

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza energetica

n. 28 – ottobre/dicembre 2016

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

ottobre/dicembre 2016

A cura di Filippo Clò, Carlo Frappi, Chiara Proietti Silvestri e Nicolò Rossetto

Approfondimenti di Fabio Indeo

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

1. Contesto globale	3
1.1 Petrolio	4
1.2 Previsioni di lungo periodo per il petrolio.....	11
1.3 Donald Trump e la politica energetica americana	14
2. Analisi comparata degli Stati europei	17
2.1. Italia	23
2.2. Germania	26
2.3. Francia	28
2.4. Regno Unito	31
2.5. Spagna	33
2.6. Polonia	36
3. Politiche energetiche dei paesi fornitori e di transito del gas	39
3.1. Russia e vicini orientali	39
3.2. Bacino del Caspio	48
3.3. Turchia e Vicino Oriente	57
4. Corridoi energetici europei del gas	67
4.1. Corridoio Nord-Orientale	67
4.2. Corridoio Sud-Orientale	71

Parte II - Approfondimenti

1. Petro-monarchie del Golfo e sicurezza energetica tra strategie di diversificazione e sfide future.....	74
2. Il potenziale energetico del Bacino del Levante e il ruolo di Israele come fornitore di energia	85
Fonti	95

PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

1.CONTESTO GLOBALE

L'autunno del 2016 si è caratterizzato per una serie di eventi che hanno e avranno un sicuro impatto sui mercati energetici e sulle relazioni internazionali in senso più ampio. Anticipando quanto verrà presentato nel prosieguo di questo rapporto, va segnalato in primo luogo il **cambiamento di politica da parte dell'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (Opec)**, che il 30 novembre si sono accordati per una riduzione della produzione al fine di favorire il riequilibrio del mercato, dopo due anni di offerta sistematicamente eccedente la domanda. Apparentemente, a questa decisione avrebbero aderito anche una serie di paesi produttori di greggio, tra cui la Federazione Russa, che pur non facendo parte dell'Organizzazione, esercitano un ruolo significativo sui mercati (cfr. § 1.1).

FIG. 1.1 - PRODUZIONE DI PETROLIO GREGGIO DEI MAGGIORI PRODUTTORI MONDIALI (MBB/G)



I paesi in verde scuro sono i membri attivi, mentre quelli in verde chiaro sono quelli sospesi. Il Gabon è tornato a fare parte attivamente dell'OPEC lo scorso luglio.

Fonte: Wikipedia.

L'autunno ha visto anche **l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi** a meno di un anno dalla conclusione della Conferenza, che si era tenuta nella capitale francese nel dicembre del 2015. Un risultato politicamente notevole, dati i tempi lunghi che solitamente caratterizzano i negoziati sulla lotta al cambiamento climatico, la cui valenza è stata tuttavia subito rimessa in discussione dall'**elezione a presidente degli Stati Uniti di Donald Trump**. Durante la campagna elettorale che lo ha visto fronteggiare la candidata democratica Hillary Clinton, Trump si è infatti più volte dichiarato scettico sul riscaldamento globale e sulle sue origini umane, promettendo di lasciare l'Accordo di Parigi non appena fosse diventato presidente (cfr. § 1.3).

Al di là di quelle che saranno le future scelte politiche dell'America e gli sviluppi della sua industria energetica, **da una serie di ricerche e di dati pubblicati nel corso degli ultimi mesi risulta confermato l'avvio di un'ampia transizione energetica su scala mondiale**. Ne sono testimonianza i crescenti investimenti in fonti rinnovabili e il continuo declino dei loro costi di sfruttamento, nonché la stabilizzazione, almeno per un anno, delle emissioni di anidride

carbonica derivanti dal consumo di energia. Inizia inoltre a rafforzarsi l'idea che la domanda di petrolio potrebbe raggiungere un picco nel corso dei prossimi 10 o 20 anni, soprattutto qualora i governi decidano di dare effettivo seguito alle promesse fatte a Parigi e di accelerare la decarbonizzazione delle loro economie. In questo contesto, le auto elettriche, per il momento ancora una minuscola frazione del parco veicoli globale, potrebbero rappresentare una tecnologia fondamentale, in grado di favorire una profonda trasformazione nel paniere energetico mondiale (cfr. § 1.2).

Perdurano, infine, **numerose crisi politiche e militari in diverse aree del pianeta**. Se in Iraq la lotta allo Stato islamico sembra dare buoni risultati con la presa di Mosul da parte dell'esercito regolare iracheno e dei miliziani curdi, in Siria la sanguinosa guerra civile continua senza sosta e in Turchia la normalizzazione da parte di Erdoğan appare colpire più i valori democratici e laici della repubblica che non le attività dei gruppi terroristici. Anche in Libia la pacificazione del paese procede in modo molto incerto, così come non sembrano esserci passi avanti nella soluzione del conflitto in Ucraina orientale.

Come di consueto, il presente *Focus* analizza **in questa prima sezione il contesto globale**, affrontando in particolar modo i seguenti temi menzionati poc'anzi: l'accordo di riduzione della produzione di petrolio da parte di paesi Opec e non Opec; le recenti previsioni sugli scenari energetici futuri; l'entrata in vigore dell'Accordi di Parigi e l'elezione di Trump a presidente degli Stati Uniti. **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 gas e alcune delle principali novità in materia di politica energetica. **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 **due approfondimenti** a cura di Fabio Indeo. Il primo descrive le **sfide che le monarchie arabe del petrolio riunite nel Consiglio di cooperazione del golfo (Gcc) si trovano oggi ad affrontare**. Negli ultimi anni questi paesi hanno infatti visto ridursi significativamente le entrate derivanti dall'esportazione di idrocarburi, fatto che ha posto in discussione il loro modello di sviluppo economico e sociale. Il secondo approfondimento si focalizza invece su **Israele, che si trova oggi a dover gestire le importanti scoperte di gas naturale effettuate nel recente passato all'interno del Bacino del Levante**. Il contesto non è affatto semplice, né dal punto di vista economico né da quello geopolitico, rendendo di fatto difficile scegliere tra percorsi di sviluppo tutti non privi di contraddizioni e rischi.

1.1 PETROLIO

Importanti novità sono emerse nel corso dell'autunno del 2016 sui mercati petroliferi internazionali. Dopo discussioni e negoziati che si erano protratti per mesi, **l'Opec ha infatti formalmente deciso un cambio di strategia, abbandonando la difesa delle quote di mercato** su cui si era arroccata a partire dalla seconda metà del 2014, quando era diventato evidente come il mercato petrolifero fosse caratterizzato da un eccesso di offerta.

Consapevoli che nuovi produttori, in particolare le compagnie indipendenti americane, erano prepotentemente entrati sulla scena grazie all'innovazione tecnologica e alle elevate quotazioni che avevano caratterizzato il mercato sin dal 2011, alcuni membri dell'Opec, tra cui l'Arabia Saudita e le altre monarchie del Golfo, erano riusciti a far passare l'idea che ridurre la produzione per sostenere i prezzi sarebbe stato controproducente, perché avrebbe solamente portato a perdere ulteriori quote

di mercato a favore dei nuovi produttori, peraltro spesso caratterizzati da costi di produzione più elevati (cfr. *Focus 23-24/2016*). A cavallo tra il 2014 e il 2015 l'Opec aveva perciò evitato di ridurre la produzione, come era invece accaduto altre volte nel passato in presenza di squilibri significativi tra la domanda e l'offerta – l'ultimo intervento in tal senso si era avuto tra il 2008 e il 2009 in piena crisi economico-finanziaria. Anzi, tra il 2015 e il 2016 molti dei membri dell'Organizzazione hanno aumentato significativamente la produzione, esacerbando un surplus dell'offerta che non è stato ancora riassorbito interamente. Naturalmente, questo ha condotto al protratto calo dei prezzi, che sono passati da una media di circa 100 dollari al barile (\$/b) nel 2014 a poco più di 50 \$/b nel 2015, scendendo ulteriormente nell'anno in corso (Tabella 1.1).

Questa scelta ha permesso da un lato di interrompere la crescita della produzione petrolifera non convenzionale americana, ma dall'altro ha causato una forte riduzione delle entrate derivanti dalla vendita del petrolio. Per i soli paesi Opec i ricavi sono passati da oltre 1.000 miliardi di dollari nel 2013 a 520 nel 2015, con previsioni ancora più nefaste per il 2016, quando il loro valore complessivo dovrebbe stare sotto i 430 miliardi (v. Tabella 1.2). Lo shock finanziario derivante da questo calo non può certo essere minimizzato. Sebbene alcuni paesi come l'Arabia Saudita godano di ampie riserve di valuta estera e di attività finanziarie in giro per il mondo, l'insostenibilità, per gli stati dipendenti dalle esportazioni, nel medio-lungo termine di quotazioni del greggio così basse è del tutto evidente.

TAB. 1.1 - QUOTAZIONI A PRONTI DI ALCUNE DELLE PRINCIPALI QUALITÀ DI GREGGI (\$/B, PREZZI CORRENTI)

Anno	Dubai	Brent	Forcados	WTI
2000	26,20	28,50	28,42	30,37
2001	22,81	24,44	24,23	25,93
2002	23,74	25,02	25,04	26,16
2003	26,78	28,83	28,66	31,07
2004	33,64	38,27	38,13	41,49
2005	49,35	54,52	55,69	56,59
2006	61,50	65,14	67,07	66,02
2007	68,19	72,39	74,48	72,20
2008	94,34	97,26	101,43	100,06
2009	61,39	61,67	63,35	61,92
2010	78,06	79,50	81,05	79,45
2011	106,18	111,26	113,65	95,04
2012	109,08	111,67	114,21	94,13
2013	105,47	108,66	111,95	97,99
2014	97,07	98,95	101,35	93,28
2015	51,20	52,39	54,41	48,71

Fonte: Bp

In diversi casi i governi dei paesi produttori hanno avviato riforme fiscali e di politica economica (svalutazione del cambio, riduzione dei sussidi al consumo di energia e acqua, taglio agli stipendi dei dipendenti pubblici, contenimento degli investimenti e ricorso ai mercati finanziari), **che tuttavia non possono risolvere in tempi brevi i rilevanti squilibri di finanza pubblica emersi dopo il 2014.** Emblematico è il caso dell'Arabia Saudita, la quale ha congelato la spesa dei ministeri, ridotto del 20% gli stipendi dei dipendenti pubblici, avviato una graduale

rimozione dei sussidi ai carburanti e ai servizi pubblici ed emesso una prima serie di obbligazioni denominate in dollari per 17,5 miliardi (ottobre 2016). Nonostante ciò, il deficit di bilancio, dopo aver sfiorato i 100 miliardi nel 2015, dovrebbe restare anche per il 2016 ben al di sopra degli 80 miliardi, ossia ben più del 10% del Pil. Di questo passo, ipotizzando che la ripresa del prezzo del petrolio sia molto graduale, le enormi ricchezze accumulate dal paese tra la fine degli anni Novanta e il 2014 potrebbero interamente esaurirsi nell'arco dei prossimi 5-10 anni.

Di fronte a questa continua emorragia finanziaria, che peraltro risulta drammatica per i membri più deboli dell'Organizzazione come il Venezuela e la Nigeria, e dinnanzi alla sorprendente resilienza della produzione non convenzionale nordamericana, che è diminuita in maniera limitata a partire dalla primavera del 2015 (Figura 1.2), **l'Opec ha cominciato a parlare dall'inizio del 2016 di un possibile cambio di rotta**. I negoziati, tuttavia, si sono più volte infranti nel momento in cui iniziavano le discussioni su chi doveva tagliare quanto (cfr *Focus 25/2016 e 26/2016*).

TAB. 1.2 - RICAVI DEI PAESI OPEC DERIVANTI DALLE ESPORTAZIONI DI PETROLIO
(MLD. DI DOLLARI)

OPEC 2016 OIL EXPORT REVENUES ON COURSE FOR \$770BN FALL FROM 2012 PEAK (\$BN)												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*	vs15%	vs12%	2017*	vs15%	vs12%
Algeria	38.2	51.4	48.3	44.5	40.6	21.8	18.4	-15.5	-61.9	22.6	3.7	-53.3
Angola	49.4	65.2	69.4	66.3	57.0	31.7	26.1	-17.7	-62.4	32.0	1.0	-53.9
Ecuador	9.7	12.9	13.8	14.1	13.3	6.7	5.6	-16.4	-59.6	6.8	2.6	-50.4
Indonesia		18.6	16.5	14.5	12.8	6.4	5.5	-14.4	-66.7	6.7	5.2	-59.1
Iran	72.2	114.8	101.5	61.9	53.7	27.3	26.5	-3.1	-73.9	35.0	28.3	-65.5
Iraq	51.6	83.0	94.1	89.4	83.6	54.4	49.2	-9.5	-47.7	60.4	11.1	-35.8
Kuwait	61.8	96.7	112.9	108.5	97.6	48.8	39.7	-18.6	-64.8	48.8	0.0	-56.8
Libya	47.2	18.6	60.2	44.4	10.4	5.0	3.6	-27.1	-94.0	4.5	-10.5	-92.6
Nigeria	66.9	88.4	95.1	89.9	77.5	41.8	29.8	-28.7	-68.7	36.6	-12.5	-61.5
Qatar	43.4	62.7	65.1	62.5	56.4	28.3	22.4	-21.0	-65.6	27.5	-2.9	-57.8
Saudi Arabia	214.9	317.6	337.5	321.9	284.4	158.0	131.3	-16.9	-61.1	161.2	2.1	-52.2
UAE	74.6	79.6	86.0	85.6	97.2	52.4	44.3	-15.4	-48.5	54.4	3.9	-36.8
Venezuela	62.3	88.1	93.6	85.6	71.7	35.8	27.6	-23.0	-70.5	33.8	-5.5	-63.8
OPEC	792.2	1097.7	1193.9	1089.3	956.2	518.2	429.8	-17.1	-64.0	534.5	3.1	-55.2
Opec basket (\$/B)	77.5	107.5	109.5	105.9	96.3	49.5	40.7	-17.8	-62.9	49.9	0.9	-54.4

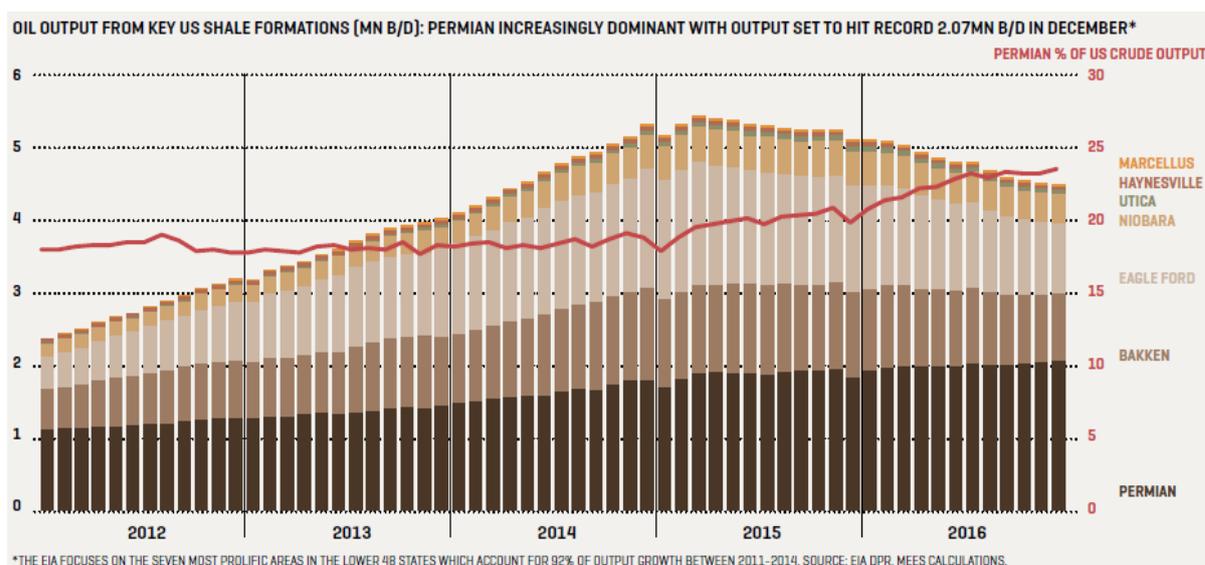
SOURCE: OPEC, DME, *MEES CALCULATIONS. 2016 USES AVERAGE BRENT PRICES IN JAN-OCT 2016 AND 2016 FORWARD CURVE AS OF 25 NOVEMBER, 2017 USES CURRENT FUTURES PRICES. BOTH PRESUME AVERAGE CRUDE OUTPUT AT JAN-OCT LEVELS EXCEPT FOR IRAN WHERE GRADUAL INCREASES ARE FACTORED IN AND TAKE CRUDE OUTPUT VOLUMES AS A PROXY FOR OIL EXPORTS. THIS LIKELY OVERSTATES 2016 AND 2017 EXPORT REVENUE GIVEN RISING DOMESTIC DEMAND.

Fonte: Mees

Questo sembrava il destino anche dell'incontro straordinario tenuto a margine dell'International Energy Forum di Algeri tra il 26 e il 28 settembre, dove dopo un teso confronto fra Iran e Arabia Saudita il gruppo dei paesi Opec si era detto pronto a tagliare la produzione di circa 0,7-1,0 milioni di barili al giorno (Mbb/g), portandola in un intervallo tra 32,5 e 33 Mbb/g. L'obiettivo dichiarato era quello di favorire il riequilibrio del mercato e spingere le quotazioni del greggio sopra i 50 dollari, ma non troppo, per evitare di ridare troppa linfa alle più costose produzioni di alcuni paesi non Opec (leggasi produzione non convenzionale nordamericana). L'accordo prevedeva altresì la creazione di un comitato di alto livello, che avrebbe dovuto definire i dettagli del taglio alla produzione e ripartirlo tra i paesi membri,

partendo dal riconoscimento di un'esonazione piena per Libia e Nigeria, che nei mesi precedenti avevano subito forti e ripetuti cali produttivi per via dei conflitti interni, e di un'esonazione "parziale" per l'Iran, cui implicitamente si riconosceva il diritto di continuare l'aumento della produzione dopo la fine delle sanzioni internazionali (cfr. *Focus 25/2016*)¹. Il lavoro del comitato avrebbe dovuto costituire la base di una decisione, che sarebbe poi stata formalizzata nell'incontro semestrale dell'Opec a Vienna a fine novembre.

FIG. 1.2 – ANDAMENTO DELLE PRODUZIONE USA DI GREGGIO NON CONVENZIONALE DIVISO PER BACINI DI SFRUTTAMENTO



Fonte: Mees

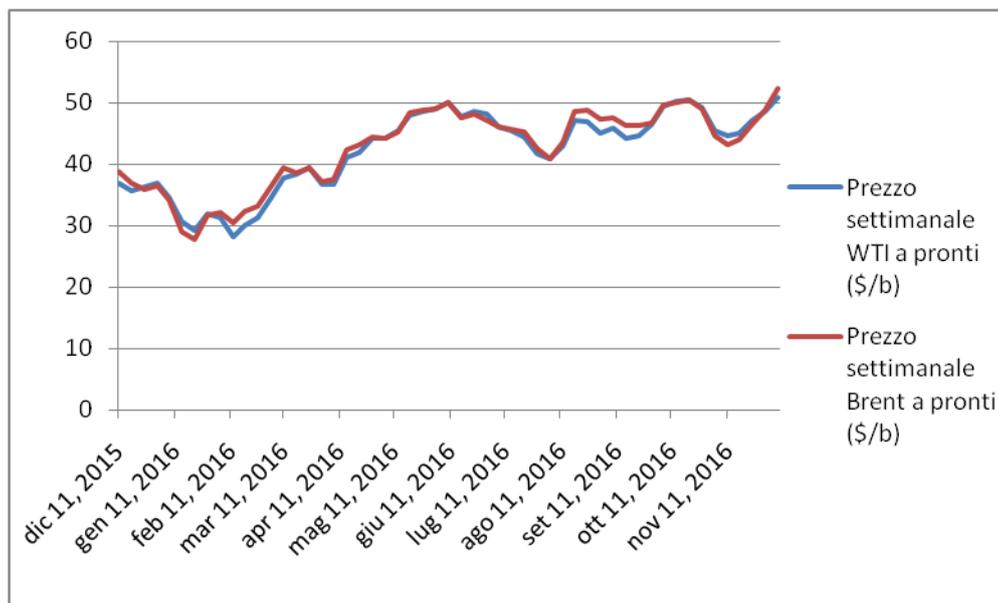
A seguito dell'accordo di Algeri e dei segnali di apertura di alcuni stati produttori esterni all'Opec, Federazione russa in primo luogo, disposti a partecipare alla riduzione coordinata della produzione, **il prezzo del greggio sale rapidamente e supera quota 50\$/b** (Figura 1.3).

Seguendo un copione già visto altre volte nei trimestri precedenti, al passo avanti sembrano tuttavia succedere due passi indietro. **In ottobre, infatti, si registrano nuovi record produttivi da parte dell'Arabia Saudita e della Russia e la ripartenza della produzione statunitense di greggio**, che dopo aver toccato il fondo a settembre (8,6 Mbb/g) aumenta di 0,1 Mbb/g (una crescita altrettanto grande dovrebbe essersi verificata a novembre). Anticipatore di questa inversione era stato d'altra parte il conteggio delle trivelle in attività (*rig count*), che aveva segnalato una lenta ma costante ripresa delle attività di perforazione a partire da giugno, concentra per lo

¹ Dopo la fine delle sanzioni lo scorso gennaio, la produzione iraniana di greggio è cresciuta raggiungendo in pochi mesi i 3,6 Mbb/g, ossia la piena capacità. Nel corso dell'estate e dell'autunno, tuttavia, il governo di Teheran ha ribadito il suo diritto a tornare a produrre circa 4,2 Mbb/g di greggio, circa il 13% del totale Opec, livello che di fatto non consegue dal 2011 quando si erano inasprite le tensioni con l'Occidente ed erano state introdotte le sanzioni per il programma nucleare. Per ottenere questo risultato e puntare nel medio-lungo periodo a una produzione prossima ai 5 Mbb/g, l'Iran necessita urgentemente di capitali finanziari e tecnologici esteri, per un valore complessivo di circa 200 miliardi di dollari. Convincere le imprese occidentali a effettuare tali investimenti non è ovviamente semplice nell'attuale contesto, tanto più che i rapporti con gli Usa potrebbero raffreddarsi sotto la nuova presidenza Trump. Tuttavia, nei mesi di ottobre e novembre è apparso chiaro come qualcosa si muova e società come Total e Shell stiano rispondendo alla chiamata di Teheran.

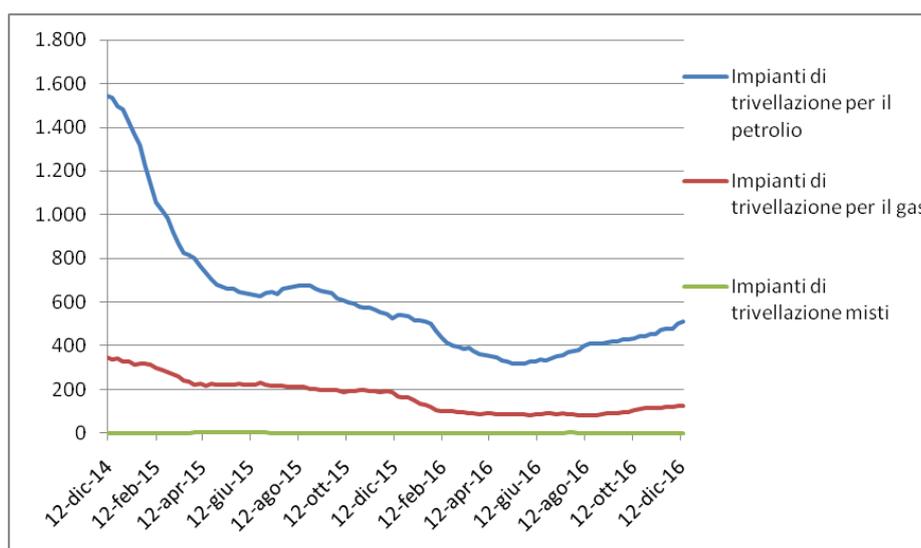
più nel Bacino del Permiano a cavallo tra il Texas occidentale e il Nuovo Messico (Figure 1.4 e 1.5). Wall Street e gli istituti di credito sembrano di nuovo credere al miracolo dei petrolieri americani, che grazie al notevole contenimento dei costi e ai miglioramenti nella produttività promettono di essere profittevoli con prezzi superiori ai 35-50 \$/b, perlomeno nelle aree migliori, come appunto il Bacino del Permiano.

FIG. 1.3 - ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI A PRONTI DEL PETROLIO GREGGIO NELL'ULTIMO ANNO



Fonte: Energy Information Administration (Eia)

FIG. 1.4 - IMPIANTI DI TRIVELLAZIONE ATTIVI NEGLI USA PER LA RICERCA E LA PRODUZIONE DI IDROCARBURI

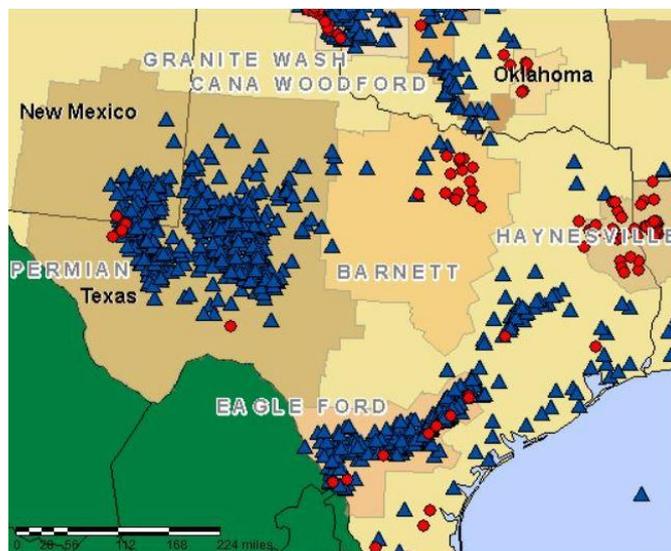


Fonte: Baker Hughes.

In questo scenario, i negoziati all'interno del comitato tecnico che si svolgono a Vienna a fine ottobre sembrano arrivare a un punto morto, con **le posizioni di Iran e Arabia che restano**

lontane. Il mercato annusa le difficoltà all'interno del cartello e, complice il progressivo apprezzamento del dollaro sui mercati valutari², l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi e una serie di rapporti sulle tendenze di lungo periodo dei mercati energetici, tutti i guadagni di settembre-ottobre vengono annullati³.

FIG. 1.5 - BACINO GEOLOGICO DEL PERMIANO



Fonte: NewMexicoWatchdog.org.

Inaspettato risulta perciò l'esito della **riunione semestrale dell'Opec del 30 novembre**, che ribadisce la **volontà di ridurre la produzione di 1,2 Mbb/g per sei mesi a partire dal 1 gennaio 2016**⁴, qualora anche altri paesi esterni all'Opec si impegnino a ridurre le loro estrazioni di almeno 0,6 Mbb/g. Con questo taglio, la produzione Opec dovrebbe attestarsi attorno ai 32,7 Mbb/g, coerentemente con gli impegni assunti ad Algeri. Tuttavia, al di là del volume del taglio, che corrisponde a circa il 4,6% della produzione del cartello, quello che più sorprende è il fatto che si sia trovato il modo di ripartire l'onere fra i vari membri (Tabella 1.3). **L'Arabia Saudita da sola dovrebbe ridurre la produzione di quasi 0,6 Mbb/g**, mentre Nigeria e Libia sono esentate dalle misure, così come l'Indonesia, che in quanto importatore netto di greggio, si è chiamata fuori e ha sospeso la sua partecipazione all'Opec, partecipazione che era stata riattivata meno di un anno fa. Praticamente inesistente anche l'onere per Iran e Angola per via del modo in cui è stato calcolato il livello produttivo di riferimento.

² La crescente prospettiva, poi confermata, di un rialzo dei tassi d'interesse americani in dicembre ha spinto verso l'altro il dollaro nei confronti delle altre principali valute, tra cui l'euro. Questo fatto esercita naturalmente una pressione verso il basso sulle quotazioni, espresse in dollari, del greggio.

³ Il mercato continua a trovarsi in una situazione di debole contango, con i prezzi dei contratti futuri che salgono lentamente e non superano i 60 dollari per il 2017.

⁴ È previsto che il taglio possa essere esteso per altri sei mesi se lo richiederanno le condizioni di mercato. Una decisione in tal senso verrà presa al prossimo incontro semestrale previsto a fine maggio.

TAB. 1.3 – RIPARTIZIONE DEI TAGLI ALLA PRODUZIONE TRA I MEMBRI DELL'OPEC

OPEC'S AGREED PRODUCTION AND REFERENCE LEVELS (MN B/D)										
	from Jan17	vs Oct16*		Oct16* Output	vs 'Reference'		Reference Output	vs Nov14		Nov14 Output
		mn b/d	%		mn b/d	%		mn b/d	%	
S Arabia	10.058	-0.486	-4.6	10.544	-0.486	-4.6	10.544	+0.448	+4.7	9.610
Iraq	4.351	-0.210	-4.6	4.561	-0.210	-4.6	4.561	+1.011	+30.3	3.340
Kuwait	2.707	-0.131	-4.6	2.838	-0.131	-4.6	2.838	-0.063	-2.3	2.770
UAE	2.874	-0.139	-4.6	3.013	-0.139	-4.6	3.013	+0.094	+3.4	2.780
Iran	3.797	+0.090	+2.4	3.707	-0.178	-4.5	3.975	+1.037	+37.6	2.760
Venezuela	1.972	-0.095	-4.6	2.067	-0.095	-4.6	2.067	-0.378	-16.1	2.350
Angola**	1.673	+0.087	+5.5	1.586	-0.078	-4.5	1.751	+0.023	+1.4	1.650
Algeria	1.039	-0.049	-4.5	1.088	-0.049	-4.5	1.088	-0.091	-8.1	1.130
Qatar	0.618	-0.030	-4.6	0.648	-0.030	-4.6	0.648	-0.062	-9.1	0.680
Ecuador	0.522	-0.026	-4.7	0.548	-0.026	-4.7	0.548	-0.018	-3.3	0.540
Gabon	0.193	-0.009	-4.5	0.202	-0.009	-4.5	0.202	-0.047	-19.6	0.240
Opec 11	29.804	-0.998	-3.2	30.802	-1.431	-4.6	31.235	+1.954	+7.0	27.850
Nigeria	-	-	-	1.628	-	-	-	-	-	1.980
Libya	-	-	-	0.528	-	-	-	-	-	0.710
Indonesia	-	-	-	0.722	-	-	-	-	-	0.730
TOTAL (implied)^	32.682	-0.998	-3.0	33.680	-1.431	-4.2	34.113	+1.412	+4.5	31.270
Official 'Ceiling'	32.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*SECONDARY SOURCES. **ANGOLA REFERENCE IS SEP16. ^PRESUMING NIGERIA, LIBYA, INDONESIA OUTPUT LEVEL WITH OCT.

Fonte: Mees

Sebbene a prima vista la monarchia saudita possa apparire perdente, vale la pena sottolineare che a seguito dell'aumento consistente di produzione registrato tra il 2015 e il 2016, anche qualora i tagli diventino effettivi, Riad si assesterebbe su livelli produttivi di petrolio greggio superiori ai 10 Mbb/g, un valore maggiore di quello che registrava prima nel 2014. In secondo luogo, l'effetto sui prezzi, che è stato repentino e che ha portato le quotazioni a sfiorare i 55 \$/b, dovrebbe più che compensare l'effetto volume negativo, contribuendo alla ripresa delle entrate.⁵ Discorso non dissimile per Kuwait, Qatar ed Emirati Arabi Uniti, che nel complesso rafforzerebbero la loro posizione in seno all'Organizzazione.

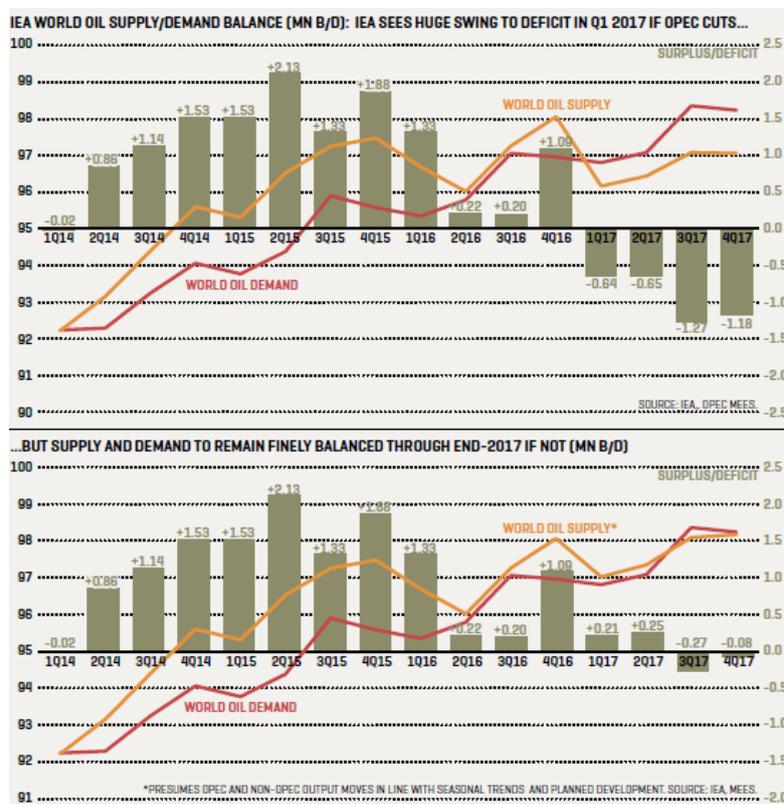
A rafforzare la convinzione che questa volta veramente la strategia dei paesi esportatori sia cambiata, vi è poi il successo dell'incontro tenuto circa una settimana dopo (10 dicembre), sempre a Vienna, con i rappresentanti di **11 paesi produttori non Opec**. Questi **si sono impegnati complessivamente a "tagliare" la loro produzione di 0,558 Mbb/g**, cifra vicina alle richieste dell'Opec. La Russia si è accollata l'onere principale, con un contributo graduale nel corso dei prossimi mesi di -0,3 Mbb/g. L'Oman dovrebbe abbassare la produzione di 0,045 Mbb/g, valore simile a quelli offerti da Azerbaijan e Kazakistan, che puntano a non contrastare il naturale tasso di declino produttivo dei loro giacimenti.⁶ Ancora più limitati gli impegni degli altri convenuti: Bahrein, Brunei, Malesia, Messico, Guinea Equatoriale, Sudan e Sud Sudan.

⁵ Da più parti si ipotizza che l'Arabia sia interessata ad alzare i corsi del petrolio anche in vista della vendita al pubblico di una quota di Saudi Aramco, prevista tra il 2017 e il 2018.

⁶ L'impegno del Kazakistan suona particolarmente curioso dato che in questi mesi sta finalmente entrando in produzione a pieno regime il maxi-giacimento di Kashagan, capace da solo di aumentare la produzione kazaka di 0,36 Mbb/g.

Qualora le promesse fatte dai paesi Opec e da quelli non Opec fossero mantenute, nel corso del prossimo semestre si assisterebbe a un taglio dell'offerta mondiale di circa il 2%, fatto che eliminerebbe il surplus attuale e dovrebbe indurre una graduale riduzione delle ampie scorte di greggio e derivati accumulate negli ultimi 2 anni (Figura 1.6).

FIG. 1.6 – ANDAMENTO DELL'OFFERTA E DELLA DOMANDA MONDIALE DI PETROLIO



Fonte: Mees su dati Agenzia internazionale dell'energia (Iea).

Naturalmente **tutto ciò non è affatto scontato**, data la tendenza dei paesi Opec e non di rinnegare i loro impegni di produrre più di quanto promesso, come peraltro dimostra il fatto che la produzione di molti paesi sembra essere ulteriormente aumentata a novembre. **Se l'attuazione dei tagli non sarà effettiva** e se paesi come l'Arabia Saudita⁷ non interverranno per coprire, come paventato da qualcuno, l'inazione di altri produttori, **l'offerta di greggio dovrebbe continuare a superare la domanda almeno fino alla prossima estate**. Il riequilibrio del mercato, in sostanza, sarebbe rinviato di almeno un altro semestre.

In conclusione, **l'accorciamento del mercato avverrà in maniera progressiva**, non tale cioè da minare la stabilità dei mercati.

1.2 PREVISIONI DI LUNGO PERIODO PER IL PETROLIO

Il 4 novembre è entrato ufficialmente in vigore l'Accordo di Parigi sulla lotta al cambiamento climatico. Ratificato a tempo di record da un gran numero di stati firmatari, l'accordo impegna le parti a contenere le emissioni di gas a effetto serra con l'obiettivo di limitare

⁷ Da indiscrezioni sembra che le imprese di Arabia Saudita, Emirati e Kuwait abbiano già avvisato i loro acquirenti circa una riduzione dei volumi con consegna a gennaio.

l'aumento della temperatura entro i 2°C al di sopra della media dell'età pre-industriale (cfr. *Focus* 25/2016).

Come è noto, per raggiungere questo obiettivo è indispensabile procedere con la de-carbonizzazione del mix energetico, favorendo il ricorso alle fonti rinnovabili di energia e al nucleare, nonché migliorando l'efficienza energetica dei processi produttivi e di consumo. In quest'ottica **la conferma, in virtù del rapido processo di ratifica, della volontà di numerosi governi di accelerare la transizione energetica pone una serie di rischi di lungo periodo per l'industria energetica, in particolare per quella petrolifera**⁸.

