione Europea e degli Stati Uniti contro Mosca hanno di fatto contribuito a rafforzare il riorientamento della strategia energetica russa, all'interno della quale i mercati asiatici assumeranno una progressiva rilevanza a scapito di quelli tradizionali europei e dello spazio post-sovietico. In realtà questa riformulazione degli interessi strategico-energetici di Mosca si ritrova nella costituenda nuova strategia energetica 2035, – la cui bozza è stata pubblicata nel gennaio 2014 – nella quale emerge la piena consapevolezza della strategica rilevanza della regione Asia-Pacifico, non solo come mercato d'esportazione, ma anche come partner per lo sviluppo del settore energetico.

La finalità che questo articolo si propone è quello di analizzare le motivazioni geopolitiche, economiche e strategiche sulle quali si fonda questo riorientamento della strategia energetica russa, alla luce delle

prospettive inerenti lo sviluppo della produzione nazionale e delle infrastrutture di esportazione.

5.1 Il settore energetico russo e le direttrici d'esportazione

Le enormi riserve di petrolio e gas naturale presenti nel territorio nazionale consentono alla Russia di svolgere il ruolo di *energy supplier* globale, attore fondamentale nello scacchiere energetico internazionale.

Nell'ambito degli idrocarburi, la Russia si erge come la seconda nazione produttrice al mondo di petrolio dopo l'Arabia Saudita (10,8 milioni di barili di petrolio prodotti al giorno nel 2013) e seconda produttrice di gas al mondo (dietro gli Stati Uniti) con 649 Gmc prodotti nel 2013[1].

La Russia dispone di riserve petrolifere pari a 93 miliardi di barili, dislocate nelle regioni di tradizionale sfruttamento (Siberia occidentale e Volga Urali) e in promettenti – ma in larga parte inesplorati – giacimenti della Siberia orientale (compresi i diversi progetti in fase di sviluppo nell'isola di Sakhalin, che attualmente fornisce il 3% della produzione nazionale) e della sezione russa dell'Artico[2].

Per quanto concerne il gas naturale, la Russia beneficia delle seconde riserve maggiori al mondo (dietro l'Iran) – pari a 33.500 Gmc – che rappresentano quasi un quinto del totale delle riserve mondiali di gas naturale (16,8%)[3]. Le maggiori riserve sono concentrate in Siberia, dove solo i giacimenti di Yamburg, Urengoy, e Medvezh'ye rappresentano oltre il 40% del totale delle riserve nazionali. Tuttavia questi giacimenti sono stati ampiamente sfruttati e la produzione comincia a declinare, rendendo necessarie attività di esplorazione e di messa in produzione di

1. British Petroleum (BP), *Statistical Review of World Energy*, 2014, pp. 6, 22, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf

2. *Ibidem*, p. 6; U.S Energy Information Administration, *Russia. Country Analysis*, 12 marzo 2014, http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=rs.

3. BP, *BP Statistical Review*… cit., p. 20.

giacimenti aggiuntivi presenti sia *on-shore* che *off-shore* (Mare di Barents, penisola di Yamal, isola di Sakhalin)[4] .

La disponibilità di queste consistenti riserve legittima il ruolo di Mosca come *supplier* globale, ovvero come prima nazione esportatrice di gas naturale e seconda al mondo per esportazioni di petrolio dopo l'Arabia Saudita. Le esportazioni di gas e petrolio russo seguono due direttrici geografiche, quella occidentale (Europa, Turchia, spazio ex sovietico) e quella orientale (Cina, Giappone, Corea del Sud), anche se al momento la rotta occidentale risulta preponderante.

Oltre i due terzi delle esportazioni petrolifere russe (79%) sono diretti verso l'Europa (soprattutto Germania, Paesi Bassi e Polonia), mentre solo il 18% è destinato al mercato asiatico[5]. Oltre l'80% delle esportazioni petrolifere russe viene convogliato attraverso un vasto e ramificato sistema di oleodotti, mentre il resto raggiunge i mercati di consumo per vie marittime e ferroviarie.

La compagnia statale Transneft detiene il semi-monopolio delle rotte di esportazioni terrestri, a eccezione dell'oleodotto Tengiz-Novorossiysk. Un maggiore squilibrio tra i due vettori d'esportazione si rileva nell'ambito del gas naturale: su un totale di 225,7 Gmc di gas esportati nel 2013, ben 211,3 Gmc sono stati allocati per il vettore occidentale (93%), ripartiti tra i 162,4 Gmc affluiti sui mercati della UE e Turchia e i 48,9 Gmc destinati a Ucraina (25,1 Gmc), Bielorussia (18,1 Gmc) e altre nazioni dello spazio post sovietico (5,6 Gmc)[6].

Il vettore occidentale è composto da corridoi di trasporto esclusivamente terrestri che, a eccezione del gasdotto Nord Stream, prevedono il transito delle infrastrutture in paesi terzi.

Al vettore orientale è destinato invece solo il 6% delle esportazioni di gas russo, sotto forma di gas naturale liquido (Gnl), ovvero 14,2 Gmc

4. US Energy Information Administration, *Russia*… cit.

5. *Ibidem*.

6. Dati contrattuali riportati in BP, *Statistical Review*… cit., p. 28.

esportati nel 2013 e ripartiti tra i 11,6 Gmc del Giappone, 2,5 Gmc della Corea del sud e 0,1 Gmc di Taiwan[7].

A differenza della rotta occidentale, le esportazioni attraverso il vettore orientale avvengono esclusivamente sotto forma di Gnl, in attesa della realizzazione del gasdotto sino-russo in base agli accordi del maggio 2014.

Le attività di estrazione e vendita d'idrocarburi rivestono un ruolo notevole all'interno del bilancio federale russo: nel 2013 le tasse sull'estrazione dei minerali e i diritti doganali d'esportazione hanno rappresentato il 50% delle entrate di bilancio, mentre la vendita di gas e petrolio ha rappresentato il 68% degli introiti derivanti da esportazione[8].

5.2 Cooperazione energetica euro-russa: un potenziale ridimensionamento del vettore occidentale?

L'elevata dipendenza russa dalle rendite derivanti dalle esportazioni d'idrocarburi genera una condizione di vulnerabilità del settore energetico nazionale, ulteriormente inficiata dallo squilibrio dei volumi esportati attraverso le due direttrici d'esportazione. Di conseguenza, la Russia non può permettersi una temporanea interruzione del flusso di esportazioni verso i mercati di consumo in quanto rappresenterebbe una seria minaccia alla sua condizione di sicurezza energetica[9].

Il progressivo deterioramento delle relazioni con l'Ucraina – esacerbata dall'annessione della Crimea e dalla condizione di conflittualità nelle province ucraine orientali – teoricamente ripropone per l'ennesima volta la minaccia di un'interruzione del transito delle esportazioni russe verso

7. *Ibidem.*

8. U.S Energy Information Administration, *Oil and natural gas sales accounted for 68% of Russia's total export revenues in 2013*, 23 luglio 2014, http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=17231#.

9. A. Monaghan, *Russian Oil and EU Energy Security,* Conflict Studies Research Center, novembre 2005, pp. 3-6.

i mercati europei, come accadde nelle cosiddette "guerre del gas" del 2006 e del 2009[10].

In modo da garantire approvvigionamenti regolari e costanti ai tradizionali mercati europei, la Russia ha cercato di sviluppare delle rotte d'esportazione alternative nell'ambito della direttrice occidentale, in modo tale da ridurre il transito dei rifornimenti di gas in territorio ucraino, mantenendo inalterato il suo potenziale d'esportazione verso un mercato ritenuto di rilevanza strategica.

Quest'obiettivo permetteva inoltre di rafforzare parzialmente la condizione di sicurezza energetica europea, garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti attraverso la diversificazione delle rotte d'importazione ma non dei fornitori, in quanto la Russia avrebbe consolidato la sua posizione di principale fornitore della UE. Attualmente le importazioni di gas dalla Russia coprono il 30% dei bisogni europei[11].

Attraverso il vettore occidentale la Russia dispone di una capacità potenziale d'esportazione pari a 257 Gmc sfruttando i seguenti corridoi: Ucraina (142 Gmc), Bielorussia (38 Gmc), Finlandia (6 Gmc), Blue Stream (Turchia, 16 Gmc) e Nord Stream (Germania, Francia, Repubblica Ceca e altre, 55 Gmc)[12].

Con l'inaugurazione del gasdotto Nord Stream nel 2011 la Russia ha parzialmente raggiunto il suo obiettivo, aprendo una rotta d'esportazione alternativa che non attraversava l'Ucraina e che svincolava dalla dipendenza del transito in un paese terzo, mettendo in diretto contatto la produzione russa con i mercati di consumo tedeschi e dell'Europa centrale ed evitando dannose interruzioni degli approvvigionamenti capaci d'inficiare negativamente lo status di sicurezza energetica di

10. Sulle crisi del gas tra Russia e Ucraina si veda J. Stern, *The Russian-Ukrainian gas crisis of January 2006*, Oxford Institute for Energy Studies, gennaio 2006; S. Pirani, J. Stern e K. Yafimava, *The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment*, Oxford Institute for Energy Studies, febbraio 2009.

11. S. Pirani *et al.*, *What the Ukrainian crisis means for gas markets*, The Oxford Institute for Energy Studies, marzo 2014, p. 8, http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/03/What-the-Ukraine-crisis-means-for-gas-markets-GPC-3.pdf.

12. East European Gas Analysis, *Major Gas Pipelines of the Former Soviet Union and Capacity of Export Pipelines*, http://www.eegas.com/fsu.htm

entrambi gli attori. Da allora, il volume delle esportazioni di gas per i mercati europei che attraversano il territorio ucraino è calato dall'80% al 50%: nel 2013 su un totale di 162 Gmc esportati in Europa (UE, Turchia, repubbliche balcaniche non UE), solo 86 Gmc sono transitati per il territorio ucraino. Nel 2013 il gas convogliato attraverso il sistema di trasporto ucraino ha rappresentato il 16% dei consumi europei, una quota che sarebbe potuta essere perfino più alta, se l'inverno non fosse stato eccezionalmente mite[13].

L'attuale condizione di potenziale incertezza relativa al transito delle forniture di gas russo attraverso il territorio dell'Ucraina sembra altresì rivitalizzare l'importanza strategica del gasdotto South Stream, altro tassello chiave nella strategia di diversificazione energetica moscovita, finalizzato a creare un corridoio meridionale per ridurre la dipendenza dall'Ucraina. Occorre tuttavia sottolineare come la minaccia di una potenziale interruzione delle forniture di gas russo verso l'Unione europea rappresenti prevalentemente un'ipotesi-caso studio, in quanto né l'Ucraina – che dipende al 50% dalle importazioni di gas russo (senza alcuna alternativa di breve periodo) e dai proventi legati al transito del gas nel territorio nazionale – né la Russia – data la dipendenza economica dalle esportazioni d'idrocarburi verso i mercati europei – hanno interesse a un simile scenario.

Il gasdotto South Stream – 4 condotte con una capacità complessiva di 63 Gmc di gas all'anno – intende trasportare entro il 2020 gas russo attraverso il Mar Nero, Bulgaria, Serbia, Ungheria, Slovenia, Austria e Italia, realizzazione che permetterà un'ulteriore marginalizzazione della scarsamente affidabile rotta ucraina, anche se quest'ultima risulterà necessaria per trasportare almeno 50 Gmc di gas all'anno[14].

South Stream, il progetto di potenziamento del gasdotto Nord Stream (raddoppiando la capacità con ulteriori 55 Gmc ed estendendolo anche alla Gran Bretagna) e del corridoio energetico attraverso la Bielorussia

---

13. U.S Energy Information Administration, *16% of natural gas consumed in Europe flows through Ukraine*, 14 marzo 2014, http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15411.

14. S. Pirani *et al.*, *What the Ukrainian crisis means for gas markets*… cit., p. 17.

(Yamal-Europa II, con una capacità di ulteriori 15 Gmc per i mercati polacchi, slovacchi, ungheresi ed altri), evidenzia la volontà russa di potenziare il vettore occidentale d'esportazione, consapevole della rilevanza strategica dei mercati europei. Allo stesso tempo, è opportuno ricordare come questi progetti – eccetto South Stream – rappresentino al momento delle mere ipotesi la cui eventuale realizzazione appare lontana nel tempo.

Tuttavia, negli ultimi anni sono intervenuti diversi fattori che hanno convinto le autorità russe a ripensare la strategia energetica nazionale, apportando delle modifiche alle direttrici d'esportazione basate sul ridimensionamento del vettore occidentale. L'irrigidimento europeo nei confronti della Russia a seguito della crisi ucraina e le successive sanzioni rappresentano soltanto la più recente dimostrazione del sostanziale mutamento del quadro di cooperazione energetica euro-russa.

Le ambizioni europee d'intraprendere una strategia di diversificazione energetica delle rotte e dei fornitori per ridurre la dipendenza dalle importazioni russe ostacola indubbiamente i piani di espansione energetica di Mosca.[15] In questo quadro, particolare valore politico assumerebbe il Gnl proveniente dagli Stati Uniti alimentato dall'incremento della produzione gasifera legata allo sfruttamento del gas non convenzionale.

Inoltre, la volontà della Commissione europea di applicare coerentemente il Terzo Pacchetto Energia per regolamentare il settore energetico europeo, di fatto, ostacola la politica energetica russa, spingendo ulteriormente Mosca a riorientare le proprie esportazioni verso i mercati asiatici.

Il caso del Nord Stream è sintomatico: il prolungamento sulla terraferma del gasdotto è costituito da due gasdotti paralleli (Opal, 35 Gmc di capacità, ed Enel, 20 Gmc di capacità) che dovrebbero convogliare sui mercati centro-europei 55 Gmc di gas naturale all'anno. Nonostante nel 2013 i flussi di gas russi trasportati attraverso Nord

15. Sull'argomento si veda: J. Stern *et al.*, *Reducing European Dependence on Russian Gas: Distinguishing Natural Gas Security from Geopolitics*, The Oxford Institute for Energy Studies, ottobre 2014, http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/10/NG-92.pdf.

Stream siano raddoppiati, raggiungendo i 23,7 Gmc, l'applicazione delle disposizioni contenute nel Terzo Pacchetto Energia sostanzialmente limita il pieno utilizzo dell'infrastruttura, in quanto stabilisce che una quota della capacità di trasporto debba essere destinata ad attori terzi (*third party access*). Dopo aver già concesso a Gazprom un'esenzione dalla normativa UE – che le consente di utilizzare il 50% della capacità di Opal – la Commissione non sembra intenzionata a concedere ulteriori deroghe.

A settembre 2014 la Commissione europea ha rinviato nuovamente la decisione riguardo alla richiesta di esenzione avanzata da Gazprom a scopo di poter utilizzare il gasdotto Nord Stream nella sua piena capacità[16]: questo approccio va interpretato sulla scia di quanto accaduto in Ucraina, al fine di dare maggiore forza contrattuale a Kiev nel negoziato trilaterale che ha visto coivolte anche Mosca e Bruxelles e che ha prodotto il nuovo accordo russo-ucraino sulla ripresa delle forniture di gas russo verso Kiev[17].

Nel caso di South Stream, nel dicembre 2013 la Commissione europea ha sancito che gli accordi intergovernativi conclusi tra il governo russo e i governi delle nazioni coinvolte nel progetto South Stream non sono conformi alla normativa introdotta con il Terzo Pacchetto Energia, richiedendone pertanto una ridiscussione o la loro decadenza. Infatti, la disposizione sull'*ownership unbundling* mira a impedire il consolidamento di posizioni dominanti, in modo che le aziende produttrici non svolgano anche attività di trasporto, favorendo la partecipazione di attori terzi. Dopo aver richiesto alla Bulgaria di accantonare i lavori preparatori per la realizzazione dell'infrastruttura (giugno 2014), a ottobre la Commissione

16. Natural Gas Europe, *EU Postpones Decision on Increased Volumes Through OPAL Project Again,* NGE, 5 settembre 2014, http://www.naturalgaseurope.com/eu-postpones-decision-increased-volumes-opal-project.

17. A. Mac Donald e P. Blenkinshop, "Ukraine, Russia, EU agree to natural gas supply deal", *Reuters*, 30 ottobre 2014, http://www.reuters.com/article/2014/10/30/us-ukraine-crisis-gas-idUSKBN0II0XQ20141030

europea ha chiesto alla Serbia di posticipare i lavori sul South Stream in quanto l'accordo bilaterale è incompatibile con la direttiva europea[18].

Ovviamente Gazprom risulta seriamente danneggiata da una simile regolamentazione: anche se la UE ha incoraggiato Gazprom a richiedere l'esenzione dalla normativa ma, come nel caso del Nord Stream, le procedure appaiono congelate in attesa dell'evoluzione della situazione in Ucraina.

5.3 La direttrice d'esportazione orientale nella strategia energetica russa

Questo atteggiamento della Commissione europea, sommata agli effetti delle sanzioni adottate dall'Occidente che si riverberano negativamente su diversi progetti finalizzati a incrementare la produzione d'idrocarburi in Russia e la loro commercializzazione, sta progressivamente spingendo Mosca a riorientare verso est la propria politica energetica estera, puntando ai mercati dell'Asia e del Pacifico. Se da un lato il raffreddamento delle relazioni con i tradizionali mercati europei contribuisce a rafforzare questa decisione epocale, in realtà occorre sottolineare come lo sviluppo del vettore orientale d'esportazione sia da tempo uno degli obiettivi della Russia, delineato con precisione anche nella precedente strategia energetica 2030, e legata a una serie di considerazioni di natura geopolitica ed economica.

I mercati orientali dell'Asia e del Pacifico costituiscono, invero, un'interessante alternativa per le esportazioni energetiche russe, consentendo a Mosca di riequilibrare la rilevanza strategica dei due vettori (petrolio: 79% vettore occidentale, 18% vettore orientale; gas naturale: 94% vettore occidentale, 6% vettore orientale), riducendo la dipendenza dai mercati europei.

Inoltre, i partner orientali possiedono enormi capacità economico-finanziarie e di know-how che potrebbero aiutare Mosca nell'obiettivo

18. A. Rettman, "EU puts pressure on Serbia to stop South Stream gas pipeline", *Euobserver*, 7 ottobre 2014, http://euobserver.com/economic/125924.

d'incrementare la produzione – valorizzando i giacimenti della sezione russa dell'Artico e sfruttando le riserve d'idrocarburi non convenzionali – e di realizzare le necessarie infrastrutture di lavorazione e trasporto (terminali di liquefazione, gasdotti) per l'esportazione, depotenziando gli effetti nefasti delle sanzioni europee.

Considerata la dipendenza del bilancio statale dai proventi derivanti dalle esportazioni di idrocarburi, Mosca inevitabilmente persegue una politica di diversificazione delle esportazioni finalizzata a massimizzare i guadagni.

Alle considerazioni di natura economica si aggiungono le esigenze volte a rafforzare la condizione di sicurezza energetica: la cooperazione energetica con Cina, Corea del Sud, Giappone offre la vantaggiosa possibilità di esportare idrocarburi senza transitare in un paese terzo (*pipelines* sino-russe, navi metaniere e petroliere russe che raggiungono i porti asiatici). A supportare questo orientamento, il fatto che le maggiori riserve di gas da sfruttare in futuro sono collocate nella Siberia orientale, geograficamente e territorialmente prossime ai mercati asiatici di consumo rispetto a quelli europei.

Parallelamente, lo sviluppo di un'intensa cooperazione energetica con la Russia assume una connotazione strategica anche per Cina, Giappone e Corea del Sud, in quanto permette loro di ridurre la condizione di vulnerabilità – connessa all'elevata dipendenza dalle importazioni energetiche – in previsione anche del consistente incremento della domanda d'idrocarburi nei prossimi anni: solo per quanto concerne Pechino, entro il 2040 saranno necessari 10,7 milioni di barili di petrolio al giorno aggiuntivi per soddisfare la domanda energetica nazionale[19]. Un altro vantaggio per questi potenziali mercati di consumo è rappresentato dalla prossimità geografica del fornitore russo, che in prospettiva futura permetterà di ridurre i costi di trasporto e l'elevata dipendenza dalle importazioni di gas e petrolio che transitano lungo i *chokepoints* di

19. U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outloook 2014*, settembre 2014, p. 6, http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2014).pdf.

Malacca e Hormuz, soggette a potenziali interruzioni legate a fenomeni di natura geopolitica e tensioni internazionali[20].

Infine, la Russia punta allo sviluppo del vettore orientale anche per perseguire finalità di politica interna, promuovendo la crescita economica dell'Estremo Oriente russo mediante lo sviluppo energetico-industriale[21].

In attesa della stesura definitiva del documento ufficiale "Strategia Energetica 2035", il ministro dell'Energia russo ha reso nota una bozza con alcuni degli orientamenti fondamentali, che riflettono e sottolineano l'importanza del vettore d'esportazione orientale. Secondo il ministro infatti, entro il 2035 il 23% delle esportazioni energetiche russe sarà destinato a rifornire i mercati della regione Asia-Pacifico: si tratterebbe di aumentare le esportazioni di gas naturale verso est passando dall'attuale 6% (in forma di Gnl e provenienti dall'impianto di Sakhalin 2) al 31% nel 2035, mentre le esportazioni petrolifere dovrebbero passare dal 18% al 32% nell'arco di due decenni[22].

In quest'ottica, i mercati energetici europei e della Comunità degli stati Indipendenti perderanno progressivamente importanza.

Rispetto al precedente documento strategico (Strategia Energetica 2030) elaborato nel 2010, l'obiettivo di sviluppare e massimizzare la produzione dai giacimenti petroliferi e gasiferi della Siberia orientale, Estremo Oriente russo e Yamal viene posposto di 3 anni in quanto

---

20. F. Indeo, *The vulnerability of maritime energy routes and Chinese energy security: Hormuz and Malacca chokepoints dilemmas,* in *Oil Routes,* a cura di A. Beltran, Edizioni Peter Lang, 2014 (in corso di pubblicazione).

21. J. Handerson, *Russian energy policy – The shift East and its implications for Europe*, in *Energy Moves and Power Shifts: EU Foreign Policy and Global Energy Security*, a cura di I. Dreyer, G Stang, Parigi, EU Institute for Security Studies, n. 18, febbraio 2014, pp. 74-75, http://www.iss.europa.eu/uploads/media/Report_18.pdf.

22. Ministry of Energy of the Russian Federation, *Основные положения проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года* (*Sintesi del progetto Strategia Energetica russa per il periodo 2035*), 23 gennaio 2014, http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html; "Russia to double oil, gas flows to Asia by 2035-draft document", *Reuters*, 24 gennaio 2014, http://www.reuters.com/article/2014/01/24/russia-oil-asia-idUSL5N0KY0JW20140124.

rientra nella seconda fase 2021-2025 (mentre la precedente fase due copriva il periodo 2015-2022)[23].

In tema di opportunità di diversificazione delle esportazioni, ampiezza del mercato, disponibilità di investimenti, la Cina appare il partner adatto per potenziare il corridoio orientale d'esportazione, come testimoniano la realizzazione dell'oleodotto Siberia Orientale-Oceano Pacifico (Espo) e gli accordi per la costruzione del futuro gasdotto "Energia della Siberia " ("Power of Siberia").

Dal 2011 la Cina importa attraverso l'Espo 300.000 barili di petrolio russo al giorno. Il governo cinese ha concesso linee di finanziamento alla compagnia statale russa Rosneft e alla Transneft (compagnia che gestisce le infrastrutture di trasporto energetico), aprendo la strada a un ulteriore aumento delle forniture petrolifere a favore delle due compagnie energetiche statali cinesi coinvolte, la China National Petroleum Corporation (Cnpc) e la Sinopec.

