

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 30 – luglio 2017

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Luglio 2017

A cura di Filippo Clò, Carlo Frappi, Chiara Proietti Silvestri
Approfondimento di Enrico Mariutti

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

1. Contesto globale	1
1.1 Ambiente	3
1.2 Petrolio.....	9
1.3 Gas naturale.....	12
2. Analisi comparata degli Stati europei	16
2.1. Italia	20
2.2. Germania	23
2.3. Francia	25
2.4. Regno Unito	27
2.5. Spagna	29
2.6. Polonia	31
3. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	34
3.1. Russia e vicini orientali	34
3.2. Bacino del Caspio	40
3.3. Turchia e Vicino Oriente	44
4. Corridoi energetici europei del gas	55
4.1. Corridoio Nord-Orientale	55
4.2. Corridoio Sud-Orientale	60

Parte II - Approfondimento

1. Il nuovo paradigma energetico globale: l'eredità strategica dell'amministrazione Obama	63
Fonti	72

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

1. CONTESTO GLOBALE

A cura di Filippo Clò^A

Negli ultimi mesi i temi dell'energia e dell'ambiente sono stati spesso al centro dell'attenzione mediatica. In particolare per i risvolti sul piano politico, ma anche per le dinamiche economiche. **A dominare il palcoscenico internazionale è stato infatti in prima istanza il presidente degli Stati Uniti, Donald Trump**, le cui prime visite estere e partecipazioni internazionali hanno suscitato grande clamore. **Ma a tener banco è stato anche l'altalenante andamento dei prezzi del petrolio**, soprattutto con l'approssimarsi del meeting Opec nel quale si sarebbe deliberato per il proseguimento o meno dell'accordo di taglio della produzione.

Dopo le decisioni di politica energetica e ambientale relative al panorama domestico, con l'Ordine esecutivo presidenziale sulla promozione dell'indipendenza energetica e della crescita economica del 28 marzo, **Trump ha iniziato a smantellare l'eredità del suo predecessore sul piano internazionale, in particolare sul tema del *climate change* e dell'Accordo di Parigi**. Per volontà degli Stati Uniti, è saltata la dichiarazione congiunta sul clima durante il G7 Energia di Roma del 10 aprile, preambolo di quel che si sarebbe ripetuto al G7 di Taormina il 26 e 27 maggio. "Gli Stati Uniti sono nella fase di revisione delle loro politiche sui cambiamenti climatici e sull'Accordo di Parigi e dunque non sono nella posizione di dare il loro consenso su questi temi" è quanto si legge nel comunicato finale del vertice. Di pochi giorni successivi, l'annuncio ufficiale dell'uscita dall'Accordo, ritenuto non equo per gli Stati Uniti. Inevitabile che le ambizioni che avevano accompagnato il G7 Ambiente di Bologna dell'11 e 12 giugno venissero smorzate ancor prima del suo inizio, concludendosi sul piano climatico con una dichiarazione congiunta di soli sei paesi su sette.

L'azione diplomatica del presidente Usa avanza nel frattempo sul piano della politica estera, inaugurando una nuova strategia che rompe anche in questo caso col recente passato. Sono in particolare le relazioni con i paesi del Medio Oriente ad avere implicazioni, più o meno dirette e potenziali, sulle dinamiche e i mercati del petrolio e del gas. Come prima visita in veste di presidente in un paese estero, Donald Trump sceglie l'Arabia Saudita, sunnita, che torna ad essere partner privilegiato a scapito dell'Iran, sciita, che al contrario deve essere «contenuto». **È anche grazie al rinnovato ruolo centrale conferitogli che Riad, assieme a Emirati Arabi Uniti, Bahrain ed Egitto, interrompe il 5 giugno le relazioni con il Qatar**, il maggior esportatore mondiale di Gnl, accusato di finanziare il terrorismo. Si apre così una delle più gravi crisi diplomatiche nel Golfo degli ultimi tempi. Non si verificano turbolenze sui corsi del petrolio e del gas, per lo meno nell'immediato. L'area resta tuttavia pur sempre una delle più delicate e intricate dal punto di vista geopolitico, le reazioni possono essere imprevedibili e verificarsi anche a distanza di tempo e di luogo.

Impatto sui prezzi del greggio lo avrebbe invece dovuto avere, per lo meno nelle speranze dei suoi fautori, il prolungamento dell'Accordo Opec-nonOpec, deciso in occasione del

¹ *Filippo Clò*, ricercatore presso Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche

meeting del 25 maggio. Al contrario, le quotazioni si sono mantenute sopra i 50 dollari al barile (\$/b) solo nei giorni precedenti e seguenti tale data per poi traballare pericolosamente verso i 40.

Nel frattempo, la pubblicazione dell'annuale *BP Statistical Review of World Energy* della major britannica offre l'occasione per fare il punto sullo stato e l'evoluzione dei sistemi energetici², sui quali incidono eventi di attualità come quelli citati ma il cui effettivo impatto è valutabile, quando possibile, solo a posteriori. Il 2016 appare come un anno influenzato da aggiustamenti di breve e tendenze di lungo periodo. Prosegue il disaccoppiamento tra reddito e consumi energetici, segno in particolare del miglioramento dell'efficienza energetica delle economie. **I consumi di energia continuano infatti a crescere, ma a un ritmo molto inferiore rispetto al passato** (con il 2016 sono tre anni consecutivi che crescono entro la soglia dell'1%) e sempre più svincolato rispetto alle dinamiche del reddito.

Nel 2016 sono cresciuti dell'1%, in lieve aumento rispetto allo scorso anno (0,9%), ma quasi la metà rispetto alla media dello scorso decennio (1,8%). **La crescita continua a essere guidata dalle economie emergenti**, e in particolare da Cina e India che vi contribuiscono in misura pressoché uguale (rispettivamente 47Mtep e 30 Mtep su un totale di 171Mtep). Le due economie mostrano tuttavia una tendenza differente, la crescita dei consumi in India si è infatti mantenuta in linea con la media del decennio (5,4% vs 5,7%), mentre in Cina è calata di circa un terzo (1,3% vs 5,3%). Il deciso cambio di tendenza di quest'ultima è riconducibile in parte al graduale rallentamento dell'economia, ma anche alla progressiva trasformazione della struttura della sua economia, dall'essere imperniata su settori *energy intensive* (come la siderurgia) ad altri maggiormente volti al consumo e ai servizi. **Significativo rilevare l'aumento per il secondo anno consecutivo dei consumi nell'area Ocse** che, pur modesto, contrasta con la tendenza negativa dello scorso decennio (-0,3%).

Con una crescita del 3,1%, l'economia mondiale ha invece subito un frenata rispetto al 2015 (+3,4%), segnando il peggior risultato dal 2002 se si escludono gli anni della grande recessione. Il dato annuale cela tuttavia, secondo il Fondo Monetario Internazionale, il miglioramento registrato nel quarto trimestre che sembra preludere alla tanto attesa ripresa degli investimenti, dell'industria e del commercio. Per il 2017 e 2018 sono infatti attesi tassi rispettivamente del 3,5% e 3,6%, in rialzo rispetto a quanto prospettato nel rapporto di ottobre 2016. La crescita resta forte in Cina, mentre è calata in India e Brasile. Prezzi più elevati delle *commodity* hanno invece alleviato la situazione dei paesi esportatori. Per i prossimi anni a infondere fiducia nei mercati sono in particolare le politiche attese di supporto in Cina e di espansione fiscale e *deregulation* negli Stati Uniti.

² Salvo dove diversamente specificato i dati energetici presenti nella sezioni *Contesto Globale* sono tratti da *Statistical Review of World Energy 2017*.

TAB. 1.1 - CRESCITA ANNUA DEI CONSUMI DI ENERGIA E DEL REDDITO (%)

	Consumi di energia			Reddito	
	2015	2016	2005-15	2015	2016
<i>OCSE</i>	0,1%	0,2%	-0,3%	2,1%	1,7%
Stati Uniti	-0,9%	-0,4%	-0,3%	2,6%	1,6%
<i>Unione Europea</i>	1,3%	0,7%	-1,1%	2,4%	2,0%
Francia	0,8%	-1,7%	-0,9%	1,3%	1,2%
Germania	1,8%	1,2%	-0,4%	1,5%	1,8%
Italia	2,0%	0,7%	-2,1%	0,8%	0,9%
Spagna	1,7%	0,2%	-1,2%	3,2%	3,2%
Regno Unito	1,2%	-1,7%	-1,8%	2,2%	1,8%
<i>non-OCSE</i>	1,4%	1,7%	3,7%	4,2%	4,1%
Cina	1,2%	1,3%	5,3%	6,9%	6,7%
India	3,2%	5,4%	5,7%	7,9%	6,8%
Mondo	0,9%	1,0%	1,8%	3,4%	3,1%

Fonte: BP Statistical Review e FMI, World Economic Outlook

La **prima sezione** del presente Focus inquadra il contesto globale con riferimento agli eventi e le dinamiche che interessano l'andamento e le prospettive di petrolio e gas, la lotta ai cambiamenti climatici ed il percorso verso la transizione energetica. Il **secondo capitolo** concentra invece l'attenzione sull'Unione europea e i suoi principali stati membri, di cui si presentano l'andamento dei consumi di energia e alcune delle principali novità in materia di politica energetica e ambientale. Il **terzo capitolo** tratta degli sviluppi registrati nei paesi a est e a sud-est dell'Europa, che sono responsabili di una parte significativa degli approvvigionamenti europei di gas o del loro transito. Il **quarto capitolo** si sofferma invece sulle novità relative ai corridoi energetici, in particolare quelli del gas, che puntano all'Europa. Il Focus si chiude con l'**approfondimento** a cura di Enrico Mariutti sull'eredità strategica dell'amministrazione Obama in materia energetica e in particolare sulla lucida e lungimirante gestione della *shale revolution* che ha innescato una profonda ristrutturazione del sistema energetico e, a cascata, dell'intero tessuto produttivo statunitense.

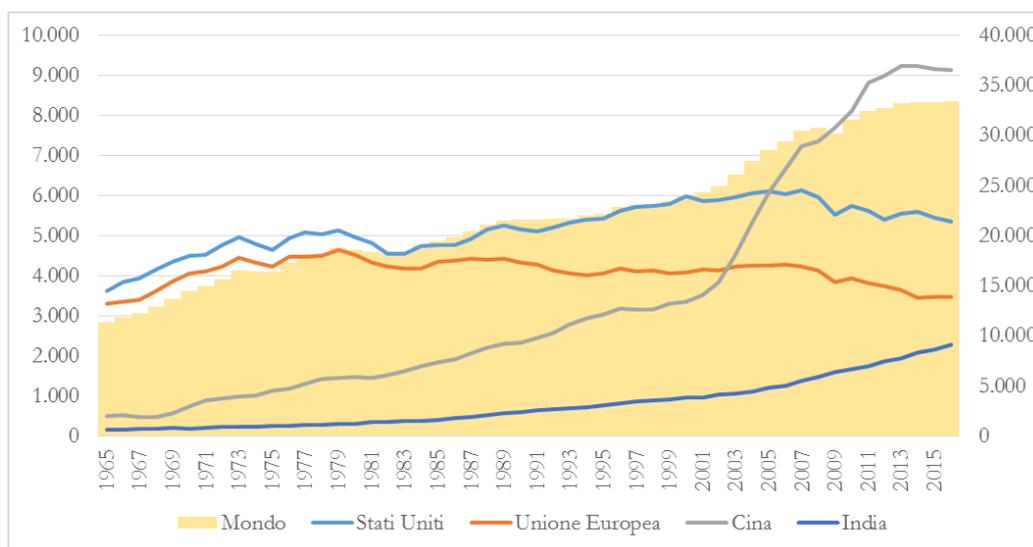
1.1 AMBIENTE

Prima di analizzare le implicazioni dell'uscita degli Stati Uniti dall'Accordo di Parigi è opportuno soffermarsi sui dati energetici del 2016 e sulle tendenze che profilano. Questi fanno infatti parzialmente da contraltare all'incertezza e ai timori provocati dalla decisione di Trump. **Nonostante l'aumento dei consumi di energia, le emissioni di anidride carbonica nel 2016 si sono confermate sostanzialmente stabili per il quarto anno consecutivo** (cc. 33,4 Gton). Il dato è significativo e lascia ben sperare. Secondo le previsioni assunte dalla Cop21, infatti, per raggiungere gli obiettivi di Parigi le emissioni avrebbero dovuto toccare il loro picco nel 2020, per poi dimezzarsi entro il 2040 e infine tendere verso l'azzeramento a fine secolo. Se l'attuale andamento fosse manifestazione del picco delle emissioni, saremmo in anticipo di quattro anni rispetto alle previsioni (che vale ricordare sono soggette a continue revisioni, per la progressiva sostituzione dei dati stimati con quelli a consuntivo).

Positive sono in particolare le dinamiche dei tre maggiori protagonisti sul fronte emissioni: Cina (27% del totale globale), Stati Uniti (16%) e Unione Europea (10%). La Cina ha segnato un calo per il secondo anno consecutivo (-0,7%, -41 Mton) in netta controtendenza con

la media del decennio (+4,2%). Dopo il -2,8% dello scorso anno, gli Stati Uniti registrano anche quest'anno il miglior risultato in termini di abbattimento delle emissioni (-2%, pari a -95 Mton) che inverte la tendenza dell'ultimo decennio (+1,1% m.a.). Più deludente, seppur positivo, è invece il dato relativo all'Unione europea che, in linea con lo scorso anno, mostra una frenata rispetto al -2% m.a. dello scorso decennio, che potrebbe quindi ritenersi una tendenza non strutturale, ma riconducibile al rallentamento dell'economia e ai generosi sussidi erogati alle fonti rinnovabili. Il dato peggiore lo registra invece l'India, il cui +5% comporta un aumento di 114 Mton di CO₂, che tuttavia si mostra in miglioramento rispetto al +6% m.a. del decennio.

FIG. 1.1 - **ANDAMENTO DELLE EMISSIONI MONDIALI** (asse dx)
E NELLE PRINCIPALI AREE CHE VI CONTRIBUISCONO (asse sn)



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI *BP STATISTICAL REVIEW 2017*

Alla base del calo delle emissioni globali vi è il progressivo miglioramento dell'intensità energetica delle economie, che continua a procedere in maniera marcata negli Stati Uniti (il dato 2016 conferma la tendenza decennale di un calo del 2%), mentre peggiora nell'Unione europea (il cui -1,2% è inferiore alla media decennale di -2,1%). **Ad abbattere le emissioni contribuisce soprattutto il processo di sostituzione tra le fonti impiegate, che prosegue in favore di quelle a impatto minore o nullo.** A perdere terreno è il carbone, che cala dell'1,7% (-53 Mtep) grazie in particolare al -7,9% registrato in Cina (pur restando di gran lunga la fonte dominante, 62% dei consumi). Lo guadagnano invece gas naturale e rinnovabili, che continuano ad aumentare in abbondanza e a migliorare in competitività. Il primo si conferma il combustibile "ponte" verso la transizione energetica, con un aumento dell'1,5%, pari a +57 Mtep. Il secondo, che sul mix energetico mondiale continua a essere ben lontano rispetto alle fonti fossili (Fig. 1.3), cresce del 14,1% (53 Mtep), ritmo leggermente inferiore rispetto al decennio (16,1%) ma pur sempre lungo una tendenza destinata a perdurare. Significativo infine il dato del petrolio, il cui +77 Mtep (+1,5%) rappresenta il maggior incremento in termini assoluti tra le fonti, segno che sarà ancora difficile scalarlo e al tempo stesso che il suo impiego non necessariamente collide con l'abbattimento delle emissioni, per lo meno nel breve e medio termine.

FIG. 1.2 - CONSUMI ENERGETICI MONDIALI PER FONTE (Mtep)

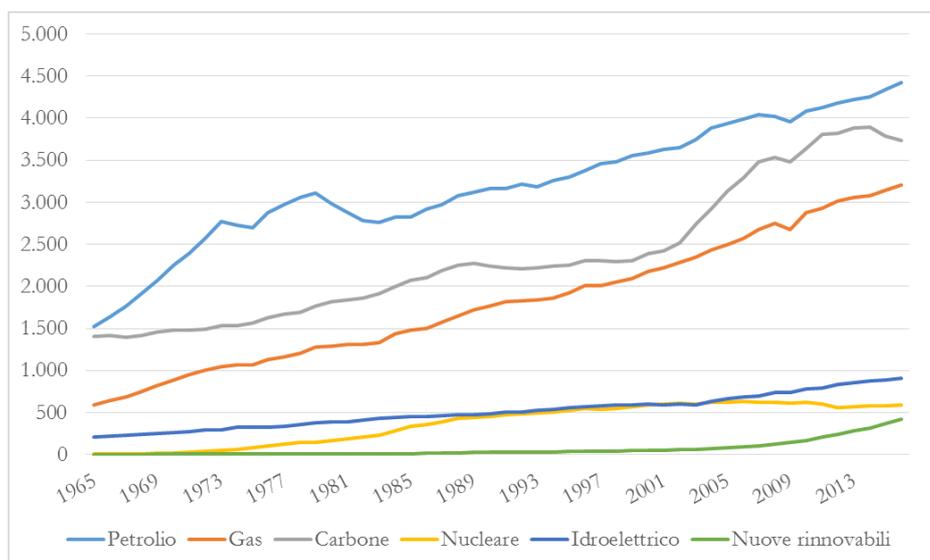
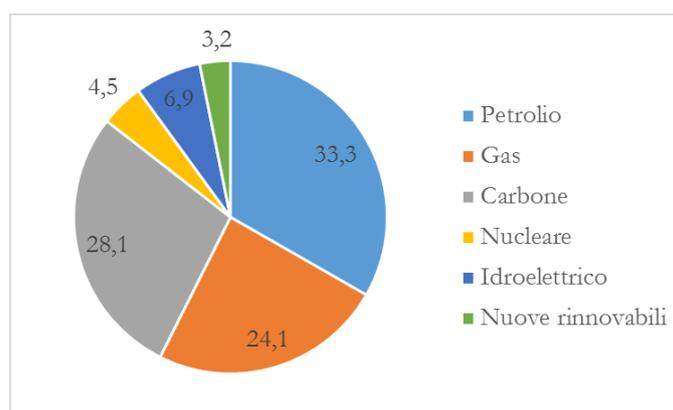


FIG. 1.3 - PANIERE ENERGETICO MONDIALE 2016 (%)



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

È anche alla luce della panoramica sopra presentata che bisogna contestualizzare la decisione del presidente Trump di uscire dall'Accordo di Parigi. **L'annuncio del 1° giugno rappresenta senz'altro una brusca frenata per i negoziati internazionali sulla lotta ai cambiamenti climatici** che, con l'Accordo, avevano raggiunto il buon risultato di riunire sotto un obiettivo comune paesi sia sviluppati che in via di sviluppo, anche se per farlo hanno dovuto compromettere al ribasso le modalità con cui perseguirlo. Tuttavia, data l'incertezza intrinseca nella questione climatica, per le numerose variabili sulla quale si basano i modelli previsivi, risulta difficile affermare con precisione quanto questa decisione inciderà sull'andamento delle emissioni globali. È possibile tuttavia formulare qualche considerazione.

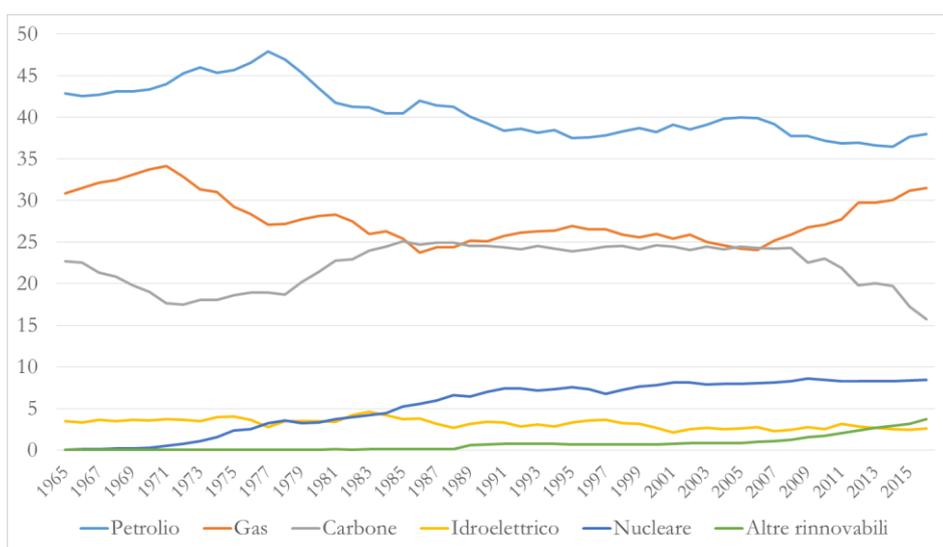
Il risultato più evidente della mossa di Trump – nonché probabilmente uno dei suoi principali fini – è stato quello di ricompattare le fila dei suoi sostenitori suscitando al contempo un coro di contrarietà e di sdegno di un alquanto eterogenea schiera di oppositori. Quel che gli ha consentito di riproporre la dinamica “solo contro *elite* e poteri forti” che ne ha caratterizzato la campagna presidenziale portandolo alla vittoria. L'importanza della natura sensazionalistica della rottura è riscontrabile nel fatto che gli Stati Uniti si sarebbero potuti

limitare a disattendere gli impegni presi senza il rischio di incorrere in misure sanzionatorie. L'Accordo di Parigi presuppone infatti, ed è questa la sua maggior debolezza, misure volontarie da parte dei firmatari anziché target vincolanti, previsti invece nel precedente Protocollo di Kyoto. Nell'analizzare l'impatto della rottura è quindi opportuno tener distinte le implicazioni politiche sui negoziati internazionali da quelle effettive sul percorso di decarbonizzazione dell'economia e il raggiungimento dell'obiettivo di Parigi, ovvero limitare l'aumento della temperatura "ben al di sotto dei 2 gradi".

Sul primo fronte, nonostante le legittime preoccupazioni che può suscitare, va evidenziato come **la strada scelta dal presidente Trump non sia la più radicale che potesse intraprendere e in quanto tale non pare volta ad affossare *in toto* gli sforzi della comunità internazionale.** Diverso sarebbe stato se avesse rotto con la Convenzione quadro firmata a Rio nel 1992, vero "architrave della diplomazia sul clima" della quale l'Accordo di Parigi rappresenta solo l'ultimo degli strumenti. Indicativo il fatto che l'uscita dall'Accordo diventerà effettiva solamente a partire dal 4 novembre 2020, un giorno dopo le prossime elezioni presidenziali, mentre quella dalla Convenzione si sarebbe potuta concludere nel giro di un anno. Restare all'interno della Convenzione rende meno complicato un eventuale ritorno ai tavoli negoziali, per mano dello stesso Trump, che nell'annunciare l'uscita si è altresì detto pronto "a rinegoziare per rientrare ancora nell'accordo di Parigi o in un altro accordo", o di un suo successore, magari del partito opposto, mantenendo in questo modo una continuità con l'approccio della politica americana verso la questione climatica che ha visto finora alternare l'apertura dei democratici verso i tagli delle emissioni (Clinton e Obama) alla chiusura dei repubblicani (G.W. Bush e Trump).

Anche sul secondo fronte, **l'uscita degli Stati Uniti dall'Accordo potrebbe rivelarsi meno significativa di quanto generalmente paventato.** Se da una parte preoccupano le ripercussioni che possono causare provvedimenti già presi a livello domestico – con la cancellazione del *Clean Power Plan* di Obama, la volontà di rilanciare il carbone, il via libera all'oleodotto Keystone XL e all'esplorazione petrolifera in aree prima proibite –, dall'altra, difficilmente tali decisioni potranno compromettere tendenze in atto negli Stati Uniti, come il disaccoppiamento tra reddito e consumi energetici, già citati in precedenza, e il mutamento in atto della struttura energetica dell'economia verso l'impiego di fonti a minor impatto climalterante.

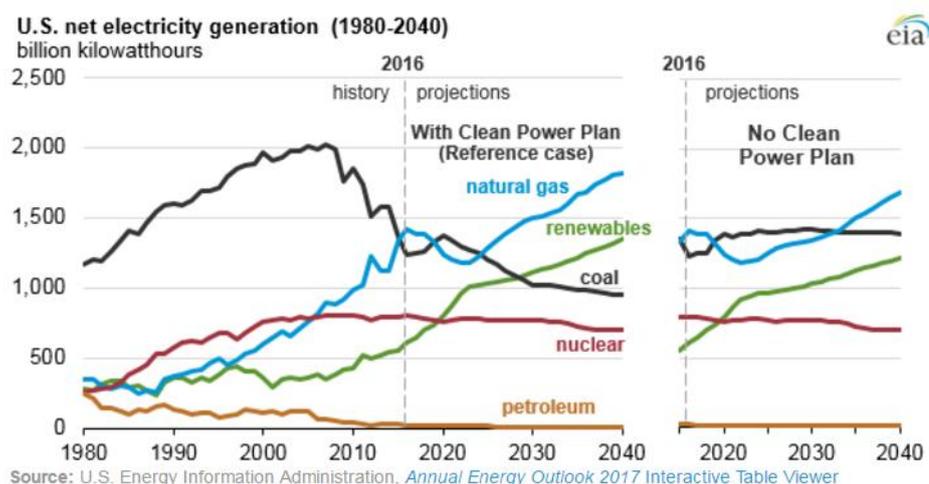
FIG. 1.4 – CONSUMI ENERGETICI DEGLI STATI UNITI PER FONTE (Mtep)



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Le tendenze relative al mix energetico sono ben osservabili a partire dal 2005 (Fig. 1.4). Il peso aggregato delle fonti fossili, pur restando ampiamente dominante, è calato in sia termini assoluti (-144 Mtep) sia relativi (-3,4%); parallelamente, **è quasi quadruplicato il contributo delle nuove fonti rinnovabili**, anche in questo caso sia in termini assoluti (da 21 a 84 Mtep) sia relativi (da 0,9% a 3,7%). Altrettanto importante, nonché più significativa in termini quantitativi è la **progressiva sostituzione del carbone in favore del gas naturale**: il primo ha perso quasi il 10% nel mix energetico Usa (-216 Mtep), attestandosi nel 2016 al 16%, il livello più basso dal 1978; mentre il secondo ne ha conquistati 7, arrivando a quota 31,5%. Un processo innescato dalla cosiddetta *shale revolution* che ha rilanciato la produzione nazionale di gas naturale, mettendo a disposizione abbondanti risorse a basso prezzo in grado di fare concorrenza al carbone. Sebbene, come mostra la Figura 1.5, il *Clean Power Plan* avrebbe accelerato la discesa del carbone nella generazione, la tendenza resta comunque quella di un suo declino a fronte di una crescita di gas naturale e rinnovabili, mentre è improbabile l'ipotesi di un suo rilancio.

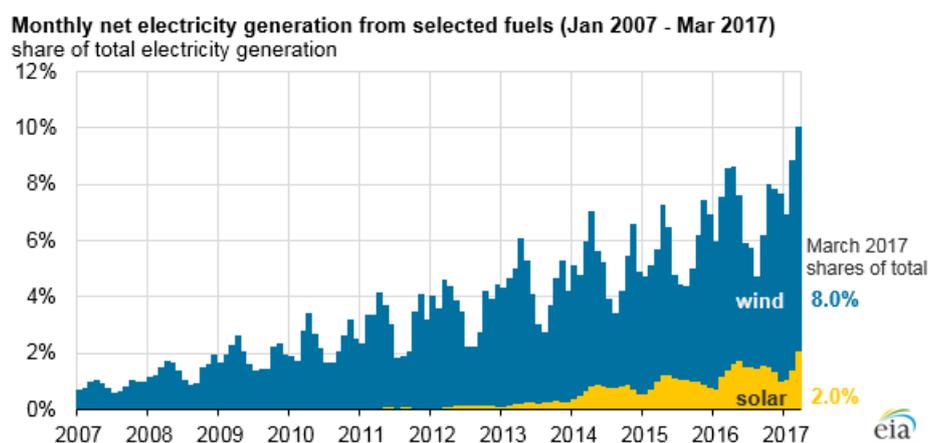
FIG. 1.5 - GENERAZIONE ELETTRICA NETTA NEGLI STATI UNITI, PROIEZIONI CON E SENZA CLEAN POWER PLAN (GkWh)



FONTE: US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION

Lo confermano i dati 2016, che hanno visto una crescita della quota delle rinnovabili nella generazione elettrica due volte maggiore del calo del carbone (16,9% vs -8,8%), e lo ribadiscono i primi dati 2017, con eolico e solare che in marzo sono arrivati per la prima volta a soddisfare il 10% dei consumi elettrici (Fig. 1.6). L'effetto di queste tendenze è un deciso calo delle emissioni di CO₂, come evidenziato in precedenza. **Ad alimentare queste tendenze sono, più delle politiche, gli economics alla base di queste fonti e tecnologie.** Difficile che cambi di politiche possano invertire queste dinamiche, semmai rallentarle.

FIG. 1.6 - GENERAZIONE ELETTRICA NETTA NEGLI STATI UNITI, EOLICO E SOLARE (%)



Ciò nonostante, l'andamento inerziale di queste tendenze potrebbe non essere di per sé in grado di portare gli Stati Uniti verso gli obiettivi di Parigi. Presupposto per il loro raggiungimento è infatti una sostanziale spinta politica, inedita nella storia dell'industria energetica. La decisione di Trump da questo punto di vista è senz'altro un passo indietro. Tuttavia, **bisogna tenere conto del ruolo che rivestono i governi statali e locali all'interno del sistema di governo degli Usa**, che limita i poteri del presidente. Gli stati hanno infatti ampi margini di discrezionalità su queste politiche e oltre trenta stati federali, di ambo le sponde politiche, hanno già fissato obiettivi molto ambiziosi in termini di investimenti in energie rinnovabili e intrapreso numerose azioni per ridurre le emissioni climalteranti. Tra questi, la California che costituisce la quinta maggiore economia al mondo ed è in prima linea nella promozione dell'innovazione tecnologica, in particolare nell'industria dell'automobile, settore chiave per la transizione energetica. All'annuncio dell'uscita dall'Accordo, decine di stati e centinaia di città hanno dichiarato la propria volontà di perseguire gli obiettivi statunitensi dichiarati a Parigi (-26-28% delle emissioni entro il 2025 rispetto ai livelli del 2005) nonché quelli previsti dall'ormai defunto *Clean Power Plan* di Obama. In prima linea, gli stati democratici della California, di New York e di Washington che lo stesso giorno dell'annuncio formano la *United States Climate Alliance* che raccoglie rapidamente una decina di adesioni. Significativo è anche il contributo che può dare il mondo degli affari. Alcune tra le maggiori imprese del paese (come Apple, Kellogg, Nike, Google, Microsoft, Unilever, Coca-Cola, P&G) hanno infatti fermamente criticato la decisione di Trump e annunciato anch'esse la volontà di perseguire obiettivi di contenimento delle emissioni. Se tutti questi attori daranno seguito alle loro dichiarazioni, gli Stati Uniti potrebbero riuscire a mantenersi sulla strada di Parigi, considerando che i binari sui quali viaggia l'economia statunitense vanno già nella giusta direzione.