Per ridurre sensibilmente le emissioni di gas a effetto serra nei prossimi decenni è infatti indispensabile affrontare il problema della de-carbonizzazione del settore dei trasporti, settore dove viene oggi consumata la maggior parte del petrolio. **L'adozione e l'attuazione sistematica di politiche a favore dell'efficientamento e della de-carbonizzazione della mobilità** tramite il ricorso a combustibili alternativi (gas naturale, biocarburanti, auto elettrica) **limiterebbero perciò lo sviluppo della domanda di petrolio, che potrebbe raggiungere il picco ben prima dell'offerta** (*peak demand*). In conseguenza di ciò, l'industria petrolifera andrebbe incontro a un processo di ridimensionamento e potrebbe capitare che una parte non trascurabile delle riserve delle società petrolifere sia alla fine lasciata sotto-terra, con conseguente variazione dei valori azionari delle imprese petrolifere stesse.

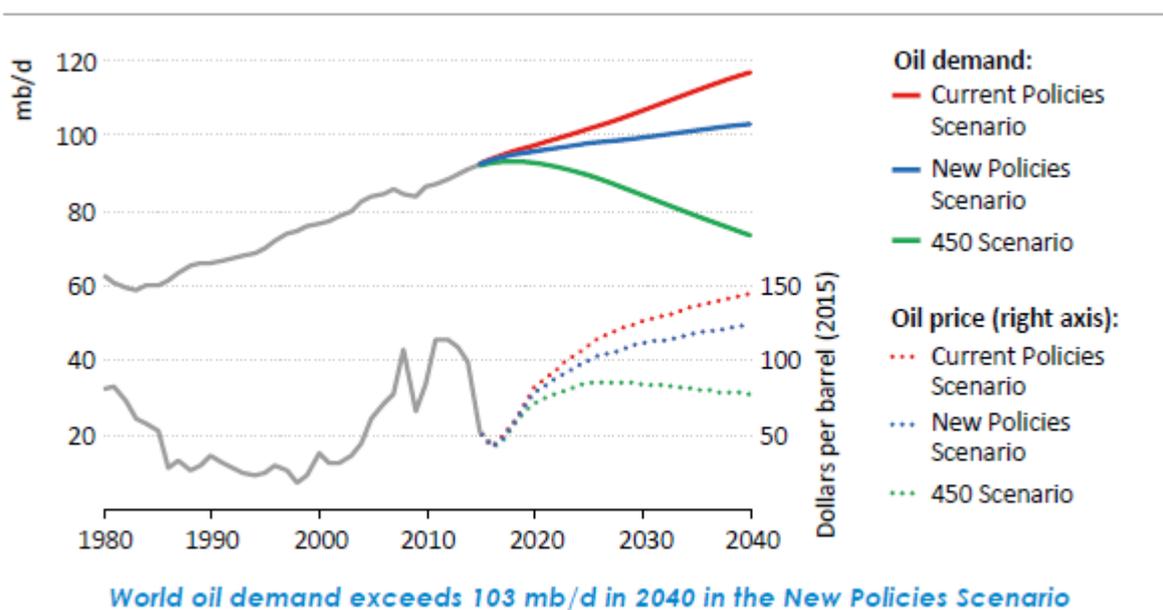
Il tema è sentito dall'industria ed è stato affrontato da vari studi negli ultimi mesi, tra cui quelli riportati dalla Agenzia internazionale dell'energia (Iea) nel *World Energy Outlook* di novembre 2016. **Centrale sembra essere lo sviluppo della mobilità elettrica**, che gioca attualmente un ruolo del tutto marginale, sebbene in forte crescita. **Nel 2015, infatti, le vendite di auto elettriche hanno superato le 500.000 unità**, consentendo al parco macchine circolante di oltrepassare il milione. Si tratta di un buon risultato, dovuto alla riduzione dei costi di produzione – delle batterie *in primis* – e al miglioramento delle prestazioni, nonché alla maggiore varietà dei modelli e alle politiche di incentivo promosse in paesi come la Norvegia, i Paesi Bassi, gli Stati Uniti e la Cina. A ben vedere, si tratta di numeri ancora limitati, dato che il parco auto mondiale supera il miliardo di unità e tuttavia le tendenze in atto e l'attenzione crescente da parte delle case automobilistiche tradizionali come Volkswagen lasciano ipotizzare che si possa raggiungere presto un punto di svolta.

A questo riguardo l'Iea stima nel suo scenario di riferimento (New Policies Scenario), che **le auto elettriche potrebbero raggiungere le 30 milioni di unità nel 2025 e le 150 milioni nel 2040**, consentendo una riduzione della domanda giornaliera di petrolio di 1,3 Mbb. Se poi i governi agissero seriamente per rispettare l'obiettivo di contenere il riscaldamento globale e adottassero politiche forti (Scenario 450), le auto elettriche nel 2040 potrebbero essere ben 700 milioni, con conseguente diminuzione della domanda di petrolio di 6 Mbb/g.

L'auto elettrica, dunque, potrebbe contribuire al contenimento della domanda di petrolio, che crescerebbe comunque in media dello 0,5% annuo da qui al 2040, raggiungendo nel New Policies Scenario i 103 Mbb/g, grazie alla richiesta di prodotti petrolchimici, all'aviazione e al trasporto merci, concentrata per lo più nelle economie emergenti (Figure 1.7 e 1.8).

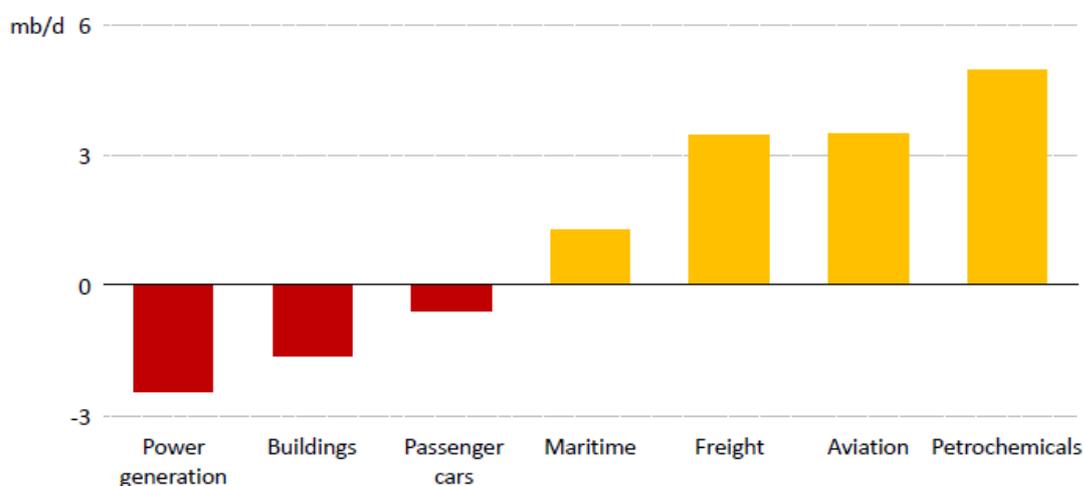
⁸ Per il carbone il ragionamento vale *a fortiori*.

FIG. 1.7 - ANDAMENTO DELLA DOMANDA DI PETROLIO NEI VARI SCENARI FUTURI



Fonte: Iea.

FIG. 1.8 - VARIAZIONE DELLA DOMANDA DI PETROLIO PER SETTORE DI CONSUMO TRA IL 2015 E IL 2040



Fonte: Iea.

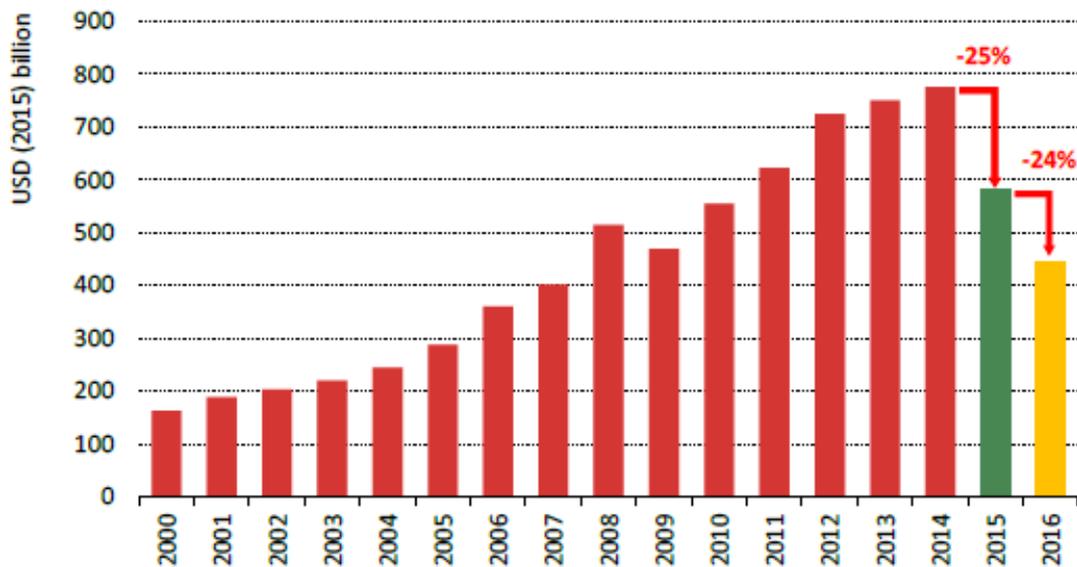
Tuttavia, come si vede dalla Figura 7, **se i governi saranno coerenti con gli impegni presi a Parigi, il consumo di petrolio dovrebbe raggiungere il picco molto prima, nei primi anni del prossimo decennio**. Benché questa ipotesi sia remota, data l'inerzia dell'industria energetica e i costi economici di una transizione accelerata, ciò evidenzia l'esistenza di rischi non trascurabili tanto per le imprese petrolifere, quanto per i paesi che dipendono economicamente dalle estrazioni dell'oro nero.

Limitando l'attenzione alle imprese energetiche, **l'indicazione che ne deriva è quella di focalizzarsi sui giacimenti dai costi di sfruttamento più bassi**, lasciando da parte iniziative in nuove e difficili province petrolifere come l'Artico, dove il ritorno sull'investimento è più lungo e incerto. In secondo luogo, **le major del petrolio dovrebbero spostare in modo progressivo il**

loro focus sulla produzione di gas naturale, come ad esempio ha fatto Shell acquistando lo scorso anno Bg. Date le sue superiori qualità ambientali in termini di inquinanti locali e di emissioni di anidride carbonica, è prevedibile che l'uso del gas non verrà particolarmente penalizzato ancora per un certo numero di anni dalle politiche di mitigazione del cambiamento climatico (la Iea prevede un aumento del consumo di gas di circa l'1,5% annuo tra il 2015 e il 2040, ben superiore a quello del petrolio e a quello del carbone). In terzo luogo, le compagnie petrolifere dovrebbero guardare alle fonti rinnovabili, come sta facendo Statoil che ha deciso di investire nell'eolico *off-shore*, così da prepararsi alla ancora lontana, ma probabilmente ineludibile età del dopo-petrolio.

L'Agenzia di Parigi avverte tuttavia che c'è ancora bisogno di investire nel petrolio e che se l'attuale contrazione degli investimenti *upstream* continuerà nel 2017, potrebbe conseguire un significativo deficit di offerta nei primi anni del prossimo decennio (Figura 1.9). Dati i tempi lunghi di sviluppo dei giacimenti convenzionali, le attività di ricerca e coltivazione devono infatti cominciare oggi affinché nuova capacità di produzione sia disponibile fra 5-7 anni per contrastare il naturale declino produttivo dei campi attualmente sfruttati e soddisfare la domanda addizionale. Come spesso accade per le materie prime, l'abbondanza di oggi è il seme della scarsità di domani.

FIG. 1.9 - ANDAMENTO DEGLI INVESTIMENTI MONDIALI IN RICERCA E SFRUTTAMENTO DI IDROCARBURI



I dati per il 2016 sono stime basate sui dati disponibili a settembre.

Fonte: Iea

1.3 DONALD TRUMP E LA POLITICA ENERGETICA AMERICANA

L'8 novembre 2016 gli Stati Uniti hanno eletto, in una certa misura inaspettatamente, Donald Trump loro nuovo presidente. Si tratta di un fatto di sicura rilevanza per la politica internazionale, che potrebbe avere importanti riflessi anche in campo energetico, soprattutto per l'apparente differenza di orientamenti espressi da Trump rispetto al suo predecessore Barack Obama.

Dare una valutazione di quella che potrebbe essere la politica energetica americana sotto il nuovo presidente non è semplice per vari motivi. In primo luogo, come spesso accade, è probabile che le posizioni di Trump muteranno nel passaggio dalla campagna elettorale all'insediamento presso la Casa Bianca, che avverrà il prossimo gennaio. In secondo luogo, benché abbia ampi poteri, il presidente degli Usa è vincolato in vario modo dal Congresso, dalla Corte Suprema e dalle competenze che secondo l'ordinamento costituzionale spettano ai singoli stati e non al governo federale. Infine, è evidente che, al di là dei desideri espressi da Trump e dalle politiche che potrà mettere in campo, saranno le leggi della convenienza economica e l'innovazione tecnologica a guidare molti dei cambiamenti che avverranno o non avverranno in campo energetico.

Fatte queste premesse, **colpisce come in campagna elettorale Trump abbia espresso, non sempre con coerenza e con costanza, una serie di posizioni e di obiettivi di sicuro rilievo** tra cui possiamo citare le seguenti:

- Volontà di promuovere la creazione di “milioni” di posti di lavoro, riducendo le inutili e dannose restrizioni ambientali alle attività di ricerca e sfruttamento dei combustibili fossili, mettendo peraltro a disposizione un numero maggiore di terreni di proprietà del governo federale;
- Volontà di aumentare la produzione di idrocarburi e di carbone per garantire l'indipendenza dalle forniture straniere di energia;
- Abolire il Clean Power Plan della Environmental Protection Agency (Epa), che sarebbe responsabile della costosa e ingiusta chiusura di numerose centrali elettriche a carbone;
- Rivedere l'accordo sul nucleare iraniano, uno dei peggiori in assoluto sottoscritti dall'Amministrazione Obama;
- Cancellare l'Accordo di Parigi basato sulla “bufala” inventata dai cinesi del cambiamento climatico.

Nelle settimane successive all'elezione, **Trump** ha inviato segnali contrastanti in merito a questi propositi. Da un lato è sembrato ammorbidire la sua posizione sul cambiamento climatico, ipotizzando l'esistenza di un ruolo giocato dalle attività umane, ma dall'altro ha **scelto Scott Pruitt, procuratore generale dell'Oklahoma, a capo dell'Epa e Rick Perry, ex governatore del Texas, a capo del Department of Energy (Doe)**. In entrambi i casi si tratta di scelte sicuramente non convenzionali e dal forte valore politico, visto che Pruitt ha una causa in corso proprio contro l'Epa sulla costituzionalità del Clean Power Plan e Perry aveva espresso durante la campagna presidenziale del 2012 la sua scelta a favore della cancellazione del Doe. Pruitt, inoltre, si è dichiarato fortemente scettico sul cambiamento climatico, mentre Perry è storicamente legato all'industria degli idrocarburi.

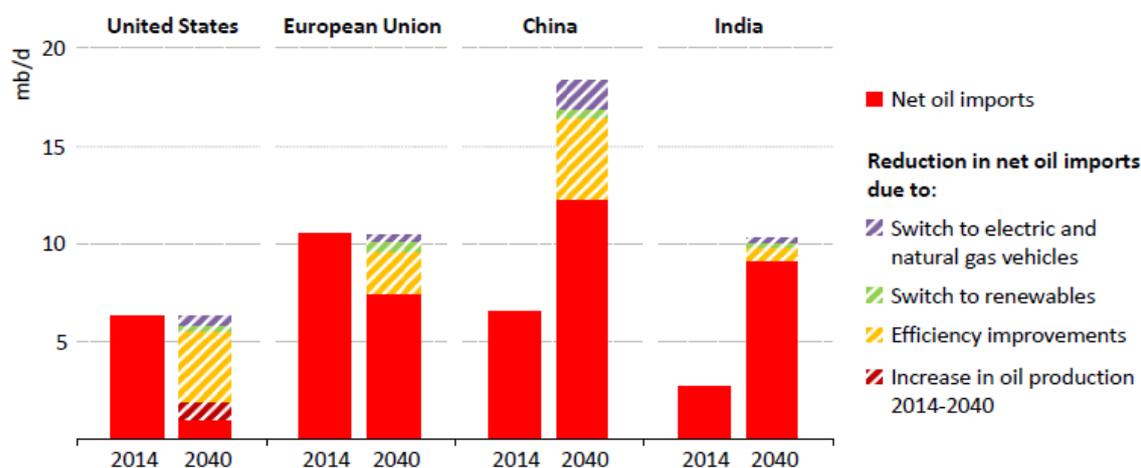
Sempre dal mondo del petrolio viene anche Rex Tillerson, che Trump ha nominato suo Segretario di Stato. Tillerson è attualmente amministratore delegato di Exxon Mobil, nell'ambito della quale ha sviluppato una grande esperienza internazionale. È stimato dai russi e da Putin, con i quali ha avuto rapporti intensi negli anni passati per via di una serie di progetti portati avanti da Exxon nel settore petrolifero russo.

Queste nomine dovranno essere approvate nelle prossime settimane dal Congresso, ma segnalano senza dubbio alcune delle priorità che potrebbe avere la futura Amministrazione Trump: l'abolizione del Clean Power Plan, la promozione dell'industria dei combustibili fossili e il riavvicinamento con la Russia.

Per quanto riguarda l'Accordo di Parigi, vari governi, tra cui quello cinese, hanno già invitato Trump a non ritrattare l'impegno preso dall'America nel recente passato. Probabilmente non si avrà la completa uscita degli Usa dall'accordo⁹, ma semplicemente una crescente inerzia da parte dell'amministrazione, che di fatto potrebbe avere effetti negativi sui futuri passi da compiere a livello internazionale per dare seguito agli impegni presi a Parigi.

Infine, per quanto riguarda il carbone e l'indipendenza energetica, più che le politiche pubbliche, conterranno i fondamentali economici. **Per il carbone americano, in particolare, il futuro è quanto mai grigio non tanto e non solo per la regolamentazione ambientale, quanto per il grande successo della shale gas revolution**, che lo ha reso non competitivo per la generazione elettrica in molte aree del paese. Sull'indipendenza energetica, da ultimo, è difficile immaginare che nell'attuale congiuntura dei prezzi si assisterà a una nuova ondata di investimenti tale da far crescere nell'arco di qualche anno significativamente la produzione di idrocarburi e di altre fonti di energia, così da rendere gli Usa autosufficienti. Un simile sviluppo, oltre che poco probabile, sarebbe poco sensato dal punto di vista economico. La Iea prevede sì una riduzione del fabbisogno di importazioni di petrolio da parte degli Usa, ma solamente nel lungo periodo e per lo più in virtù di un aumento dell'efficienza energetica dell'economia americana, non certo per un raddoppio della produzione di petrolio (Figura 1.10)¹⁰.

FIG. 1.10 - IMPORTAZIONI NETTE DI PETROLIO PER UNA SERIE DI PAESI
NELLO SCENARIO DI RIFERIMENTO IEA



Fonte: Iea

⁹ Si noti che il partito repubblicano condivide su questo punto le posizioni di Trump. Non necessariamente d'accordo sono invece i repubblicani per l'abolizione delle misure a sostegno delle rinnovabili, in particolare all'eolico. Vari stati repubblicani del Mid-west si sono infatti chiaramente schierati a favore di una continuazione di queste misure, che beneficiano le loro economie.

¹⁰ Le previsioni parlano di un lento aumento della produzione di greggio e altri liquidi nei prossimi anni, che dovrebbero stabilizzarsi attorno ai 14 Mbb/g nel 2020. Tale livello produttivo rimarrebbe grosso modo ostante fino al 2035 e calerebbe nel 2040. Per quanto riguarda nello specifico il petrolio non convenzionale, i volumi dovrebbero salire dagli attuali 4 Mbb/g a circa 5-6 Mbb/g nel 2020, per poi rimanere stabili negli anni Venti e declinare nel decennio successivo.

2. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di energia primaria ¹¹	1630 ,9	Mtep	(2 015)
Variazione annuale sul 2014	1,6	%	
Consumo di gas naturale	429	Gmc	(2 015)
Variazione annuale sul 2014	4,7	%	
Gas sul totale dei consumi di energia	22,2	%	(2 015)
Consumo di gas nei primi 9 mesi....	2,9	Gmc	(2 016)
Variazione sui primi 9 mesi 2015....	1630 ,9	%	(2 016)



Il Fondo monetario internazionale (Fmi) stima un rallentamento della crescita economica per l'Unione europea dell'1,7% per il 2017, dopo il positivo 1,9% confermato per quest'anno. Tra le ragioni, pesa l'incertezza creata dalla decisione britannica di uscire dall'Unione. L'area euro continua sottotono rispetto al resto dell'Ue passando dall'1,7% all'1,5% nonostante il favorevole contesto dovuto ai bassi prezzi petroliferi, alla modesta espansione fiscale nel 2016 e a una politica monetaria a supporto della crescita. I consumi di energia potrebbero di conseguenza tornare a rallentare, dopo che nel 2015 sono cresciuti per la prima volta dal 2010.

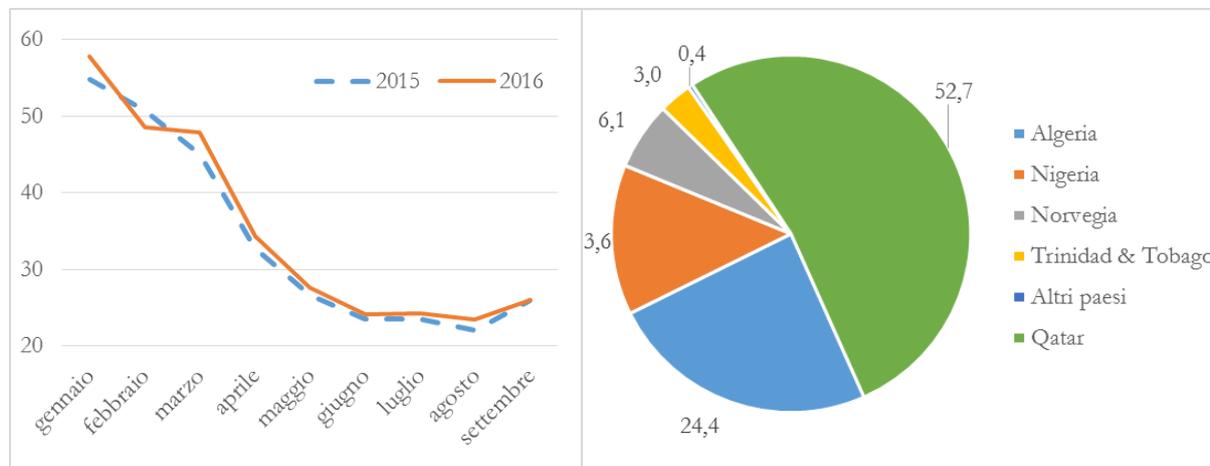
A risentirne potrebbe essere in particolare la domanda di gas, che nei primi tre trimestri del 2016 ha segnato un +2,9% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, confermando il trend di crescita avviato nel 2015 (+4,7% sul 2014). La crescita dei consumi di gas a fine anno è attesa attorno al 6% sul 2015 (stime Eurogas), favorita dal calo dei prezzi della materia prima, dall'incremento dell'impiego nella generazione elettrica dovuto a una ripresa delle attività industriali e da un maggior impiego nei trasporti che vede un incremento dei veicoli alimentati a gas del 9% rispetto al 2015.

Complice anche l'abbondanza di offerta a livello globale, in particolare quella di Gnl, i timori relativi al gas, per lo meno da parte dell'associazione Eurogas, sono passati dalla sicurezza delle forniture a quella della domanda, in particolare sul fronte dell'impiego nel settore elettrico, dove in questi anni è stata forte la concorrenza delle fonti rinnovabili e del carbone. I maggiori consumi di gas sono stati infatti garantiti con un incremento delle importazioni di Gnl (nel 2015 si è registrato un +16% sul 2014), a riprova di un'adeguata flessibilità nella scelta dei fornitori. Resta centrale il peso del Qatar, seguito da Algeria e Nigeria. L'attenzione si sposta dunque dalle

¹¹ Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi ai consumi di gas sono elaborazioni su fonte Joint Organisations Data Initiative (Jodi). I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard. Eventuali differenze con i precedenti *Focus* sono da imputarsi alle diverse fonti utilizzate.

infrastrutture di interconnessione con l'estero a quelle intra-Ue, con la Commissione europea che ne promuove il finanziamento (attraverso il "Connecting Europe Facility"), in particolare per quanto riguarda l'interconnessione nord-sud dell'Europa centrale.

FIG. 2.1 - CONSUMI DI GAS MENSILI (GMC) E PROVENIENZA DELLE FORNITURE DI GNL



Fonte: elaborazioni su dati Jodi e Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (Giignl)

TAB. 2.1 – CONSUMI DI GAS NATURALE NEI PRIMI 9 MESI DEL 2016

PAESE	CONSUMI 2016	CONSUMI 2015	VARIAZIONE	VARIAZIONE IN %
Austria	5,6	5,5	0,1	1,2
Belgio	11,1	11,7	-0,5	-4,4
Bulgaria	2,2	2,1	0,0	0,6
Cechia	5,4	5,3	0,1	2,3
Croazia	1,8	1,7	0,1	6,6
Danimarca	2,3	2,4	-0,1	-3,3
Estonia	0,3	0,3	0,0	6,1
Finlandia	1,7	1,9	-0,2	-9,8
Francia	29,8	29,3	0,5	1,7
Germania	60,0	57,1	2,9	5,1
Grecia	2,8	2,1	0,7	32,2
Irlanda	3,4	3,3	0,1	4,5
Italia	47,3	46,6	0,6	1,3
Lettonia	0,8	0,9	0,0	-2,0
Lituania	1,5	1,8	-0,3	-17,8
Lussemburgo	0,6	0,7	-0,1	-14,9
Paesi Bassi	24,7	24,7	0,0	0,1
Polonia	12,1	11,5	0,6	5,0
Portogallo	3,7	3,7	0,1	1,5
Regno Unito	57,5	52,8	4,6	8,8
Romania	7,6	7,9	-0,4	-4,9
Slovacchia	3,2	3,3	-0,1	-2,4
Slovenia	0,6	0,6	0,0	4,7
Spagna	21,1	21,4	-0,4	-1,8
Svezia	0,7	0,6	0,1	11,5
Ungheria	6,2	5,9	0,3	4,3
Unione Europea	314,1	305,3	8,8	2,9

Nota: dati espressi in miliardi di metri cubi (Gmc) Fonte: elaborazioni su dati Jodi

Il peso del gas naturale nel paniere energetico europeo è previsto crescere anche in ottica prospettica (dal 22% del 2014 al 28% del 2040), nonostante l’Agenzia internazionale dell’energia (Iea) ne abbia recentemente ridimensionato le previsioni rispetto allo scenario dello scorso anno. Nello New Policies Scenario del *World Energy Outlook 2016* le aspettative circa l’evoluzione della domanda europea sono infatti state riviste alla luce degli impegni sul clima assunti dall’Unione a seguito della ratifica in novembre dell’Accordo di Parigi che sancisce, nell’intenzione dei firmatari, un cambio di marcia nella lotta ai cambiamenti climatici attraverso un deciso intervento sui sistemi di produzione dell’energia e sui modelli di consumo.

I consumi al 2040 sono previsti declinare di circa 200 Mtep rispetto ai livelli del 2014, attestandosi attorno a poco meno di quanto stimato lo scorso anno (1360 Mtep, -17 Mtep). La principale differenza con lo scenario 2015 risiede nelle dinamiche del gas, atteso crescere meno della metà di quanto stimato lo scorso anno (+33 Mtep vs +68 Mtep), nonostante una maggior riduzione anche dell’impiego di carbone. Il gas naturale continuerà a crescere perlomeno fino al 2030, mentre successivamente l’andamento della domanda sarà legato alla diffusione e al rigore delle politiche contro il cambiamento globale. Restano pressoché immutate le previsioni di crescita dell’apporto delle rinnovabili che, a livello aggregato, diventeranno la prima fonte consumata dall’Unione.

L’evoluzione attesa del paniere energetico europeo al 2040 vede quindi un netto incremento delle fonti rinnovabili (+14%) e, in secondo luogo, del gas naturale (+6%). Cala in maniera decisa invece l’apporto sia di carbone (-10%) sia di petrolio (-10%), oltre a quello più lieve del nucleare che tuttavia sembra stabilizzarsi attorno al 14%.

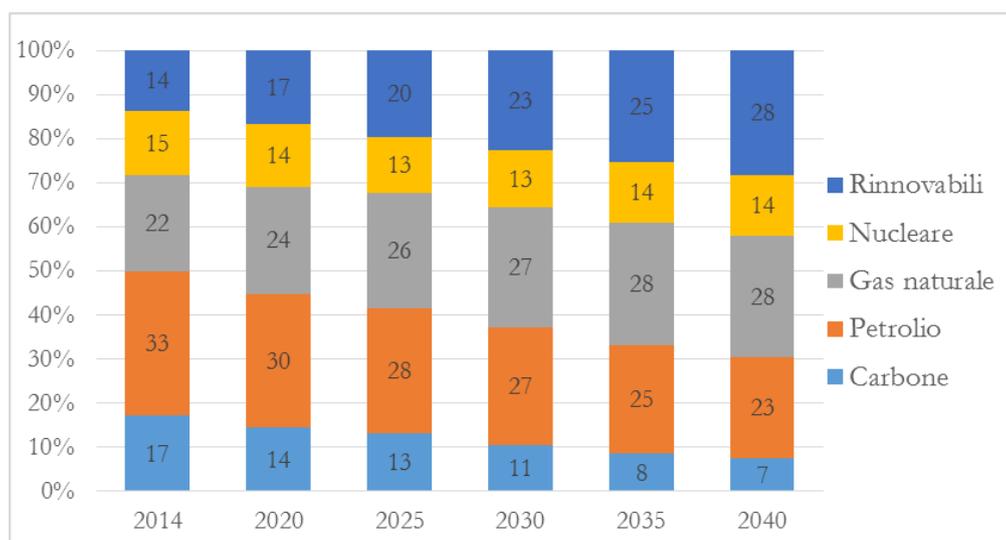
TAB. 2.2 - EVOLUZIONE DELLA DOMANDA EUROPEA DI ENERGIA

Confronto tra le previsioni della domanda energetica primaria UE, WEO 2016 vs WEO 2015 (Mtep)												
	1990	2014 (2013)*		2020		2030		2040		Var. 2014-2040 (WEO16)	vs WEO15	CAAGR**
		WEO16	vs WEO15	WEO16	vs WEO15	WEO16	vs WEO15	WEO16	vs WEO15			
Carbone	546	268	-18	223	-22	152	-3	100	-1	-168	-17	-3,7
Petrolio	607	509	-4	469	6	384	5	314	1	-195	-5	-1,8
Gas naturale	297	343	-44	377	6	392	0	376	-6	33	-38	0,4
Nucleare	207	228	-1	219	-6	188	-17	187	-16	-41	15	-0,8
Idroelettrico	25	32	0	32	-1	34	0	36	1	4	-1	0,4
Bioenergie	47	142	2	165	0	194	1	213	0	71	2	1,6
Altre rinnovabili	3	40	3	61	0	98	0	135	4	95	-1	4,8
Totale	1643	1563	-61	1547	-16	1441	-14	1360	-17	-203	-44	-0,5

* Il *World Economic Outlook* (2105 riporta i dati relativi al 2013). ** Tasso di crescita annuale composto medio.

Fonte: elaborazioni su dati Iea, Weo 2016 e Weo 2015

FIG. 2.2 - LA COMPOSIZIONE DEL PANIERE ENERGETICO EUROPEO



Fonte: elaborazioni su dati Iea, Weo (2016), *New Policies Scenario*

Gli impegni assunti durante la Cop21 sono alla base anche del nuovo *Winter Package* pubblicato dalla Commissione europea mercoledì 30 novembre e intitolato *Clean Energy for All Europeans*: un corposo blocco di documenti composto da circa 70 testi (tra cui una serie di proposte per la revisione di direttive e regolamenti, nonché numerosi rapporti su temi specifici). A differenza del pacchetto dello scorso febbraio, che si concentrava sulla sicurezza delle forniture di gas naturale, il nuovo copre svariati temi:

- **l'efficienza energetica**, per la quale si propone l'innalzamento dell'obiettivo al 2030 al 30% contro il precedente 27%. Il target sarà vincolante e tutti gli stati membri dovranno contribuire al suo raggiungimento nell'ambito dei Piani nazionali per l'energia e il clima previsti dal regolamento sulla *governance* dell'Unione energetica. Si propone inoltre un quadro generale per il miglioramento dell'efficienza e norme settoriali per l'edilizia, le prestazioni energetiche dei prodotti ("*eco-design*"), l'informazione ai consumatori ("*energy labelling*") e gli aspetti finanziari;

- **l'assetto del mercato elettrico e la sicurezza delle forniture elettriche**, riguardo ai quali vengono definiti i principi europei per i meccanismi di capacità e la responsabilizzazione di tutte le fonti per gli sbilanciamenti. Si promuove il superamento dei prezzi tutelati e viene posta una maggiore enfasi sul ruolo dei distributori in chiave *smart* e sui relativi schemi di remunerazione. Viene dato risalto al ruolo del consumatore come una risorsa per il sistema, con la promozione del *demand response* e degli *smart meter*;

- **le fonti rinnovabili**, che vedono cancellata la priorità di dispacciamento per nuovi grandi impianti a rinnovabili con potenza superiore a 500 kW, limite che scenderà a 250 kW dal 2026. Resta in essere per gli impianti esistenti (eccetto in caso di rifacimento), i piccoli impianti e le tecnologie innovative. Riguardo ai biocarburanti, vengono introdotti obblighi per i venditori di carburanti di fornire una quota crescente di carburanti da fonti rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, ma vengono anche fissati criteri più severi di sostenibilità delle bioenergie;

•**la mobilità**, con la proposta di una “Strategia europea per i sistemi di trasporto cooperativi intelligenti”, volto a digitalizzare il settore e renderlo più efficiente e sicuro;

•**la governance europea in ambito energetico**, per la quale si richiede che ogni stato membro adotti un piano integrato su energia e clima, in parte per conformarsi alla reportistica richiesta nell’ambito dell’Accordo di Parigi, ma soprattutto per supplire allo scadere nel 2020 dei target nazionali in materia di rinnovabili, fungendo da misura di sicurezza in vista dei nuovi target in materia di rinnovabili e di efficienza, che non saranno più su base nazionale, ma verranno applicati all’Unione nel suo insieme.

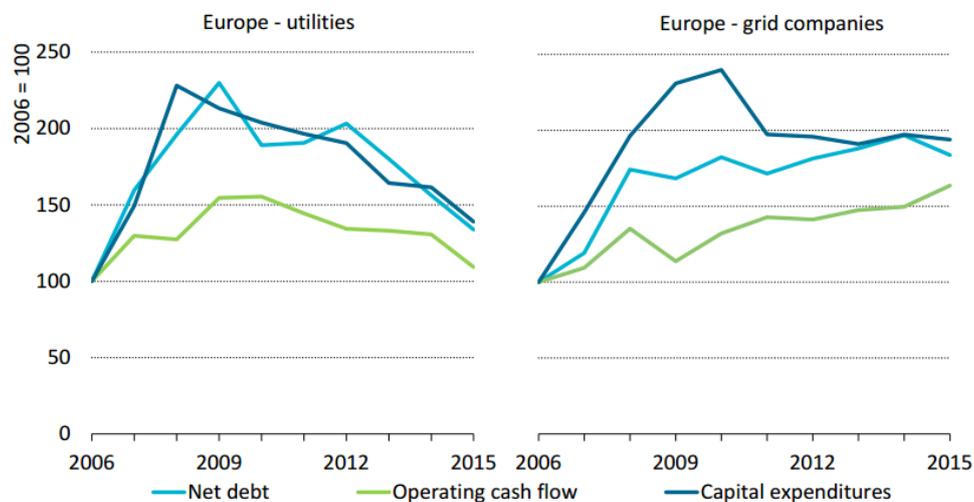
Sebbene tra gli obiettivi dichiarati della Commissione, oltre all’efficienza energetica e alla tutela del consumatore, vi sia anche il perseguimento di un ruolo di leader globale nell’ambito di energie pulite, ciò non le è valso a evitare le critiche delle associazioni pro-rinnovabili che hanno accolto il pacchetto parlando di “mercoledì nero”. Di parere contrario l’opinione dell’associazione delle grandi *utility* Eurelectric, dell’agenzia dei regolatori Acer e dei gestori delle reti elettriche di trasmissione Entso-E per l’attenzione al funzionamento e alla sicurezza del mercato elettrico, oltre che dell’associazione europea dei raffinatori Fuels Europe per l’approccio pragmatico, soprattutto sul fronte delle rinnovabili nei trasporti.

Il pacchetto mira anche a incoraggiare gli investimenti nel settore energetico, uno dei veri nodi cruciali per il raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici al 2030. L’Unione europea dovrebbe mobilitare fino a 177 miliardi di euro all’anno dal 2021, generando esternalità positive pari alla crescita del Pil di un 1% in più l’anno nel corso del prossimo decennio e la creazione di 900.000 nuovi posti di lavoro. La Commissione ha individuato alcuni strumenti per stimolare gli investimenti come il Connecting Europe Facility o il rafforzamento e prolungamento dello European Fund for Strategic Investments (Efsi), il cui obiettivo di mobilitare 314 miliardi di euro di investimenti in 3 anni viene esteso a 500 miliardi al 2020, con il mandato di una maggior attenzione agli investimenti sostenibili. Sebbene il 23% dei 154 miliardi sanzionati finora attraverso l’Efsi abbiano riguardato il settore energetico, lo sforzo rischia di essere insufficiente rispetto alle aspettative riposte.