Con il completamento del progetto entro il 2018, l'Espo aumenterà la propria capacità sino a raggiungere 1,8 milioni di barili al giorno, consentendo alla Russia di triplicare le esportazioni di petrolio verso la Cina e diventando uno dei suoi maggiori fornitori di oro nero; inoltre, sfruttando il terminal di esportazione del porto di Kuzmino sul Pacifico, Mosca potrà altresì incrementare le esportazioni verso i redditizi mercati della Corea del Sud e Giappone.

La finalizzazione dell'accordo tra Cina e Russia sulle forniture di gas, sancito a Shanghai nel maggio 2014, rappresenta un ulteriore concreto tassello nel rafforzamento del vettore energetico orientale. Sulla base di un accordo trentennale, la Russia s'impegna a fornire 38 Gmc di gas all'anno alla Cina a partire dal 2018, volumi che verranno estratti dai giacimenti di Kovykta e Chayandin nella Siberia orientale per poi essere indirizzati in Cina a soddisfare l'elevata domanda energetica dei principali centri costieri sul Pacifico. Gazprom dovrebbe impegnarsi a

23. Ministry of Energy of the Russian Federation, *Russian Energy Strategy 2035. Innovative Potential Of Russian Fuel And Energy Complex: Opportunities And Prospects*, Presentazione Power Point di I.S. Ivanov, Department of State Energy Policy, Ministry of Energy of the Russian Federation, http://www.i-regions.org/(I_S_Ivanov)MoE%20Presentation.ppt.

investire nel progetto 55 miliardi di dollari – per attività d'esplorazione e realizzazione delle infrastrutture – mentre da parte cinese si prevede un investimento di circa 20 miliardi di dollari, finalizzata alla costruzione della sezione cinese del gasdotto.

Quest'intesa tra le due compagnie energetiche statali Gazprom e Cnpc, in sostanza, inaugura la rotta terrestre d'esportazione orientale subordinata alla realizzazione del gasdotto "Energia della Siberia": questo progetto – concepito come un sistema integrato di distribuzione del gas con una capacità massima di 60 Gmc – è destinato a convogliare le produzioni di gas dei centri di Irkutsk e Jacuzia verso il porto orientale di Vladivostok sull'Oceano Pacifico, per poi giungere in Cina attraversando la frontiera nord-orientale. Grazie al supporto tecnologico-finanziario cinese, sarà perciò possibile lo sviluppo di questi giacimenti e la commercializzazione della loro produzione, sino a raggiungere un volume pari a 100 Gmc all'anno. In prospettiva, questi volumi di gas naturale provenienti dalla Siberia orientale andranno a sommarsi all'incremento della produzione dei giacimenti dell'isola di Sakhalin, in modo da alimentare con gas russo non solo i mercati cinesi ma anche gli altrettanto redditizi mercati asiatici del Pacifico della Corea del Sud e del Giappone. Entro il 2018 infatti, dovrebbe essere completato a Vladivostok il secondo terminal russo per l'esportazione di gas naturale liquido (in aggiunta a quello esistente dell'isola di Sakhalin), alimentato grazie alla commercializzazione del gas estratto nella terza fase del progetto Sakhalin e del gas proveniente da Jacuzia e Irkutsk[24]. Il terminal Gnl di Vladivostok (capacità di 15 milioni di tonnellate) è un progetto portato avanti da Gazprom che prevede il coinvolgimento di un consorzio d'imprese del Giappone, quarta nazione al mondo per consumi energetici e totalmente dipendente dalle importazioni di Gnl.

Quest'approfondita cooperazione energetica con le compagnie cinesi – e asiatiche in generale – permetterà alla Russia di depotenziare l'impatto delle sanzioni comminate da Stati Uniti e Unione Europea

24. F. Indeo, "L'asse tra Russia e Cina si spezza in Asia Centrale", *Limesonline*, 29 settembre 2014, http://temi.repubblica.it/limes/lasse-tra-russia-e-cina-si-spezza-in-asia-centrale/66331.

contro il comparto energetico russo, che sembrano invece danneggiare gli interessi di alcune compagnie energetiche occidentali che attraverso joint venture hanno investito nello sfruttamento di giacimenti *on-shore* e *off-shore*.[25]

In particolare ExxonMobil – impegnata in una joint venture (del valore di 3,2 miliardi di dollari) con la compagnia petrolifera statale russa Rosneft nell'Artico russo – e la compagnia francese Total – che partecipa con lNovatek (una delle principali compagnie private nel settore del gas) e la cinese Cnpc al consorzio per lo sfruttamento del giacimento di Yamal – sono state costrette a congelare i loro progetti nel comparto energetico russo. Si tratta di progetti di primaria importanza per la Russia, al fine d'incrementare la produzione attraverso l'utilizzo di moderna tecnologia occidentale, necessaria per superare le difficoltà connesse allo sviluppo dei giacimenti della sezione russa dell'Artico e per sfruttare i giacimenti d'idrocarburi non convenzionali, come quelli di *tight oil* localizzati nei giacimenti di Bazhenov e Achimov nella Siberia occidentale. Secondo il Ministero dell'Energia, la produzione russa di *tight oil* raggiungerà in ogni caso i 440.000 barili al giorno nel 2020 per poi attestarsi a 400.000 nel 2025[26].

Rosneft è la compagnia russa maggiormente impegnata nel settore del non convenzionale russo: non possedendo le competenze tecnologiche necessarie (per esempio in materia di *fracking,* la fratturazione idraulica), la Rosneft ha siglato delle partnership con ExxonMobil (per le attività connesse al giacimento di Bazhenov) e con la Statoil a Samara. Le sanzioni europee hanno determinato la sospensione delle previste

25. "Russia's Yamal gas megaplan to become symbol of sanctions defiance", *Euractive*, 19 settembre 2014, http://www.euractiv.com/sections/global-europe/russias-yamal-gas-megaplan-become-symbol-sanctions-defiance-308570.

26. J. Henderson, *Tight oil developments in Russia*, WPM 52, Oxford Institute for Energy Studies, ottobre 2013, p. 7, http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/10/WPM-52.pdf.

attività di *fracking* che ExxonMobil avrebbe dovuto condurre nel periodo 2013-2015[27].

Inoltre, la futura commercializzazione di idrocarburi estratti dai giacimenti dell'Artico e della penisola di Yamal servirà a consolidare il ruolo di Rosneft e Novatek non solo come produttori ma soprattutto come esportatori di volumi di Gnl, a seguito della parziale liberalizzazione del mercato energetico interno intrapresa dal presidente Putin nel dicembre 2013, che di fatto pone fine al monopolio di Gazprom sulle infrastrutture d'esportazione del gas naturale.

Nel caso di Yamal, il supporto tecnologico-finanziario delle compagnie cinesi consentirà di portare avanti l'ambizioso progetto (il cui valore stimato si attesta sui 27 miliardi di dollari) destinato a realizzare degli impianti di liquefazione ed esportazione di Gnl con una capacità annuale iniziale di 7,5 Gmc, destinata ad aumentare sino a 22 Gmc all'anno. Forte del 20% delle quote del consorzio, a maggio 2014, la Cnpc si è impegnata ad acquistare 4 Gmc all'anno di gas estratto da Yamal. A luglio 2014 una società legata alla compagnia petrolifera China National Offshore Oil Corporation (Cnooc) si è impegnata a investire 1,6 miliardi di dollari nella realizzazione dell'infrastruttura di rigassificazione[28].

Per quanto concerne la sospensione delle attività di perforazione condotte da ExxonMobil nel Mare di Kara – giacimento nel quale si stima siano contenute 700 milioni di barili di petrolio e 340 Gmc di gas naturale – l'amministratore delegato di Rosneft, Igor Sechin, ha annunciato l'intenzione di rivolgersi a compagnie cinesi o sudcoreane per ottenere la tecnologia necessaria per proseguire le attività di esplorazione[29].

Il perdurare delle sanzioni occidentali congelerà definitivamente il progetto Shtokman, un enorme giacimento con riserve per 3.800 Gmc

---

27. *Ibidem*, p. 8.

28. "China to Amplify Cooperation on Russia's Yamal LNG Project: Chinese Official", *Ria Novosti*, 19 settembre 2014, http://en.ria.ru/business/20140919/193104311/China-to-Amplify-Cooperation-on-Russias-Yamal-LNG-Project.html.

29. G. Chazan e J. Farchy, "Russia Arctic energy ambitions jeopardised by western sanctions", *Financial Times*, 1 settembre 2014, http://www.ft.com/cms/s/2/41d19b16-31c9-11e4-a19b-00144feabdc0.html#slide0.

di gas naturale nel Mare di Barents sull'Artico: Total con la compagnia norvegese Statoil facevano parte con Gazprom del consorzio per sviluppare il giacimento di Shtokman e per la realizzazione di un terminal di Gnl a Murmansk. Nell'agosto 2012 le parti hanno deciso un rinvio *sine die* del progetto, per le difficili condizioni climatico-ambientali, i costi elevati e la concorrenza dello shale gas statunitense[30].

In prospettiva futura, la rivitalizzazione di questo progetto potrebbe essere legata al coinvolgimento di compagnie e imprese asiatiche, riorientando anche in questo caso verso Oriente i flussi d'idrocarburi provenienti dalla Russia.

La combinazione tra investimenti e nuove tecnologie estrattive e di lavorazione, legata al coinvolgimento delle compagnie cinesi, giapponesi e coreane in partnership energetiche e joint venture, potrà consentire alla Russia di raggiungere gli obiettivi fissati dalla "Strategia 2030" sull'ammontare delle riserve disponibili per la commercializzazione: 1.200 milioni di tonnellate di petrolio dalla Siberia orientale (rispetto agli attuali 165 milioni di tonnellate) e 2.500 milioni di tonnellate dalla Siberia occidentale (rispetto agli attuali 1.250 milioni), mentre le riserve di gas dovrebbero raggiungere i 3.000 Gmc in Siberia occidentale, 1.200 Gmc in Siberia orientale e 2.000 Gmc nel complesso dei giacimenti *off-shore*[31].

Conclusioni

Nonostante la precisa volontà politica espressa da Mosca e finalizzata a realizzare una maggiore diversificazione della politica estera energetica attraverso il potenziamento della direttrice d'esportazione orientale, in realtà un significativo riorientamento delle esportazioni verso i mercati

30. F. Indeo, *The impact of "shale gas revolution" on Russian energy strategy*, EGS Working Paper, n. 8, 2013, pp. 9-10.

31. Ministry of Energy of the Russian Federation, *Energy Strategy of Russia, for the period up to 2030*, Mosca, 2010, p. 139, http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_%28Eng%29.pdf.

asiatici non potrà avvenire nel breve-medio periodo: le maggiori questioni da risolvere sono legate alle difficoltà di sfruttamento e agli elevati costi per la commercializzazione dei giacimenti dell'Artico, della Siberia orientale e delle potenziali riserve d'idrocarburi non convenzionali, e alla concorrenza dello shale gas statunitense.

In particolare, l'incremento delle esportazioni statunitensi e canadesi di Gnl (legato all'aumento della produzione di gas non convenzionale) potrebbe minare l'ambizione russa di ergersi nel ruolo di rilevante fornitore di petrolio e gas nello scacchiere regionale Asia-Pacifico. Per quanto riguarda la direttrice occidentale d'esportazione, una potenziale esportazione di Gnl nordamericano in Europa appare destinata ad avere un impatto ridotto – data la mancanza di sufficienti terminali di rigassificazione ben connessi ai grandi mercati e l'impossibilità nel competere con i prezzi elevati del Gnl che le nazioni asiatiche sono disposte ad accettare –, consentendo alla Russia di preservare il suo influente ruolo come principale esportatore.

Le enormi potenzialità insite nello sviluppo della direttrice orientale non porteranno sicuramente a un drastico ridimensionamento delle esportazioni verso i mercati europei, sia per ragioni economiche (il peso dei proventi delle esportazioni di gas e petrolio nel bilancio statale) e sia per ragioni geopolitiche: Mosca, infatti, può beneficiare a lungo della condizione di dipendenza dalle importazioni russe nelle quali si trovano le nazioni europee, per perseguire obiettivi legati alla propria politica estera. In questo senso, la ferma ostilità russa al pieno sviluppo del corridoio transcaspico – potenziare il Corridoio energetico meridionale con gas turkmeno, uzbeko e kazako (in aggiunta a quello proveniente dall'Azerbaigian) destinato ai mercati europei, che permetterebbe una diversificazione delle forniture per l'UE – dimostra come il mercato del vecchio continente rivestirà u'importanza notevole anche nel corso dei prossimi decenni.

6. L'area del Caspio nello scenario energetico contemporaneo

Carlo Frappi

Tra le più antiche regioni di produzione petrolifera su scala mondiale, l'area del Mar Caspio è tornata, con la dissoluzione dell'Unione Sovietica e la nascita di nuove repubbliche indipendenti, ad attirare l'attenzione delle compagnie energetiche internazionali, attratte da un potenziale produttivo che, al 1991, era ancora ampiamente inesplorato.

Lungi dal rappresentare una mera partita economica, lo sfruttamento del potenziale energetico del Caspio si è caratterizzato nel corso dell'ultimo ventennio per un'evidente politicizzazione, che ne ha rallentato – se non ostacolato – il coerente sviluppo. Nella convulsa fase successiva al 1991, interessi privati e statali sono, infatti, progressivamente confluiti attorno alla possibilità di sfruttamento del potenziale estrattivo caspico. Un potenziale che, oltre a offrire proficue prospettive economiche, sembrava in grado di ridurre la dipendenza dei mercati energetici dai produttori mediorientali in una fase di spiccata instabilità regionale e, non secondariamente, di sostenere il delicato processo di state building delle repubbliche già sovietiche di Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan[1].

Un fattore determinante per la politicizzazione della "corsa all'oro" del Caspio è stato, anzitutto, l'isolamento del bacino dai mercati

1. Ai fini del presente saggio si farà riferimento all'area estrattiva del Mar Caspio includendo in essa i tre stati rivieraschi emersi, assieme alla Federazione russa, dalla dissoluzione sovietica. La non inclusione di Russia e Iran è legata alla marginalità che il Caspio assume nella geografia estrattiva dei due produttori.

internazionali. Un isolamento inteso tanto in senso geografico – in ragione della mancanza di sbocco diretto al mare del bacino – quanto in senso più strettamente infrastrutturale. Al 1991, gli "Stati di nuova indipendenza" ereditavano dall'Unione sovietica un sistema di esportazione russocentrico. Spezzare il sostanziale monopsonio della Russia sull'acquisto degli idrocarburi e aggirare le rotte russe assumeva, in tale contesto, un significato che trascendeva evidentemente la mera politica energetica e industriale, per coinvolgere il più ampio tentativo di sostanziare la neo-acquisita indipendenza dei paesi produttori e di transito attraverso l'alleggerimento dell'influenza esercitata da Mosca sull'area.

D'altra parte, a completare il quadro della complessità della partita energetica regionale c'erano gli elevati costi che si presentavano alle compagnie internazionali, tanto nella prospettiva di estrazione da giacimenti che presentavano notevoli difficoltà tecniche, quanto per la necessità di approntare nuove infrastrutture di esportazione. A tali costi, non secondariamente, si sommavano gli elevati rischi "in superficie", ovvero quei rischi non strettamente tecnici e/o geologici, che derivavano dall'estrema instabilità e conflittualità dell'area – in particolare di quella caucasico-meridionale.

Su questo sfondo, risulta particolarmente interessante l'analisi delle direttrici attorno alle quali si sono sviluppate le strategie nazionali di apertura del comparto energetico di Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan, i risultati delle stesse e, conseguenzialmente, le linee di tendenza ravvisabili per lo sviluppo dell'area nel breve e medio periodo.

6.1. Il Mar Caspio oggi: riserve, produzione ed esportazione

Le riserve di gas e petrolio del Caspio sono distribuite in maniera disomogenea tra i produttori regionali. Mentre le riserve di petrolio sono concentrate prevalentemente in Kazakistan e in misura minore in Azerbaigian, il Turkmenistan, con riserve petrolifere marginali, è il

quarto paese al mondo per disponibilità di riserve provate di gas naturale. Gas naturale disponibile in quantità significativa anche in Azerbaigian.

Tabella 6.1 - Riserve provate di idrocarburi nel bacino del Caspio

Riserve provate d'idrocarburi nel bacino del Caspio				
	Riserve di gas (Tmc)		Riserve di petrolio (mt)	
	provate	percentuale totale	provate	percentuale totale
Azerbaigian	0,9	0,50%	1	0,40%
Kazakistan	1,5	0,80%	3,9	1,80%
Turkmenistan	17,5	9,40%	0,1	/

Fonte: BP *Review of World Energy,* 2014, pp. 6, 20

6.2 Il settore petrolifero

Con una disponibilità provata di riserve di petrolio pari a 30 miliardi di barili, il Kazakistan si colloca tra i primi paesi nello spazio eurasiatico e dietro alla sola Federazione russa nello spazio post-sovietico per possesso della risorsa. Il grosso della produzione e delle riserve petrolifere kazake si concentra nei due maxi-giacimenti on-shore di Tengiz e Karachaganak, con riserve di petrolio che assommano a circa la metà del totale nazionale, e in quello off-shore di Kashagan, che, con riserve petrolifere stimate attorno ai 13 miliardi di barili, rappresenta il più grande giacimento noto al di fuori del Medio Oriente.

Mentre il contributo della produzione off-shore deve ancora assicurare al paese i propri frutti, i maxi-giacimenti di Tengiz e Karachaganak sono attualmente responsabili del 40% circa dell'output annuo, attestatosi nel 2013 a 1,78 milioni di barili al giorno[2]. Secondo i dati resi noti da Tengizchevroil, il consorzio responsabile delle operazioni nel giacimento[3], il solo Tengiz avrebbe prodotto, nel 2013, 544.000 barili al giorno di petrolio. Karachaganak assicura invece circa un settimo

2. British Petroleum (BP), *Review of World Energy*, 2014, p.8.

3. Il consorzio Tengizchevro è attualmente composto da Chevron (50%), KazMunaiGas (20%), ExxonMobil Kazakhstan Ventures (25%) e LukArco (5%). Si veda http://www.tengizchevroil.com/about/overview/2013/production (ultimo accesso 20/10/2014).

della produzione petrolifera annua, con un livello di output attestatosi nello stesso anno a circa 300.000 barili al giorno[4]. Gli altri principali siti produttivi kazaki – Aktobe, Mangistau e Uzen – sono concentrati nella parte occidentale del paese.

Nonostante l'elevato potenziale estrattivo, il contributo del Kazakistan alla produzione mondiale, ancorché significativo, è rimasto relativamente limitato, come dimostra il più elevato rapporto tra riserve disponibili e produzione annua dello spazio eurasiatico[5]. Evidenziando un nodo caratteristico della cooperazione energetica nell'area del Caspio, la crescita della produzione petrolifera kazaka è stata infatti notevolmente influenzata e rallentata – prima ancora che dalle difficoltà tecniche delle operazioni di estrazione – dall'inadeguatezza delle infrastrutture di esportazione degli idrocarburi.

La difficile collocazione geografica del Kazakistan – privo di sbocco al mare aperto e lontano da quelle che negli anni Novanta erano le aree di maggior consumo di idrocarburi – unita alla volontà di non fare dello sviluppo energetico una fattore di attrito con Mosca, ha generato un cortocircuito economico-diplomatico sbloccatosi parzialmente solo tra il 2001 e il 2003, con l'entrata in funzione del Caspian Pipeline Consortium (Cpc). L'oleodotto ha garantito per la prima volta al Kazakistan un canale di esportazione diretto verso Occidente, lungo la direttrice tra Tengiz e il porto russo di Novorossiysk sul Mar Nero. Prima di allora, invece, le esportazioni di greggio kazako fluivano lungo la direttrice Uzen-Atyrau-Samara attraverso la rete russa controllata dalla Transneft che, beneficiando di un sostanziale monopsonio, imponeva al petrolio

4. Il consorzio responsabili delle operazioni estrattiva è il Karachaganak Petroleum Operating B.V., attualmente composto da BG Group (29,25%), Eni (29,25%), Chevron (18%), Lukoil (13,5%) e KazMunaiGas (10%).

5. Il rapporto riserve/produzione, che indica in anni la durata delle riserve note al ritmo di produzione corrente, è pari per il Kazakistan a 46 anni, contro i 23,6 della Federazione russa, i 20, 6 dell'Azerbaigian, i 12,9 della Norvegia e i 9,6 del Regno Unito. BP, *Review of World Energy*… cit., p. 6.

kazako limiti di esportazione ben al di sotto delle potenzialità estrattive nazionali, di fatto limitandole.

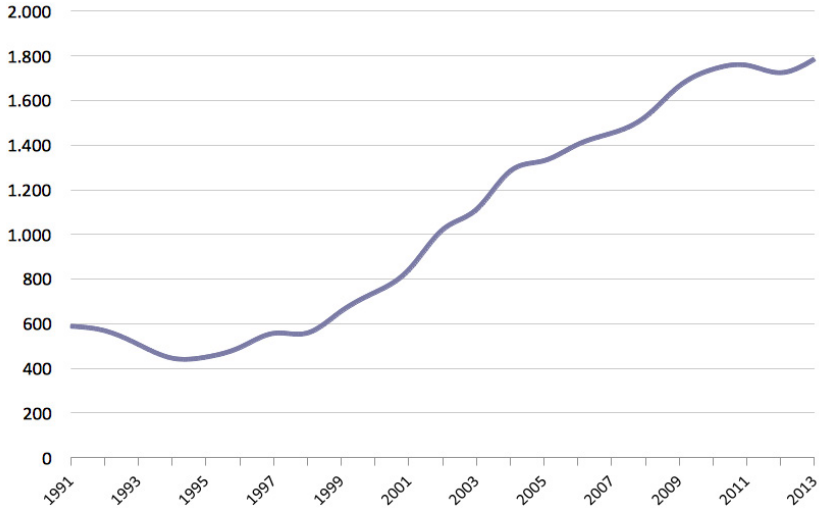
Un impatto decisivo sull'ampliamento dei canali di esportazione del petrolio kazako ha avuto, a partire dall'inizio del secolo, la crescente penetrazione centroasiatica della Cina che, spinta dalla crescente domanda di energia interna e dalla volontà di diminuire la dipendenza dalle rotte d'importazione marittime, ha fatto della regione un vettore centrale della *going abroad strategy*[6]. Spartiacque della cooperazione sino-kazaka è stato il programma d'azione quinquennale siglato, nel giugno 2003, dal presidente kazako, Nursultan Nazarbayev, e dall'omologo cinese, Hu Jintao. Oltre a favorire la partecipazione alle attività di estrazione da parte di compagnie cinesi – la cui quota sul totale della produzione petrolifera annua si attesta oggi al 24%[7] – l'intesa ha rilanciato la costruzione, con fondi cinesi, di un oleodotto della lunghezza di oltre 2.000 km tra le principali aree di estrazione petrolifera del Kazakistan centro-occidentale e la regione dello Xinjiang, nel nord-ovest della Cina. Il cosiddetto Kazakhstan-China Oil Pipeline (Kcp), commissionato in tre fasi successive tra il 2004 e il 2009, consente oggi l'esportazione di 280.000 barili al giorno di petrolio – capacità prevista ampliarsi in tempi brevi fino a 400.000 barili al giorno – proveniente principalmente dai giacimenti di Aktobe e Kumkol, dove la China National Oil Corporation (Cnoc) è impegnata in attività di estrazione. A ulteriore riprova della crescente spinta cinese verso il Caspio, nel settembre 2013, la Cnoc ha acquistato dalla compagnia nazionale KazMunaiGas, per 5 miliardi di dollari, una quota dell'8,33% del consorzio di Kashagan, accordandosi contestualmente per finanziare, con 3 miliardi di dollari, parte dell'investimento kazako necessario per la seconda fase di sviluppo del giacimento.