È importante quindi evitare di soffermarsi sul valore politico e mediatico di atti e dichiarazioni senza tenere in conto i dati tangibili. Anticipando di poche ore l'annuncio di Trump, Unione Europea e Cina hanno ribadito la loro adesione all'Accordo di Parigi e lanciato un'alleanza volta ad accelerare la riduzione delle emissioni e la transizione verso le energie pulite, cogliendo così l'occasione per prendere il timone della leadership internazionale in ambito climatico. **Tuttavia, sulla base fattuale, nessuno dei due sembra per ora nelle condizioni di puntare il dito contro gli Stati Uniti in quanto a progressi nella transizione energetica e abbattimento delle emissioni.**

1.2 PETROLIO

Nel secondo trimestre i prezzi del petrolio sembrano aver perso la stabilità che li aveva caratterizzati durante i primi tre mesi dell'anno. A seguito dell'Accordo Opec-nonOpec sui tagli della produzione del dicembre 2016 le quotazioni si erano assestate intorno ai 50-55 \$/b. Lungi dall'essere un caso isolato, la flessione registrata in marzo e che abbiamo analizzato nel precedente Focus (v. *Focus n. 29/2017*) si è ripetuta nei mesi di aprile e maggio portando, pericolosamente, seppure momentaneamente, i prezzi in prossimità della soglia dei 40 \$/b.

FIG. 1.7 - ANDAMENTO DEL BRENT (\$/b)



FONTE: PLATTS E IL SOLE24ORE

Le ragioni sono riscontrabili nel gioco dialettico tra l'inedito gruppo Opec-nonOpec e i produttori shale, elemento caratterizzante l'attuale fase del mercato petrolifero. I primi cercano di incidervi attraverso la regolazione dell'offerta per sostenere i prezzi entro una fascia di confidenza che non ne comprometta le finanze (50-60 \$/b). Così facendo, gli sforzi dei paesi produttori agiscono come *floor* ai prezzi. I secondi operano invece in maniera più meccanica a seconda dei segnali di prezzo e sfruttando la brevità del ciclo dei loro investimenti (da poche settimane a 6 mesi). In questo modo, fungono da *cap* alle quotazioni: quanto più salgono, tanto più riparte la loro produzione, la quale a sua volta spinge i prezzi nuovamente al ribasso. Questa dinamica tra i due attori lascia ipotizzare che i prezzi possano muoversi entro una fascia di confidenza 45-55 \$/b. La presenza di altre variabili che incidono sul mercato petrolifero (altre produzioni, domanda, finanza, tassi d'interesse della Fed, geopolitica) è tuttavia in grado di

portare le quotazioni all'infuori di questa fascia, momentaneamente o in maniera più duratura nell'eventualità di fenomeni dirompendi.

La flessione del mese di aprile vede, da una parte, la *compliance* Opec-nonOpec che migliora ulteriormente, rafforzata dalla piena e puntuale aderenza della Russia al suo target nel mese di aprile (300.000 b/g). Ne consegue un'accelerazione del prelievo delle scorte, come attestato da Goldman Sachs e Citigroup. Dall'altra, i dati e le proiezioni mostrano una produzione *shale* sempre più al rialzo e, di conseguenza, le scorte mantenersi su livelli elevati. Quel che porta alcuni paesi Opec (a partire da Arabia Saudita, Kuwait e Iraq) ad alzare la posta ipotizzando a più riprese il prolungamento dell'Accordo, per un ulteriore semestre e «*possibly beyonds*», e paventando perfino un più cospicuo taglio nei volumi. Una *speech therapy* volta a convincere gli operatori finanziari e *traders* della loro determinazione e riportare così i prezzi nuovamente sopra quota 50 dollari. La strategia funziona; i prezzi superano tale soglia con l'approssimarsi del meeting Opec del 25 maggio, nel quale viene ufficializzato il prolungamento dell'Accordo per ulteriori 9 mesi (fino a marzo 2018), ma solo per pochi giorni dopodiché intraprendono una nuova discesa che li porta fin sotto i 45 \$/b.

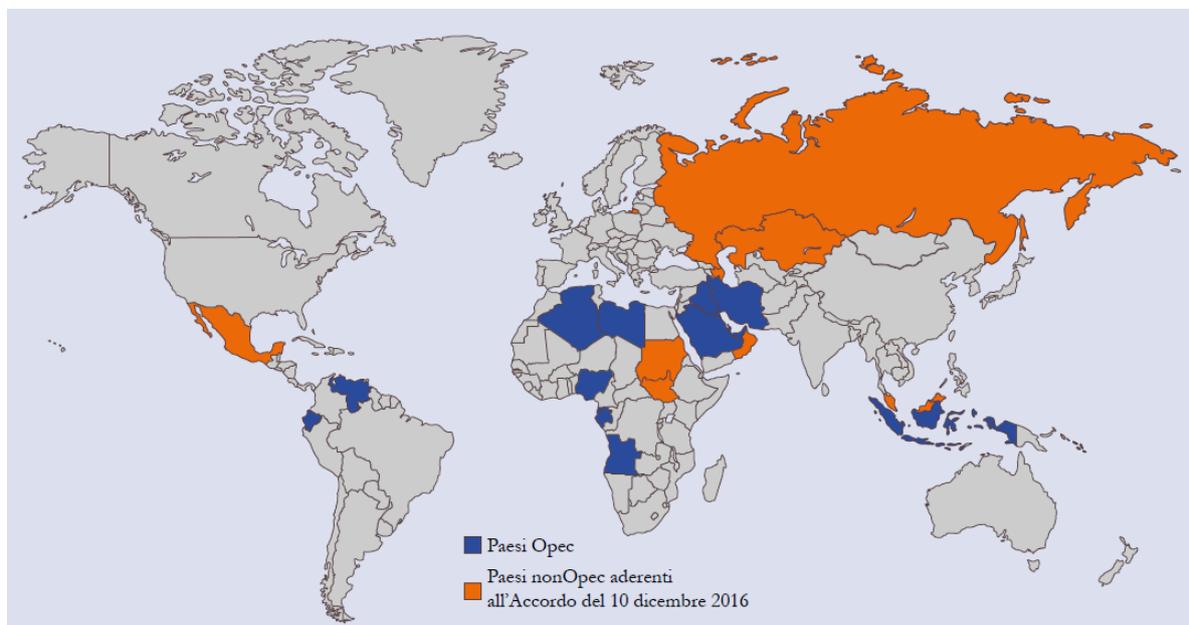
Il rischio di mandare segnali eccessivi e prolungati al mercato al fine di influenzarne le aspettative, come fatto dai produttori prima dell'incontro di maggio, è infatti quello di perdere capacità di persuasione nei confronti degli operatori, che finiscono per scontare con anticipo tale fatto per prestare maggiore attenzione ad altre dinamiche. Sono i livelli delle scorte americane a preoccupare in questo caso la finanza, tanto che le quotazioni non risentono delle tensioni geopolitiche scatenate dalla rottura diplomatica di Arabia Saudita, Eau e Bahrain con il Qatar né degli attentati Iran ad opera di Isis. Le statistiche settimanali rilasciate dalla *Energy Information Administration* mostrano una crescita delle scorte di greggio e benzina negli Stati Uniti, riconducibile, tra gli altri, a una crescita dei consumi di benzina in questo periodo dell'anno lievemente inferiori a quelli dello scorso anno. Contribuisce al ribasso l'annuncio del riavvio dell'oleodotto Forcados in Nigeria che, praticamente fermo dal febbraio 2016 a causa di sabotaggi, riporta sul mercato 200-240.000 b/g di greggio. Tanto basta a convincere gli investitori della scarsa efficacia dell'Accordo Opec-non Opec e delle conseguente necessità di vendere, innescando la ridiscesa delle quotazioni. Tuttavia, gli stessi fondi che attualmente hanno puntato al ribasso, potrebbero spingere un'inversione di tendenza ai primi segnali positivi provenienti dal mercato. Quel che si è in parte potuto intravedere già alla fine di giugno quando la tempesta tropicale Cindy ha causato una netta frenata della produzione Usa nel Golfo del Messico (-100.000 b/g a 9,25 mil. b/g), con un aumento delle quotazioni di greggio di 3-4 dollari.

Oltre alla volatilità dell'andamento congiunturale, che rischia di sottendere dinamiche passeggere, è bene soffermarsi su eventi che possono incidere nel più lungo periodo. Su questo fronte si rilevano in questi mesi un mutamento delle dinamiche in seno all'Opec e l'evolversi delle dinamiche geopolitiche nei paesi del Golfo.

Dalla 172esima conferenza ordinaria dell'Opec del 25 maggio, oltre al prolungamento dell'accordo sui tagli produttivi, è emersa infatti un'altra importante notizia: la volontà dei paesi aderenti all'accordo del 10 dicembre 2016 di delineare “una cornice di cooperazione che vada aldilà della mera azione congiunta” che potrebbe portare alla **creazione di una nuova organizzazione internazionale di produttori di petrolio**. La nuova Opec rappresenterebbe gli interessi di 24 (anziché 13) paesi, responsabili della produzione di circa 60 mil. b/g di greggio su un totale mondiale di 96 mil. b/g. Quel che lascia presupporre che possa rivelarsi più forte ed efficace dell'Opec attuale, soprattutto per il fatto che la leadership dell'organizzazione si ergerebbe sull'asse Mosca-Riad, con una produzione di oltre 20 mil. b/g, anziché gravare sulle sole spalle dell'Arabia Saudita. Un elemento non solo simbolico, considerato che in passato gli

sforzi dell'Arabia Saudita di incidere sui prezzi attraverso la regolazione dell'offerta hanno trovato proprio nell'atteggiamento opportunistico della Russia uno dei principali fattori calmieranti. Indicativo della nuova intesa tra i due paesi e del crescente ruolo di Mosca, il fatto che per la prima volta durante la conferenza Opec al tavolo della presidenza si sia parlato in russo, anziché in inglese.

FIG. 1.8 - PAESI OPEC E NONOPEC ADERENTI ALL'ACCORDO DEL 10 DICEMBRE 2016



FONTE: ELABORAZIONI DELL'AUTORE

Obiettivo dei paesi produttori è quello di incidere maggiormente sui meccanismi di formazione del prezzo del petrolio. Potere del quale l'Opec era riuscita ad appropriarsi con le crisi petrolifere degli anni Settanta, ma dal quale non ha saputo trarre grandi benefici, a causa anche dei dissidi interni, e dal quale ha abdicato verso la fine degli anni '80 in favore delle piazze finanziarie di Londra e di Wall Street, dove si fissano i prezzi rispettivamente del Brent e del Wti. Non è infatti da escludere che tra le azioni che vorranno intraprendere i membri della nuova organizzazione non vi sia proprio la creazione di una borsa del petrolio alternativa.

Sui futuri corsi del petrolio potrebbero incidere anche due fatti recenti che riguardano i paesi del Golfo: **la rottura il 5 giugno delle relazioni diplomatiche tra Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti e Bahrain, da una parte, e il Qatar, dall'altra, e la nomina il 21 giugno del 31enne Principe Mohammed Bin Salman come primo successore al trono saudita,** scavalcando nella linea di successione il cugino Muhammad Bin Nayif. La nomina rompe con la tradizione saudita, notoriamente molto rigida, ma formalizza l'attuale situazione all'interno dell'Arabia Saudita che vede il giovane principe leader *de facto* del regno. Per questa ragione la notizia è stata accolta come scioccante e prevedibile allo stesso tempo. A dispetto della giovane età, Mohammed bin Salman è molto ambizioso e determinato a conferire al regno un ruolo di primo piano sia a livello regionale sia mondiale. A tal fine, si è mosso fin da subito con decisione con importanti novità in entrambi i ruoli cruciali che ricopre, quello di ministro della Difesa e di responsabile delle riforme economiche. Sul fronte economico, il principe è intenzionato a riformare profondamente il regno, adattandolo al mutato contesto globale e alla giovane età degli abitanti. Per riuscirci deve cercare innanzitutto di liberare il regno dalla dipendenza del petrolio ed è in quella direzione che va il suo *Vision 2030*, un radicale programma di privatizzazioni, tagli dei

sussidi e investimenti in settori non petroliferi (v. *Focus n. 25-26/2016*). Sul fronte della difesa, ha invece adottato un approccio aggressivo apertamente teso ad affermare la supremazia saudita nella regione in netto contrasto con il profilo di basso rilievo che per decenni ha caratterizzato l'Arabia Saudita. È del principe la disastrosa decisione di intervenire nella guerra civile in Yemen, che vede il regno in stallo da ormai tre anni, e quella recente di imporre l'embargo nei confronti del Qatar che, dietro l'emblema di lotta al terrorismo, nasconde un vero e proprio scontro tra potenze regionali. Se sul piano economico, le riforme promosse, per quanto ardue, offrono segnali positivi, le ambizioni sul piano geopolitico rischiano invece di destabilizzare la regione. Il tentativo di isolare il Qatar e di riportarlo sotto la sua influenza è apparentemente fallito. Pochi paesi hanno aderito al boicottaggio. Ne esce più forte l'Iran, che si intendeva colpire indirettamente. Divisa ne esce invece un'istituzione regionale importante come il Consiglio di cooperazione del Golfo (Gcc). **Non pare invece risentirne l'Opec, le cui dinamiche storicamente tendono a non essere influenzate dai dissidi tra gli stati membri.**

Per ora questi eventi non hanno avuto grosse ripercussioni sui prezzi del petrolio, ma restano dinamiche da monitorare attentamente. L'Arabia Saudita resta uno dei principali produttori di petrolio, nonché detentore di abbondanti riserve. Cambi delle sue politiche, invero finora molto rari, possono generare importanti impatti sui mercati. Le crisi geopolitiche sono invece attese tornare a incidere sulle quotazioni al riassorbirsi dell'eccesso d'offerta, e ciò è tanto più probabile se interessano l'area mediorientale, cruciale per gli equilibri petroliferi e mondiali.

Parlando di crisi **merita infine menzione la grave situazione che va interessando il Venezuela.** Il deteriorarsi dell'economia, a causa del calo dei prezzi petroliferi, e politica, con l'arroccamento al potere del presidente Maduro e il fallito golpe atto a togliere i poteri all'Assemblea Nazionale controllata dall'opposizione, hanno innescato tre mesi fa circa una serie di proteste che hanno inoltre causato la morte di 86 persone, rischiando di far precipitare il paese in una guerra civile. Un simile scenario potrebbe ripercuotersi non solo sul petrolio, del quale il paese è un importante produttore, ma anche sull'economia mondiale.

1.3 GAS NATURALE

Sul fronte del gas naturale si confermano le tendenze evidenziate nei Focus precedenti. **Il mercato continua a essere interessato da un'elevata *oversupply*, attesa durare almeno fino a metà del prossimo decennio.** La causa è ascrivibile ai numerosi investimenti passati in impianti di liquefazione, molti dei quali devono ancora entrare in funzione. Con l'arrivo sul mercato di nuova offerta australiana il 2016 è stato il primo anno dell'atteso scatto del Gnl (Fig. 1.9), che è stimato crescere fino al 2020 di un ulteriore 30%. Il calo dei prezzi del petrolio e l'abbondanza di offerta ha depresso i prezzi del gas che lo scorso anno sono stati inferiori del 5% negli Stati Uniti, presso la piattaforma Henry hub, e del 20-25% in Europa e in Asia dove le quotazioni continuano ad avvicinarsi spinte dalle forniture di Gnl (Fig. 1.10). I bassi prezzi hanno rallentato l'entusiasmo dei produttori, presenti e potenziali, di realizzare nuovi impianti di liquefazione. Al contrario, hanno stimolato l'interesse dei paesi consumatori, tanto che il 2016 ha visto entrare per la prima volta nel mercato Egitto, Pakistan e Polonia. Sono 39 i paesi che oggi importano Gnl, rispetto ai 17 del decennio scorso, e sono attesi salire a 46 nei prossimi anni.

FIG. 1.9 - **ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DEL GAS NATURALE SUI PRINCIPALI MERCATI REGIONALI (\$/MBTU)**

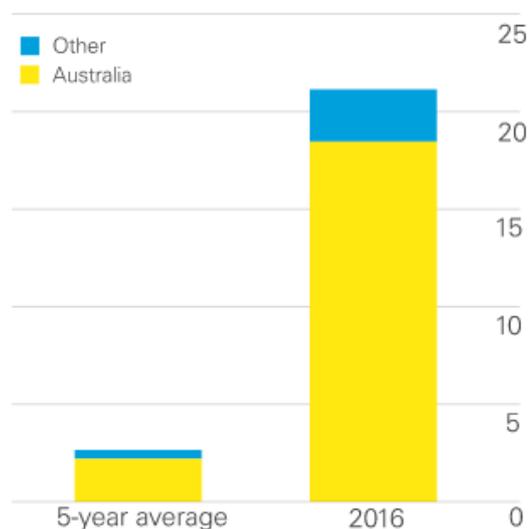
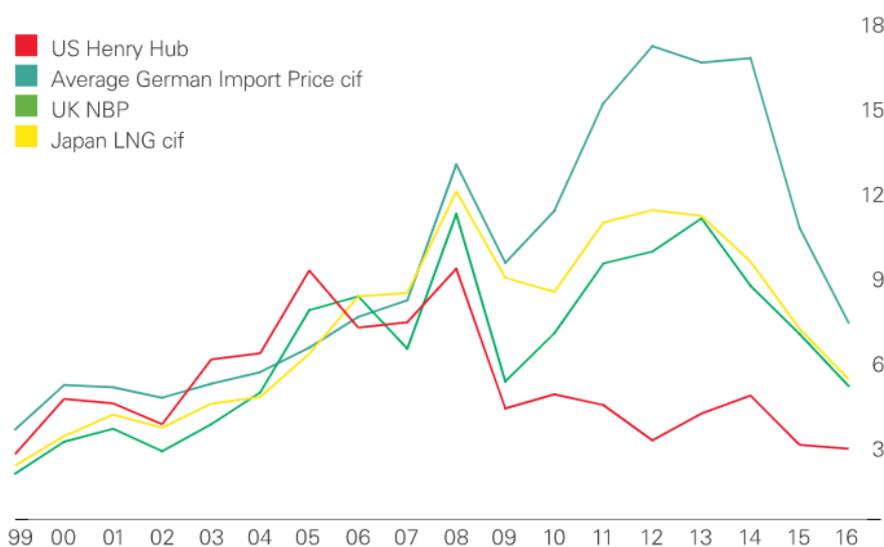


FIG. 1.10 - **CRESCITA DELL'OFFERTA DI GNL (GMC)**

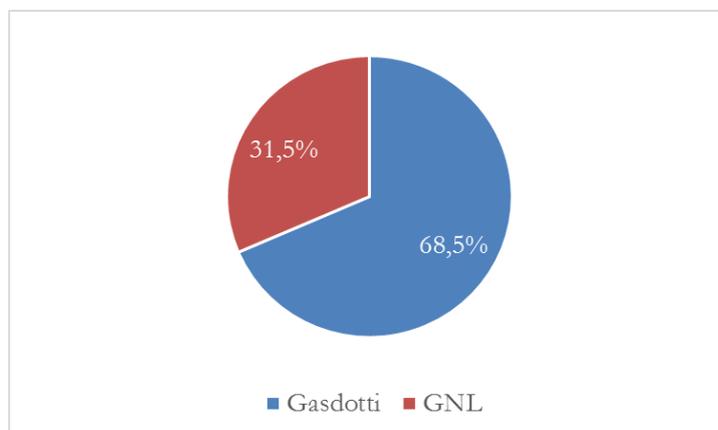


Fonte: BP STATISTICAL REVIEW 2017

Sebbene il Gnl continui a rappresentare meno della metà degli scambi effettuati via tubo (Fig. 1.11), la flessibilità che offre a produttori isolati di raggiungere i principali mercati di consumo e a questi di allentare la dipendenza dai tradizionali fornitori lo rendono un concorrente da non sottovalutare. **La sua crescita sta apportando importanti modifiche all'assetto dei mercati regionali del gas**, rendendoli più integrati e concorrenziali, incidendo al ribasso sui prezzi e sulle forme contrattuali che tendono a prevedere tempi di consegna più brevi e minori volumi. Tutto ciò si ripercuote inevitabilmente sui tradizionali fornitori via gasdotto obbligandoli a mutare strategie. In Europa la robusta crescita della domanda nel 2016 (+7,1%) è stata soddisfatta quasi interamente da approvvigionamenti via gasdotto provenienti da Algeria e Russia, che tuttavia

hanno dovuto vincere la concorrenza Gnl rendendo più conveniente la propria offerta. La presenza di infrastrutture di importazione in Europa, oltre a fungere da cuscinetto di sicurezza nel caso di improvvise interruzioni di offerta, rappresenta di fatto una leva con la quale negoziare le forniture dei fornitori tradizionale.

FIG. 1.11 - **COMMERCIO DI GAS NATURALE: GASDOTTO VS GNL** (2016, %)



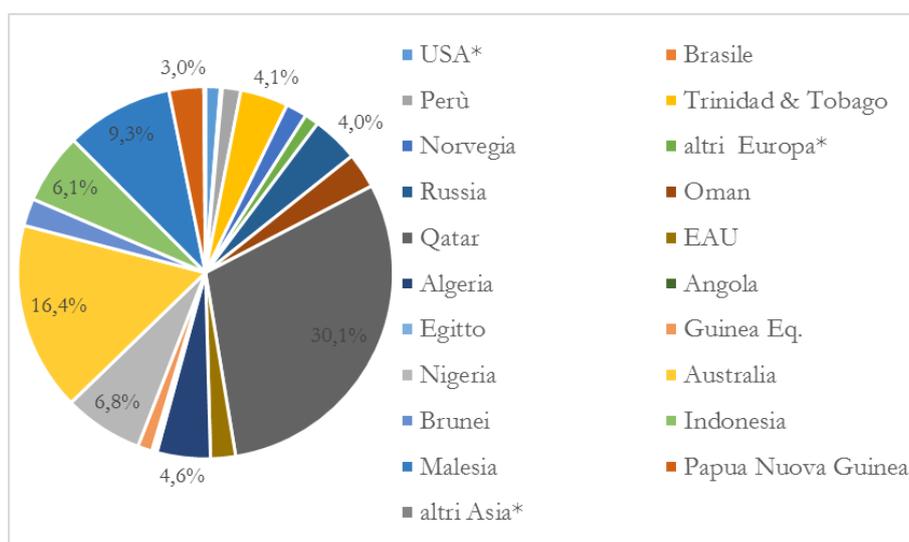
FONTE: ELABORAZIONI SU DATI *BP STATISTICAL REVIEW 2017*

La concorrenza tra Gnl e gasdotti in Europa potrebbe incrementare ulteriormente nel prossimo futuro, spinta in particolare dall'offerta proveniente dagli Stati Uniti. Attualmente in funzione c'è solo il terminale Sabine Pass di Cheniere, ma altri 5 impianti sono in costruzione e 4 hanno ottenuto le autorizzazioni necessarie. Le esportazioni di Gnl statunitensi sono passate da 0,7 Gcm nel 2015 a 4,4 Gcm nel 2016 e il **presidente Trump pare intenzionato a impiegarle come strumento per rafforzare la leadership economica e geopolitica degli Stati Uniti.** Numerosi i fronti sui quali si sta muovendo. In maggio è stato annunciato un accordo commerciale con la Cina, che consentirà a compagnie cinesi di negoziare contratti di lungo termine con fornitori Usa. La medesima tipologia di accordo è stata promossa con l'India durante la visita del presidente Trump di giugno. Il gas è stato uno dei temi centrali degli incontri tenuti lo stesso mese nei paesi dell'Europa dell'Est, desiderosi di ridurre la propria dipendenza dalla Russia. La Lituania ha annunciato di aver siglato un contratto per ricevere forniture statunitensi per tutto il 2017. La Polonia, *new entry* sul mercato del Gnl, ha ricevuto il suo primo carico dagli Stati Uniti ed è intenzionata a concludere accordi di medio-lungo termine. **Quella lanciata alla Russia sembra una vera e propria sfida.** Oltre a cercare di sottrarre i paesi dell'est Europa dalla sua dipendenza, gli Stati Uniti hanno lanciato un'offensiva nei confronti del progetto di gasdotto Nord Stream 2, che entro il 2019 dovrebbe raddoppiare la capacità di trasporto dal Mar Baltico. Un emendamento del Senato americano ha infatti rafforzato le sanzioni verso Mosca colpendo le compagnie europee impegnate nella realizzazione del gasdotto. La mossa incontra le speranze dei paesi dell'Est e della Polonia in particolare, che fin dal Nord Stream 1 non manca di richiamare l'accordo Molotov-Ribbentrop a suo danno, mentre raffredda ulteriormente le relazioni con Berlino, che assieme a Vienna ha definito la proposta di legge illegale ed elaborata ad arte per promuovere l'esportazione del Gnl degli Stati Uniti.

Non dovrebbe avere grosse implicazioni per il mercato del gas la crisi nel Golfo, anche se la situazione resta da monitorare con attenzione. Il Qatar è primo fornitore di Gnl con 104 Gmc esportati nel 2016 che rappresentano circa un terzo dell'offerta totale. In Europa, Regno Unito e

Italia sono i due maggiori acquirenti, rispettivamente con 9,6 e 5,2 Gmc nel 2016. Tuttavia, l'abbondanza di offerta sul mercato rende facilmente sostituibili eventuali interruzioni d'offerta, che peraltro per ora non sembrano profilarsi. I rischi maggiori riguardano il Qatar ed un'eventuale perdita di competitività sui mercati spot nei confronti dei concorrenti. L'embargo imposto da Arabia Saudita e Eau complica la movimentazione del Gnl dall'Emirato con il conseguente rischio di ritardi nelle consegne che potrebbero impattare sul prezzo. Situazione che si andrebbe ad aggravare nell'ipotesi piuttosto improbabile in cui l'Egitto decidesse di vietare il passaggio tramite il canale di Suez alle navi battenti bandiera qatarina. Ripercussioni sui mercati potrebbero verificarsi nel caso il Qatar decidesse di interrompere i flussi del gasdotto Dolphin, che rifornisce gli Emirati Arabi Uniti. In questo caso gli Emirati sarebbero costretti a cercare con urgenza forniture alternative, con la probabilità di generare un rialzo dei prezzi del Gnl.

FIG. 1.12 -PAESI ESPORTATORI DI GNL (2016, %)



* include le riesportazioni

FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

2. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI¹

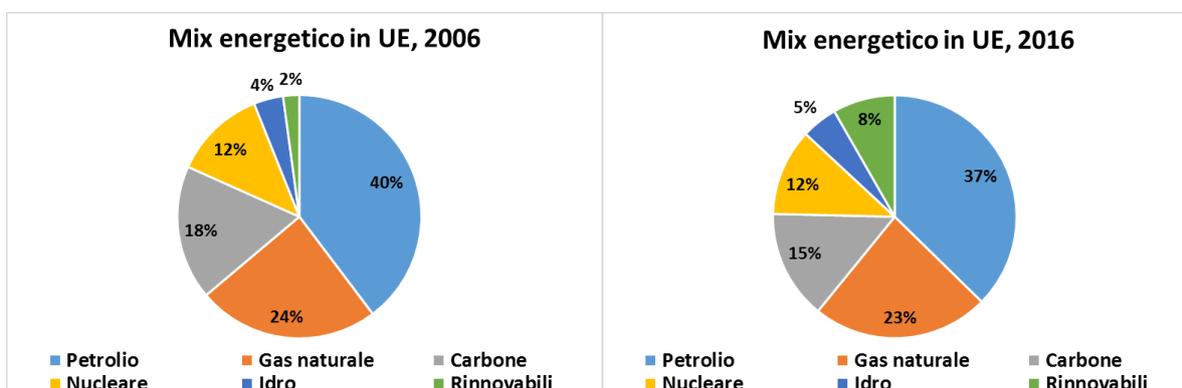
A cura di Chiara Proietti Silvestri²

UNIONE EUROPEA			
Consumo di energia primaria	1642	Mtoe	(2016)
Variazione annuale sul 2015	0,7	%	
Quota O&G sulla domanda primaria	60,9	%	(2016)
Generazione elettrica	3247,3	TWh	(2016)
Variazione annuale sul 2015	0,1	%	
Quota FER sulla generazione elettrica	18,5	%	(2016)



Per il 2017, il Fmi stima una crescita dell'area euro dell' 1,7% (vedi Fig. 2.1), leggermente più alta rispetto alle stime rilasciate a gennaio. Per il 2018, il Pil è atteso aumentare in modo più contenuto (1,6%), una previsione più bassa di quella rilasciata dalla Commissione europea nel suo *Spring 2017 Forecast* che invece attesta la crescita a 1,8%.

FIG. 2.1 - IL MIX ENERGETICO UE, 2016 vs 2006



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Negli ultimi 10 anni, il consumo di energia primaria è stato soddisfatto prevalentemente dalle fonti fossili, seppur in calo da una quota del 82% al 75%. In questo arco di tempo, a fronte di una sostanziale stabilità di nucleare e idro, si è registrato un forte aumento delle rinnovabili la cui quota è passata dal 2% all'8%. Nella generazione elettrica il loro peso è salito al 18,5% dal 5,1% del 2006.

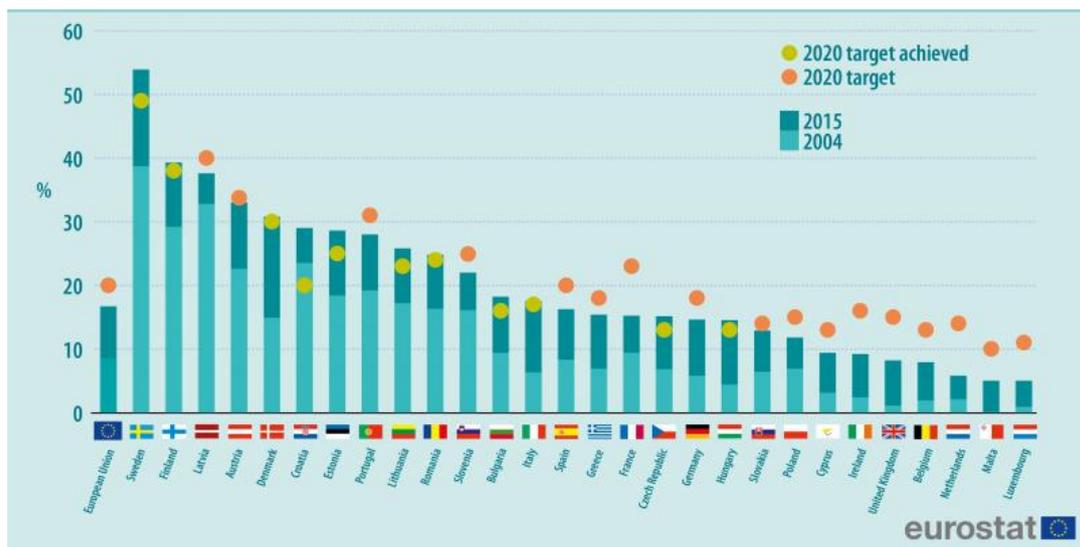
L'UE risulta essere il **principale driver della domanda di energia da fonti rinnovabili nell'area Ocse**, pesando per la metà del consumo dei paesi sviluppati, equivalente al 32,3% sul totale mondiale. Tuttavia, nel 2016 la crescita ha subito un brusco rallentamento mantenendosi

¹ La fonte dei dati ove non specificata è il *BP Statistical Review 2017*.