Anche la Iea considera il nodo degli investimenti uno degli ostacoli principali lungo la strada tracciata dalla Cop21. Per questa ragione ha pubblicato, per la prima volta nel 2016, un nuovo rapporto annuale interamente dedicato agli investimenti dispiegati a livello globale in campo energetico. Il *World Energy Investment* è finalizzato a monitorare i tempi e i modi della transizione dei sistemi energetici verso modelli più efficienti e a basso contenuto di carbonio, presentandosi, alla pari del *World Energy Outlook*, come un importante strumento a supporto di investitori, imprese e decisori politici.

Per quanto riguarda l’Europa, il rapporto esprime una crescente preoccupazione circa le prospettive degli investimenti in ambito elettrico necessari a: rimpiazzare o ammodernare impianti di generazione obsoleti, integrare le fonti rinnovabili intermittenti, conseguire gli obiettivi climatici. Le *utility* che sono normalmente responsabili di tali investimenti si trovano infatti in gravi difficoltà finanziarie, dovute al calo dei prezzi all’ingrosso dell’elettricità e alla concorrenza proveniente dalle nuove rinnovabili. Appare quindi concreto il timore che gli investimenti non vengano dispiegati in misura adeguata. Il rapporto stima che i circa 70 GW di capacità a carbone e i 30 GW di nucleare che andranno dismessi nel corso del prossimo decennio debbano essere in parte rimpiazzati con nuova capacità di generazione termoelettrica, eppure nessun nuovo impianto a gas ha ricevuto il via libera dal 2013 a oggi e solamente 6 GW sono attualmente in costruzione.

FIG. 2.3 - INDICATORI FINANZIARI RELATIVI ALLE COMPAGNIE ELETTRICHE EUROPEE QUOTATE



Note: Includes the top 20 European utilities by market capitalisation and four listed grid companies.

Fonte: Iea, *World Energy Investment 2016*

Anche se nuovi progetti sono previsti profittevoli, le *utilities* faticano a ottenere i finanziamenti a causa delle difficili condizioni finanziarie dovute in buona parte alla svalutazione dei loro impianti esistenti a carbone e a gas. Nel 2015 le svalutazioni che hanno interessato le 20 principali *utilities* europee sono state pari a un terzo degli investimenti nel settore elettrico. Tali difficoltà hanno portato le aziende a concentrarsi su settori regolati, come le rinnovabili o i servizi di rete, anche separando queste attività da quelle più esposte ai prezzi del mercato all'ingrosso. L'introduzione da parte dei regolatori di meccanismi di capacità – che remunerano alcuni impianti affinché mantengano a disposizione capacità di generazione a prescindere dal suo effettivo impiego – ha finora avuto un impatto ambivalente, tutelando in parte capacità già esistente (anche a carbone), ma promuovendo anche qualche investimento in nuova capacità più pulita.

A livello di rete, gli investimenti sono invece guidati dalla necessità di rimpiazzare gli asset obsoleti e di integrare la non-programmabilità delle nuove rinnovabili. L'Unione ha fissato un target di interconnessione della capacità di generazione elettrica installata del 10% al 2020 e propone di estenderlo al 15% al 2030. Giudizio positivo viene dato al crescente ruolo dell'UE attraverso i finanziamenti stanziati via Connecting Europe Facility. Si rilevano tuttavia una generale lentezza dei progressi in questo ambito dovuti anche alle opposizioni locali ai progetti e alle difficoltà nel coordinare i procedimenti autorizzativi. Nonostante le difficoltà, alcuni progetti sono stati realizzati negli ultimi anni (l'interconnessione Sicilia-penisola italiana, l'EstLink2 tra Finlandia ed Estonia e il NordBalt tra Svezia e Lituania), mentre altri sono in costruzione (l'interconnettore a corrente continua ad alta tensione tra Italia e Montenegro e quello tra Piemonte e Savoia in Francia; il Nemo Link Project tra Gran Bretagna e Belgio; il Cobra cable tra Olanda e Danimarca e il Nord Link tra Norvegia e Germania).

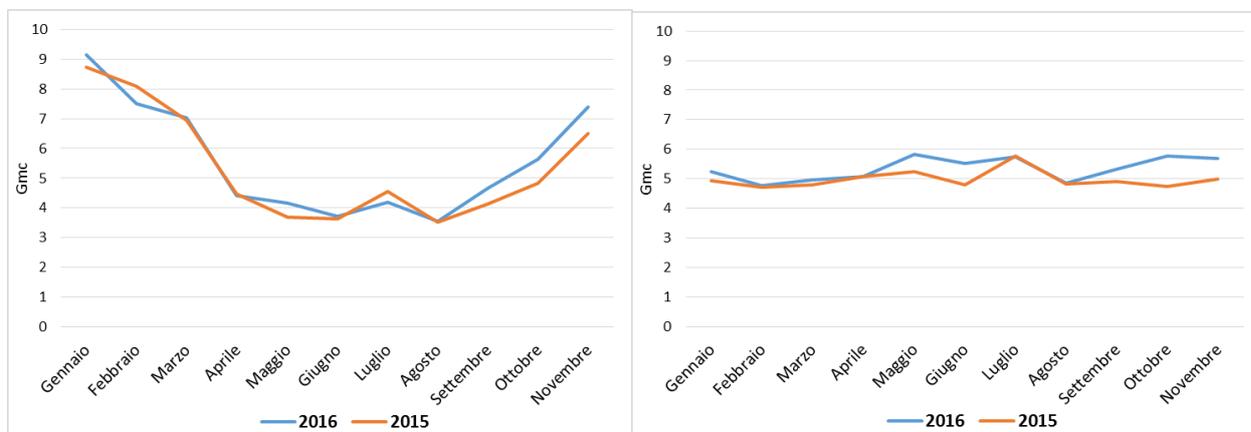
2.1 ITALIA

ITALIA			
Consumo di energia primaria	1 51,7	Mte p	(2 015)
Variazione annuale sul 2014	+ 3,4	%	
Consumo di gas naturale	6 1,4	Gm c	(2 015)
Variazione annuale sul 2014	+ 9,1	%	
Gas sul totale dei consumi di energia	3 6,4	%	(2 015)
Dipendenza dalle importazioni di gas	9 0	%	(2 015)
Consumo di gas nei primi 11 mesi	6 1,1	Gm c	(2 016)
Variazione sui primi 11 mesi 2015	+ 4,2	%	(2 016)



Secondo le stime del Fmi, il 2016 dovrebbe confermare l'andamento macroeconomico moderatamente positivo avviato nel 2015, con una crescita del Pil dello 0,8%. Medesima previsione per il 2017, con un aumento atteso dello 0,9%. Pertanto, dopo la lunga recessione economica, **l'economia italiana riparte, seppur timidamente e con un ritmo meno accentuato rispetto all'area euro**. Parallelamente, anche i consumi energetici sono aumentati, dopo 10 anni di calo quasi ininterrotto.

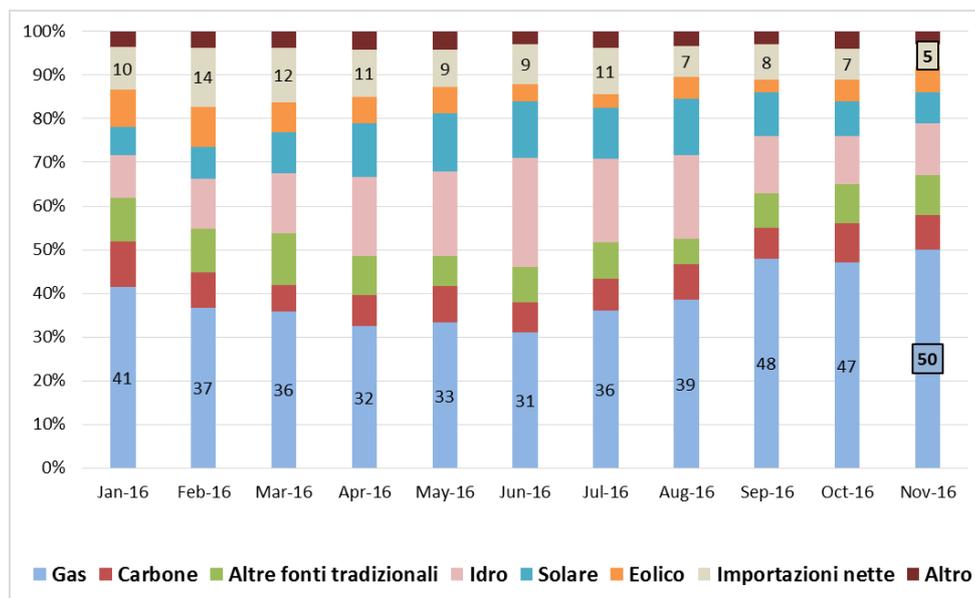
FIG. 2.4 - I CONSUMI (SX) E LE IMPORTAZIONI NETTE (DX) MENSILI DI GAS NATURALE, PRIMI 11 MESI 2016 VS 2015



Fonte: elaborazioni su Ministero Sviluppo Economico e Snam Rete Gas

Per quanto riguarda la domanda di gas, nei primi 11 mesi del 2016¹², si è assistito a un aumento dei consumi del 4,2% rispetto allo stesso periodo del 2015, grazie soprattutto al comparto termoelettrico, a sua volta sostenuto dal deficit di produzione nucleare francese. Difatti, **lo stop di numerosi reattori nucleari in Francia ha determinato un forte calo delle importazioni di elettricità dall'estero, determinando una sensibile ripresa delle vendite da parte di impianti nazionali soprattutto a gas.**

FIG. 2.5 - MIX DI GENERAZIONE ELETTRICA NEL MGP



Fonte: elaborazioni su Gestore dei mercati energetici (Gme)

Analizzando il mix di generazione elettrica sul mercato del giorno prima (Mgp), si osserva chiaramente un tendenziale aumento della quota gas per la generazione elettrica, soprattutto negli ultimi mesi a causa dell'effetto Francia. In particolare, **nel mese di novembre il peso del gas si è portato al 50% del mix elettrico a fronte di un calo delle importazioni nette al 5%, il valore più basso da oltre due anni.** Ciò ha determinato contestualmente un aumento dei prezzi dell'elettricità in Italia, dato che le più economiche importazioni di nucleare francese sono state sostituite dai più costosi impianti a gas. Non stupisce, pertanto, che in media **il prezzo di novembre 2016 rappresenti il valore più alto raggiunto nel 2016**, in aumento del 6% sul pari mese del 2015 e del 10% su ottobre 2016.

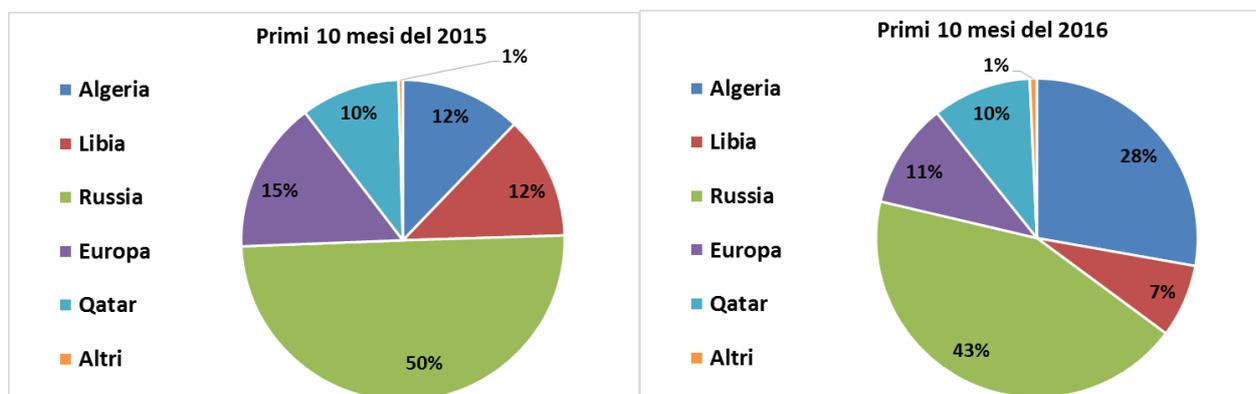
Sul fronte dell'offerta, **l'aumento dei consumi di gas è stato accompagnato da una crescita delle importazioni** che registrano un rialzo del 7% rispetto allo stesso periodo del 2015. Riguardo ai paesi¹³, le importazioni dalla Russia, prima fonte, sono diminuite di circa il 7%; per contro quelle dall'Algeria sono aumentate di oltre il 140%. In flessione tutte le altre fonti via tubo (Libia a -37% e Nord Europa a -26%) mentre, sul fronte del Gnl, si rileva l'arrivo dei primi carichi dal Qatar destinati al rigassificatore di Livorno. La produzione nazionale continua a diminuire, subendo una flessione del 14% nei primi 11 mesi del 2016. Tale quadro spiega l'elevata dipendenza dalle importazioni di gas (~90%) con un peso consistente sulla bolletta energetica

¹² Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

¹³ I dati relativi alle importazioni per paese di origine sono riferiti ai primi 10 mesi del 2016. Fonte: Ministero Sviluppo Economico.

nazionale (circa il 40%); fortunatamente, la riduzione dei prezzi delle materie prime ha ridotto negli ultimi anni il valore assoluto della fattura energetica che, nel caso del gas, è scesa dai €24 mld del 2012 ai €14 mld del 2015¹⁴.

FIG. 2.6 - IMPORTAZIONI DI GAS PER PAESE, PRIMI 10 MESI DEL 2016 VS 2015



Fonte: elaborazioni su dati del Ministero dello Sviluppo Economico

In ambito gas, obiettivo strategico dell'Italia è di rafforzare il proprio ruolo di paese-transito e diventare, in ultima istanza, un vero e proprio hub in Europa. A tal fine, il governo sostiene la realizzazione del gasdotto **TransAdriatic Pipeline (Tap)**, un progetto da \$5 mld che rientra nel più ampio intento di aprire un collegamento – “Corridoio Sud” – tra l'Europa e i paesi produttori dell'Asia Centrale (*Azerbaigian in primis*). L'Italia è il paese di approdo finale del gasdotto – l'interconnessione con la rete nazionale dovrebbe avere luogo in Puglia – e possiede, pertanto, un'importanza strategica nel portare il gas azero in Europa. La fase di progettazione è stata completata e i lavori di realizzazione sono stati avviati nel maggio scorso; tuttavia, **la società petrolifera di stato dell'Azerbaigian Socar è allarmata dai ritardi autorizzativi in Puglia, come dichiarato dal vice presidente a ottobre scorso, sottolineando che questi potrebbero mettere a rischio la costruzione del gasdotto.** La vittoria del fronte contrario alla riforma costituzionale, che avrebbe riportato al governo centrale la competenza esclusiva in materia di energia, nonché la crisi di esecutivo Renzi che si è conseguentemente aperta, non giocano a favore del progetto, la cui realizzazione resta sotto scacco delle autorità comunali e regionali.

Sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti, una buona notizia arriva da Bruxelles: il 5 dicembre scorso, si è svolto **il Consiglio Energia che ha deciso relativamente alle misure transfrontaliere da attuare in caso di crisi degli approvvigionamenti:** è stata accantonata l'idea di creare un sistema di cooperazione fisso regionale, optando per l'utilizzo delle infrastrutture esistenti per fare sì che i flussi possano essere eventualmente riorientati da uno stato membro all'altro. Tale meccanismo di solidarietà, accompagnato da norme per compensare i fornitori privati, si baserà su un'attenta valutazione dei rischi sia a livello nazionale che da parte dell'associazione degli operatori europei del trasporto gas (Entso-G).

¹⁴ Valore delle importazioni nette di gas naturale. Fonte: Eurostat.

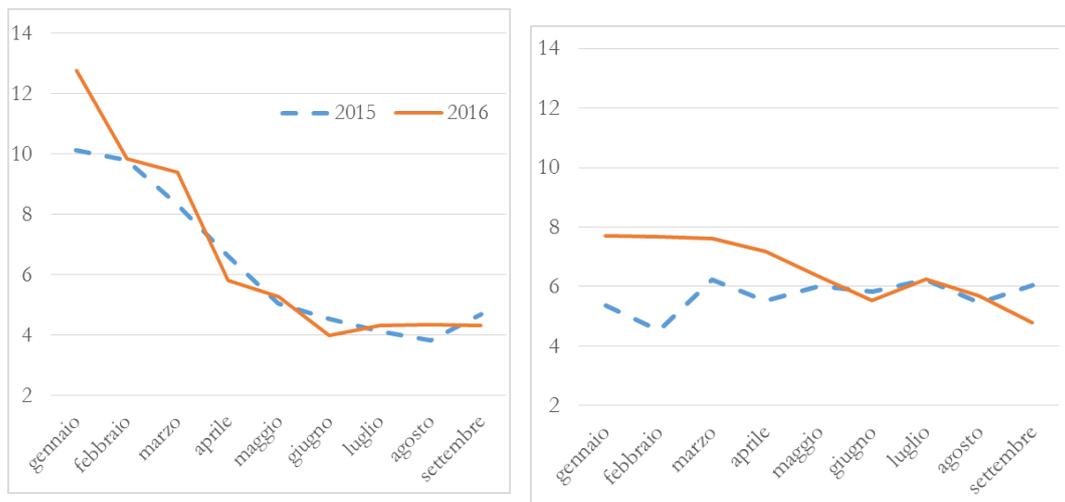
2.2 GERMANIA

GERMANIA			
Consumo di energia primaria	320,6	Mtep	(2015)
Variazione annuale sul 2014	2,8	%	
Consumo di gas naturale	80,4	Gmc	(2015)
Variazione annuale sul 2014	5	%	
Gas sul totale dei consumi di energia	20,8	%	(2015)
Dipendenza dalle importazioni di gas	89,7	%	(2015)
Consumo di gas nei primi 9 mesi	60	Gmc	(2016)
Variazione sui primi 9 mesi 2015	5,1	%	(2016)



La crescita economica della Germania è attesa attestarsi nel 2016 sull'1,7%, in linea con la media dell'area euro. Lievemente inferiore invece quella prevista per il prossimo (1,4% vs 1,5% dell'area euro). La buona performance economica è confermata dai consumi di gas naturale, la cui crescita nei primi nove mesi del 2016 (60 Gmc, +2,9 Gmc rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente) è seconda in Europa solo a quella della Gran Bretagna. Tale crescita ribadisce, rafforzando, il positivo trend nei consumi di gas avviatosi già nel 2015 (+4,8% sul 2014), con un incremento nei primi nove mesi del 2016 pari al 4,9% sullo stesso periodo dell'anno precedente. I consumi crescenti sono stati soddisfatti attraverso un maggior ricorso delle importazioni (+7,6 Gmc), in particolare nei primi quattro mesi dell'anno. Da notare come l'incremento delle importazioni non abbia comportato un aumento della relativa spesa (9,5 miliardi di euro), che al contrario nei primi 8 mesi dell'anno risulta inferiore di 3,3 miliardi rispetto al 2015. La maggior competitività del gas naturale dovuta al calo dei prezzi ha consentito l'avvio di diversi nuovi impianti di generazione termoelettrica.

FIG. 2.7 - CONSUMI DI GAS E IMPORTAZIONI NETTE, PRIMI 9 MESI 2016 VS 2015 (GMC)



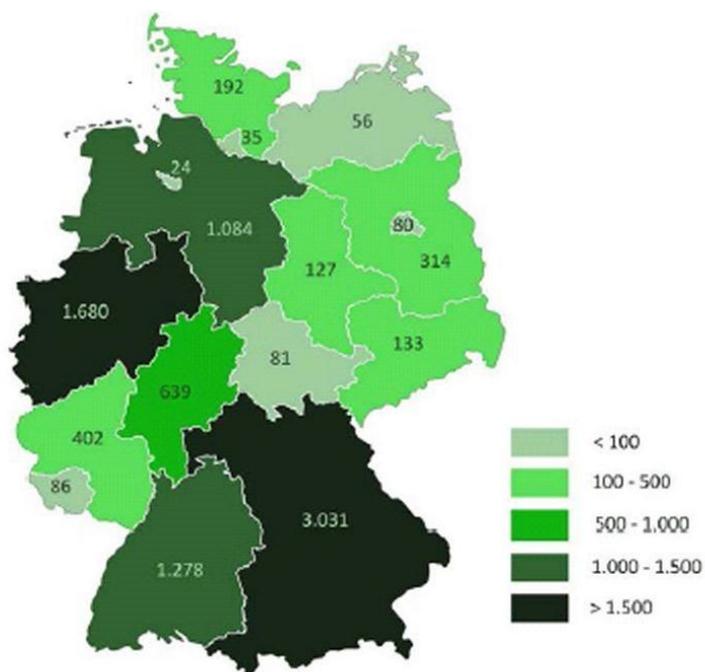
Fonte: elaborazioni su dati Jodi. Si noti che per la Germania, le importazioni di gas via Gnl sono pari a 0, il totale coincide quindi con le importazioni via gasdotto.

Rischia invece di subire una battuta d'arresto la crescita delle rinnovabili, promossa fin dagli anni Duemila in particolare sul fronte fotovoltaico. La revisione 2016 della legge tedesca Erneuerbare Energien Gesetz (Eeg) – approvata in estate e attesa entrare in vigore nel 2017 – prevede infatti la sostituzione dei meccanismi di remunerazione attuali e basati essenzialmente sugli incentivi *feed-in* alle diverse tecnologie, con un nuovo sistema centrato sulle aste. Le associazioni di categoria temono a causa di ciò un forte rallentamento degli investimenti.

Dopo aver percorso la strada delle rinnovabili, la Germania prosegue ora il cammino verso la de-carbonizzazione promuovendo una maggiore efficienza energetica, ambito nel quale è comunque già leader mondiale secondo l'American Council for an Energy-Efficient Economy (Aceee). Il paese ha introdotto in particolare due nuovi strumenti nell'ambito del Piano d'azione tedesco sull'energia efficiente lanciato nel 2014: l'introduzione di uno schema ad asta per la promozione di progetti per l'efficienza energetica – meccanismo non ancora diffuso come in ambito rinnovabili – e un nuovo programma per i misuratori del risparmio energetico. Come da prassi in Germania, le nuove politiche verranno testate inizialmente su progetti pilota.

L'attenzione posta negli interventi sul fronte della gestione della domanda trova conferma anche nell'ambito dell'accumulo elettrico (*storage capacity*), dove la Germania sta incrementando la propria capacità rafforzando la sua leadership anche in questo mercato. A livello di *utility*, grandi sistemi di accumulo a Schwerin (5 MW) e Feldheim (10 MW) forniscono già un servizio di bilanciamento alla rete, mentre a livello di consumatori circa 27.000 batterie di piccola scala sono state vendute nel paese nel 2015, la maggior parte assieme a impianti fotovoltaici da tetto per la generazione distribuita. Il programma di sussidi all'acquisto integrato dei due impianti è stato esteso al 2018 con 30 milioni di euro disponibili a partire dal 2016.

FIG. 2.8 - IMPIANTI FOTOVOLTAICI CON STOCCAGGIO ELETTRICO SUSSIDIATI



Fonte: Qualenergia

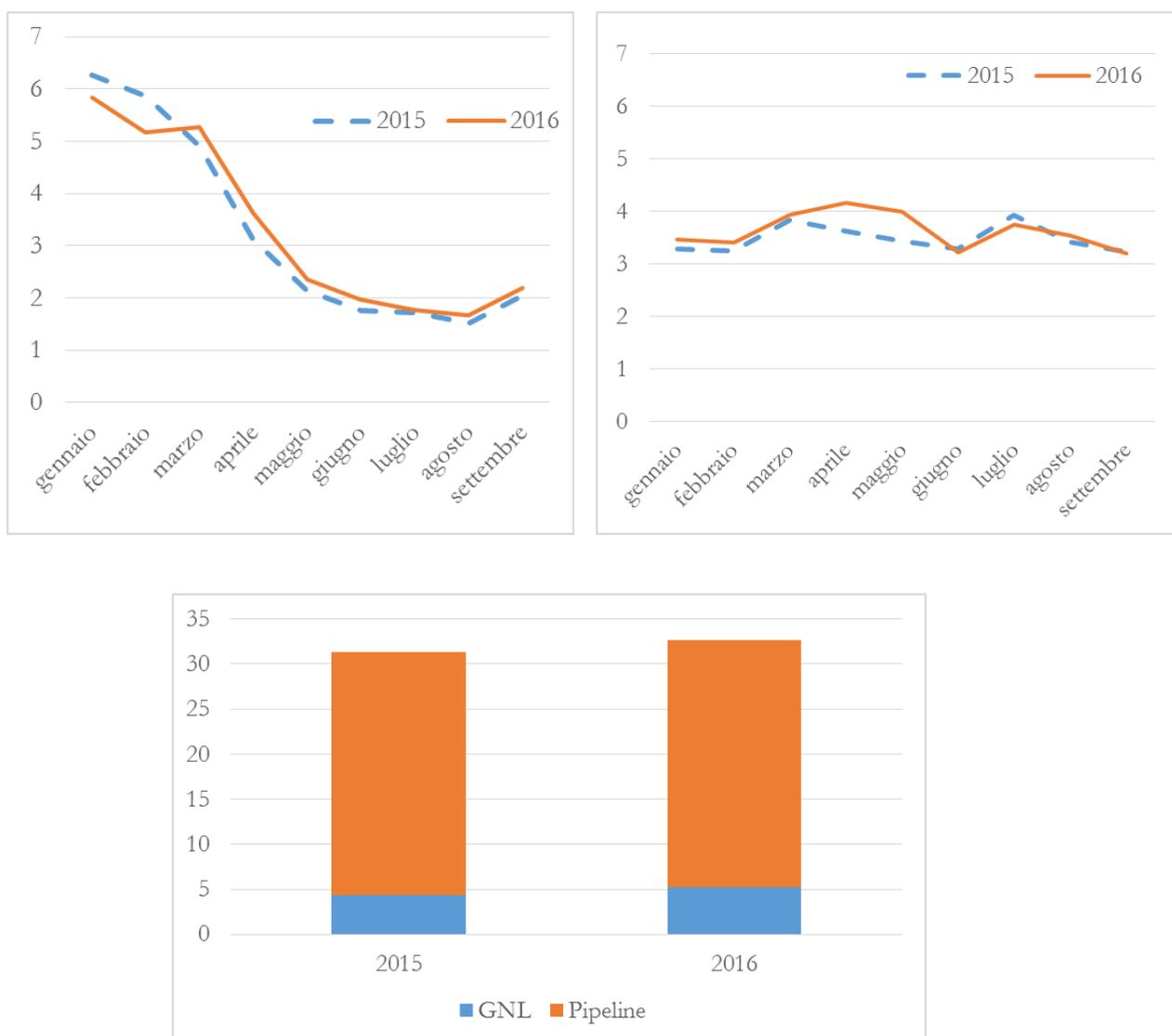
2.3FRANCIA

FRANCIA			
Consumo di energia primaria	239	Mtep	(2015)
Variazione annuale sul 2014	0,6	%	
Consumo di gas naturale	42,1	Gmc	(2015)
Variazione annuale sul 2014	7,7	%	
Gas sul totale dei consumi di energia	14,6	%	(2015)
Dipendenza dalle importazioni di gas....	99,9	%	(2015)
Consumo di gas nei primi 9 mesi	29,8	Gmc	(2016)
Variazione sui primi 9 mesi 2015	1,7	%	(2016)

La crescita economica della Francia è attesa attestarsi sull'1,3% sia nel 2016 che nel 2017, evidenziando un rallentamento nei confronti dell'area euro (rispettivamente 1,7% e 1,5%) e, ancor più, con la media dell'Unione. L'andamento economico ha portato a un lieve incremento

dei consumi energetici, soddisfatto in particolare con un aumento dell'impiego del gas naturale. La tendenza prosegue nei primi nove mesi del 2016 (+1,7%), anche se a ritmi più lenti. Ne consegue un lieve incremento delle importazioni nette (+1,4 Gmc sul medesimo periodo dell'anno precedente), soddisfatto con un aumento sia delle forniture di Gnl (+0,9 Gmc) sia via gasdotto (+0,5 Gmc). L'aumento delle importazioni nette, pur lieve, non ha causato tuttavia un aumento della relativa spesa che, al contrario, è calata di ben 2,3 miliardi di euro rispetto ai primi nove mesi 2015 (5,5 vs 7,8).

FIG. 2.9 - CONSUMI DI GAS E IMPORTAZIONI NETTE (PIPELINE E GNL),
PRIMI 9 MESI 2016 VS 2015 (GMC)



Fonte: elaborazioni su dati Jodi

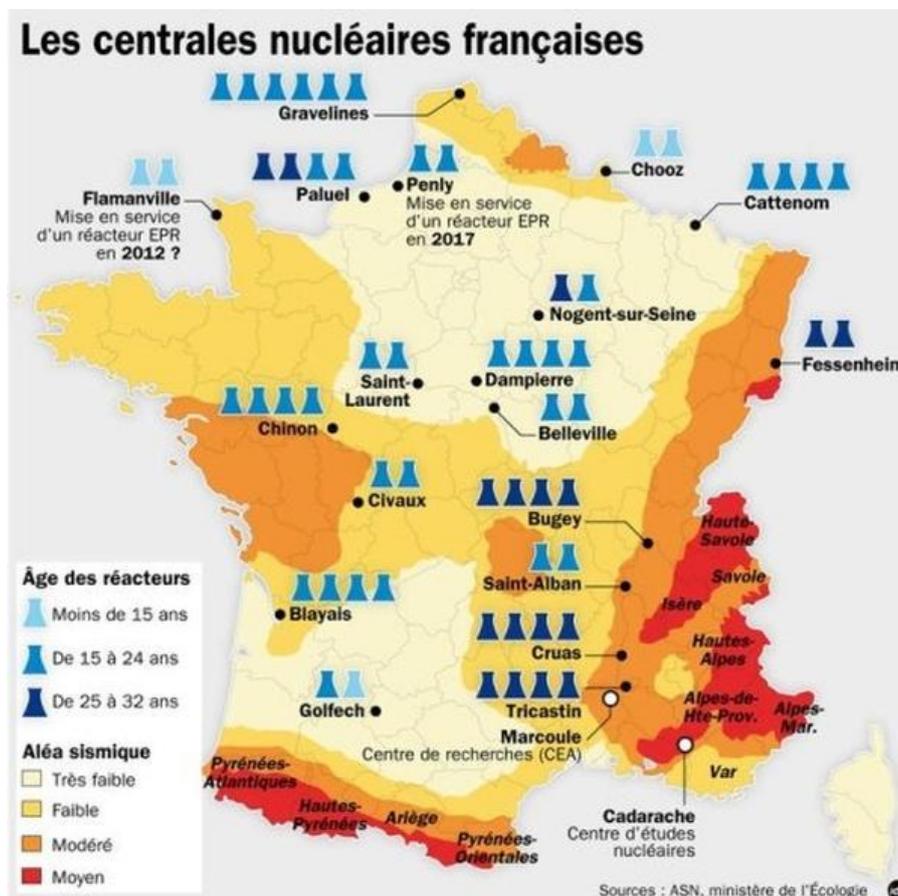
Secondo le stime di Eurogas, la domanda di gas nella generazione elettrica è raddoppiata nella prima metà dell'anno rispetto a quella dell'anno precedente. L'incremento è dovuto in parte all'emergenza sul fronte del nucleare, dove è venuta a mancare oltre un terzo della potenza, rischiando di creare difficoltà al sistema elettrico del paese anche a fronte delle severe temperature che sono attese per questo inverno. L'Autorité de Sureté Nucléaire (Asn) ha infatti

disposto a fine settembre la sospensione cautelativa di 18 centrali nucleari per sospetti di un eccessivo contenuto di carbonio nell'acciaio degli involucri.

Di fatto, Edf ha comunicato che a settembre si è avuta la più bassa produzione nucleare dal 1998 e che a fine anno la produzione elettrica da quella fonte scenderà dai 408 TWh programmati a 390, con la diminuzione tutta concentrata nell'ultimo quadrimestre, proprio quando l'accensione dei riscaldamenti (in buona parte elettrici in Francia) fa schizzare in alto la domanda. La Francia si è così improvvisamente trovata da paese esportatore a importatore di energia elettrica con un'inevitabile impatto negativo sui prezzi: all'ingrosso hanno raggiunto picchi di 123 €/MWh rispetto a un livello che di norma si aggira sui 40 €/MWh.

L'attuale contesto francese mette in luce, sotto il profilo della sicurezza energetica, quanto possa essere rischioso dipendere massicciamente da una sola fonte di energia – come nel caso della Francia che copre con il nucleare circa il 75% del proprio fabbisogno elettrico – o da un paese fornitore – come nel caso dell'Italia, che dalla Francia importa il 10-15% del proprio fabbisogno elettrico. Le inevitabili ricadute sul fronte dei prezzi non riguardano infatti il solo mercato francese, ma anche quello dei paesi che dipendono dal suo export elettrico per mantenere bassi prezzi: Italia, Belgio, Gran Bretagna e Spagna. La decisione del governo francese di ridurre la quota del nucleare nel mix di generazione elettrica al 50% entro il 2025 avrà quindi inevitabili ricadute anche sul fronte italiano e sarà pertanto necessario muoversi di conseguenza e in tempi congrui.

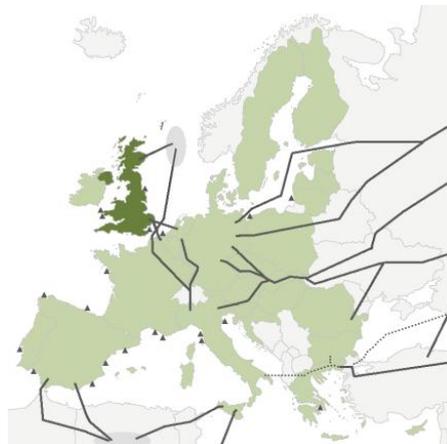
FIG. 2.10 - LE CENTRALI NUCLEARI FRANCESI



Fonte: Agenzia per la sicurezza nucleare (Asn), Ministero dell'Ecologia

2.4 REGNO UNITO

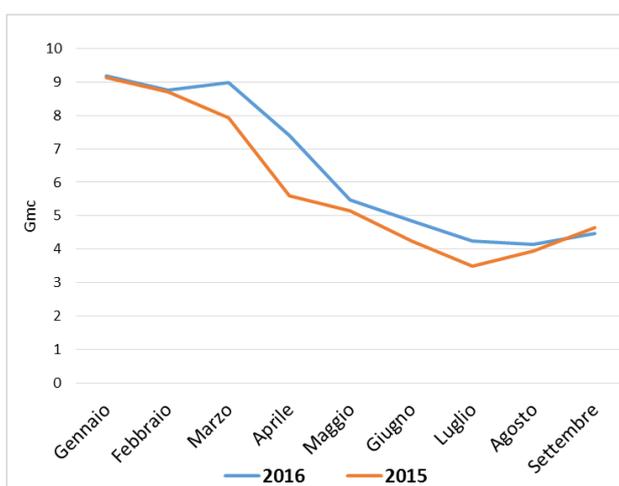
REGNO UNITO			
Consumo di energia primaria	191,2	Mte p	(2 015)
Variazione annuale sul 2014	+1,2	%	
Consumo di gas naturale	68,3	Gm c	(2 015)
Variazione annuale sul 2014	+2,4	%	
Gas sul totale dei consumi di energia	32	%	(2 015)
Dipendenza dalle importazioni di gas	43	%	(2 015)
Consumo di gas nei primi 9 mesi	57,5	Gm c	(2 016)
Variazione sui primi 9 mesi 2015	+8,8	%	



Dopo il buon andamento dell'economia inglese negli ultimi due anni (+3,3 nel 2014 e +2,2 nel 2015), **si profila un periodo di crescita meno robusta, seppur continua, per il Regno Unito, il cui Pil è atteso crescere con ritmi leggermente al di sotto della media dell'Ue (+1,8% nel 2016 e +1,1% nel 2017).**

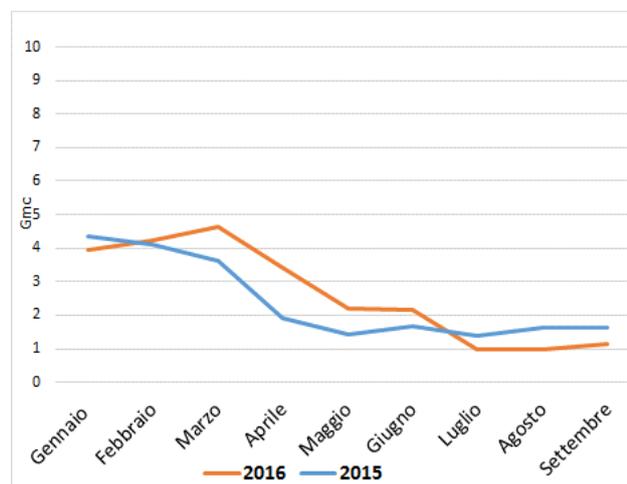
Nei primi 9 mesi del 2016 si è assistito a un consistente **aumento del consumo di gas** rispetto allo stesso periodo del 2015 (8,8%); tale rialzo è **dovuto soprattutto alla generazione elettrica, dove continua il processo di sostituzione (*switch*) del carbone col gas naturale** (Figura 2.11). In particolare, nel secondo trimestre 2016, il carbone ha ridotto notevolmente il proprio peso, coprendo appena il 6% della generazione elettrica; per contro, il gas ha raggiunto la quota del 45% mentre nucleare e rinnovabili hanno rappresentato rispettivamente il 21% e il 25%.