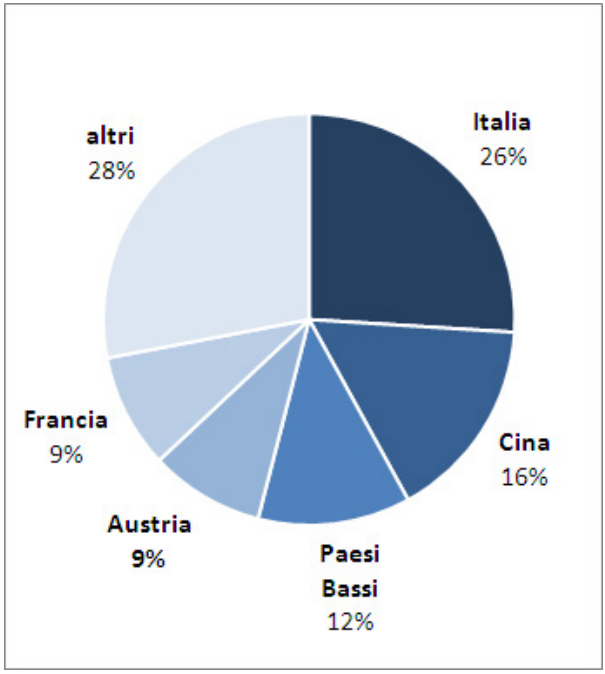
L'inaugurazione, nel 2005, di un oleodotto tra la sponda azerbaigiana del Caspio e la costa mediterranea della Turchia (cfr. infra) ha poi

6. Si veda il capitolo 4 di questo volume.

7. *Xinhua*, 27 settembre 2013.

Figura 6.1 - Andamento della produzione petrolifera kazaka (1991-2013) e principali mercati di sbocco (2010)





Valori espressi in migliaia di barili al giorno
Fonte: BP (2014; Eia (2014)

ampliato, seppur non in maniera decisiva, le direttrici di esportazione del Kazakistan. Ferma restando l'obiezione russa e iraniana alla costruzione di un'infrastruttura transcaspica in assenza di accordo tra gli stati rivieraschi sullo status legale e sui limiti allo sfruttamento del Caspio, a partire dal 2008 è stato attivato un collegamento navale tra le due sponde del bacino sulla base di un accordo di vendita di 500.000 barili al giorno di petrolio.[8]

Pur disponendo di riserve petrolifere di entità inferiore rispetto a quelle kazake – pari a un totale di 7 miliardi di barili – l'Azerbaigian, grazie a una più vantaggiosa collocazione geografica e a un'accorta strategia di politica energetica, è riuscito a rilanciare e sfruttare appieno il proprio potenziale estrattivo in tempi più rapidi rispetto al proprio vicino centroasiatico.

Il grosso di tale potenziale è concentrato nell'area off-shore di Azeri, Chirag e Guneshli (Acg), i cui diritti di sfruttamento vennero ceduti – attraverso il cosiddetto "Contratto del secolo", del settembre 1994 – a un consorzio internazionale, l'Azerbaijan International Operating Company, guidato da BP[9]. Con riserve provate di petrolio pari a circa 5 miliardi di barili, Acg conserva la gran parte delle riserve nazionali e contribuisce a circa tre quarti della produzione annuale azerbaigiana, attestatasi nel 2013 a 931.000 barili al giorno[10]. Più in generale, d'altra parte, nonostante la contrazione dell'output dovuta a problemi tecnici di produzione registratasi dopo il 2010, lo sfruttamento del giacimento – che, a fronte di un investimento totale di 29 miliardi di dollari, ha

8. I volumi di petrolio kazako esportati attraverso il Btc non hanno tuttavia mai raggiunto tale soglia, anche in virtù di un disaccordo sulle tariffe di trasporto che ha per lungo tempo interrotto l'afflusso di petrolio da Tengiz. Obiettivo di esportazione stabilito dalle autorità kazake per il 2014 è, dunque, di poco inferiore ai 100.000 barili al giorno, a fronte dei circa 70.000 del 2013. *Trend Oil & Gas*, 12 dicembre 2013.

9. Attuali partner dell'Aioc sono: BP (35,8%), Socar (11,6%), Chevron (11.3%), Inpex (11%), Statoil (8,6%), ExxonMobil (8%), Tpao (6,8%), Itochu (4,3%), Ongc (2,7%).

10. BP, *Review of World Energy*… cit., p.8.

prodotto dal 1997 ad oggi oltre 2,5 miliardi di barili – ha rappresentato un volano decisivo per la crescita economica azerbaigiana.

A differenza di quanto avvenuto in Kazakistan – dove le compagnie impegnate in progetti di sfruttamento sono entrate solo tardivamente nella partita infrastrutturale – in Azerbaigian i principali membri dei consorzi titolari di diritti di sfruttamento, a partire da BP, furono in prima linea nella progettazione e successiva realizzazione degli oleodotti in grado di assicurare nuovi mercati di sbocco al greggio azerbaigiano. Su questo sfondo, principale canale d'esportazione è oggi l'oleodotto che dal terminale di Sangachal, sulla costa del Caspio a sud di Baku, raggiunge la costa mediterranea a Ceyhan, dopo aver attraversato i territori di Georgia e Turchia. Il Baku-Tbilisi-Ceyhan (Btc) – la cui capacità massima è di 1,2 milioni di barili al giorno – è stato inaugurato nel 2005, a conclusione di una lunga partita finanziaria e diplomatica vinta dall'Azerbaigian anche grazie ad un livello dei prezzi del petrolio che giustificava l'investimento necessario per la costruzione di un'infrastruttura di oltre 1.700 chilometri e, non secondariamente, al decisivo sostegno politico ed economico offerto dalle amministrazioni statunitensi guidate da Bill Clinton prima e da George W. Bush successivamente.

Attraverso il Btc l'Azerbaigian nel 2013 ha instradato l'80% circa del totale delle esportazioni petrolifere, attestatesi a 730.000 barili al giorno[11]. Benché la gran parte del greggio trasportato sia di estrazione azerbaigiana, volumi limitati di petrolio giungono al terminale di Sangachal, sulla costa del Caspio, anche da Kazakistan, Turkmenistan e, più di recente, dai giacimenti off-shore russi sviluppati da Lukoil.[12]

Oltre al Btc, i flussi petroliferi dall'Azerbaigian vengono instradati anche nelle due infrastrutture che collegano Baku al Mar Nero – al

11. U.S Energy Information Administration, *Azerbaijan. Country Analysis*, 2014.

12. Accanto ai richiamati volumi di petrolio esportati dal Kazakistan (cfr. nota 8), il maggior volume di petrolio proveniente via mare giunge dal Turkmenistan, sulla base di un accordo datato 2010 tra Socar e Dragon Oil – impegnata in attività di estrazione nell'area di Cheleken. La quantità di petrolio turkmeno esportata tramite Btc è andata progressivamente crescendo: dai 49.000 barili al giorno del 2012, ai 72.000 del 2013, sino ai 42.000 del primo semestre del 2014. L'afflusso, nel 2014, di limitate quantità di petrolio russo – estratto dal giacimento di Korchagin – ha rappresentato, secondo

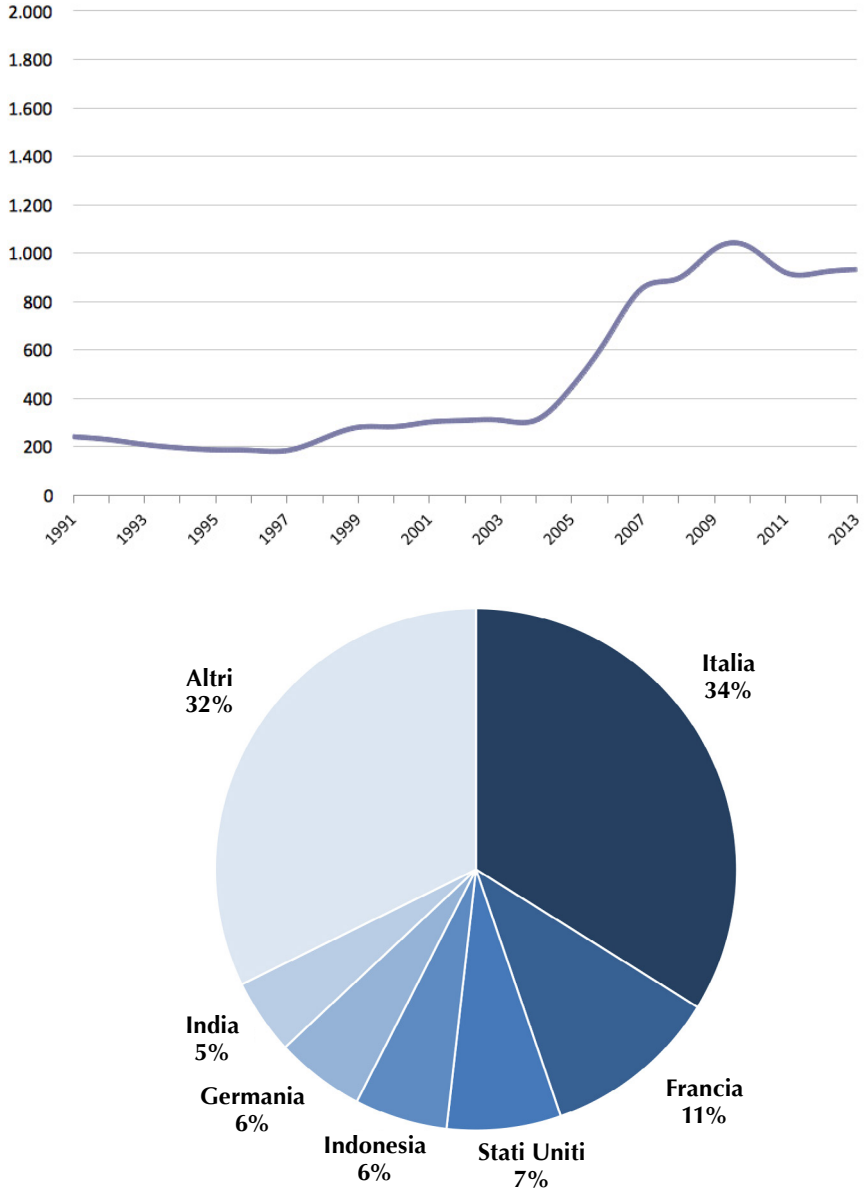
terminale georgiano di Supsa e a quello russo di Novorossiysk – e che furono utilizzati per l'esportazione del cosiddetto *early oil*, estratto a cavallo tra l'entrata in produzione di Acg e l'inaugurazione dell'oleodotto verso Ceyhan. Gli oleodotti Baku-Novorossiysk e Baku-Supsa hanno una capacità, rispettivamente, di 100.000 e 145.000 barili al giorno. Mentre il primo è operato dalla compagnia nazionale azerbaigiana, Socar, nel territorio nazionale e da Transneft nel tratto russo, il secondo è operato dall'Aioc per conto di Socar.

Al di là dei benefici che l'inaugurazione del Btc ha assicurato alle casse nazionali azerbaigiane, la posa dell'oleodotto ha avuto un ruolo determinante per lo sviluppo della cooperazione energetica regionale, tanto in relazione alla cooperazione interstatale quanto per le compagnie impegnate in attività di *upstream* nel paese. Il Btc – prima infrastruttura in grado di assicurare al greggio caspico uno sbocco verso i mercati internazionali aggirando tanto la rete russa quanto il transito attraverso i congestionati stetti turchi[13] – ha infatti saldato assieme un asse di cooperazione tra Azerbaigian, Georgia e Turchia che ha offerto da allora in poi un canale privilegiato al flusso di idrocarburi dal Caspio verso Occidente. Non è un caso che tra gli obiettivi delle cancellerie euro-atlantiche che hanno sostenuto l'ambizioso progetto Btc vi fosse la possibilità di sfruttare la "duplice valenza" dell'Azerbaigian. Un Azerbaigian che, cioè, oltre ad assumere rilevanza in quanto produttore di idrocarburi, avrebbe potuto potenzialmente fungere da testa di ponte, sul versante occidentale del Caspio, per l'afflusso delle più ingenti risorse energetiche estratte sulla sua sponda orientale. Se tale opportunità, come visto, è stata parzialmente colta nel settore petrolifero, la possibilità di apertura di un canale trans-caspico del gas rimane invece da circa un quindicennio sul tavolo negoziale.

Lukoil, una mera spedizione di prova, i cui risultati la compagnia valuterà nei mesi a venire. *Trend Oil & Gas*, 14 luglio 2014 e 2 giugno 2014.

13. Prima dell'inaugurazione del Btc, il petrolio azerbaigiano fluiva attraverso due canali che collegavano Baku con terminali sulla costa georgiana (Supsa) e russa (Novorossiysk) del Mar Nero.

Figura 6.2 - Andamento della produzione petrolifera azerbaigiana (1991-2013) e principali mercati di sbocco (2013)



Valori espressi in migliaia di barili al giorno;
Fonte: Unctad Stats (2014)

6.3 Il settore del gas naturale

Se per riserve provate e produzione annua il Kazakistan rappresenta il principale protagonista del comparto petrolifero caspico, questo stesso ruolo compete al Turkmenistan in quello del gas naturale. Con 18.800 Gmc di riserve provate di gas, il Turkmenistan è difatti non soltanto il principale protagonista del settore del gas naturale nell'area del Caspio, ma anche attore regionale di primaria importanza. Le riserve turkmene rappresentano infatti 9,4% di quelle provate su scala internazionale – una percentuale seconda solo a quelle iraniana (18%), russa (16,8%) e qatarina (13,3%)[14].

A innalzare notevolmente le riserve di gas provate in Turkmenistan è stata la scoperta, nel 2006, del maxi-giacimento di Galkynysh – già noto come South Yolatan – nell'area sudorientale del paese. Secondo stime internazionalmente riconosciute, il giacimento, tra i più grandi al mondo, conterrebbe non meno di 14.000 Gmc di gas – volume passibile, invece, di superare i 20.000 Gmc secondo le autorità turkmene. La prima fase di produzione dal giacimento è stata avviata nel settembre 2013, contribuendo a bilanciare il declino dell'output dei giacimenti più maturi e, in particolar modo, di quello di Dauletabad. Quest'ultimo, in produzione sin dal 1982, ha tradizionalmente rappresentato il principale pilastro della produzione turkmena, che nel 2013 è stata di 67 Gmc[15].

Nonostante l'elevato potenziale estrattivo, il rilancio del comparto energetico turkmeno è stato più lento rispetto a quelli azerbaigiano e kazako, ostacolato, oltre che dai limiti strutturali legati alla collocazione geografica del Paese, dalla politica sostanzialmente isolazionista perseguita da Saparmurat Niyazov, autarchico primo presidente del Turkmenistan indipendente, in carica dal 1991 al 2006. Frutto di una linea neutralista di politica estera, la politica energetica di Niyazov, perseguendo l'obiettivo dell'autosufficienza, ha mantenuto il comparto energetico nazionale sostanzialmente chiuso agli investimenti e alla

14. BP, *Review of World Energy*… cit., p. 20.

15. *Ibidem*, p. 22.

tecnologia straniera, perpetuando la posizione monopolistica delle compagnie statali, la Turkmenneft e la Turkmengaz. Al contempo, tagliando di fatto il Turkmenistan fuori dalla politicizzata competizione infrastrutturale regionale, Niyazov ha perpetuato la dipendenza – e la vulnerabilità – del comparto energetico nazionale dalla rete russa. Per tutto il primo quindicennio successivo alla dissoluzione sovietica, principale canale di esportazione è stato, infatti, il sistema di gasdotti Central Asia Center (Cac), le cui due linee in territorio turkmeno consentivano al gas estratto nelle parti occidentale e orientale del paese di raggiungere la Russia e i mercati europei sulla base di accordi – di *swap* prima e di vendita successivamente – con il gigante russo dell'energia Gazprom. Nonostante una capacità nominale annua di circa 90 Gmc, il pessimo stato di manutenzione dell'infrastruttura, inaugurata in epoca sovietica, ha fatto sì che essa funzionasse non oltre la metà della propria capacità, anche nella fase in cui la Russia rappresentava il principale sbocco delle esportazioni turkmene. Accanto al Cac, le esportazioni turkmene si indirizzavano verso anche l'Iran, grazie al gasdotto Korpezhe-Kurt Kui, inaugurato nel 1997 e della capacità annua di 13,5 Gmc. Un secondo gasdotto turkmeno-iraniano, della capacità annua di 12 Gmc/, è stato inaugurato nel corso del 2010 tra Dauletabad e Khangiran.

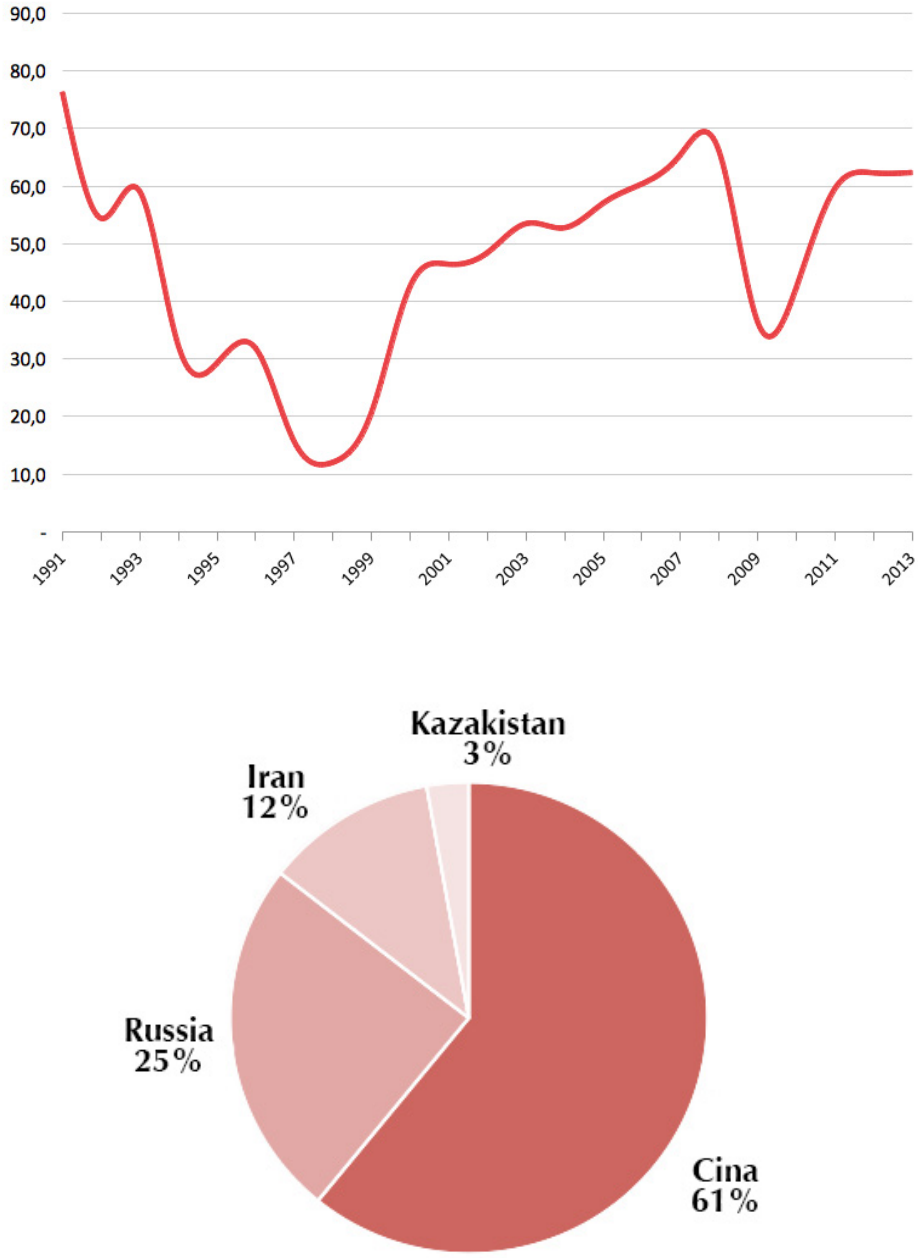
L'isolamento del paese è andato progressivamente spezzandosi solo con l'ascesa alla presidenza di Gurbanguly Berdimuhammedov che, pur non ribaltando la politica energetica del suo predecessore, ha tuttavia operato una "apertura selettiva" agli investimenti esteri[16], cogliendo in particolare i benefici della richiamata penetrazione cinese in Asia centrale. Sullo sfondo delle scoperte di nuovi e ingenti giacimenti gassiferi – che tra il 2007 e il 2008 hanno più che triplicato le stime sulle riserve nazionali – la Cina è così assurta a *partner strategico* del Turkmenistan

16. In base alla nuova regolamentazione del settore energetico varata nel 2008, pur mantenendo il comparto sotto saldo controllo governativo, si concedeva a compagnie straniere la possibilità di esplorare e sfruttare autonomamente i giacimenti *off-shore* sulla base di Accordi di condivisione della produzione. Per quelli *on-shore* si prevedeva, invece, la necessità di joint venture con le compagnie nazionali. Il riassetto del comparto energetico si è tradotto in un notevole aumento dell'afflusso d'investimenti esteri diretti, balzati da 0,8 miliardi di dollari nel 2007 a 4,5 nel 2009.

tanto nella prospettiva di più coerente sfruttamento del potenziale estrattivo quanto, e soprattutto, nell'ottica della diversificazione dei canali di esportazione e della messa in sicurezza della domanda di energia. Dalla prima angolatura, emendando alla regola in base alla quale lo sfruttamento dei giacimenti on-shore veniva concesso a compagnie straniere solo nell'ambito di joint venture con Turkmengaz, alla Cnoc venivano concessi nel 2007 i diritti esclusivi 35ennali di sfruttamento del giacimento di Bektyyarlyk, ai confini con l'Uzbekistan, con riserve di gas stimate attorno agli 1.300 Gmc.

Parallelamente, le autorità turkmene e cinesi si accordavano per la costruzione di un gasdotto – finanziato dalla China Development Bank secondo la logica del *loans for oil* – in grado di collegare i giacimenti orientali del Turkmenistan con la regione dello Xinjiang, attraverso i territori di Uzbekistan e Kazakistan. Le prime due linee del cd. Central Asia-China Gas Pipeline (Cacgp), della capacità annua complessiva di 40 Gmc, sono state posate a tempo di record tra il 2007 e il 2009, aprendo un canale di esportazione di centrale importanza, non solo per l'Ashgabat, ma anche per Astana e Tashkent. Difatti, mentre l'inaugurazione della terza linea del Cacgp – che ha portato nel 2012 la capacità annua dell'infrastruttura a 55 Gmc – ha permesso all'Uzbekistan di esportare quantità crescenti di gas verso la Cina, il completamento del gasdotto Beyneu-Bozoy-Shymkent, collegando l'area estrattiva nel Kazakistan occidentale con il sud del paese, potrebbe permettere ad Astana d'incrementare la produzione in funzione delle esportazioni, eliminando la necessità di importare gas da re-iniettare nei siti di produzione petrolifera e completando una rete nazionale ancora lacunosa. Di conseguenza, quella stessa natura transnazionale che appariva essere il principale ostacolo alla realizzazione del progetto Cacgp, in tempi rapidi ha dimostrato di essere uno dei suoi determinanti elementi di forza, rendendo con ciò il

Figura 6.3 - Turkmenistan: andamento della produzione di gas e mercati di sbocco



Fonte: BP (2014); Eia (2014)

gasdotto la principale realizzazione della cooperazione intergovernativa nella regione del Caspio dell'ultimo venticinquennio.