² Chiara Proietti Silvestri, ricercatrice presso Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche.

sostanzialmente stabile sul livello 2015 (+0,5%) rispetto alla crescita m.a. del 14,8% del periodo 2005-2015. Le ragioni di questa battuta d'arresto sono in parte legate alle condizioni meteorologiche che hanno determinato una minor capacità di utilizzo delle tecnologie rinnovabili. Si ricorda inoltre che negli ultimi anni diversi paesi membri hanno portato avanti politiche nazionali più moderate volte a ridurre i sostanziosi aiuti economici rilasciati a sostegno delle Fer, ne sono esempio Spagna, Italia, Germania. Quest'ultima, in particolare, pur restando il primo paese europeo per consumo da Fer, ha registrato per la prima volta nel 2016 una decrescita pari allo 0,9%.

FIG. 2.2 - LE RINNOVABILI SULLA DOMANDA FINALE DI ENERGIA IN UE E TARGET AL 2020



FONTE: EUROSTAT

È indubbio comunque che il mercato energetico europeo continui verso un progressivo aumento del peso delle rinnovabili a seguito degli impegni politici e climatici presi da Bruxelles. In particolare, l'UE si è posta target specifici che prevedono il raggiungimento di una quota del 20% sui consumi finali al 2020 e del 27% al 2030. Tuttavia, vi è ancora una certa discrepanza tra i vari stati membri, considerando che, mentre alcuni sono lontani dal raggiungere i propri target nazionali, altri li hanno superati o li supereranno al 2020. Si apre quindi la **possibilità di concludere accordi per il trasferimento statistico di energia rinnovabile** da uno stato membro all'altro, come previsto dalla direttiva 2009/28/CE.

Sul fronte della politica climatica, si segnalano importanti aggiornamenti riguardo agli sforzi di contenimento delle emissioni. In particolare, a fine aprile, il Consiglio europeo ha approvato la **proposta di revisione della direttiva 2010/75/UE sulle emissioni industriali** che dal 2021 introduce limiti più severi – denominati standard BREF – per NOx, SO₂ e particolato e, per la prima volta, anche per i rilasci di mercurio. La proposta è stata approvata a stretta maggioranza a seguito dell'opposizione di alcuni stati ancora fortemente dipendenti dal carbone per il proprio mix energetico e che, con l'applicazione dei nuovi standard, dovranno adattare gli impianti più inquinanti oppure optare per la chiusura. In particolare, la Polonia è in prima fila nell'opposizione a tale riforma (v. *Focus n. 29/2017*), dato che il 45% delle centrali a carbone interessate dai nuovi standard è situata nel paese.

Si segnalano progressi verso il rafforzamento della *Energy Union*: a Bruxelles è stato raggiunto a fine aprile un accordo sul **nuovo regolamento sulla sicurezza degli approvvigionamenti di**

gas. Le nuove regole introducono per la prima volta un “**principio di solidarietà**” da applicarsi in caso di gravi crisi che richiede agli stati confinanti di aiutare ad assicurare la fornitura di gas per i servizi essenziali. Si prevede anche una forma di cooperazione regionale che faciliti una valutazione congiunta dei rischi comuni di sicurezza degli approvvigionamenti e la definizione di misure preventive e di emergenza congiunte. Inoltre, per favorire una maggiore trasparenza, le compagnie del gas avranno l’obbligo di notificare la stipula di contratti di lungo periodo che coprono almeno il 28% del consumo nazionale di gas. Il nuovo regolamento deve essere formalmente approvato dal Parlamento e dal Consiglio prima di entrare in vigore.

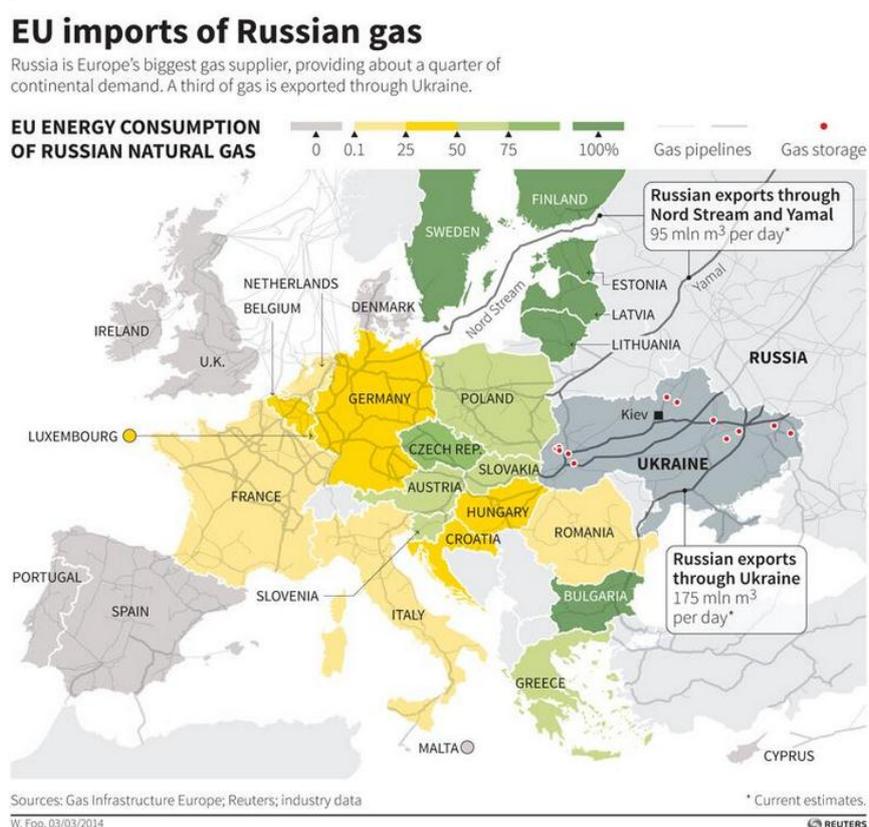
Continua la diatriba in seno all’UE sul **progetto Nord Stream 2** che punta al raddoppio dei volumi già trasportati attraverso il gasdotto Nord Stream 1. A fine aprile, **cinque compagnie europee** – la francese Engie, l’austriaca Omv, l’anglo-irlandese Royal Dutch Shell e le tedesche Uniper e Wintershall – **hanno siglato un accordo con Nord Stream 2 AG per il finanziamento della metà del costo complessivo** del Nord Stream 2 (circa 4,5 miliardi di euro). Le 5 compagnie erano azioniste della stessa Nord Stream 2 AG insieme alla russa Gazprom ma, a seguito di un’indagine dell’Antitrust polacca e sotto le pressioni di altri paesi europei contrari al progetto (tra cui la Danimarca), hanno dovuto vendere le quote a Gazprom che detiene oggi il 100% della compagnia. La modifica della struttura del capitale sociale del Nord Stream 2 e l’attuazione di questa nuova modalità di finanziamento dovrebbe permettere alla compagnia russa di non dipendere dalla formale approvazione del regolatore polacco, dato che non svolge attività in Polonia a differenza delle altre compagnie europee, velocizzando la costruzione della pipeline. Tali sviluppi nella costruzione di Nord Stream 2 sembrano dimostrare le difficoltà dell’UE di dotarsi di una capacità di azione esterna comune in materia energetica e la forte divisione tra i diversi interessi nazionali degli stati membri, indebolendo il disegno politico di una Energy Union.

Non stupisce quindi la recente **richiesta di Bruxelles ai paesi membri del mandato per negoziare con la Russia** il progetto al fine dichiarato di assicurare la trasparenza nella gestione del gasdotto, la fissazione non discriminatoria delle tariffe, un appropriato livello di accesso non discriminatorio a terzi e un adeguato grado di separazione tra attività di fornitura e di trasporto. Il vice-presidente della Commissione responsabile per l’Unione energetica, Maroš Šefčovič, ha ribadito che **il progetto non contribuisce al raggiungimento degli obiettivi della UE**, dato che permette un’ulteriore concentrazione delle rotte di approvvigionamento nelle mani di un singolo fornitore; tuttavia, se dovesse essere realizzato, l’UE intende assicurarsi che operi in linea con le regole di mercato europee. I paesi membri dovranno decidere se concedere il mandato negoziale entro l’autunno; intanto, solo 13 stati, tra cui l’Italia, hanno espresso sostegno alla richiesta. Per contro, sei operatori europei del trasporto gas (Tso) – la ceca Net4Gas, l’austriaca Gas Connect Austria, l’olandese Gasunie e le tre tedesche Fluxys Deutschland, Ontras e Gascade – hanno espresso contrarietà a eventuali negoziati tra la Commissione UE e la Russia sul progetto Nord Stream 2, ritenendoli di ostacolo al futuro del gasdotto con conseguente rischio per gli investimenti già effettuati.

La Russia dal canto suo prosegue spedita per aprire nuove vie del gas in Europa, bypassando l’Ucraina. A maggio Gazprom ha annunciato **l’avvio dei lavori di posa del gasdotto Turkish Stream** nel Mar Nero. La pipeline, pianificata per la fine del 2019, consentirà alla Russia di portare il gas in Turchia e, da lì, al continente europeo con conseguente depotenziamento del transito via Ucraina. Tale progetto rappresenta anche il segnale di una **distensione nei rapporti tra Russia e Turchia**, dopo la crisi diplomatica causata da una serie di episodi, ultimo dei quali l’uccisione dell’ambasciatore russo in Turchia a dicembre 2016.

Il gas continua quindi a dominare nelle relazioni tra Russia e UE e continuerà a essere un importante ago della bilancia in futuro. Da una parte, i bassi costi di estrazione e le infrastrutture di trasporto già esistenti rendono le forniture russe estremamente competitive sul mercato europeo, dall'altra la posizione dominante della Russia sul mercato europeo e specialmente in alcuni mercati nazionali è in contrasto con l'obiettivo strategico europeo di diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Tuttavia, bisogna ricordare la natura interdipendente di questi rapporti e l'importanza che riveste l'Europa per la Russia, primo mercato di esportazione energetica.

FIG. 2.3 - IMPORTAZIONI DI GAS RUSSO IN EUROPA



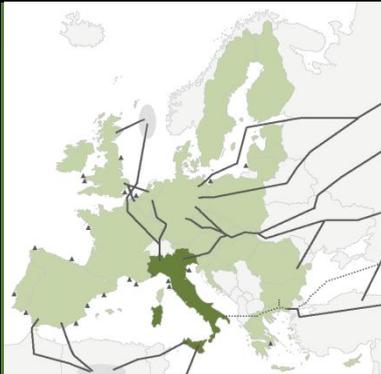
FONTE: REUTERS

Gli Stati Uniti si sono inseriti in questa relazione, con la dichiarata **volontà del nuovo presidente Donald Trump di esportare il Gnl statunitense in Europa** per affrancare i paesi europei dalla dipendenza del gas russo. In questo senso viene letta la **proposta del Senato Usa di imporre sanzioni su progetti russi di esportazioni energetica**, con un chiaro riferimento al Nord Stream 2. Tale provvedimento punta infatti a favorire la penetrazione del Gnl statunitense rispetto al gas russo nel mercato europeo. Nonostante serva ancora l'approvazione della Camera e del presidente per rendere vincolante la proposta, diversi paesi europei hanno già criticato duramente questa decisione che potrebbe toccare le imprese europee coinvolte nel progetto. **La variabile Usa apre diversi scenari energetici per l'Europa insieme all'opportunità concreta di diversificazione delle forniture di gas.** Per ora, Putin ha dichiarato al G20 di Amburgo di accogliere con favore le possibili forniture di Gnl dagli Stati Uniti verso l'Europa in un contesto di concorrenza leale, consapevole del vantaggio competitivo

che gioca il gas russo rispetto al gas liquefatto. La partita è appena iniziata e sarà fondamentale monitorarne gli sviluppi.

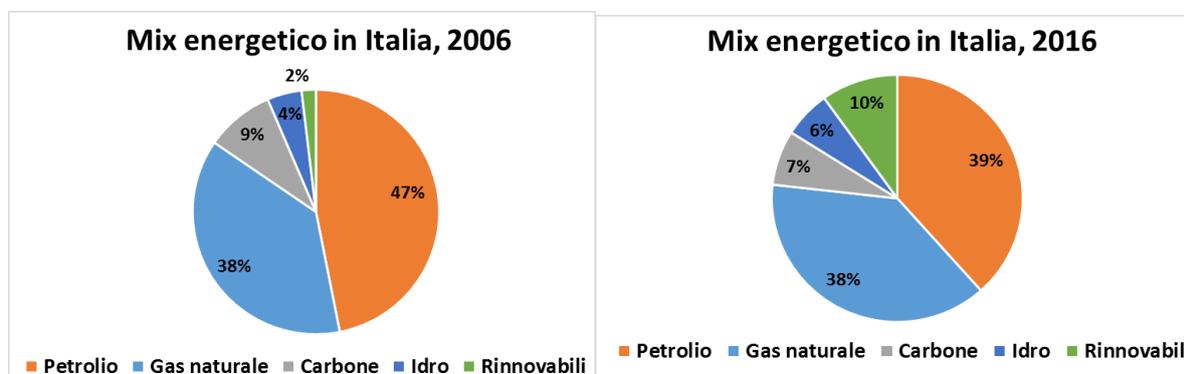
2.1 ITALIA

ITALIA			
Consumo di energia primaria	151,3	Mtoe	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+0,7	%	
Quota O&G sulla domanda primaria	76,8	%	(2016)
Generazione elettrica	286,3	TWh	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+0,9	%	
Quota FER sulla generazione elettrica	23,2	%	(2016)



Il Fmi taglia le stime di crescita dell'Italia, con **il Pil che sale di un modesto +0,8%** sia nel 2017 che nel 2018, portando l'Italia a essere **fanalino di coda in Europa** in termini di crescita economica.

FIG. 2.4 - IL MIX ENERGETICO DELL'ITALIA, 2006 VS 2016



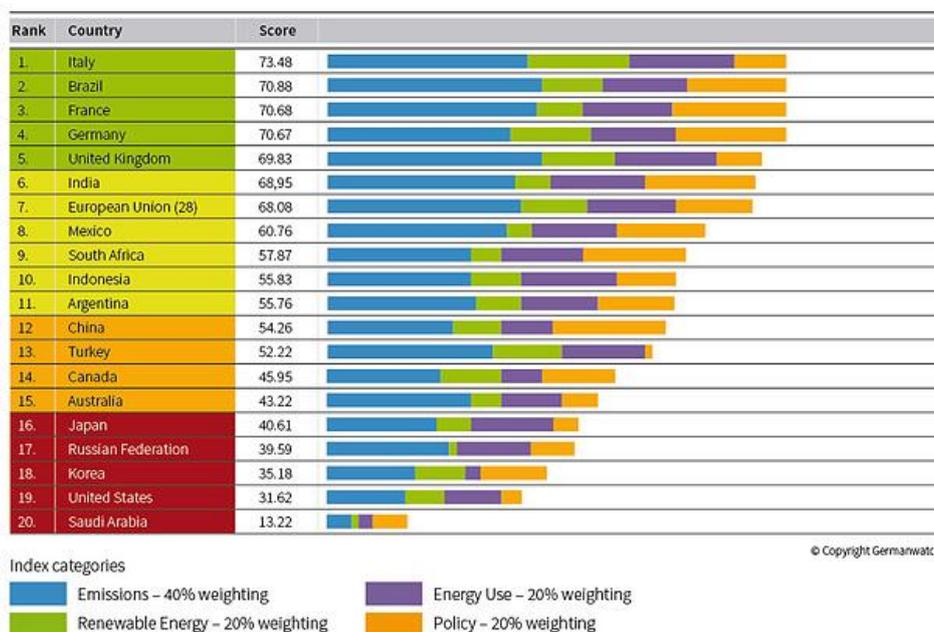
Fonte: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Negli ultimi 10 anni, il mix energetico nazionale ha subito alcuni importanti cambiamenti, in particolare si nota: **la forte contrazione della quota petrolio di 8 punti percentuali; l'accelerazione delle rinnovabili passate dal 2% al 10%; il gas naturale che diventa prima fonte di consumo.**

Secondo l'istituto tedesco Germanwatch, che ha fotografato lo stato di avanzamento delle politiche a sostegno della transizione energetica negli stati che partecipano al recente vertice del G20 ad Amburgo, **l'Italia è al primo posto per i risultati ottenuti nel raggiungimento dell'obiettivo di contenimento della temperatura globale entro i 2 gradi.** In particolare, negli ultimi 5 anni si è riscontrata una forte crescita delle rinnovabili e parallelamente una riduzione delle emissioni pro-capite. Tuttavia, tale classifica non tiene conto del fatto che i risultati siano **il prodotto anche del processo di deindustrializzazione** in atto e della conseguente delocalizzazione delle emissioni. In ogni caso, l'Istituto avverte che tali risultati

positivi potrebbero essere frenati dagli **obiettivi** relativamente **poco ambiziosi** fissati dalle politiche climatiche nazionali.

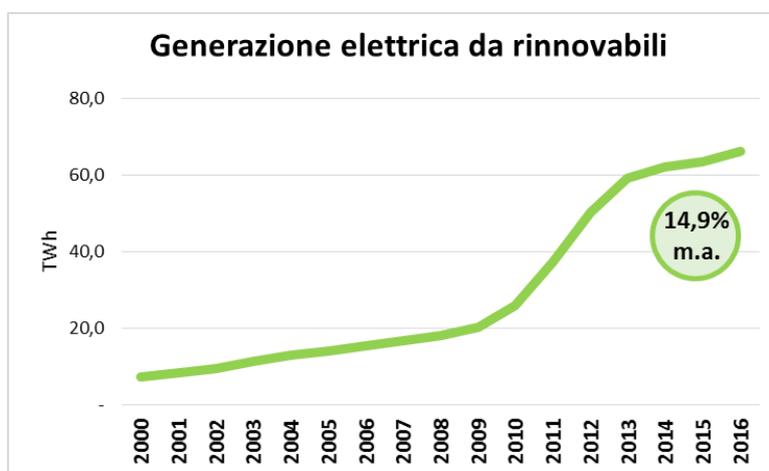
FIG. 2.5 - CLASSIFICA DEI PAESI G20 PER PERFORMANCE CLIMATICA



FONTE: CLIMATE CHANGE PERFORMANCE INDEX 2017, GERMANWATCH

Le rinnovabili hanno conosciuto una forte espansione in Italia (Fig. 2.6), supportata dagli elevati incentivi offerti negli anni passati. Di fatto, l'Italia è tra gli 11 stati membri che nel 2015 avevano già raggiunto il target nazionale del 17% per il 2020. Da un recente studio del Consiglio dei regolatori energetici europei (Ceer) è emerso che i sussidi in Italia sono stati i secondi più elevati in Europa, dopo la Repubblica Ceca. In particolare, nel 2015 il supporto alle rinnovabili è quantificabile in 179,68 €/MWh per unità di elettricità lorda prodotta vs una media europea di 110,22 €/MWh.

FIG. 2.6 - GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI E CRESCITA M.A.



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Sul fronte delle **infrastrutture gas**, si segnala una serie di **progetti strategici** per l'Italia e per i quali Snam nel suo nuovo piano industriale al 2021 ha previsto un consistente investimento. In particolare, il Tso italiano ha dichiarato l'intenzione di direzionare 4,7 miliardi di euro (su 5 pianificati) in infrastrutture con base in Italia ma destinate a incrementare la rete europea del gas, in vista del rafforzamento del ruolo dell'**Italia quale futuro hub europeo**. Tra queste, il completamento del gasdotto **Trans Atlantic Pipeline (Tap)**, il progetto che rientra nel più ampio "Corridoio Sud" per portare il gas azeri in Europa, e il "**reverse flow**" della **Trans Austria Gas Pipeline (Tag)**, la pipeline che collega il gas russo ad Austria e Italia e che, con l'inversione di flusso, renderebbe possibile aprire una direttrice Sud-Nord in grado di raggiungere i paesi dell'Europa dell'Est. Allo stesso modo si punta ad aumentare la capacità di stoccaggio italiana per far fronte ad eventuali richieste di domanda aggiuntiva da parte dei paesi europei.

Inoltre, si segnalano progressi positivi per il progetto di **reverse flow Italia-Francia**, l'interconnessione bidirezionale che rientra nel progetto di inversione del flusso del gasdotto Transgas in Svizzera. Il Tso francese GRTgaz ha infatti fissato di recente la capacità di trasporto del gas in controflusso al punto di scambio di Oltingue verso la Francia. Il piano prevede la graduale messa a disposizione, tra aprile e ottobre 2018, di 9,1 milioni di metri cubi di gas al giorno (3,3 Gmc l'anno) su base continua e altrettanti interrompibili che permetteranno di ampliare il flusso europeo del gas Sud-Nord.

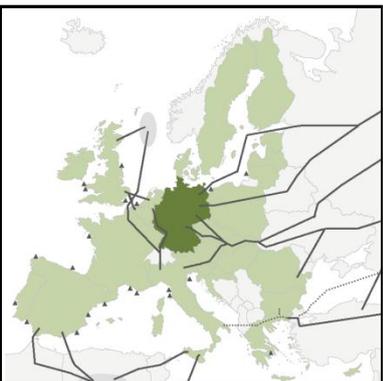
FIG. 2.7 - PRINCIPALI INTERCONNETTORI DEL "CORRIDOIO SUD"



FONTE: SOCAR

2.2 GERMANIA

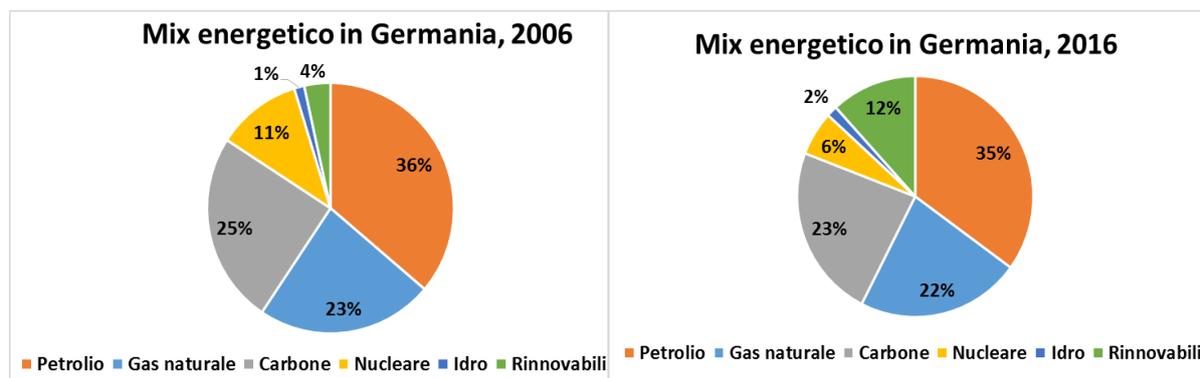
GERMANIA			
Consumo di energia primaria	322,5	Mtoe	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+1,2	%	
Quota O&G sulla domanda primaria	57,5	%	(2016)
Generazione elettrica	648,4	TWh	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+0	%	
Quota FER sulla generazione elettrica	25,8	%	(2016)



Nel prossimi due anni, la crescita economica della Germania si prospetta leggermente in calo passando dall'1,8% del 2016 all'1,6% del 2017 e 1,5% del 2018, attestandosi lievemente al di sotto della media dell'area euro.

Nel 2016 la domanda primaria di energia è stata soddisfatta per l'80% da fonti fossili in leggero calo nel confronto con il 2006 (-4 p.p.). Il nucleare è la fonte che ha registrato il maggior calo passando dall'11% al 6% in 10 anni; per contro, le rinnovabili sono aumentate di 8 punti percentuali e sono attese continuare a crescere nel prossimo futuro.

FIG. 2.8 - IL MIX ENERGETICO DELLA GERMANIA, 2006 VS 2016



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

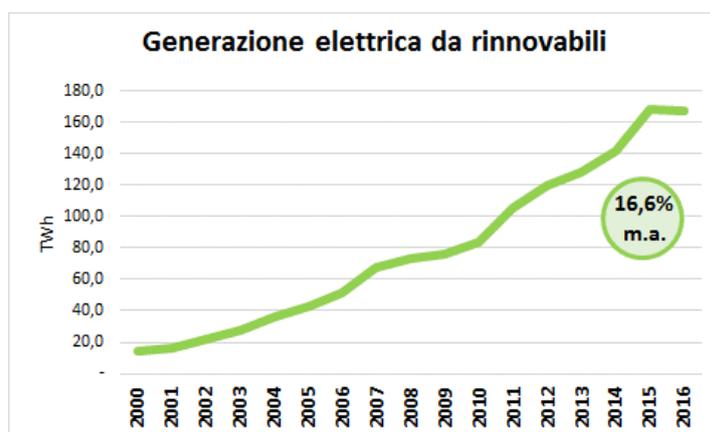
Sul fronte gas, si segnala la **dura reazione della Germania verso la decisione del Senato Usa di autorizzare la Casa Bianca a imporre sanzioni su progetti di esportazioni energetica.** Tale provvedimento, che punta di fatto a favorire il Gnl statunitense, potrebbe penalizzare le imprese tedesche che partecipano al progetto Nord Stream 2, considerato un'infrastruttura di elevata importanza strategica per la Germania (v. *Focus n. 25-26/2016*).

Rispetto proprio a questo progetto, restano molte opposizioni anche da parte di alcuni paesi europei per motivi sia politici sia economici. Vista la divisione in seno all'Ue, sei operatori europei del trasporto gas (Tso), di cui tre sono le tedesche Fluxys Deutschland, Ontras e Gascade, hanno espresso contrarietà rispetto alla recente richiesta di Bruxelles del mandato per negoziare i termini della realizzazione del gasdotto con la Russia, ritenendolo di ostacolo al futuro del gasdotto.

Sul fronte delle rinnovabili, **la Germania, pur restando il primo paese europeo per consumo da Fer, ha registrato per la prima volta un calo pari allo 0,9%.** Le ragioni di questa battuta

d'arresto sono in parte legate alle condizioni metereologiche che hanno determinato una minor capacità di utilizzo degli impianti. A livello politico, la Germania conferma di portare avanti lo sviluppo delle rinnovabili con l'obiettivo di raggiungere il 35% al 2020 sul consumo elettrico. Tuttavia, il paese ha deciso di seguire un **approccio moderato** che permetta l'espansione dell'energia "verde" **senza gravare eccessivamente sui costi e sulla sicurezza della rete**, che già evidenzia problemi di stabilità e integrazione. Non è un caso che il paese abbia intenzione di introdurre una riserva di capacità di 2 GW che sarebbe tenuta fuori dal mercato per assicurarsi contro circostanze impreviste.

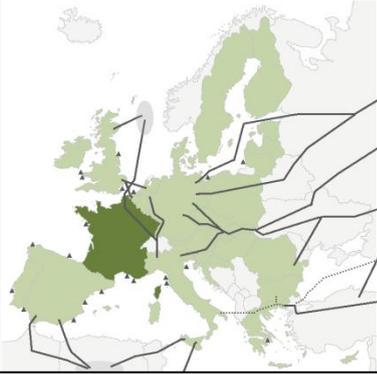
FIG. 2.9 - GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI E CRESCITA M.A.



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Tra le recenti novità, ad inizio 2017 è entrata in vigore la riforma della Legge per le Energie Rinnovabili (Eeg 2017) che prevede, tra le altre cose, **l'introduzione di meccanismi d'asta** per l'individuazione degli impianti che potranno beneficiare della tariffa di sostegno al posto degli incentivi *feed-in* fino a ora utilizzati (v. *Focus 28/2016*). Nei mesi scorsi, si sono concluse le prime aste per progetto eolici che hanno determinato l'assegnazione di 1.490 MW per l'eolico *off-shore*, di cui 1.380 MW senza incentivi, e 870 MW per progetti *on-shore*. **I risultati hanno rivelato una forte riduzione dei costi** e una crescente competitività di tali tecnologie. Interessante anche la forte presenza di **community project** per l'eolico *on-shore* che ha evidenziato la partecipazione dei cittadini per la creazione di progetti locali rinnovabili. Altra novità sono le **aste transfrontaliere** che, a partire da questo stesso anno, saranno aperte per un 5% a capacità di paesi terzi che abbiano concluso con la Germania un accordo di cooperazione.

FRANCIA			
Consumo di energia primaria	235,9	Mtoe	(2016)
Variazione annuale sul 2015	-1,7	%	
Quota O&G sulla domanda primaria	48,6	%	(2016)
Generazione elettrica	553,4	TWh	(2016)
Variazione annuale sul 2015	-3	%	
Quota FER sulla generazione elettrica	6,5	%	(2016)



Secondo le previsioni del Fmi, l'economia della Francia è attesa in progressiva crescita salendo dal +1.2% del 2016 al +1.4% del 2017 e +1.6% del 2018, leggermente al di sotto della media dell'area euro.

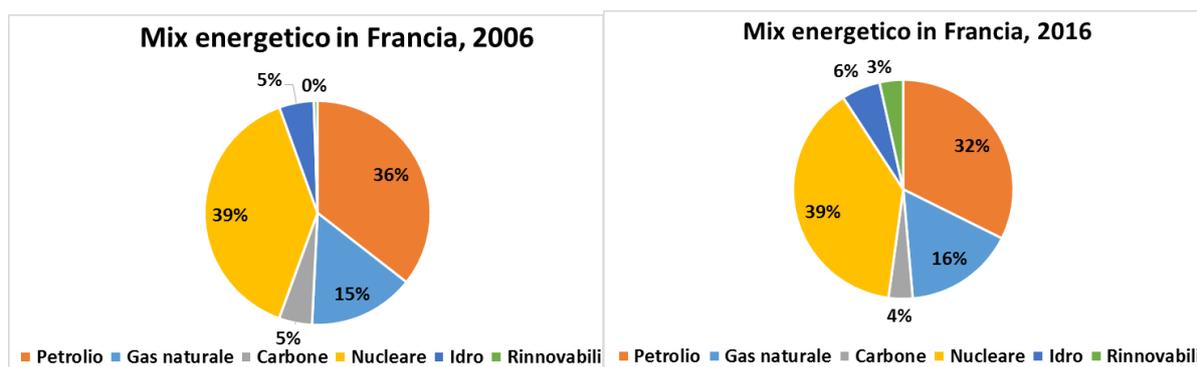
Il 2017 si è contraddistinto in Francia per **le elezioni politiche** che hanno portato alla nomina del nuovo governo guidato da Emmanuel Macron. Tra le principali novità, il primo ministro ha introdotto un **nuovo ministero della Transizione ecologica e solidale** alla cui guida è stato scelto Nicolas Hulot, giornalista e ambientalista che intende puntare al rilancio dell'impegno francese verso la *green economy*. Secondo il piano per il clima presentato il 5 luglio da Hulot, le nuove tappe della politica energetica e ambientale francese, tra le altre cose, prevedono:

- Chiusura delle centrali a carbone dal 2022
- Fine della commercializzazione di automobili a benzina e diesel entro il 2040
- Sostegno allo sviluppo dei carburanti alternativi (elettricità, gas, idrogeno)
- Raggiungimento dell'obiettivo di totale decarbonizzazione del paese entro il 2050

Il ministro ha poi confermato l'intenzione di porre **fine alle attività di esplorazione petrolifera nel paese** attraverso la presentazione di una legge entro l'anno per impedire la concessione di nuovi permessi esplorativi e il rinnovo di quelli esistenti al fine di giungere allo stop definitivo di tali attività entro il 2040.