FIG. 2.11 - I CONSUMI (SX) E LE IMPORTAZIONI NETTE (DX) MENSILI DI GAS NATURALE NEI PRIMI 9 MESI 2016 VS 2015

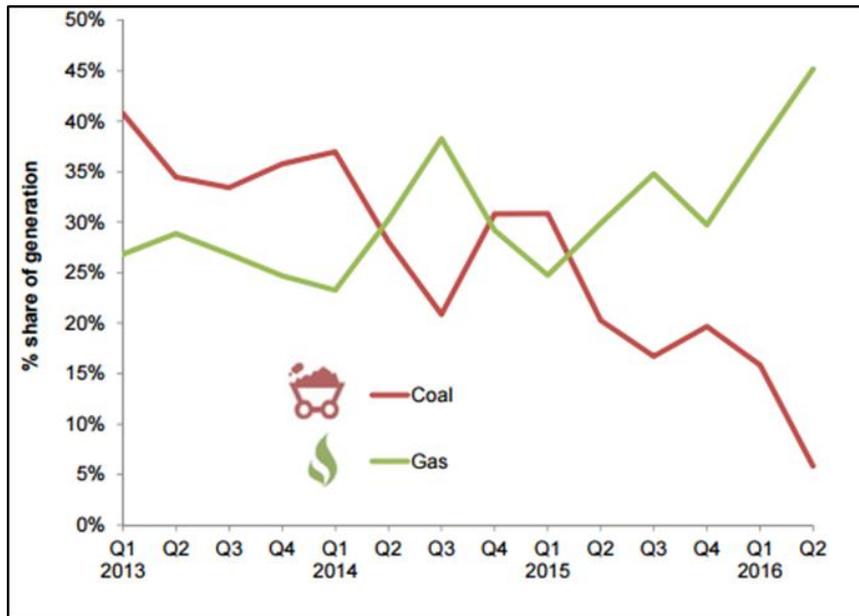


Fonte:
elaborazioni
su Jodi

FIG. 2.12 - LA GENERAZIONE ELETTRICA: CARBONE



VS GAS



Fonte: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Uk

Sul fronte della produzione di gas, il Regno Unito, pur essendo uno dei principali produttori in Europa, è diventato importatore netto a causa delle problematiche che caratterizzano il settore dell'estrazione degli idrocarburi nel Mare del Nord, quali il progressivo esaurimento dei giacimenti e il rallentamento degli investimenti in un contesto di bassi prezzi. Nonostante ciò, resta il fatto che la produzione interna permetta di contenere **la dipendenza dall'estero, che si attesta attualmente al 43%, risultando la più bassa tra i paesi analizzati in questo rapporto.**

Nei primi 9 mesi del 2016 si è registrato inoltre un aumento della produzione di gas del 4% rispetto allo stesso periodo del 2015, dovuto in particolare allo start-up del giacimento Laggan-Tormore. Tuttavia, le previsioni per il futuro non sono rosee, in particolare per due motivi: gli investimenti nell'esplorazione Oil and Gas (Uk) hanno subito importanti tagli, raggiungendo il livello minimo di spesa lo scorso anno in risposta al calo dei prezzi energetici; gli sviluppi nello sfruttamento del gas non convenzionale proseguono a rilento e sono osteggiati dall'opinione pubblica britannica. Nel maggio scorso, la Contea di North Yorkshire ha dato il via libera all'utilizzo del *fracking* alla compagnia Third Energy: è la prima volta dal 2011 che un'autorità locale concesso il permesso all'estrazione di gas non convenzionale e la decisione ha inevitabilmente sollevato forti opposizioni locali.

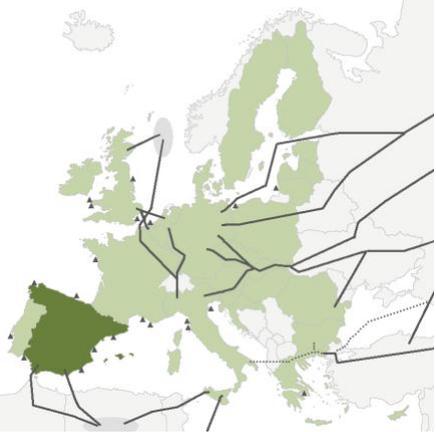
Sul fronte della generazione elettrica, ha fatto clamore la notizia della **cessione da parte di National Grid, il gestore della rete energetica inglese, del 61% delle sue attività di distribuzione gas a un gruppo di investitori tra cui spicca la banca di investimento australiana Macquarie, il fondo sovrano cinese, China Investment Corporation, e il fondo sovrano qatarino, Qatar Investment Authority.** La vendita, che sarà finalizzata a marzo prossimo, è considerata un test per la politica governativa in materia di investimenti esteri nelle infrastrutture nazionali, specialmente dopo la decisione a luglio del premier Theresa May di procrastinare l'accordo sulla centrale nucleare di Hinkley Point, adducendo come motivazione il rischio alla sicurezza nazionale posto dal massiccio coinvolgimento cinese nel progetto (nonché dalla sua incerta ragionevolezza economica per il contribuente britannico). Nonostante il progetto

abbia poi ottenuto l'approvazione a settembre, questo episodio ha dimostrato la spiccata attenzione del nuovo governo alla presenza estera nei progetti infrastrutturali del Regno Unito.

Un'altra novità in ambito elettricità è la recente autorizzazione da parte della Commissione europea dell'asta britannica per la capacità di generazione per l'inverno 2017/2018. Il meccanismo di remunerazione della capacità, che era stato inizialmente programmato per diventare effettivo a partire dall'inverno 2018/2019, entrerà infatti in funzione con un anno d'anticipo. L'asta 2017/2018 si terrà nel gennaio 2017 e riguarderà 53,8 GW, cui si aggiungeranno 300 MW di *demand side response* che saranno messi a gara nel marzo 2017. **La decisione di anticipare il *capacity market* al 2017/2018 è stata presa da Londra nel maggio scorso ed è motivata dal rischio-chiusura di diversi impianti prima dell'effettiva entrata in vigore del meccanismo.** In particolare, tale timore è legato alla decisione politica del Regno Unito di chiudere progressivamente le centrali a carbone entro il 2025; solo quest'anno sono stati fermati 5 impianti che hanno sottratto circa 8 GW di capacità al sistema elettrico britannico. Per l'inverno 2016/2017, il paese prevede che la situazione sarà "tight but manageable" grazie anche alla Supplemental Balancing Reserve(Sbr) ovvero una capacità di riserva supplementare di 3,5 GW prenotata per sopperire a un eventuale ammanco e scongiurare il rischio di blackout.

2.5 SPAGNA

SPAGNA			
Consumo di energia primaria	134,4	Mt ep	(2 015)
Variazione annuale sul 2014	+1,7	%	
Consumo di gas naturale	27,6	G mc	(2 015)
Variazione annuale sul 2014.	+4,9	%	
Gas sul totale dei consumi di energia	18,5	%	(2 015)
Dipendenza dalle importazioni di gas	99,8	%	(2 015)
Consumo di gas nei primi 9 mesi	21,1	G mc	(2 016)
Variazione sui primi 9 mesi 2015	-1,8	%	

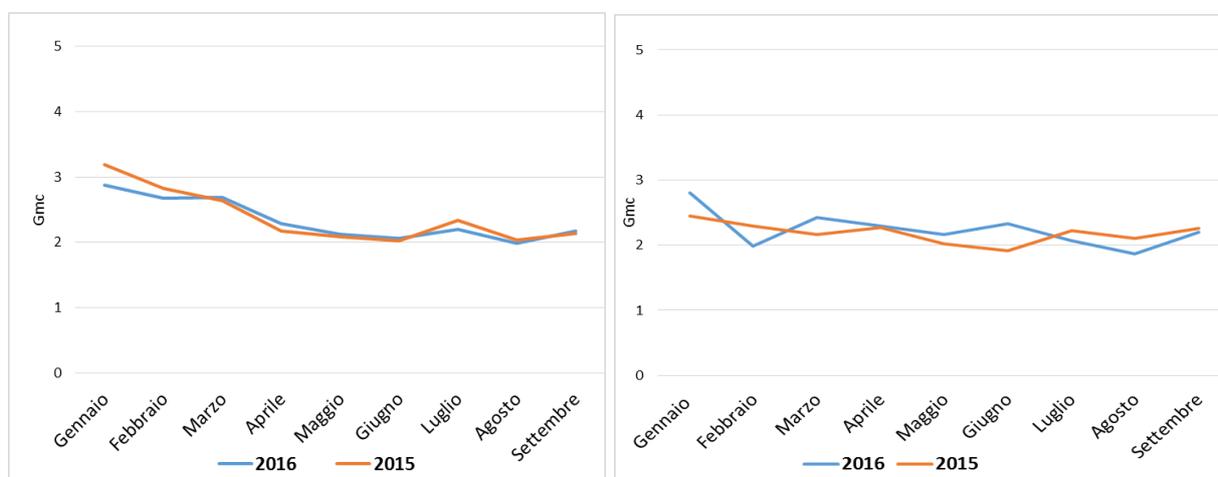


Dopo la pesante recessione che ha colpito l'economia iberica, la Spagna sta vivendo da un paio d'anni una buona ripresa: secondo il Fmi, **nel 2016 il Pil spagnolo crescerà più della media europea** (3,1% vs 1,7% dell'area euro). Anche le stime per il 2017 confermano questa dinamica con la Spagna che crescerà del 2,2% vs 1,5% dell'area euro. Sulla scia di tale crescita economica, la domanda di energia ha registrato anch'essa una variazione positiva nel 2015,

benché i livelli su cui essa si sia attestata siano ancora molto lontani rispetto a quelli precedenti la crisi economica del 2008/2009.

La Spagna soddisfa la gran parte dei suoi consumi energetici con il petrolio, nonostante il suo paniere sia piuttosto diversificato tra le diverse fonti di energia. Il sistema di incentivi alle rinnovabili introdotto negli ultimi anni, seppur oggi fortemente ridimensionato (cfr. *Focus 18/2014*), ha favorito un aumento dell'apporto delle fonti di energia "green" che attualmente raggiunge il 16% della domanda di energia (idroelettrico incluso). Parallelamente allo sviluppo delle rinnovabili, la dipendenza dalle importazioni energetiche si è ridotta, passando dall'80% nel 2007 al 73% nel 2014.

FIG. 2.13 - I CONSUMI (SX) E LE IMPORTAZIONI NETTE (DX) MENSILI DI GAS NATURALE, PRIMI 9 MESI 2016 VS 2015



Fonte: elaborazioni su Jodi

Per quel che riguarda il gas naturale, la sua quota è rimasta sostanzialmente stabile negli ultimi 10 anni nell'intorno del 20%. **In Spagna, il gas viene prevalentemente utilizzato per il soddisfacimento della domanda industriale che, nel corso del 2016, ha mostrato una buona tenuta in linea con le performance dell'economia nazionale.** Tuttavia, nei primi 9 mesi dell'anno, si è assistito ad un leggero calo (-1,8%) dei consumi di gas rispetto allo stesso periodo del 2015, dovuto soprattutto ad un maggior apporto della produzione idroelettrica.

FIG. 2.14 - MAPPATURA DEI TERMINALI GNL ATTIVI E IN PROGRAMMA IN SPAGNA



Fonte: elaborazioni su Giignl

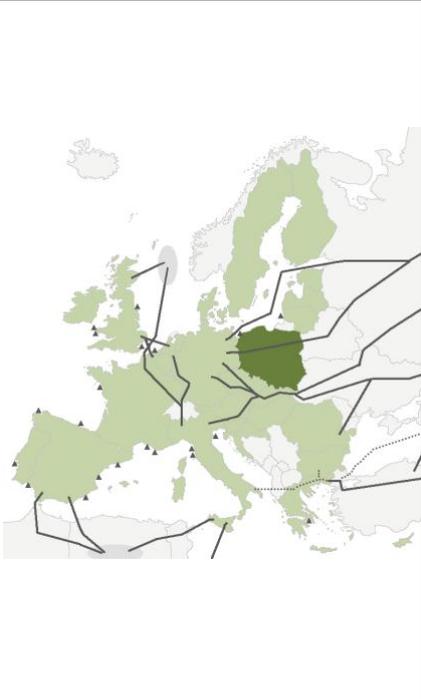
Per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas, la Spagna risulta essere meno esposta di altri paesi europei ai rischi connessi all'instabilità dei paesi produttori. È, infatti, **il paese europeo con maggiore capacità di rigassificazione, possedendo un terzo dei terminali Gnl presenti in Ue**; è inoltre in fase di valutazione la realizzazione di altri due impianti nelle Isole Canarie.

Tuttavia, il drastico ridimensionamento dei consumi energetici a causa della crisi economica ha determinato un eccesso di offerta e il conseguente sottoutilizzo degli impianti costruiti durante gli anni del boom economico spagnolo. Da qui si comprende l'importanza che riveste sia per Madrid sia per Bruxelles la finalizzazione del processo d'integrazione della penisola iberica nel mercato energetico europeo. **Una maggiore interconnessione del paese con il resto d'Europa**, infatti, **permetterebbe di migliorare gli scambi di gas ed elettricità all'interno dell'Ue con benefici economici per la Spagna** in termini di ri-esportazione della capacità in eccesso, migliorando al contempo la diversificazione degli approvvigionamenti in Ue.

Nonostante la costituzione di un Gruppo di alto Livello per la realizzazione delle infrastrutture d'interconnessione nell'Europa sud-occidentale nel giugno del 2015 (cfr. *Focus 23-24/2015*), **non ci sono importanti aggiornamenti relativamente all'implementazione dei progetti d'interesse europeo, attesi in gran parte dopo il 2020**. Il progetto più discusso e atteso, il gasdotto Midcat per il collegamento tra la Catalogna e la Francia, che potrebbe eliminare il problema dell'isolamento energetico della Spagna, è ancora in una fase preliminare di valutazione a causa dell'opposizione francese (cfr. *Focus 27/2016*).

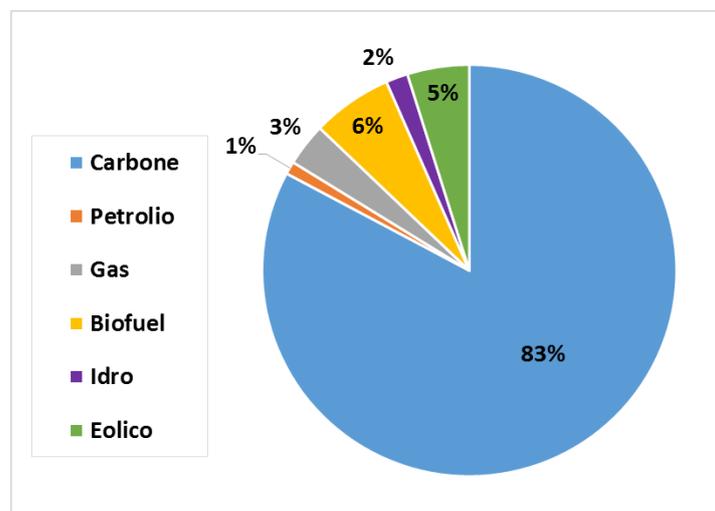
2.6 POLONIA

POLONIA			
Consumo di energia primaria	95	Mt ep	(2015)
Variazione annuale sul 2014	+2.7	%	
Consumo di gas naturale	16,7	G mc	(2015)
Variazione annuale sul 2014	+3	%	
Gas sul totale dei consumi	15,9	%	(2015)
Dipendenza dalle importazioni di gas	66	%	(2015)
Consumo di gas dei primi 9 mesi	12,1	G mc	(2016)
Variazione sui primi 9 mesi 2015	+5	%	



La Polonia ricorre in modo consistente al carbone per il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico. Tale fonte contribuisce, infatti, al 52% della domanda primaria di energia, percentuale che sale intorno all'80% se si considerano solo i consumi di energia per la produzione di elettricità. **Tuttavia, l'utilizzo del carbone è destinato a diminuire** a seguito delle pressioni derivanti dagli impegni internazionali ed europei sulla lotta ai cambiamenti climatici. Per contro, **le prospettive per il gas naturale sono positive in quanto costituisce una fonte alternativa meno inquinante**, sia per quanto riguarda gli inquinanti locali che per quanto riguarda le emissioni di gas a effetto serra.

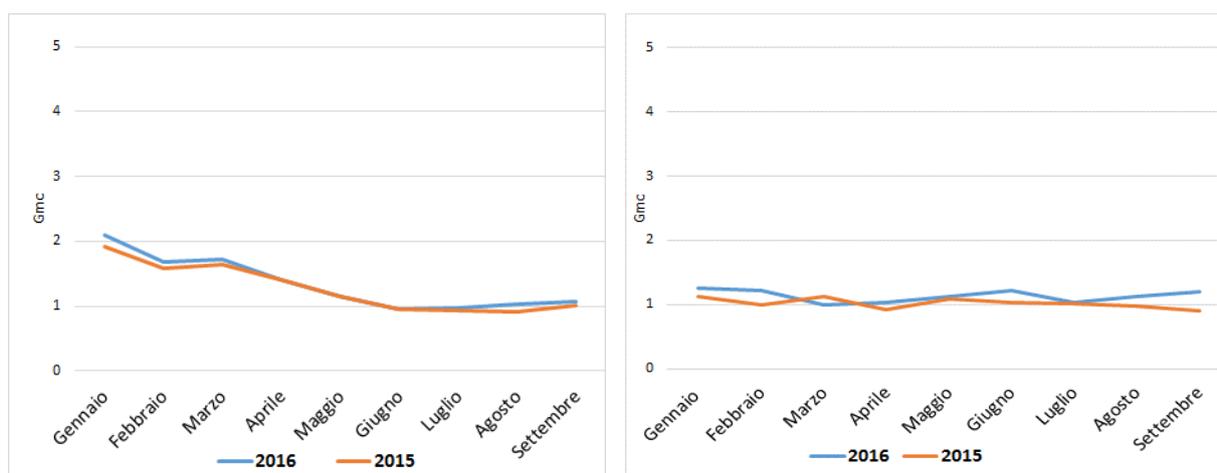
FIG. 2.15 - IL PANIERE ELETTRICO DELLA POLONIA, 2014



Fonte: elaborazioni su Iea

Nei primi 9 mesi del 2016 il consumo di gas è aumentato del 5% rispetto allo stesso periodo del 2015, confermando la dinamica di crescita già emersa lo scorso anno, che si era chiuso con un +3% rispetto al 2014. Tuttavia, a differenza del carbone di cui la Polonia è esportatore netto, il gas naturale viene prevalentemente importato dall'estero. La produzione nazionale è ferma sui 4 Gmc/a, dato il mancato boom dell'*unconventional* che era stato prospettato solo pochi anni fa e poi naufragato con l'abbandono del paese da parte di numerose compagnie energetiche. Pertanto, le importazioni di gas naturale in Polonia sembrano destinate a crescere nei prossimi anni e con esse la dipendenza dalle forniture di gas russo.

FIG. 2.16 - I CONSUMI (SX) E LE IMPORTAZIONI NETTE (DX) MENSILI DI GAS NATURALE NEI PRIMI 9 MESI DEL 2016 VS 2015



Fonte: elaborazioni su Jodi

In un'ottica di miglioramento della sicurezza energetica nazionale, la Polonia punta a sviluppare nuove rotte di diversificazione delle forniture di gas. Lo dimostrano gli sforzi per la costruzione del rigassificatore Swinoujscie, in programma dal 2006 e diventato operativo solo nell'ultimo anno. L'impianto, alla cui costruzione ha partecipato anche Saipem, è situato sulla costa baltica vicino al confine tedesco e ha una capacità di rigassificazione di 5 Gmc/a, espandibili a 7,5. Nel 2009 è stato siglato un accordo ventennale con Qatargas per la fornitura di 1,5 Gmc/a.

All'interno di tale quadro, va letto anche l'accordo firmato lo scorso anno con la Commissione europea e le repubbliche baltiche per la realizzazione dell'interconnettore Gipl (Gas Interconnection Poland-Lithuania) di collegamento tra Polonia e Lituania. Il progetto, atteso nel 2019, è classificato "di interesse comune" da parte dell'Ue e rappresenta un primo tentativo di connessione tra i paesi interessati (cfr. *Focus* 23-24/2016).

La strategia di diversificazione è confermata dal recente interesse per il progetto di gasdotto Northern Gate, conosciuto anche come "Norwegian Corridor", che potrebbe trasportare 10 Gmc/a di gas dalla Norvegia alla Polonia entro il 2022 (una parte del gas potrebbe poi essere indirizzata verso altri paesi dell'Europa orientale).

Nonostante gli impegni internazionali sulla decarbonizzazione, resta l'interrogativo sulla reale intenzione della Polonia di affrancarsi dal carbone e sulle conseguenze di tale decisione sulla sicurezza energetica del paese. Questo è tanto più vero se si considerano le fragilità del sistema elettrico polacco, caratterizzato da infrastrutture datate alimentate prevalentemente a

carbone e messo sotto pressione da una crescente domanda interna. Al fine di evitare il rischio di sovraccarico di alcuni tratti della rete e di possibili blackout, il governo polacco punta ad introdurre incentivi per le compagnie elettriche sia in vista di una modernizzazione delle infrastrutture che per la creazione di nuove centrali di generazione.

In particolare, il ministro dell'Energia Krzysztof Tchorzewski ha reso noto che **è in fase di ultimazione la normativa sul capacity market** (l'approvazione è attesa per la fine dell'anno). **Tale meccanismo è giudicato indispensabile per stimolare nuovi investimenti nella generazione elettrica ed evitare il collasso del sistema:** in assenza di interventi, tra il 2020 e il 2035 dovranno essere fermati 19 GW (la metà della capacità attualmente in funzione), a fronte degli appena 10,5 GW di nuova potenza che le aziende elettriche polacche hanno programmato di installare da qui al 2028. Si tratta di una scelta politica **che ha sollevato un certo dibattito nella misura in cui potrebbe essere utilizzata per prolungare la vita degli impianti a carbone; uno scenario probabile se il meccanismo non dovesse includere meccanismi di partecipazione della domanda,** una qualche incentivazione dell'efficienza energetica o lo sviluppo di soluzioni alternative (es: l'utilizzo delle interconnessioni con i mercati vicini, la promozione di investimenti alle infrastrutture di trasmissione).

3 POLITICHE ENERGETICHE DEI PAESI FORNITORI E DI TRANSITO DEL GAS

3.1 RUSSIA E VICINI ORIENTALI

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Russia	32300 Gmc	391,5 Gmc	-5,00%	573,3 Gmc	-1,50%
Ucraina	600 Gmc	28,8 Gmc	-21,80%	17,4 Gmc	-2,80%

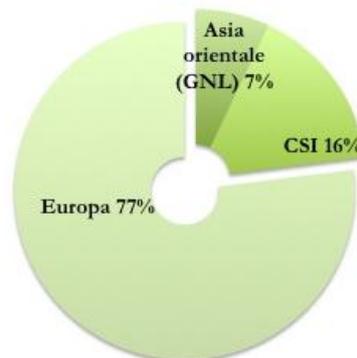
I cambiamenti che hanno caratterizzato i mercati del gas su scala globale nel corso degli ultimi anni hanno posto la Russia innanzi a rilevanti opportunità d'incremento della produzione e dei flussi di esportazione, da una parte, e ad altrettanto profonde sfide nella prospettiva di mantenere le proprie quote nei principali mercati di sbocco del metano estratto sul suolo nazionale, dall'altra. Lungi dall'aver ricadute esclusivamente sulla postura regionale e globale della Russia nello scenario eurasiatico post-bipolare, il mantenimento della posizione di "gigante energetico" acquisita grazie alle esportazioni di idrocarburi ha un altrettanto rilevante – se non addirittura prioritaria – dimensione interna. L'ascesa e l'affermazione politica dell'attuale gruppo dirigente russo – e del presidente Vladimir Putin *in primis* – ha grandemente beneficiato, nel corso degli anni Duemila, della congiuntura dei mercati energetici. In particolare, gli elevati prezzi degli idrocarburi registratisi in questa fase hanno spinto le prestazioni economiche nazionali verso l'alto, facendo da volano alla crescita economica registrata nello stesso periodo e, di conseguenza, dando concreta sostanza alla ricetta putiniana della "democrazia sovrana" – soprattutto basata sulla garanzia ai governati del soddisfacimento dei bisogni primari in termini socio-economici e di sicurezza.

Su questo sfondo, l'inattesa e per molti versi perdurante contrazione della crescita nella domanda di gas successiva alla crisi economico-finanziaria del 2008/2009 ha generato un evidente scollamento tra le diminuite esigenze del consumo e gli investimenti programmati dai paesi produttori nella prospettiva d'incremento dell'offerta. A fronte di una crescita media annua del 3% della domanda globale di gas nel primo decennio del secolo, nel corso dell'ultimo lustro l'incremento annuo si sarebbe infatti attestato, secondo l'Agenzia internazionale dell'energia (Iea), all'1,4%. Non soltanto la minore o stagnante domanda di gas proveniente dai paesi consumatori ha reso ridondanti gli investimenti programmati in *upstream*, ma l'eccesso di offerta ha contribuito alla contrazione dei prezzi della risorsa (pari al 40% circa nel triennio 2012-2015), rendendo quegli stessi investimenti meno profittevoli per gli operatori di settore. A dimostrazione di quanto più ampia – e dunque potenzialmente meno congiunturale e di natura più strutturale – sia la dinamica appena richiamata, su di essa hanno certamente influito anche la crescente disponibilità di Gnl, la progressiva chiusura del mercato americano a seguito dello sfruttamento dei giacimenti di *shale gas* e la contrazione dei prezzi del petrolio. L'attuale tendenza al ridimensionamento degli investimenti in capacità di produzione aggiuntiva e al basso livello di commercializzazione del gas non è prevista modificarsi da qui alla fine del decennio, lasso di tempo durante il quale una capacità di liquefazione aggiuntiva pari a circa 130 Gmc/a sarà resa disponibile principalmente (per

l'85% del totale) dagli impianti statunitensi e australiani.

In questo contesto, **la principale risposta proveniente dai paesi produttori con l'obiettivo di conservare le proprie quote di mercato o di acquisirne di nuove è stata, da un lato, l'assunzione diretta dell'onere finanziario dell'investimento in infrastrutture di trasporto** – come nel caso dell'Azerbaijan lungo il Corridoio meridionale dell'Ue (cfr. § 4.2) – **e, dall'altro e ove possibile per ragioni eminentemente geografiche, lo sviluppo di tecnologia in grado di assicurare maggior flessibilità ai flussi di esportazione, anzitutto attraverso l'investimento in impianti di liquefazione del gas.** La Federazione russa ha perseguito e va perseguendo – sia pur con risultati non univoci – entrambi i vettori sopra menzionati, nella prospettiva di conseguire i due obiettivi centrali della propria politica energetica estera: mantenimento delle quote di mercato in Europa e diversificazione dei canali di esportazione attraverso l'approfondimento della cooperazione con i partner asiatico-orientali.

FIG. 3.1 - MERCATI DI SBocco DEL GAS RUSSO



TAB. 3.1 - PRINCIPALI ACQUIRENTI DI GAS RUSSO (IN GMC)

Germania	45,3
Turchia	27,1
Italia	24,4
Regno Unito	11,2
Giappone	10,5
Francia	9,7
Polonia	8,9
Ungheria	5,9
Austria	4,4
Rep. Ceca	4,2
Slovacchia	3,8

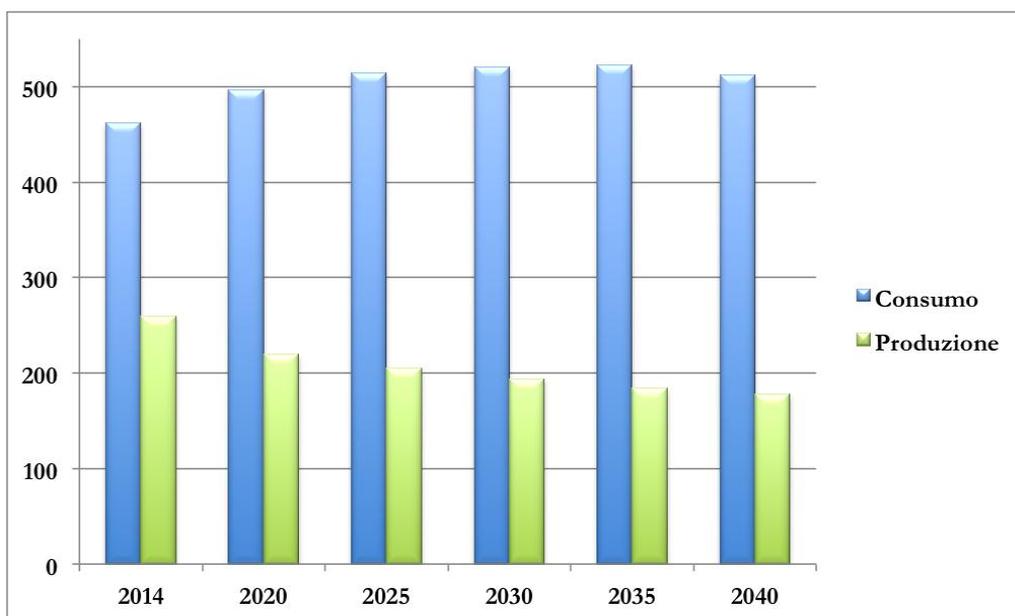
Fonte: Bp (2016); Gazprom (2016)

Il primo dei due obiettivi, giustificato dal peso preponderante sulle esportazioni annue di gas rivestito dalla quota dei mercati europei (Figura 3.1 e Tabella 3.1), si sostanzia nel tentativo di mantenere competitivo il prezzo della risorsa e di razionalizzare i canali di esportazione, principalmente attraverso l'aggiramento di quei paesi di transito – dall'Ucraina alla Polonia – che rischiano di aggravare costi politici ed economici della commercializzazione del metano da parte di Gazprom. I primi dati resi disponibili per l'anno in corso appaiono, in questa prospettiva, certamente incoraggianti. **Grazie a una domanda in ripresa sui mercati europei e ai competitivi prezzi del gas russo, le esportazioni verso l'Europa (ivi compresa la Turchia) faranno quasi certamente segnare nel 2016 un nuovo record**, andando potenzialmente anche oltre i 170 Gmc fissati come obiettivo annuale da parte di Gazprom – contro i 159,4 del 2015. Nei primi nove mesi dell'anno, le esportazioni hanno fatto segnare un incremento dei volumi su base annua pari a 10,7 Gmc e le condizioni climatiche europee lasciano preventivare una conferma della tendenza al rialzo delle importazioni dall'Europa anche per l'ultimo trimestre del 2016. Mantenimento delle quote di mercato in Europa e competitività dei prezzi del gas commercializzato da Gazprom risultano tanto più importanti, in ottica russa, nella misura in cui – come sottolineato dal Consiglio di amministrazione della società – **il metano russo sembra apparentemente non risentire della concorrenza del Gnl proveniente dagli Stati Uniti**, cui molti analisti avevano attribuito una valenza rivoluzionaria per il paniere degli approvvigionamenti europei di gas. Al momento, tuttavia, l'impatto del Gnl statunitense sui mercati europei è stato del tutto marginale: da febbraio, ovvero all'avvio delle esportazioni dal terminale statunitense di Sabine Pass, al confine tra Louisiana e Texas, solo tre dei 33 cargo sono approdati sulle coste europee – in Portogallo, Spagna e Turchia.

La competitività del gas russo, inoltre, acquista maggior significato in ragione dei prezzi contenuti del gas presso l'hub statunitense Henry.

Dalla prospettiva del management di Gazprom, la capacità delle esportazioni russe via tubo di reggere la concorrenza del Gnl statunitense è una tendenza destinata a proseguire anche nel medio periodo, specialmente per la pressione posta sulla produzione della risorsa dallo stato attuale dei prezzi degli idrocarburi. Quest'ultimo, infatti, ha già generato un significativo taglio degli investimenti statunitensi nell'estrazione di *shale gas*, la cui produzione da marzo di quest'anno ha fatto segnare non a caso per la prima volta un trend di crescita negativo. D'altra parte, si sottolinea da Gazprom, è inverosimile che altri produttori su scala globale possano sopravanzare gli Stati Uniti come principale produttore di shale gas. In tale situazione, dunque, la maggior domanda di gas proveniente dai mercati europei (Figura 3.2) giustificherebbe, secondo l'Amministratore delegato di Gazprom Alexei Miller, la costruzione di due nuove infrastrutture lungo il Baltico e il Mar Nero – ovvero il Nord Stream 2 e il TurkStream (Figura 3.3) – della capacità congiunta di 86,5 Gmc/a.

FIG. 3.2 - ANDAMENTO STIMATO PRODUZIONE E CONSUMO DI GAS IN EUROPA



Fonte: Iea (2016); Valori espressi in Gmc/a

FIG. 3.3 - IL TRACCIATO DEL TURKSTREAM



Fonte: Gazprom

Lo scenario disegnato dalla Iea per il comparto del gas nel medio periodo non differisce troppo da quello di Gazprom, essendo incentrato, da un lato, su un livello di prezzi destinato a rimanere relativamente basso e, dall'altro, su una sola modesta attività d'investimento. Mentre dunque la possibilità di un incremento delle importazioni di Gnl in Europa resta limitata dal contenuto prezzo del carbone e dai competitivi approvvigionamenti russi, il ritmo di crescita dell'output dei due principali produttori della risorsa – Stati Uniti e Australia – tenderà a rallentare, mentre difficilmente nuovi produttori si affacceranno sullo scenario energetico internazionale. In questo scenario, sostiene la Iea, la Russia, forte dell'ampia possibilità di sviluppo dei progetti estrattivi nei giacimenti della penisola di Yamal, oggi ancora sottoutilizzati, e dei costi contenuti di estrazione del gas, detiene la più ampia capacità produttiva di riserva e potenzialità di sviluppo infrastrutturale.

In questa prospettiva, la Russia è ben posizionata per cogliere le opportunità dischiuse dalla crescita della domanda di gas proveniente dai mercati asiatici, che rappresenta la più evidente dinamica in atto nel panorama globale degli scambi inter-regionali. Lo spostamento del baricentro degli scambi di gas dal bacino dell'Atlantico alla regione asiatico-pacifica offre alla Federazione russa un'opportunità rilevante per ridimensionare l'eccessiva dipendenza dai canali di esportazione europei – tanto più in una fase di evidente politicizzazione del dossier energetico russo-europeo. **L'approfondimento della**

cooperazione energetica e la crescita delle quote di mercato russe in Cina e nei mercati asiatici rappresenta dunque, al contempo, una rilevante opportunità economica e lo strumento privilegiato di una più realista scelta politico-diplomatica. Da quest'ultima angolatura di analisi, la più risoluta ricerca di partenariati energetici in Asia è infatti pienamente in linea con la logica che informa le principali direttrici di politica estera del Cremlino – per la quale l'energia rappresenta, a sua volta, uno dei vettori privilegiati di proiezione regionale. La volontà di controbilanciare l'egemonia statunitense attraverso una serie di partenariati flessibili ha rappresentato infatti una delle direttrici fondamentali della politica estera putiniana – meglio nota come *network diplomacy* – che ha avuto nello scacchiere asiatico-orientale un ambito di applicazione privilegiato. D'altra parte, in linea con una più datata tradizione diplomatica, l'approfondimento delle relazioni con i partner asiatici – e, in particolar modo, con la Cina – è stato tradizionalmente direttamente proporzionale all'allentamento dei legami o alle crisi con gli interlocutori euro-atlantici di Mosca. Non stupisce, dunque, che la fase corrente di riavvicinamento diplomatico ed economico alla Cina sia stata avviata principalmente a seguito e in conseguenza della crisi diplomatica con Stati Uniti e Ue generatasi a seguito dell'annessione della Crimea alla Russia (marzo 2014). L'energia, dunque, offre un pragmatico vettore di politica estera in grado di consentire a Mosca, da un lato, di giocare quel ruolo di centro nevralgico del sistema internazionale sul quale si fonda buona parte del pensiero geopolitico nazionale e, dall'altro e più concretamente, di sostituire capitali e tecnologia occidentali con quelli provenienti da oriente, nonché di trovare nuovi mercati di sbocco per il proprio gas naturale, riducendo l'elevata dipendenza dai canali di esportazione diretti verso i mercati europei.

Come dimostrato dalla magnitudine dei progetti in cantiere con la Cina (cfr. *Focus 19-20ss.*), Pechino rappresenta un punto di riferimento obbligato e un interlocutore privilegiato della strategia energetica regionale russa. Al contempo, **al rafforzamento dei legami energetici sino-russi si affianca il tentativo di diversificazione dei partenariati energetici in Asia e, conseguentemente, dei mercati di sbocco degli idrocarburi nazionali.** Il passato trimestre ha dimostrato come sia **principalmente a India e Giappone che la Federazione russa guarda per perseguire una più bilanciata proiezione regionale nei comparti, rispettivamente, petrolifero e del gas.** La proiezione delle compagnie russe verso l'India si è sostanziata, in ottobre, con la cessione a un consorzio guidato da Rosneft – che per evitare di ricadere nelle sanzioni internazionali non ha superato il 49% delle quote – della Essar Oil. L'accordo – che, per un valore di 11 miliardi di dollari circa, rappresenta la più costosa acquisizione mai verificatasi sul mercato indiano da compagnie estere – è stato accompagnato da paralleli accordi per l'acquisizione d'infrastrutture portuali, del valore di 2 miliardi di dollari. Come sottolineato da Igor Sechin, Ad di Rosneft e uomo chiave del Cremlino per la politica energetica estera russa, l'accordo dischiude alla compagnia uno dei più promettenti mercati petroliferi internazionali, rafforzando il partenariato energetico russo-indiano. Nonostante quest'ultimo si basi essenzialmente sullo sviluppo della cooperazione nel comparto petrolifero, possibilità di ampliamento della stessa anche a quello del gas sono emerse nel trimestre in considerazione a seguito della visita condotta in India da Alexei Miller, Ad di Gazprom. Alla presenza di Putin e del primo ministro indiano, Narendra Modi, la compagnia russa ha siglato un memorandum d'intesa con Engineers India finalizzato allo

sviluppo di studi congiunti per la posa di un gasdotto tra i due paesi – dimostrazione delle crescenti necessità di approvvigionamento di gas di un paese che vede la propria produzione interna declinare rapidamente e la domanda, di converso, incrementarsi altrettanto, se non più rapidamente – tanto che, secondo stime citate da Miller, il consumo di gas indiano potrebbe triplicare entro il 2022 e crescere di sei volte entro il 2030.