Su questo sfondo, dei 43 Gmc di gas esportati dal Turkmenistan nel 2013, 26,2 sono stati indirizzati in Cina, 10,6 in Russia, 5 in Iran e 1,2 in Kazakistan[17].

Sul versante occidentale del bacino, anche l'Azerbaigian dispone di riserve di significative di gas, concentrate nelle acque nazionali a largo di Baku. Qui, nel 1999, è stato scoperto il maggior giacimento del paese, Shah Deniz, la cui prima fase di sfruttamento sostiene oggi la produzione nazionale, attestatasi nel 2013 a 8,6 Gmc.

Mentre le riserve provate di gas azerbaigiane ammontavano nel 2013 a 940 Gmc, il solo giacimento di Shah Deniz potrebbe contenere riserve pari a circa 1.000 Gmc. Dall'avvio della produzione di gas dal giacimento, nel 2006, Shah Deniz ha prodotto cumulativamente 47,3 Gmc di gas e 99,5 milioni di barili di condensati sino al 2013[18].

Per quanto le riserve azerbaigiane di gas siano di gran lunga inferiori a quelle turkmene, la più vantaggiosa collocazione geografica, la favorevole congiuntura regionale determinatasi a partire dall'inizio del secolo e la contemporanea saldatura dell'asse energetico tra Azerbaigian, Georgia e Turchia hanno contribuito a un rapido sviluppo del comparto. Nel 2006, a soli sette anni di distanza dalla scoperta del giacimento, il sito è entrato in produzione e ha iniziato a instradare il gas attraverso il South Caucasus Pipeline (Scp), infrastruttura di circa 700 km e della capacità annua di 7 Gmc che da Baku raggiunge Erzurum, in Anatolia orientale, transitando per Tbilisi e permettendo la commercializzazione del gas in Georgia e Turchia. Quantità significative di gas sono anche esportate dall'Azerbaigian lungo un asse nord-sud, verso la Russia tramite il

17. BP, *Review of World Energy*… cit., p. 28.

18. Operatore del giacimento è BP, con una quota del 28,8% del consorzio titolare dei relativi diritti di sfruttamento. Altri partner del consorzio sono BP (28,8%), Tpao (19%), Socar (16,7%), Petronas (15,5%), Lukoil (10%) e Nioc (10%).

gasdotto Gazi-Magomed-Mozdok e verso l'Iran tramite il gasdotto tra Baku e Astara[19].

6.4 Le prospettive di sviluppo della cooperazione energetica regionale

In ambito petrolifero, le prospettive di sviluppo della cooperazione energetica nell'area caspica sono legate principalmente alla crescita dell'output kazako. Secondo le stime dell'Iea, infatti, il Kazakistan nel prossimo ventennio rappresenterà una delle poche eccezioni al declino della produzione nei paesi non appartenenti all'Opec. Al contrario, nello stesso arco temporale, la produzione di greggio kazaka potrebbe crescere ad un tasso annuo del 3,6%, più che raddoppiando i livelli attuali sino a toccare i 3,7 milioni di barili al giorno[20].

La crescita della produzione kazaka è legata essenzialmente allo sviluppo dei tre giacimenti principali del paese, Tengiz, Karachaganak e Kashagan. Tuttavia, le incognite che circondano la piena messa in produzione e il successivo sviluppo di quest'ultimo restano però numerose. Dopo diversi slittamenti del lancio della prima fase di sfruttamento del giacimento – inizialmente prevista per il 2005 – Kashagan è entrato in produzione nel settembre 2013, salvo interrompere presto le operazioni di estrazione per il rilevamento di perdite di gas nell'infrastruttura che collega i terminali off-shore con le strutture di trattamento del porto di Atyrau. La necessità di provvedere alla sostituzione dell'infrastruttura, evidenziata da un'indagine compiuta nel corso dell'anno, ha fatto slittare i piani di ripresa delle attività estrattive, oggi fissata al 2016[21].

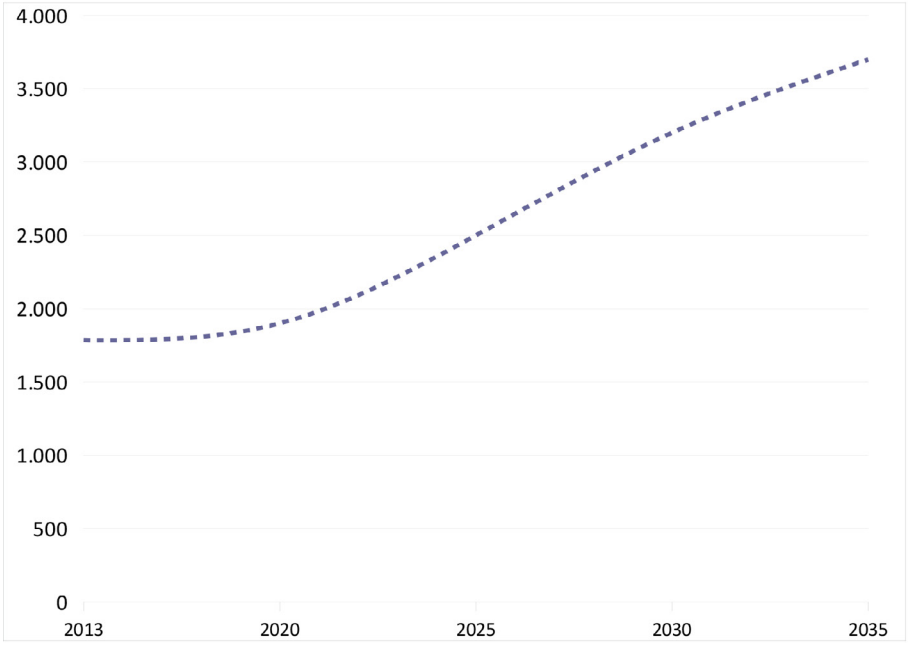
---

19. Secondo l'Istituto di Statistica azerbaigiano, nel 2013 sarebbero stati esportati verso Russia e Iran rispettivamente 1,5 e 0,4 Gmc. Si noti che le esportazioni verso l'Iran rientrano in un accordo di *swap* in base al quale Teheran fornisce gas alla exclave azerbaigiana del Nakhchivan. State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan, *The Foreign Trade of Azerbaijan*, Baku, 2014, p. 259.

20. International Energy Agency (Iea), *Word Energy Outlook 2013*, Oecd, Paris, 2013, pp. 480-481. Le stime dell'Iea fanno riferimento al *New Policy Scenario*.

21. *Platts Oilgram News*, 31 luglio 2014.

Figura 6.4 - Le stime di crescita della produzione petrolifera in Kazakistan



Valori espressi in milioni di barili al giorno. Fonte: Iea (2013)

Il nuovo slittamento della tempistica di avvio della produzione – oltre ad accrescere notevolmente i già elevati costi in capo alle compagnie della North Caspian Operating Company[22] – sembra dunque inficiare i piani di sviluppo del giacimento, tanto nel breve periodo che nel lungo. Se, difatti, appare altamente improbabile che entro il 2018 il giacimento

22. Sulla base del Psa, il Consorzio è chiamato a risarcire il Kazakistan con 30 miliardi di dollari per ogni trimestre di ritardo nella commercializzazione. Ciò contribuisce ad accrescere i costi dell'operazione che, partiti da un obiettivo iniziale di 57 miliardi di dollari, sarebbero già arrivati attorno ai 140 miliardi. Partner del consorzio sono KazMunayGas (16,88%), Eni (16,81%), Royal Dutch Shell (16,81%), ExxonMobil (16,81%), Total (16,81%), China National Petroleum Corp. (8,33%) e Inpex (7,56%).

possa, come preventivato, arrivare a produrre 1,5 milioni di barili al giorno, allo stesso modo l'avvio della seconda fase di sfruttamento di Kashagan difficilmente si verificherà entro il 2019-20, come da programma, ma più verosimilmente, come stimato dalla Iea, non prima della metà del prossimo decennio.

D'altra parte, al di là delle difficoltà tecniche che si frappongono al lancio della seconda fase, lo sfruttamento del giacimento sembra scontare anche il complesso assetto operativo del Consorzio che, a seguito dell'accantonamento del principio dell'operatore unico, è oggi caratterizzato da un modello "cooperativo", che assegna alle cinque compagnie detentrici delle maggiori quote la responsabilità di segmenti diversi delle operazioni. Le difficoltà tecniche e burocratiche, unite agli elevati costi già sostenuti e all'incertezza su quelli ancora da sostenere, gettano una pesante ombra sulle prospettive di sviluppo del maxi-giacimento kazako.

Al di là delle tempistiche di crescita della produzione petrolifera kazaka, quest'ultima – in ragione di un paniere energetico imperniato su carbone e gas – sarà indirizzata principalmente verso le esportazioni, contribuendo a innalzare il volume totale dei flussi dall'area del Caspio dagli attuali 2,2 sino a 3,5 milioni di barili al giorno entro il 2035[23]. L'aumento dell'output richiederà necessariamente l'adeguamento della capacità delle infrastrutture oggi disponibili nel paese e nell'area – ben oltre il menzionato aumento di capacità già previsto per il KCP. Lungo la direttrice occidentale, mentre la mancata soluzione della vertenza legale sul Caspio preclude di fatto la possibilità di costruire un'infrastruttura sottomarina, è già da tempo in considerazione l'ampliamento delle esportazioni verso l'Azerbaigian[24] e l'adeguamento del CPC tra Kazakistan

23. Iea, *Word Energy Outlook*… cit., p. 560. Si noti che nella delimitazione dell'area produttiva del Caspio l'Iea include anche l'Uzbekistan, attualmente produttore di 55,2 Gmc/a.

24. Il riferimento va al cosiddetto Kazakistan Caspian Transportation System (Kcts), che comprende la costruzione di un oleodotto della capacità di 600.000 b/g tra il Kazakistan occidentale e il terminale costiero di Kuryk, dove è prevista la costruzione di un impianto della capacità di 760.000 g/g. Il sistema prevede inoltre la costruzione d'infrastrutture portuali su entrambi i versanti del Caspio.

e Mar Nero – un aumento che incontra la preferenza di gran parte delle compagnie impegnate in attività di *upstream* per la commercializzazione del petrolio sui mercati occidentali. Ciò nonostante, la maggior domanda di petrolio che proviene dai mercati asiatici e, soprattutto, la crescente partecipazione delle istituzioni finanziarie e delle compagnie energetiche cinesi alle attività di estrazione e trasporto d'idrocarburi, lasciano presagire uno spostamento verso est del baricentro attorno al quale gravita la cooperazione energetica nell'area caspica – sebbene le due direttrici, in ragione della quantità di output previsto, non siano alternative l'una all'altra.

Più ancora che in relazione al comparto petrolifero, è in quello del gas naturale che il potenziale attrattivo del mercato cinese sull'area del Caspio – o perlomeno sul suo versante orientale – è più evidente, offrendo la Cina ai produttori regionali le più concrete prospettive di commercializzazione della risorsa, prima ancora dei finanziamenti utili a sviluppare il proprio potenziale estrattivo e le infrastrutture di esportazione.

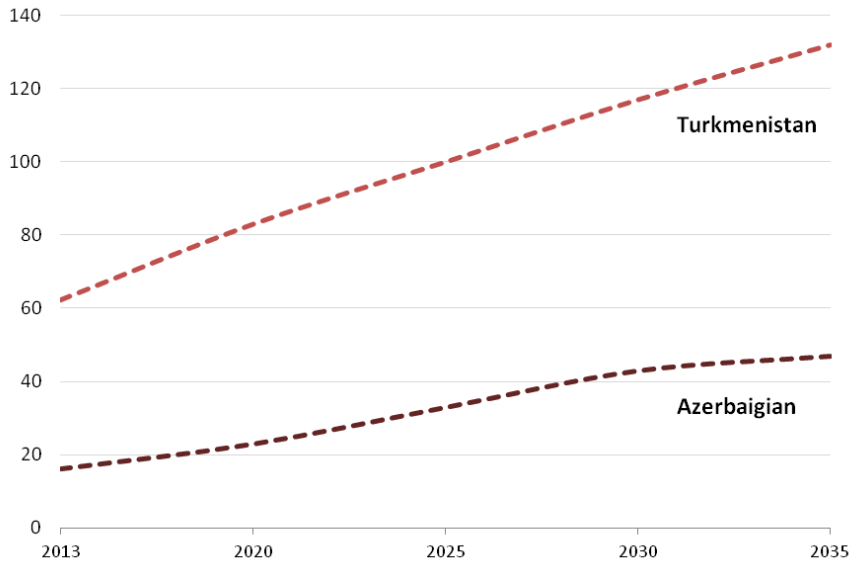
Esemplare, in questa prospettiva, la relazione tra Cina e Turkmenistan che, da qui al 2035, potrebbe di fatto raddoppiare la produzione di gas, incrementando l'output annuale di circa 60 Gmc rispetto a quello del 2013 (cfr. Fig. 5.6). Come già avvenuto nella fase di avvio delle esportazioni di gas turkmeno verso la Cina, anche in quella di consolidamento della cooperazione bilaterale l'approccio di Pechino è stato "onnicomprensivo", inclusivo cioè di tutte le fasi della filiera energetica ed esemplare della capacità di propugnare un modello di cooperazione forte dello stretto legame tra le istituzioni bancarie e le compagnie energetiche nazionali.

La forza di tale modello emerge chiaramente tanto dalle prospettive di sviluppo del giacimento di Bagtyarlyk, quanto e soprattutto da quelle di Galkynysh, che contribuirà in maniera decisiva alla crescita dell'output di gas turkmeno. Mentre il primo giacimento consentirà l'aumento dei flussi di esportazione dai 20 Gmc del 2013 ai 40 del 2016, il secondo è previsto sostenere il raggiungimento dei 65 Gmc all'anno entro il 2020. Se, come detto, Cnoc ha diritti esclusivi di sfruttamento del giacimento di Bagtyarlyk, non meno significativa è la partecipazione cinese allo

sviluppo di Galkynysh. Oltre a essere co-appaltatore della prima fase di sviluppo del giacimento, Cnoc è appaltatore unico della sua seconda fase, mentre la Banca di sviluppo cinese finanzierà tanto la costruzione degli impianti di trattamento del gas quanto della quarta linea del Cacgp – tra Turkmenistan, Uzbekistan, Tagikistan e Kyrgyzstan – è previsto raggiunga la capacità annua di 25 Gmc entro il 2020.

Stando alle previsioni dell'Iea, oltre ai volumi di gas già contrattualizzati, il Turkmenistan potrebbe disporre, al 2035, di ulteriori 20 Gmc all'anno di gas, per l'esportazione dei quali due sono oggi le principali alternative sul tavolo negoziale – predisposte, invero, già dalla seconda metà degli anni Novanta.

Figura 6.5 - Le stime di crescita della produzione di gas in Turkmenistan e Azerbaigian



Valori espressi in milioni Gmc/a
Fonte: Iea (2013)

La prima consisterebbe nella partecipazione del Turkmenistan all'approvvigionamento del Corridoio meridionale dell'Unione europea (cfr. infra), attraverso la costruzione di un'infrastruttura trans-caspica – il Trans-Caspian Gas Pipeline (Tcgp) – in grado di convogliare il gas turkmeno in Azerbaigian e, di qui, verso i mercati europei. La seconda alternativa guarda invece ai mercati dell'Asia meridionale e, nello specifico, a quelli pakistano e indiano, raggiungibili tramite la costruzione di un gasdotto trans-afghano, il cosiddetto TAPI (Turkmenistan, Afghanistan, Pakistan, India).

Entrambi i progetti hanno rilevanti sostenitori politici. Mentre infatti il Tcgp rappresenta tradizionalmente, per l'UE, un pilastro del tentativo di diversificare le proprie fonti di approvvigionamento riducendo la dipendenza dal gas russo, il Tapi beneficia del sostegno tanto della Banca asiatica di sviluppo quanto dell'Amministrazione statunitense. Per quest'ultima il gasdotto rappresenta, infatti, un elemento centrale del tentativo di stabilizzazione del teatro afghano e, al contempo, un elemento di contenimento dell'influenza iraniana sui mercati di Pakistan e India.

Nonostante ciò, le prospettive di realizzazione di entrambi i progetti appaiono piuttosto labili.

A ostacolare la costruzione del Tcgp – prima ancora che le irrisolte vertenze di confine nel Caspio tra Azerbaigian e Turkmenistan – è principalmente la perdurante opposizione di Mosca e Teheran alla posa di una condotta sottomarina in mancanza di un accordo tra i paesi rivieraschi sui limiti dello sfruttamento del bacino. Opposizione che l'UE, restia a essere coinvolta nelle gestione delle problematiche politiche regionali, non sembra in grado di aggirare.

Sul Tapi, parallelamente, pesa invece anzitutto la perdurante instabilità dell'Afghanistan, che scoraggia gli investimenti. Investimenti scoraggiati peraltro anche dalla stessa gestione del comparto energetico di Asghabat che, non concedendo diritti esclusivi di sfruttamento dei giacimenti che potrebbero rifornire il gasdotto – e, in particolare, di Dauletabad – e mantenendo fermo il principio della vendita del gas ai propri confini, tiene lontane le compagnie internazionali dichiaratamente interessate

alla partecipazione al progetto, prime tra tutte Chevron ed ExxonMobil. Problema specifico riguarda, infine, le tempistiche di realizzazione di entrambi i progetti. Secondo le stime Iea, difatti, il Turkmenistan potrebbe disporre di quantità aggiuntive di output tali da giustificare la costruzione di una nuova infrastruttura solo nella seconda metà degli anni Venti, se si escludono i volumi già contrattualizzati con la Cina.

Qualora nessuno dei due gasdotti dovesse riuscire ad aggirare le difficoltà presenti, è possibile che il gas turkmeno possa indirizzarsi verso l'Iran – che potrebbe così liberare maggiori quantità per le esportazioni – o, piuttosto, ancora una volta verso la Cina. Una Cina dove l'utilizzo di gas potrebbe quadruplicare entro il 2035, incrementando le importazioni annue di circa 180 Gmc[25]. L'interesse mostrato da Pechino al progetto Tapi sembra essere una chiara indicazione della necessità di assicurarsi ulteriori volumi di gas dal Turkmenistan.

Sul versante occidentale del Caspio, le prospettive di crescita del comparto del gas sono invece legate all'approfondimento della cooperazione con i partner europei. La recente conclusione della partita infrastrutturale legata al trasporto del gas, che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz, lega difatti il richiamato asse energetico Azerbaigian-Georgia-Turchia all'UE attraverso il Corridoio meridionale. Lungo il Corridoio e verso l'Italia verranno instradati 10 dei 16 Gmc all'anno che il giacimento produrrà a partire dal 2018 – mentre i restanti 6 verranno commercializzati in Turchia.

Il sistema infrastrutturale tra Azerbaigian e Italia consta di tre segmenti. Il primo di essi è il Scp, la cui capacità verrà adeguata alle nuove esigenze di esportazione, dagli attuali 7 a 25 Gmc all'anno. Dal terminale di Erzurum, in Anatolia orientale, il gas verrà poi trasportato al confine tra Turchia e Grecia dal Trans-Anatolian Pipeline (Tap), gasdotto della capacità annua iniziale di 16 Gmc, frutto di un'iniziativa congiunta azerbaigiano-turca. Attualmente composto dalle compagnie energetiche nazionali azerbaigiana (Socar, 70%) e turche (Botas, 25%;

25. Iea, *Word Energy Outlook*… cit., pp. 99, 124. Si veda anche il capitolo 4 di questo volume.

Tpao, 5%), il consorzio deputato alla costruzione e operazione del gasdotto è previsto allargarsi alla partecipazione di compagnie impegnate nelle attività di estrazione a Shah Deniz – sulla base di un diritto di prelazione attualmente esercitato, ma non finalizzato, dalla sola BP, per l'acquisizione di una quota del 12% dalla Socar. Terzo e ultimo segmento del sistema di gasdotti è il Tap, deputato al trasporto di 10 Gmc all'anno di gas tra Edirne, al confine turco-greco, e il terminale di San Foca, sulla costa pugliese, attraverso una rotta greco-albanese e un'infrastruttura sottomarina nell'Adriatico. Azionisti del progetto sono BP (20%), Socar (20%), Statoil (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) e Axpo (5%).

Caratteristica di centrale rilevanza del sistema infrastrutturale tra il Caspio e l'Adriatico è la scalabilità, ovvero la possibilità di aumentare la capacità di trasporto dei suoi segmenti: del Scp da 9 a 25 Gmc all'anno, del Tanap da 16 a 32 Gmc all'anno, del Tap da 10 a 20 Gmc all'anno. Ciò potrebbe permettere d'instradare lungo il Corridoio meridionale gas aggiuntivo estratto in Azerbaigian o in aree di produzione collegabili al sistema di gasdotti. Se su quest'ultima possibilità – ovvero sul coinvolgimento di produttori che vanno dal Turkmenistan a Israele, da Cipro all'Iraq o all'Iran – pesano incognite di carattere politico e strategico, un contributo addizionale al Corridoio potrebbe venire dallo sfruttamento dei giacimenti azerbaigiani "di prossima generazione".

Accanto a Shah Deniz e Acg, l'*off-shore* azerbaigiano potrebbe infatti conservare altri e rilevanti giacimenti, in grado di assicurare una crescita dell'output potenzialmente superiore a quella delle stime dell'Iea, che prevedono un incremento dell'output dagli attuali 16,2 sino a 47 Gmc all'anno entro il prossimo ventennio. Il principale dei giacimenti azerbaigiani di prossima generazione è Absheron, un centinaio di chilometri al largo di Baku che, stando alle stime di Total – operatrice del consorzio che include anche Socar (40%) e Gdf Suez (20%) –, potrebbe conservare riserve di gas comprese tra 140 e 280 Gmc. Se l'attività di esplorazione attualmente in corso dovesse confermare le previsioni, la prima fase di sfruttamento di Absheron potrebbe essere inaugurata già nel 2020. A una fase meno avanzata delle attività di esplorazione c'è poi il giacimento di Shafag-Asiman, sviluppato congiuntamente da BP

e Socar, che potrebbe contenere riserve sino a 500 Gmc. Accanto ai due giacimenti menzionati, ve ne è poi una serie di più piccoli – quali Bulla Deniz e Umid – che, unitamente a quelli menzionati, potrebbe consentire all'Azerbaigian, secondo le stime di Socar, di elevare l'entità delle riserve nazionali sino a 2.500 Gmc e delle esportazioni annue sino a 40 Gmc già entro la metà degli anni Venti.

Conclusioni: la progressiva divaricazione delle sponde del Caspio

A un ventennio di distanza dalla conclusione dei primi, fondamentali accordi con consorzi internazionali, Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan sono assurti ad attori rilevanti, se non di primo piano, della partita energetica eurasiatica.