In termini di mix energetico nazionale, **il nucleare resta saldamente la principale fonte** di energia primaria del paese, con una quota del 39%, seppur in calo di due punti percentuali sul 2015 a causa dei problemi al parco reattori che hanno determinato il fermo di diversi impianti verso la fine dell'anno. Tale calo è ancor più visibile se si guarda alla generazione elettrica, dove la quota nucleare ha perso in un solo anno ben 4 punti percentuali. Il ministro Hulot ha chiarito che la posizione del nuovo governo in materia nucleare conferma la linea del predecessore Hollande di ridurre il peso del nucleare sulla generazione elettrica dal 75% al 50% nel 2025. Tuttavia, non sono ancora stati chiariti quali reattori saranno fermati in funzione di tale obiettivo.

FIG. 2.10 - IL MIX ENERGETICO DELLA FRANCIA, 2006 VS 2016

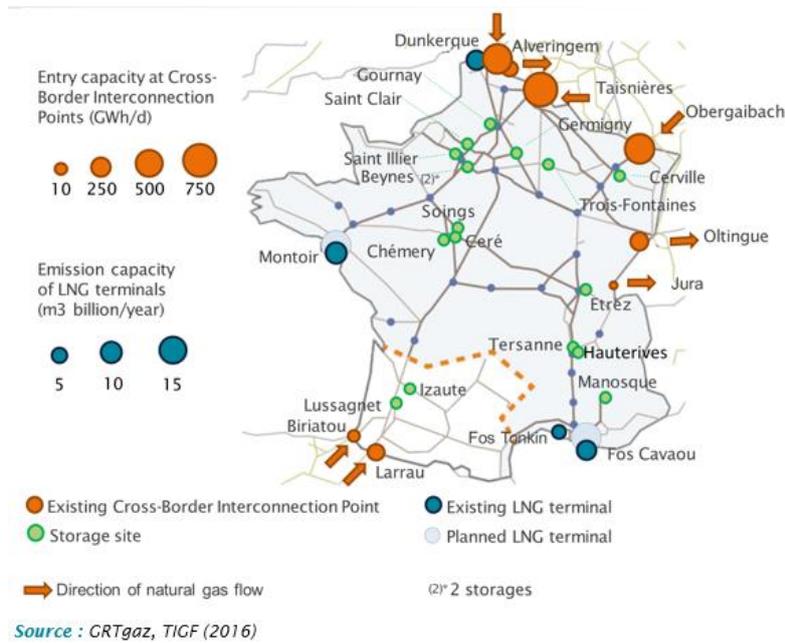


FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Rispetto a 10 anni fa, il mix energetico non ha riscontrato grossi stravolgimenti; tuttavia, si segnala un **progressivo calo della quota petrolio** e, per contro, un leggero aumento delle **rinnovabili**. Queste ultime mantengono tuttavia **ancora un peso esiguo** sul sistema energetico francese, coprendo il 3% della domanda di energia primaria e il 6,5% della generazione elettrica, le percentuali più basse tra i paesi presi qui in esame. Non è un caso che la Francia non abbia ancora centrato gli obiettivi europei al 2020 che prevedono il raggiungimento di una quota del 23% sui consumi finali (attualmente è intorno al 15%). Con il nuovo governo, le prospettive sembrano essere positive e puntare al raggiungimento del target nazionale del 40% sulla generazione elettrica entro il 2030. Per ora, Macron ha dichiarato **l'intenzione di raddoppiare la capacità installata di eolico e solare entro il 2022**; a tal scopo, dovrebbe predisporre un piano quinquennale di gare per sviluppare 26.000 MW di progetti rinnovabili.

In tema di energia e clima, Macron ha più volte ribadito che porterà avanti la linea tracciata dal predecessore François Hollande con l'attuazione della legge sulla transizione del 2015. Tuttavia, il governo si trova ad **affrontare diverse sfide** che riguardano temi molto importanti di politica energetica, come il futuro del nucleare, la definizione di una *carbon tax*, la legge sulla riqualificazione energetica degli edifici e la definizione di una nuova regolamentazione sugli stoccaggi di gas. In particolare, **la questione degli stoccaggi gas è dirimente per evitare il ripetersi di situazioni di tensione** come quelle verificatesi lo scorso inverno, quando il tasso di riempimento è sceso al di sotto del 35%: il livello più basso per questo periodo nell'ultimo quinquennio.

FIG. 2.11 - PRINCIPALI INFRASTRUTTURE DI GAS IN FRANCIA

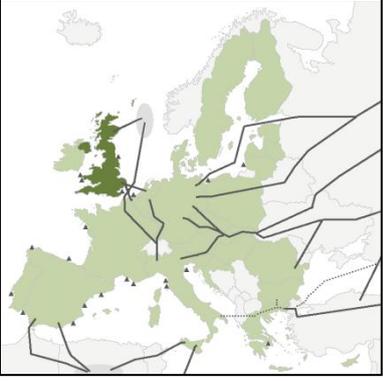


FONTE: GRTGAZ, TIGF (2016)

Per far fronte all’approvvigionamento di gas, il paese sta valutando anche l’implementazione di **progetti di collegamento con i paesi vicini che dovrebbero aumentare la capacità di interconnessione gas della Francia**. In particolare, i progetti Step di Tigf (Snam 40%) per un nuovo collegamento con la Spagna e il *reverse flow* Italia-Francia per l’inversione del flusso del gasdotto Transitgas di Snam e Fluxys.

2.4 REGNO UNITO

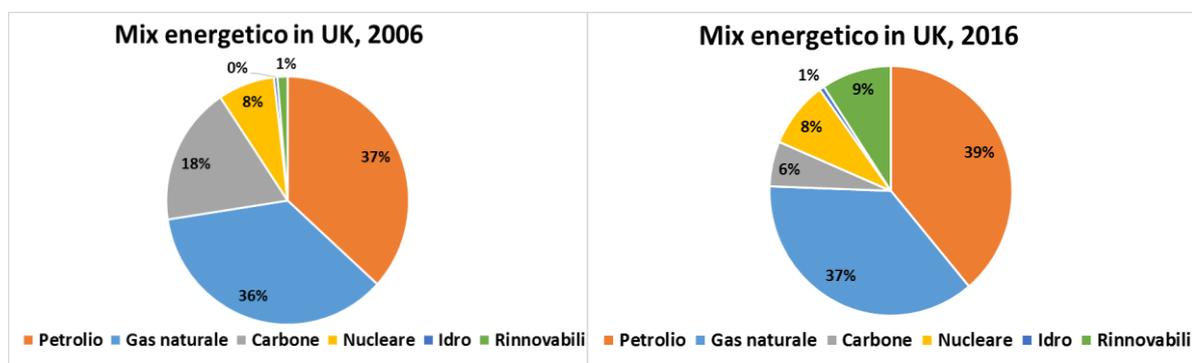
REGNO UNITO			
Consumo di energia primaria	188,1	Mtoe	(2016)
Variazione annuale sul 2015	-1,7	%	
Quota O&G sulla domanda primaria	75,6	%	(2016)
Generazione elettrica	338,6	TWh	(2016)
Variazione annuale sul 2015	-0,4	%	
Quota FER sulla domanda elettrica	22,9	%	(2016)



Il Fmi ha rivisto leggermente al rialzo le stime sulla crescita economica del Regno Unito per il 2017 e il 2018, prospettando un aumento rispettivamente del 2% e dell’1,5%. Nonostante la performance economica migliore rispetto alle attese del post-Brexit, si conferma un graduale

contenimento della crescita del Pil dovuto alla materializzazione degli effetti negativi della decisione di lasciare l'UE. In particolare, preoccupa la svalutazione della sterlina che sta erodendo il potere d'acquisto dei consumatori e spinge al rialzo l'inflazione, nonché l'incertezza sugli investimenti a seguito dei timori relativi a eventuali barriere commerciali e migratorie (v. *Focus n. 29/2017*).

FIG. 2.12 - IL MIX ENERGETICO IN UK, 2006 vs 2016



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Negli ultimi 10 anni il mix energetico nazionale ha visto ridursi sostanzialmente il contributo delle fonti fossili, specialmente il carbone calato di ben due terzi del suo peso. Per contro, le rinnovabili hanno registrato un forte aumento passando dall'1% al 9%. Nonostante questa accelerazione, **l'UK è tra i paesi europei ancora lontani dal raggiungere il target rinnovabili UE al 2020**, con il rischio di dover considerare in un prossimo futuro l'opzione di trasferimenti statistici da parte di paesi in surplus.

Sul fronte gas, si segnala la recente notizia della **chiusura del sito di stoccaggio del gas di Rough** a causa sia di problemi di sicurezza che di convenienza economica, soprattutto considerando il progressivo declino produttivo dei giacimenti nazionali. Attualmente, il terminale rappresenta il 70% degli stoccaggi del Regno Unito e ha una capacità di circa 3,3 Gmc. Secondo alcuni analisti, la sua chiusura potrebbe impattare negativamente sul sistema del gas britannico, aumentando la dipendenza dalle forniture estere e **lasciando il paese più esposto alle fluttuazioni dei prezzi internazionali**. È possibile quindi un incremento dei prezzi invernali del gas nel Regno Unito rispetto a quelli del continente europeo.

FIG. 2.13 - TERMINALI DI STOCCAGGIO IN UK

U.K.'s Fuel Arsenal in Fight Against Winter Chill

Centrica's Rough facility accounts for over 70% of the U.K.'s gas storage

Potential gas storage capacity, %

1. Rough	77.2
Centrica	
2. Hornsea	5.7
SSE	
3. Humbly Grove	5.5
Star Energy	
4. Aldbrough	4.0
SSE and Statoil	
5. Holford	3.1
E.On	
6. Hatfield Moor	2.4
Scottish Power	
7. LNG Storage	1.0
National Grid	
8. Hole House Farm	0.9
EF Trading	



Types of storage

- **Long-range**
Injected in one season and withdrawn the following season (i.e. summer and winter)
- **Medium-range**
Can be injected and withdrawn on a daily basis
- **Short-range**
Can be injected and withdrawn immediately

Sources: National Grid, Oxford Institute for Energy Studies (2013)

Bloomberg Graphics

FONTE: BLOOMBERG

2.5 SPAGNA

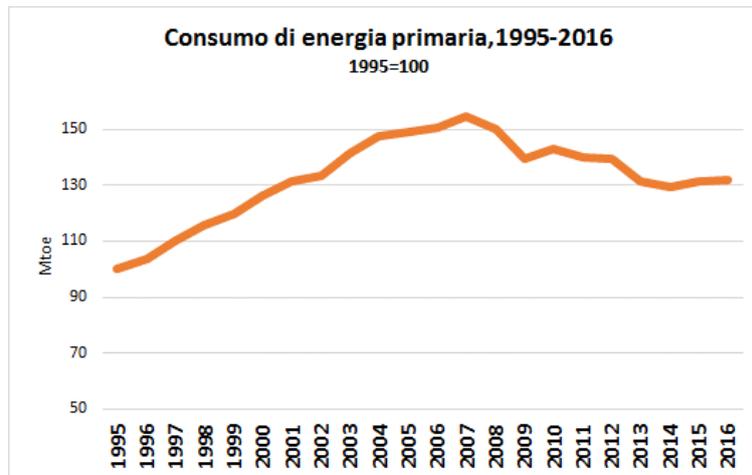
SPAGNA			
Consumo di energia primaria	135,0	Mtoe	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+0,2	%	
Quota O&G sulla domanda primaria	64,9	%	(2016)
Generazione elettrica	274,4	TWh	(2016)
Variazione annuale sul 2015	-2,4	%	
Quota FER sulla generazione elettrica	25	%	(2016)



Si confermano le previsioni di crescita per la Spagna, con il Pil atteso aumentare del 2,6% nel 2017 e del 2,1% nel 2018, ben al di sopra della media dell'area euro (+1,7% nel 2017 e +1,6% nel 2018).

Nel 2016 il consumo di energia primaria ha registrato un leggero aumento dello 0,2% rispetto al 2015. Il trend di crescita degli ultimi due anni rappresenta un segnale di ripresa dell'economia dopo la crisi economica del 2008 che ne aveva determinato una forte contrazione. In questo arco di tempo, infatti, il paese ha visto la propria domanda di energia ridursi in modo consistente e pari a circa il 12%. Oltre alla crisi economica, un ruolo è stato giocato anche dai miglioramenti di efficienza energetica raggiunti dalla Spagna negli ultimi anni che hanno permesso un notevole risparmio di energia.

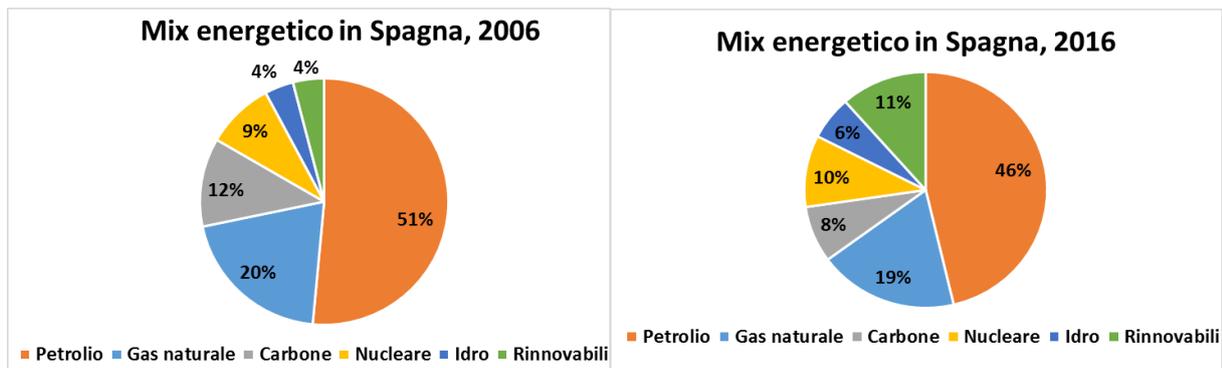
FIG. 2.14 - **INDICE DELLA DOMANDA DI ENERGIA PRIMARIA (1995-2016)**



Fonte: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Per quanto riguarda la ripartizione delle fonti nel mix energetico, resta indiscusso il ruolo dominante delle fonti fossili, seppur in calo di 10 p.p. rispetto a 10 anni fa. Il petrolio e il gas restano le principali fonti di consumo e soddisfano il 65% della domanda energetica spagnola; il carbone ha subito una contrazione che lo ha portato ad avere un peso più contenuto, pari all'8% sul mix energetico. Per il futuro si attende un'ulteriore **riduzione del ruolo del carbone** nel paese, a seguito dell'implementazione del piano di chiusura delle miniere nazionali richiesto dall'UE che prevede lo stop delle operazioni a 26 miniere considerate non competitive entro il 2018.

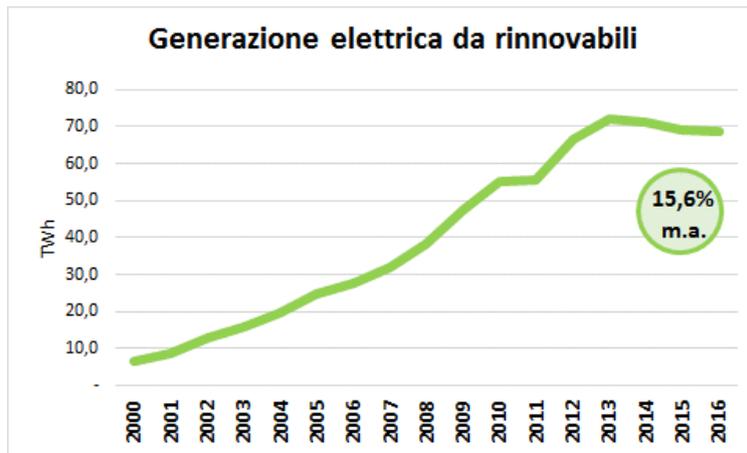
FIG. 2.15 - **IL MIX ENERGETICO DELLA SPAGNA, 2006 VS 2016**



Fonte: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Si rileva un forte aumento della quota rinnovabili, passate dal 4% all'11% in 10 anni; tuttavia, negli ultimi tre anni si è registrato **un calo** del loro consumo, conseguentemente alla profonda revisione del sistema di incentivazione deciso da Madrid nel 2014 che ne ha rallentato l'espansione (v. *Focus 18/2014*).

FIG. 2.16 - GENERAZIONE ELETTRICA DA RINNOVABILI E CRESCITA M.A.



FONTE: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

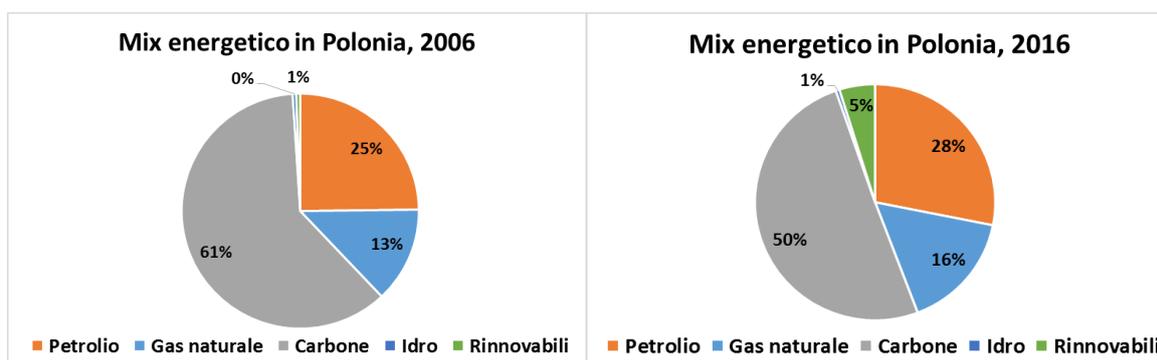
Per risolvere la paralisi del settore negli ultimi 3 anni, **il governo spagnolo ha indetto una serie di aste per promuovere progetti rinnovabili**. A maggio il risultato della prima asta del 2017 ha prodotto l'assegnazione di quasi 3.000 MW prevalentemente eolici a una tariffa di 42 euro/MWh, il più basso livello mai raggiunto per l'eolico *on-shore* in Europa. Peraltro, l'asta ha suscitato grande interesse come evidenzia il fatto che le offerte presentate sono state superiori di oltre tre volte la potenza disponibile. A seguito del buon risultato raggiunto, il governo spagnolo ha deciso di lanciare una nuova asta che dovrebbe aprirsi il 18 luglio per l'assegnazione di ulteriori 3.000 MW destinata a eolico e fotovoltaico. Tuttavia, critiche sono arrivate da parte dell'industria spagnola del solare che accusa il governo di avvantaggiare l'eolico a scapito delle altre fonti; infatti, il meccanismo adotta un sistema di offerte al ribasso e, in caso di parità, premia la tecnologia che offre il maggior numero di ore di funzionamento, premiando di fatto l'energia eolica. Non è un caso che l'asta di maggio si sia conclusa con l'assegnazione di 2.979 MW a progetti eolici contro gli appena 21 MW per le altre rinnovabili.

2.6 POLONIA

POLONIA			
Consumo di energia primaria	96,7	Mtoe	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+3,2	%	
Quota O&G sulla domanda primaria	44,2	%	(2016)
Generazione elettrica	166,6	TWh	(2016)
Variazione annuale sul 2015	+0,7	%	
Quota FER sulla generazione elettrica	12,3	%	(2016)

Nel 2016 la domanda di energia primaria ha registrato un aumento del 3,2% sull'anno precedente, evidenziando la crescita maggiore tra i paesi presi in esame in tal sede. Relativamente al mix energetico, il carbone continua ad avere il ruolo dominante (50%), seppur in progressivo calo a seguito delle politiche europee in materia di lotta al cambiamento climatico.

FIG. 2.17 - IL MIX ENERGETICO DELLA POLONIA, 2006 VS 2016



Fonte: ELABORAZIONI SU DATI BP STATISTICAL REVIEW 2017

Sul fronte della riduzione delle emissioni, la Polonia **mantiene la sua linea di opposizione** alle riforme di riduzione delle emissioni in seno all'UE (v. *Focus n. 29/2017*). Dopo il no alla riforma sul sistema Ets, il paese dichiara la sua contrarietà anche per la **proposta di revisione della direttiva 2010/75/UE sulle emissioni industriali**, approvata dal Consiglio europeo a fine aprile, e che dal 2021 introdurrà limiti più severi (standard BREF) per NO_x, SO₂ e particolato e rilasci di mercurio. In questo modo, l'UE dà un'ulteriore giro di vite alle centrali a carbone presenti sul territorio europeo che, per restare operative, dovranno adattarsi ai nuovi standard. La posizione contraria della Polonia è motivabile con il fatto che ospita il 45% delle unità più inquinanti in Europa che saranno interessate dagli standard BREF; peraltro, l'adeguamento di tali centrali, laddove sia economicamente fattibile, comporterà un costo aggiuntivo dell'elettricità prodotta.

In vista degli obiettivi di decarbonizzazione, **il gas naturale è destinato ad assumere sempre maggiore rilevanza nel mix energetico nazionale**, essendo il combustibile fossile con il minor impatto ambientale. Non stupisce, quindi, l'interesse del paese verso una maggiore **diversificazione delle forniture**, fortemente ancorate alla Russia che copre il 60% della domanda totale di gas. In linea con questo obiettivo, il paese ha salutato con soddisfazione l'arrivo a giugno del **primo carico di Gnl statunitense in Polonia** che segna anche il debutto del gas Usa in Nord Europa. In particolare, della metaniera proveniente dal terminale di Sabine Pass in Louisiana che ha attraccato al rigassificatore di Swinoujscie di recente realizzazione.

L'evento, a cui era presente anche la premier polacca Beata Szydło, è considerato un significativo passo in avanti per la sicurezza energetica europea nonché il segnale che **il paese potrebbe diventare un importante punto d'ingresso del Gnl statunitense in Europa**. In vista del crescente interesse verso il gas liquefatto, il gestore nazionale della rete di trasporto Gaz-System ha dichiarato che intende ampliare la capacità del rigassificatore di Swinoujscie del 50%, arrivando a 7,5 Gmc/a rispetto agli iniziali 5 Gmc/a. Il terminale è entrato in funzione nel 2016 dopo una lunga gestazione (v. *Focus n. 28/2016*).

Al fine di ridurre il potere contrattuale di Gazprom e migliorare la sicurezza energetica nazionale in caso di problemi tecnici o politici, la Polonia guarda anche alla realizzazione di **infrastrutture energetiche strategiche** per il paese. Tra queste, ci sono l'unità di rigassificazione e stoccaggio flottante (Fsr) nella Baia di Gdansk e il gasdotto di collegamento con la Norvegia via Danimarca denominato **Baltic Pipe**. In riferimento a quest'ultimo, a giugno la Polonia ha siglato con la Danimarca un memorandum d'intesa che sancisce l'interesse di entrambi i paesi a portare avanti questo progetto.

FIG. 2.18 - TRATTA DEL PROGETTO DI GASDOTTO BALTIC PIPE



FONTE: ENERGETYKA 24

3 POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

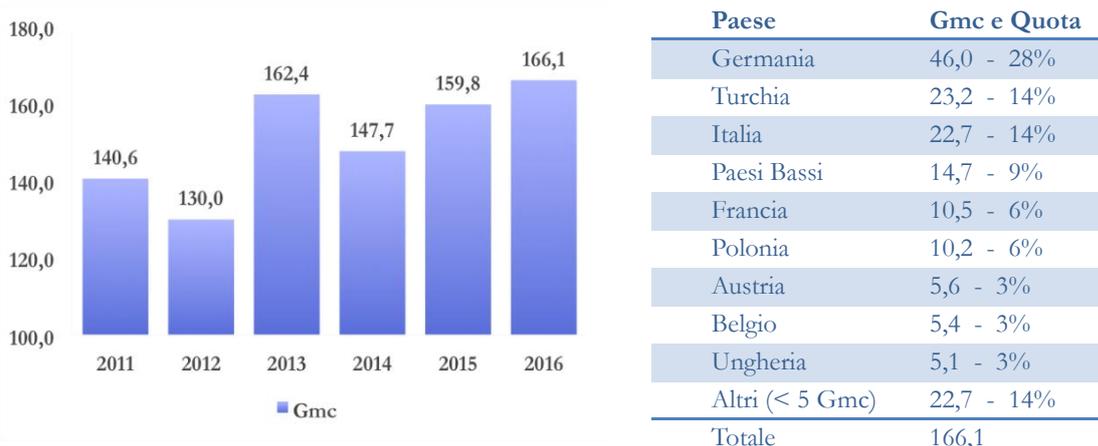
a cura di Carlo Frappi¹

3.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Russia	32.300 Gmc	390,9 Gmc	-3,2%	579,4 Gmc	0,5%
Ucraina	600 Gmc	29 Gmc	0,3%	17,8 Gmc	-1,1%

Le esportazioni di gas russo verso i mercati dell'Unione europea hanno fatto registrare nel corso del primo trimestre dell'anno, secondo i dati resi noti in maggio da Gazprom, un aumento su base annua del 15% dei volumi e del 4,4% dei ricavi – per un volume di 51 Gmc e per un valore nominale di 31 miliardi di dollari. Il risultato segna dunque un ulteriore rafforzamento della posizione del gigante russo sui mercati europei (ivi compresa la Turchia), già consolidata nel 2016 con il raggiungimento della quota di mercato del 34%, con un volume record di esportazioni pari a 178,3 Gmc e una crescita del 14% rispetto al 2015. Sulla base degli incoraggianti dati sull'incremento della domanda di gas rivolta a Gazprom dai consumatori europei, il vice amministratore delegato della compagnia russa, Vitaly Markelov, ha reso nota l'intenzione di rivedere verso l'alto le stime di produzione del 2017, già fissate a 430 Gmc.

FIG. 3.1 - ANDAMENTO DELLE ESPORTAZIONI DI GAS RUSSO VERSO I MERCATI EUROPEI (2011-2016) E MERCATI DI SBocco DEL GAS (2016, IN Gmc E QUOTA SUL TOTALE DELLE ESPORTAZIONI EUROPEE)



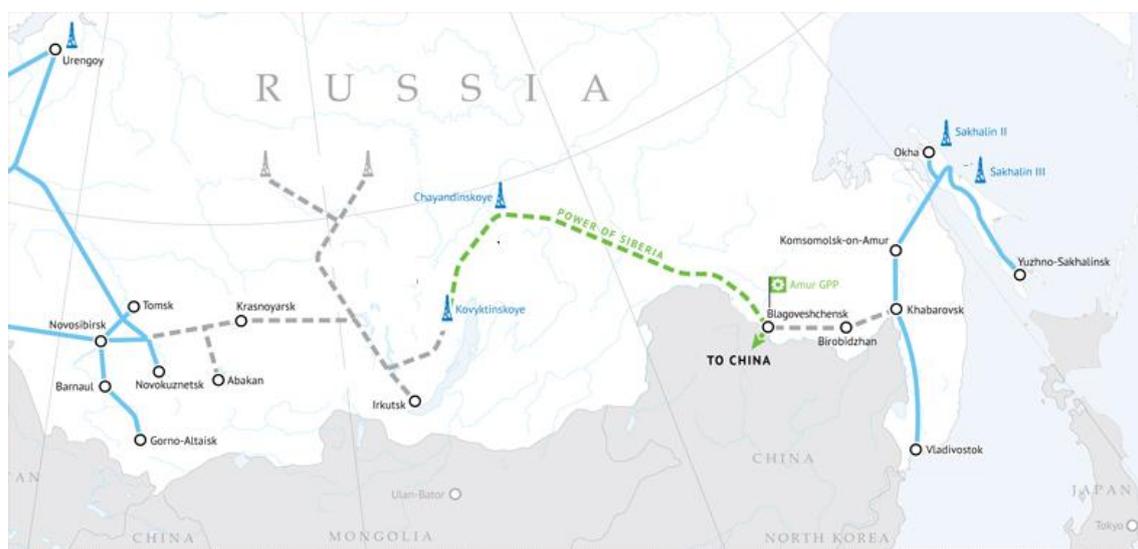
¹ ISPI e Università Ca' Foscari di Venezia.

Il progressivo approfondimento dell'interscambio russo-europeo nel comparto del gas si inserisce tuttavia in **un più ampio clima di confronto tra le parti – non scevro di tensioni – determinato, da una parte, dalle pressioni politico-normative contrarie alla realizzazione del gasdotto Nord Stream 2 (Cfr. § 3.3) e, dall'altra, dall'andamento indagine anti-trust sulle pratiche di Gazprom avviata dalla Commissione europea nel 2011 per l'accertamento di eventuali abusi della posizione dominante** da parte della compagnia sui mercati dell'Europa centro-occidentale. In particolare l'indagine si è incentrata sull'accertamento della violazione degli articoli del TFEU che sanzionano la restrizione alla competizione (art.101) e l'abuso di posizione dominante (art.102). Secondo le accuse, Gazprom avrebbe sfruttato la propria capacità d'influenza nei piccoli mercati dell'Europa orientale per preservare la propria situazione di forza e la redditività delle proprie attività. In particolare, la società avrebbe ostacolato la libera circolazione del gas tra stati membri, impedito la diversificazione degli approvvigionamenti e imposto prezzi iniqui attraverso l'indicizzazione al prezzo del petrolio. Sulla base delle conseguenti indagini, la DG Concorrenza ha denunciato sin dal 2013 comportamenti potenzialmente illeciti in otto paesi dell'Europa orientale: Bulgaria, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia e Ungheria. In risposta all'iniziativa della Commissione, a fine 2016 Gazprom ha proposto a essa diversi impegni finalizzati a correggere le pratiche contrarie alla normativa europea. Nella fattispecie, la compagnia russa si è impegnata a cancellare le clausole “di destinazione” che impedivano la ri-esportazione del gas verso terzi, a consentire la costruzione di interconnessioni che favorissero la diversificazione degli approvvigionamenti, a inserire clausole di revisione dei prezzi laddove non previste e, infine, a offrire agli acquirenti in Polonia, Slovacchia e Ungheria la possibilità di richiedere una modifica dei punti di scambio del gas. Raggiunto, a seguito di successivi negoziati bilaterali, un compromesso soddisfacente per entrambe le parti, la Commissione, in marzo, ha invitato le parti interessate dall'indagine a sottoporre memoranda sul merito dell'accordo che, secondo la stampa di settore, avrebbe suscitato una ferma opposizione nella sola Polonia – oltre a limitate proposte di emendamento da Lituania e Bulgaria. Su questa base, a partire da fine maggio la Commissione ha avviato una serie di colloqui diretti con Gazprom per addivenire a una soluzione negoziata della questione, prevenendo così un pronunciamento ufficiale. La composizione proposta dalla compagnia russa è stata discussa dal Commissario europeo competente in materia di competizione, Margrethe Vestager, con Alexander Medvedev, vice amministratore delegato di Gazprom, che ha sottolineato la «considerevole produttività» dell'incontro e l'intenzione delle parti di proseguire nei contatti a livello più tecnico.