Sul versante del comparto del gas, non meno rilevanti sono stati gli accordi conclusi nel corso dell'ultimo trimestre con partner giapponesi pubblici e privati, incentrati prevalentemente sullo sviluppo della capacità di liquefazione nell'area di Yamal e dell'estremo oriente russo. In settembre, a Vladivostok, Gazprom ha anzitutto finalizzato un memorandum d'intesa con Mitsui per lo sviluppo della cooperazione nel bunkeraggio navale del Gnl. Già partner di Gazprom – con una quota del 12,5% – nel progetto Gnl di Sakhalin II, Mitsui vede così ampliare la portata della cooperazione con la compagnia russa al segmento del trasporto della risorsa, anche su piccola scala. L'accordo acquista, d'altra parte, una portata tanto più rilevante in ragione della quasi contemporanea approvazione, da parte di Gazprom, del piano di sviluppo per il 2017-2019, che include la costruzione d'impianti per la produzione e commercializzazione su piccola scala di Gnl.

In novembre Alexei Miller ha inoltre avviato contatti con la Banca giapponese per la cooperazione internazionale in vista della conclusione di un accordo di finanziamento per gli impianti di trattamento del gas di Amur e, soprattutto, per il progetto di terzo treno di liquefazione di Sakhalin II – per il quale è attesa a breve la finalizzazione della Fase della pianificazione e progettazione di base (Front-End Engineering Design, Feed). La realizzazione di tale progetto è di rilevanza centrale per l'aumento della capacità di esportazione di Gnl da Sakhalin II, che nel 2015 – superando di un 15% circa la capacità annua programmata – ha assicurato una produzione di 10,8 Mt di gas liquefatto, il 70% del quale è stato instradato proprio verso il mercato giapponese, coprendo il 10% delle importazioni del paese.

Il processo di approfondimento della cooperazione bilaterale nel settore Gnl transitato attraverso le intese siglate da Gazprom con partner giapponesi nel corso del trimestre è culminato con la visita condotta a Tokio da una delegazione della compagnia russa guidata da Miller. Nell'occasione la delegazione ha incontrato e siglato una serie di documenti di lavoro con i più rilevanti interlocutori nel paese. In particolare, accordi di cooperazione strategica incentrati sul Gnl sono stati siglati con Mitsui e Mitsubishi (che detiene una quota del 10% di Sakhalin II), mentre un rilevante passo in avanti verso la finalizzazione di un accordo di finanziamento è stato fatto con la Banca di cooperazione, attraverso un memorandum che pone i principi base per la concessione dello stesso. Infine, ma non meno significativamente, Miller ha siglato con Satoshi Kusakabe, in rappresentanza dell'Agenzia per le risorse naturali e l'energia del ministro dell'Economia, un accordo di cooperazione attraverso il quale le parti s'impegnano a coordinare i propri sforzi in vista dell'individuazione di nuove potenzialità per l'ampliamento della cooperazione tra Gazprom e compagnie energetiche giapponesi.

Lo sviluppo della capacità di liquefazione e delle esportazioni di Gnl sono stati anche al centro del nuovo giro di negoziati tra Gazprom e Shell – già partner di Gazprom nell'impianto di liquefazione di Sakhalin (progetto Sakhalin II) e dal 2015 coinvolti nel

progetto di costruzione del terzo treno di liquefazione. Le prospettive di rafforzamento della cooperazione con Shell si erano approfondite già nel corso dell'estate, a seguito della firma tra le due compagnie di un memorandum d'intesa per lo sviluppo della cooperazione nel comparto Gnl. Nella stessa occasione, le parti avevano inoltre individuato la possibilità di lavorare congiuntamente alla costruzione di un impianto di Gnl nel porto di Ust-Luga, nel Golfo di Finlandia. L'impianto di liquefazione – il cd. Baltic Gnl – potrà avere, a partire dal 2021, una capacità di trasformazione ed esportazione di 10 milioni di tonnellate annue (Mt/a), potenzialmente espandibili fino a 20 Mt/a. Su questo sfondo, in ottobre Gazprom ha concesso alla Shell il permesso preliminare per la vendita di gas russo proveniente dal Baltic Gnl su mercati nei quali la compagnia non è ancora presente, mentre la compagnia anglo-olandese avrebbe acconsentito a limitare la commercializzazione di Gnl sui mercati europei già serviti da Gazprom via gasdotto. Significativamente, l'accordo presuppone una modifica della legislazione russa, che oggi attribuisce a Gazprom e alle sue sussidiarie un quasi totale monopolio sulla commercializzazione del gas all'estero – cui fa parziale eccezione la commercializzazione di Gnl da parte di compagnie pubbliche e private russe.

Ultimo e rilevante sviluppo fatto registrare nell'ultimo trimestre del 2016 dal comparto energetico della federazione russa è stato l'accordo di privatizzazione attraverso il quale, in dicembre, è stato ceduto il 19,5% delle quote di Rosneft. Ad acquisire il pacchetto azionario sono state l'Autorità per gli investimenti del Qatar e la società di trading qatarina Glencore. L'accordo con la società qatarina – che avrebbe portato nelle casse statali un controvalore pari a 11,4 miliardi di dollari – è tanto più importante in ragione dell'evidente calo dei proventi derivanti dalle esportazioni di gas. **Nonostante, infatti, il 2016 possa far segnare un nuovo record rispetto ai volumi della risorsa esportati verso i mercati europei e della Comunità degli Stati Indipendenti (Csi), la contrazione dei prezzi degli idrocarburi si è tradotta in minori flussi di cassa per il budget statale, già messo a dura prova dagli effetti delle sanzioni** economiche varate da Stati Uniti e Ue in risposta alla crisi ucraina. Secondo i dati resi pubblici dal Servizio doganale federale, infatti, nei primi nove mesi dell'anno in corso il volume di gas esportato dalla Federazione russa avrebbe fatto registrare un incremento del 6% rispetto allo stesso periodo del 2015 – incremento che raggiunge il 12% circa nei mercati esterni alla Csi. A fronte dell'aumento dei volumi di gas esportato, i relativi proventi – circa 22 miliardi di dollari – si sarebbero tuttavia contratti del 31%, in ragione di una contrazione del 35% del prezzo medio di commercializzazione della risorsa (dai 238 a 155 dollari per migliaia di metri cubi). D'altra parte, la stampa russa sembra confidare nella possibilità che l'effetto combinato di Brexit e dell'elezione di Donald Trump alla presidenza statunitense possa favorire una nuova intesa tra Mosca e i propri interlocutori euro-atlantici e, di conseguenza, la progressiva rimozione delle sanzioni economiche.

L'avanzamento dei piani infrastrutturali russi lungo le direttrici del Mar Nero e del Baltico mette ulteriore pressione ai piani di diversificazione degli approvvigionamenti di gas dell'Ucraina. Innanzi ai passi in avanti fatti registrare nel corso dell'ultimo trimestre dai progetti TurkStream e Nord Stream 2 (cfr. § 3.3 e § 4.1), passibili di ridimensionare il centrale ruolo di transito rivestito dall'Ucraina per le esportazioni di Gazprom verso i mercati europei, l'Ucraina ha, da un lato, approfondito la

richiesta di maggiori garanzie all'Unione europea e, dall'altro, avviato piani congiunti con la Polonia in vista della predisposizione di nuovi canali di approvvigionamento. D'altra parte, a dimostrazione dell'entità della partita economica legata al transito di gas russo attraverso il paese, stando alle stime del governo di Kiev, la sola decisione della Commissione europea di consentire a Gazprom un maggior utilizzo della capacità del gasdotto Opal (cfr. § 4.1) e, di conseguenza, un maggiore flusso di esportazione attraverso il Baltico è passibile di tradursi per l'Ucraina in un danno economico pari a 425 milioni di dollari annuali.

L'intesa polacco-ucraina si è concretizzata nella cooperazione alla realizzazione del cosiddetto "Northern Gate", un piano infrastrutturale predisposto dall'operatore della rete nazionale polacca in cooperazione con le omologhe entità danesi e norvegesi. Il progetto punta alla creazione di un canale d'importazione di 10 Gmc/a di gas dalla Norvegia attraverso il Baltico, che possa servire alle necessità del consumo nazionale polacco e regionale – in primo luogo per l'Ucraina. La piena convergenza di vedute e interessi tra Varsavia e Kiev risulta evidente nella logica che presiede al progetto. Il Northern Gate è infatti previsto entrare in funzione nel 2022, ovvero in concomitanza con la scadenza del contratto di fornitura siglato con Gazprom. D'altra parte, come sottolineato da Piotr Wozniak, Ad della compagnia nazionale del gas polacca, è importante che il progetto sia in avanzato stato di realizzazione già nel 2019, quando scadrà il contratto di fornitura russo-ucraino.

Capitalizzando sulle opportunità di approvvigionamento energetico dall'Europa centro-orientale, l'Ucraina ha interrotto i flussi d'importazione di gas russo a partire dal novembre del 2015 e non sembra, almeno per il momento, intenzionata a riattivarli. Al contrario di quanto avvenuto nel corso degli ultimi due anni, difficilmente si raggiungerà dunque un nuovo *winter package*, ovvero un accordo tripartito – con la mediazione della Commissione europea – finalizzato a emendare il contratto di fornitura di gas russo-ucraino del 2009 dettando le condizioni per l'importazione di gas in Ucraina. Kiev sembra infatti propensa ad attendere il pronunciamento – atteso per marzo 2017 – della Corte di arbitrato di Stoccolma, adita dalla compagnia statale Naftogaz per ottenere da Gazprom 28,3 miliardi di dollari in compensazioni per gli eccessivi prezzi di acquisto del gas praticati a partire dal 2009 dalla compagnia russa. Compagnia russa che, a sua volta, ha invece adito la medesima Corte per la violazione delle clausole *take or pay* del contratto medesimo, per un valore di 38,7 miliardi.

Nel frattempo, nella prospettiva di assicurarsi flussi di gas sufficienti a soddisfare la domanda del periodo invernale, Kiev ha reso noto di aver utilizzato i fondi messi a disposizione dal Gas Purchase Renewable Credit Facility della Banca europea di ricostruzione e sviluppo – già utilizzati una prima volta durante l'inverno 2015/2016 – per assicurarsi la fornitura di 1,8 Gmc di gas da sei compagnie europee, tra cui, la svizzera Axpo, la francese Engie, la tedesca Rwe ed Eni. **Restano tuttavia dubbi sulla capacità dell'Ucraina di far fronte alla domanda interna di gas e alle necessità del transito attraverso il solo utilizzo del gas stoccato all'inizio della stagione invernale e dell'approvvigionamento da fornitori europei.** Mentre le autorità di Kiev prevedono che il paese riuscirà a far fronte ai consumi interni attraverso questi due canali, Alexei Miller ha sottolineato, a più riprese, l'insufficienza delle risorse ucraine nella prospettiva di assicurare il transito verso i consumatori europei, specie in ragione della più elevata richiesta

di approvvigionamenti provenienti da questi ultimi.

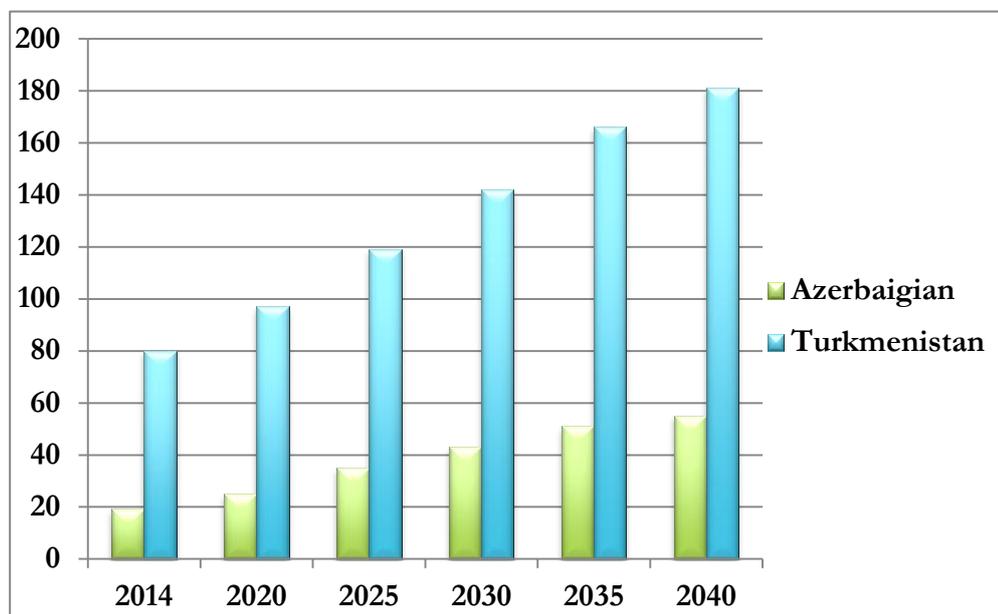
3.2 BACINO DEL CASPIO

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Varia. annua
Azerbaigian	1100 Gmc	9,8 Gmc	4,10%	18,2 Gmc	3,40%
Kazakistan	900 Gmc	8,6 Gmc	12,90%	12,4 Gmc	1,70%
Turkmenistan	17500 Gmc	34,3 Gmc	23,90%	72,4 Gmc	4,50%
Uzbekistan	1100 Gmc	50,3 Gmc	3,10%	57,7 Gmc	0,80%

Il *World Energy Outlook* dell'Iea, appena pubblicato con stime aggiornate, ha confermato una volta di più le rilevanti potenzialità estrattive e, al contempo, i significativi ostacoli per lo sviluppo del comparto energetico dell'area caspica. **A fronte d'ingenti risorse di gas estraibile a costi relativamente limitati permane cioè la difficoltà di trasporto da paesi *land-locked* e relativamente distanti dalle principali aree di consumo.** In una fase di domanda di gas relativamente contenuta, ai tradizionali ostacoli derivanti dal transito attraverso paesi instabili e/o con regimi giuridici poco trasparenti, si sommano tutte le difficoltà d'investimento frutto di tempi di ammortamento resi notevolmente più lunghi dai bassi prezzi degli idrocarburi. Il potenziale di aumento dell'offerta di gas dall'area del Mar Caspio – e, in particolare, dai giacimenti centrasiatichi – è dunque limitato dalle difficoltà legate all'adeguamento della rete infrastrutturale di esportazione della risorsa.

Ciò è particolarmente vero per il Turkmenistan che, con 17,5 Tmc di riserve di gas provate, rappresenta il principale nucleo del comparto gassifero caspico e uno dei principali protagonisti dello stesso su scala eurasiatica. Al Turkmenistan sarà non a caso da accreditare il grosso della crescita della produzione regionale da qui al 2040: secondo le stime dell'Iea Ashgabat contribuirà infatti per circa due terzi all'offerta aggiuntiva di 150 Gmc/a di gas che nel corso del prossimo venticinquennio la regione caspica renderà disponibili sui mercati regionali. Mentre a sostenere l'aumento della produzione turkmena sarà prevalentemente l'entrata in funzione di nuove fasi di sfruttamento del maxi-giacimento di Galkynysh – il secondo più ampio al mondo dopo quello di South Pars, nel Golfo, con riserve stimate dalle autorità turkmene a 27,4 Tmc – la recente scoperta di un nuovo giacimento gassifero conferma appieno la ricchezza del sottosuolo nazionale e le potenzialità di crescita dell'output. Lo scorso 1° dicembre, a seguito della conclusione della trivellazione di un primo pozzo esplorativo, le autorità di Ashgabat hanno reso nota la scoperta di un nuovo e ingente giacimento di gas nell'area di Chelekbay – a nord-ovest di Galkynysh – con un potenziale estrattivo che si attesterebbe attorno al milione di metri cubi al giorno.

FIG. 3.4 - AUMENTO STIMATO DELLA PRODUZIONE DI GAS
IN TURKMENISTAN E AZERBAIGIAN, AL 2040



Fonte: Iea (2016)

L'aumento di produzione di gas in Turkmenistan è reso possibile dalla tecnologia, dai capitali e dalle infrastrutture di trasporto di matrice cinese. Sarà infatti la Cina ad assorbire la gran parte dell'output aggiuntivo turkmeno grazie al completamento, entro la metà del prossimo decennio, della quarta linea del Central Asia-China Gas Pipeline (Cacgp), attraverso il quale Ashgabat già esporta il 72% circa della propria produzione. L'inaugurazione della "Linea D" del Cacgp porterà la capacità annua del gasdotto a 85 Gmc/a contro gli attuali 55Gmc/a.

D'altra parte, l'aumento di output di gas, unito al progressivo ridimensionamento della quota di esportazioni annuali verso la Russia – contrattesi a soli 2,8 Gmc/a nel 2015 – impone ad Ashgabat d'individuare nuovi canali di commercializzazione esteri. Le due tradizionali e, apparentemente, alternative preferenze turkmene, verso l'India attraverso l'Afghanistan e verso l'Unione europea attraverso il Caspio e l'Azerbaijan, scontano tuttavia problematiche differenti ma ugualmente rilevanti. Problematiche legate, prima ancora che alla difficoltà di attrarre investimenti, a questioni di natura politica: la perdurante instabilità del teatro afgano, da una parte, e la ferma opposizione della Russia alla prospettiva di un'infrastruttura trans-caspica al di fuori di un più ampio accordo tra i paesi rivieraschi sulla gestione del bacino, dall'altra. In questa situazione, secondo le previsioni Iea, è più probabile che la strategia di diversificazione dei canali di esportazione turkmena

possa legarsi al tentativo dell'Iran di incrementare le esportazioni di gas verso i mercati regionali (cfr. § 3.3) attraverso il potenziamento della esistente direttrice meridionale – lungo la quale, nel 2015, Ashgabat ha esportato 7,2 Gmc. La situazione economica contingente aggiunge, peraltro, urgenza alla strategia di diversificazione dei canali di esportazione. La contrazione dei prezzi degli idrocarburi ha, infatti, avuto pesanti ripercussioni sulle casse statali, con ricadute immediate tradottesi nel taglio governativo delle misure assistenziali alla popolazione e nell'accumulo di ritardi sui pagamenti degli stipendi ai dipendenti pubblici. Diversificare le esportazioni, in questo contesto, è urgenza tanto più pressante per l'autoritario governo di Ashgabat nella misura in cui le esportazioni verso la Cina, andando per buona parte a compensare i prestiti ricevuti da Pechino, non assicurano benefici economici sufficienti a uscire dallo stato di crisi.

Le crescenti necessità d'importazione di gas della Repubblica popolare cinese e la risoluta politica di approvvigionamento centrasiatrico – nella duplice, collegata dimensione estrattiva e di trasporto – confermano il ruolo di catalizzatore della cooperazione energetica e infrastrutturale assunto da Pechino. Lo sviluppo della cooperazione energetica regionale rappresenta, d'altra parte, solo uno degli aspetti – seppur di rilevanza centrale – della proiezione centrasiatrica cinese. La predisposizione del sistema di gasdotti che costituiscono il Cacgp s'inserisce infatti nel più ampio quadro della iniziativa "Belt and Road Initiative" (Bri), un complesso programma di sviluppo infrastrutturale finalizzato a incrementare l'interscambio e l'interdipendenza tra la Cina e i partner centrasiatrici, così come tra essi e le regioni limitrofe. Con il sostegno di istituzioni finanziarie internazionali – del calibro di Banca asiatica di sviluppo, Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo, Banca mondiale – le banche d'investimento cinesi hanno finanziato una serie di progetti infrastrutturali materialmente realizzati da compagnie cinesi (Tabella 3.2) che comprendono sistemi viari e ferroviari, hub d'interscambio e, per l'appunto, oleodotti e gasdotti. Il ruolo di catalizzatore della cooperazione regionale assunto progressivamente dalla Cina e culminato nel progetto Bri risulta oggi tanto più importante in ragione del progressivo allentamento dei legami delle repubbliche già sovietiche dell'area con l'ex-centro moscovita e, al contempo, di una strisciante crisi economica regionale conseguenza del calo dei prezzi delle materie prime, delle ricadute negative della recessione in Russia, e del rallentamento e riequilibrio dell'economia cinese. Innanzi a una crescita regionale che – secondo il Fondo monetario internazionale – fa segnare i tassi più contenuti dell'ultimo ventennio, i piani di sviluppo e i finanziamenti cinesi rappresentano una sicura ancora per le leadership centrasiatriche.

TAB. 3.2 - BELT AND ROAD INITIATIVE:
I PRINCIPALI PROGETTI NON-ENERGETICI DELL'INIZIATIVA

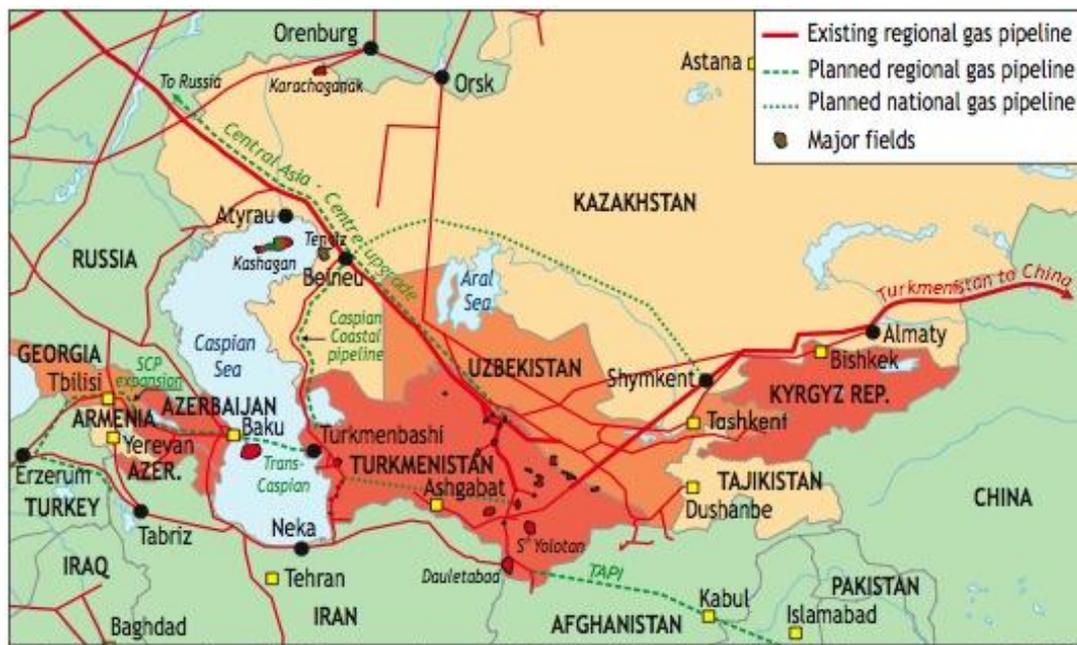
Ferrovia ad alta velocità Mosca-Kazan	Progetto guidato da compagnie cinesi per la posa di 770 chilometri di binari ad alta velocità tra le due città, riducendo i tempi di percorrenza dalle attuali 12 ore a 3,5.
Ferrovia Khorgos-Aktau	Progetto congiunto sino-kazako per la costruzione di una ferrovia dal porto di Aktau, in Kazakistan, sino al confine cinese. Al progetto ne è collegato uno, parallelo, per l'ammodernamento di locomotive e vagoni del valore di 2,7 miliardi di dollari.
Collegamento ferroviario per Teheran	Nel più ampio quadro degli investimenti mossi dal progetto BRI nei collegamenti ferroviari in Asia centrale – più economici di quelli aerei e più veloci di quelli stradali o navali – il primo treno di provenienza cinese è giunto a Teheran nel febbraio 2016.
Autostrada Cina-Pakistan	Il progetto rientra nel più ampio “corridoio economico” verso il Pakistan, per la realizzazione del quale la Cina ha investito circa 46 miliardi di dollari.
Ferrovia Cina-Kyrgyzstan-Uzbekistan	Il collegamento ferroviario è in via di realizzazione, di fatto ultimato nella sua tratta uzbeka, attende il completamento del segmento che attraversa il Kyrgyzstan.
Khorgos Gateway	“Porto di terra” sul confine sino-kazako, il Khorgos Gateway, inaugurato nel 2015, rappresenta l'hub di carico centrale dell'intero sistema BRI e un volano di crescita economica per la circostante regione cinese dello Jianguo.

Fonte: *Financial Times*

Sebbene il Cagp sia stato ideato e realizzato principalmente nella prospettiva di aprire canali d'importazione dal Turkmenistan e dall'Uzbekistan, anche il Kazakistan guarda con crescente interesse alla possibilità d'incrementare nel tempo le esportazioni verso oriente, specie nella prospettiva di crescita della produzione di gas associato dai giacimenti petroliferi nazionali – in particolare Tengiz, Karachaganak, Zhanazhol e soprattutto Kashagan, che ha avviato la produzione di gas a metà ottobre. In questa prospettiva, a fine novembre l'operatore nazionale del gas kazako ha annunciato l'inaugurazione di due stazioni di compressione lungo la Linea C del Cagp, che consentiranno al paese di instradare verso la Cina fino a 6 Gmc/a di gas.

TAB. 3.3 - IL CENTRAL ASIA-CHINA GAS PIPELINE

Linea A	2009	15 Gmc/a	Turkmenistan (15 Gmc/a)
Linea B	2010	15 Gmc/a	Turkmenistan (15 Gmc/a)
Linea C	2014	25 Gmc/a	Turkmenistan (10 Gmc/a) Kazakistan (10 Gmc/a) Uzbekistan (5 Gmc/a)
Linea D	2020	30 Gmc/a	Turkmenistan (30 Gmc/a)



Una situazione differente caratterizza invece il versante occidentale del Caspio e, in particolar modo, l'Azerbaijan. Baku, prima ancora che beneficiare di una più favorevole collocazione geografica, ha sfruttato appieno ed efficacemente l'imperativo della diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas dell'Unione europea, legando la propria strategia di crescita della produzione e delle esportazioni alla politica comunitaria di tutela della sicurezza energetica dall'esterno dei propri confini attraverso la promozione di partenariati energetici con i paesi produttori del vicinato. Lungi dall'essere stato un mero "consumatore" delle politiche di sicurezza energetica dell'Ue, l'Azerbaijan si è efficacemente presentato come promotore delle stesse. A differenza di altri produttori regionali – come ad esempio il Turkmenistan – che hanno mantenuto fermo il principio della vendita delle risorse ai propri confini nazionali disinteressandosi della partita infrastrutturale, Baku ha, infatti, approfondito la misura della propria partecipazione all'intera filiera energetica: ai tradizionali investimenti nell'*upstream* si sono così affiancati investimenti nel *midstream* e *downstream*, che elevavano partecipazione e significatività dell'Azerbaijan lungo tutta la filiera del gas dai giacimenti ai mercati finali. A favorire il flusso d'investimenti in uscita erano stati gli elevati livelli di prezzo degli idrocarburi, che

avevano garantito al Fondo petrolifero nazionale (State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan, Sofaz) un'elevata capacità d'investimento, indirizzata principalmente lungo l'asse energetico che dall'Azerbaijan raggiunge l'Italia attraverso Georgia, Turchia, Grecia e Albania.

La strategia di *going abroad* di Socar, la compagnia nazionale azera, non è stata tuttavia priva di ostacoli. Il primo e più evidente ostacolo alla sua piena attuazione è derivato dalla contrazione dei prezzi degli idrocarburi. Diminuendo i margini di profitto di Sofaz, tale contrazione ha ridotto la capacità d'investimento del Fondo, inducendolo a razionalizzare il portafoglio di spesa e, contemporaneamente, a ricorrere a prestiti internazionali per il finanziamento della propria quota delle infrastrutture di trasporto lungo il Corridoio Meridionale dell'UE – circa 10,5 miliardi di dollari sul totale degli investimenti stimati riportati nella tabella 3.4.

Per far fronte a tali oneri finanziari Baku è ricorso a una prima emissione di Eurobond in marzo e a una seconda, diretta al mercato finanziario interno, in ottobre – con un incasso cumulativo di circa 1,2 miliardi di dollari. Una terza emissione sarebbe in preparazione per il primo semestre del 2017. L'Azerbaijan ha inoltre ricevuto offerte di fondi dalle principali istituzioni finanziarie internazionali. Mentre potrebbero concludersi tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017 due negoziati con Banca mondiale e Banca europea di ricostruzione e sviluppo per la concessione di due prestiti del valore di 500 milioni ciascuno, la Banca asiatica di sviluppo ha offerto a Baku un totale di poco inferiore al miliardo di dollari per il finanziamento della quota azera degli investimenti nella filiera del Corridoio meridionale.

TAB. 3.4 - QUOTA IN CAPO A SOCAR DEI COSTI DI REALIZZAZIONE DELLA FILIERA ENERGETICA LUNGO IL CORRIDOIO MERIDIONALE UE

Progetto	Entro	Costo (mld \$)	Quota Azb
Seconda fase di sviluppo Shah Deniz	2018	18,5	16,70%
Adeguamento Southern Caucasus Pipeline	2018	4,9	10,00%
Costruzione Tanap	2018	9,2	58,00%
Costruzione Tap	2019	5,8	20,00%
	Totale	38,4	

Nubi piuttosto corpose si addensano, in questo contesto, sullo snodo centrale del Corridoio meridionale dell'Ue, in quella sua componente greca dove i piani di privatizzazione dell'operatore nazionale della rete del gas – Desfa – si sovrappongono a quelli per la realizzazione del gasdotto Trans-Adriatic Pipeline (Tap). Ovvero, con l'ultimo segmento della catena infrastrutturale che dovrebbe consentire entro il prossimo triennio

L'avvio dell'esportazione di gas dai giacimenti azerbaigiani del Caspio ai mercati danubiano-balcanici e italiano. I due piani citati – privatizzazione di Desfa e realizzazione del Corridoio meridionale – si erano andati intrecciando sin dalla decisione del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento azerbaigiano di Shah Deniz di selezionare il Tap come infrastruttura per il trasporto del gas dal confine tra Grecia e Turchia ai mercati europei, nell'estate del 2013. Oltre alla sostenibilità finanziaria del progetto e alla scalabilità della sua portata nel tempo (da 10 a 20 Gmc/a di gas), un peso decisivo nella preferenza accordata dal consorzio al progetto rispetto a quelli concorrenti aveva assunto la contestuale presentazione, da parte di Socar, della miglior offerta per l'acquisizione del pacchetto di maggioranza di Desfa – il 66% delle quote dell'operatore nazionale greco per un valore di 400 milioni di euro (cfr. *Focus 14/2013*). L'acquisizione di Desfa da parte della compagnia statale azerbaigiana rappresentava in pieno l'essenza della strategia energetica di Baku: affiancare alla connotazione di paese produttore d'idrocarburi quella, non meno significativa, di trasportatore e distributore finale di energia.

In questo contesto, **la finalizzazione dei piani d'investimento azerbaigiani in Grecia è stata soggetta a problematiche di duplice natura, derivanti da Bruxelles prima e da Atene successivamente.** Nel novembre 2014, infatti, la Commissione europea – che pur aveva sostenuto i piani di acquisizione azerbaigiani come migliore alternativa a una possibile offerta da parte di sussidiarie di Gazprom – ha aperto una procedura d'inchiesta sulla rispondenza dell'acquisizione di Desfa alla normativa europea in materia *anti-trust* introdotta dal Terzo pacchetto sull'energia del 2008. All'iniziativa di Bruxelles, Baku ha risposto attraverso l'apertura di negoziati con i propri partner certificati europei nello sviluppo del Corridoio meridionale con l'obiettivo di cedere il 17% delle quote azionarie dell'operatore greco – portando così la propria quota al 49% e rinunciando a detenerne il pacchetto di maggioranza. A seguito dei colloqui avviati a partire dalla fine del 2015, è emerso l'interesse di Snam – entrata nel Consorzio Tap lo scorso dicembre – ad acquisire una quota dell'operatore nazionale greco della rete del gas. D'altra parte, anche a seguito dei fitti colloqui susseguitisi nel corso dell'ultimo trimestre tra la compagnia azerbaigiana e quella italiana, la Snam ha manifestato il proprio interesse a innalzare la quota di partecipazione a Desfa, dal 17% al 30% – lasciando dunque a Socar un residuale 36%. **La finalizzazione dell'acquisizione è tuttavia naufragata a fine novembre, innanzi all'impossibilità di trovare un accordo sul valore della compagnia greca.** Secondo la prospettiva azerbaigiana, infatti, la recente normativa sulle tariffe introdotta dal governo greco (cfr. *Focus 26/2016*) avrebbe ridimensionato il valore della compagnia del 50% circa e, di conseguenza, la profittabilità dell'investimento. D'altra parte, l'introduzione di nuove tariffe per il trasporto di gas avrebbe violato, secondo Socar, gli accordi stabiliti nel 2013, in sede di presentazione dell'offerta di acquisto da parte della compagnia azerbaigiana. In questo quadro, l'ultimo trimestre è stato caratterizzato da un fitto giro d'incontri tra le parti, con il coinvolgimento diretto di rappresentanti di Snam. Il governo di Atene, tuttavia, sembra aver tenuto fermo il principio per il quale la richiesta azerbaigiana sarebbe stata giuridicamente non accettabile e, dopo un primo slittamento della scadenza per la finalizzazione dell'acquisizione da fine ottobre a fine novembre, i colloqui sono stati interrotti e l'offerta di acquisto di fatto ritirata. Mentre Socar ha reso noto che ciò non avrà conseguenze sugli investimenti azerbaigiani in Grecia, il governo Tsipras, secondo la

stampa greca di settore, starebbe valutando la possibilità di avviare una nuova gara, anche sulla base dell'interesse all'acquisizione di Desfa manifestato dalla compagnia rumena Transgaz e da quella belga Fluxys – già in lizza per l'acquisizione di parte delle quote di Socar e titolare del 19% delle quote del consorzio Tap. Una nuova gara per la privatizzazione di Desfa richiederebbe però tempi piuttosto lunghi, evidentemente in contrasto con la richiesta dei creditori internazionali del paese di procedere speditamente con il piano di cessione delle partecipazioni statali – tanto più in considerazione della circostanza che alla privatizzazione di Desfa è legata anche quella della compagnia Depa, che la controlla. D'altra parte, secondo la stampa greca, il governo di Atene starebbe cercando di limitare il piano di privatizzazione della compagnia, puntando a cedere solo una quota minoritaria della medesima (35%) e a mantenerne il controllo – capitalizzando sulla possibilità che il territorio greco possa svolgere un ruolo di snodo energetico lungo le direttrici regionali sud-nord ed est-ovest.

Sullo sfondo del rapido avanzamento dei lavori di realizzazione delle diverse componenti del Corridoio meridionale del gas dell'UE, la *querelle* su Desfa non sembra in grado di mettere a rischio l'esito finale del progetto. Essa genera tuttavia incomprensioni che potrebbero tradursi in ulteriori ritardi della sua finalizzazione. D'altra parte, nel luglio 2013 – all'indomani cioè della selezione del gasdotto trans-adriatico da parte del Consorzio Shah Deniz – Tap e Desfa avevano siglato ad Atene un accordo di cooperazione per la gestione quotidiana e manutenzione del tratto greco dell'infrastruttura, oltre che per la revisione congiunta delle interconnessioni con la rete nazionale in vista del potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti energetici in Grecia.

I lavori sui diversi segmenti del Corridoio meridionale dell'Ue, dal Mar Caspio sino all'Adriatico procedono secondo programma, salvo incertezze rispetto all'inizio dei lavori all'approdo in Italia. D'altra parte, a dimostrazione del più generale avanzamento del progetto di Corridoio e, al contempo, della rilevanza strategica che esso va assumendo sul piano regionale, **proseguono i negoziati in vista della realizzazione di interconnessioni del gas in grado di permettere l'esportazione della risorsa verso i mercati dell'area danubiano-balcanica** (cfr. § 4.2). Sul versante dell'*upstream*, proseguono secondo tempistica in Azerbaigian i lavori finalizzati alla messa in produzione della seconda fase di sfruttamento del giacimento gassifero di Shah Deniz, che nel giro dei prossimi tre anni dovrà assicurare l'output di gas necessario all'inaugurazione del Corridoio meridionale dell'Unione europea. Stando a quanto dichiarato in settembre da Gordon Birrell, il più alto rappresentante di Bp per l'Azerbaigian e la regione caucasica, l'82% dei lavori necessari all'avvio della produzione sarebbero stati ultimati e, di conseguenza, il gas di SD2 dovrebbe essere disponibile come da previsioni entro il 2018 – consentendo l'avvio delle esportazioni verso la Turchia, prima, e verso i mercati europei, successivamente. Parallelamente, stando a quanto dichiarato dal presidente di Socar, Rovnag Abdullayev, un terzo dei lavori per l'aumento della capacità del South Caucasus Pipeline tra Azerbaigian e Georgia e per la posa delle condutture del Trans-Anatolian Pipeline, che attraverserà longitudinalmente il territorio turco fino al confine con la Grecia, sarebbero già stati ultimati, consentendo l'avvio delle esportazioni da Shah Deniz entro il 2018.