Elemento che più di ogni altro ha contribuito al rilancio dei comparti energetici nazionali è stata la rottura dell'isolamento infrastrutturale dell'area, facilitata, nel caso di Kazakistan e Turkmenistan dalle modifiche intervenute nella "geografia della domanda" di idrocarburi. La crescita della necessità d'importazione di idrocarburi dei consumatori asiatici – e in particolar modo della Cina – ha infatti conferito nuova significatività alla collocazione geografica dell'Asia centrale, sfruttata appieno dall'aggressiva politica di penetrazione dei comparti energetici nazionali perseguita da Pechino. Capitalizzando su un'elevata capacità d'investimento e su un sistema di penetrazione difficilmente riproducibile dai propri concorrenti, la Cina ha di fatto affiancato – e per certi versi sopravanzato – la Russia come principale interlocutore dei paesi produttori centroasiatici. Più e meglio dei concorrenti, Pechino ha saputo legare assieme il nodo dell'estrazione con quello della commercializzazione e, soprattutto, del trasporto degli idrocarburi, affrontando efficacemente quel nodo dell'isolamento geografico e infrastrutturale che ha per lungo tempo rallentato lo sviluppo dei comparti energetici nazionali dei paesi produttori del Caspio. Se la prossimità geografica all'Asia centrale ha giocato certamente un ruolo facilitante per la proiezione regionale, ciò

nondimeno la coerente "divisione del lavoro" tra istituzioni governative, istituzioni finanziarie e compagnie energetiche ha rappresentato un valore aggiunto determinante, tanto più nella fase di crisi economico-finanziaria che ha caratterizzato lo spazio euro-atlantico. Un modello di affari, quello cinese, che sembra peraltro ben adattarsi a una realtà istituzionale centroasiatica, caratterizzata da uno stretto connubio tra potere esecutivo e compagnie energetiche. Infine, ma non ultimo, l'assenza di qualunque tipo di condizionalità o di evidenti finalità politiche dietro la promozione della cooperazione energetica bilaterale offre a Pechino un indubbio vantaggio competitivo, sui concorrenti euro-atlantici così come sulla Federazione russa.

La progressiva attrazione di Kazakistan e, soprattutto, Turkmenistan in un'orbita di cooperazione asiatica sembra, piuttosto, stridere oggi con il progressivo approfondimento della cooperazione energetica tra Azerbaigian e interlocutori europei – destinata presto a materializzarsi attraverso il sistema di gasdotti che collegherà la costa azerbaigiana del Caspio a quella adriatica dell'Italia. Se, dunque, per tutta la fase di rilancio del potenziale estrattivo caspico, le repubbliche dell'area avevano più o meno coerentemente seguito un'analoga direttrice "occidentale" di sviluppo, oggi le prospettive di consolidamento del ruolo di produttori energetici si dipanano lungo percorsi apparentemente divergenti. In questa progressiva divaricazione delle direttrici di cooperazione dei produttori caspici risiede, probabilmente, la più rilevante tra le linee di tendenza regionali – le cui ricadute vanno evidentemente ben oltre la mera dimensione energetica.

Il Caspio sembra dunque segnare sempre più il confine tra due aree di cooperazione energetica separate, piuttosto che il fulcro di un corridoio energetico est-ovest in grado di legare assieme Asia centrale e spazio europeo. Se la mancanza di accordo tra i paesi rivieraschi sullo status legale del bacino appare come l'elemento che più di ogni altro fonda e incarna questa dinamica, a certificare la crescente divaricazione tra le sponde del Caspio sono anche le nuove priorità dell'Amministrazione statunitense. Amministrazione che, abbandonata la promozione dell'asse energetico est-ovest, guarda oggi all'area da una duplice, divergente

prospettiva. Mentre, difatti, sostiene da una parte il tentativo europeo di ridimensionare la dipendenza dagli approvvigionamenti russi attraverso il Corridoio meridionale del gas, al contempo guarda ai produttori centroasiatici – e in particolar modo al Turkmenistan – come pilastro della propria politica asiatica, volta anzitutto alla stabilizzazione teatro afghano e al contenimento dell'Iran.

Pur fondamentale, la rottura dell'isolamento infrastrutturale non scioglie, di per sé, il nodo della distanza fisica dell'area di produzione caspica da quelle di consumo e, dunque, lo stretto legame tra aumento della produzione e disponibilità di un'adeguata rete di trasporto. Condizioni determinanti per il coerente sviluppo del potenziale estrattivo dell'area sembrano dunque essere un livello sostenuto di prezzi degli idrocarburi e la creazione di un clima favorevole agli investimenti esteri. Oggi come in passato, difatti, l'attrazione dei capitali e della tecnologia straniera resta necessità ineludibile per lo sviluppo del potenziale estrattivo dell'area.

7. Il gas naturale liquefatto: evoluzione di un mercato sempre più globale

Filippo Clô

Per lungo tempo il mercato del gas ha assunto una configurazione strettamente regionale: circoscritto ad aree geografiche ben delimitate, tra loro distanti e differenziate da specifiche relazioni contrattuali, formule di prezzo, un proprio bacino di produttori e consumatori. La scarsa interconnessione dei mercati dovuta ai vincoli di trasporto rendeva improbabile l'idea stessa di un mercato globale del gas analogo a quello petrolifero.

Lo sviluppo del gas naturale liquefatto (Gnl) ha invece consentito d'innescare un graduale processo di globalizzazione di questo mercato, che pur permane articolato in tre grandi aree: Nord America, Europa, Asia. Nonostante i volumi scambiati tra regioni siano ancora meno di un quinto della domanda di gas complessiva, la sola eventualità che un carico di Gnl possa dall'oggi al domani salpare da un terminale del Medio Oriente o dell'Oceania verso le coste europee, asiatiche o sudamericane influenza i diversi equilibri regionali ripercuotendosi sui rispettivi livelli di prezzo.

A cinquant'anni dal suo primo trasporto commerciale, il Gnl è dunque diventato a pieno titolo un fattore cruciale per le dinamiche energetiche, economiche, geopolitiche globali.

7.1 Le ragioni del successo

Il Gnl è una miscela non dissimile dal gas trasportato via tubo composta principalmente da metano per una quota pari all'80-90% e in percentuale decrescente da etano, propano, azoto e idrocarburi più pesanti. Un processo di raffreddamento a temperature criogeniche (circa -162°) a pressione atmosferica ne riduce il volume di 600 volte consentendo di immagazzinarlo in serbatoi di stoccaggio coibentati o caricarlo su speciali metaniere per il trasporto via mare.

Molteplici ragioni – tecnologiche, politiche, economiche, ambientali – hanno concorso nel tempo allo sviluppo del Gnl. Il suo vantaggio più evidente è la possibilità di ridurre l'importanza della variabile geografica nel commercio internazionale del gas, ovviando alle rigidità cui obbliga il ricorso a gasdotti. Il trasporto via mare a lunga distanza – analogamente a quello del petrolio – ha contribuito all'emancipazione del gas da confini prettamente regionali, consentendo una graduale globalizzazione del mercato.

Di ciò hanno beneficiato, in primo luogo, consumatori e produttori che hanno una posizione geografica sfavorevole. Come il Giappone: paese insulare, privo di risorse domestiche, lontano dai paesi produttori, che non a caso ne è oggi primo consumatore; o, sul fronte opposto, il Qatar; peninsulare, relativamente povero di petrolio ma ricco di gas, distante dai maggiori bacini di consumo, di cui è invece primo produttore. Tuttavia a beneficiarne sono stati anche quei paesi che hanno puntato ad accrescere la loro sicurezza energetica ampliando e diversificando le proprie fonti d'importazione. Come nel caso dell'Europa dove, nonostante la prossimità geografica a importanti aree di esportazione – come Russia e Nord Africa –, diversi paesi vi hanno fatto graduale ricorso anche per evitare di trovarsi eccessivamente esposti al rischio politico connesso al trasporto via gasdotto da parte di un ristretto numero di fornitori.

L'insieme di queste ragioni ha consentito di superare le elevate barriere economico-infrastrutturali che sempre connotano l'iniziale penetrazione di nuove tecnologie energetiche. Progetti di Gnl, in particolare, si articolano lungo una catena di fasi ad alta intensità di

capitale tra loro strettamente interdipendenti: ricerca e sviluppo dei giacimenti di gas; trasporto via tubo verso la costa; costruzione dell'impianto di liquefazione; trasporto su navi metaniere; costruzione del terminale di ricezione e rigassificazione. La forte crescita dei consumi mondiali di metano – prossima al 70% nell'ultimo ventennio, dai circa 2.100 Gmc del 1990 ai 3.600 del 2013[1] – ha in seguito favorito la profittabilità dei progetti d'investimento nell'intera catena del valore del Gnl, consentendone un ampio sviluppo degli scambi, che a sua volta ha innescato progressi tecnologici e riduzioni nei costi della filiera.

Il commercio di Gnl è andato di fatto acquisendo sempre maggior competitività rispetto a quello via condotta. Il trasporto tramite gasdotto ha un costo sostanzialmente proporzionale alla distanza che lo rende soluzione ottimale per distanze inferiori a 2.000-3.000 km. Viceversa, il Gnl risulta indicativamente più economico oltre i 5.500-6.000 km[2]. L'intervallo compreso tra le due soglie indica il terreno di competizione tra le due modalità in funzione di valutazioni non meramente economiche, ma anche geopolitiche, che scontano le esternalità positive in termini di sicurezza, flessibilità e diversificazione connesse al Gnl.

L'emergere negli ultimi anni di un forte eccesso di offerta di gas a livello globale, a causa della crisi delle economie e di una crescente rilevanza delle transazioni *spot* rispetto a quelle dominanti dei contratti a lungo termine, ha fornito ulteriori vantaggi dal ricorso al Gnl, come la possibilità di arbitraggio tra le varie aree di mercato in funzione della dinamica dei prezzi relativi. Nei paesi consumatori, in particolare, i terminali di rigassificazione possono offrire servizi di flessibilità che contribuiscono ad accrescere la liquidità del mercato, la sua concorrenzialità, nonché le risorse per il bilanciamento del sistema[3].

---

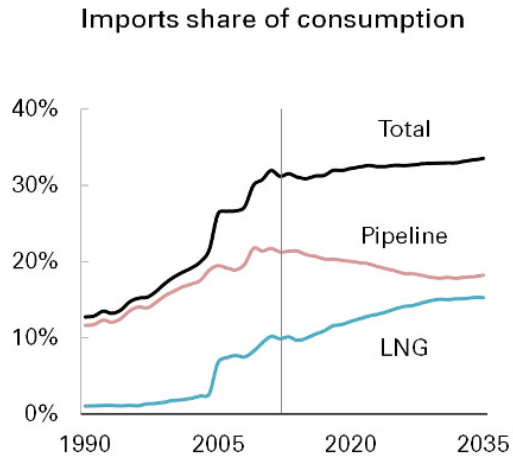
1. British Petroleum (BP), *BP Statistical Review of World Energy,* 2014, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf.

2. G.P. Repetto e A. Gugliotta, "Recenti sviluppi del mercato internazionale del GNL: dinamiche dei prezzi spot, rapporto domanda/offerta attuale e prospettico", in *Newsletter del GME*, n. 52, agosto 2012.

3. Rigassificatori possono fungere da serbatoi di stoccaggio (servizio di *peak shaving*) consentendo di fronteggiare situazioni di emergenza del sistema nazionale gas, soprattutto in

L'insieme di queste ragioni ha determinato, soprattutto in anni recenti, una forte crescita del commercio via metaniera, che ha coperto nel 2012-2013 circa il 32% del totale degli scambi internazionali di gas, con una tendenza prevista confermarsi in futuro fino a raggiungere una quota del 46% nel 2035, sostanzialmente eguagliando quella via gasdotto[4].

Figura 7.1 - Quota importazioni sul totale dei consumi



Fonte: *Outlook to 2035,* BP

Non ultima ragione del successo del Gnl – e del gas metano più in generale rispetto alle fonti concorrenti – è connesso ai suoi vantaggi ambientali e alle politiche, specie in Europa, orientate alla riduzione delle emissioni di gas serra[5]. Per tale ragione, anche molte economie emergenti, come la Cina, sono sempre più intenzionate a sostituire l'uso del carbone con quello del gas, soprattutto nelle aree altamente urbanizzate, con un ineludibile ricorso anche al Gnl.

periodo invernale, rafforzando ulteriormente la sicurezza energetica del paese.

4. BP, *Outlook to 2035.*

5. La combustione di gas naturale emette infatti circa il 40% in meno di anidride carbonica rispetto al carbone ed è priva di ossidi di zolfo, gas altamente nocivi che causano disturbi al sistema respiratorio.

7.2 Evoluzione del commercio in un mercato in divenire

L'idea di liquefare il gas naturale e le sue prime sperimentazioni risalgono a metà dell'Ottocento a opera del chimico e fisico britannico Michael Faraday (1791-1867). Circa un secolo dopo viene costruito a Cleveland (Ohio) nel 1941 il primo impianto commerciale di liquefazione con stoccaggio a pressione atmosferica in serbatoi, realizzato al fine di stoccare il gas nei periodi di bassa domanda e reimmetterlo nel mercato nei periodi di maggior consumo[6]. Bisogna tuttavia attendere quasi altri vent'anni per veder salpare la prima nave sperimentale finalizzata al trasporto di Gnl, la *Methane Pioneer*, che nel 1958 prende il largo da Cave Island (Louisiana) per approdare nel Regno Unito. Un'iniziativa di successo che sei anni dopo, nel 1964, porta alla prima vera spedizione a fini commerciali che dall'impianto di Arzew in Algeria (tuttora in esercizio) raggiunge i porti di Francia e Regno Unito. Da lì a poco vengono aperte nuove rotte, come quella mediterranea che collega la Libia con Spagna ed Italia (presso il terminale di Panigaglia), ma soprattutto quella che nel 1969 attraversa l'Oceano Pacifico e dalla Baia di Cook in Alaska consente al primo carico di Gnl di attraccare sulle coste del Giappone, inaugurando il più importante bacino di consumo al mondo.

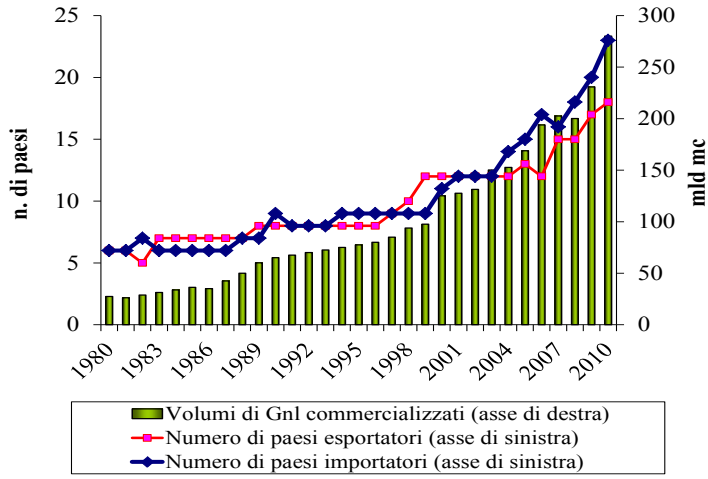
Seppur con differenti dinamiche regionali, il commercio di Gnl conosce da allora una crescita costante che rallenterà solo all'inizio del decennio in corso. I volumi scambiati crescono di oltre 10 volte tra il 1980 e il 2010, passando da 27,5 a 280 Gmc, mentre il numero dei paesi coinvolti nei commerci passa da 12 a 41[7]. Sostanzialmente alimentato dalla domanda asiatica – e in particolare giapponese – durante gli anni Ottanta, il commercio di Gnl ritrova nel corso degli anni Novanta l'interesse del bacino atlantico che contribuirà al suo vero e proprio decollo. Il primo decennio del nuovo Millennio registra, infatti, una crescita esponenziale nei volumi scambiati di Gnl, del 7,5% medio annuo,

6. Center for Energy Economics, *Brief History of LNG*, http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/LNG_introduction_06.php

7. Banca dati Rie - Ricerche Industriali ed Energetiche.

mentre tra 2009 e 2011 – in concomitanza con l'esplosione della crisi economica – gli scambi evidenziano una maggiore dinamicità rispetto a quelli via gasdotto, con una crescita rispettivamente del 25% e del 9,5%[8].

Figura 7.3 - Evoluzione dei commerci di Gnl (1980-2010)



Fonte: Banca dati Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche

Gli anni Duemila sono teatro anche d'importanti mutamenti nella tipologia delle transazioni commerciali. Ai tradizionali contratti di lungo temine (della durata almeno ventennale) vanno, infatti, affiancandosi in maniera sempre più consistente transazioni *spot* o a breve termine (inferiore a 4 anni) che, quotate nelle piattaforme *hub*, tendono a rispecchiare l'effettivo andamento domanda/offerta, finendo per determinare i prezzi del gas, pur restando minoritari sul totale dei volumi scambiati. Si apre, in sostanza, un dualismo tra due tipologie di transazioni che mette a dura prova il sistema basato su contratti a lungo termine (*Sale and Purchase Agreement*) che aveva consentito un armonico

8. G.P. Repetto e A. Gugliotta, "Recenti sviluppi del mercato internazionale del GNL:…, cit.

sviluppo degli investimenti e la creazione del mercato del metano a livello europeo e mondiale.

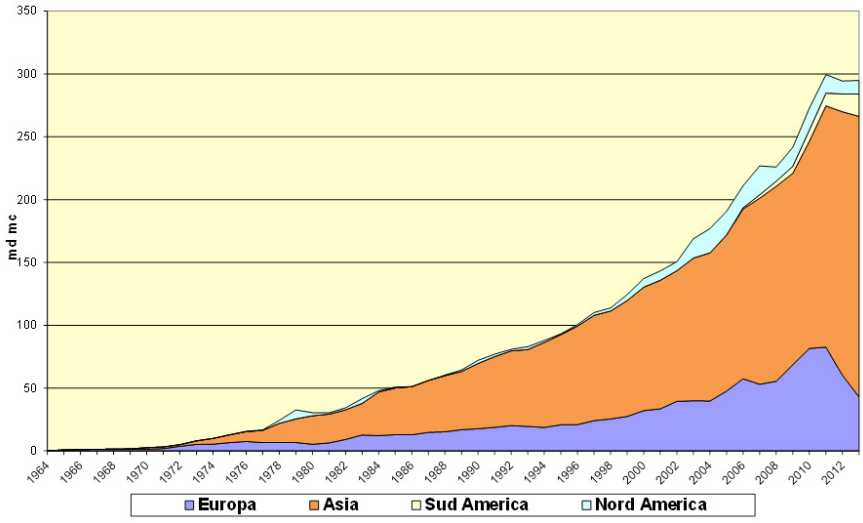
Proposta nel 1962 dal ministro olandese, J.W. de Pous, e applicata dal 1984 da *Gasunie*, l'ingegnosa struttura dei contratti a lungo termine consentiva – e consente tuttora – un'equilibrata condivisione dei rischi tra le imprese dei paesi produttori e consumatori, favorendo la realizzazione delle costose infrastrutture. Vincolando la parte acquirente a prelevare annualmente (ovvero a pagare) una certa percentuale dei volumi pattuiti, la clausola cosiddetta *Take or Pay* scarica, di fatto, il rischio-quantità sull'acquirente, garantendo al venditore la possibilità di rientrare della sua parte d'investimento – la più onerosa – grazie al flusso di ricavi assicurato dalla vendita di gas per un lungo periodo. Per contro, il venditore si assume il rischio-prezzo, in ragione della sua indicizzazione a quello del greggio (*price oil-linked*) e soggetto quindi alle sue imprevedibili fluttuazioni. Un ancoraggio di prezzi che ha garantito al metano una duratura competitività nei confronti della fonte che andava principalmente a sostituire: il petrolio.

In questo contesto, crescono agli inizi del nuovo Millennio le transazioni sui mercati *spot*, per più ordini di ragioni: (a) le dinamiche di un mercato divenuto più globale – grazie soprattutto al forte aumento degli scambi di Gnl – e caratterizzato da sovrabbondanza d'offerta e la maggiore disponibilità di volumi non vincolati a contratti a lungo termine; (b) l'avanzamento tecnologico e la conseguente riduzione dei costi dell'intera filiera del metano; (c) non ultimo, la rivoluzione degli assetti dei mercati interni dei paesi occidentali, col passaggio da strutture monopolistiche a regimi concorrenziali, avviatasi in Nord America e Gran Bretagna dai primi anni Ottanta e diffusasi poi in Europa con la Direttiva europea di liberalizzazione del 1998.

Mettendo in discussione l'efficienza del regime di monopolio, questa rivoluzione ripudiava le tradizionali formule contrattuali a lungo termine su cui si erano sviluppati i flussi commerciali – che di fatto precludevano la libertà di entrata/uscita di nuovi operatori, elemento imprescindibile della liberalizzazione – preferendo transazioni *spot* che consentissero a venditori e acquirenti un maggior grado di flessibilità operativa. Nel caso

del Gnl, queste transazioni passano in meno di un decennio dal 5% degli scambi nel 2003 al 18% nel 2008 fino a un quarto del totale nel 2011[9].

Figura 7.3 - Evoluzione regionale delle importazioni di Gnl



Fonte: Banca dati Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche

Per quanto riguarda i volumi, dopo un decennio di continua crescita, il commercio del Gnl conosce nel 2012 la sua prima seppur lieve contrazione (-2%), entrando in una fase di stallo tuttora in corso e attesa allentarsi solo nei prossimi anni con l'entrata in funzione di nuova capacità di liquefazione. La flessione dei traffici è dovuta, infatti, a un mercato divenuto sostanzialmente "tirato", a causa del mancato adeguamento dell'offerta alla crescita della domanda. Un contesto che lo rende quindi vulnerabile a eventi di carattere congiunturale come quelli verificatisi negli ultimi anni, ovvero minori disponibilità di offerta dovute a manutenzioni e interruzioni non previste di terminali,

9. *Ibidem.*

declino produttivo dei giacimenti maturi, capacità addizionale inferiore alle attese, scelte politiche di alcuni paesi produttori[10]. Situazioni che avrebbero comportato una contrazione ancor più severa se le dinamiche dell'offerta non fossero state in parte smorzate da quelle della domanda. Il forte aumento della domanda asiatica e, in seconda misura, dell'America Latina ha compensato la riduzione strutturale, per effetto della *shale gas revolution*, di quella nordamericana e il calo delle importazioni europee, dovuto alla debole domanda interna e alla maggiore attrattività dei mercati asiatici.

La conseguenza di queste divergenti dinamiche regionali ha contribuito a una forte differenziazione dei prezzi del metano nelle diverse macro-aree di consumo: con un innalzamento dei prezzi nei mercati del nord-est asiatico – il cui approvvigionamento è interamente basato sulle importazioni di Gnl – risultati nel 2013 mediamente di 16,5 $/MBtu, rispetto a quelli spot europei (10,5 $/MBtu) e statunitensi (3,7 $/MBtu) – dove il Gnl vive un'intensa competizione di prezzo con il gas trasportato via tubo (prodotto internamente o importato) che ne comprime i volumi richiesti[11]. Una forbice che mostra in maniera evidente la persistente (pur se attenuata) natura regionale dei mercati del gas e che decreta un inevitabile ulteriore spostamento dei flussi commerciali verso Oriente.

7.3 La domanda si sposta (ancor più) verso Oriente

Proseguendo una tendenza storicamente consolidata, l'Asia è oggi di gran lunga il principale bacino di riferimento per il Gnl, tanto da ospitare i primi cinque paesi importatori. Alla tradizionale domanda di Giappone, Corea del Sud e Taiwan si è, infatti, aggiunta in anni recenti anche quella di Cina e India, da cui è prevista giungere la maggior crescita della futura domanda mondiale. La capacità di rigassificazione

10. Come, per esempio, la decisione dell'Egitto di reindirizzare buona parte dei volumi di Gnl destinati all'estero verso il mercato domestico.

11. Banca dati Rie - Ricerche Industriali ed Energetiche.

mondiale – circa 1.000 Gmc annui, oltre due volte quella di 10 anni fa – è di fatto localizzata per oltre metà (52%) in Asia, mentre la restante è ripartita in maniera pressoché uguale tra Europa e Nord America (20% ciascuno), America Latina (6%) e Medio Oriente (2%)[12].