Al di là della spiccata politicizzazione che interessa i piani di sviluppo del progetto di raddoppio del Nord Stream, **il trimestre appena concluso ha fatto segnare rilevanti passi in avanti sulle tre direttrici principali lungo le quali si dipana il rilancio delle esportazioni russe. Oltre che sull'asse di esportazione Baltico (Cfr. § 4.2), importanti sviluppi si sono infatti registrati su quello attraverso il Mar Nero e la Turchia (Cfr. § 3.3) e lungo l'asse di esportazione asiatico-orientale.** Su quest'ultimo – e sul connesso sfruttamento dei giacimenti gassiferi dell'estremo oriente russo – poggia principalmente la strategia di diversificazione dei mercati di sbocco del gas russo. Due i principali pilastri della strategia russa: da una parte lo sviluppo di capacità di liquefazione

del gas che consenta l'esportazione di Gnl verso i paesi estremo-orientali (v. *Focus n. 29/2017*) e, dall'altra, la realizzazione dei piani infrastrutturali sull'asse sino-russo. Da quest'ultima angolatura di analisi, **la principale novità registratasi nel corso dell'ultimo trimestre è stata la fissazione di una scadenza per l'inaugurazione del Power of Siberia, il gasdotto della lunghezza di 3.000 chilometri che permetterà l'esportazione verso la Cina di un volume totale di circa 1.150 Gmc di gas nel corso della trentennale durata del contratto sottoscritto tra le parti nel maggio del 2014.** A inizio luglio i vertici di Gazprom e la China National Petroleum Corporation (Cnpc), compagnie congiuntamente responsabili per la posa delle infrastrutture nei rispettivi territori nazionali, hanno sottoscritto un accordo supplementare a quello del 2014 che fissa al 20 dicembre 2019 la scadenza per l'avvio delle esportazioni di gas lungo il Power of Siberia. L'annuncio dell'accordo sino-russo è stato dato in concomitanza con la visita di stato condotta a Mosca dal presidente cinese Xi Jinping, a dimostrazione della crescente rilevanza assunta dal settore energetico nell'approfondimento delle relazioni bilaterali tra i due paesi. Da questa prospettiva, il principio della diversificazione, centrale per lo sviluppo della strategia energetica russa, si rispecchia nella più ampia attività diplomatica russa, condotta in una fase di crescenti difficoltà nel dialogo con i propri interlocutori occidentali. La fissazione di una data per l'inaugurazione del Power of Siberia acquista poi rilevanza in ragione dei crescenti dubbi sulla futura domanda di gas cinese e sui relativi investimenti esteri, che avrebbero già determinato il congelamento dei piani di espansione delle infrastrutture di importazione dall'Asia centrale (Cfr. § 3.2).

FIG. 3.2 - IL GASDOTTO POWER OF SIBERIA



FONTE: GAZPROM

La rilevanza della cooperazione energetica per le relazioni sino-russe è dimostrata, d'altra parte, dalla crescente partecipazione di compagnie e capitali cinesi ai piani di sviluppo del potenziale estrattivo russo. Al di là dei finanziamenti garantiti a Gazprom dalla Banca di Cina e della partecipazione della Cnpc ai progetti Gnl nella penisola di Yamal (v. *Focus n. 29/2017*), a fine giugno si è completato un accordo di cooperazione tra Rosneft e Beijing

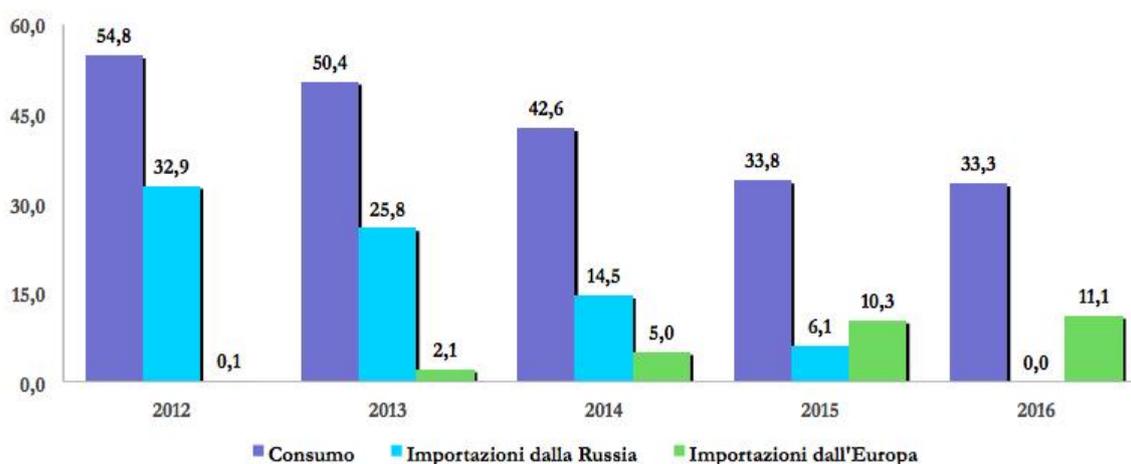
Gas Group. Annunciato a fine 2016, l'accordo segna la cessione del 20% delle quote in una sussidiaria della compagnia russa (Verkhnechonskneftegaz) attiva nella produzione di gas nella Siberia orientale. Mentre l'accordo assicura alla compagnia cinese la partecipazione a uno dei più promettenti progetti estrattivi della regione, al contempo esso dischiude a Rosneft la possibilità di entrare nel mercato cinese del gas, attraverso accordi di *swap*.

In via di risoluzione è una delle vertenze giuridico-commerciali più rappresentativa delle tensioni politiche tra Russia e Ucraina. La vertenza, portata innanzi alla Corte di arbitrato della Camera di Commercio di Stoccolma nel giugno 2014, si fonda su richieste incrociate di risarcimento tra Gazprom e Naftogaz, sulla base del contratto decennale siglato tra le parti nel 2009. Mentre per Gazprom le clausole di quest'ultimo vanno considerate vincolanti, e in quanto tali pienamente applicate, per Naftogaz, di converso, alcune delle clausole medesime – in particolare i vincoli *take-or-pay* e i metodi di fissazione del prezzo di acquisto del gas – risultavano non in linea con le pratiche di mercato e, dunque, discriminanti. D'altra parte, sulla base della ricezione della normativa dell'Unione europea in materia energetica, Naftogaz ha avanzato il diritto alla piena applicabilità della normativa stessa. Su questa base, il gigante dell'energia russo ha richiesto all'Istituto il riconoscimento di un diritto al risarcimento per una somma potenzialmente superiore ai 45 miliardi di dollari, per il pagamento del gas fornito nella fase più calda della crisi ucraina – tra il novembre 2013 e il maggio 2014 (circa 3 miliardi) – e per il mancato ritiro del volume minimo di gas stabilito dalle clausole *take-or-pay* (circa 43 miliardi). Per conto suo, Naftogaz ha invece richiesto che le venisse riconosciuto il diritto a una compensazione per i pagamenti effettuati in eccesso rispetto al valore di mercato del gas importato dalla Russia tra il 2011 e il 2015, sulla base di una formula di prezzo indicizzata al petrolio (circa 18 miliardi). Al contempo, Naftogaz ha avanzato richiesta di compensazione (circa 13 miliardi) per la sottostima della tariffa per i diritti di transito, pagati all'Ucraina per le esportazioni russe verso i mercati europei. Secondo le attese di Naftogaz e del governo ucraino, il pronunciamento della Corte, oltre a determinare una revisione dei prezzi di vendita del gas in linea con i prezzi mercato, avrebbe anche dovuto decretare la cancellazione del divieto di re-esportazione del gas russo verso paesi terzi, già stralciato dai contratti tra Gazprom e i clienti dello spazio dell'UE, in conformità con la normativa comunitaria. **In attesa del verdetto finale – atteso nel corso dell'estate – un primo pronunciamento della Corte di Stoccolma, giunto lo scorso 31 maggio, ha parzialmente, ma significativamente, accolto il punto di vista di Kiev.** Intervenendo sui due punti cardine della vertenza giuridica, la Corte ha infatti decretato l'illegittimità delle clausole *take-or-pay* – alla base delle richieste di Gazprom – e stabilito, contemporaneamente, la non conformità alle condizioni di mercato dei prezzi di commercializzazione del gas praticati dalla compagnia russa. Avanzati i principi base che determineranno il successivo pronunciamento assieme all'entità dei risarcimenti dovuti tra le parti (compensazione all'Ucraina per i prezzi eccessivi praticati da Gazprom e versamento del corrispettivo a quest'ultima del gas ritirato, ma non completamente pagato) la Corte ha invitato le parti a raggiungere un accordo su questi ultimi – in mancanza del quale la sentenza sarebbe poi vincolante. Secondo quanto reso noto da Naftogaz, i primi incontri negoziali tra le parti sarebbero già in corso. Al di là della composizione extra-giudiziale delle vertenze incrociate, i negoziati tra le due compagnie ruoteranno

verosimilmente anche attorno al tentativo di Kiev di assicurarsi il rinnovo del lucrativo accordo di transito del gas russo verso i mercati europei oltre la scadenza contrattuale del 2019 – data in previsione della quale Gazprom va predisponendo i progetti infrastrutturali *off-shore* lungo l'asse baltico e nel Mar Nero che consentirebbero l'aggiramento della rotta ucraina. L'incremento delle esportazioni di gas russo verso i mercati europei registratosi a partire dal 2016 e confermato dall'inizio del 2017 si è d'altra parte riflesso in un costante aumento del transito attraverso la rete ucraina. Secondo i dati di Naftogaz, nei primi cinque mesi dell'anno attraverso la rete nazionale sarebbe transitato un volume di gas russo superiore del 22% a quello dello stesso periodo del 2016 – che pur aveva fatto segnare una crescita analoga rispetto allo stesso lasso temporale dell'anno precedente. Alla tariffa di transito concordata tra le parti nel 2009, il volume di gas in transito attraverso l'Ucraina ha assicurato al paese entrate pari a 1,2 miliardi di dollari.

Il pronunciamento di fine maggio segna, per Naftogaz e per il governo ucraino, una vittoria difficilmente sottovalutabile, mentre determina un chiaro indebolimento del potere negoziale di Gazprom. L'andamento della vertenza giuridica tra Gazprom e Naftogaz decreta simbolicamente il successo e la piena legittimità della strategia ucraina di progressiva riduzione dell'acquisto di gas dalla Russia – e della vulnerabilità politica a esso associata. Avviatosi parallelamente alla crisi nelle relazioni bilaterali successiva al novembre 2013, la strategia ucraina è culminata nel novembre 2015, data a partire dalla quale Naftogaz ha interrotto del tutto l'acquisto di gas russo, sostituito con approvvigionamenti dall'Europa centrale – essi stessi ri-esportazioni di metano russo. A partire dall'ottobre 2015, inoltre, l'Ucraina ha potuto fare affidamento sull'accordo triennale di prestiti siglato con la Banca europea di ricostruzione e sviluppo (Bers) per l'acquisto di gas al proprio confine occidentale.

FIG. 3.3 - ANDAMENTO DEL CONSUMO E DELLE IMPORTAZIONI DI GAS IN UCRAINA (2012-2016)



DATI ESPRESSI IN GMC/A.
 FONTE: NAFTOGAZ

La strategia di riduzione delle importazioni dalla Russia ha beneficiato del netto calo della domanda di gas registrato nel corso dell'ultimo quinquennio. Tra il 2010 e il 2015 il consumo di gas in Ucraina ha fatto registrare una contrazione nel tasso annuo di crescita composto pari all'8,2%, come conseguenza del crollo dei consumi nelle zone di conflitto orientali del paese, di temperature invernali generalmente più alte della media stagionale e, significativamente, dell'aumento delle tariffe per i consumatori. Da quest'ultima angolatura, il pronunciamento della Corte di Stoccolma segna una tappa simbolicamente importante per il più ampio processo di razionalizzazione e riforma del comparto energetico nazionale, richiesto a Kiev dai propri creditori e interlocutori internazionali ed europei. Fondato sui principi dell'efficienza nei consumi di gas, del contrasto alla corruzione e della diversificazione dei canali di approvvigionamento e del mix energetico nazionale, il processo di riforma ha segnato nel 2016 un passaggio fondamentale sul percorso che conduce al rilancio della compagnia nazionale Naftogaz. Se questa aveva tradizionalmente chiuso gli esercizi commerciali con notevoli disavanzi che pesavano sulle casse statali, nel 2016 Naftogaz ha invece fatto registrare per la prima volta un profitto pari a 1 miliardo di dollari, grazie anche al menzionato incremento delle tariffe di commercializzazione del gas – con punte del 75%-90% per il consumo domestico.

Il percorso di riforma che conduce alla creazione di un mercato del gas competitivo attende ancora, tuttavia, il completamento del processo di *unbundling* – la separazione proprietaria tra la produzione, la distribuzione e il trasporto – del comparto del gas, oggi monopolizzato da Naftogaz, in linea con quanto richiesto a Kiev in conseguenza della ricezione della normativa europea. Il processo di *unbundling*, richiesto al governo ucraino dalle autorità europee ben prima dell'avvio della crisi ucraina, rappresenta un passaggio necessario per assicurare piena trasparenza, efficienza e competitività al mercato del gas. In ritardo rispetto al piano governativo approvato nel giugno dello scorso anno, esso ruota principalmente attorno alla separazione da Naftogaz di Ukrtransgaz, operatore di uno dei più rilevanti sistemi di trasmissione e stoccaggio del gas su scala eurasiatica, con una capacità in ingresso e in uscita rispettivamente di 302 e 151 Gmc/a e di stoccaggio pari a 31 Gmc. La separazione proprietaria – che non poche resistenze ha generato nel mondo politico-istituzionale ucraino – si lega a doppio filo ai costosi piani di adeguamento e ammodernamento della rete operata da Ukrtransgaz. Dopo anni di infruttuosi tentativi di coinvolgimento di compagnie straniere, in aprile un Memorandum di Intesa, finalizzato alla valutazione delle opportunità di cooperazione in quest'ambito, è stato siglato a Roma tra rappresentanti delle compagnie ucraine interessate, la Snam e la compagnia slovacca Eustream, alla presenza dei ministri competenti in materia energetica di Italia e Ucraina e del Commissario europeo per l'Energia, Miguel Arias Cañete. Sulla base del Memorandum, le compagnie predisporranno una valutazione congiunta dello stato e delle prospettive di ammodernamento della rete di trasmissione ucraina, nella prospettiva di assicurare a essa maggior efficienza e competitività. D'altra parte, secondo Naftogaz, il processo di ammodernamento della rete potrà iniziare anche prima di quello di *unbundling* di Ukrtransgaz, che potrà essere avviato solo dopo la definitiva risoluzione – pendente a Stoccolma – della vertenza legata alle tariffe di transito e alle clausole *ship-or-pay* contenute nel contratto russo-ucraino del 2009.

3.2 BACINO DEL CASPIO

Paese	Riserve provate	Consumo	Variaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Azerbaijan	1.100 Gmc	10,4 Gmc	-2,2%	17,5 Gmc	-3,0%
Kazakhstan	1.000 Gmc	13,4 Gmc	3,8%	19,9 Gmc	4,5%
Turkmenistan	17.500 Gmc	29,5 Gmc	=	66,8 Gmc	-4,3%
Uzbekistan	1.100 Gmc	51,4 Gmc	2,0%	62,8 Gmc	8,4%

Proseguono secondo i programmi, in Azerbaijan, i lavori per la finalizzazione della seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz 2 (SD2), che entro il 2020 permetterà l'inaugurazione di esportazione di gas azerbaijano lungo il Corridoio meridionale dell'UE verso la costa italiana (Cfr. § 3.2). In particolare, come dichiarato dallo stesso presidente azerbaijano, Ilham Aliyev, a fine febbraio, i lavori necessari alla messa in produzione del giacimento sarebbero stati ultimati al 90% in termini di ingegneria, fornitura e costruzione, mentre quelli per l'espansione del South Caucasus Pipeline – il primo dei segmenti infrastrutturali di cui si comporrà il Corridoio meridionale – sarebbe giunto all'80% circa del proprio percorso realizzativo. Lo scorso 7 maggio il ministro delle Finanze azerbaijano ha inoltre siglato un accordo di prestito del valore di 500 milioni di dollari con la Banca asiatica di sviluppo. La disponibilità della Banca – cui si somma quella delle altre più rilevanti istituzioni finanziarie internazionali – contribuisce in parte a fugare ulteriormente i dubbi (v. *Focus n. 29/2017*) circa la capacità dell'Azerbaijan di far fronte agli impegni finanziari assunti per la realizzazione del Corridoio meridionale – che ammontano a un totale di 12,4 miliardi di dollari, il 53% dei quali sarebbe già stato versato.

Proseguono inoltre, a un ritmo piuttosto spedito, i programmi di esplorazione del potenziale estrattivo di altri giacimenti gassiferi *off-shore* nel Mar Caspio, necessari per dare sostenibilità al ruolo di produttore energetico acquisito dall'Azerbaijan. I più promettenti tra questi – che, secondo le stime governative, potrebbero elevare l'entità delle riserve nazionali sino a 2,5 Tmc e delle esportazioni annue sino a 40 Gmc già entro la metà degli anni Venti – sono il giacimento di Absheron, sviluppato da un consorzio operato da Total (40%) e partecipato da Socar (40%) ed Engie (ex-GDF Suez, 20%) e quello di Shafag-Asiman, sviluppato congiuntamente da BP e Socar. Mentre il primo potrebbe contenere un volume di riserve comprese tra i 140 e 280 Gmc, il secondo potrebbe contenere fino a 500 Gmc in riserve di gas. Le attività di trivellazione nel giacimento di Absheron sono previste iniziare in settembre e potrebbero condurre a una decisione finale sugli investimenti già nel corso del 2017 e all'avvio della produzione (1,5 Gmc/a) entro il 2019. Le trivellazioni nel giacimento di Shafag-Asiman dovrebbero invece essere avviate entro il 2019 e, secondo quanto dichiarato in giugno dal portavoce del consorzio, l'avvio della produzione potrebbe realizzarsi entro il 2030.

Accanto a questi due giacimenti ci sono poi quelli di Bulla Deniz e Umid-Babek, entrambi scoperti in era sovietica e oggi al centro di piani di rilancio della produzione. In linea con il

programma di sviluppo di Bulla Deniz, dove nel 2013 è stato scoperto un nuovo e promettente giacimento gassifero, entro il 2025 il giacimento beneficerà della costruzione di sei nuove piattaforme estrattive e della perforazione di 27 nuovi pozzi. Secondo Socar, entro settembre due nuovi pozzi verranno scavati in altrettante piattaforme, permettendo un incremento della produzione di circa 0,5 Gmc/a di gas – oltre a 300 tonnellate di condensati al giorno. Secondo i piani della compagnia, nel corso del 2018 saranno scavati due ulteriori pozzi e commissionata una piattaforma deputata a scavare cinque ulteriori pozzi e i cui lavori di costruzione sono stati avviati a inizio 2017. L'incremento della produzione di gas atteso a seguito delle attività programmate per il prossimo anno è pari a 1 Gmc/a. Secondo le previsioni di Socar, invece, lo sviluppo dei giacimenti di Umid e Babek – che conserverebbero riserve di gas rispettivamente pari a 200 e 400 Gmc – potrebbe garantire nei prossimi anni un volume di produzione massimo di 5 Gmc/a che, nelle intenzioni della compagnia, sarebbe diretto eminentemente a soddisfare la domanda interna. In questa prospettiva, a inizio maggio il Parlamento ha approvato un *Risk Service Contract* – che, a differenza dei Psc (*Production sharing contract*) (assicura ai *contractor* una quota dei ricavi piuttosto che della produzione e attribuisce a essi il rischio delle attività di esplorazione – siglato, ma non pubblicizzato, in gennaio tra Socar e la Socar Umid Oil & Gas, che vede una partecipazione della compagnia nazionale azerbaigiana all'80% e della Nobel Oil al 20%. Il contratto prevede una fase di studio del giacimento, al termine della quale potranno iniziare le trivellazioni esplorative e la successiva fase trentennale di sviluppo del giacimento – in previsione della quale potrebbe essere necessario il coinvolgimento di investitori esteri, e la conseguente offerta di un Psa (*Production sharing agreement*).

I piani azerbaigiani di incremento della produzione di gas segnano un passaggio fondamentale nella storia e nella strategia energetica nazionale, che sul comparto metanifero intende fondare strategie di sviluppo tradizionalmente incentrate sul settore del petrolio, che va invece rapidamente ridimensionandosi in ragione del progressivo esaurimento delle riserve. Raggiunto il picco della produzione nel 2010, l'output petrolifero ha fatto registrare un lento ma costante declino, confermato anche dai dati del primo quadrimestre dell'anno in corso. Secondo l'Istituto di statistica nazionale, tra gennaio e aprile la produzione ha avuto una contrazione del 9,5% rispetto allo stesso periodo del 2016. A guidare tale contrazione è la minor produzione dei giacimenti di Azeri-Chirag-Guneshli, dove si concentra l'output nazionale e che già in passato non aveva mancato di creare tensioni tra le autorità governative e BP, che guida lo sviluppo del giacimento sin dalla firma del relativo contratto, nel 1994. A ridimensionare, in un'ottica di breve periodo, la portata del problema legato al calo di produzione petrolifera sono i più alti prezzi di commercializzazione della risorsa (+20% rispetto allo stesso periodo del 2016), che hanno assicurato un incremento delle rendite petrolifere nonostante i minori volumi prodotti ed esportati. In prospettiva, mentre lo sviluppo del potenziale estrattivo dell'Azerbaigian andrà incentrandosi nel comparto del gas, in quello petrolifero è lecito attendersi che il paese tenderà a valorizzare in misura crescente il ruolo di transito degli idrocarburi centrasiatci. Ciò vale in particolare per il Kazakhstan, dove a fine 2016 è entrato in produzione il maxi-giacimento di Kashagan, che già esporta – sia pur in maniera discontinua – petrolio attraverso l'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan, che opera ben al di sotto

della propria capacità di trasporto.

Mentre sul versante occidentale del Mar Caspio i piani di sviluppo del comparto del gas procedono secondo programmi, l'ultimo trimestre ha fatto segnare sviluppi di segno opposto – e non del tutto inattesi – sul versante centrasiano. In particolare, **i piani infrastrutturali lanciati dalla Repubblica popolare cinese in Asia centrale, che a partire dal 2009 hanno consentito il progressivo aumento delle importazioni di gas dai produttori centrasiani e spezzato il monopolio di fatto detenuto dalla Russia, sarebbero stati congelati *sine die***. La notizia, circolata sulla stampa russa e non confermata da fonti cinesi, riguarderebbe in particolare la realizzazione di una quarta condotta del Central Asia-China Gas Pipeline (Cacgp), sistema di gasdotti della capacità di 55 Gmc/a cui la cd. Linea D avrebbe aggiunto ulteriori 30 Gmc/a di portata, sospesa sulla base di un accordo tra la Cnpc e Uzbekneftegaz, partner per la costruzione dell'infrastruttura in territorio uzbeko. Inaugurato in tre passaggi successivi tra il 2009 e il 2014, il Cacgp ha consentito alla Cina, nel 2016, l'importazione di 34,1 Gmc di gas – 29,4 Gmc dal Turkmenistan, 4,3 Gmc dall'Uzbekistan e 0,4 Gmc dal Kazakhstan – su un totale di 38 Gmc importati via tubo e pari al 47,2% delle importazioni totali di gas. Il progetto di costruzione della Linea D – deputato a collegare Turkmenistan e Cina attraverso i territori di Uzbekistan, Tagikistan e Kirghizistan – è stato definito tra il 2013 e il 2014 in conseguenza dell'acquisizione da parte di Cnpc di una quota del 33% del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento tagiko di Bokhtar, passibile di contenere fino a 3,2 Tmc di riserve gassifere ma il cui sviluppo è stato sino a oggi ostacolato dalla mancanza di accordi di finanziamento e da dispute legali tra le parti coinvolte.

La decisione di sospendere l'attuazione del progetto infrastrutturale – il cui avvio era già stato rimandato per due volte tra il 2015 e il 2016 – **sembra riflettere il rallentamento della crescita economica cinese e, con essa, della domanda di gas di medio e lungo periodo**. Stando a studi effettuati direttamente dalla Cnpc, già a partire dal 2020 la Cina potrebbe registrare un eccesso di importazioni di gas di circa 50 Gmc, frutto dei contratti già sottoscritti con i fornitori.

Il presunto rallentamento dei piani di investimento in Asia centrale potrebbe avere pesanti ripercussioni in particolare sul Turkmenistan, che a partire dal lancio del progetto Cacgp ha sviluppato una crescente dipendenza dai piani di esportazione verso la Cina e dagli investimenti da essa provenienti – pari all'incirca a 7,1 miliardi di dollari per il solo sviluppo del maxi-giacimento gassiferi di Galkynysh. Nel 2016 il mercato cinese ha infatti assorbito il 78,8% delle esportazioni turkmene – dirette anche verso Iran (18%) e Kazakhstan (2,9%) – il cui flusso era atteso crescere significativamente, fino a un tetto di 65 Gmc/a, proprio a partire dall'inaugurazione della Linea D, che avrebbe assicurato al Turkmenistan la più ampia infrastruttura di esportazione di gas disponibile. Al contrario, con il congelamento a tempo indeterminato del quarto segmento del Cacgp, le prospettive di incremento delle esportazioni verso est si fermano a un massimo di 35 Gmc/a, in considerazione dei contratti di fornitura di gas già sottoscritti dalla Cina con Kazakhstan e Uzbekistan (di 10 Gmc/a ciascuno), che esaurirebbero la capacità di trasporto totale delle tre linee già a disposizione (ma non ancora funzionanti a piena capacità).

La battuta d'arresto lungo l'asse di cooperazione sino-turkmene coglie d'altra parte il

Turkmenistan in una difficile fase di crisi economica, determinata dal peso preponderante delle esportazioni energetiche sul budget statale e dal crollo dei prezzi degli idrocarburi. Una crisi aggravata dalla cancellazione dei contratti di esportazione verso la Russia (del 2016) e da una recente vertenza contrattuale con l'Iran, che ha congelato momentaneamente le esportazioni verso sud e che d'altra parte porta risolutamente avanti progetti di gassificazione di quelle aree settentrionali del paese che erano servite dalle importazioni turkmene. Questi due elementi, congiuntamente, lasciano il paese più che mai dipendente dalle esportazioni di gas verso la Cina che, aggiungendo un ulteriore elemento di criticità a quelli già menzionati, non sono pienamente monetizzabili, nella misura in cui servono in parte a ripagare i prestiti già concessi al Turkmenistan per lo sviluppo dei piani estrattivi e infrastrutturali. D'altra parte, la cancellazione dell'accordo di commercializzazione del gas con la Russia potrebbe aver contribuito – assieme ai minori profitti legati alla contrazione dei prezzi degli idrocarburi – a determinare, nel 2016, la prima contrazione della produzione annua di gas turkmene (-4,3% rispetto al 2015) degli ultimi sette anni.

Il possibile rallentamento della domanda cinese di gas, e il conseguente congelamento dei piani di espansione infrastrutturale in Asia centrale, aggiunge urgenza alla strategia di diversificazione delle esportazioni turkmene, già era emersa nel corso degli ultimi anni proprio in conseguenza della crescente dipendenza dalla Cina. Le principali direttrici lungo le quali tale strategia continua a dipanarsi restano quelle sud-orientale, verso Pakistan e India, e occidentale, attraverso il Caspio e verso il sistema infrastrutturale azerbaigiano. **Dalla prima angolatura, in aprile, secondo quanto riportato dal Governo alla Assemblea Nazionale del Pakistan, sarebbero iniziati nel territorio nazionale i lavori in vista della costruzione del gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (Tapi),** progetto infrastrutturale della capacità di 33 Gmc/a deputato a collegare i giacimenti della regione sud-orientale del Turkmenistan – e, in particolare, il maxi-giacimento di Galkynysh – con i lucrativi mercati di Pakistan e India lungo una rotta di circa 1.700 chilometri. Nonostante i rilevanti problemi di sicurezza che hanno tradizionalmente rappresentato il principale ostacolo alla realizzazione del progetto – in primo luogo per il transito attraverso l'Afghanistan (km 774) – i lavori nel segmento turkmene sarebbero iniziati a fine del 2015 (v. *Focus n. 25-26/2016*) per concludersi entro il 2019, sebbene non si abbiano prove concrete dell'inizio dei lavori stessi. In questo contesto, il Ministero dell'Energia pakistano ha reso noto che in primavera sarebbero stati avviati i lavori di *front-end-engineering-and-design* lungo il tracciato del segmento nazionale, decretando l'inizio della fase di realizzazione dell'infrastruttura. Sulla realizzazione di quest'ultima pesa ancora, tuttavia, uno schema di partecipazione e di finanziamento ancora non chiaro, specie in relazione all'impegno di Ashgabat di coprire l'85% dei costi di un gasdotto che si stima richieda un investimento di circa 10 miliardi di dollari. Nella perdurante mancanza di concrete offerte di finanziamento o di disponibilità alla partecipazione al progetto da parte di compagnie internazionali (una richiesta in questo senso è stata di recente avanzata dal governo di Ashgabat ad Arabia Saudita e Qatar), la compagnia di stato turkmene, Turkmengaz, sembra non avere né le risorse economiche né il *know-how* tecnico per realizzare autonomamente il progetto infrastrutturale.