Infine, ma non secondariamente, **prosegue la strategia azerbaigiana di sviluppo dei**

giacimenti gassiferi di terza generazione, necessari a sostenere la produzione nazionale nel medio e lungo periodo. Secondo Birrell, presidente di Bp per la regione, entro la fine dell'anno dovrebbero essere disponibili i risultati della prospezione sismica in 3D condotta dalla compagnia in potenziali blocchi estrattivi nelle acque del Caspio attorno alla penisola di Absheron – dell'ampiezza di 200 chilometri quadrati – sulla base di un accordo siglato con Socar a fine 2014. In caso di risultati positivi, ha dichiarato Birrell, le prime trivellazioni potrebbero iniziare già nell'ultimo trimestre del 2017. Il progetto di sfruttamento del blocco di Absheron – passibile di contenere riserve di gas per un volume attorno ai 350 Gmc – rappresenta il più rilevante tra i giacimenti azerbaijani di terza generazione, sviluppati congiuntamente con compagnie estere. Nella stessa prospettiva, a fine settembre, Socar ha siglato con Petronas un Memorandum di cooperazione per lo sviluppo congiunto del promettente blocco *off-shore* di Goshadash. In base al Memorandum, le parti si sono impegnate ad addivenire, entro il successivo semestre, a un accordo che detti i principi commerciali e normativi per la conclusione di un Production Sharing Agreement. L'intesa rafforza la presenza della compagnia malaysiana nella produzione di gas nel bacino del Caspio, essendo Petronas titolare di una quota del 15,5% del Consorzio Shah Deniz e, al contempo, attiva nel settore turkmeno del Mar Caspio. In quest'ultimo, la compagnia malaysiana è titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento di Garagol Deniz West, dove nel corso dell'anno sono iniziate le trivellazioni esplorative. A dimostrazione della crescente centralità assunta da Petronas nello sviluppo del comparto del gas caspico, le attività della compagnia in Turkmenistan sono state al centro dei colloqui tenutisi a Putrajaya in occasione della visita di stato condotta in novembre nel paese dal presidente turkmeno Gurbanguly Berdimuhamedov. In particolare, il presidente e il primo ministro malaysiano, Najib Razak, hanno discusso del possibile approfondimento delle operazioni condotte nel paese dalla compagnia statale, invitata a elevare il profilo delle attività guardando anche alla distribuzione finale di gas e, potenzialmente, al coinvolgimento nei progetti di trasporto trans-frontalieri. Tra questi, particolare attenzione è stata data al gasdotto Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (Tapi) e non, invece, al progetto di gasdotto trans-caspico, le cui possibilità di realizzazione avevano positivamente risentito dell'ingresso di Petronas nell'*upstream* azerbaijano, nel 2015 (cfr. *Focus 21/2015*). Il silenzio sul Trans-Caspian Gas Pipeline sembra in questo senso offrire un'indiretta ancorché significativa conferma delle difficoltà che il progetto incontra tanto su un piano economico-finanziario, quanto più strettamente politico.

Sebbene non direttamente collegati al Corridoio meridionale, proseguono d'altra parte gli investimenti provenienti dall'Azerbaijano e diretti verso i due paesi cardine della propria strategia energetica, Turchia e Georgia. Snodi fondamentali per il flusso di esportazione d'idrocarburi dal Caspio all'Europa, Turchia e Georgia formano oggi, assieme all'Azerbaijano, un asse di cooperazione energetica e strategica che rappresenta un punto di riferimento obbligato tanto per i produttori regionali interessati alla diversificazione dei propri canali di esportazione – dal Kazakistan all'Iran, passando per il Turkmenistan – quanto per i consumatori regionali ed europei interessati alla diversificazione dei canali d'importazione. Attorno al comune interesse alla stabilità dei flussi di esportazione d'idrocarburi lungo l'asse caucasico-anatolico Baku, Ankara e Tbilisi hanno saldato nel corso degli ultimi anni una cooperazione triangolare fondata sull'interdipendenza

funzionale che beneficia dei crescenti investimenti azərbayigiani nei rispettivi comparti energetici. Gli investimenti azərbayigiani in Turchia – paese nel quale lo stesso Azerbaijan punta a divenire il primo investitore estero nel corso dei prossimi cinque anni – non sembrano aver risentito delle conseguenze della difficile fase interna attraversata dal paese anatolico all'indomani del fallito colpo di stato dello scorso 15 luglio. A inizio settembre sono stati infatti assegnati i contratti per la costruzione della raffineria Star a compagnie turche, confermando una tempistica che vorrebbe l'inaugurazione dell'impianto – l'unico previsto entrare in funzione nello spazio europeo nel corso del prossimo quinquennio – già nel 2018. L'impianto di raffinazione consentirà di colmare il deficit di produzione di combustibile (diesel, nafta e carburante aeronautico) che caratterizza oggi il panorama energetico turco. Inoltre, a dimostrazione della crescente partecipazione del capitale azərbayigiano al più ampio comparto energetico turco, la raffineria Star sarà approvvigionata con idrocarburi di provenienza caspica e fornirà a sua volta la materia prima necessaria per le attività del colosso petrolchimico Petkim, partecipato dalla Socar.

3.3 TURCHIA E VICINO ORIENTE

Paese	Riserve provate	Consumo	Varaz. annua	Produzione	Variaz. annua
Turchia	-	43,6 Gmc	-2,4%	-	-
Israele	286 Gmc	8,4 Gmc	11%	6,4 (2014)	181%
Iran	19.400 Gmc	191,2 Gmc	6,2%	192,5 Gmc	5,7%
Iraq	3.400 Gmc	n.d.	n.d.	1	13,5%

La partita legata allo sfruttamento e al trasporto delle risorse di gas contenute nel Bacino di Levante – a cavallo delle Zone economiche esclusive di Israele, Cipro e Libano – continua a rappresentare la più rilevante e ancora aperta partita energetica nello scacchiere del Mediterraneo orientale, all'incrocio tra necessità e opportunità di matrice puramente economico-finanziaria e i più ampi nodi politico-diplomatici che caratterizzano l'area. Al di là dell'evoluzione della cooperazione energetica (cfr. *Approfondimento 2*), **il più ampio scenario politico-diplomatico è stato caratterizzato, nel corso dell'ultimo trimestre, dall'impasse dei negoziati per la risoluzione della ultra-quarantennale divisione dell'isola di Cipro.** Attorno a essi erano andate ruotando, infatti, diverse possibilità di sviluppo infrastrutturale e, nello specifico, la possibilità che la normalizzazione delle relazioni diplomatiche tra Israele e Turchia potesse aprire la strada a un “gasdotto della pace” che collegasse via mare i due paesi transitando nelle acque cipriote. Lo stallo nel quale sembrano essere scivolati i colloqui di pace tra i rappresentanti – greci e turchi – delle due comunità dell'isola congela tuttavia, almeno per il momento, tale possibilità.

Resta d'altra parte tutto da valutare l'impatto che potrà avere sui negoziati energetici portati avanti dalla Turchia nel corso degli ultimi anni l'ondata di licenziamenti seguita al fallito colpo di stato del 15 luglio. A seguito di questo, e con

L'accusa di contiguità con i golpisti, il governo turco ha infatti licenziato un totale di 583 impiegati statali del comparto energetico. Secondo le fonti ufficiali, i licenziamenti hanno, infatti, toccato 130 impiegati del ministero dell'Energia e di quello dell'Ambiente e circa 120 persone tra consulenti, capi dipartimento dell'Agenzia di regolamentazione del mercato energetico e impiegati della compagnia energetica statale Tpaο (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı).

Nel corso dell'ultimo trimestre – e sotto la guida dei più alti esponenti istituzionali turchi, a partire dal presidente Recep Tayyip Erdoğan – la strategia di approvvigionamento di gas della Turchia si è incentrata eminentemente sulla direttrice d'importazione russa. La normalizzazione delle relazioni bilaterali tra Ankara e Mosca, deflagrata dopo la crisi a seguito dell'abbattimento del caccia russo a opera della aviazione turca nel novembre 2015, ha cioè fatto segnare il deciso rilancio della cooperazione infrastrutturale tra i due paesi nel settore del gas. L'energia resta d'altra parte uno dei pilastri sui quali la cooperazione bilaterale russo-turca si è tradizionalmente fondata, in un'ottica d'interdipendenza funzionale tra i due interlocutori. Per Gazprom la Turchia resta infatti il secondo mercato di sbocco del gas nel panorama europeo, subito dopo la Germania. In un quadro congiunturale nel quale l'offerta di gas sembra poter sopravanzare la domanda proveniente dalle tradizionali aree europee di consumo, mantenere – e potenzialmente espandere – le quote di mercato rappresenta per Gazprom una priorità d'azione assoluta, anche nella prospettiva di anticipare la concorrenza proveniente da altri produttori regionali – dall'Azerbaigian al Turkmenistan, dall'Iraq all'Iran – e dal Gnl di provenienza statunitense. Una strategia, quest'ultima, che si affianca e si rafforza attraverso il tentativo di razionalizzazione dei canali di esportazione che, aggirando le strozzature dei paesi di transito (Ucraina e Bielorussia in testa) assicura alla compagnia russa un maggior controllo sull'intera filiera dell'energia. Di converso, per la Turchia la Russia continua a rappresentare il principale fornitore di gas – 26,6 Gmc su 37,7 importati via gasdotto nel 2015. Al contempo, all'incremento dei flussi d'importazione dalla Russia potrebbe legarsi il tentativo di avviare flussi di re-esportazione verso i mercati europei, dando almeno parziale sostanza al tentativo turco di fungere da snodo della distribuzione della risorsa tra paesi produttori e paesi consumatori di gas.

Il rilancio della cooperazione energetica tra Turchia e Russia è transitato anzitutto attraverso la ripresa e la netta accelerazione dei negoziati per la realizzazione del TurkStream, gasdotto per la gran parte *off-shore* nel Mar Nero nato sulle ceneri del South Stream e deputato al trasporto, attraverso due linee parallele posate sul letto del Mar Nero, di un volume di gas compreso tra i 15,75 e i 31,5 Gmc annui. Originariamente progettato come infrastruttura composta di quattro linee parallele della capacità di 15,75 Gmc/a il TurkStream è stato infatti successivamente ridimensionato da Gazprom a sole due linee, in conseguenza della minor domanda di gas stimata provenire nel medio periodo dai mercati finali e delle difficoltà finanziarie e politiche di realizzare un'opera così ambiziosa finalizzata al trasporto verso i mercati dell'Europa centro-meridionale.

A seguito dell'incontro tenutosi a Istanbul tra l'Ad di Gazprom, Alexei Miller, e il ministro turco dell'Energia, Berat Albayrak, a fine agosto e dopo le prime intese preliminari

raggiunte tra le parti nella prima metà di settembre (cfr. *Focus* 26/2016), il 10 ottobre scorso i ministri competenti in materia energetica dei due paesi, Albayrak e Alexander Novak, hanno siglato un Accordo intergovernativo che pone le basi legali e spiana la strada alla realizzazione del gasdotto. Sulla base dell'accordo di ottobre e delle licenze di costruzione già rilasciate dalla autorità competenti turche, i lavori per la realizzazione del TurkStream inizieranno già nel 2017, a seguito del completamento dei lavori preparatori. Le sezioni *off-shore* del TurkStream saranno completamente finanziate, detenute e operate da Gazprom, mentre quelle *on-shore* saranno soggette a due diversi regimi. La prima, pensata esplicitamente per il mercato turco, sarà interamente finanziata, realizzata e operata dalla compagnia turca Botas, mentre una *joint venture* paritetica tra quest'ultima e Gazprom sarà responsabile della seconda linea, finalizzata all'esportazione del gas verso i mercati europei. In tutti e due i casi, l'accordo ha peraltro stabilito che a Gazprom sarà riservato il 100% della capacità delle infrastrutture, facendo salva tuttavia la possibilità che, di comune accordo con Botas, terze parti vengano incluse nella *joint venture* responsabile della seconda linea della sezione *on-shore* del TurkStream.

In base alla tempistica definita dall'Accordo turco-russo, i lavori per la realizzazione del gasdotto dovranno essere ultimati entro e non oltre il dicembre 2019. È stata questa una clausola fortemente voluta da Gazprom, per la quale è imprescindibile poter beneficiare della nuova infrastruttura di trasporto del gas in contemporanea alla scadenza del contratto decennale di commercializzazione del gas siglato con l'Ucraina – il cui territorio potrà potenzialmente essere aggirato anche grazie alla direttrice di esportazione attraverso il Mar Nero. Attraverso l'Ucraina transita infatti il gasdotto Trans-Balcanico, attraverso cui transita circa la metà del gas esportato annualmente in Turchia.

La possibilità che la seconda linea del TurkStream possa servire a soddisfare la domanda turca è d'altra parte tutt'altro che esclusa – come sottolineato dallo stesso Ad di Gazprom, Alexei Miller – nonostante essa sia stata congiuntamente immaginata dalle compagnie partner del progetto come rivolta ai mercati europei. L'incertezza sulla destinazione del gas trasportato attraverso la seconda linea del gasdotto si è riflessa nello stesso Accordo bilaterale di ottobre. In esso non hanno trovato infatti spazio le condizioni per la sua costruzione – demandate cioè a un successivo protocollo *ad hoc* – limitandosi a sancire l'impegno delle parti a facilitare i negoziati per la conclusione dello stesso.

Resta dunque ancora da valutare se e come il gas esportato in Turchia attraverso il Mar Nero potrà raggiungere i mercati dell'Europa meridionale e balcanica, anche in considerazione degli ostacoli normativi che Gazprom fronteggia nello spazio comunitario. Lo scorso febbraio, Gazprom aveva rilanciato l'idea di costruzione dell'Interconnettore Turchia-Grecia-Italia (Itgi), sistema di interconnessioni propugnato alla metà degli anni Duemila da Edison per il trasporto del gas caspico e di fatto congelato a seguito della preferenza accordata al Tap dal Consorzio Shah Deniz. In questa prospettiva, ancora a metà settembre in occasione della visita condotta a Salonicco dal ministro russo per l'Energia, Alexander Novak, e dal vice-primo ministro, Arkady Dvorkovich, le parti hanno discusso della possibilità di propugnare congiuntamente in un corridoio energetico est-ovest avente nella Grecia il proprio snodo centrale e, di conseguenza, di rivitalizzare il progetto Itgi. Un progetto, quest'ultimo, composto di una serie di tre segmenti tra Turchia

e Grecia, lungo il territorio ellenico e, infine, tra la costa greca e quella italiana, il “Poseidon”. Dei tre segmenti, solo il primo è attualmente operativo – con una capacità di 11,5 Gmc/a – mentre gli altri due, della lunghezza rispettivamente di 600 chilometri *on-shore* e 200 *off-shore*, non hanno mai superato la fase di iniziale studio di fattibilità. D’altra parte, i colloqui non hanno fornito indicazioni concrete su tempistiche di realizzazione o schemi di finanziamento e operazione delle infrastrutture, conferendo al momento una valenza essenzialmente politica ai medesimi. In ottica greca, i colloqui con la controparte russa sembrano così rientrare nel parallelo negoziato con Socar e Snam per la cessione del pacchetto di maggioranza di Desfa (cfr. § 3.2) e d’altra parte, come sottolineano anche analisti greci, il dialogo con la Russia è tradizionalmente servito al governo guidato da Alexis Tsipras per approfondire il proprio potere negoziale nei confronti di Bruxelles.

L’alternativa più concreta ed economicamente sensata per il trasporto del gas russo dalla Turchia verso occidente sarebbe quella di connettere il TurkStream con il Trans-Anatolian Pipeline (Tanap) o con il Tap, le cui capacità sono scalabili con l’aggiunta di nuove stazioni di compressione. Una possibilità, questa, ventilata nelle passate settimane dal ministro degli Esteri turco Mevlüt Çavuşoğlu, ma apparentemente ancora non discussa con la controparte russa, né tantomeno con i partner azerbaigiani – per i quali la capacità aggiuntiva del Tanap e del Tap rappresenta una garanzia apparentemente irrinunciabile rispetto alla esportazione dei volumi aggiuntivi di gas di cui il paese potrebbe beneficiare con lo sviluppo dei giacimenti di terza generazione. La posizione assunta da Çavuşoğlu – che ha tenuto a sottolineare che Ankara ha intenzione di acquistare solo 15,75 Gmc/a di gas transitanti attraverso il TurkStream – dimostra appieno la preferenza accordata dal governo turco per l’assunzione di un ruolo di re-esportatore di energia verso i mercati occidentali, coerentemente con il datato tentativo di sfruttare la strategica collocazione del territorio anatolico per avanzare un ruolo di hub della distribuzione degli idrocarburi alle porte dell’Europa.

La possibilità di trovare mercati di sbocco alternativi alla Turchia per il gas russo esportato attraverso il Mar Nero resta condizione cruciale per valutare la realizzabilità di entrambe le linee del TurkStream. Se la portata di una singola condotta – pari a 15,75 Gmc/a – potrà essere assorbita dalla domanda interna turca, lo stesso non può dirsi per l’analogo volume previsto transitare attraverso la seconda delle condutture del gasdotto, a meno che questo non vada a sostituirsi ai flussi di gas oggi esportati in Turchia via terra attraverso il gasdotto Trans-Balcanico, che attraversa Ucraina, Romania e Bulgaria.

I due elementi emersi dall’ultimo round di accordi turco-russi sul TurkStream – ovvero la volontà di accelerazione del progetto e le incertezze sulla possibilità di realizzazione di entrambe le sue linee – hanno trovato conferma nel contratto per la costruzione della sua sezione *off-shore*, siglato tra South Stream Transport B.V. e Allseas Group S.A. lo scorso 8 dicembre. In base all’accordo, alla compagnia olandese viene demandata la posa dei 900 Km di condutture sottomarine nel Mar Nero, prevista iniziare nella seconda metà del 2017. Significativamente, però, l’accordo riguarda solo la prima delle due linee che sulla carta dovrebbero comporre il gasdotto, includendo una mera opzione circa la realizzazione della seconda.

Mentre proseguono secondo programmi i lavori di costruzione dei gasdotti che consentiranno l’approvvigionamento di gas dal Mar Caspio a partire dal 2018 (cfr. § 3.2),

sviluppi interessanti sembrano dischiudersi anche sul versante sud-orientale. **La Turchia, nello specifico, è ben posizionata per beneficiare della rottura dell'isolamento internazionale dell'Iran a seguito della parziale revoca delle sanzioni a carico del paese**, assicurandosi crescenti volumi di importazioni di gas potenzialmente in grado di liberare altre risorse per le esportazioni o, piuttosto, assurgendo a snodo per le esportazioni iraniane verso l'Europa. La Turchia è infatti tradizionalmente uno dei mercati di riferimento degli idrocarburi estratti in Iran, che nel corso degli ultimi anni ha esportato verso nord-ovest un volume di gas compreso tra gli 8 e i 9 Gmc/a, pari al 20% circa del proprio consumo annuo. Al contempo – e non senza latenti ambiguità – la Turchia ha rappresentato per l'Iran, in regime di sanzioni, una imprescindibile finestra sull'Occidente. Che la Turchia sia intenzionata a elevare il livello di importazioni dal proprio vicino – oggi contrattualizzate per un volume massimo di 10 Gmc/a – è stato d'altra parte esplicitamente dichiarato nel corso dell'estate dallo stesso ministro degli Esteri di Ankara, Mevlüt Çavuşoğlu, in occasione di una visita condotta in Turchia dall'omologo iraniano, Javad Zarif. Nel corso dell'anno si è andata inoltre risolvendo una delle problematiche che, fino a oggi, aveva ostacolato l'aumento dei flussi tra Iran e Turchia, legata a una vertenza bilaterale sui prezzi di acquisto della risorsa che aveva indotto Ankara ad adire la Camera di Commercio Internazionale nel 2012. Il pronunciamento di quest'ultima in favore della Turchia, giunto in febbraio e avente a oggetto il periodo 2011-2015, comporterà uno sconto compreso tra il 13,3% e il 15,8% e rimuoverà un rilevante ostacolo all'approfondimento della cooperazione bilaterale. In questo senso, l'ostacolo principale per un incremento significativo delle esportazioni dall'Iran alla Turchia resta tuttavia quello infrastrutturale. I due paesi sono infatti collegati da un gasdotto – tra Tabriz e Ankara – della portata di 13,5 Gmc/a, che offre dunque solo limitate capacità di riserva per l'aumento dei volumi di gas. Un aumento dei flussi passerebbe dunque, necessariamente, prima ancora che dall'incremento della disponibilità di gas per l'esportazione, dalla realizzazione da parte di Teheran della sezione n. 9 dell'Iran Gas Trunk-line (Igat), ambizioso collegamento infrastrutturale tra Assaluyeh e Bazargan, al confine con la Turchia, della portata di 40 Gmc/a e dal costo stimato di 8,5 miliardi di dollari.

Dettato principalmente dalle esigenze di approvvigionamento e coerente con la più datata strategia energetica nazionale, l'approfondimento della cooperazione con Russia e Iran assume una più profonda valenza politica, all'indomani della crisi nei rapporti con l'Unione europea determinatasi a seguito della pubblicazione del – critico – rapporto annuale sull'avanzamento dei negoziati da parte della Commissione europea e delle dure reazioni pervenute dai più alti rappresentanti istituzionali turchi. Due gli esempi più recenti di questa tendenza alla politicizzazione della partita energetica. Da una parte ci sono le dichiarazioni di Vladimir Zhirinovskiy, leader nazionalista del partito Partito liberal-democratico russo – che, in visita ufficiale ad Ankara, ha sottolineato a fine novembre come l'elevato potenziale energetico rappresenti uno dei pilastri sui quali costruire un nuovo allineamento regionale tra Russia, Turchia, Iran, Siria e Iraq, contrapposto al blocco dell'Unione europea e della Nato. D'altra parte, il governo di Ankara ha richiesto e ottenuto di presiedere nel 2017 l'Energy Club di quella Organizzazione per la Cooperazione di Shanghai (Sco) che il governo turco aveva indicato come possibile alternativa all'ingresso nell'Ue. La Turchia è il primo paese non membro

della Sco – ne è attualmente solo partner di dialogo – a ottenere la presidenza del Club che comprende, oltre ai membri dell'Organizzazione, anche Afghanistan, Iran, Mongolia, Bielorussia e Sri Lanka.

Con la progressiva normalizzazione dei rapporti tra il governo di Teheran e la comunità internazionale dopo anni di isolamento politico-economico legati al dossier nucleare, l'Iran punta risolutamente allo sviluppo del potenziale energetico nazionale, per molti versi ancora inespresso. Ciò appare con evidenza soprattutto in relazione al comparto del gas naturale. Primo paese al mondo per disponibilità di riserve provate di gas, l'Iran ha un livello di produzione annua (192,5 Gmc nel 2015) che nominalmente pareggia i consumi nazionali (191,2 Gmc), ma che di fatto non è sufficiente a garantire il soddisfacimento della domanda nei periodi di picco dei consumi, costringendo il paese a ricorrere ad accordi di *swap* con il Turkmenistan per l'approvvigionamento delle aree nord-orientali del territorio nazionale. **Il sottoutilizzo del potenziale del gas rimane un elemento centrale del comparto energetico iraniano, nonostante i dati incoraggianti resi noti dalle autorità di Teheran con riferimento al primo semestre del calendario persiano – marzo/settembre 2016.** Il semestre in questione avrebbe infatti fatto registrare un incremento su base annua della produzione pari al 9,8% – per un volume di 102 Gmc – delle esportazioni pari al 3,4% – con un volume di 3,9 Gmc – e, soprattutto, una contrazione delle importazioni del 25% e un aumento dei volumi stoccati del 17%.

La recente predisposizione di una nuova cornice normativa e contrattuale per lo sviluppo del comparto energetico nazionale ha permesso a Teheran di siglare i primi accordi con compagnie nazionali e internazionali interessate allo sfruttamento degli idrocarburi nazionali. Per favorire l'attrazione di capitali e tecnologia stranieri, il nuovo modello contrattuale prevede, a differenza del precedente, non più un pagamento forfettario predeterminato per contratto, ma una più attrattiva remunerazione fondata sui livelli di produzione di idrocarburi. Al contempo, secondo il nuovo modello contrattuale le compagnie estere sono tenute a formare *joint venture* con partner iraniani selezionati dal Ministero competente in materia energetica tra una lista comprendente 11 società. L'obiettivo di breve periodo è di attirare entro la fine dell'anno del calendario iraniano (marzo 2017) investimenti nei comparti di petrolio e gas pari a 10 miliardi di dollari, a fronte di un volume di investimenti totale nel settore dell'*upstream* che, secondo il ministro per il Petrolio, Bijan Zanganeh, si attesterebbe nel prossimo quadriennio a circa 200 miliardi di dollari. Di questi, circa il 40%, è atteso provenire dall'estero mentre la quota iraniana verrà in parte finanziata attraverso l'emissione di bond internazionali, in parte demandata agli investitori privati attivi nel paese.

Pensato principalmente per gli investitori esteri, il nuovo modello contrattuale si adotta anche per le compagnie private iraniane. È stato questo, ad esempio, il caso del contratto siglato in ottobre con la Persia Oil and Gas Industry Development Co. per lo sviluppo della seconda fase di sfruttamento del giacimento di Yaran e per quello di Koupal. Già inserita nella lista di 11 compagnie nazionali identificate per la formazione di *joint venture* con partner stranieri, la Persia Oil and Gas Industry Development Co. è affiliata al gruppo Setad, guidato dall'Ayatollah Ali Khamenei e inserito nella lista delle compagnie sottoposte

a sanzioni statunitensi nel 2013. La conclusione del contratto sembra rispecchiare la volontà del presidente Hassan Rouhani di ridimensionare le critiche mosse al governo e alla politica di attrazione di capitali stranieri dall'opposizione conservatrice.

Nella prospettiva di attrazione di capitali e tecnologia estera, **la National Iranian Oil Co. (Nioc) ha avviato nel corso del passato trimestre un processo internazionale di pre-qualifica per l'assegnazione di 50 nuovi progetti di *upstream*** previsti essere lanciati nel breve periodo. A seguito della ricezione delle domande di pre-qualifica – scaduta lo scorso 4 dicembre – la compagnia renderà nota, il 21 dicembre, la lista delle compagnie selezionate.

Accanto allo sviluppo del potenziale produttivo, elemento cardine della corrente strategia energetica iraniana è l'incremento della capacità di raffinazione e trasformazione degli idrocarburi. In questo contesto, un primo accordo è stato siglato in ottobre tra la compagnia russa Tatneft e la Nioc per la conduzione di studi di estrazione petrolifera presso il giacimento di Dehloran. L'obiettivo decennale del governo di Teheran, nel cui ambito s'inserisce l'accordo con Tatneft, è l'aumento della capacità di trasformazione e produzione petrolchimica dagli attuali 60 fino a 160 milioni di tonnellate annue. Per conseguire tale obiettivo sarebbero necessari, secondo stime governative, investimenti pari a circa 70 miliardi di dollari e, di conseguenza, l'attrazione di capitali e tecnologia occidentali. Le imprese tedesche rappresentano, in questo contesto, un obiettivo prioritario delle autorità iraniane, che avrebbero già manifestato il proprio interesse ad avviare progetti di esplorazione nel paese – anzitutto Basf, Linde Group e Air Liquide.

Nel frattempo, in ottobre, la Nioc ha siglato una lettera di intenti con Shell per la predisposizione congiunta di progetti in campo petrolchimico di cui non sono stati resi noti tuttavia i dettagli. A questa è seguita, in dicembre, la firma di tre Accordi preliminari per lo studio delle potenzialità estrattive di altrettanti giacimenti: quelli petroliferi di South Azadegan e Yadavaran, al confine con l'Iraq, e il giacimento di Kish, il secondo del paese per riserve di gas contenute. Un accordo analogo è stato inoltre siglato a Teheran in dicembre tra la Iranian National Gas Company e Gazprom – che già lo scorso anno aveva annunciato, attraverso il proprio amministratore delegato, la volontà di cooperare con l'Iran allo sviluppo del comparto del gas e della capacità di liquefazione. In base al Memorandum le due compagnie s'impegnano alla costituzione di gruppi di lavoro congiunti con l'obiettivo di delineare le aree di cooperazione dove concentrare future attività. Secondo rappresentanti governativi, analoghe manifestazioni di interesse alla cooperazione energetica sarebbero inoltre giunte, nel corso degli ultimi mesi, da diverse compagnie estere, tra cui Lukoil, Rosneft, Wintershall, Inpex e Kogas. Tale interesse si manifesta a fronte della permanenza di sanzioni da parte statunitense – che di fatto impedisce le attività di operatori nazionali – e dell'incertezza riguardo la politica verso dell'Iran del presidente statunitense entrante, Donald Trump, che in campagna elettorale si era dichiarato favorevole alla rinegoziazione su basi più soddisfacenti del “disastroso” accordo sul nucleare iraniano.

La strategia di sviluppo del comparto del gas del governo di Teheran punta a un deciso incremento della produzione della risorsa, che consenta entro il prossimo quinquennio di raddoppiare l'output annuo – attestatosi nel 2015 a 192 Gmc. Le prospettive di crescita dell'output di gas sono, d'altra parte, naturalmente legate alla possibilità di individuare canali di commercializzazione all'estero della risorsa. Una problematica, questa,

tanto più pressante in ragione dello scarso sviluppo della rete infrastrutturale dell'Iran, che consente oggi al paese di esportare il sia pur limitato eccesso di produzione disponibile solo verso Turchia e Armenia – rispettivamente 7,8 e 0,5 Gmc nel 2015.

Muovendo dalle difficoltà di superare nel breve periodo le attuali carenze infrastrutturali, la strategia governativa di incremento delle esportazioni sembra muoversi su due binari paralleli. Il primo di essi consiste in un incremento delle connessioni infrastrutturali con gli attori regionali limitrofi o vicini. Ciò significa che – pur rimanendo fermo l'obiettivo di lungo periodo di contribuire al soddisfacimento della domanda di gas proveniente dall'Europa – i paesi che entrano oggi nel radar delle potenziali esportazioni iraniane sono Turchia, Iran, Oman, Kuwait e Pakistan, secondo quanto dichiarato all'agenzia Shana dal direttore della programmazione della National Iranian Gas Company Mohammad-Reza Qodsizadeh. A dimostrazione della rilevanza assunta dalla direttrice orientale di esportazione di metano, a seguito della visita condotta la scorsa primavera in Iran da Sunjay Sudhir, responsabile della cooperazione internazionale del Ministero per il Petrolio indiano, Teheran e Nuova Delhi hanno avviato negoziati per lo sviluppo del giacimento *off-shore* di Farzad-B, nel Golfo Persico, in vista della possibile conclusione di un contratto di sfruttamento entro il primo trimestre del 2017. Farzad-B sarebbe sviluppato da una controllata della Oil and National Gas Corporation, che già detiene il 40% delle quote del consorzio attualmente attivo nel contiguo giacimento di Farsi – con il restante 60% facente capo alla Oil India Limited.

Secondo vettore della politica governativa di incremento delle esportazioni di gas è rappresentato dal tentativo di sviluppo di capacità di liquefazione della risorsa. Più nello specifico, il viceministro competente per il comparto energetico, Hamid-Reza Araqi, ha di recente rimarcato che ulteriore obiettivo prioritario della politica infrastrutturale governativa è rappresentato dallo sviluppo di tecnologia galleggiante di liquefazione. Grazie a esse e all'avanzamento delle diverse fasi di sviluppo del giacimento *off-shore* di South Pars attualmente in lavorazione, l'Iran potrà più facilmente e velocemente monetizzare il proprio potenziale estrattivo, mantenendo più flessibilità rispetto ai mercati di sbocco.

L'aumento della produzione e dell'esportazione di gas resta principalmente legata al coerente sviluppo del maxi-giacimento di South Pars – il più ingente al mondo, contenente circa il 40% del totale delle riserve stimate del paese e responsabile del soddisfacimento dell'80% circa della domanda annuale di gas interna. Nel corso dell'ultimo trimestre, cinque fasi di sviluppo del giacimento (nn. 13, 14, 19, 22 e 24) hanno iniziato a iniettare gas nella rete nazionale e, secondo le attese governative, entro la fine del 2017 tutte le restanti fasi di sviluppo avviate potranno fare altrettanto. In novembre, d'altra parte, Total, che nel corso degli anni Duemila aveva già sviluppato due fasi del giacimento, ha siglato con Nioc un Accordo preliminare per l'assegnazione dei diritti di sfruttamento della fase n. 11 di South Pars, l'ultima tra le più ingenti fasi del giacimento non ancora assegnate dalle autorità iraniane. L'Accordo preliminare, che assegna a Total la guida di un consorzio partecipato anche dalla compagnia iraniana Petropas (19,9%) e dalla cinese China National Petroleum Corporation (Cnpc) (30%), è previsto essere finalizzato contrattualmente all'inizio del 2017 e ha un valore stimato di 4,8 miliardi di dollari. Al di là della rilevanza dei piani di sviluppo della fase n.11, **l'accordo tra Total e Nioc acquista significatività in**

quanto apre la strada al primo investimento occidentale nel paese dopo la parziale revoca delle sanzioni internazionali nel gennaio 2016 – dimostrando il progressivo accantonamento dei dubbi sulla conformità delle operazioni in Iran alle sanzioni ancora in piedi da parte delle principali compagnie internazionali.

A conferma degli scenari positivi dischiusi dalla riapertura del paese agli investitori internazionali, la Iea attribuisce all'Iran la responsabilità principale dell'aumento di offerta di gas dalla regione mediorientale da qui al 2040. Secondo le stime del New Policies Scenario (Iea), infatti, la produzione iraniana coprirà circa un terzo dei 400 Gmc/a di output di gas aggiuntivo che sarà reso disponibile dalla regione nell'arco di tempo considerato. In tale scenario, la produzione di gas iraniana è attesa crescere nel prossimo quinquennio a un ritmo di circa 25 Gmc/a, e di ulteriori 120 Gmc/a nella fase successiva, una volta entrati a regime gli investimenti. Quanto ai mercati di sbocco che potranno assorbire la maggior capacità di esportazione dall'Iran, lo scenario Iea prevede un incremento dei flussi diretti in Turchia e l'avvio delle esportazioni verso il Pakistan.

Il produttore di gas regionale che, secondo l'Iea, registrerà la più ingente crescita di output da qui al 2040 è l'Iraq, che potrebbe raggiungere un livello di output annuale di 85 Gmc a fronte di una produzione attestata nel corso dell'ultimo decennio tra 1 e 2 Gmc/a. La difficile situazione di sicurezza fronteggiata dal paese sembra tuttavia rendere tali proiezioni piuttosto aleatorie. Prima ancora che la minaccia portata alle istituzioni nazionali dai gruppi armati di matrice islamista, sono infatti le divisioni interne all'Iraq a mettere una seria ipoteca sullo sviluppo del comparto energetico regionale. Tra queste, la lunga vertenza tra le autorità federali di Baghdad e quelle del Governo regionale curdo (Grc) di Erbil sulla gestione delle risorse nazionali rappresenta indubbiamente la più rilevante, nonostante la nuova apparente intesa trovata tra le parti (cfr. *Focus* 26/2016).

Al netto delle problematiche di sicurezza che ancora caratterizzano il paese, la strategia di rilancio della produzione petrolifera nazionale irachena passa oggi attraverso l'attrazione di investimenti esteri nei giacimenti medio-piccoli, nella prospettiva di allargare lo spettro degli investimenti internazionali e di limitare la dipendenza dallo sviluppo dei giacimenti più grandi e dai loro operatori. La decisione discende prioritariamente dalla contrazione delle stime sulla crescita dell'output petrolifero nazionale trainato dai maggiori giacimenti, in conseguenza delle problematiche di sicurezza che continuano a interessare l'Iraq e delle problematiche legate al recupero dei costi, che si sono tradotte in un rallentamento degli investimenti esteri. A fronte dell'iniziale obiettivo di produzione di 9 milioni di barili di petrolio al giorno entro il 2020, le stime correnti si aggirano attorno ai 6 milioni di barili.

In questa prospettiva, dunque, il Ministero competente in materia energetica ha avviato un nuovo round di licenze – il primo dal 2012 – per la concessione di diritti di esplorazione e sfruttamento di 12 giacimenti, i cui contratti verranno assegnati attraverso negoziati diretti tra le compagnie selezionate e il Ministero. Il successo della strategia di diversificazione degli investitori esteri è testimoniato dalla circostanza che, delle 19 compagnie pre-qualificate per l'assegnazione dei diritti di sfruttamento (Tabella 3.5), nessuna attualmente opera in giacimenti nazionali e solo poche di esse lo hanno fatto in passato. In attesa che i negoziati proseguano, va peraltro segnalato come i contratti per i giacimenti in questione sembrano includere una clausola per l'accumulo, nella seconda fase di produzione, delle riserve di gas

associato estratte – strumento utile a valorizzare l'elevato potenziale iracheno nel comparto del gas e ad affrontare le problematiche che ancora ne ostacolano il pieno sfruttamento.