Non solo l'Asia dispone della maggiore capacità di rigassificazione, ma il suo tasso di utilizzo è molto più elevato della media mondiale (50% contro il 34%[13]). In un contesto di offerta "ristretta" di Gnl e in diversi casi obbligati al suo impiego, i *buyers* asiatici si sono dimostrati disponibili a pagare il premio maggiore per assicurarsi, oltre ai volumi connessi ai contratti a lungo termine, le forniture di Gnl *spot* consentendo alla regione di arrivare ad assorbire nel 2013 fino al 75% dei flussi commerciali mondiali, con un incremento di circa 12 punti percentuali rispetto al 2011.

A trainare la domanda asiatica sono stati, in particolare, Giappone, Corea del Sud e Cina. Il Giappone, storicamente il principale mercato di Gnl, ha visto crescere dell'11% la sua già elevata domanda, fino a coprire il 37% dei commerci mondiali, per la necessità di sostituire nel breve termine la perdita della capacità nucleare nella generazione elettrica, seguita al disastro della centrale Fukushima Daiichi del 2011. Anche la Corea del Sud, con una quota dei flussi di Gnl pari al 17%, ha registrato negli ultimi anni un drastico aumento della propria domanda (+13%), anche per la decisione di chiudere diverse centrali nucleari dopo l'incidente di Fukushima. A livello aggregato, i due paesi hanno rappresentato nel 2013 oltre metà dei consumi mondiali di Gnl.

12. Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (Giignl), *The LNG Industry in 2013*.

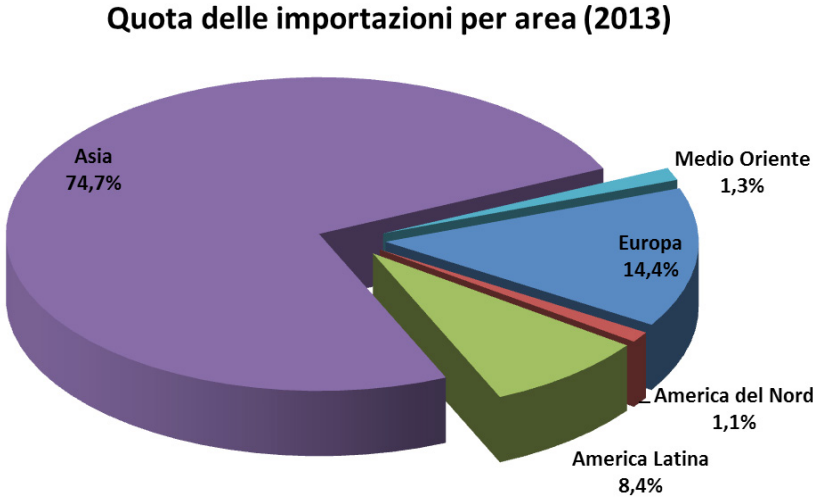
13. Iea, *Medium-Term Gas Market Report 2014 - Market Analysis and Forecasts to 2019*, Oecd/Iea, 2014.

TABELLA 7.1

Macro-aree con domanda in crescita	Volumi importati 2013	Quota 2013	Volumi importati 2011	Quota 2011	Var. 2013/2011
	Mld.mc. Gassosi	%	Mld.mc. Gassosi	%	%
Cina	23,4	7,8	16,4	5,4	43
India	16,5	5,5	15,6	5,1	6
Indonesia	1,8	0,6	0	0	-
Giappone	109,6	36,7	98,5	32,4	11
Corea del Sud	51	17,1	45,1	14,8	13
Malesia	1,9	0,6	-	-	-
Singapore	1,2	0,4	-	-	-
Taiwan	16	5,4	15,4	5,1	4
Tailandia	1,8	0,6	1	0,3	80
Totale Asia	**223,3**	**74,7**	**192**	**63,1**	**16**
Argentina	6,2	2,1	3,9	1,3	59
Brasile	5,4	1,8	0,8	0,3	575
Cile	3,5	1,2	3,7	1,2	-5
Rep. Domenicana	1,1	0,4	0,9	0,3	22
Messico	7,2	2,4	3,6	1,2	100
Porto Rico	1,6	0,5	0,9	0,3	78
Totale America Latina	**25**	**8,4**	**13,8**	**4,6**	**81**
Totale	**298,8**	**100**	**304,4**	**100**	**-2**

Macro-aree con domanda in calo	Volumi importati 2013	Quota 2013	Volumi importati 2011	Quota 2011	Var. 2013/2011
	Mld.mc. Gassosi	%	Mld.mc. Gassosi	%	%
Belgio	1,5	0,5	5,2	1,7	-71
Francia	7,5	2,5	13,4	4,4	-44
Grecia	0,6	0,2	1,2	0,4	-50
Gran Bretagna	8,7	2,9	23,3	7,7	-63
Italia	5,1	1,7	8,0	2,6	-36
Olanda	0,5	0,2	0,7	0,2	-29
Portogallo	1,9	0,6	2,7	0,9	-30
Spagna	11,7	3,9	22,1	7,3	-47
Totale UE	*37,4*	*12,5*	*76,5*	*25,2*	-51
Turchia	5,6	1,9	6,1	2,0	-8
Totale Europa	**43,0**	**14,4**	**82,7**	**27,2**	**-48**
Canada	1,0	0,3	3,2	1	-69
Stati Uniti	2,5	0,8	8	2,6	-69
Totale America del Nord	**3,5**	**1,1**	**11,2**	**3,6**	**-69**
Kuwait	2	0,7	3,3	1,1	-39
Israele	0,5	0,2	-	-	-
Dubai	1,5	0,5	1,4	0,5	7
Totale Medio Oriente	**4**	**1,3**	**4,7**	**1,5**	**-15**

Figura 7.4



Fonte: Giignl

Nonostante il primo impianto di rigassificazione (Guangdong) sia divenuto operativo solo a partire dal 2006, la Cina si è imposta in breve tempo come terzo mercato mondiale per il Gnl, con prospettive di crescita ancor più elevate. Tra il 2011 e il 2013, i suoi consumi sono cresciuti del 43%, mentre la sua quota di mercato è passata dal 5% a circa l'8%. Quattro impianti di rigassificazione sono entrati in funzione nel 2013 – per un totale di 11, con un tasso di utilizzo superiore perfino alla media asiatica – mentre altri quattro sono in via di costruzione, due dei quali attesi entro la fine del 2014[14].

Con una quota del 6% dei commerci globali, l'India si è attestata nel 2013 come quarto importatore mondiale, conquistando una posizione che difficilmente andrà perdendo. Tuttavia, nonostante due dei quattro terminali di rigassificazione presenti nel paese (Dabhol e Kochi) siano divenuti operativi nel 2013, all'incremento della capacità non ha fatto seguito l'atteso aumento della domanda per la riluttanza interna a pagare

14. Giignl, *The LNG Industry in 2013*..., cit.

prezzi di mercato troppo elevati. Tant'è che il nuovo terminale di Kochi è stato utilizzato per il solo 8% della sua capacità nominale[15].

Passando dal bacino pacifico a quello atlantico, l'Europa – storicamente il secondo mercato regionale per il Gnl – sta assistendo a un drastico crollo delle importazioni di Gnl, calate del 48% tra 2011 e 2013 a volumi inferiori a quelli del 2005, con una quota di mercato praticamente dimezzatasi al 14%. Una netta inversione di tendenza rispetto alle previsioni che solo il decennio scorso volevano le importazioni di Gnl in uno scenario di costante crescita. Fino a solo due anni fa Gran Bretagna, Spagna e, in misura inferiore, Francia e Italia assorbivano a livello aggregato una quota del 22% del mercato globale del Gnl, oggi dimezzatasi. I consumi di metano dell'Unione Europea si sono ridotti di circa 60 Gmc dal 2008 al 2013 per l'effetto combinato della crisi economica e dei massicci sussidi alle fonti elettriche rinnovabili, alle quali viene accordata la priorità nell'immissione in rete e che hanno scalzato il crescente ruolo atteso del metano nella generazione elettrica. A essere tagliati sono stati, in primo luogo, i carichi di Gnl: più costosi delle importazioni via gasdotto dalle vicine aree di produzione (Mare del Nord, Russia, Nord Africa) nonché maggiormente attratti dai mercati asiatici, dove i volumi *spot* sono quotati a prezzi superiori. Indicatore esplicativo della crisi europea è il basso tasso di utilizzo dei suoi 22 impianti di rigassificazione: 24% nel 2013 contro una media mondiale del 34% e in netto calo rispetto al 37% del 2012[16]. A fronte di tale depressione, gli operatori europei hanno iniziato a sviluppare innovativi modelli di business, come la riesportazione di carichi di Gnl[17], ed esplorare nuovi mercati, come il bunkeraggio per il Gnl nei trasporti.

Sull'altra sponda dell'Atlantico, anche l'America del Nord ha fatto registrare negli ultimi anni un crollo delle importazioni di Gnl, per

15. US Energy Information Administration (Eia), *India, Country Analysis*, 2014.

16. Iea, *Medium-Term Gas Market Report 2014*…, cit.

17. Irrisoria prima del 2009, la riesportazione dei carichi di Gnl ha interessato nel 2013 quasi 6 Gmc pari a circa il 2% dei commerci totali, a opera per il 95% di paesi europei – tranne Italia, Gran Bretagna, Turchia e Grecia – e diretti verso l'America Latina, disposta a pagare l'elevato rincaro dovuto al trasporto, si veda *Ibidem*.

ragioni tuttavia totalmente differenti da quelle europee e riconducibili ai benefici della *shale gas revolution*. Tra il 2005 e il 2013, la produzione di gas non convenzionale ha infatti ampiamente contribuito all'aumento della produzione domestica di metano, riducendo di conseguenza le importazioni di Gnl che, scese ad appena l'1,1% della quota globale nel 2013, sono destinate ad azzerarsi e invertire la tendenza quando la regione diventerà esportatrice netta.

Fino ai primi anni 2000 il fabbisogno metanifero di Stati Uniti e Canada è stato soddisfatto interamente dalla produzione interna, in particolare canadese, senza necessità di rivolgersi all'esterno. Le prospettive cambiano all'inizio del nuovo Millennio quando l'effetto combinato del declino produttivo e della forte crescita della domanda incoraggiano la costruzione di numerosi terminali per soddisfare le future necessità d'importazione di GNL. Una dinamica che riguarda, in particolare, gli Stati Uniti dove nel triennio 2008-2010 entrano in funzione 7 nuovi terminali di rigassificazione (per un totale di 11) mentre altri due già esistenti vengono ampliati[18]. Nel frattempo, tuttavia, si assiste al massiccio quanto inatteso aumento della produzione interna di shale gas – divenuto commercialmente sfruttabile per l'effetto combinato di nuove tecnologie e degli elevati prezzi del greggio – che causa il crollo delle importazioni di Gnl di oltre il 90% tra 2007 e 2013, con volumi passati da oltre 20 a meno di 3 Gmc e un tasso di utilizzo dei terminali di appena il 6%[19].

Tendenza diversa è invece quella dell'America Latina dove l'appetito per il Gnl registra i tassi di crescita più elevati a livello mondiale. Si tratta di un mercato ristretto, ma molto dinamico, che è arrivato a coprire nel 2013 l'8% della domanda globale, poco meno del doppio di due anni prima. La crescita della domanda nella regione, trainata da Argentina e Brasile, è legata in particolare alla necessità di sopperire all'andamento stagionale della generazione idroelettrica. Va notato che la bassa liquidità del mercato obbliga gli operatori sudamericani a pagare oggi i prezzi più

18. Giignl, *The LNG Industry in 2013*…, cit.

19. BP, BP *Statistical Review of World Energy 2014*… cit.; BP, *BP Statistical Review of World Energy 2008*; Iea, *Medium-Term Gas Market Report 2014*…, cit.

elevati a livello mondiale (fino a 19-20 $/MBtu), dato che nessuno dei due principali consumatori dispone di forniture a lungo termine.

Nel metano, come nel petrolio, il futuro registrerà uno spostamento a Oriente della domanda, inclusa quella di Gnl, come conferma il fatto che dei 73 Gmc di nuova capacità di rigassificazione in costruzione, circa il 67% è localizzato in Asia, il 29% in Europa e il restante 4% in America Latina[20].

7.4 La ripresa del mercato è attesa con la nuova capacità di liquefazione

L'inadeguato livello dell'offerta, alla base dell'attuale flessione dei consumi, è previsto sbloccarsi nei prossimi anni, mano a mano che entreranno in esercizio i 16 impianti di liquefazione in costruzione che apporteranno entro il biennio 2019-2020 una capacità addizionale di 150 Gmc[21]. Nel 2013 la capacità mondiale di liquefazione è ammontata a circa 360 Gmc: appena un terzo di quella di rigassificazione e con un tasso di utilizzo molto più elevato (83%). A differenza della domanda, la distribuzione geografica dell'offerta appare più equilibrata. Tre sono le aree alle quali possono essere ricondotti i 17 paesi che partecipano all'offerta di Gnl: il bacino atlantico, che copre il 22% della domanda; il bacino pacifico, che contribuisce per il 37%; il Medio Oriente che, forte della sua posizione baricentrica rispetto alle principali aree di consumo, ne soddisfa il 41%. Tuttavia, come nel caso della domanda, anche l'offerta è dominata da pochi attori: Qatar, Malesia, Australia soddisfano insieme oltre la metà della domanda mondiale di GNL; quota che sale a 67% se si considerano anche Indonesia e Nigeria.

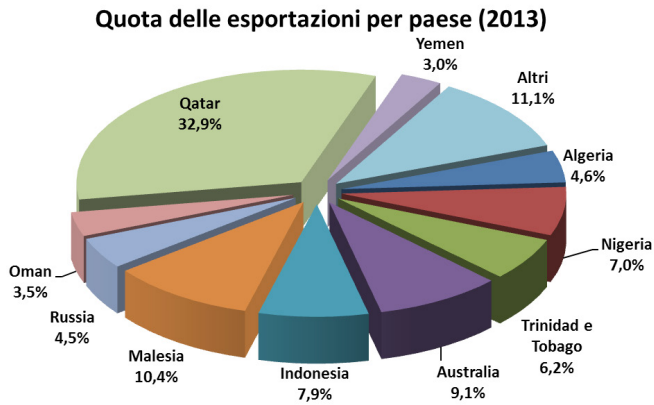
20. *Ibidem.*

21. *Ibidem.*

TABELLA 7.2

	Volumi Esportati 2013	Quota 2013	Quota 2012	Quota 2011
	Mld.mc. Gassosi	%	%	%
Algeria	13,7	4,6	4,8	5,2
Angola	0,4	0,1	-	-
Egitto	3,6	1,2	2,1	2,8
Guinea Equatoriale	5	1,7	1,6	1,7
Libia	-	0,0	0,0	0,0
Nigeria	20,8	7,0	8,3	7,9
Norvegia	3,9	1,3	1,4	1,1
Trinidad e Tobago	18,5	6,2	6,1	5,8
Bacino Atlantico	***65,8***	***22,0***	***24,3***	***24,4***
Australia	27,3	9,1	8,5	7,8
Brunei	8,6	2,9	2,8	2,8
Stati Uniti (Alaska)	-	-	0,1	0,1
Indonesia	23,5	7,9	8,1	9,2
Malesia	31	10,4	9,8	10,1
Russia	13,6	4,5	4,6	4,4
Perù	5,4	1,8	1,6	1,5
Bacino Pacifico	***109,3***	***36,6***	***35,6***	***36***
Abu Dhabi	6,2	2,1	2,3	2,3
Oman	10,4	3,5	3,4	3,3
Qatar	98,2	32,9	32,2	31,2
Yemen	8,9	3	2,1	2,7
Medio Oriente	***123,6***	***41,4***	***35,6***	***36***
Totale	**298,8**	**100**	**100**	**100**

FIGURA 7.5



Fonte: *GIIGNL*

A differenza degli altri paesi del Golfo, il Qatar ha a disposizione limitate di risorse petrolifere, ma abbonda di quelle metanifere. Con 25.000 Gmc di riserve – pari a 160 anni degli attuali livelli produttivi – il paese si colloca terzo a livello mondiale dopo Russia e Iran, mentre con 142 Gmc di gas esportati nel 2013 il paese si attesta, nonostante il limitato ricorso al trasporto via gasdotto, come secondo esportatore di metano dopo la Russia[22]. Avviate le esportazioni di Gnl nel 1997, il Qatar ha conquistato la prima posizione mondiale nel 2006, sottraendo il primato all'Indonesia. Da allora, l'Emirato ha continuato a rafforzare la propria posizione di mercato passando dal coprirne un quinto su scala mondiale nel 2008 fino a circa un terzo nel 2013. Il paese del Golfo è tuttavia destinato a veder ridurre nei prossimi anni il proprio peso nel mercato del Gnl. Il Qatar non dispone di immediati piani di espansione e ha, anzi, imposto una moratoria sui nuovi progetti per i timori che uno sviluppo troppo rapido possa danneggiare i bacini metaniferi[23].

Tutti i 16 terminali di liquefazione attualmente in costruzione sono localizzati al di fuori dell'area mediorientale e in particolare nel bacino pacifico, da dove è atteso il 64% della nuova capacità decretando, almeno nel breve periodo, uno spostamento verso est anche dell'offerta. Circa il 55% dell'offerta incrementale sarà localizzata in Australia, paese che nel 2013 si è attestato come terzo fornitore mondiale[24]. La capacità di liquefazione dei sette impianti in costruzione – 83 Gmc a fronte dei 33 Gmc dei quattro terminali attuali – è tale da portare l'Australia tra il 2017 e il 2020 (a seconda di eventuali ritardi) a superare il Qatar come primo esportatore mondiale. A favorire la realizzazione di un così massiccio piano d'investimenti hanno contribuito la disponibilità di abbondanti risorse metanifere, la dimensione relativamente modesta del mercato interno, un ambiente politicamente stabile e favorevole agli investimenti, nonché la vicinanza geografica al mercato asiatico.

---

22. Eia, *Qatar, Country Analysis* e BP, *Statistical Review of World Energy 2014*… cit.
23. "Qatar under threat from all sides", in *World Gas Intelligence*, 10 settembre 2014
24. Iea, *Medium-Term Gas Market Report 2014*… cit.

Tabella 7.3

Paese	Progetto	Capacità (mld.mc./a)	Principali Stakeholders	Entrata in funzione prevista
Algeria	Gassi Touil LNG	6,4	Sonatrach	2014
Indonesia	Donggi-Senoro LNG	2,7	Mitsubishi, Pertamina, Kogas, Medcoonatrach	2014
Indonesia	Sengkang	2,7	Energy World Corporation	2014
Australia	Queensland Curtis LNG	11,6	BG, CNOOC	2014-2015
Malesia	MLNG mid-scale LNG plant	0,9	Petronas	Fine-2014
Colombia	Pacific Rubiales FLNG	0,7	Pacific Rubiales, Exmar	2015
Malesia	MLNG Train 9	4,9	Petronas	Fine-2015
Australia	Gorgon LNG	20,4	Chevron, Shell, Exxon Mobil	2015-2016
Australia	Gladstone LNG	10,6	Santos, Petronas, Total, Kogas	2015-2016
Australia	Australia Pacific LNG	12,2	ConocoPhillips, Origin, Sinopec	2015-2016
Malesia	Kanowit FLNG	1,6	Petronas, MISC	2016
Stati Uniti	Sabine Pass LNG	24,5	Cheniere Energy	2016-2017
Australia	Wheatstone	12,1	Chevron, Apache, KUFPEC	2016-2017
Australia	Prelude LNG	4,9	Shell, Inpex, Kogas	2017
Australia	Ichthys	11,4	Inpex, Total	2017-2018
Russia	Yamal LNG	22,4	Novatek, Total, CNPC	2018-2020
Totale		***150***		

Fonte: Iea e fonti varie

Il restante contributo asiatico all'offerta incrementale è previsto giungere dai paesi della regione sudorientale, dove all'entrata in produzione nell'aprile 2014 del primo terminale della Papua Nuova Guinea (9 Gmc), si aggiungono quelli attesi in Malesia e Indonesia. Quest'ultima, storico fornitore di Gnl, contribuirà solo marginalmente ad aumentare l'offerta globale in quanto impiegherà la nuova produzione per soddisfare principalmente la crescita dei consumi domestici, ragion per cui ha realizzato nel 2012 il suo primo impianto di rigassificazione.

Diverso il caso della Malesia, che nel 2013 è entrata nel novero dei paesi importatori di Gnl e al contempo si è attestata come secondo esportatore mondiale. La nuova capacità, lo sviluppo di riserve domestiche ancora considerevoli e la partecipazione della compagnia di stato Petronas in progetti di liquefazione esteri (come l'australiano Gladstone Lng) le consentiranno, infatti, di continuare a giocare un ruolo di rilievo nel mercato del Gnl anche nel prossimo futuro. Il paese punta, in particolare, a diventare protagonista sui mercati *spot* preferendo non impiegare a lungo termine la nuova capacità bensì sfruttare i vantaggi della flessibilità in un mercato tirato. Una strategia altamente rischiosa in quanto esposta all'eventualità di un eccesso di offerta sul mercato, ma rispetto alla quale

Petronas è parzialmente coperta potendo, a differenza dei suoi *competitors*, riorientare i carichi verso il proprio mercato domestico[25].

La maggiore incognita nello sviluppo dell'offerta di Gnl di breve-medio termine riguarda la capacità di liquefazione che verrà effettivamente realizzata negli Stati Uniti. Il terminale Sabine Pass Lng, il primo che sarà situato nel Golfo del Messico, è infatti l'unico attualmente in costruzione nel paese ed è atteso entrare in funzione entro il 2016-2017. Tuttavia, sono oltre una trentina i progetti per cui è già stato avviato il lungo e complesso iter autorizzativo per esportare Gnl e tre di questi – Freeport Lng, Cove Point, Cameron LNG – hanno ottenuto tutti i necessari permessi federali, tra cui la non scontata approvazione ambientale da parte della Federal Energy Regulatory Commission (Ferc). Non è da escludere quindi l'ipotesi che uno o più di questi progetti venga realizzato entro la fine del decennio. A maggior ragione in considerazione del fatto che necessitano di tempi di realizzazione inferiori a quelli di un nuovo terminale – stimato mediamente in almeno cinque anni – in quanto progetti di riconversione di impianti di rigassificazione già esistenti[26].

Tabella 7.4

Progetto	Capacità vs. paesi non FTA (md mc/a)	Principali stakeholders	Approvazione DOE	Approvazione FERC	FID	In costruzione
Sabine Pass	22,5	Cheniere Energy	2011	2012	Presa	✓
Freeport LNG	18,4	Freeport, Macquarie	2013	Luglio 2014	Attesa entro 2014	X
Lake Charles	20,4	Energy Transfer, BG	2013	In attesa	2015	X
Cove Point	7,9	Freeport, Macquaire	2013	Settembre 2014	Attesa entro 2014	X
Cameron LNG	17,4	Sempra Energy	2014	Giugno 2014	Presa	X
Jordan Cove Energy	8,2	Veresen	2014	In attesa	2015	X
Totale	**94,8**					

Fonti: Banca dati Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche

Una simile eventualità consentirebbe agli Stati Uniti di diventare il terzo maggiore esportatore di Gnl già nel 2020, sfidando le posizioni

25. S. Wilson, "Malaysia could dominate spot LNG market", *Oilgram Price Report*, PLATTS, 2 settembre; "Qatar under threat from all sides"… cit.