Nonostante il perdurante interesse dell'autorità europee, ribadito da alti esponenti della Commissione, anche di recente, **non più rosee appaiono le prospettive di realizzazione**

del Trans Caspian Pipeline, deputato a convogliare verso l'Azerbaijan dal Turkmenistan un volume di gas inizialmente fissato a 30 Gmc/a. Oltre alla tradizionale opposizione russa al progetto, due elementi sembrano ostacolare la concreta realizzabilità del collegamento transcaspico. La prima ha a che vedere con le irrisolte e incrociate rivendicazioni di sovranità azerbaijano-turkmene sull'area del Caspio dove si estende il giacimento di Kyapaz/Serdar, che a oggi ha impedito di addivenire a una delimitazione condivisa dei rispettivi confini marittimi. Una maggior disponibilità da parte turkmena sembra tuttavia poter essere alla base dei positivi risultati degli ultimi incontri tenutisi tra i paesi rivieraschi del Caspio e finalizzati a risolvere l'annosa questione dello status legale del bacino, pendente sin dallo scioglimento dell'Unione Sovietica. Mentre Azerbaijan, Kazakhstan e Russia hanno risolto la vertenza su un piano bilaterale, l'opposizione di Turkmenistan e Iran alla divisione secondo il principio della linea mediana – che, in ragione della minor estensione delle coste, lascerebbe loro una parte più limitata delle acque – ha fino a oggi reso impossibile arrivare a una posizione condivisa tra le parti. Su questo sfondo, l'ottimismo che ha caratterizzato gli ultimi negoziati a cinque – l'ultimo dei quali, in giugno ad Ashgabat – sembra poter riflettere anche una più flessibile posizione negoziale da parte del Turkmenistan, che oggi più che in passato necessita di ampliare verso occidente i propri canali di esportazione. A questa problematica si somma, tuttavia, la non secondaria considerazione che l'avanzamento dei progetti infrastrutturali che puntano ad aumentare l'offerta di gas ai mercati dell'Europa centro-meridionale – dalla Russia così come dal Bacino di Levante – rendono meno appetibile l'opzione di importazione turkmena, predisposta peraltro in una fase (alla fine degli anni Novanta) in cui tanto le importazioni di Gnl statunitense quanto il possibile rilancio delle esportazioni iraniane non erano ancora all'orizzonte. Su questo sfondo, l'unica concreta possibilità di esportazione di gas turkmeno verso l'Azerbaijan – di recente richiamata dallo stesso Aliyev – potrebbe riguardare un volume di gas molto più limitato (non superiore agli 8 Gmc/a) predisposto direttamente dai giacimenti *off-shore* in via di sfruttamento, piuttosto che dalla costa caspica del paese. Quest'ultima opzione, peraltro, non comporterebbe neanche il rischio di concorrenza tra il gas turkmeno e quello che l'Azerbaijan mira a estrarre nel corso del prossimo decennio – altro e non secondario ostacolo alla costruzione di un gasdotto transcaspico.

3.3 TURCHIA E VICINO ORIENTE

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Turchia	-	42,1 Gmc	-3,7%	-	-
Israele	286 Gmc	9,7 Gmc	14,5%	6,4 (2014)	181%
Iran	33.500 Gmc	200,8 Gmc	5,0%	202,4 Gmc	6,6%
Iraq	3.700 Gmc	n.d.	n.d.	1,1 Gmc	12,6%

Complice una fredda stagione invernale, che ha innalzato i consumi energetici domestici, la domanda di gas in Turchia è cresciuta sensibilmente su base annua

nel primo semestre del 2017. Nel solo primo trimestre dell'anno il consumo di gas avrebbe fatto segnare un 21% di incremento rispetto allo stesso periodo del 2016, passando da 14 a 17 Gmc. Ciò segnala un'inversione di tendenza rispetto all'ultimo biennio, caratterizzato al contrario da una flessione nel consumo di metano (-3,7% nel 2016 rispetto al 2015). D'altra parte, secondo l'Associazione nazionale dei distributori del gas, la domanda della risorsa dovrebbe crescere nel corso dell'anno anche nel settore industriale, al punto tale da poter riportare il consumo annuo di gas fino ai livelli record del 2014 (44,6 Gmc).

Per far fronte all'aumento della domanda, la Turchia potrà contare sulla recente inaugurazione dell'impianto fluttuante di rigassificazione e stoccaggio Neptune nel distretto di Aliğa, nell'area di Smirne, della capacità di 5,3 Gmc/a. Inaugurato nel dicembre 2016, l'impianto ha permesso già nel primo semestre dell'anno un aumento delle importazioni di Gnl che, stando ai dati preliminari circolati sulla stampa nazionale, avrebbe permesso di incrementare sensibilmente – sino al 25% – la quota della risorsa sul totale delle importazioni di gas turche. Il Neptune si aggiunge agli altri due terminali attivi nel paese, il Marmara Ereğlisi e l'impianto di Aliğa, della capacità di 6,2 Gmc/a e 6 Gmc/a. Nonostante l'elevata capacità totale di importazione di gas in forma liquefatta (17,2 Gmc/a), le importazioni via gasdotto restano economicamente più competitive e ciò, secondo la stampa di settore, potrebbe impedire l'ulteriore sviluppo della capacità di rigassificazione nazionale preannunciata da Albayrak. Nel 2016 la Turchia ha importato gas in forma liquefatta per un volume totale di 7,7 Gmc, principalmente da Algeria e Nigeria (4,4 Gmc e 1,4 Gmc rispettivamente) e in misura minore da Qatar (1), Trinidad & Tobago (0,3), Stati Uniti (0,2), Egitto (0,1) e Norvegia (0,1).

La strategia energetica governativa passa, dunque, principalmente attraverso l'aumento dei canali di importazione di gas dai produttori del vicinato – coerentemente con il tradizionale obiettivo di assurgere ad *hub* della distribuzione alle porte dell'Europa – attraverso la stima e lo sfruttamento della proprio potenziale estrattivo *off-shore* e, non da ultimo, nell'investimento in fonti rinnovabili di energia e nel nucleare, nell'ottica di riduzione della dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas.

Accanto alla direttrice di importazione caspica dall'Azerbaijan (Cfr. § 3.2), il principale canale attraverso il quale assicurarsi nel breve periodo un aumento delle importazioni resta quello russo – che nel 2016, e nonostante la crisi bilaterale del primo semestre, ha assicurato un volume di gas di 23,2 Gmc, pari al 62% delle importazioni annue via tubo e al 51% del totale. Pilastro della cooperazione energetico turco-russa è il TurkStream, progetto di gasdotto nato nel 2014 sulle ceneri del South Stream (v. *Focus n. 21/2015*), la cui realizzazione ha fatto registrare una notevole accelerazione nella fase successiva al giugno 2016 e alla normalizzazione delle relazioni bilaterali tra Ankara e Mosca dopo l'abbattimento del caccia russo nello spazio aereo turco del novembre 2015. **A seguito della conclusione del processo di ratifica parlamentare dell'accordo intergovernativo finalizzato alla costruzione del gasdotto, i lavori per la posa delle condutture del Turkish Stream nel tratto *off-shore* sono iniziati ufficialmente lo scorso 7 maggio** e, secondo fonti russe potrebbe essere completato nelle sue due fasi

rispettivamente alla fine del 2018 e nel 2019. Parallelamente, secondo quanto dichiarato dall'amministratore delegato della compagnia turca Botas, le parti avrebbero raggiunto un accordo sulle procedure di finanziamento della tratta *on-bore* del gasdotto, che attende ora dalle autorità turche la concessione della licenza di costruzione della seconda condotta.

Una visita ai cantieri del TurkStream è stata condotta a fine giugno dal presidente russo, Vladimir Putin, in occasione della cerimonia che ha salutato la congiunzione delle condutture posate su fondali bassi e in acque più profonde. In tale occasione, Putin – analogamente a quanto più volte dichiarato dall'amministratore delegato di Gazprom, Alexey Miller – ha ribadito la valenza centrale del progetto nel garantire maggior sicurezza all'approvvigionamento di gas europeo grazie all'aggiramento del transito attraverso l'Ucraina. Secondo i progetti di Gazprom, infatti, delle due condutture parallele che saranno posate lungo il Mar Nero – della capacità di 15,75 Gmc ciascuna – la prima dovrebbe servire ad approvvigionare il mercato turco, mentre la seconda dovrebbe rendere il gas disponibile per essere venduto a consumatori dell'area danubiano-balcanica presso un *hub* da creare a Luleburgaz, nei pressi del confine con la Grecia, e successivamente attraverso un nuovo collegamento infrastrutturale attraverso il territorio ellenico – in vista del quale già nel giugno 2015 i ministeri competenti in materia energetica di Mosca e Atene avevano siglato un Memorandum di cooperazione per la costruzione e operazione di un gasdotto in territorio greco.

In quest'ultima prospettiva, **l'ultimo trimestre ha fatto registrare l'accelerazione dei piani di cooperazione tra Gazprom, Edison e Depa**, già avviati nel febbraio dello scorso anno attraverso un Memorandum di Intesa che chiamava le parti a cooperare nella prospettiva di sviluppo di una rotta meridionale del gas tra la Grecia e l'Italia. Il 2 giugno scorso, in occasione del Forum economico di San Pietroburgo, le tre compagnie – alla presenza del ministro dello Sviluppo economico italiano, Carlo Calenda, e del responsabile per le relazioni economiche internazionali del Ministero degli Esteri greco, George Tsipras – hanno siglato un Accordo di cooperazione che segna un importante passo in avanti in questa direzione. **L'accordo prevede infatti il coordinamento dello sviluppo del progetto TurkStream con quello Poseidon, infrastruttura sottomarina tra Grecia e Italia lungo il Canale di Otranto**, della capacità di 10 Gmc/a scalabile fino a 20. Inserito dalla Commissione europea nel novero dei "Progetti di interesse comune", il progetto Poseidon – che in ragione dell'avanzato percorso realizzativo può essere considerato un progetto già "maturo" – rappresenta il segmento *off-shore* del più ampio progetto di Inteconnettore Grecia-Italia, che comprende una tratta *on-shore* di circa 600 chilometri che, di esclusiva responsabilità dell'operatore greco Desfa, è previsto tagliare trasversalmente il territorio ellenico tra la costa ionica e il confine con la Turchia, legando assieme il Poseidon e le infrastrutture di trasporto di provenienza turca. La scalabilità dell'infrastruttura è inoltre legata alla possibilità che il Poseidon possa beneficiare di un approvvigionamento multiplo, dalla Turchia così come dal Bacino di Levante attraverso il progetto EastMed (v. *Focus n. 29/2017*; Cfr. *Infra*). Il progetto di espansione della rete nazionale greca nel segmento *on-shore* al fine consentire il transito verso occidente del gas di provenienza turca è stato approvato dalle autorità greche nel gennaio 2007, nella prospettiva – poi sfumata con la selezione del Trans Adriatic Pipeline – che potesse beneficiare del gas azerbaigiano di SD2.

D'altra parte, a dimostrazione della volontà russa di valutare tutte le possibili alternative di

trasporto del gas dal confine greco-turco ai mercati dell'Europa danubiano-balcanica, allo stesso Forum di San Pietroburgo che ha visto la firma dell'Accordo di cooperazione tra Gazprom, Edison e Depa, secondo la stampa austriaca – che cita fonti vicine al governo di Vienna – **il Cancelliere Christian Kern e Vladimir Putin avrebbero tenuto un incontro nel corso del quale sarebbe stata discussa la possibilità di rilanciare il progetto di un gasdotto lungo la direttrice danubiano-balcanica verso l'hub di Baumgarten – rotta sulla quale insisteva il progetto di gasdotto South Stream, cancellato nel 2014.** Un'intesa in questa direzione sarebbe stata raggiunta, a inizio giugno, anche dalle compagnie interessate al progetto, l'austriaca Omv e Gazprom. Il rilancio dei piani infrastrutturali lungo l'asse danubiano-balcanico trova il pieno sostegno anche del governo ungherese, come testimoniato dall'accordo siglato il 5 luglio a Mosca tra il ministro degli Esteri e del Commercio internazionale di Budapest, Peter Szijjarto, e Gazprom. L'accordo ruota difatti attorno alla possibilità di approntare un collegamento infrastrutturale che colleghi l'Ungheria al sistema di gasdotti che potrebbe trasportare in Europa il gas russo esportato attraverso il Turkstream. La prospettiva di collegare la rete ungherese ai progetti infrastrutturali per il trasporto di gas russo lungo la direttrice meridionale di esportazione si lega a un progetto congiunto serbo-ungherese, avviato a inizio giugno e meglio specificato dallo stesso Szijjarto il giorno successivo all'incontro di Mosca. Il progetto prevedrebbe un collegamento infrastrutturale della capacità di 8 Gmc/a lungo tra Ungheria, Serbia e Bulgaria – dove il gas russo potrebbe giungere direttamente dall'hub turco di Luleburgaz. Secondo quanto di recente dichiarato dal vice-ministro per l'Energia bulgaro, Zhecho Stankov, gli studi di pre-fattibilità per un interconnettore con la Turchia sarebbero già stati ultimati, così come l'individuazione di una possibile rotta. Il governo bulgaro ha d'altra parte più volte sottolineato, attraverso lo stesso primo ministro Boyko Borisov, la volontà di rilanciare quel ruolo di snodo per le esportazioni russe attraverso il Mar Nero che la costruzione del South Stream avrebbe assicurato al paese – giungendo a proporre alla controparte russa, nelle fasi di più difficile negoziato con la Turchia per la finalizzazione del Turkstream, la realizzazione di un hub presso il porto di Varna, che resta comunque obiettivo di medio periodo di Sofia. **Le diverse opzioni di trasporto del gas dalla Turchia verso l'Europa a disposizione di Gazprom – cui si aggiunge il possibile utilizzo della capacità scalabile del Trans Adriatic Pipeline – sembrano testimoniare, da una parte, che non mancano gli interlocutori statali e privati europei interessati a partecipare ai piani infrastrutturali di Mosca e, dall'altro, il maggior potere negoziale che la latente concorrenzialità intra-europea sulle rotte di esportazione assicura al Cremlino e a Gazprom.**

La rapida ripresa e la finalizzazione delle procedure e degli accordi necessari per la posa del Turkish Stream testimoniano il ruolo chiave giocato dal comparto energetico nella ripresa del dialogo e della cooperazione russo-turca all'indomani della crisi bilaterale del 2015-2016. **Ulteriore testimonianza della centralità del comparto per la cooperazione bilaterale tra Turchia e Russia è giunta dall'accelerazione impressa al progetto di costruzione di una centrale nucleare presso Akkuyu,** nella provincia anatolica di Mersin, appaltata dalle autorità turche nel 2013 a Atomstroyexport, controllata dalla compagnia russa Rosatom, e sino a oggi caratterizzato da diversi ritardi e slittamenti. Secondo la tempistica originaria del progetto, la prima unità dell'impianto – composta di

quattro blocchi della capacità di 1.200 megawatts ciascuno, pari al 6-7% circa della domanda nazionale stimata – avrebbe dovuto entrare in funzione entro il 2025. L'accelerazione impressa al progetto potrebbe tuttavia vedere i lavori di costruzione iniziare già nel febbraio 2018 e concludersi entro il 29 ottobre 2023, centesimo anniversario della nascita della Repubblica. In questa prospettiva, in attesa che le autorità turche concedano le necessarie licenze di costruzione – attese per l'ultimo trimestre dell'anno in corso – a metà giugno l'Autorità nazionale per la regolamentazione del mercato energetico ha concesso ad Akkuyu una licenza di generazione elettrica della durata di 49 anni.

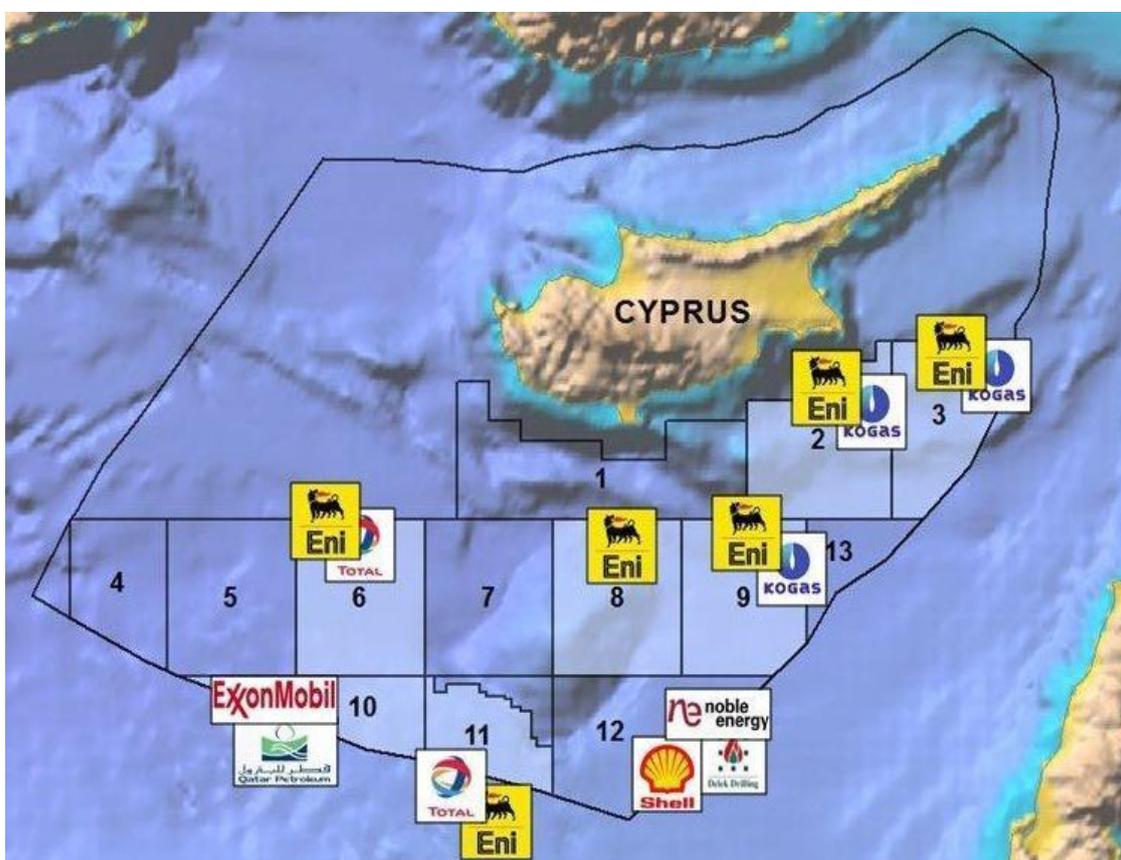
Che il rilancio delle relazioni turco-russe transiti principalmente attraverso il comparto energetico è stato ulteriormente dimostrato dalla firma di un accordo preliminare per la cessione da parte di Rosatom a un consorzio di compagnie turche – il consorzio Cengiz-Kolin-Kalyon – del 49% delle quote del progetto Akkuyu. Stando a quanto dichiarato da dirigenti della compagnia Kolin, l'accordo preliminare – che giunge a conclusione di un negoziato durato circa due anni – sarebbe stato accelerato e facilitato dall'iniziativa congiunta dei due governi, che aprirebbe la strada anche ad attività congiunte in paesi terzi. L'investimento richiesto per la costruzione della centrale nucleare è pari a 20 miliardi di dollari – compresi 4 in interessi sui prestiti internazionali che le compagnie stanno attualmente valutando.

La centrale nucleare di Akkuyu è una delle tre che il governo turco ha messo in cantiere nella prospettiva di ridimensionare il peso della “bolletta energetica” nazionale (pari a circa 50 miliardi di dollari annui) e, in particolare, delle importazioni degli idrocarburi, di cui il paese è sostanzialmente privo. Questa risulta d'altra parte particolarmente sensibile – prima ancora che ai picchi di domanda stagionali – all'aumento del prezzo delle materie prime: nel corso del primo semestre del 2017, l'effetto combinato di questi due fattori (con un prezzo medio del greggio passato dai 30 \$/b a circa 50 \$/b) ha determinato un aumento dei costi totali di importazione di energia del 38,7%, per un valore nominale di circa 3 miliardi di dollari. Su questo sfondo, la costruzione di una seconda centrale nucleare, nell'area di Sinop, è stata appaltata a un consorzio franco-giapponese, mentre lo scorso ottobre il Ministero per l'Energia aveva reso nota l'intenzione di costruire la terza centrale nel distretto di İğneada, nella provincia nord-occidentale di Kırklareli. Secondo la stampa turca, la costruzione della centrale di İğneada sarebbe stata oggetto di discussione tra il presidente Erdoğan e l'omologo cinese Xi Jinping, in occasione del recente summit di Pechino sullo sviluppo del progetto One Belt One Road.

Parallelamente ai piani di sviluppo di energia nucleare, si va dando seguito in Turchia al proposito di avviare, come annunciato dal ministro per l'Energia di Ankara, Berat Albayrak, una «fase assertiva di esplorazione» del potenziale estrattivo *off-shore*, nel Mediterraneo e nel Mar Nero – all'incrocio tra dettami di politica energetica e diplomazia regionale. Come annunciato a fronte del recente avanzamento dei piani esplorativi ciprioti (v. *Focus n. 29/2017*) – tradizionalmente ritenuti da Ankara come illegittimo atto unilaterale, lesivo dei diritti dei turco-ciprioti – a partire dall'ultima settimana di aprile, la nave oceanografica turca Barbaros Hayrettin Paşa ha avviato attività di rilevazione nel Mediterraneo orientale. Mentre i primi risultati dell'attività esplorativa – ultimata per due terzi a fine giugno – non sono ancora stati resi noti, il

governo turco ha annunciato l'intenzione di inviare nell'area un'ulteriore imbarcazione, la Turkuaz, di proprietà del Direttorato generale per la ricerca e l'esplorazione mineraria. Secondo la tempistica resa nota dal Ministero per l'Energia turco, alle attività di esplorazione potrebbe seguire, già entro la fine del 2017, l'avvio di trivellazioni al largo della costa di Cipro Nord. Parallelamente alla direttrice mediterranea, la nave oceanografica Oruç Reis sarebbe in procinto di avviare attività esplorative nel Mar Nero, mentre il governo avrebbe previsto lo stanziamento di circa 4-5 miliardi di dollari per lo sviluppo del potenziale del Bacino. Nonostante il ministro Albayrak abbia ripetutamente sottolineato come le attività esplorative nel Mediterraneo e nel Mar Nero saranno condotte nel rispetto del diritto marittimo internazionale, resta aperta la possibilità che le attività stesse possano aprire una nuova fase di tensione con le autorità cipriote, così come accaduto con la "crisi delle trivellazioni" del 2011 (v. *Focus n. 7-8/2011*).

FIG. 3.4 - I BLOCCHI ASSEGNATI NEI TRE LICENSING ROUND CIPRIOTI



FONTE: TEK MOR MONITOR

Come già accaduto in passato, il nodo dello sfruttamento del potenziale estrattivo del Bacino di Levante si lega ai più intricati nodi diplomatici della politica regionale. In particolare, ancora una volta le incrociate attività di esplorazione a largo della costa di Cipro si sovrappongono ai negoziati per la riunificazione dell'isola – rilanciati da una conferenza internazionale lo scorso 28 giugno a Crans-

Montana, in Svizzera. Come già in passato, è tutt'altro che remota la possibilità che il potenziale energetico del Bacino, anziché rappresentare un incentivo verso la risoluzione dell'ultra-quarantennale divisione di Cipro, possa al contrario rappresentare una fonte di tensioni e, dunque, un ostacolo ulteriore verso la soluzione della questione cipriota. La congiuntura politico-diplomatica non sembra essere incoraggiante: mentre le risorse negoziali europee rispetto alla controparte turca sembrano progressivamente ridursi, al contempo la prossima scadenza elettorale a Cipro (le presidenziali del febbraio 2018) potrebbero rappresentare un ulteriore elemento di irrigidimento negoziale da parte di Nicosia. Nel quadro così delineato, il rischio che le attività di esplorazione nelle acque cipriote possano rappresentare un catalizzatore di tensioni è tutt'altro che remoto. Non è peraltro un caso che, alla vigilia della ripresa dei negoziati sulla riunificazione, nella stampa turca fosse circolata la notizia – presto smentita dalle autorità cipriote – di un'intesa mediata dall'Onu e finalizzata a introdurre una moratoria sulle trivellazioni.

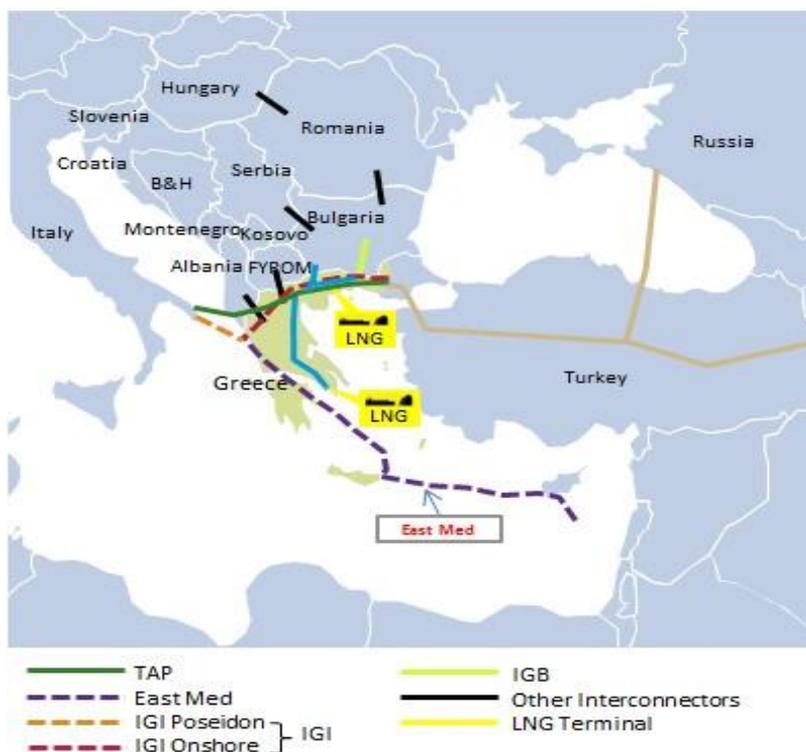
A seguito del secondo round di concessione di licenze di esplorazione, concluso da Nicosia lo scorso dicembre (v. *Focus n. 29/2017*), a metà luglio sono previste avviarsi le trivellazioni da parte di Total nel blocco n. 11 – operato dalla compagnia francese e concesso in licenza in partnership con Eni. Pur senza citare espressamente la compagnia francese, a tali attività sembra aver fatto minacciosamente riferimento il presidente turco Erdoğan quando, a inizio luglio e nel corso di una conferenza tenutasi a Istanbul, ha denunciato l'inaccettabilità del comportamento delle compagnie internazionali, che si rendono complici delle «misure irresponsabili» intraprese dal governo cipriota. Il presidente turco ha inoltre sottolineato come esse, al contrario, dovrebbero evitare di prendere parte a iniziative che potrebbero determinare nuove tensioni regionali e, al contempo, alienare un paese amico quale la Turchia.

Al di là dell'avanzamento dei piani di esplorazione ciprioti, il pieno sviluppo del potenziale estrattivo del Bacino di Levante continua a procedere piuttosto lentamente e non senza ostacoli, tanto con riferimento a Israele quanto al Libano. Per la seconda volta in due mesi, a fine giugno il Ministero per l'Energia israeliano ha infatti annunciato lo slittamento della scadenza per la finalizzazione del nuovo round di concessione di licenze di esplorazione e sfruttamento avviato lo scorso novembre per 24 blocchi *off-shore* del paese (v. *Focus n. 28/2016*), passibili di contenere secondo stime governative fino a 2,1 Tmc di riserve gassifere. Secondo la stampa israeliana, la posticipazione dei risultati dell'offerta da luglio a novembre 2017 è conseguenza della mancata manifestazione di interesse da parte di un numero significativo di compagnie energetiche medio-grandi. Le uniche due compagnie ad aver concretamente manifestato interesse alle licenze sarebbero state Edison e la greca Energean. Parallelamente, dopo una serie di slittamenti dovuti agli accesi contrasti politico-istituzionali interni al paese, il governo di Beirut a inizio anno ha approvato due decreti che hanno suddiviso in 10 blocchi la propria Zona economica esclusiva (Zee) e aperto la strada a un'offerta di concessioni per lo sviluppo di cinque di essi, tre dei quali ricadrebbero tuttavia secondo Tel Aviv – che contesta la delimitazione della Zee attuata nel 2010 dalle autorità libanesi – nelle proprie acque. A fine aprile il Ministero per l'Energia ha così reso pubblica una lista di compagnie pre-qualificate per le concessioni, tra cui Eni, Total, Statoil, Repsol e Inpex. Le compagnie sono attese presentare offerte entro settembre, in previsione dell'assegnazione delle concessioni entro la fine dell'anno. Tuttavia, al di là della sensibile diminuzione delle compagnie interessate alla partecipazione ai piani di sviluppo energetici libanesi rispetto al 2013 – quando la

prima offerta venne avviata e successivamente interrotta – questi ultimi sembrano scontare non irrilevanti ostacoli. Il primo di essi discende dalla vertenza di confine tra Israele e il Libano, che riguarda i tre più promettenti blocchi oggetto di concessioni. Il secondo deriva dalle crescenti tensioni tra Stati Uniti e Iran (Cfr. *Infra*) che, considerata la partecipazione al governo libanese di Hezbollah, potrebbe finire per colpire direttamente anche il paese.

Il nodo dell'esplorazione ed estrazione delle risorse dell'area resta indissolubilmente legato a quello del loro trasporto verso i mercati di consumo. Da quest'ultima prospettiva, **le autorità governative cipriote, israeliane e greche hanno ribadito il proprio sostegno al progetto EastMed come canale di esportazione del gas che potrebbe essere estratto nei prossimi anni dal Bacino di Levante**. Oggetto di un Memorandum di intesa siglato a inizio aprile (v. *Focus n. 29/2017*), il gasdotto è stato disegnato per trasportare volumi di gas compresi tra i 12 e i 16 Gmc/a dal Mediterraneo orientale verso la Grecia, lungo una rotta *off-shore* di circa 1.300 chilometri – che ne farebbe la più lunga condotta sottomarina mai realizzata – cui si aggiungono circa 600 chilometri di condutture a terra, a Cipro, Creta e nella Grecia continentale. Presso la costa ionica della Grecia, l'EastMed potrebbe poi collegarsi con il già menzionato progetto *off-shore* Poseidon tra Italia e Grecia (Cfr. *Supra*).

FIG. 3.5 - IL TRACCIATO DEL GASDOTTO EASTMED



FONTE: DEPA

Il progetto EastMed è stato al centro dell'agenda dei lavori del summit trilaterale tenutosi a Salonicco lo scorso 15 giugno, con la partecipazione del primo ministro israeliano Benjamin Netanyahu e degli omologhi cipriota e greco, Alexis Tsipras e Nicos

Anastasiades. La dichiarazione congiunta sottoscritta in occasione del Summit ha ribadito la strategicità del progetto infrastrutturale tanto nella prospettiva di rafforzamento del partenariato trilaterale quanto per il più ampio sviluppo regionale.