TAB. 3.5

Regione	Giacimento	Compagnie pre-qualificate
Bassora	Sindebad	China Zhenhua Oil
	Um Qaser	Dragon Oil
	Rachi	Edison
	Abu Khema	Glencore Exploration
Missan	Kumait	Gulfsands Petroleum
	Noor	Inpex
	Umara	Itochu
	Dema	Japex
	Dujaila	Jogmec
		JX Nippon Oil Kuwait Energy
Iraq centrale	Mergan	Mitsui Oil
	Kifl	Mubadala Oil
	West Kifl	Rosneft
		Pertamina
		Petrovietnam
		Pttep
		Romgaz Crescent Petroleum

4. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

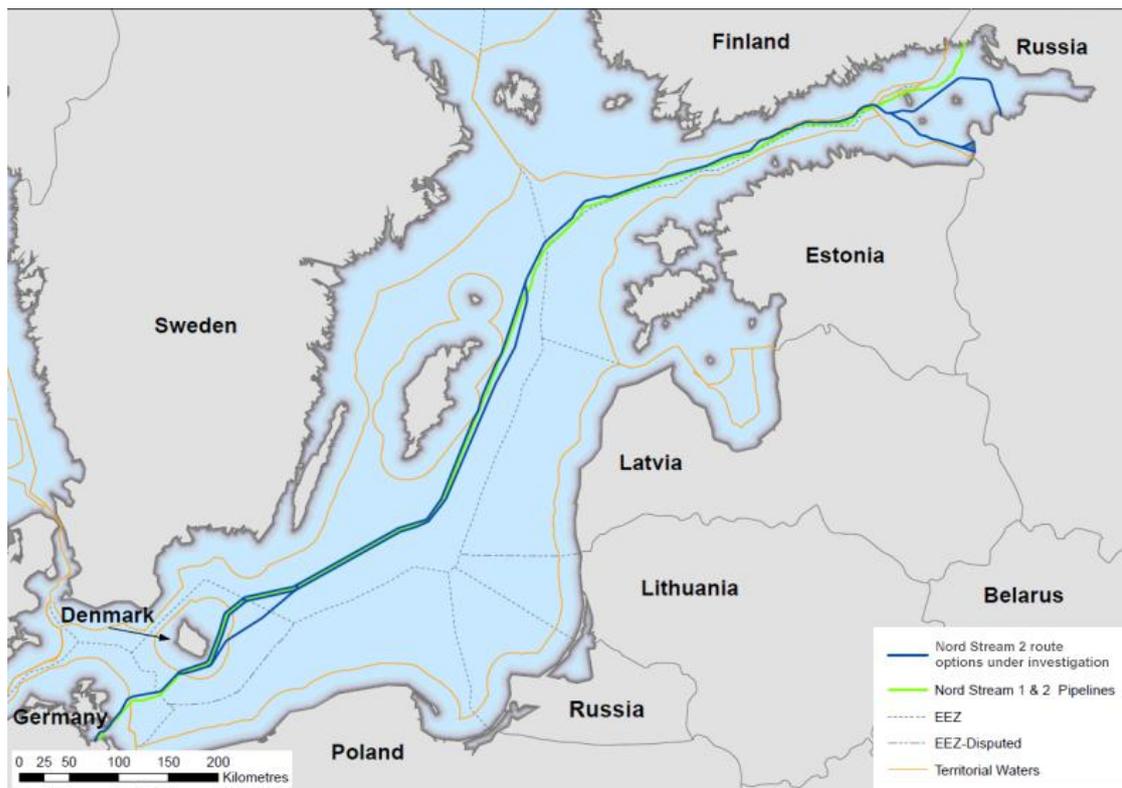
4.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Nord Stream 2

Capacità annua	55 Gmc
A partire dal	2019
Provenienza gas	Russia
Zee attraversate	Finlandia, Svezia, Danimarca
Paese di arrivo	Germania
Società coinvolte	Gazprom (50%)
	Uniper (10%);
	Omv (10%)
	Shell (10%)
	Wintershall (10%)
	Engie (10%)

Il progetto di gasdotto Nord Stream 2 – finalizzato al raddoppio dell’attuale capacità di esportazione disponibile lungo l’asse *off-shore* baltico tra Russia e Germania – rappresenta il pilastro della strategia di Gazprom di diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas dei mercati dell’Europa centro-settentrionale. Il progetto mira ad aggiungere ulteriori 55 Gmc/a di capacità di esportazione al volume, analogo, già disponibile attraverso il Nord Stream, operativo tra la costa russa del Baltico e quella tedesca sin dal 2011. Obiettivo di Gazprom è la posa e l’inaugurazione del gasdotto entro il prossimo triennio: in maniera non dissimile a quanto già visto per il TurkStream sulla direttrice meridionale di esportazione verso l’Europa, la tempistica di realizzazione del progetto ricalca quella di scadenza del contratto che regola commercializzazione e transito del gas russo attraverso l’Ucraina, in scadenza nel dicembre 2019 – unitamente all’analogo contratto con l’operatore della rete nazionale polacca. Per allora, la compagnia russa mira a disporre di capacità aggiuntiva di esportazione verso l’Europa, in grado di salvaguardare la quota russa di mercato e libera dalla strozzatura del transito attraverso paesi terzi, passibile in ottica russa di determinare problematiche di natura tanto economico-finanziaria quanto politica.

FIG. 3.5 - IL POSSIBILE TRACCIATO DEL NORD STREAM 2



Fonte: Gazprom

Nato da un'intesa del settembre 2015 tra Gazprom le compagnie europee Basf, E.ON, Engie, Omv e Shell, **il progetto ha incontrato ostacoli derivanti da un inscindibile intreccio di problematiche di natura politica e normativa**. Ostacoli riportabili alla più datata spaccatura intra-europea derivante dalle differenti e opposte concezioni della politica energetica russa – potenziale arma politica per alcuni, vettore di interdipendenza funzionale per altri. Difficile, infatti, non riportare alla menzionata spaccatura il parere negativo espresso dall'autorità anti-trust polacca a fine luglio – in senso contrario a quella tedesca – sulla formazione della *joint venture* preposta all'attuazione del progetto (cfr. *Focus 26/2016*). Il pronunciamento polacco aveva indotto Gazprom a terminare ufficialmente l'accordo di *shareholding* con le compagnie europee, in novembre, e ad annunciare la volontà di proseguire autonomamente nel progetto di raddoppio del Nord Stream: la società responsabile della costruzione del gasdotto, con sede in Svizzera, è cioè detenuta al 100% da Gazprom ma, come si legge sul sito ufficiale della medesima, esso beneficia del “sostegno” delle compagnie con le quali il progetto Nord Stream 2 era stato originariamente predisposto.

La Polonia, dal canto suo, è stata invece tradizionalmente in prima fila tra gli Stati membri dell'Ue – assieme alla Slovacchia e alle Repubbliche baltiche – che guardano con sospetto alla strategia energetica russa in Europa, accusata di essere guidata da logiche eminentemente politiche e, nello specifico, dalla volontà di minare la solidarietà intra-europea, approfondendo la cooperazione e l'intesa con stati chiave dello spazio europeo –

in primis con la Germania, partner privilegiato russo e primo mercato di commercializzazione del gas per Gazprom. La ferma presa di posizione polacca è stata ribadita attraverso un articolo pubblicato in ottobre sul *Financial Times* da Konrad Szymanski, ministro per gli Affari europei di Varsavia. Szymanski ha sottolineato come la Polonia sia pronta ad adire la Corte di Giustizia dell'Ue qualora il sostegno al Nord Stream 2 da parte di altri stati membro dell'Ue – o anche una postura passiva da parte della Commissione europea – apra la strada a un trattamento preferenziale per il gasdotto, a partire dalla concessione di esenzioni dalla normativa posta dal Terzo pacchetto sull'energia dell'Ue. Nella prospettiva del governo polacco il Nord Stream 2, minando le fondamenta del progetto di Unione Energetica comunitario, rappresenta un banco di prova per la coesione e la stessa credibilità delle istituzioni europee.

Un'aperta manifestazione di contrarietà alla realizzazione del Nord Stream 2 è giunta in ottobre anche dal Parlamento europeo, che ha approvato un rapporto nel quale le crescenti importazioni di gas dalla Russia vengono indicate come prioritaria minaccia alla sicurezza energetica continentale e che, peraltro, già a inizio maggio aveva sollevato dubbi sulla reale portata del gasdotto e sulle conseguenze politiche per l'Unione. Infine, ma non secondariamente, il progetto sembra creare crescenti divisioni anche all'interno dello spettro politico tedesco, a meno di un anno dalle elezioni parlamentari del 2017. Mentre la cancelliera Angela Merkel ha tradizionalmente difeso il progetto facendo leva sulla natura strettamente economica dello stesso – e mentre l'ex-cancelliere Gerhard Schröder è stato nominato, in ottobre, presidente del suo Consiglio d'amministrazione, come già in passato per il Nord Stream – una frangia crescente dell'opposizione conservatrice interna ai cristiano-democratici della Cdu e i Verdi hanno avviato una campagna contro la realizzazione del Nord Stream 2.

Sullo sfondo degli aspri contrasti accesi in Europa dal progetto Nord Stream 2, **una rilevante schiarita sul versante normativo delle relazioni russo-europee in materia di commercializzazione di gas è giunta in novembre dalla Commissione europea, che ha posto fine a un lungo contenzioso sull'utilizzo delle infrastrutture necessarie per il trasporto e la distribuzione del metano importato dalla Russia lungo il canale del Baltico.** Difatti, uno dei principali ostacoli alla realizzazione del Nord Stream 2 derivava dalla perdurante impossibilità, per Gazprom, di utilizzare a piena capacità il Nord Stream 1, in conseguenza di una normativa europea che ne limitava l'accesso alle infrastrutture di distribuzione del gas, dall'approdo nel nord della Germania verso i mercati tedesco e centro-europei. La normativa anti-trust introdotta dal Terzo pacchetto sull'energia del 2008 limitava, in particolare, il pieno utilizzo del gasdotto Opal tra la costa baltica e il confine con la Repubblica ceca. Salvaguardando il principio della libertà di accesso all'infrastruttura da parte di attori terzi, la Commissione europea aveva stabilito di limitare la capacità concessa a Gazprom al 50% del totale. Dei 36 Gmc/a di capacità di Opal solo 18 erano dunque disponibili per il gas russo, impedendo di fatto al Nord Stream di funzionare a piena capacità: potendo contare sulla disponibilità della metà della capacità dei gasdotti Nel e Opal – rispettivamente 10 e 18 Gmc/a – e su altra capacità contrattualizzata per il breve periodo, il Nord Stream ha funzionato sino a oggi a un massimo di 40 Gmc/a, ovvero a un massimo dell'85% sul totale dei 55 Gmc/a. Attorno alla richiesta russa di pieno utilizzo di

Opal si sono susseguiti, infruttuosamente, due anni di lunghi colloqui con la Commissione insediatasi nel 2014, dopo che i negoziati avviati nel triennio precedente erano di fatto naufragati con l'erompere della crisi ucraina. Nell'ottobre 2013, infatti, le parti avevano raggiunto un accordo sul pieno utilizzo dell'infrastruttura, caduto vittima di lì a poco dell'inizio della rivoluzione in Ucraina e delle sue conseguenze regionali.

In questo contesto, lo scorso 28 ottobre **la Commissione ha stabilito che, oltre al 50% attualmente utilizzato da Gazprom, la compagnia russa potrà avanzare offerte per un ulteriore 20 o 30% della capacità del gasdotto**, ovvero per ulteriori 7,7 Gmc/a, espandibili fino a 12,8 Gmc/a nel caso in cui non dovessero pervenire ulteriori offerte. Pur non avendo accolto la proposta russa, sostenuta da Berlino, di concessione del pieno utilizzo della capacità di Opal, il pronunciamento della Commissione – che rimarrà valido fino al 2033 – rappresenta comunque un'importante concessione al punto di vista russo, giustificato con la volontà di garantire maggior competizione sui mercati energetici europei. La recente decisione della Commissione non ha mancato di suscitare diverse critiche in ambito europeo, oltre che il più deciso allineamento ucraino-polacco nella prospettiva di diversificazione dei propri canali di approvvigionamento di gas (cfr. § 3.1).

Indipendentemente dal confronto politico-normativo europeo sul progetto di raddoppio del Nord Stream e nonostante secondo molti analisti la concessione della Commissione rendesse meno urgente la realizzazione del progetto stesso, Gazprom si è mostrato risolutamente propenso a proseguire nei piani di realizzazione del Nord Stream 2, secondo la tempistica inizialmente predisposta. Mentre la compagnia ha dichiarato che entro la fine dell'anno sarà reso noto lo schema di finanziamento del progetto, in novembre è stata avviata la procedura di gara d'appalto per la posa delle tubazioni nelle aree di partenza e approdo del gasdotto. La data di scadenza fissata per la presentazione delle offerte per l'area di approdo in Germania è fissata per il prossimo 9 gennaio, mentre per quelle relative alla parte russa la scadenza è il 30 gennaio – consentendo così l'assegnazione dei lavori entro l'aprile 2017 e la loro conclusione entro i sei mesi successivi. Per la posa delle tubazioni lungo la tratta *off-shore*, Gazprom ha invece siglato a inizio dicembre una lettera di intenti con quella stessa società svizzera Alleas con la quale ha di recente siglato un accordo per la posa del TurkStream sui fondali del Mar Nero. L'intesa – siglata mentre il 25% delle condutture sarebbe già stato realizzato da società tedesche e pronto a essere trasportato verso la costa – prevede la finalizzazione dell'accordo per la posa del gasdotto entro il primo trimestre del 2017 e l'avvio dei lavori nel corso del secondo semestre del 2017.

Gazprom ha inoltre reso noto che, secondo studi tecnici e successivi test effettuati sull'infrastruttura, la capacità effettiva di trasporto del Nord Stream – e di conseguenza del Nord Stream 2 – è superiore a quella programmata. La rivalutazione della capacità di trasporto pone oggi a 60 Gmc annui la portata del gasdotto (invece che a 55 Gmc/a) e, di conseguenza a 120 Gmc/a la capacità totale di esportazione lungo il Baltico una volta che il Nord Stream 2 sarà operativo. La compagnia russa ha dunque reso noto di aver predisposto una proposta d'investimento per l'espansione del sistema infrastrutturale russo che permetta adeguare il volume di gas pompate nell'asse del Baltico e, al contempo, di aver avviato la procedura formale per la selezione di un appaltatore per il relativo lavoro, sulla base dello studio di fattibilità già realizzato nel corso dell'anno dall'istituto Giprogaztsentr.

4.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

Trans-Adriatic Pipeline (Tap)

Capacità annua	10 Gmc (scalabili a 20)
A partire dal	2020
Provenienza gas	Azerbaijan
Zee attraversate	Grecia, Albania
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Bp (20%) Socar (20%) Snam (20%) Fluxis (19%) Enagas (16%) Axpo (5%)

Dopo l'avvio dei lavori in Grecia, anche in Albania, a fine settembre, è stata tenuta una cerimonia ufficiale che segna l'inizio della posa delle condutture del **Trans-Adriatic Pipeline (Tap)**, preceduta da una fase di preparazione dei materiali e del terreno. Accanto al Direttore esecutivo del Tap, Ian Bradshaw, hanno preso parte all'evento anche il primo ministro albanese, Edi Rama, e il ministro dell'Energia e dell'Industria, Damian Gjiknuri. I lavori di realizzazione dell'infra-struttura proseguono dunque secondo programmi tanto in Albania quanto in Grecia – dove il primo ministro Tsipras ha di recente condotto una visita nei cantieri in Tracia – consentendo la realizzazione del Tap entro l'inizio del 2020. Secondo quanto reso noto dalla stessa società, i lavori per la posa del gasdotto sarebbero stati ultimati su circa un quarto del totale della rotta terrestre tra Grecia e Albania – per un totale di 219 chilometri su 765.

Una più complessa situazione caratterizza, invece, l'avvio dei lavori per la realizzazione dell'approdo del gasdotto in Italia, sulle coste pugliesi. Se la recente decisione della Procura della Repubblica di Lecce con la quale si richiedeva l'archiviazione di due indagini aperte tra il 2015 e 2016 a carico del Consorzio Tap – relative all'apertura del cantiere nell'area di Melendugno e alla procedura di concessione all'infrastruttura della positiva Valutazione d'Impatto Ambientale da parte del Ministero per lo Sviluppo – sembravano assicurare il via libera per i lavori, nuovi ostacoli di natura ambientale sono sorti nel corso dell'ultimo trimestre. Il primo di essi riguarda la sorte di circa 2.000 ulivi secolari che, in vista dei lavori di interrimento delle condutture, il Consorzio Tap si era impegnato a espiantare e ripiantare una volta ultimati i lavori, sotto la supervisione di

personale scientifico: ottenuto il via libera da parte del Ministero per lo Sviluppo economico, resta l'opposizione della Regione Puglia. In secondo luogo, una duplice bocciatura delle modalità di realizzazione dell'approdo del gasdotto sarebbe giunta, in dicembre, anche dalla Agenzia regionale pugliese per la prevenzione e la protezione ambientale (Arpa) che avrebbe sollevato obiezioni su due prescrizioni *ante-operam* attinenti ai materiali da utilizzare per le attività di scavo e perforazione, da un lato, e l'habitat e la vegetazione, dall'altro. La ferma opposizione degli enti territoriali locali alle modalità di collegamento del gasdotto Tap con la rete nazionale italiana nell'area di San Foca continua dunque a rappresentare una non irrilevante fonte di preoccupazione per gli *stakeholders* coinvolti nell'intera filiera di sviluppo del Corridoio meridionale dell'Ue, tra il Mar Caspio e l'Adriatico – tanto più in relazione al più deciso avanzamento del progetto in tutti i suoi diversi segmenti (cfr. § 3.2).

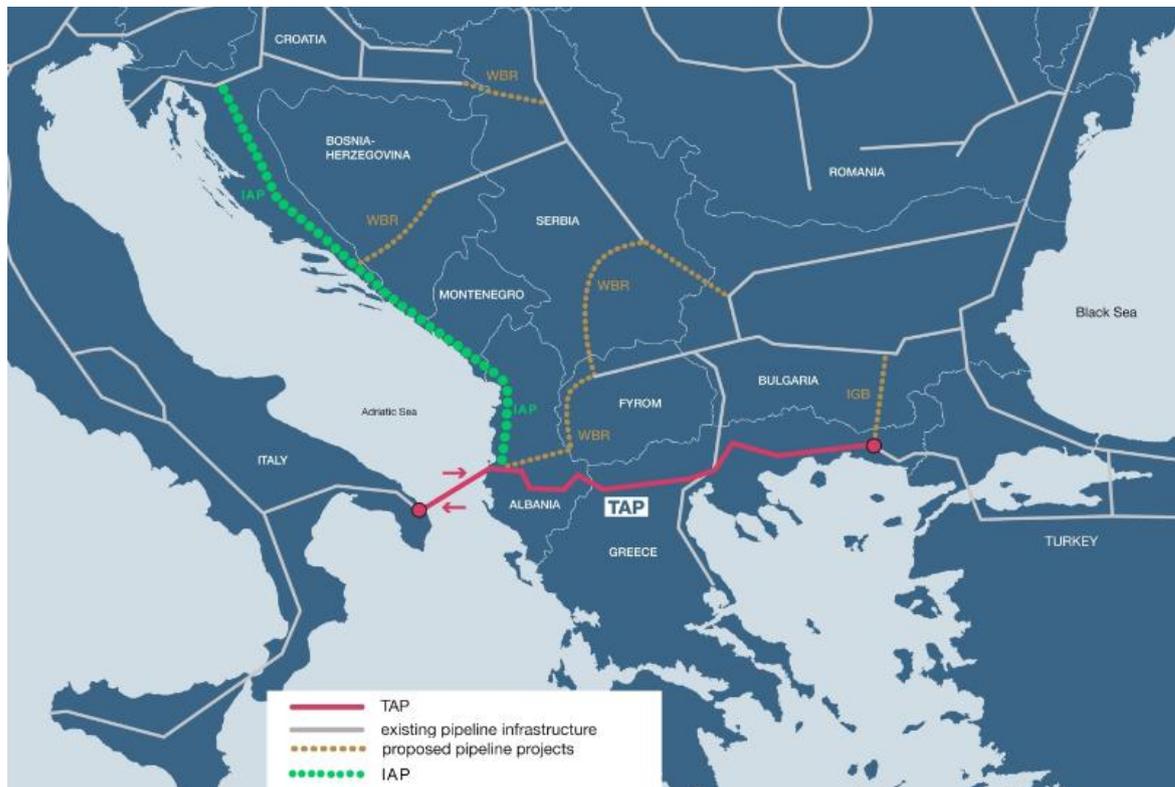
Su questo sfondo, l'avanzamento del processo di realizzazione del Tap e la rilevanza che l'infrastruttura va assumendo in una chiave multi-regionale nello scenario energetico europeo-meridionale sono testimoniati dall'avanzamento dei piani d'interconnessione al gasdotto nell'area danubiano-balcanica.

La prima possibile diramazione del Tap è quella che potrebbe collegare l'infrastruttura con l'Interconnettore Grecia-Bulgaria (Igb), gasdotto della capacità programmata di 4,3 Gmc/a per la realizzazione del quale una decisione finale sugli investimenti era stata siglata alla fine del 2015 dalla compagnia statale bulgara Beh (50%), da Edison (25%) e dalla greca Depa (25%). A fine novembre si è conclusa la seconda vincolante fase dei test di mercato lanciati dal consorzio promotore dell'Igb per l'acquisizione di parte della capacità di trasporto dell'infrastruttura (2,7 Gmc/a). Nella prima fase dei test, condotta la passata primavera, il consorzio aveva già ricevuto nove manifestazioni di interesse, provenienti da parte dei tre azionisti dello stesso, dell'austriaca Omv, della greca Gastrade, di Noble Energy e dell'azerbaigiana Socar. Stando a quanto riportato dal consorzio stesso, la seconda fase si sarebbe conclusa con la presentazione di cinque offerte vincolanti. La possibilità che l'Igb possa essere collegato al Tap e che, dunque, sia il gas estratto nell'*off-shore* azerbaigiano a garantire la maggior diversificazione del sistema di approvvigionamento bulgaro è stata esplicitamente richiamata, a fine settembre, in occasione della IV sessione della commissione intergovernativa economica bulgaro-azerbaigiana, tenutasi a Baku. Nell'occasione, il viceministro dell'Energia bulgaro Zhecho Stankov ha sottolineato come il partenariato tra i due paesi potrebbe consentire non soltanto di avviare flussi di importazione di gas dall'Azerbaigian alla Bulgaria attraverso il Corridoio meridionale, ma anche di permettere le esportazioni di gas attraverso quest'ultima e verso i paesi limitrofi – valorizzando il ruolo di entrambi i partner nello sviluppo dell'hub del gas balcanico.

Seconda possibile diramazione del Tap, più strettamente collegata allo sviluppo del gasdotto tra Grecia e Italia, è lo Ionian-Adriatic Pipeline (Iap), progetto di interconnessione della capacità massima programmata di 5 Gmc/a promosso dal governo croato e di recente oggetto di un Memorandum di intesa tra i governi di Croazia, Albania, Bosnia-Erzegovina e Montenegro (cfr. *Focus 26/2016*). Lo Iap è stato al centro dei colloqui tenutisi a Baku con i più alti rappresentanti istituzionali in occasione della visita

condotta, a fine ottobre, dal presidente croato Kolinda Grabar-Kitarovic.

FIG. 3.6 - I GASDOTTI TRANS-ADRIATIC PIPELINE, INTERCONNETTORE GRECIA-BULGARIA E IONIAN-ADRIATIC PIPELINE



Fonte: Tap

A dimostrazione del più ampio contesto di cooperazione all'interno del quale lo sviluppo dello Iap si colloca, i colloqui di Baku si sono incentrati anche sulla possibilità di coinvolgimento della compagnia statale azera Socar nei piani di sviluppo di impianti di rigassificazione sulla costa croata – prima ancora che sulla cooperazione nel comparto agricolo e del turismo. In particolare, la Grabar-Kitarovic avrebbe invitato la controparte azera a sviluppare congiuntamente il progetto di impianto Gnl sull'isola di Krk, con una capacità annua prevista tra i 4 e 6 Gmc/a. L'impianto potrebbe rappresentare una fonte di approvvigionamento alternativa al Tap per lo Ionian-Adriatic Pipeline – per la partecipazione alla cui costruzione Socar ha già manifestato il proprio interesse – così come sembrava potesse esserlo anche l'impianto di rigassificazione di Revithoussa, in Grecia.

PARTE II - APPROFONDIMENTI

PETRO-MONARCHIE DEL GOLFO E SICUREZZA ENERGETICA TRA STRATEGIE DI DIVERSIFICAZIONE E SFIDE FUTURE

*Fabio Indeo*¹

All'interno dello scenario energetico globale le petro-monarchie del Golfo – Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti (Eau), Qatar, Kuwait, Oman, e Bahrein – rivestono un ruolo di strategica rilevanza come principali fonti di approvvigionamento di petrolio e gas naturale per i mercati internazionali. Questi stati sono riuniti dal 1981 nel Consiglio di Cooperazione del Golfo (Gcc), un'organizzazione regionale che persegue finalità economiche e di cooperazione militare.

Per quanto concerne il petrolio, le petro-monarchie si collocano ai primi posti tra i maggiori esportatori mondiali e detengono alcune tra le più ingenti riserve, spesso con costi stimati di sfruttamento particolarmente bassi.

In questo gruppo l'Arabia Saudita mantiene il ruolo di leader indiscusso, mentre Eau, Kuwait e Qatar si collocano rispettivamente al terzo, quarto e quinto posto nella classifica dei principali esportatori di greggio al mondo². In termini di produzione assoluta di petrolio, l'Arabia Saudita si colloca al secondo posto con oltre 12 milioni di barili prodotti al giorno (Mbb/g)³, sorpassata solamente dagli Stati Uniti grazie anche al boom della produzione di petrolio non convenzionale e alla produzione di biocarburanti.⁴

Se si guarda alle riserve provate anziché alla produzione corrente, la situazione non cambia. Le petro-monarchie continuano ad avere un ruolo di strategica rilevanza: in ambito Opec, l'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio, nei primi dieci posti della classifica delle nazioni con le maggiori riserve, l'Arabia Saudita occupa il secondo posto (il primo è detenuto dal Venezuela), mentre Kuwait, Eau e Qatar si collocano rispettivamente alla quinta, sesta e nona posizione (Tabella 1).

¹ *Fabio Indeo*, Visiting Research Associate, Center for Energy Governance and Security, Seoul.

² L'Oman si colloca al sedicesimo posto tra i maggiori esportatori mondiali di petrolio, mentre il Bahrein è al 33° posto.

³ British Petroleum, Bp *Statistical Review of World Energy*, 2016, p. 8.

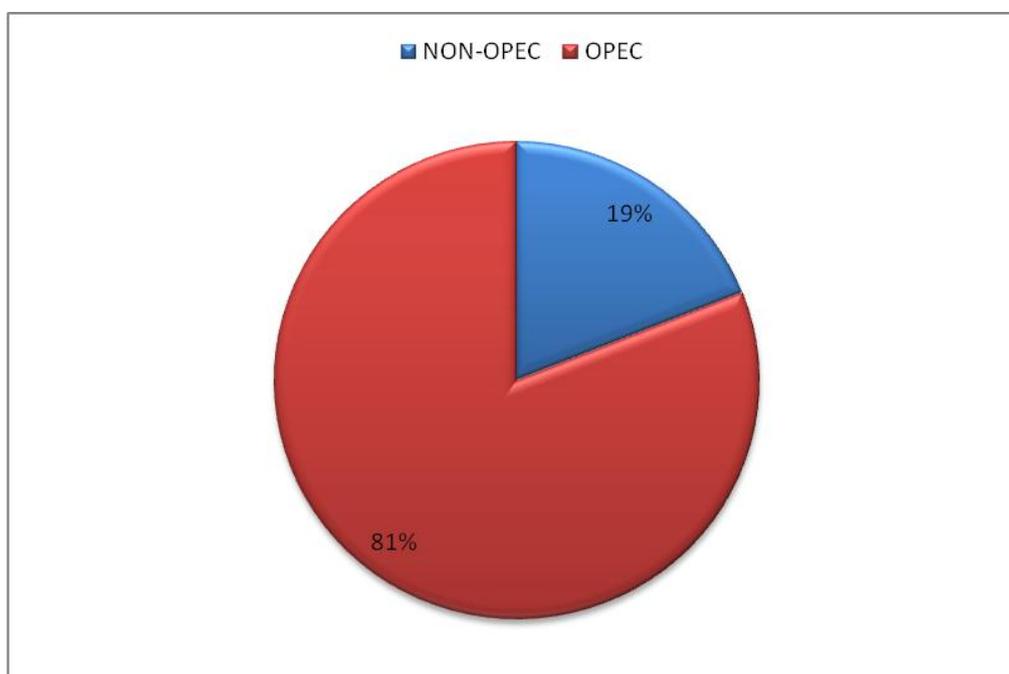
⁴ Tuttavia, a settembre 2016 Riyadh pare essersi ripresa il ruolo di leader mondiale di maggior produttore di petrolio (si veda: A. Rascouet, *Saudi Arabia Ousts U.S. as Biggest Oil Producer*, *IEA Says*, Bloomberg, 13 settembre 2016).

TAB. 1 – RISERVE PROVATE DI PETROLIO DELLE NAZIONE OPEC, 2015

	Mld di barili	% su totale OPEC
Venezuela	300,88	24,8%
Arabia Saudita	266,46	22%
Iran	158,4	13,1%
Iraq	142,5	11,7%
Kuwait	101,5	8,4%
Emirati Arabi Uniti	97,8	8,1%
Libia	48,36	4%
Nigeria	37,6	3,1%
Qatar	25,24	2,1%
Algeria	12,2	1%

Fonte: Opec

FIG. 1 – SUDDIVISIONE DELLE RISERVE DI PETROLIO TRA PAESI OPEC E NON-OPEC, 2015



Fonte: Opec

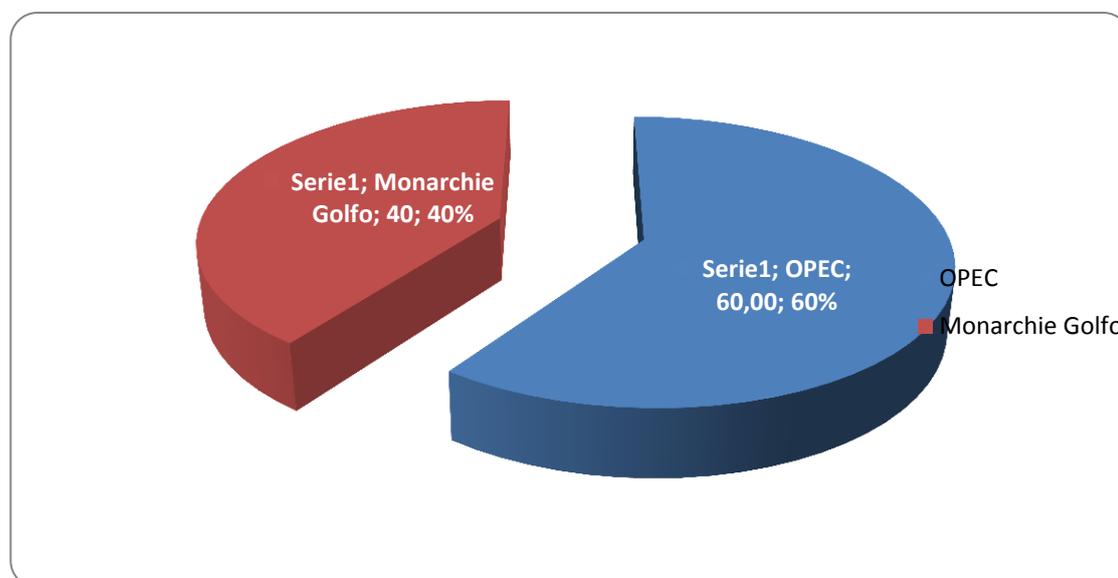
Per quanto concerne il gas naturale, il Medio Oriente dispone di oltre il 40% delle riserve mondiali di gas: il Qatar è attualmente la terza nazione al mondo per riserve di gas (24.000 Gmc) – nelle prime due posizioni vi sono Iran e Russia – mentre Arabia Saudita

(8.300 Gmc) ed Eau (6.100 Gmc) occupano rispettivamente il quinto e sesto posto.

Nel 2015 il Qatar ha confermato il suo ruolo di principale esportatore mondiale di Gnl, commercializzandone 104,4 Gmc. L'Australia, il secondo produttore mondiale di Gnl, ne esporta attualmente meno della metà (39,8 Gmc), sebbene sia anche vero che gli investimenti avviati negli ultimi anni potrebbero portarla a insidiare il ruolo del Qatar entro il 2020⁵.

In prospettiva, la regione mediorientale e le petro-monarchie in particolare potrebbero rivestire un ruolo strategico anche nel settore della produzione di energia solare, sfruttando la fortunata posizione geografica nella cosiddetta *sun belt*, dove una forte irradiazione solare garantisce un potenziale produttivo enorme⁶.

FIG. 3 – CONFRONTO TRA RISERVE PETROLIFERE DELLE MONARCHIE DEL GOLFO CON IL TOTALE RISERVE OPEC, 2015⁷



Fonte: Opec

Crescita della domanda globale e fornitori tradizionali

Data questa enorme disponibilità di riserve, le petro-monarchie del Golfo saranno capaci di supportare la prospettata crescita globale della domanda di greggio nei prossimi anni. Secondo lo scenario base elaborato dall'Energy Information Administration (Eia) nell'*International Energy Outlook* (Ieo) 2016, la domanda mondiale di petrolio crescerà di infatti 31 milioni di barili di petrolio al giorno entro il 2040. Attraverso investimenti

⁵ Bp (2016), pp. 20, 28.

⁶ *A Bright Future for Solar Power in the Middle East*, Stratfor, 22 aprile 2016.

⁷ Le petro-monarchie di Bahrein e Oman non aderiscono all'Opec.

finalizzati a incrementare la produzione, le nazioni Opec saranno in grado di produrre entro il 2040 13,2 Mbb/g di petrolio aggiuntivi, coprendo così quasi la metà del previsto aumento della domanda mondiale. All'interno dell'organizzazione le petro-monarchie giocheranno un ruolo chiave, poiché dovrebbero assicurare da sole un incremento della produzione pari a 12 Mbb/g, coprendo il 94% della crescita totale della produzione Opec di petrolio sull'intero periodo⁸.

Accanto all'Arabia Saudita e alle petro-monarchie, non va tuttavia sottovalutato il ruolo dell'Iraq, la cui produzione è aumentata in 4 anni (2011-2015) da 2,6 Mbb/g a oltre 4 Mbb/g. Nel solo 2015 la nazione si è resa protagonista di un incremento della produzione di 0,7 Mbb/g rispetto al 2014. Occorre tuttavia rilevare come le possibilità di sfruttare l'enorme potenziale (quinta nazione al mondo per riserve) sia condizionato dalle minacce alla stabilità e alla sicurezza degli approvvigionamenti legate alla presenza dello Stato islamico, che di fatto scoraggia gli investimenti internazionali e la realizzazione di infrastrutture di trasporto, costringendo il governo a rivedere le stime sulla produzione futura al ribasso. Solo nel 2013 le autorità irachene modificarono il target ufficiale di produzione per il 2017 da 12 Mbb/g a 9 Mbb/g. Nel 2016 le stesse autorità hanno dichiarato che l'obiettivo di produrre 9 Mbb/g verrà raggiunto solo nel 2020⁹.

Sfide future e diversificazione delle fonti energetiche

L'ambizione delle petro-monarchie di conservare il loro ruolo tradizionale nello scacchiere energetico globale appare ostacolato da una serie di fattori e di variabili che possono realmente influenzare le loro strategie energetiche nazionali. Una delle problematiche maggiori da affrontare nel medio e lungo termine è la crescita progressiva della domanda interna di energia, sebbene le monarchie arabe si trovino generalmente in una situazione migliore di quella di altri paesi produttori del Nord Africa e del Medio Oriente come Egitto o Algeria, dove la produzione è stagnante e i consumi interni in crescita (Tabella 2).

⁸ Energy Information Administration (Eia), *International Energy Outlook 2016*, pp. 27-28.

⁹ Eia, *Iraq*, 28 aprile 2016.

TAB. 2 - PRODUZIONE PETROLIFERA E DOMANDA INTERNA NELLE PETRO-MONARCHIE
MEDIORIENTALI E IN NORD AFRICA

	Produzione petrolifera 2010	Produzione petrolifera 2015	Variazione percentuale 2010-2015	Consumi interni	Consumi interni 2015	Variazione percentuale 2010-2015
	(in migliaia di barili/giorno)			(in migliaia di barili/giorno)	(in migliaia di barili/giorno)	
Bahrein	47	64	36,1%	45	50	11,1%
Oman	865	952	10%	150	172	14,6%
Arabia Saudita	10007	12014	20%	2812	3895	38,5%
Eau	2849	3902	36,9%	682	901	32,1%
Qatar	1569	1898	20,9%	220	324	47,2%
Kuwait	2508	3096	23,4%	413	531	28,5%
Algeria	1689	1586	-6,1%	327	422	29,05%
Libia	1659	432	-73,9%	331	242	-26,89%
Egitto	725	723	-0,28%	766	824	7,57%

Fonte: Bp (2010, 2016); Indexmundi

Tuttavia, le stime dello scenario di riferimento contenuto nello Ieo 2016 prevedono entro il 2040 una crescita della domanda mediorientale di energia di 5,5 Mbb/g – passando da 7,7 Mbb/g a 13,2 Mbb/g – sostenuta da una crescita demografica notevole e dall'aumento dei salari. Le parziali riforme delle politiche di sussidio al consumo di energia dovrebbero solo in parte contrastare questa tendenza¹⁰.

L'enorme crescita della domanda interna di energia impone ai paesi mediorientali produttori di petrolio di adottare importanti decisioni e cambiamenti della politica energetica, ossia modificare il paniere energetico per la produzione di energia elettrica attraverso l'utilizzo di fonti alternative come il gas naturale, l'energia solare, l'energia nucleare e la produzione di idrocarburi non convenzionali (*tight oil* e *shale gas*). Questa diversificazione consentirebbe di destinare la produzione di petrolio alle esportazioni, economicamente più redditizie, dato il basso costo di produzione e l'auspicabile ripresa dei prezzi nei mercati internazionali, utilizzando le altre fonti di energia per coprire i consumi interni.

¹⁰ Eia (2016), p. 24.

Secondo l'Eia, tra le petro-monarchie del Golfo gli Emirati Arabi Uniti godono delle maggiori riserve di *tight oil* – 22,6 miliardi di barili, le seste al mondo – e di consistenti riserve di *shale gas* (5.800 Gmc); anche l'Oman disporrebbe di un buon potenziale energetico non convenzionale (6,2 miliardi di barili di *tight oil* e 1.300 Gmc di *shale gas*)¹¹.