26. Iea, *Medium-Term Gas Market Report 2014*… cit.

di Qatar e Australia sui mercati asiatici grazie anche ai suoi competitivi prezzi indicizzati alle quotazioni del gas statunitense che attualmente risultano particolarmente basse in ragione dell'aumento della produzione di *shale gas*.

L'ultima importante novità tra i progetti che dovrebbero entrare in esercizio entro la fine del decennio riguarda l'impianto russo Yamal Lng, per due ordini di ragioni. Il terminale è, infatti, il primo pioneristico impianto del suo genere a essere realizzato nelle acque dell'Artico russo, che dovrebbe consentire alla Russia di dispiegare le ingenti risorse metanifere presenti nella regione raddoppiando la sua quota sul mercato globale del Gnl. Ma soprattutto, Yamal Lng sarà anche il primo progetto ad entrare in esercizio a seguito della liberalizzazione delle esportazioni russe di Gnl. Una decisione storica, presa dal Cremlino nel dicembre 2013, che pone fine al monopolio di Gazprom in quest'ambito, consentendo a rivali come Novatek e Rosneft di competergli, se non in Europa, per lo meno nei mercati asiatici[27]. Il terminale è, infatti, una joint venture tra la compagnia russa indipendente Novatek, la francese Total e la cinese Cnpc. L'entrata, nel giugno 2013, del partner cinese, che si è altresì assicurato una quota dei volumi da esportare per il suo mercato domestico, potrebbe mai come ora rivelarsi cruciale per la realizzazione del progetto. La sua presenza facilita infatti la possibilità di reperire presso le banche cinesi i finanziamenti necessari, in un momento in cui le sanzioni occidentali verso la Russia limitano drasticamente la possibilità di reperire risorse presso quelle europee e statunitensi[28].

---

27. I. Gorst, "Novatek finalises Yamal LNG project: Gazprom beware…", *Financial Times* 18 dicembre 2013; J. Henderson, *Asia: a potential new outlet for Russian pipeline gas and LNG*, in *The Russian gas matrix: how markets are driving change*, a cura di J. Henderson e S. Pirani, New York, Oxford University Press, pp. 2016-245.

28. K. Golubkova e D. Zhdannikov, "Yamal, Russia's gas megaplan, becomes symbol of sanctions defiance", *Reuters*, 19 settembre 2014; S. Williams e D. Gilbert, "Total Looks to China to Finance Russian Gas Project Amid Sanctions", *Wall Street Journal*, 22 settembre 2014.

7.5 Le prospettive di breve-medio termine

L'effetto distensivo sul mercato della nuova capacità di liquefazione sarà visibile già a partire dal 2016, in concomitanza con l'entrata in funzione di una parte dei terminali australiani. Ancora un volta, l'offerta incrementale verrà assorbita per la maggior parte dai paesi asiatici. Nonostante l'entrata in funzione di tre nuovi terminali (Francia, Lituania, Polonia), l'Europa rimarrà un mercato residuale per i commerci di Gnl, in grado di attrarre i carichi in eccedenza dal mercato asiatico o quelli volontariamente destinatigli dai paesi fornitori come strategia di diversificazione dai grandi consumatori. Tuttavia, si dovrebbe assistere a una leggera ripresa delle importazioni europee, non tanto per l'aumento della domanda quanto per il declino della produzione interna, la maggiore capacità mondiale di liquefazione e una possibile riduzione del differenziale di prezzo con i mercati asiatici.

Anche l'America Latina dovrebbe attirare solo una parte minoritaria delle nuove forniture. La domanda regionale di Gnl è, infatti, attesa in ulteriore crescita, ma a un ritmo tendenzialmente più lento di quello attuale in ragione di un maggior ricorso al commercio via gasdotto[29]. Argentina e Messico, i due maggiori importatori della regione, intendono beneficiare dell'aumento della produzione, rispettivamente, in Bolivia e Stati Uniti per evitare di pagare gli elevati prezzi dei carichi *spot* di Gnl. La domanda giungerà principalmente dal Cile, dove è in costruzione il terzo terminale di rigassificazione, e dal Brasile, dove è in fase di valutazione la realizzazione di un quarto impianto finalizzato a sopperire ai ritardi nella costruzione di centrali idroelettriche. A questi si aggiungerà l'Uruguay, che ha completato il suo primo terminale e dovrebbe avviare le importazioni a partire dal 2015.

Le importazioni del Medio Oriente sono invece previste in aumento, supportate dalle infrastrutture da poco realizzate (Israele), in costruzione (Giordania) e in via di commissionamento (Libano, Egitto, Eau). Tuttavia, anche se tutta la capacità di rigassificazione pianificata

29. "Latin America Shifts to Piped Gas", *World Gas Intelligence*, 6 agosto 2014.

al 2020 venisse effettivamente realizzata, la regione assorbirebbe solo marginalmente l'incremento dell'offerta.

Inevitabile quindi che il grosso della nuova capacità trovi naturale sbocco nei mercati asiatici, dove più robusta è la domanda e maggiore la disponibilità a pagare un premio più elevato. Giappone e Corea del Sud, con quattro nuovi terminali in costruzione nel primo e due nella seconda, sono senz'altro i mercati più attraenti, con una sicurezza energetica ancora minacciata dalle incertezze del nucleare e dal declino produttivo dei tradizionali fornitori del Sud-est asiatico. Non a caso, gli operatori di entrambi i paesi si sono già mossi siglando o negoziando nuove forniture con Stati Uniti, Australia e Canada[30].

Parte della nuova offerta verrà poi assorbita dall'India, dove la produzione domestica resta insufficiente e accordi di fornitura sono già stati firmati con operatori australiani e statunitensi[31]. Gli elevati prezzi del Gnl, soprattutto nei confronti della produzione domestica di carbone, restano tuttavia un deterrente a un significativo incremento della domanda. Diverso sarebbe se andasse in porto l'idea attualmente in esame di riesportare via tubo il Gnl rigassificato verso i vicini Pakistan, Bangladesh, Sri Lanka. L'India èl'unico paese dell'Asia meridionale a disporre di terminali di ricezione. Una simile mossa permetterebbe agli operatori di rientrare degli ingenti investimenti sostenuti e allo stesso tempo consentirebbe al paese di acquisire un ruolo strategico nella regione, contrastando almeno in parte l'influenza cinese. Tuttavia, benché negoziati a riguardo siano già stati avviati con il Pakistan, una simile opzione resta altamente incerta in ragione delle implicazioni di carattere geopolitico e, ancor più, di quelle relative ai prezzi, in quanto il trasporto via gasdotto andrebbe a rincarare ulteriormente i costi già elevati del Gnl[32].

30. T. Mitrova, "The implications of global natural gas market developments for China", *Oxford Energy Forum* Issue 95, febbraio 2014.

31. Eia, *India, Country Analysis*… cit.

32. "India Mulls Sales to Gas Starved Neighbors", *World Gas Intelligence*, 30 luglio 2014.

Nonostante la minore attrattività del mercato – dovuta alla presenza di compagnie di Stato, prezzi inferiori e un forte potere negoziale[33] – buona parte della nuova offerta di Gnl verrà assorbita dalla Cina. La necessità di far fronte a un elevato tasso di crescita dei consumi energetici, nonché di ridurre per ragioni ambientali la quota carbone nel paniere di generazione elettrica (69% nel 2011 rispetto al 4% del gas[34]), porta infatti ad accrescere considerevolmente il fabbisogno metanifero cinese ben oltre le più rosee prospettive di produzione domestica (per lo meno nel breve periodo), obbligando Pechino a rivolgersi all'estere per le forniture. È previsto, infatti, che il paese diventi il secondo maggiore importatore netto di gas naturale, dopo l'Europa, già a partire dal 2016 con un fabbisogno addizionale soddisfatto in pari misura sia via gasdotto sia Gnl[35].

7.6 Un futuro altamente incerto

Se sulla base dei progetti in essere è ragionevole attendersi che le prospettive presentate si vadano realizzando nei prossimi anni, molto più arduo è delineare il quadro di quel che ne potrebbe derivare in seguito, per le numerose e significative incertezze che interessano sia il lato della domanda sia dell'offerta. Non è da escludersi, per esempio, l'ipotesi che l'attuale contesto di ristrettezza del mercato possa perfino rovesciarsi in una situazione di *oversupply*. Numerosi sono i paesi o le regioni che dispongono di grandi potenzialità di riserve metanifere e che ambiscono a divenire protagonisti dell'offerta di Gnl. Oltre ad Australia, Stati Uniti e Russia, anche Africa Orientale e Canada confidano di ritagliarsi una buona fetta di mercato. Dall'altra parte, potrebbe invece risultare azzardato dare per certa la tenuta della domanda asiatica.

Non è ben chiaro, ad esempio, quali saranno i futuri fabbisogni di Gnl di Giappone e Corea del Sud, considerando le attuali deboli

33. T. Mitrova, "The implications of global natural gas market developments for China"… cit.

34. Eia, *China, Country Analysis*, 2014.

35. Iea, *Medium-Term Gas Market Report 2014*… cit.

performance economiche, le incerte politiche sul fronte del carbone e del nucleare (specie in Giappone) e gli effetti sui consumi dell'efficienza energetica. I due paesi potrebbero infatti incappare in una dinamica simile a quella europea, dove gli elevati prezzi del gas a fronte del rallentamento economico hanno portato a un pesante calo della domanda di gas. Se ciò dovesse verificarsi, i mercati asiatici verrebbero inondati da un eccesso di offerta dal quale potrebbe trarre vantaggio la Cina, eventualmente giocando un ruolo da "*swing consumer*" del bacino pacifico, pronto ad assorbire i volumi addizionali se venduti a un prezzo ritenuto accettabile[36].

Tuttavia, anche la domanda cinese di Gnl non è esente da incertezze. Sebbene il fabbisogno metanifero sia atteso più che triplicare – da 147 Gmc nel 2012 a 221 Gmc nel 2020 e 482 Gmc nel 2040[37] – tali previsioni si basano sul presupposto che l'economia continui il percorso di crescita a ritmi sostenuti anche nel lungo periodo. Le importazioni di Gnl, pur non costrette da "colli di bottiglia" infrastrutturali, data una capacità di rigassificazione prevista raddoppiare a 90 Gmc già entro il 2020[38], si troveranno a competere con quelle via tubo provenienti da Asia centrale, Myanmar, Russia (con cui Pechino ha siglato nel maggio 2014 lo storico contratto di approvvigionamento trentennale e costruzione del gasdotto "Power of Siberia"), che potranno contare su una capacità complessiva di oltre 150 Gmc.

La maggiore incognita dello scenario cinese riguarda però l'effettiva entità e tempi di sviluppo della produzione metanifera interna, in particolare non convenzionale. Secondo il Dipartimento dell'energia statunitense, la Cina dispone delle maggiori riserve mondiali tecnicamente recuperabili di *shale gas* che dovrebbero consentire alla produzione nazionale di raggiungere 119 Gmc già nel 2020, per poi salire a 286 Gmc al 2040. Tuttavia, nulla va dato per scontato. Il successo della *shale revolution* nordamericana, favorito in buona parte da specifiche condizioni

36. T. Mitrova, "The implications of global natural gas market developments for China"… cit.

37. Eia, *China, Country Analysis*… cit.

38. Iea, *Medium-Term Gas Market Report 2014*… cit.

nazionali, non è detto possa replicarsi all'estero così come permangono dubbi sulla sostenibilità economica e tecnica nel lungo periodo di tale tipologia di produzione.

A giocare un ruolo cruciale saranno ancora una volta i prezzi, le cui dinamiche eserciteranno un effetto opposto sulla domanda asiatica e sullo sviluppo di nuova offerta. La formula di prezzo indicizzata alle quotazioni del gas sulla piattaforma negoziale Henry Hub degli Stati Uniti per le esportazioni di Gnl, sta già producendo, nonostante volumi contrattualizzati siano ancora marginali, effetti sul bacino pacifico che potrebbero innescare un drastico cambiamento nel sistema di fissazione dei prezzi del Gnl. Desiderosi di prezzi inferiori a quelli attuali, un numero sempre più ampio di *buyers* asiatici ha, infatti, iniziato a chiedere l'ancoraggio al prezzo interno americano come benchmark per le loro transazioni[39], riuscendo a influenzare la negoziazione dei prezzi del gas russo per i nuovi contratti in Asia[40]. Va da sé che il calo dei prezzi sui mercati asiatici sarebbe di ulteriore stimolo alla domanda, in Asia come altrove, ma anche di deterrenza rispetto a nuovi investimenti sul lato dell'offerta.

Una simile dinamica dei prezzi potrebbe compromettere la realizzazione di nuova capacità di liquefazione, già di suo non esente da incognite. In un panorama in cui diverse aree si dichiarano futuri protagonisti nei commerci di Gnl e numerosi impianti sono pianificati, i prezzi finali sono una variabile chiave nella decisione d'intraprendere nuovi progetti di Gnl, alla pari della loro tempistica e di costi di produzione competitivi, elementi anche questi che presentano un elevato grado d'incertezza. Tutti i potenziali nuovi "campioni" del Gnl, a eccezione degli Stati Uniti, si trovano di fatto a dover fronteggiare diversi ostacoli nella realizzazione degli impianti – costo del lavoro e dei materiali elevati (Canada e Australia), condizioni tecnologiche e geografiche altamente

39. Oltre il 20% delle future importazioni giapponesi sono indicizzate ai prezzi della piattaforma statunitense. C.H. Hong, "Goldman Sees Global LNG Projects at Risk as Demand Growth Slows", *Bloomberg*, 2 ottobre 2014.

40. T. Mitrova, "The implications of global natural gas market developments for China"… cit.

sfidanti (Artico russo e *offshore* australiano), mancanza di infrastrutture (Africa orientale e Canada) – che comportano costi maggiori della media e il rischio di ritardi che vanno a gravare sui costi finali d'investimento. Ne è esempio evidente lo sviluppo del più grande progetto di Gnl al mondo, l'australiano Gorgon Lng dell'americana Chevron, i cui costi sono passati da una stima iniziale di 39 miliardi di dollari nel 2009 a 54 miliardi di dollari nel 2013, mentre l'entrata in funzione è slittata ulteriormente a metà 2015[41].

Inoltre, come detto, molti *buyers* guardano con sempre maggiore interesse alle dinamiche d'esportazione degli Stati Uniti e ai suoi impatti sul mercato e sono attualmente meno propensi a vincolarsi a contratti di lungo termine[42], privando le parti di quel fattore di garanzia che tradizionalmente ha favorito la realizzazione degli investimenti. Un elemento di non poco conto soprattutto per le decisioni delle compagnie occidentali che, dopo una fase espansiva a elevati livelli di spesa in conto capitale, sono oggi sotto pressione dai propri azionisti che pretendono maggiore disciplina finanziaria e maggiori flussi di cassa. Dati i numerosi elementi d'incertezza, non è affatto detto che, nonostante i proclami, i numerosi progetti di liquefazione pianificati verranno effettivamente realizzati, per lo meno nei tempi e modi previsti. Non è quindi da escludere, alla pari del rischio di *oversupply* presentato in precedenza, che le dinamiche di lungo periodo non ci riportino invece a un contesto di mercato corto dal lato dell'offerta.

Non sono, infine, esenti da incertezza le stesse esportazioni statunitensi. Nonostante il governo le stia attualmente supportando – tanto da voler semplificare il costoso e complesso processo autorizzativo che prevede due passaggi – il tema delle esportazioni energetiche (tuttora vietate per il greggio) è da sempre ritenuto d'importanza strategica per il paese e quindi suscettibile d'inversioni di marcia. Di fatto, uno studio commissionato dal Dipartimento dell'Energia e atteso per inizio 2015

41. E. Crooks, "Cost of Australia's Gorgon LNG project rises to $54bn", *Financial Times*, 12 dicembre 2013.

42. J. Smyth, "LNG boom fuels Australia export ambitions", *Financial Times*, 2 ottobre 2014.

determinerà se l'esportazione di volumi compresi tra 300-600 Mmc al giorno sia compatibile o meno con l'"interesse nazionale"[43].

Cruciali saranno anche in questo caso le dinamiche dei prezzi. La convenienza per i produttori a esportare Gnl piuttosto che rivolgersi al mercato domestico dipenderà, infatti, dalle quotazioni sull'Henry Hub. A differenza del gas venduto sul mercato interno, il Gnl è infatti gravato dai costi di liquefazione (3,5 $/MBtu) e di trasporto (3 $/MBtu) e riesce quindi a essere competitivo sui mercati asiatici solo entro una certa fascia di prezzi della materia prima, come quella molto bassa cui stiamo assistendo in questi anni, ma che potrebbe non confermarsi in futuro[44]. Allo stesso modo, le dinamiche dei prezzi petroliferi incideranno sulla convenienza degli operatori statunitensi a esportare, ai quali è indicizzata la maggior parte dei carichi di Gnl e che stanno mostrando negli ultimi mesi un'anomala tendenza al ribasso, che se prolungata nel tempo potrebbe produrre esiti inaspettati.

Conclusioni: un futuro in crescita, seppur complesso

Con la realizzazione di nuove infrastrutture e l'entrata di nuovi attori sia sul fronte della domanda sia dell'offerta, il commercio del Gnl riprenderà la sua crescita, rafforzando l'integrazione economica dei mercati regionali del gas. Tuttavia, le novità che stanno rivoluzionando il mercato del gas e del Gnl – a partire dalla crescita delle transazioni *spot* rispetto ai contratti a lungo termine, l'affermarsi di formule di prezzo indicizzate alle quotazioni del gas statunitense anziché al petrolio, la *shale revolution* americana – modificano profondamente gli assetti che ne hanno storicamente decretato il successo, aprendo numerose incognite e interrogativi. Uno su tutti riguarda il loro effetto sugli investimenti, specie sulla realizzazione di nuove infrastrutture. Un mercato più globale e concorrenziale, con prezzi fissati dall'incontro di domanda e offerta, comporta maggiori gradi d'incertezza nelle decisioni d'investimento in

43. "Winners and Losers in the North American Export Game", *World Gas Intelligence* 16 luglio 2014

44. *Ibidem.*

ragione degli sfasamenti temporali tra gli obiettivi di profitto dei venditori e quelli dei compratori, in un contesto di crescente volatilità dei prezzi. A maggior ragione nell'industria del Gnl, che comporta giganteschi investimenti lungo una filiera composta da molteplici anelli concatenati.

In un simile contesto, poche sono le certezze. Seppur con dinamiche che possono variare da paese a paese, l'Asia rimarrà centrale nel commercio del Gnl, mentre difficilmente la domanda europea riconquisterà la passata robustezza. A fronte di una maggiore influenza delle dinamiche economiche e concorrenziali, un ruolo chiave nei futuri sviluppi del Gnl continuerà ad averlo la geopolitica, per ragioni di flessibilità analoghe a quelle del petrolio a fronte delle rigidità connesse al trasporto via gasdotto. Rilevanti saranno inoltre le decisioni dei paesi in materia di politica ambientale, che possono da un lato favorire il ricorso al metano in sostituzione del carbone – come nelle intenzioni di molte economie emergenti – ma dall'altro possono anche penalizzare la competitività del gas attraverso strumenti d'incentivazione nei confronti delle fonti rinnovabili – come sta avvenendo in Europa. Infine, gli andamenti del prezzo del petrolio continueranno a incidere sulle dinamiche del gas e del Gnl. Nonostante l'attuale volontà dei consumatori di ottenere carichi indicizzati ai prezzi *spot* del gas – al momento relativamente più bassi – contratti indicizzati al petrolio sono tutt'altro che svaniti e una non escludibile tendenza al ribasso delle quotazioni del greggio – come sta avvenendo nel corso del secondo semestre 2014 – potrebbe modificare gli attuali equilibri, facendo propendere i compratori per questa tipologia di transazioni.

8. Prepararsi al futuro: alcune indicazioni sulle policy per l'Europa

Matteo Verda

Il settore energetico è da sempre caratterizzato da un continuo mutamento: innovazione tecnologica, accessibilità delle risorse, cambiamenti nei processi produttivi e nelle abitudini sociali. I fattori che influenzano i mercati dell'energia sono dunque molteplici e l'esito delle loro interazioni è spesso difficile da prevedere.

Andando oltre le oscillazioni di breve periodo – a volte tanto brusche da guadagnare una forte quanto effimera attenzione mediatica – è però possibile individuare alcune tendenze di lungo periodo che rappresentano il contesto all'interno del quale leggere le evoluzioni correnti dei mercati energetici.

I contributi raccolti in questo volume hanno individuato le principali tendenze in atto in alcuni paesi chiave e ne hanno tracciato le principali conseguenze attese nel corso del prossimo decennio, sia sul lato della domanda sia su quello dell'offerta. L'obiettivo è quello di offrire alcune indicazioni che possano contribuire a rendere più adeguate, tempestive ed efficaci le politiche energetiche europee.

8.1 L'evoluzione della domanda energetica

Una tendenza particolarmente importante sta già emergendo da alcuni anni riguardo la geografia della domanda, in lento ma costante cambiamento. Lo sviluppo asiatico sta infatti spingendo sempre più in

alto il fabbisogno delle economie emergenti, proprio mentre la domanda energetica dei paesi industrializzati è stabile o in lieve contrazione.

La crescita del fabbisogno energetico ha interessato in primo luogo la Cina, già oggi il primo consumatore di energia al mondo, e riguarderà in misura crescente anche l'India e i paesi del Sud-est asiatico. In generale, lo sviluppo economico si accompagna inevitabilmente a un aumento dei consumi per le attività produttive e a una diffusione del benessere che, dalle esigenze abitative a quelle di trasporto, ha un profondo impatto sul fabbisogno energetico di un paese. Questo legame tra sviluppo e consumi energetici si allenta solo dopo che un'economia ha raggiunto un livello di benessere piuttosto elevato.

Le economie asiatiche stanno così passando da un ruolo secondario sui mercati internazionali a quello di principale centro di nuovo consumo. Anche da questo punto di vista il caso della Cina è emblematico: esportatore netto di energia fino alla metà degli anni Novanta, il paese è divenuto prima un importatore di petrolio e poi anche di gas naturale. Il mercato cinese è così oggi la principale fonte di nuova domanda al mondo, con una tendenza che sembra essere destinata a durare fino alla fine del prossimo decennio.

La portata sistemica dell'aumento dei consumi asiatici è poi amplificata dalla debolezza della domanda dei paesi industrializzati. Nel 2013, per la prima volta nella storia i consumi complessivi dei paesi membri dell'Ocse (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico) sono stati inferiori alla somma di quelli delle altre economie mondiali. Secondo le previsioni, questa tendenza è destinata ad accentuarsi in futuro.

Nel caso degli Stati Uniti, la stagnazione dei consumi è dovuta a un aumento dell'efficienza, che sta rendendo sempre meno legati crescita economica e aumento del fabbisogno energetico. Nel caso europeo, invece, l'aumento di efficienza si combina a tassi di crescita economica molto bassi e a una deindustrializzazione diffusa in alcuni settori ad alta intensità. In questo quadro, le politiche europee di riduzione

delle emissioni e di penetrazione delle rinnovabili contribuiscono ad aumentare il costo dell'energia, deprimendo ulteriormente i consumi.

8.2 L'evoluzione dell'offerta

Riguardo all'offerta, le dinamiche in atto sono più diversificate. La rivoluzione del non convenzionale in Nord America è senza dubbio l'elemento più dibattuto dal punto di vista mediatico. L'applicazione delle innovazioni tecniche alla produzione canadese e soprattutto statunitense ha infatti portato a una crescita senza precedenti della produzione petrolifera, tanto che gli Stati Uniti sono tornati a essere il primo produttore al mondo. A questo fenomeno si è poi accompagnata anche l'esplosione della produzione di gas da argille, che ha abbassato significativamente il costo dell'energia sul mercato statunitense.