L'EastMed non rappresenta la soluzione tecnicamente ed economicamente più conveniente per il trasporto delle risorse gassifere del Bacino di Levante verso i mercati europei. Oltre alle difficoltà tecniche che la posa delle tubature presenterebbe nel segmento *off-shore*, **il gasdotto, con un costo stimato di 6,4 miliardi di dollari, sarebbe di gran lunga più dispendioso di un collegamento *off-shore* verso la costa della Turchia – che richiederebbe invece un investimento stimato attorno ai 2 miliardi** per un'infrastruttura lunga circa 550 chilometri – dove il gas potrebbe essere consumato localmente o reinstradato verso i mercati europei attraverso i piani infrastrutturali in corso di predisposizione lungo l'asse turco-greco. Dal punto di vista politico-diplomatico l'opzione turca è però piuttosto complessa. Anzitutto, il processo di *normalizzazione* delle relazioni turco-israeliane dopo la lunga crisi successiva all'incidente della Mavi Marmara del maggio 2010 non può ancora considerarsi completo e, soprattutto, non sembra ancora essere sostenuto da un parallelo processo di *riconciliazione* tra i due interlocutori. La crisi ha cioè lasciato strascichi pesanti in termini di fiducia tra le parti, che costituisce un ostacolo non irrilevante nella prospettiva di addivenire a un'intesa su un progetto infrastrutturale che legherebbe le parti nel lungo periodo e accrescerebbe notevolmente il peso della Turchia nella relazione bilaterale, in ragione dell'acquisizione di un ruolo di snodo vitale per l'esportazione delle risorse gassifere israeliane. Come già visto nel caso dei rapporti turco-russi, anche la normalizzazione di quelli turco-israeliani sembra tuttavia passare attraverso la cooperazione energetica. In questa prospettiva, e a seguito dei primi contatti avutisi nel corso dell'anno, il Ministero dell'Energia turco ha annunciato una prossima visita di Albayrak in Israele, dove le parti potrebbero accordarsi per avviare i negoziati con le compagnie private interessate alla costruzione del gasdotto tra i due paesi – potenzialmente realizzabile nello spazio di tre anni.

A pesare diplomaticamente sulla fattibilità di un gasdotto israelo-turco è tuttavia, e non secondariamente, anche la necessità di transito attraverso la Zona esclusiva marittima di Cipro, che – nonostante le autorità turche abbiano sottolineato non richiederebbe necessariamente l'assenso del governo di Nicosia – si lega indissolubilmente al lungo negoziato per la soluzione della divisione dell'isola. **Per quanto, dunque, l'EastMed non rappresenti l'opzione di trasporto tecnicamente ed economicamente più conveniente per il gas israeliano e cipriota, essa lo è certamente da un punto di vista strettamente politico-diplomatico**, anche e significativamente in ragione del sostegno a esso assicurato dalle autorità europee nella prospettiva di diversificazione dei canali di approvvigionamento continentali.

Le prospettive di aumento della produzione e dell'offerta di gas nell'area vicino-orientale si legano strettamente ai piani di sviluppo del comparto dell'Iran, che con 33,5 Tmc di riserve provate rappresenta il primo paese al mondo per potenzialità di estrazione. **A inizio luglio Tehran ha concluso il primo grande accordo di sfruttamento dei propri giacimenti gassiferi – per un valore di 4,8 miliardi di dollari e di durata ventennale – con compagnie straniere nella fase successiva alla**

conclusione dell'accordo sul nucleare del 2015 e alla parziale rimozione delle sanzioni internazionali nel gennaio del 2016. L'accordo, che da qui al 2021 prevede la messa in operazione della fase 11 del maxi-giacimento *off-shore* di South Pars, è stato siglato dalle competenti autorità iraniane con la compagnia francese Total e con la Cnpc. Un accordo analogo era stato siglato dalle parti nel 2009, salvo cadere vittima dell'adesione della Francia alle sanzioni varate dall'Unione europea all'Iran. Sulla base dell'accordo di luglio, già delineato lo scorso novembre, Total sarà operatore e azionista di maggioranza del consorzio – con il 50,1% delle sue quote – mentre il 30% e il 19,9% saranno detenuti rispettivamente da Cnpc e della iraniana Petropars.

La partecipazione di Total all'accordo spezza significativamente la tendenza delle compagnie energetiche occidentali a non sviluppare progetti nel paese, nella perdurante incertezza che continua a caratterizzare i rapporti tra Tehran e Washington. L'accordo, d'altra parte, viene siglato in un momento di rinnovate tensioni nei rapporti tra l'Iran e gli Stati Uniti, nel pieno di un dibattito sulla possibile revisione dell'accordo sul nucleare del 2015 e a poche ore di distanza dall'approvazione di una risoluzione del Senato che condanna il coinvolgimento della Guardia Rivoluzionaria nei conflitti mediorientali e il programma di sviluppo di missili balistici, proponendo nuove sanzioni. Non è un caso che, nella prospettiva di conformarsi alle limitazioni agli investimenti ancora imposte dalle sanzioni statunitensi, Total abbia deciso di nominare un responsabile di conformità incaricato di valutare la piena rispondenza alla normativa statunitense – e, in particolare, alla proscrizione di accordi di investimento di cui possa beneficiare direttamente la Guardia Rivoluzionaria stessa. D'altra parte, come esplicitamente dichiarato dall'amministratore delegato della compagnia francese, Patrick Pouyanné, il possibile ritorno economico dell'investimento iniziale di un miliardo di dollari previsto da Total – secondo le stime governative iraniane il 7,5% su una rendita totale di 84 miliardi di dollari, raggiungibile in un ventennio a un prezzo medio del barile di petrolio pari a 50 \$ – controbilancia possibili rischi di approvazione di nuove sanzioni a danno del paese. L'iniziativa della Total, infine, sembra più in generale rispecchiare tutta la ritrosia degli altri firmatari occidentali dell'accordo sul nucleare – e, in particolare, di Francia e Germania – rispetto alla revisione dello stesso o a un inasprimento del regime sanzionatorio.

Sullo sfondo della dura retorica della Casa Bianca rispetto all'Iran e del recente rilancio del partenariato saudita-statunitense, **la minaccia di un inasprimento delle sanzioni statunitensi a danno del paese si colloca, complicandolo, nel contesto dell'avanzamento piani di attrazione di investimenti esteri nel paese.** Piani, questi ultimi, rafforzati politicamente dalla nuova affermazione del riformista Hassan Rouhani nelle elezioni presidenziali tenutesi in maggio e sostenuti normativamente dalla recente approvazione di un nuovo modello contrattuale – il cd. Iran Petroleum Contract (Ipc) – varato per definire le nuove e più vantaggiose condizioni di partecipazione delle compagnie internazionali all'esplorazione e allo sfruttamento delle ingenti risorse energetiche nazionali. Secondo stime accreditate, per lo sviluppo dei piani di estrazione nazionale l'Iran necessiterebbe nel prossimo quinquennio di un volume minimo di investimenti pari a circa 100 miliardi di dollari, l'80% dei quali è previsto giungere dall'estero. In questa prospettiva, e alla vigilia di un'offerta pubblica che interesserà lo sviluppo di 49 giacimenti di petrolio e gas sul territorio nazionale, Tehran ha pubblicato una lista di 29 compagnie internazionali

già qualificate per la gara – che include società del calibro di Cnpc, Gazprom, Eni, Shell, Total, Wintershall, Omv e Inpex – cui sono state di recente aggiunte cinque ulteriori compagnie (quattro russe, comprese Rosneft, e la azerbaigiana Socar).

La speranza delle autorità iraniane – così come espressa dal vice-ministro competente in materia energetica, Amir-Hossein Zamaninia – è che l'accordo appena concluso con Total possa agire da “rompighiaccio” rispetto alla finalizzazione di altri accordi con compagnie russe ed europee che, pur avendo avviato contatti con le autorità iraniane per la sottoscrizione di accordi di esplorazione e sfruttamento, hanno mostrato un'evidente ritrosia a finalizzare gli stessi in un contesto politico-diplomatico altamente instabile e incerto. La ritrosia delle compagnie internazionali è d'altra parte accresciuta dalle sanzioni che ancora ostacolano le attività bancarie e di investimento nel paese. Mentre, infatti, per le banche statunitensi è proibito condurre attività in Iran, a quelle europee sono precluse le transazioni in dollari attraverso il sistema finanziario statunitense – previsione per la violazione della quale le competenti autorità degli Stati Uniti hanno sanzionato diversi istituti bancari europei, a partire dal francese Bnp Paribas. Ulteriore e non secondario fattore di rischio per gli investitori occidentali è rappresentato dalla perdurante opposizione della parte più conservatrice delle istituzioni iraniane rispetto all'apertura del comparto energetico agli investitori esteri – che controbilancia l'ottimismo suscitato all'estero dalla richiamata affermazione elettorale di Rouhani. Dimostrazione di esso è stato il sia pur fallimentare tentativo propugnato dall'opposizione parlamentare a Rouhani di portare in assemblea un provvedimento che avrebbe bloccato l'attuazione del contratto con Total e Cnpc, già criticato da esponenti dell'opposizione sulla base dell'eccessiva remunerazione promessa a compagnie straniere e del peso eccessivo della compagnia francese nel relativo consorzio.

La prossima rilevante tappa dei piani di sviluppo del potenziale estrattivo iraniano, dimostrazione della volontà di investimento delle compagnie estere nel comparto, è rappresentata dall'apparentemente imminente gara d'appalto – già più volte rimandata per non meglio specificati motivi tecnici – per l'assegnazione di licenze di sfruttamento del maxi-giacimento petrolifero di Azadegan, per il quale Shell, Petronas, Inpex e la stessa Total hanno già manifestato interesse e firmato un Memorandum per lo studio del giacimento. I piani del governo iraniano prevedono, d'altra parte, entro la fine dell'anno del calendario persiano (marzo 2018), di concludere contratti con compagnie estere per un valore totale di 15 miliardi di dollari. Accanto alla possibile finalizzazione di un Ipc per il giacimento di Azadegan, è lecito attendersi dunque che le autorità iraniane prevedano di concludere due o tre ulteriori accordi di sfruttamento. Uno di questi potrebbe riguardare il giacimento gassifero *off-shore* di Kish, per lo studio del cui sviluppo il 19 giugno la compagnia statale iraniana Nioc ha siglato un Memorandum di Intesa con Eni – che riguarda anche il giacimento petrolifero di Darquain, le cui due prime fasi di sviluppo erano già state operate dalla compagnia italiana prima dell'interruzione delle attività nel paese, nel 2010. Il giacimento di Kish, che con riserve potenziali di gas stimate a 1,3 Tmc rappresenta il secondo giacimento iraniano per estensione, è oggetto di interesse anche di altre compagnie internazionali – Gazprom e Shell *in primis* – che hanno già siglato nel 2016 memorandum analoghi a quello sottoscritto da Eni. La sottoscrizione del memorandum tra Eni e Nioc segue significativamente il raggiungimento di un accordo per il rimborso di investimenti

pregressi effettuati nel paese dalla compagnia italiana, per un totale di 264 milioni di euro. Sulla base dell'accordo, il debito sarà ripagato attraverso il versamento di una percentuale sugli incassi derivanti dalla vendita di greggio da parte delle compagnie petrolifere iraniane.

4. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

4.1 Corridoio Nord-Orientale

NORD STREAM 2	
Capacità annua	55 Gmc/a
A partire dal	2019
Provenienza gas	Russia
Zee attraversate	Finlandia, Svezia, Danimarca
Paese di arrivo	Germania
Società coinvolte	Gazprom (100%);

A fine aprile Gazprom ha ufficializzato la finalizzazione di un accordo per il finanziamento di almeno il 50% del Nord Stream 2 con cinque compagnie europee – la francese Engie, l'austriaca Omy, l'anglo-olandese Royal Dutch Shell

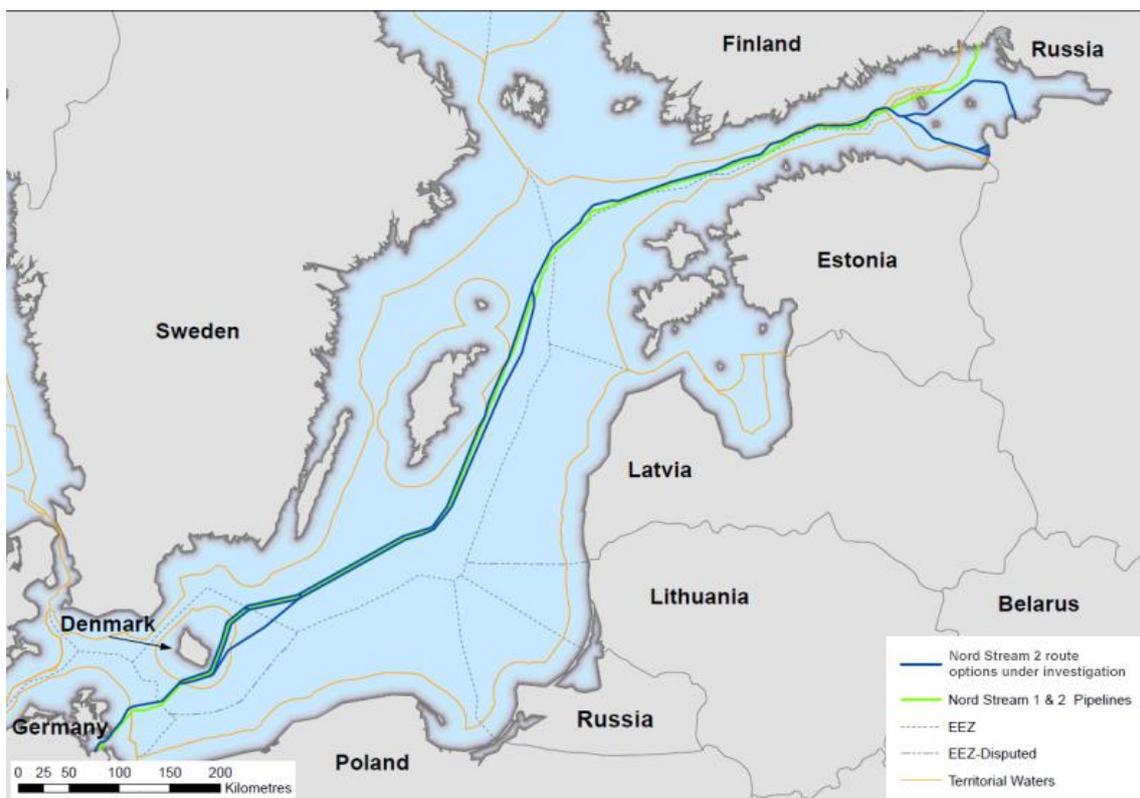
e le tedesche Uniper e Wintershall. Queste ultime si sono impegnate ad assicurare congiuntamente 4,75 miliardi di euro dei 9,5 miliardi di investimento totale richiesto per la realizzazione dell'infrastruttura. Inoltre, secondo il modello di accordo siglato tra le parti, qualora il progetto non dovesse attirare gli ulteriori finanziamenti necessari alla sua realizzazione, le cinque compagnie firmatarie eleverebbero fino al 70% – 6,65 miliardi di euro – la quota di finanziamento. A inizio luglio, l'AD di Gazprom Alexei Miller ha dichiarato che la compagnia russa avrebbe già avviato contatti con non meglio definite banche d'affari russe, europee e asiatiche in vista del finanziamento del restante 50% dell'investimento necessario alla realizzazione del Gasdotto, dichiarando che i negoziati saranno avviati nel corso dell'estate. Sulla base dell'accordo sottoscritto ad aprile, le compagnie finanziatrici avrebbero già trasferito a Gazprom a metà giugno una prima tranches di circa un miliardo di euro, prevista essere utilizzata nel corso del 2017. Secondo i termini dell'accordo tra Gazprom e le compagnie europee, il gigante dell'energia russo rimarrà l'unico azionista e operatore del Nord Stream 2, la cui inaugurazione è prevista entro la fine del 2019.

Il progetto attende ora la valutazione e l'approvazione su un piano tecnico-

ambientale da parte dei regolatori nazionali dei paesi interessati dal transito dell'infrastruttura – Finlandia, Svezia, Danimarca e Germania. In aprile Gazprom ha presentato a essi la documentazione necessaria alla valutazione, che di fatto ricalca quella già predisposta nel 2009 per il Nord Stream, al cui tracciato il progetto di raddoppio dell'infrastruttura correrà parallelo. Nonostante qualche parere discorde – proveniente da paesi tradizionalmente contrari alla concentrazione delle esportazioni russe lungo l'asse baltico – gli analisti di settore sostanzialmente concordano nel ritenere che la sovrapposizione di tracciati renda relativamente agevole la concessione di una positiva valutazione di impatto ambientale.

Benché il tracciato dell'infrastruttura, che segue quello del Nord Stream, non appaia agli operatori passibile di generare rilevanti ostacoli per la concessione delle rispettive valutazioni di impatto ambientale, problematiche di natura politica sembrano poter sorgere con alcuni dei paesi interessati dal transito. In particolare, il Parlamento danese ha avviato la predisposizione di un progetto di legge finalizzato a introdurre considerazioni di politica estera e di sicurezza nella valutazione legislativa di progetti transnazionali quali il Nord Stream 2. Secondo la stampa di settore, la Danimarca renderà noto se la nuova legislazione si applicherà anche al progetto russo solo a seguito della conclusione della vertenza politico-normativa che oppone Unione europea e Russia sulla realizzazione dello stesso.

FIG. 4.1 - IL POSSIBILE TRACCIATO DEL NORD STREAM 2



FONTE: GAZPROM

Il progetto transbaltico continua a dividere il fronte europeo, ricalcando una più ampia spaccatura interna all'Unione che si nutre, tradizionalmente, della diversa percezione di minaccia strategica proveniente da Mosca e, conseguenzialmente, si riflette nel diverso atteggiamento assunto innanzi alle prospettive di cooperazione – o, all'opposto, di contenimento – della Federazione russa. Lo scorso anno, nove dei membri dell'Unione – ovvero le tre Repubbliche baltiche, Polonia, Ungheria, Romania, Repubblica Ceca, Slovacchia e Croazia – avevano congiuntamente esplicitato la loro contrarietà al progetto attraverso una lettera aperta indirizzata alla Commissione, incentrando le proprie argomentazioni sull'accresciuta dipendenza dagli approvvigionamenti russi che il gasdotto comporterebbe, e sul conseguente approfondimento della già elevata e connessa vulnerabilità politica da Mosca.

A ingrossare significativamente le fila di quanti, all'interno dell'Unione, mantengono una posizione di diffidenza e di latente confronto con la Russia, è stato il presidente del Consiglio europeo, Donald Tusk – già primo ministro tra il 2007 e il 2014 di quella Polonia che guida l'opposizione alla realizzazione del Nord Stream 2. In una lettera inviata alla Commissione, Tusk, esprimendo la preoccupazione che il Nord Stream 2 possa ulteriormente rafforzare la presa di Mosca sull'approvvigionamento europeo, ha dichiarato la propria «visione negativa» di un progetto la cui realizzazione non sarebbe pienamente conforme all'interesse europeo e lascerebbe l'Ucraina «alla mercé della Russia» mentre continua l'aggressione di questa sulla prima. Nella prospettiva di Tusk, il Nord Stream 2 finirebbe dunque per contraddire i pilastri sui quali le politiche della Commissione hanno fondato la tutela della sicurezza energetica continentale – dalla diversificazione delle rotte e dei fornitori di gas sino all'aumento della competizione sui mercati dell'Europa orientale. Sulla base di queste considerazioni, il presidente del Consiglio europeo ha richiesto alla Commissione la rigorosa applicazione della normativa europea e il pieno rispetto degli obiettivi politici dell'UE.

La vertenza intra-europea sul Nord Stream 2 genera un cortocircuito tra dimensione economico-commerciale e politico-diplomatiche che è stato rafforzato, nel corso dell'ultimo trimestre, dalla ferma presa di posizione del legislatore statunitense. Il 14 giugno infatti, il Senato statunitense ha approvato a larga maggioranza (97 contro 2) un disegno di legge sull'adozione di nuove sanzioni contro l'Iran che contenente un emendamento che rafforza e allarga le sanzioni già imposte alle Russia all'indomani dell'annessione della Crimea, nel 2014. Infierendo un duro colpo alla speranza – diffusa tra diverse cancellerie occidentali e in un'ampia parte del settore industriale e commerciale – che l'elezione di Donald Trump potesse tradursi in una fase più dialogante con la Russia e in una graduale rimozione delle sanzioni, il voto del Senato ha al contrario allargato la loro portata e generato nuove tensioni tra Washington e Mosca. Il Senato ha infatti avviato un procedimento legislativo – destinato a concludersi con l'approvazione da parte della Camera dei Rappresentanti – che approfondisce e allarga la misura delle sanzioni. Da una parte, utilizzando lo strumento di una legge ordinaria in luogo degli ordini esecutivi fin qui utilizzati per l'approvazione delle sanzioni, il Senato renderebbe più complessa la procedura per la loro successiva rimozione. Dall'altra parte, il disegno di legge ha aggiunto nuove restrizioni a quelle esistenti, colpendo i piani di privatizzazione del Cremlino, minacciando di colpire il debito sovrano e i derivati russi e, infine, includendo

nella loro portata anche il settore energetico e, nello specifico, il gasdotto Nord Stream 2. Il disegno di legge propone infatti di sanzionare le società che investono o sostengono la realizzazione di infrastrutture energetiche, con ciò inficiando sia gli accordi di finanziamento sottoscritti con le compagnie europee, sia i negoziati attualmente in corso per l'attrazione di nuovi investimenti da parte di banche di affari (Vedi sopra).

Il voto del Senato statunitense ha dunque aggiunto due non irrilevanti dimensioni alla politicizzazione del dibattito attorno alla possibile realizzazione del gasdotto transbaltico: una di natura intra-atlantica, l'altra tutta interna alla dialettica tra i poteri legislativo ed esecutivo statunitensi. Da quest'ultima prospettiva, la possibile codificazione in legge delle sanzioni limita notevolmente la possibilità che la presidenza, come da più parti preconizzato alla vigilia dell'insediamento di Trump, possa intraprendere iniziative autonome volte alla normalizzazione delle relazioni con la Federazione russa – tanto più all'indomani dell'acceso dibattito interno agli Stati Uniti sulla presunta ingerenza russa nel processo elettorale nazionale. Non a caso, il segretario di Stato Rex Tillerson ha criticato l'emendamento in ragione dell'erosione dei poteri presidenziali che esso comporta e del rischio che possa tradursi in una chiusura dei canali di dialogo russo-statunitensi. In questo contesto, e sullo sfondo della investigazione dell'Fbi sul presunto tentativo di Trump di ostacolare le indagini sulla ingerenza stessa, resta da verificare se il presidente si assumerà il rischio politico di opporre il proprio veto alla legge, una volta che quest'ultima dovesse essere approvata anche da una Camera apparentemente riluttante – e che ha di fatto procrastinato il voto sulla base di irregolarità procedurali in attesa del primo incontro tra Trump e Putin atteso a margine del G20 di Amburgo.

Nel quadro delle relazioni intra-atlantiche, **l'iniziativa del Senato ha invece suscitato la dura e immediata reazione di Austria e Germania – espressa attraverso una nota congiunta rilasciata dal cancelliere austriaco Christian Kern e dal ministro degli Esteri tedesco Sigmar Gabriel.** Per Berlino e Vienna l'iniziativa rappresenta non soltanto un'indebita ingerenza negli affari europei da parte degli Stati Uniti, ma – accusa più grave rivolta al legislatore statunitense – uno strumento passibile di tradursi in un vantaggio per le esportazioni di Gnl delle compagnie nazionali. D'altra parte, è lo stesso testo approvato in Senato a dare adito all'accusa, nella misura in cui afferma tra gli *statement of policy* (Sez.257, sub 10) che il governo «dovrebbe dare priorità alle esportazioni delle risorse energetiche degli Stati Uniti allo scopo di creare posti di lavoro americani, aiutare gli alleati e partner degli Stati Uniti e rafforzare la politica estera degli Stati Uniti». La nota austro-tedesca, d'altra parte, denuncia il corso «molto negativo» impresso dal provvedimento alle relazioni europeo-statunitensi. Mentre, nello specifico, l'iniziativa del Senato sconfessa il tentativo del cancelliere tedesco Angela Merkel di trovare una via di uscita dal clima di confronto russo-atlantico e di lasciare il comparto energetico quanto più possibile ai margini della latente guerra commerciale tra le parti, più in generale essa aggrava il latente stato di tensioni tra Germania e Stati Uniti che ha seguito l'assunzione della presidenza statunitense da parte di Donald Trump – e gli attacchi rivolti da quest'ultimo al budget per la difesa e alle pratiche commerciali tedesche.

L'accusa di favorire pratiche di concorrenza sleale è stata anche al centro della reazione del consorzio Nord Stream 2 che, attraverso una nota rilasciata a stretto giro rispetto al passaggio del disegno di legge, ha sottolineato che esso è frutto di un'iniziativa senza

precedenti finalizzata a minare la posizione di potenziali concorrenti in un mercato già diversificato e, più in generale, della tendenza – diffusa anche all'interno dello spazio europeo – a proteggere i propri interessi commerciali facendo leva su argomentazioni di natura politica. Come era logico attendersi, il Cremlino dal canto suo ha replicato minacciando l'inasprimento delle proprie sanzioni commerciali già in vigore.

Contrarietà all'inasprimento e all'allargamento delle sanzioni al comparto energetico è stata espressa anche dal settore privato, su entrambe le sponde dell'Atlantico. Critiche alla posizione del legislatore statunitense sono giunte anzitutto dalle compagnie energetiche europee interessate e coinvolte nello sviluppo del progetto Nord Stream 2. L'amministratore delegato di Engie, Isabelle Kocher, ha in particolare denunciato l'inaccettabilità di un provvedimento che colpisce un progetto che non è negli Stati Uniti, non comprende compagnie statunitensi e non comporta utilizzo della moneta nazionale. Alle dichiarazioni della Kocher hanno fatto eco quelle di Klaus Schäfer, amministratore delegato di Uniper, che ha invece sottolineato come l'emendamento non colpisca solo gli interessi russi, ma anche quelli europei e tedeschi. Inoltre, richiamando la profittabilità economica del Nord Stream 2 – che nella prospettiva delle compagnie europee coinvolte garantirebbe approvvigionamenti di gas a prezzi convenienti – Schäfer ha definito «inaccettabile» che siano gli europei a pagare il conto per l'aumento dei posti di lavoro statunitensi, come conseguenza dei maggiori costi in cui i consumatori e l'industria dell'Ue incorrerebbero se il progetto di gasdotto dovesse essere bloccato. L'iniziativa del Senato non ha mancato, al contempo, di suscitare reazioni negative anche negli Stati Uniti e, in particolare, tra le società texane che commerciano in apparecchiature di perforazione con la Russia e che sono già state colpite dalle sanzioni approvate dopo il 2014. Queste rappresentano, infatti, la seconda voce di esportazioni statunitensi verso la Russia in termini di fatturato annuo – attestatosi nel 2016 a 392 milioni di dollari, con una crescita del 36% rispetto al 2015.

Nel tentativo di mediazione tra le posizioni, ancora molto lontane tra esse, interne al fronte europeo, la Commissione europea, il 9 giugno scorso, ha richiesto ufficialmente un mandato per negoziare con Gazprom, a nome degli stati membri, le regole che presiederanno alla possibile messa in operazione del Nord Stream 2, conformemente a «i principi base della normativa energetica internazionale e comunitaria». Sintetizzando efficacemente la posizione di mediazione assunta dalla Commissione, Maros Sefcovic, vice-presidente della Commissione e commissario europeo per l'Unione energetica, ha sottolineato come, benché il progetto di gasdotto non risponda appieno alle esigenze di diversificazione dei canali di importazione comunitari, ciò nonostante, qualora esso dovesse comunque essere costruito, le autorità europee devono assicurarsi che esso venga operato in maniera trasparente e in conformità alla normativa europea in materia energetica.

A seguito della presentazione ufficiale della richiesta della Commissione al Consiglio per la concessione del mandato a negoziare con Gazprom, il primo confronto con i ministri dell'UE competenti in materia energetica, tenutosi a fine giugno, sembra essere stato – secondo quanto dichiarato dallo stesso Šeřcovič – incoraggiante, e aver manifestato un ampio sostegno della posizione della Commissione. I principi chiave che il mandato a negoziare dovrà salvaguardare comprendono la trasparenza nell'operazione del gasdotto, la

non discriminazione nella fissazione delle tariffe, un adeguato e non-discriminante quota di accesso a terze parti all'infrastruttura e, infine, un adeguato grado di separazione tra le attività di approvvigionamento e trasmissione. Al di là dell'ampio sostegno assicurato al principio del mandato a negoziare, i contenuti e la portata del mandato stesso sembrano tuttavia dividere ancora il fronte europeo – così come testimoniato dalla perdurante vaghezza delle informazioni rese disponibili a riguardo dalla Commissione. Le differenze di vedute andranno ricomposte entro il prossimo autunno, quando sarebbe previsto, secondo la tempistica resa nota dalla Commissione stessa, il voto formale sulla concessione del mandato.