La crisi dei prezzi emersa nella seconda metà del 2014 ha messo alla prova la concorrenzialità delle produzioni non convenzionali, che hanno costi mediamente elevati, e di conseguenza la stabilità finanziaria di molti piccoli operatori. A prescindere dalla sorte delle singole compagnie, le condizioni che hanno consentito l'esplosione della produzione non convenzionale restano caratteristiche strutturali del sistema economico statunitense: un'industria petrolifera composta da numerosi operatori di piccole e medie dimensioni, un'ampia disponibilità di capitali di rischio e un mercato finanziario avanzato e flessibile, un sistema politico e normativo favorevole alle attività estrattive.

Nel breve periodo, se la fase di basse quotazioni dovesse protrarsi, i minori investimenti si tradurrebbero in tempi relativamente rapidi in un calo della produzione statunitense, giacché il ciclo produttivo dei giacimenti non convenzionali è molto breve e richiede continue trivellazioni per mantenere i volumi prodotti. Per la stessa ragione, però, in presenza di un recupero dei livelli di prezzo, i nuovi investimenti porterebbero in tempi relativamente rapidi a un nuovo aumento della produzione.

Nel lungo periodo, la crescita della domanda globale e l'aumento dei costi di produzione medi mondiali spingeranno le quotazioni medie

verso l'alto, a prescindere dalle oscillazioni. Questa tendenza è destinata a rendere la produzione non convenzionale un elemento permanente della produzione statunitense e, più in generale, dei mercati petroliferi globali. La maggior produzione in Nord America ha infatti ridotto la domanda statunitense di importazioni, privando molti esportatori di uno sbocco importante.

L'esplosione della produzione da non convenzionale sembra peraltro, al momento, destinata a restare un fenomeno soprattutto nordamericano. Quelle caratteristiche strutturali del sistema economico e industriale statunitense (e canadese) che hanno consentito la diffusione del non convenzionale non sono facilmente o rapidamente replicabili in altri contesti. Anche la Cina, che è il paese al di fuori del Nord America dove s'investe maggiormente nel non convenzionale, i progressi sembrano destinati a essere lenti, sia per caratteristiche geologiche e idriche, sia appunto per il diverso contesto socio-economico.

La conseguenza di questa limitata diffusione del non convenzionale è la persistente rilevanza dei produttori convenzionali. Tra essi, quelli dell'area ex sovietica sono destinati ad affrontare le maggiori incertezze. Mentre infatti i produttori mediorientali hanno costi di produzione mediamente bassi e accesso diretto e poco costoso ai mari aperti, le ex repubbliche sovietiche si confrontano con una situazione molto più complessa.

Nel caso della Russia, già prima del calo dei prezzi la produzione petrolifera era attesa in declino a partire dall'anno prossimo a causa dei mancati investimenti. Le basse quotazioni e le sanzioni hanno ulteriormente complicato il mantenimento dei livelli produttivi. Per sostituire i giacimenti in esaurimento, infatti, gli operatori russi devono effettuare ingenti investimenti in esplorazione e produzione, concentrando le proprie attività in aree con costi medi sempre più elevati. A questo si somma il fatto che molti giacimenti si trovano in aree distanti dai centri di consumo o dal mare aperto, con conseguente aumento dei costi di trasporto.

A questa situazione si aggiunge il fatto che il mercato tradizionale di sbocco russo, ossia l'Europa occidentale, è da anni avviata verso una

stagnazione dei consumi energetici di lungo periodo: negli ultimi dieci anni il fabbisogno petrolifero delle quattro grandi economie europee – Italia, Germania, Francia e Regno Unito – si è contratto strutturalmente di oltre il 15%. Nel complesso appare evidente come la ricerca di uno sbocco verso i mercati asiatici sia una prospettiva inevitabile per continuare lo sfruttamento delle enormi riserve nazionali. In questo senso, il principale vincolo è rappresentato dalla necessità di attirare i capitali necessari a sviluppare tempestivamente la nuova capacità di produzione e di trasporto degli idrocarburi russi.

Un discorso analogo vale per i paesi dell'Asia centrale, che con l'eccezione dell'Azerbaigian stanno guardando in misura crescente alla Cina come destinazione per le proprie esportazioni di gas e petrolio. Completamente isolati dal mare, questi paesi sono particolarmente vulnerabili perché dipendono per le proprie esportazioni dalle condotte, che riducono la flessibilità dei flussi e rendono il produttore più dipendente dai paesi di transito e dal proprio mercato finale, anche politicamente.

I produttori mediorientali, invece, appaiono quelli con le prospettive migliori, quantomeno dal punto di vista industriale. I costi di produzione nella regione sono particolarmente bassi e dunque i margini sull'esportazione sono i più alti al mondo, soprattutto nel caso dell'Arabia Saudita. L'elemento di maggiore criticità nella regione resta però quello della stabilità politica dei paesi produttori: per restare al potere, i decisori politici della regione hanno bisogno di alte rendite petrolifere per fare spesa pubblica e mantenere il consenso.

In altri termini, come per il non convenzionale nordamericano e per la nuova produzione post-sovietica, anche nel caso mediorientale le alte quotazioni appaiono una condizione necessaria al mantenimento dei volumi di offerta, in un'ottica di medio e lungo periodo.

8.3 Le conseguenze per l'Europa delle dinamiche in atto

Combinando le principali tendenze individuate sul lato della domanda e su quello dell'offerta si possono individuare alcune dinamiche in atto

particolarmente importanti, sia in generale per l'evoluzione dei mercati energetici, sia nello specifico per gli interessi europei.

La prima e più evidente dinamica è quella dello spostamento verso l'Asia dell'asse dei mercati mondiali, per l'effetto combinato dell'aumento dei consumi asiatici, della contrazione di quelli europei e della riduzione delle importazioni nordamericane a causa della crescita della produzione interna. L'accesso ai consumatori asiatici diventerà dunque sempre di più il centro degli interessi degli esportatori, mentre i mercati europei e più in generale occidentali saranno quantitativamente sempre meno rilevanti.

Questa marginalizzazione del mercato europeo sta riducendo la rilevanza delle relazioni con l'Europa per i paesi esportatori, limitando gli strumenti di pressione a disposizione dei governi europei. Inoltre, sta anche spostando gli interessi delle multinazionali energetiche europee sempre più lontano dai mercati nazionali di riferimento, non solo per le attività di produzione, ma anche per quelle di commercializzazione.

La crescita economica dei paesi emergenti sta anche creando una seconda dinamica, quella della frammentazione dei mercati finali. La domanda energetica globale, infatti, non solo sta aumentando in termini quantitativi, ma è anche destinata a provenire da un numero crescente di attori e mercati rilevanti. A questa tendenza si accompagna poi l'attivismo di alcuni nuovi attori, a cominciare dalle compagnie energetiche controllate dai governi dei paesi importatori, che affiancano sempre più le National oil companies dei produttori e le International oil companies nelle operazioni di produzione e commercializzazione.

Per i paesi produttori, la diversificazione è un elemento positivo, perché riduce la rilevanza di ciascun singolo importatore e aumenta il numero di attori pronti a investire in capacità produttiva. Per i paesi europei, la frammentazione è un aspetto secondario della perdita di rilevanza nei mercati globali, il cui effetto principale – e nel complesso positivo – è l'allargamento della platea di attori interessati al mantenimento

di meccanismi di mercato in grado di equilibrare in modo efficiente l'incontro di domanda e offerta.

La frammentazione ha però anche un effetto negativo, che interessa da vicino anche i governi europei. Il numero crescente di attori coinvolti sia nell'offerta sia nella domanda rende i fenomeni sempre più imprevedibili e ingovernabili, sottraendoli in misura crescente all'azione dei decisori politici o quantomeno costringendoli ad agire sempre di più a livello internazionale.

Una terza dinamica riguarda infine i prezzi del petrolio, che influenzano indirettamente anche il prezzo delle altre fonti fossili. La tendenza del mercato mondiale è quella di andare verso quotazioni mediamente più alte di quelle registrate alla fine del 2014. Riguardo alla domanda, infatti, l'aumento dei consumi asiatici sembra destinato a essere quantitativamente più ampio della contrazione della domanda occidentale.

Sul lato dell'offerta, in modo ancora più significativo, l'eventuale protrarsi di basse quotazioni è destinato a far contrarre la produzione. A prescindere dal fatto che i minori volumi offerti sul mercato dipendano da minori trivellazioni in Nord America, dal declino accentuato della produzione russa o dalla destabilizzazione di uno o più produttori Opec, a minor offerta corrisponde invariabilmente una spinta verso l'alto delle quotazioni, che riporta ossigeno e prospettive a tutti produttori rimasti sul mercato.

Le dinamiche sul piano dell'offerta potrebbero peraltro accelerare il ritorno ad alti livelli di prezzo, nel caso in cui l'instabilità politica in alcuni paesi produttori, a partire dalla Libia e dal Venezuela, dovesse ridurre rapidamente l'eccesso di offerta e avviare un rimbalzo nelle quotazioni.

Per i paesi europei questa tendenza non è particolarmente negativa, o lo è in misura minore rispetto a quanto non accada per i paesi emergenti, per due ragioni. Innanzitutto perché il livello d'intensità energetica – ossia l'energia necessaria a produrre un euro di Pil – è molto minore e dunque anche se i prezzi dell'energia salgono, l'impatto sui costi della produzione è più basso che altrove. Inoltre, le economie europee sono nettamente più ricche della media mondiale e dunque anche in termini

assoluti un aumento dei prezzi ha effetti proporzionalmente minori sul benessere dei consumatori.

8.4 Il contesto attuale e le scelte di politica energetica a livello UE

Dall'insieme di dinamiche in atto, il quadro che emerge per l'Italia e per l'Europa è quello di un contesto internazionale più ampio e articolato che in passato, dove un numero crescente di consumatori si affaccia su un mercato globale del petrolio e su mercati regionali del gas naturale sempre più integrati, grazie alla diffusione del trasporto via metaniera. In questo contesto, nonostante la perdurante dipendenza dalle importazioni, le imprese e i governi europei esercitano un ruolo sempre più marginale e passivo rispetto alle dinamiche di mercato globali.

Le scelte di politica energetica europee devono prestare attenzione a questa inevitabile evoluzione. Il rischio è quello di adottare misure autoreferenziali e tarate su priorità, strumenti e rapporti di forza non più attuali, col risultato di portare a esiti diversi dalle aspettative e spesso controproducenti per le economie europee.

Le attuali politiche energetiche europee, a partire dagli obiettivi vigenti al 2020, risentono dell'arco temporale particolarmente lungo che intercorre tra il momento in cui gli obiettivi e le strategie sono concepiti e il momento dell'attuazione. Unita alla scarsa flessibilità delle misure adottate, questa situazione rende le politiche europee spesso superate dagli eventi, come dimostrato dagli obiettivi di riduzione delle emissioni, che in teoria ne rappresenterebbero l'aspetto più importante.

L'obiettivo primario delle politiche al 2020, introdotto con una direttiva del 2009, è la riduzione delle emissioni climalteranti e a questo scopo sono stati predisposti diversi meccanismi, tra cui il mercato dei permessi di emissione (Ets) e meccanismi d'incentivazione alle rinnovabili.

A causa della crisi economica, già iniziata al momento dell'approvazione della direttiva, i consumi energetici europei e le emissioni si sono ridotti in primo luogo per la mancata crescita economica. Allo stesso tempo,

le rinnovabili sono state sussidiate in molti paesi sulla base di obiettivi molto più alti del necessario. Il risultato è stato un sistema d'incentivi economici e regolatori assolutamente inefficiente rispetto agli obiettivi.

Le riflessioni proposte in questo volume offrono spunti rilevanti per individuare alcune priorità d'azione. L'obiettivo non è quello d'indicare misure specifiche, come l'imposizione di una certa fonte o il sostegno a una specifica infrastruttura, aspetti che devono essere oggetto di analisi specifica e che spesso sono inevitabilmente oggetto di compromesso contingente tra interessi diversi. L'esigenza ultima è piuttosto quella di preparare le scelte italiane ed europee al continuo mutamento del contesto internazionale, in un orizzonte temporale che vada oltre quello di una legislatura.

Per i decisori politici italiani la dimensione europea è peraltro l'unico contesto all'interno del quale è possibile concepire e attuare scelte efficaci di politica energetica. In primo luogo perché i mercati energetici italiani sono integrati in modo crescente nelle reti europee e dunque anche sul piano tecnico le interdipendenze rendono indispensabile l'adozione di misure coordinate.

L'elemento forse più rilevante è però il peso sulla legislazione nazionale delle normative europee in materia energetica e ambientale. Come dimostrato in modo costante negli ultimi decenni, i legislatori nazionali hanno un margine di manovra sempre più limitato, spesso confinato alla ricezione e all'adattamento delle misure adottate in sede europea. Per il decisore italiano, dunque, lo strumento più incisivo per governare le questioni energetiche è influire maggiormente nella formazione delle politiche europee, informandole degli interessi del sistema economico nazionale fin dalle fasi preliminari del processo legislativo.

8.5 Alcune priorità d'azione per l'Europa

Gli spunti offerti dai contributi raccolti in questo volume consentono d'individuare almeno quattro priorità d'azione particolarmente rilevanti per l'Europa. Queste priorità rispondono all'interesse dei paesi europei nel contesto internazionale presente e del prossimo decennio e possono

servire sia per valutare gli effetti correnti delle politiche energetiche già adottate, sia soprattutto per definire in modo più consapevole ed efficace quelle per il futuro.

L'auspicio è che queste indicazioni generali possano fornire un quadro utile a definire e implementare scelte di politica energetica che consentano, anche in un'economia mondiale sempre più grande e sempre meno europea, di accrescere il benessere e la sicurezza dell'Italia e dell'Europa.

Aumentare l'efficienza energetica

La prima priorità d'azione è quella di aumentare costantemente l'efficienza energetica, ossia di ridurre i consumi energetici a parità di lavoro svolto. Per un insieme di economie importatrici come quelle europee, la riduzione del fabbisogno è un elemento importante per abbassare i costi di produzione e dunque aumentare la competitività.

Aumentare l'efficienza significa anche ridurre la vulnerabilità rispetto ai problemi di approvvigionamento, perché in caso d'indisponibilità di un fornitore i volumi da rimpiazzare sono minori. Inoltre, dato ancora più importante, le variazioni nelle quotazioni di gas e petrolio incidono di meno sui processi economici.

I decisori politici dovrebbero dunque promuovere in modo prevedibile e progressivo gli aumenti di efficienza, anche quando le contrazioni dei prezzi dell'energia riducono lo stimolo per gli attori economici a contenere i costi e l'adozione di misure normative vincolanti rappresenta l'unica alternativa.

Nel caso europeo, l'efficienza degli usi finali è già superiore alla media mondiale, ma occorrono ulteriori interventi normativi per accelerare i miglioramenti nei diversi settori, dall'edilizia ai trasporti, ai processi produttivi. Nella legislazione vigente, l'obiettivo al 2020 di riduzione dell'efficienza è però l'unico non vincolante e, nonostante gli interventi in alcuni settori specifici, anche per gli obiettivi al 2030 non è

ancora emersa la volontà d'includere l'obiettivo dell'efficienza tra quelli vincolanti.

Aumentare l'integrazione dei mercati

La seconda priorità d'azione è quella di proseguire con l'integrazione dei mercati energetici europei, in particolare quello elettrico e quello del gas. Un mercato più ampio e interconnesso ha infatti un approvvigionamento più diversificato, può sfruttare le complementarietà dei diversi sistemi nazionali e in ultima analisi è più resiliente.

Nel caso del gas, in particolare, dato che la domanda europea resterà debole e le infrastrutture d'importazione sono nel complesso ridondanti, per decisori politici dei paesi europei l'integrazione è una soluzione ottimale per contenere i costi a parità di livello di sicurezza ottenuto.

La legislazione vigente, giunta al terzo "pacchetto energia", ha finora favorito una crescente convergenza dei mercati nazionali, ma esistono ancora numerosi ostacoli normativi a una piena integrazione, anche a livello infrastrutturale. L'elemento più evidente del mancato completamento del processo d'integrazione è l'assenza di un regolatore unico dell'energia a livello europeo.

Promuovere la concorrenzialità dei mercati

La terza priorità è quella d'implementare e mantenere la struttura concorrenziale e aperta dei mercati energetici. Il ricorso ai meccanismi di mercato è uno degli aspetti fondanti non solo delle politiche energetiche europee, ma della struttura stessa dell'UE, sulla base dell'assunto che un mercato concorrenziale sia il miglior strumento per allocare efficientemente le risorse.

Pur nella necessità di contemperare esigenze diverse, occorre evitare che il perseguimento di obiettivi ambientali o di politica estera introducano distorsioni tali da compromettere l'efficienza del

funzionamento del mercato, riducendone la concorrenzialità e dunque la capacità di aumentare il benessere e la sicurezza delle economie europee.

La legislazione vigente a livello europeo è frammentata e manca un indirizzo unitario e organico in tema di politica economica e industriale. Questa situazione favorisce una competizione tra istituzioni che fa emergere priorità e scelte a volte incompatibili tra loro, che rendono particolarmente incerto il quadro normativo per gli investitori e generano inefficienze.

Per quanto riguarda i consumatori finali, l'efficienza dei meccanismi di mercato è data dalla possibilità di discriminare tra le offerte e scegliere sulla base dei segnali di prezzo. Un elevato livello di tassazione, come quello vigente in molti grandi mercati europei, distorce i segnali di prezzo sino a renderli poco significativi nella scelta dell'offerta, compromettendo così l'efficienza dei mercati. Ridurre la rigidità dello strumento fiscale per i consumi energetici rappresenta dunque una condizione necessaria al funzionamento dei mercati finali europei e, in prospettiva, del mercato unico.

Il mercato e la concorrenza non sono solo principi che informano i processi economici interni all'UE, ma sono anche le modalità con cui gli operatori europei si approvvigionano a livello internazionale. Per i governi europei il rafforzamento delle istituzioni di mercato a livello internazionale e l'aumento della concorrenzialità anche al di fuori dell'Europa sono dunque strumenti primari per il rafforzamento della sicurezza energetica europea.

Ricercare protocolli condivisi a livello globale sulle emissioni

La quarta priorità è quella di ridurre le emissioni a livello globale e non solo regionale. A differenza dell'inquinamento locale, nel caso dell'anidride carbonica ridurre le emissioni in una regione non produce alcun beneficio locale, ma solo globale e solo se la riduzione dei volumi complessiva è sufficientemente ampia.

Gli sforzi imposti alle economie europee per ridurre le emissioni di anidride carbonica hanno già oggi un effetto marginale a causa della quota ridotta delle emissioni europee sul totale (11%). Questa quota è

destinata a ridursi ancora – fino al 7% del totale – nel corso del prossimo decennio, quando i consumi europei diminuiranno, mentre quelli del resto del mondo aumenteranno rapidamente, rendendo sempre più inutili gli sforzi unilaterali europei.

Gli obiettivi europei vigenti sono di una riduzione per il 2020 del 20% delle emissioni rispetto al 1990 ed è già emersa la volontà di portare quest'obiettivo al 40% entro il 2030. Il rispetto degli obiettivi al 2020 è fortemente agevolato dalle conseguenze della crisi economica, mentre il rispetto degli eventuali nuovi obiettivi al 2030 potrebbe essere nettamente più costoso, favorendo tra l'altro un'ulteriore deindustrializzazione del continente se adottati in modo unilaterale.

La priorità per i decisori politici europei è dunque quella di ricercare protocolli condivisi sulle esternalità negative delle emissioni di gas climalteranti, a cui possano aderire i governi di tutte le grandi economie mondiali. La definizione di standard globali consentirebbe di trasformare la questione della riduzione delle emissioni da un tema d'impegno su basi etiche a un tema di mercato, in base al quale incorporare nei prezzi finali il costo delle esternalità nelle attività economiche attraverso meccanismi di tassazione coordinati a livello globale.

In caso di mancata cooperazione, un'alternativa per i paesi europei potrebbe comunque essere quella di destinare più attenzione e più risorse alle misure di contenimento degli effetti del cambiamento climatico sul territorio e sulle attività umane. In questo caso, peraltro, gli investimenti avrebbero ricadute positive certe e su base locale, a prescindere dalle scelte di politica ambientale di altri governi.

Gli autori

Filippo Clô ricercatore presso Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche. S'interessa di questioni energetiche per lo più legate allo sviluppo degli idrocarburi, tra cui la sicurezza energetica e le politiche dei paesi produttori e consumatori, le dinamiche e le tendenze d'investimento, le implicazioni geopolitiche, le strategie delle compagnie petrolifere e il loro approccio a livello locale.

Filippo Fasulo ISPI Research Assistant. Insegna "Storia e Geo-economia: lo sviluppo economico della Cina all'Università Cattolica del Sacro Cuore a Milano. È anche Assistente Accademico per gli Studi sull'Estremo Oriente all'Accademia Ambrosiana di Milano. I suoi ambiti di ricerca sono l'economia e la politica delle province cinesi con una particolare attenzione all'evoluzione del pensiero politico in un contesto di transizione.

Carlo Frappi è Research Fellow presso il Dipartimento di Studi sull'Asia e l'Africa mediterranea dell'Università "Ca 'Foscari" di Venezia e ricercatore associato dell'ISPI per l'Osservatorio Energia e per il Programma Caucaso e Asia centrale. Membro del Consiglio di amministrazione dell'Associazione per lo Studio italiano dell'Asia centrale e del Caucaso (Asiac) per il triennio 2014-2016. I suoi ambiti di ricerca sono la cooperazione per la sicurezza nel Mar Nero e nell'area ex sovietica; politica e sicurezza energetica nello spazio eurasiatico; politica estera dei paesi dell'ex Unione Sovietica; politica estera turca.

Fabio Indeo ha conseguito il titolo di Dottore di Ricerca in Geopolitica presso l'Università degli Studi di Trieste e attualmente è ricercatore

esterno non strutturato presso l'Università degli Studi di Camerino e ricercatore presso Center for Energy Governance and Security. I suoi ambiti di ricerca sono la sicurezza energetica, la geopolitica delle *pipelines* e dei corridoi di trasporto energetici.

Massimo Nicolazzi Massimo Nicolazzi ha quasi trentacinque anni d'esperienza nel settore idrocarburi, come dirigente di Eni e di Lukoil, e infine come amministratore delegato di Centrex Europe. Oggi è presidente di Centrex Italia Spa e responsabile dell'Osservatorio Energia dell'ISPI. Autore di numerose pubblicazioni, tra cui *Il prezzo del petrolio* (Boroli, 2009). È inoltre membro del Comitato scientifico di *Limes. Rivista italiana di geopolitica.*

Nicolò Rossetto è dottorando di ricerca in Economia, Diritto e Istituzioni presso l'Istituto Universitario di Studi Superiori di Pavia, ed è ricercatore associato dell'ISPI per l'Osservatorio Energia. Ha inoltre lavorato presso la sede di Bruxelles della Regione Veneto. I suoi ambiti di ricerca sono l'economia dell'energia e la regolazione dei mercati energetici, in particolare di quello elettrico.

Matteo Verda è ricercatore associato dell'ISPI per l'Osservatorio Energia. Si occupa di politica energetica e di mercati internazionali. È co-autore del Focus trimestrale sulla sicurezza energetica dell'Osservatorio di politica internazionale (Camera, Senato e MAE). Il suo principale interesse di ricerca riguarda le relazioni internazionali e le scienze politiche in generale, con particolare attenzione alle questioni energetiche: sicurezza energetica, energia e politica estera, il mercato e la politica energetica internazionale.