4.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

TRANS ADRIATIC PIPELINE (TAP)	
Capacità annua	10 Gmc (scalabili a 20)
A partire dal	2020
Provenienza gas	Azerbaijan
Paesi attraversati	Grecia, Albania
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	BP (20%) Socar (20%) Snam (20%) Fluxys (19%) Enagas (16%) Axpo (5%)

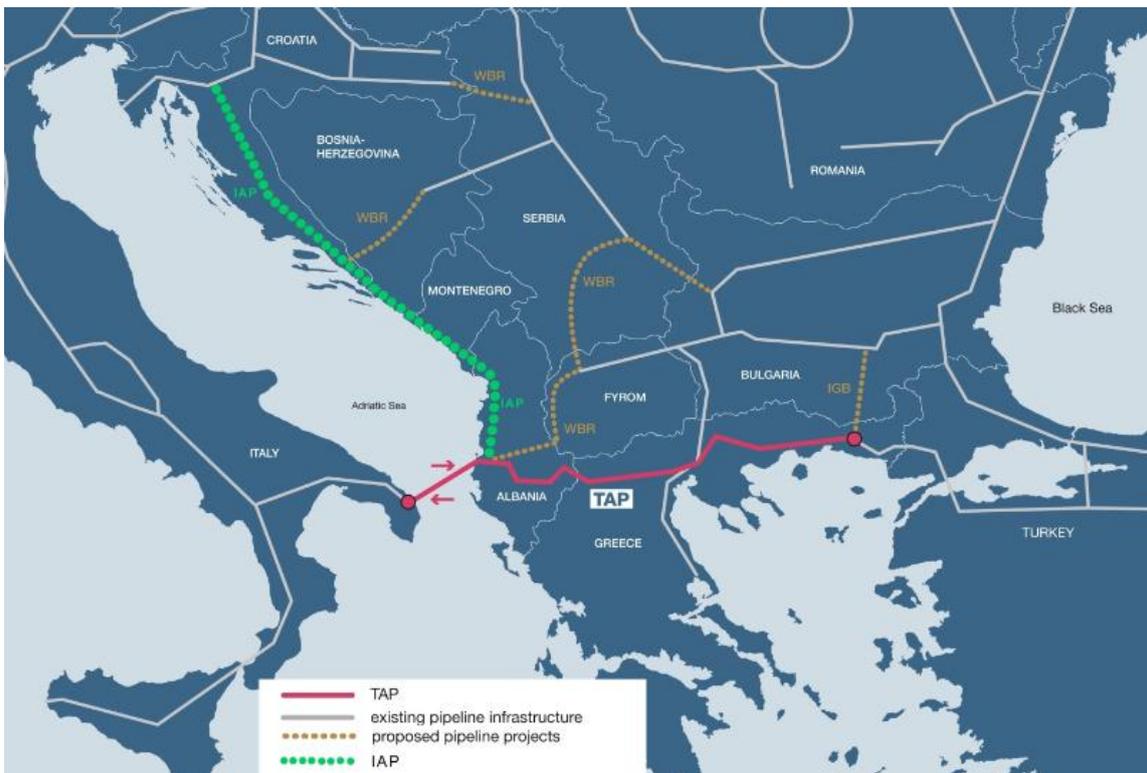
A metà maggio, a un anno dalla cerimonia che ha segnato l'inizio dei lavori di costruzione del Trans Adriatic Pipeline (Tap), l'ultimo segmento del sistema di infrastrutture di trasporto di gas deputato a collegare i giacimenti caspici con la costa italiana, il consorzio promotore del progetto ha fatto il punto sullo stato di avanzamento del progetto. Secondo quanto reso noto, la costruzione dell'infrastruttura procede secondo la tempistica stabilita – che ne vedrebbe l'entrata in funzione nel 2020 – e secondo il budget preventivato. Il gasdotto sarebbe giunto al 40% circa del

proprio percorso realizzativo, con la preparazione del terreno per la posa delle tubature già ultimata lungo circa metà del tracciato prestabilito in territorio greco e albanese, per un totale di 377 chilometri su un totale di 765. Inoltre, il 63% sul totale delle tubature sarebbe già stato consegnato e il 21% di esse sarebbe già stato interrato in Grecia e Albania. In Italia, tuttavia, continua a suscitare opposizione – in forme non di rado violente – lo spostamento temporaneo degli ulivi necessario per avviare i lavori di costruzione, previsti partire per il micro-tunnel di collegamento alla fine del 2017.

Secondo quanto dichiarato dall'amministratore delegato di Bulgartransgaz, **anche i lavori per la costruzione dell'Interconnettore Grecia-Bulgaria (Igb) – prima diramazione**

settentrionale del Corridoio meridionale – procedono coerentemente con la tempistica di realizzazione delle infrastrutture tra il Caspio e l’Adriatico. A seguito del completamento delle procedure di acquisizione dei terreni in Bulgaria, il processo di realizzazione dell’Interconnettore – della capacità iniziale di 3 Gmc/a – attende ora i permessi di costruzione, attesi giungere da Sofia e Atene rispettivamente nel corso del terzo e quarto trimestre del 2017. Su questa base, una gara d’appalto per l’assegnazione dei lavori di costruzione dell’Igb è attesa svolgersi nel corso del primo trimestre del 2018, per permettere l’avvio della costruzione stessa entro la fine dell’anno.

FIG. 4.2 - I GASDOTTI TRANS ADRIATIC PIPELINE, INTERCONNETTORE GRECIA-BULGARIA E IONIAN-ADRIATIC PIPELINE



Fonte: Tap

Secondo i contratti già siglati con il Consorzio di Shah Deniz, l’Igb permetterà alla Bulgaria di importare a partire dal 2020 1 Gmc/a di gas estratto in Azerbaijan. D’altra parte la

possibilità di aumentare il volume di importazione dall'Azerbaijan – facendo affidamento su stime di produzione che superano i 16 Gmc/a attualmente contrattualizzati dal consorzio – è stata al centro dei colloqui tra rappresentanti governativi bulgari e azerbaijani avviati nel corso dell'ultimo trimestre. Sebbene questi siano ancora in una fase iniziale e sia ancora incerta la quantità aggiuntiva di gas resa potenzialmente disponibile da SD2, i primi contatti tra le parti sarebbero ruotati attorno alla possibilità di incrementare i volumi di gas da importare in Bulgaria sino a 3-4 Gmc/a. L'aumento dei volumi di gas dall'Azerbaijan risulta in linea con il proposito delle autorità governative bulgare di promuovere la creazione di un *hub* nel paese, presso Varna, in vista della quale – oltre ad aver avviato contatti con Gazprom e la Turchia (Cfr. § 3.3) – Sofia ha anche avviato un piano di ammodernamento e potenziamento della rete di trasmissione nazionale.

PARTE II - APPROFONDIMENTO

IL NUOVO PARADIGMA ENERGETICO GLOBALE: L'EREDITÀ STRATEGICA DELL'AMMINISTRAZIONE OBAMA

a cura di Enrico Mariutti¹

I due mandati Obama hanno rappresentato una svolta epocale per la strategia energetica statunitense, con ampie ricadute a livello globale. Anche se probabilmente passerà alla storia per la lotta al cambiamento climatico, la strategia energetica dell'amministrazione Obama ha in realtà innescato quello che da più parti è stato definito il Rinascimento del comparto energetico statunitense, ponendo inoltre le basi per la transizione verso un nuovo paradigma produttivo, sovente chiamato Industria 4.0 (o quarta rivoluzione industriale) di cui, in molti casi, la riduzione delle emissioni è stato un effetto collaterale. A dispetto della retorica politica, infatti, il Rinascimento energetico statunitense è stato possibile a partire dagli idrocarburi. Dopo oltre due decenni di ricerca, l'avvento del nuovo millennio ha coinciso con lo sviluppo di tecniche estrattive che hanno sbloccato l'accesso a giacimenti non convenzionali di gas naturale e greggio di cui, sinora, ha beneficiato quasi esclusivamente il Nord America.

L'Unconventional Revolution

L'impiego della fratturazione idraulica e della perforazione orizzontale ha permesso di raggiungere formazioni profonde a bassa permeabilità, come Eagle Ford o Bakken, ricche di greggio di ottima qualità definito convenzionalmente *light tight oil* (Lto) e di gas naturale, *shale* e *tight gas*, di cui si stima che gli Usa abbiano risorse tecnicamente recuperabili rispettivamente per 90 miliardi di barili e 30.000 miliardi di metri cubi, a cui si aggiungono 50 miliardi di barili di condensati e altre miscele liquide di idrocarburi². Contemporaneamente, il perfezionamento dei sistemi di Steam Assisted Gravity Drainage (Sagd) e delle tecniche di diluizione e *upgrading* ha reso possibile lo sfruttamento delle sabbie bituminose canadesi, in cui si stima siano intrappolate riserve di petrolio equivalenti a 1.700 miliardi di barili (*oil in place*)³. L'Unconventional Revolution⁴, più frequentemente ma meno propriamente definita Shale Revolution, ha avuto un effetto dirompente sul comparto energetico statunitense. Nel corso dei due mandati Obama, che hanno sostanzialmente

¹ Enrico Mariutti, ricercatore associato presso l'Istituto Alti Studi in Geopolitica e Scienze Ausiliarie. Direttore IsAG Analytics.

² EIA, *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2016*, 2016, pp. 136-137.

³ Alberta Department of Energy.

⁴ Si veda IEA, *Oil Medium-Term Market Report*, 2014, pp. 11-13; Center for Strategic & International Studies, *Geostrategic Implications of Unconventional Oil and Natural Gas*, 2013.

coinciso con lo sviluppo dei giacimenti non convenzionali in Nord America, la produzione petrolifera statunitense è cresciuta del 7,2% m.a., l'aumento più marcato dal dopoguerra, mentre quella di gas naturale è aumentata del 3,1%, in termini percentuali l'aumento più consistente dalla presidenza Johnson.

TAB. 1 - VARIAZIONE M.A. DELLA PRODUZIONE DI IDROCARBURI NEGLI USA, PRESIDENZE A CONFRONTO

Presidenti	In carica	Petrolio	Gas	Totale
Eisenhower	1953-61	1,3%	5,8%	3,2%
Kennedy	1961-63	2,1%	5,4%	3,7%
Johnson	1963-69	3,7%	7,3%	5,4%
Nixon	1969-74	-1,1%	1,5%	0,3%
Ford	1974-77	-2,3%	-2,7%	-2,5%
Carter	1977-81	1,2%	0,2%	0,6%
Reagan	1981-89	-1,5%	-1,2%	-1,4%
Bush H.W.	1989-93	-2,7%	1,0%	-0,7%
Clinton	1993-01	-2,0%	1,0%	-0,2%
Bush W.	2001-09	-0,9%	0,6%	0,1%
Obama	2009-17	7,2%	3,1%	4,8%

FONTE: RIENERGIA

L'impatto sul comparto petrolifero

Il vorticoso aumento dell'offerta di greggio *light* e *ultra-light* sul mercato Usa ha avuto una duplice conseguenza: da una parte ha allentato il vincolo che da decenni legava gli Stati Uniti al Medio Oriente, dall'altra ha rafforzato il *cluster* energetico nordamericano.

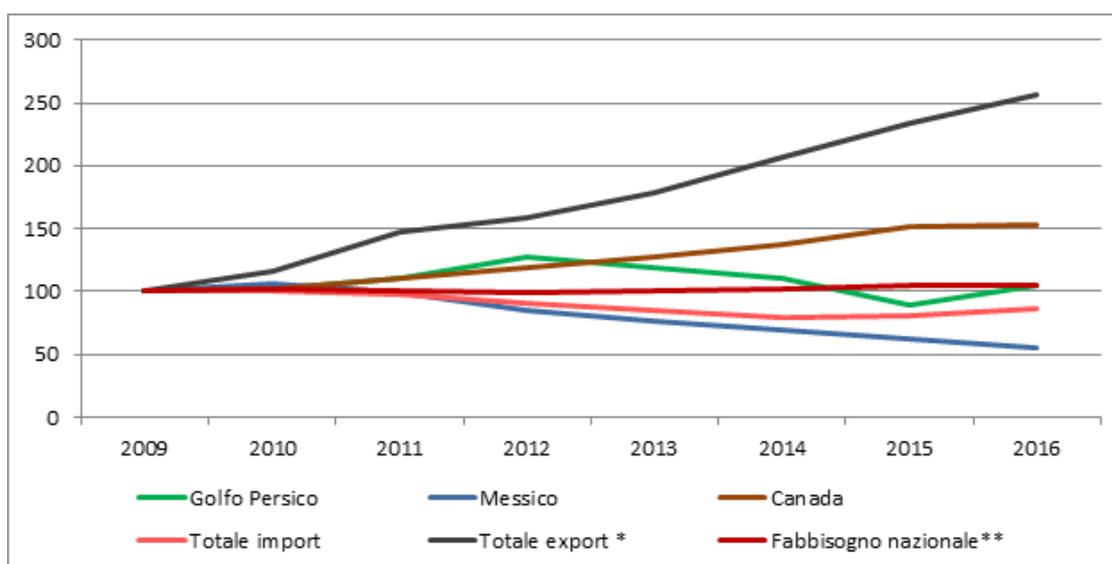
L'afflusso di Lto, che nel marzo 2015 è arrivato a toccare i 5 milioni di barili al giorno, pari a oltre il 50% del totale della produzione statunitense, e l'aumento dell'*output* di condensati e altri liquidi, che ha raggiunto i 4 milioni di barili al giorno nel 2015⁵, hanno ridotto la dipendenza del mercato Usa dalle forniture extra-continentali e rivoluzionato le prospettive

⁵ EIA dataset.

di medio/lungo termine. A trent'anni dalla proclamazione della Dottrina Carter⁶, gli Usa si sono scoperti potenzialmente autonomi dal punto di vista energetico, o quasi.

D'altronde, l'improvvisa espansione del segmento *upstream* ha trovato un inaspettato collo di bottiglia nel segmento *downstream*.

FIG. 1 - IL MERCATO PETROLIFERO STATUNITENSE: DATI A CONFRONTO (2009=100)



*in prevalenza prodotti raffinati

** comprensivo della quota destinata alla ri-esportazione

Fonte: EIA 2017

Dato il livello di complessità degli schemi di raffinazione, gli impianti americani, soprattutto quelli nel Golfo del Messico, operano a regime ottimale con misture di greggi, mentre scontano una lunga serie di costi impliciti (o costi opportunità) processando esclusivamente greggio *light* e *sweet* come il Lto⁷, per il quale sarebbero sufficienti impianti notevolmente meno complessi e quindi molto più economici⁸. Il potenziamento della cooperazione energetica con il Canada ha trasformato questa criticità in un'opportunità. Mentre i fornitori tradizionali hanno sperimentato una stagnazione, nel migliore dei casi, o una violenta contrazione, come nel caso del Messico, delle esportazioni di greggio verso gli Usa,

⁶ Dottrina strategica proclamata dal presidente Usa Jimmy Carter nel gennaio del 1980. Prevedeva il ricorso alla forza qualora gli interessi nazionali statunitensi nel Golfo fossero minacciati, stabilendo di conseguenza una sorta di "benevolo protettorato" Usa sulla regione.

⁷ L'evoluzione degli schemi di costruzione delle raffinerie ha progressivamente incluso un numero crescente di componenti e processi destinati alla depurazione e all'arricchimento della materia prima, come l'unità di alchilazione o quella di idrodesolforazione catalitica. L'impiego di una materia prima estremamente pura non permette all'impianto di sfruttare a livello ottimale le sue capacità, producendo un danno economico legato al mancato sfruttamento di un'opportunità, di un'alternativa migliore.

⁸ EIA, *Technical Options for Processing Additional Light Tight Oil Volumes within the United States*, 2014; EIA, *Implications of Increasing Light Tight Oil Production for U.S. Refining*, 2015.

il Canada ha potuto contare su una domanda in continua espansione (Fig. 1). L'approvvigionamento di Western Canadian Select (Wcs)⁹, pesante, solforoso e perciò prezzato mediamente il 30% in meno del West Texas Intermediate (Wti), ha permesso alle raffinerie di trasformare il Lto in un moltiplicatore di valore. Miscelando i due prodotti, infatti, gli operatori del settore della raffinazione sono riusciti a tagliare il costo medio della materia prima senza però incidere sensibilmente sui rendimenti, riuscendo comunque a ottenere rese ottimali di frazioni leggere anche da misture piuttosto impure. Il crescente impiego di Wcs nei processi di *blending* ha sostenuto la domanda interna di Lto e condensati di metano e ha a sua volta alimentato quella canadese, trainata dal fabbisogno dell'industria estrattiva di miscele liquide di idrocarburi leggere e ultra-leggere per i processi di diluizione e *upgrading* del bitume.

TAB. 2 - CARATTERISTICHE CHIMICHE DEI PRINCIPALI BENCHMARK REGIONALI VS LIGHT TIGHT OIL

Benchmark	Viscosità (grado API)	Percentuale di zolfo
West Texas Intermediate	40-42°*	0,25%
Western Canadian Select	19-22°	2,8-3,5%
<i>light tight oil</i>	35/38-50+°	0,2-0,5%

*la mancanza di un *benchmark* specifico per il Lto e la conseguente commercializzazione come Wti sta spingendo il grado Api del Wti sopra il limite dei 42°.

FONTE: OKLAHOMA CORPORATION COMMISSION, NORTH DAKOTA INDUSTRIAL COMMISSION, TEXAS COMPTROLLER

A partire dal 2014, gli effetti della Unconventional Revolution si sono riverberati violentemente sui mercati internazionali e, complici le politiche produttive adottate dall'Opec e dalla Russia, la stagnazione della domanda nelle economie avanzate e il rallentamento dei mercati emergenti, ha portato al crollo delle quotazioni del greggio. Tuttavia, il mutato contesto di mercato non ha fermato lo sviluppo del *cluster* nord-americano, per effetto anche della continua contrazione dei costi operativi e del graduale ingresso nel settore delle grandi multinazionali¹⁰.

⁹ *Benchmark* di riferimento per il greggio pesante derivato da processi di diluizione o *upgrading* del bitume (*syncrude*).

¹⁰ IEA, *World Energy Investment*, 2016.

L'impatto sull'industria del gas naturale

Parallelamente all'espansione della produzione petrolifera non convenzionale, anche lo sviluppo dei giacimenti non convenzionali di gas naturale ha avuto effetti strutturali sul mercato americano ma, almeno per il momento, le ricadute internazionali sono state in massima parte indirette e piuttosto circoscritte.

Tra il 2009 e il 2017 la produzione di gas naturale negli Usa è aumentata di quasi 200 miliardi di metri cubi¹¹. A causa della carenza infrastrutturale (*pipelines* transnazionali, impianti di liquefazione e *hub* portuali per le metaniere) e del quadro normativo, che fino al 2015 imponeva vincoli stringenti all'esportazione di greggio e un iter complesso per i progetti infrastrutturali legati al Gnl¹², l'*output* di gas naturale è rimasto in larga parte intrappolato entro i confini nazionali, scatenando un violento ribasso dei prezzi di riferimento sul continente. A partire dal 2009 le quotazioni presso l'Henry hub, il principale *pricing point* nordamericano per i contratti *spot* e *futures* sul gas naturale, si sono più che dimezzate, e nel corso degli anni successivi si sono mantenute in un forbice compresa tra 2,5 e i 4,5\$ per milione di British Thermal Unit (MBtu)¹³, pari a circa 90-160\$ per mille metri cubi. La crescente disponibilità di gas naturale sommata al repentino e drastico ribasso delle quotazioni di riferimento ha innescato la ristrutturazione del sistema energetico statunitense, accrescendo la competitività internazionale dei settori ad alta intensità energetica, riducendo al minimo storico la spesa per i consumi energetici delle famiglie¹⁴ ma ponendo altresì le basi per la crisi dell'industria del carbone. Se nel 2015 i risparmi per le famiglie riconducibili alla Unconventional Revolution ammontavano a 2000\$ l'anno, nel 2025 sono attesi raggiungere i 3.500\$, con un conseguente impulso ai consumi di altra natura¹⁵. Le centrali a gas di ultima generazione, notevolmente più efficienti degli impianti tradizionali e di quelli a carbone, estremamente dinamiche per dimensioni e schema costruttivo, con costi di realizzazione, operativi e di manutenzione contenuti e un impatto ambientale limitato, hanno spinto molti operatori del settore termoelettrico a investire nel gas e a uscire dal mercato del carbone, o ridimensionare la presenza¹⁶.

Il ri-orientamento del settore termoelettrico dal carbone al gas naturale, testimoniato dallo storico sorpasso di aprile 2015 della quota di elettricità prodotta da gas naturale su quella prodotta da carbone, ha potenziato l'efficienza della *power grid* nazionale e ridotto il prezzo medio dell'energia elettrica negli Usa, garantendo al tessuto produttivo un importante vantaggio competitivo e contribuendo sostanzialmente al taglio delle emissioni (-1,1% m.a.

¹¹ EIA dataset.

¹² Le restrizioni all'esportazione, risalenti al 1975, riguardavano solo il petrolio, mentre per il gas naturale erano previste solo autorizzazioni specifiche per l'esportazione e per la costruzione degli impianti. D'altronde, il compromesso con cui alla fine del 2015 il Congresso ha parzialmente emendato le restrizioni imposte all'esportazione di petrolio ha segnalato una nuova postura del governo federale nei riguardi dell'esportazione di materie prime energetiche, di cui hanno indirettamente beneficiato anche i progetti collegati al gas naturale.

¹³ EIA dataset.

¹⁴ The Business Council for Sustainable Energy, Bloomberg, *Sustainable Energy in America*, 2017 p. 7.

¹⁵ IHS Markit.

¹⁶ IEA, *World Energy Investment*, 2016.

dal 2005 al 2015, dati BP). Tra il 2009 e il 2017 il fabbisogno di gas naturale del comparto elettrico è lievitato di oltre 90 miliardi di metri cubi l'anno, mentre il fabbisogno industriale è aumentato di quasi 50 Gmc/a¹⁷. Il comparto petrolifero e quello petrolchimico sono stati tra i maggiori beneficiari del ribasso delle quotazioni del gas naturale e dell'elettricità¹⁸ ma anche l'industria metallurgica e segmenti dell'attività manifatturiera hanno tratto vantaggio dalla contrazione del prezzo dell'energia, garantendo un drastico ribasso dei costi d'impianto per quasi tutte le tipologie che sfruttano nuove fonti di energia rinnovabile (Nfer)¹⁹. L'ampia disponibilità di elettricità e combustibili industriali a prezzi competitivi ha stimolato l'automazione dei cicli produttivi e l'evoluzione dei modelli di business, traghettando il sistema industriale americano verso un maggior grado di complessità economica e modelli di business a maggior valore aggiunto.

TAB. 3 - CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI: CARBONE VS GAS

	Caratteristiche dell'impianto		Costi (2012\$)		
	Capacità Nominale (MW)	Consumo specifico (btu/kWh)	Costo Capitale Overnight (\$/kWh)	Costi fissi di O&M (\$/kWh)	Costi variabili di O&M (\$/MWh)
CARBONE					
Unità Singola PCC (Combustione di carbone polverizzato)	650	8800	3246\$	37,8\$	4,47\$
Unità Singola PCC con sistema di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS)	650	12000	5227\$	80,53\$	9,51\$
Unità singola a ciclo integrato (IGCC)	600	8700	4400\$	62,25\$	7,22\$
Unità singola IGCC con CCS	520	10700	6599\$	72,83\$	8,45\$
GAS NATURALE					
Centrale a ciclo combinato convenzionale (CC)	620	7050	917\$	13,17\$	3,6\$
Centrale a ciclo combinato avanzato (CC)	400	6430	1023\$	15,37\$	3,27\$
Centrale a ciclo combinato con CCS	340	7525	2095\$	31,79\$	6,78\$

FONTE: EIA UPDATED CAPITAL COST ESTIMATES FOR UTILITY SCALE ELECTRICITY GENERATING PLANTS, APRIL 2013, p. 6

¹⁷ EIA Dataset.

¹⁸ Center for Economic Performance, *On the Comparative Advantage of U.S. Manufacturing: Evidence from the Shale Gas Revolution*, 2016, p. 42.

¹⁹ IEA, *World Energy Investment*, 2016.

Lo sviluppo delle Nfer e la lotta al cambiamento climatico

L'espansione del comparto dell'Oil&Gas potrebbe sembrare in contraddizione con lo sviluppo delle Nfer e la lotta al cambiamento climatico, ma in realtà non lo è, e anzi, è stata la base su cui si sono innestate le iniziative che hanno attribuito un alone *green* alla presidenza Obama.

Il parziale trasferimento del carico di base della rete elettrica nazionale dagli impianti *coal-fired* alle centrali turbogas a ciclo combinato ha garantito un sostanziale taglio delle emissioni, contribuendo inoltre in maniera decisiva a rendere il mercato energetico americano più efficiente e dinamico.

I grandi impianti a carbone, infatti, pur avendo controbilanciato strategicamente per decenni l'esposizione verso l'estero per le forniture petrolifere, hanno ossificato la *power grid* americana, impedendone sviluppo e diversificazione.

Le centrali destinate ad assorbire il carico di base sono impianti di grandi dimensioni (500 MW+), progettati per operare con continuità ad alta potenza, al fine di aumentare al massimo l'efficienza economica del ciclo produttivo. Nello specifico, gli impianti *coal-fired*, che a partire dagli anni Settanta hanno garantito assieme alle centrali nucleari il carico di base della rete americana, sono concepiti per operare all'80% del fattore di capacità annuale²⁰, mentre in presenza di una domanda intermittente o operando al di sotto del 60% del fattore di capacità annuale patiscono una lunga serie di inefficienze strutturali e il progressivo deterioramento di alcune componenti. Conseguentemente, la *power grid* americana si è retta per lungo tempo su un modello inefficiente, tanto sotto il profilo economico quanto sotto quello logistico, che comportava una polarizzazione dei centri di produzione, con notevole dispersione di elettricità e un cronico eccesso di offerta. L'avvento delle centrali turbogas a ciclo combinato, di dimensioni ridotte, molto più efficienti e dinamiche delle centrali *coal-fired*, ha frammentato la *power grid* americana in *microgrids*, ha permesso una diversificazione della domanda e dell'offerta, ha lubrificato il mercato dell'elettricità e alimentato gli investimenti, creando il terreno di coltura ideale per lo sviluppo delle Nfer.

Nel corso del solo 2015 gli investimenti nella *power grid* hanno toccato i 49 miliardi di dollari (18 miliardi nella rete di trasmissione e 31 in quella di distribuzione) mentre quelli confluiti nelle fonti rinnovabili sono stati pari a 38 miliardi (1 miliardo idroelettrico, 15 miliardi eolico, 21 solare)²¹. Le Nfer, infatti, per natura discontinue e non programmabili, necessitano di un mercato dell'energia e di una rete di distribuzione dinamiche e *smart*, capaci di mettere a sistema il vantaggio competitivo in determinate ore del giorno o in determinate aree del paese di una specifica fonte di energia, senza compromettere però la sicurezza e la continuità dell'approvvigionamento elettrico. Parallelamente, l'impiego di Lto e Wcs nei processi di raffinazione ha aumentato i margini di profitto degli operatori del settore²², rendendo disponibili nuove risorse per migliorare l'efficienza energetica degli

²⁰ National Renewable Energy Laboratory, *Flexible coal: Evolution from base load to peaking plant*, 2016, pp. 2-3

²¹ IEA, *World Energy Investment*, 2016, p. 108.

²² Deloitte, *Oil and Gas Reality Check*, 2015.

impianti e migliorare la qualità del prodotto finale, che alimenta il settore dei trasporti, al secondo posto per quota di emissioni dopo quello elettrico²³.

Il Climate Action Plan e il paradigma dell'innovazione

Nel quadro di quella che appare un'evoluzione che ha riguardato l'intero comparto energetico americano, anche il Climate Action Plan e gli accordi di Parigi assumono un significato diverso da quello che gli viene abitualmente attribuito. Se la Unconventional Revolution ha ampliato le opportunità di crescita e sviluppo per il comparto energetico americano, l'evoluzione della normativa sulle emissioni ha assicurato la propensione alla ricerca e all'innovazione tecnologica e infrastrutturale. Il Clean Power Plan, la normativa promossa dall'Environmental Protection Agency (Epa) nel 2015 nel quadro del Climate Action Plan, piuttosto che stimolare la riduzione delle emissioni di gas serra a discapito dell'attività economica, l'ha promossa nel nome della produttività e della competitività internazionale del sistema industriale americano²⁴. L'eredità che lascia l'amministrazione Obama è aver innescato la transizione del settore energetico da un modello di business quasi esclusivamente *commodity-intensive* a un modello di business a crescente intensità tecnologica, sempre più interconnesso con i settori dell'*high tech*. Nel corso dell'ultimo decennio i problemi legati all'individuazione e allo sfruttamento delle materie prime, alla trasformazione elettrica, allo stoccaggio dell'energia, alla logistica delle griglie e delle microgriglie, alla sincronizzazione della domanda e dell'offerta, al collegamento con i mercati di sbocco hanno iniziato a coinvolgere un numero crescente di conoscenze, competenze e tecnologie. Come avviene sempre nel corso di una rivoluzione industriale, lo sviluppo non riguarda un solo settore ma, nutrendosi dell'avanzamento di ciascun comparto e alimentandolo, è sistemico. L'ampia offerta di possibilità legata alla rivoluzione degli idrocarburi non convenzionali, l'evoluzione delle tecnologie di trasformazione e la progressiva affermazione delle Nfer hanno trovato il perfetto quadro attuativo nei nuovi vincoli imposti dall'amministrazione federale e dagli stati, in un nuovo gusto *green* e in una nuova sensibilità ecosostenibile, in nuove prospettive industriali e in nuovi consumi. Lo sviluppo del mercato dei veicoli elettrici, solo per fare un esempio, non solo ha beneficiato del ribasso del prezzo dell'elettricità connesso alla ristrutturazione del comparto termoelettrico, ma ha anche riaperto le prospettive per l'industria dell'idrogeno e delle celle combustibili, richiedendo inoltre un flusso crescente di investimenti per l'adeguamento infrastrutturale. Gli effetti combinati e sinergici della Unconventional Revolution e della strategia energetica dell'amministrazione Obama hanno perciò posto le basi per un ribilanciamento globale, la riaffermazione del primato²⁵ energetico e industriale nordamericano. A dispetto della tradizionale avversità nei confronti di ogni genere di vincolo, non è un caso che il mondo imprenditoriale e quello finanziario non abbiano appoggiato la fuoriuscita degli Usa dagli accordi di Parigi imposta dall'agenda politica della

²³ US Environmental Protection Agency.

²⁴ Il programma mira al taglio del 30% delle emissioni di gas serra entro il 2030 attraverso l'introduzione di standard progressivi.

²⁵ IEA, *Oil Medium-Term Market Report*, 2013

nuova amministrazione²⁶. Quella che è iniziata non è una partita per determinare l'assetto del comparto energetico americano, ma per riaffermare l'egemonia economica e tecnologia degli Usa sul mondo.

²⁶ *New York Post* (9 maggio 2017), *The New York Times* (8, 9, 16, 18 maggio, 1 giugno 2017), *The Wall Street Journal* (9 e 17 maggio, 1 giugno 2017) “Dear President Trump”, lettera aperta del mondo imprenditoriale al presidente Trump sulle conseguenze della fuoriuscita degli Usa dagli accordi di Parigi.

FONTI

BLOOMBERG

BP STATISTICAL REVIEW

COMMISSIONE EUROPEA

ENERGIA – RIVISTA TRIMESTRALE SUI PROBLEMI DELL'ENERGIA E DELL'AMBIENTE

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION

EURACTIV

FONDO MONETARIO INTERNAZIONALE

GME – GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

IL SOLE 24 ORE

ISPI – ISTITUTO PER GLI STUDI DI POLITICA INTERNAZIONALE

LAVOCE.INFO

QUOTIDIANO ENERGIA

REUTERS

RIENERGIA

STAFFETTA QUOTIDIANA

THE BROOKINGS INSTITUTION

THE FINANCIAL TIMES

THE GUARDIAN

WORLD BANK

WORLD RESOURCES INSTITUTE

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

Flussi migratori
Mediterraneo allargato
Focus Euroatlantico
Sicurezza energetica

Coordinamento redazionale a cura della:

Camera dei deputati

SERVIZIO STUDI

DIPARTIMENTO AFFARI ESTERI

Tel. 06.67604939

e-mail: st_affari_esteri@camera.it

<http://www.parlamento.it/osservatoriointernazionale>