Tuttavia, sarebbe ancora una volta l'Arabia Saudita a detenere le riserve potenzialmente più promettenti, circa 17.000 Gmc di *shale gas* (le quinte maggiori al mondo e circa il doppio delle riserve di gas convenzionale). La compagnia nazionale Saudi Aramco ha investito 14 miliardi di dollari per attività di esplorazione e prospezione alla ricerca di riserve di *shale gas* in tre differenti bacini energetici del paese, ottenendo risultati promettenti in modo particolare nel bacino gasifero di Jafurah, situato a sudest di Ghawar, il maggior giacimento petrolifero mondiale¹². Agli inizi del 2016, l'amministratore delegato dell'Aramco, Amin Nasser, ha pubblicamente affermato che entro un decennio verrà raddoppiata la produzione nazionale di gas naturale e circa un quinto proverrà da gas non convenzionale.

L'opzione dell'energia nucleare come fonte per diversificare il paniere energetico viene seriamente presa in considerazione dagli Emirati Arabi Uniti e dall'Arabia Saudita, mentre Kuwait, Oman e Qatar hanno accantonato i loro programmi nucleari a seguito dell'incidente nucleare alla centrale nipponica di Fukushima nel 2011. In particolare, la prima centrale nucleare della regione sarà realizzata negli Eau. La centrale di Barakah – costo stimato 20 miliardi di dollari – è il progetto faro del programma emiratino per la produzione di energia elettrica dal nucleare, con una capacità di 5,6 gigawatt (GW) suddivisa in diverse unità: entro il 2017 dovrebbe essere completata la prima fase e iniziare la produzione di energia elettrica, mentre gli altri reattori dovrebbero essere installati entro il 2020: a quel punto la centrale sarà capace di soddisfare un quarto dei consumi elettrici del paese.

Anche l'Arabia Saudita sta portando avanti un ambizioso e costoso programma nucleare – si parla di 80 miliardi di dollari – con l'installazione entro il 2032 di 16 reattori nucleari, capaci di produrre 17 GW e soddisfare il 15% dei consumi elettrici nazionali. Il primo reattore entrerà in funzione nel 2022¹³.

L'utilizzo dell'energia solare, prodotta attraverso la combinazione delle tecnologie più moderne, dal fotovoltaico al solare termodinamico o a concentrazione, è parimenti essenziale per nazioni come l'Arabia Saudita, il Kuwait ed gli Eau, che utilizzano petrolio e gas come componente fondamentale all'interno del loro mix energetico. Nella produzione di energia pulita per soddisfare la crescente domanda interna, gli Eau si pongono come capofila regionale: nell'emirato di Abu Dhabi, la centrale fotovoltaica di Masdar (10 MW) produrrà elettricità pulita per coprire totalmente i consumi dell'omonima città, mentre l'impianto solare di Shams 1 (con una capacità di 100 MW) permetterà di produrre il 7% del fabbisogno energetico di Abu Dhabi da energia solare, che diventerà il 25% nel 2030

¹¹ Eia, *World Shale Resource Assessments, UAE and Oman*, 2014.

¹² M. Thomas, *Saudi Shale Drive Powers Up*, E&P, 22 giugno 2016.

¹³ C. Nakhle, *Nuclear's energy future in the Middle East and North Africa*, Carnegie Middle East Center, 28 gennaio 2016.

con l'apporto di altri progetti in cantiere nel settore delle rinnovabili. Nell'emirato di Dubai, invece, le autorità locali hanno intrapreso la realizzazione di quello che viene considerato il più grande progetto basato sull'energia solare dell'intero Medio Oriente, con l'installazione di 88mila pannelli solari sui tetti degli edifici, nell'ambito dell'iniziativa Shams Dubai¹⁴.

Anche Kuwait e Qatar perseguono politiche energetiche basate sul crescente ricorso alle rinnovabili, pianificando di coprire rispettivamente il 15% e il 20% dei loro consumi attraverso energia solare ed eolica entro il 2030: nel 2017 verrà completata la prima fase del parco energetico di Al-Shagaya (capacità di 2 GW, combinazione di solare ed eolico) in Kuwait¹⁵.

L'Arabia Saudita ha invece rivisto gli ambiziosi piani iniziali, che prevedevano la realizzazione di centrali solari per la produzione di 41 GW capaci di coprire – combinati con il contributo dell'energia eolica (9 GW) e di altre rinnovabili (4 GW) – il 50% del fabbisogno nazionale di energia elettrica.

Nella nuova versione del documento “Saudi Arabia Vision 2030” il target delle rinnovabili è stato ridotto a 9 GW entro il 2023, senza specificare l'apporto dell'energia solare¹⁶. Nel giugno 2016, il nuovo ministro saudita dell'energia ha motivato questo cambio di rotta come la conseguenza dei bassi prezzi del petrolio e per il crescente apporto del gas naturale nella produzione di energia elettrica. Considerando che l'Arabia Saudita – quinta nazione al mondo per riserve ma con un potenziale non ancora pienamente sviluppato – dovrebbe raddoppiare la produzione di gas entro il 2040 (106 Gmc nel 2015, interamente destinati a soddisfare la domanda interna), si è scelto di ridurre la futura produzione di energia da fonti rinnovabili per soddisfare i consumi interni¹⁷.

Sicurezza energetica e vulnerabilità: il *chokepoint* di Hormuz e la sfida della “*shale revolution*”

La dipendenza dal transito attraverso la strozzatura (*chokepoint*) di Hormuz delle esportazioni di petrolio e gas naturale e la mancanza di adeguate rotte d'esportazione alternative costituiscono un ulteriore elemento di vulnerabilità che impatta negativamente sulla sicurezza energetica dei paesi produttori mediorientali. Le rotte marittime d'esportazione rivestono un ruolo fondamentale nella sicurezza degli approvvigionamenti globali di energia, basti pensare che circa il 63% della produzione mondiale di petrolio viene mossa attraverso vie marittime e il 28% delle esportazioni mondiali di gas naturale avviene mediante navi metaniere¹⁸.

L'importanza strategico-energetica dello stretto di Hormuz si evince dalle cifre:

¹⁴ Middle East Solar Industrial Association, *Middle East Solar Outlook*, 2016, p. 5; *UAE Interact*, *Dubai Launches Largest Solar Project In Middle East*, 6 ottobre 2016.

¹⁵ Middle East Solar Industrial Association (2016), pp. 5-8.

¹⁶ *Saudi Arabia Vision 2030*, p. 49.

¹⁷ W. Mahdi, V. Nereim, *Saudi Arabia Scales Back Renewable Energy Goal to Favor Gas*, Bloomberg, 7 giugno 2016.

¹⁸ US Eia, *World Oil Transit Chokepoints*, 2014; Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (Giignl), *The LNG Industry, Annual Report 2016*.

attraverso questo *chokepoint* transitano quotidianamente 17 milioni di barili di petrolio, che rappresentano il 30% del traffico mondiale di petrolio. L'85% di questo traffico percorre una direttrice orientale, verso i mercati di India, Cina, Corea del Sud e Giappone, a loro volta fortemente dipendenti dalle importazioni di petrolio provenienti dal Medio Oriente.

Il problema principale è legato alla mancanza di una strategia di diversificazione geografica delle rotte d'esportazione, in quanto la potenziale chiusura dello stretto di Hormuz – legato ad un eventuale deterioramento delle relazioni tra Iran ed Arabia Saudita, o a un attentato terrorista alle infrastrutture esistenti – rappresenterebbe una seria minaccia alla sicurezza energetica globale, che si ripercuoterebbe – data la condizione di interdipendenza esistente – in egual misura sia sui paesi esportatori e sia sui mercati di consumo.

Tra le petro-monarchie, solo Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti hanno realizzato degli oleodotti alternativi che permettono di evitare Hormuz in caso di chiusura, mentre Kuwait, Qatar (e Iran) sia per le esportazioni petrolifere che per quelle di Gnl sono totalmente dipendenti dal transito attraverso Hormuz.

L'oleodotto Petrolina (o oleodotto est-ovest) consente all'Arabia Saudita di commercializzare il 25% delle proprie esportazioni attraverso il Mar Rosso, bypassando Hormuz. L'infrastruttura ha una capacità nominale di 4,8 Mbb/g ed è composta da due tubi: il primo ha una capacità nominale di 3 Mbb/g ma ne trasporta attualmente solo 2 Mbb/g, mentre il secondo opera come gasdotto, anche se in caso di necessità potrebbe essere riconvertito ad uso petrolifero con una capacità nominale di 1,8 Mbb/g.

Attraverso il territorio della monarchia saudita esistono sulla carta altri due corridoi – l'oleodotto che trasportava petrolio iracheno (1,65 Mbb/g) al porto di Mu'ajjiz sul Mar Rosso e l'oleodotto transarabico che conduce alla città libanese di Sidone. Entrambi permetterebbero di bypassare Hormuz, ma non sono operanti a causa di rivalità e tensioni politiche tra gli stati e per la condizione di latente instabilità nel percorso che non ricade in territorio saudita.

Gli Eau hanno invece realizzato l'Abu Dhabi Crude Oil Pipeline (Adcop) che consente di evitare il transito attraverso Hormuz convogliando le esportazioni sul porto omanita di Fujairah. Questo oleodotto ha una capacità nominale di 1,5 Mbb/g, che teoricamente garantiscono agli Eau di disporre di una rotta alternativa capace di trasportare il 50% del volume attuale delle loro esportazioni. Anche se le autorità locali hanno pianificato di estenderne la capacità di trasporto a 1,8 Mbb/g, attualmente questo oleodotto viene utilizzato solo in parte (0,6 Mbb/g)¹⁹.

¹⁹ Abu Dhabi Crude Oil Pipeline (Adcop), official website, www.ipic.ae.

FIG. 4 - LO STRETTO DI HORMUZ



Fonte: Eia (2014)

La condizione di vulnerabilità appare quindi evidente: nell'ipotesi di chiusura di Hormuz, dei 17 Mbb/g di petrolio che transitano normalmente, solo 2,6 Mbb/g raggiungerebbero i mercati internazionali. Anche ipotizzando lo sfruttamento dell'intera capacità di trasporto via terra oggi esistente si raggiungerebbero appena i 6,3 Mbb/g, ovvero il 30% circa del normale traffico. Il blocco di oltre 10 Mbb/g, oltre il 10% della produzione mondiale, avrebbe un immediato e significativo impatto sui mercati internazionali.

Per il gas la situazione è ancora peggiore dato che non esiste nessuna rotta alternativa: nel caso di chiusura di Hormuz il Qatar (primo esportatore al mondo di Gnl) vedrebbe azzerate le sue esportazioni (106,4 Gmc nel 2015), facendo mancare sui mercati internazionali il 32% dell'offerta globale di Gnl²⁰.

Il successo della "shale revolution" negli Stati Uniti e il conseguente incremento della produzione di petrolio e gas non convenzionale rappresentano una seria minaccia per i produttori mediorientali e per le petro-monarchie. La minore dipendenza degli Stati Uniti dalle importazioni di idrocarburi riduce infatti la rilevanza strategica dei produttori mediorientali.²¹

Considerato il volume delle esportazioni, Arabia Saudita e Kuwait appaiono le prime

²⁰ Giignl, *The LNG Industry, Annual Report 2016*.

²¹ A. Khalil, *Is shale oil revolution threatening Gulf exports?*, Middle East Online, 24 settembre 2013; L. Maugeri, *The Shale Oil Boom: A U.S. Phenomenon*, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, giugno 2013.

“vittime” della competizione energetica con gli Stati Uniti, verso i quali è tradizionalmente diretto il 20% delle loro esportazioni. Oltre alla componente economica, non vanno dimenticate le considerazioni di natura geopolitica, che potrebbero spingere Washington ad un progressivo disimpegno da una regione considerata non più importante dal punto di vista militare. Le prime esportazioni di Gnl statunitense verso l'Europa iniziano inoltre a colpire il Qatar, che commercializza nella Ue il 20% delle sue esportazioni.

La decisione araba di non ridurre la produzione di petrolio, in modo tale da abbassare il prezzo del barile e rendere antieconomica la produzione di *shale oil* statunitense si è rivelata in parte controproducente nel medio termine in quanto ha drasticamente ridotto i margini di guadagno delle petro-monarchie, che hanno dovuto ricorrere significativamente alle riserve finanziarie accumulate nel corso degli anni precedenti.

In prospettiva, per le petro-monarchie l'alternativa principale resta quella dei mercati asiatici, che sono cresciuti molto negli ultimi vent'anni e che dovrebbero continuare a trainare la domanda mondiale di energia nel medio e lungo periodo. Tuttavia, data la natura globalizzata del mercato petrolifero e la tendenza alla de-regionalizzazione di quello del gas, la speranza di ottenere prezzi elevati dai consumatori orientali appare, almeno nell'immediato, alquanto remota.

Conclusioni

Le difficoltà e i tempi lunghi per attuare un concreto processo di decarbonizzazione su scala globale consentiranno ai produttori mediorientali di petrolio di recitare un ruolo importante sui mercati energetici anche nei prossimi anni.

Data l'importanza delle sfide future, le petro-monarchie hanno da tempo intrapreso una coerente e saggia strategia di diversificazione del mix energetico, anche se con risultati differenti. Gli Eau sembrano la nazione maggiormente propensa ad investire sulle fonti alternative per ridurre la dipendenza dal petrolio, agevolati dal fatto di poter beneficiare anche di importanti riserve di idrocarburi non convenzionali e di poter sfruttare l'elevato potenziale garantito dall'energia solare. Il potenziamento dell'oleodotto Adcop permetterà all'emirato di non restare imbrigliato in un'eventuale contesa geopolitica che renda insicure le rotte di approvvigionamento energetico attraverso Hormuz.

Il recente accordo in ambito Opec per un taglio della produzione, in modo da determinare un innalzamento dei prezzi del barile, sembra colpire soprattutto i sauditi, che hanno accettato un taglio di 0,5 Mbb/g. Tuttavia, il vero punto di forza di Riad per il futuro è legato all'incremento della produzione di gas naturale che – combinato con un eventuale produzione di energia elettrica “pulita” dal solare o dal nucleare – consentirebbe di soddisfare gran parte della domanda interna, per la quale si utilizza attualmente petrolio. Infatti, oltre un terzo (quasi 4 Mbb/g) della produzione saudita di petrolio è destinato ai consumi interni: l'utilizzo di altre fonti permetterebbe di liberare volumi aggiuntivi per l'esportazione senza un incremento della stessa.

La probabile politica energetica del nuovo presidente statunitense Trump sembra puntare in maniera decisa sulla produzione di idrocarburi non convenzionali, accentuando

la rivalità economica e geopolitica con le petro-monarchie. Ne consegue che i mercati asiatici rappresentano l'opzione più favorevole verso la quale indirizzare le esportazioni dei produttori mediorientali, in quanto le previsioni di crescita della domanda – solo la Cina necessiterà di 6,6 Mbb/g aggiuntivi entro il 2040 – permetteranno di preservare gli importanti introiti derivanti dalla vendita di idrocarburi.

IL POTENZIALE ENERGETICO DEL BACINO DEL LEVANTE E IL RUOLO DI ISRAELE COME FORNITORE DI ENERGIA

Fabio Indeo

Nel corso degli ultimi sei anni, i ritrovamenti di rilevanti giacimenti di gas naturale nelle acque del Mediterraneo orientale hanno di fatto rafforzato l'importanza strategica di questa regione secondo una prospettiva di sicurezza energetica regionale.

Geologicamente parlando, il Mediterraneo orientale è composto da sei bacini energetici: bacino di Cipro, Alto Eratostene, bacino di Latakia, bacino del Levante, bacino della Giudea e bacino del Delta del Nilo. Questi bacini sono divisi tra Cipro, Egitto, Israele, Libano, Siria e Turchia. Le complicate relazioni politiche tra questi paesi rendono problematico uno sviluppo integrato delle risorse naturali presenti nella regione.

In termini di potenziali riserve energetiche, il bacino del Levante appare uno tra i più promettenti: le stime riportate nel 2010 dall'US Geological Survey sulle riserve marine (*off-shore*) – riviste nel 2013 – evidenziavano la presenza di un potenziale di idrocarburi pari a 3.400 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas naturale e 1.689 milioni di barili di petrolio¹.

Se consideriamo le stime inerenti il bacino del delta del Nilo (6.300 Gmc) – parzialmente confermate con la scoperta nel 2015 del giacimento di Zohr nell'*off-shore* egiziano, che dovrebbe contenere da solo 850 Gmc di gas naturale – e quelle del Mare Egeo (da 2.000 a 4.000 Gmc), il Mediterraneo orientale dovrebbe racchiudere complessivamente almeno 10.000 Gmc di riserve gassiere inesplorate².

Dal citato rapporto del 2010 emergeva inoltre come l'*off-shore* israeliano contenesse le maggiori riserve di gas del bacino del Levante, ovvero 1.000 Gmc e altri 400 Gmc potenzialmente recuperabili: gli effettivi ritrovamenti nelle acque territoriali israeliane hanno contribuito a dare concretezza alle stime, rafforzando le ambizioni del governo di Tel Aviv, che punta a raggiungere una condizione di maggiore sicurezza energetica attraverso lo sfruttamento di queste risorse presenti nei fondali marini.

Verso l'autosufficienza energetica

Nonostante le prime esplorazioni dei fondali del Mediterraneo orientale risalgano agli anni sessanta-settanta del secolo scorso, i primi rilevanti giacimenti di gas naturale vennero scoperti in Israele soltanto tra il 1999 e il 2000: Noa, Mari-B e il giacimento nelle acque prospicienti la Striscia di Gaza.

¹ US Geological Survey, *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resource of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean*, 2010; Energy Information Administration, *Overview of Oil and Natural Gas in the Eastern Mediterranean region*, Eia, Updated August 15, 2013.

² US Geological Survey (2010).

La scoperta dell'importante giacimento di Tamar nel 2009 (con riserve pari a 280 Gmc) e soprattutto di Leviatano nel 2011 (623 Gmc, il più grande del Mediterraneo orientale prima della scoperta di Zohr) cambiarono tuttavia le carte in tavola e la visione del potenziale energetico della regione. A quelle si aggiunse – sempre nel 2011 – la scoperta del giacimento cipriota di Afrodite, le cui riserve furono inizialmente stimate in 140 Gmc, poi ridotte a 127 Gmc.

TAB. 1 - GIACIMENTI SOTTOMARINI DI GAS NATURALE SCOPERTI
IN ISRAELE E NELLA STRISCIA DI GAZA

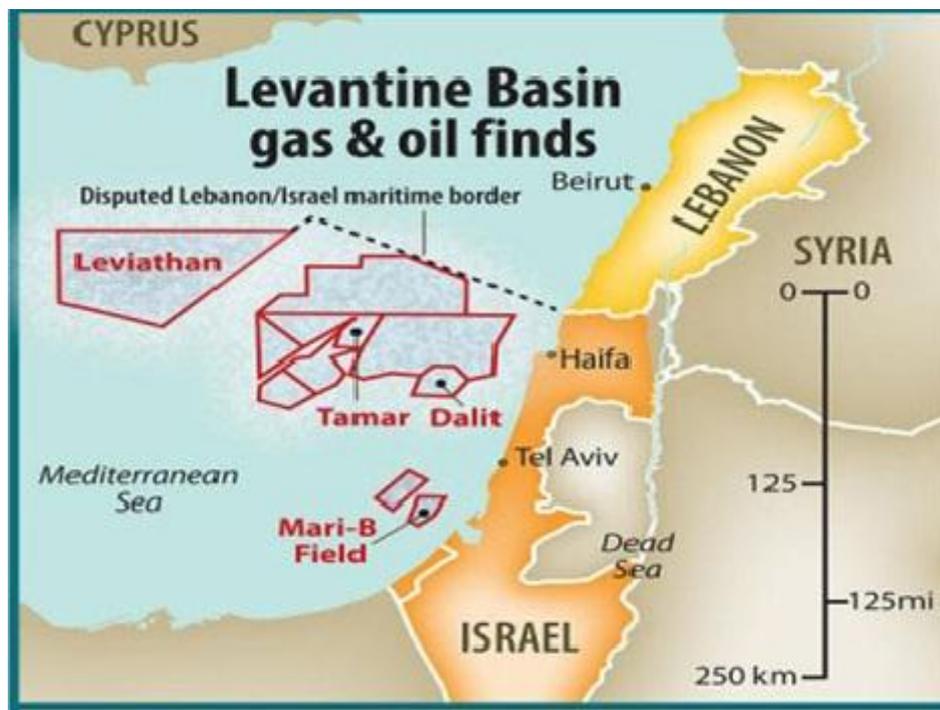
Nome del giacimento	Anno di scoperta	Riserve stimate	Anno di avvio della produzione
Noa	1999	1 Gmc	2012
Mari-B	2000	42 Gmc	2004-2013
Dalit	2009	14 Gmc	2013
Tamar	2009	280 Gmc	2013
Leviatano	2010	622 Gmc	2019
Dolphin	2011	2 Gmc	Non disponibile
Shimshon	2012	8 Gmc	Non disponibile
Tanin	2012	33 Gmc	Non disponibile
Karish	2013	50 Gmc	Non disponibile
Tamar Southwest	2013	19 Gmc	Non disponibile
Royce	2014	90.5 Gmc	Non disponibile
Daniel East e Daniel West	2016	254 Gmc	Non disponibile
Gaza Marine	2000	28 Gmc	Non disponibile

Fonte: Energy Information Administration (Eia)

Questa enorme disponibilità di riserve potrebbe permettere a Israele di godere per decenni di una condizione di autosufficienza energetica, coprendo la prospettata crescita della domanda interna di gas dagli attuali 8,3 Gmc a 18-20 Gmc nel 2030, quando secondo le previsioni delle autorità nazionali il gas naturale garantirà il 70% nella produzione di energia elettrica e soddisferà metà della domanda energetica nazionale complessiva³.

³ Natural Gas Authority, *The Natural Gas Industry in Israel*, Ministry of National Infrastructures, Energy and Water Resources, State of Israel, May 2013, disponibile online: <http://energy.gov.il/Subjects/NG/Documents/NGpresentation.pdf>.

FIG. 1 - I GIACIMENTI ISRAELIANI NEL BACINO DEL LEVANTE



Fonte: Noble Energy

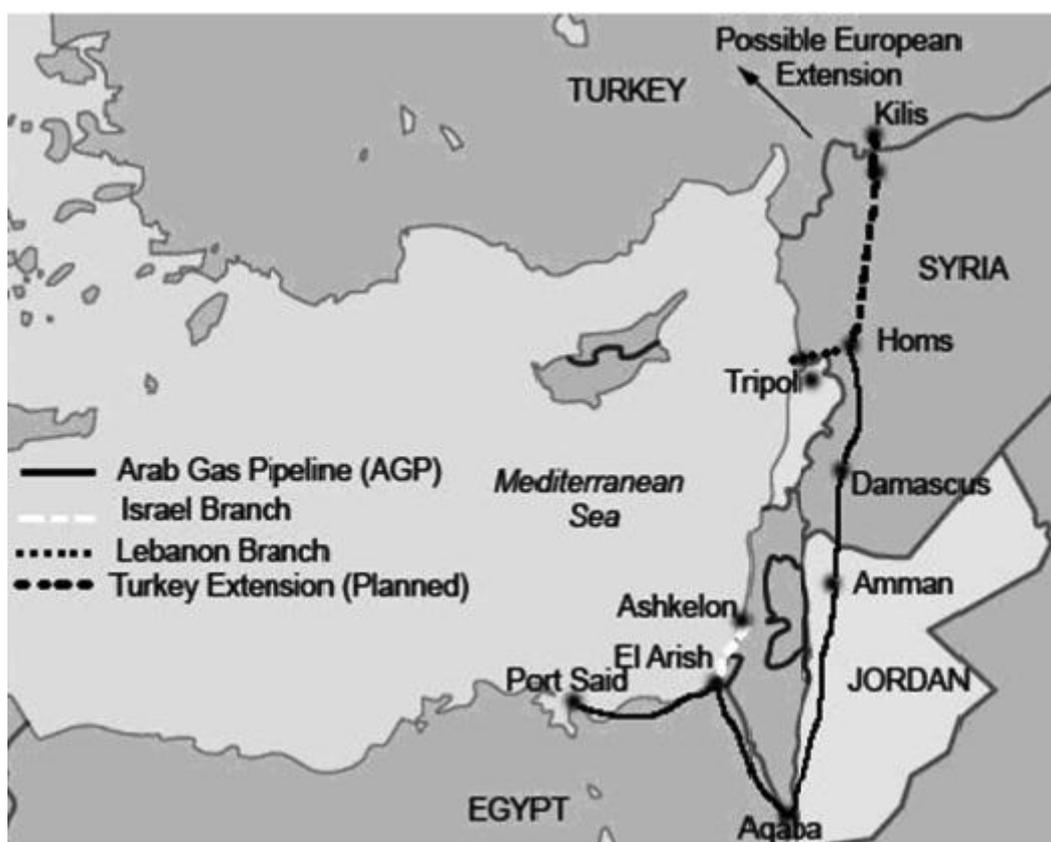
In ambito nazionale, lo sfruttamento di queste riserve *off-shore* sta consentendo a Israele di rafforzare la propria sicurezza energetica: considerato lo scacchiere geopolitico regionale composto da stati arabi formalmente ostili, Israele appare ora capace di garantirsi la sicurezza e la regolarità degli approvvigionamenti, riducendo la dipendenza dalle importazioni dall'esterno e non dovendo quindi più soggiacere alla minaccia di potenziali interruzioni. Infatti, sino al 2010 Israele soddisfaceva la propria ridotta domanda interna di gas con la produzione del giacimento domestico di Mari-B e con le importazioni dall'Egitto – che coprivano il 40% dei consumi nazionali – attraverso il gasdotto Arish-Askelon, una diramazione del gasdotto principale Arab Gas Pipeline. Lo scoppio delle “primavere arabe”, l'instabilità nella regione del Sinai e i frequenti attacchi e sabotaggi delle condutture provocarono tuttavia la chiusura del gasdotto israelo-egiziano, evidenziando la condizione di vulnerabilità per la sicurezza energetica israeliana.

A partire dal 2013, con l'avvio del giacimento di Tamar, Israele dispone di una produzione domestica capace di coprire la quasi totalità della domanda interna, riducendo sostanzialmente l'apporto delle importazioni attraverso il terminal di rigassificazione inaugurato nelle acque prospicienti la città di Hadera. Nel biennio 2013-2015 il giacimento

di Tamar ha prodotto 20 Gmc di gas naturale e quando la produzione sarà a pieno regime si estrarranno 10 Gmc all'anno⁴.

L'avvio della fase di produzione e di commercializzazione dei vari giacimenti marini è destinata ad avere positive e profonde implicazioni sulla politica energetica nazionale, in quanto, oltre alla maggiore autosufficienza energetica, per Israele si profila la possibilità concreta di ergersi a esportatore, in ambito sia regionale sia internazionale, considerato l'ammontare delle riserve e l'ampiezza limitata della domanda interna, che da sola poco giustifica l'avvio di grandi progetti infrastrutturali.

FIG. 3 - IL GASDOTTO ARISH-ASKELON E L'ARAB GAS PIPELINE



Fonte: Oilprice

Dopo due anni di dibattiti e discussioni condotte nell'ambito del comitato di nomina governativa Tzemach, nel giugno 2013 il governo israeliano ha enunciato le linee direttive della propria politica energetica nazionale, decidendo di allocare il 40% delle riserve

⁴ Delek Drilling, "Tamar Gas Field", online, <http://www.delekdrilling.co.il/en/project/tamar-gas-field>.

esistenti per le esportazioni e il 60% per soddisfare i consumi interni, soluzione che garantirà 30 anni di autosufficienza energetica sul fronte metanifero⁵.

Il sostanziale ribaltamento rispetto alle posizioni iniziali – maggiormente propense a incrementare le esportazioni – riflette la volontà politica del governo di Tel Aviv di privilegiare la sicurezza energetica nazionale, anche se permane l'obiettivo di intraprendere una strategia di esportazione che consenta maggiori introiti e un crescente peso geopolitico regionale.

Israele come *supplier* energetico regionale?

Nel maggio 2016 il governo israeliano ha finalmente autorizzato le compagnie del consorzio incaricate dello sviluppo di Leviatano – Delek Group (che detiene il 44% delle quote), Noble Energy Mediterranean Ltd. (39%) e Ratio Oil Exploration Lp (15%) – a iniziare lo sviluppo del mega-giacimento, prevedendo che le esportazioni possano cominciare nel 2019. Questa decisione ha risolto i nodi legali avanzati dall'autorità antitrust israeliana, che di fatto ha ritardato di 18 mesi lo sviluppo di Leviatano, obbligando i due principali azionisti del consorzio a cedere parte delle loro quote nei giacimenti minori di Tamar, Karish e Tanin.

Il piano di sviluppo del giacimento di Leviatano prevede due fasi. Nella prima fase parte della produzione verrà destinata alla domanda interna e parte all'esportazione verso Giordania ed Egitto, mentre nella seconda i volumi di gas estratti verranno esportati verso la Turchia.

Nella prima fase il consorzio s'impegnerà nell'attività di ricerca e produzione e nella realizzazione di un'unità galleggiante di stoccaggio temporaneo (*Floating Production Storage and Offloading*, Fpso) dal costo stimato di 6 miliardi di dollari, mentre la compagnia Shell realizzerà 450 km di condotte sottomarine sino al terminal di egiziano di Idku, gestito dalla medesima compagnia anglo-olandese⁶.

Cisgiordania, Giordania ed Egitto rappresentano mercati particolarmente appetibili in questa prima fase, in quanto geograficamente vicini, accessibili con l'utilizzo dei gasdotti già esistenti e con la realizzazione di nuove infrastrutture non eccessivamente costose (gasdotti o terminal Gnl), e con una domanda interna da soddisfare.

Sul fronte delle relazioni israelo-palestinesi, nel 2014 Israele ha siglato con l'Autorità Nazionale Palestinese (Anp) un accordo per fornire 4,75 Gmc/a di gas alla Cisgiordania per 20 anni, anche se il gasdotto di connessione non è stato ancora realizzato; mentre la situazione di stallo inerente il progetto di un gasdotto israeliano verso la Striscia di Gaza sostanzialmente riduce le possibilità di uno sfruttamento congiunto (o anche solo da parte di Hamas) del giacimento di Gaza Marine (28 Gmc di riserve), che potrebbe invece essere utilizzato per produrre elettricità da destinare ai consumi palestinesi e intavolare una

⁵ N. Sachs e T. Boersma, *The Energy Island: Israel Deals with its Natural Gas Discoveries*, Brookings Policy Paper, 35, 2015, pp. 5-6, 12-13.

⁶ "Israeli Partners Line Up Tamar, Leviathan Rig", *Natural Gas Europe*, 17 giugno 2016, disponibile online: <http://www.naturalgaseurope.com/tamar-expansion-drilling-is-expected-by-the-end-of-the-year-30151>.

cooperazione energetica tra le due parti in conflitto con eventuali benefici nella sfera politica. Dopo la scoperta dei ricchi giacimenti nelle proprie acque territoriali, Israele non ha più interesse a sviluppare Gaza Marine, e le tensioni politiche tra il governo di Tel Aviv e Hamas di fatto congelano le prospettive inerenti questo giacimento⁷.

Con la Giordania sono stati siglati due accordi che prevedono l'esportazione di gas israeliano: nel 2014 la Noble Energy ha stipulato un accordo con due compagnie giordane (Arab Potash Company e Jordan Bromine Company) per fornire loro 1,8 Gmc di gas all'anno per 15 anni dal giacimento di Tamar, esportazioni che dovrebbero iniziare alla fine del 2016; mentre il 26 settembre 2016 il consorzio di Leviatano ha siglato un contratto di fornitura di 15 anni con la compagnia elettrica nazionale giordana Nepco per un valore totale di 45 Gmc e un controvalore economico complessivo di 10 miliardi di dollari. Il trasporto del gas avverrà attraverso un gasdotto, ancora da realizzare, di connessione con il confine giordano⁸. Ciononostante, occorre ricordare come nel 2014 venne siglato un *memorandum of understanding* su un progetto analogo, di fatto congelato per la forte opposizione politico-ideologica di alcuni partiti e dell'opinione pubblica giordana contro un accordo che prevedeva l'acquisto di gas israeliano, minando di fatto la valenza strategica per Israele di questa rotta regionale d'esportazione⁹.

Considerata la crescente domanda interna e la produzione stagnante che caratterizza l'Era post Mubarak, l'Egitto – sino al 2011 esportatore netto di gas naturale – rappresenta un ideale mercato di sbocco per le esportazioni israeliane, anche se la scoperta del giacimento di Zohr costringe di fatto Israele e le compagnie del consorzio Leviatano e Tamar a rivedere i loro programmi (cfr. *Focus 23-24/2016*).

Infatti, i due consorzi israeliani hanno siglato negli anni diverse partnership energetiche con le compagnie internazionali che gestiscono i due terminal di rigassificazione egiziani di Idku (British Gas, ora parte di Shell) e Damietta (Union Fenosa) – attualmente fermi in quanto l'Egitto non esporta più Gnl – che potrebbero essere utilizzati come *hub* strategici per rifornire i mercati europei con gas israeliano. In questa direzione andava anche l'accordo del novembre 2015 con la Dolphinus Holdings Limited – approvato dal ministero israeliano per l'Energia – per esportare 5 Gmc/a dal giacimento di Tamar verso l'Egitto, sfruttando in senso inverso l'esistente gasdotto Arish-Askelon.

Tuttavia, come in passato, questo corridoio energetico continua ad essere vulnerabile ad attacchi durante il suo transito nella penisola del Sinai, mentre le rotte marittime (gasdotto sottomarino o terminal Gnl) presentano rischi minori e garantiscono una maggiore sicurezza energetica.

Inoltre, la scoperta del giacimento marino di Zohr ha di fatto ridotto il potenziale strategico del gas israeliano per il fabbisogno energetico egiziano. Se la produzione di

⁷ T. Boersma e N. Sachs, *Gaza Marine: Natural Gas Extraction in Tumultuous Times?*, Brookings Policy Paper, 36, 2015, pp. 1-2, 8-11.

⁸ D. Drilling, *Tamar Gas Field*, <http://www.delekdrilling.co.il/en/project/tamar-gas-field>.

⁹ Energy Information Administration, *Israel*, Analysis, 2016.

questo mega-giacimento (7 milioni di metri cubi al giorno dal 2019)¹⁰ verrà destinata ai consumi domestici, Israele potrà servirsi dei terminal di Idku e Damietta per esportare verso l'Ue o in prospettiva verso i mercati asiatici. Nel caso in cui invece parte della produzione di Zohr venga destinata alle esportazioni, la produzione di Leviatano dovrebbe essere indirizzata verso altre rotte, in quanto la capacità disponibile dei terminal egiziani sarebbe notevolmente ridotta, considerato che anche Cipro intende convogliare le sue future esportazioni verso l'Egitto.

Una politica energetica condizionata dallo scenario geopolitico regionale

Le esportazioni verso la Turchia – previste nella seconda fase di sviluppo di Leviatano – rappresentano l'opzione più favorevole per Israele, che troverebbero una rotta di trasporto atta a soddisfare sia la domanda di gas di Ankara che quella dell'Ue.

Nel corso del 2016, la normalizzazione delle relazioni diplomatiche tra Israele e Turchia – dopo cinque anni di congelamento a seguito dell'attacco all'imbarcazione Mavi Marmara avvenuta in acque internazionali – sembra rappresentare il preludio per la realizzazione del gasdotto turco-israeliano dal giacimento di Leviatano al porto turco di Mersin con una capacità prevista di 30 Gmc all'anno, dei quali 10 Gmc destinati alla Turchia e il resto all'UE.

Nell'ambito del *World Energy Congress* tenutosi ad Istanbul nell'ottobre 2016 – nel corso del quale vi è stato anche l'incontro tra il presidente turco Erdogan e quello russo Putin che ha sancito la rivitalizzazione del progetto di gasdotto TurkStream – il ministro israeliano per l'energia Steineitz e il suo omologo turco Albayrak hanno convenuto sulla necessità di riprendere i negoziati per la realizzazione del gasdotto tra Israele e Turchia.

Questa cooperazione energetica sarebbe vantaggiosa anche per Ankara in quanto ridurrebbe la dipendenza dalle importazioni russe (attualmente il 55% del totale)¹¹ e rafforzerebbe l'ambizione turca di incarnare il ruolo di *hub* energetico verso l'Europa, in quanto nel proprio territorio dovrebbero transitare nei prossimi anni il gasdotto anatolico dall'Azerbaijan, il TurkStream e il gasdotto da Israele.

Tuttavia, l'effettiva realizzazione di questo progetto risulta minata da una serie di variabili e fattori legati allo scenario geopolitico regionale, caratterizzato da rivalità politiche e questioni irrisolte.

In primis, le attuali tensioni tra la Turchia e l'Unione europea – relative all'evoluzione politica turca a seguito del fallito golpe del luglio scorso – possono di fatto rallentare lo sviluppo del gasdotto turco-israeliano e temporaneamente congelare la prospettiva di esportazione verso i mercati europei. A rafforzare quest'ultima prospettiva contribuisce anche il parallelo riavvicinamento tra Turchia e Russia con la ripresa delle relazioni diplomatiche con Mosca (dopo un anno d'interruzione a seguito dell'abbattimento di un velivolo russo impegnato nella guerra in Siria) e il riavvio del progetto di gasdotto

¹⁰ Eni, *Eni esegue con successo la prima prova di produzione di Zohr*, 10 marzo 2016.

¹¹ British Petroleum, *BP Statistical Review of World Energy*, 2016, p. 28.

TurkStream da realizzare entro il 2019 in un formato ridotto, 31,5 Gmc (metà dei quali destinati al mercato turco) anziché gli originari 63 Gmc. Anche se i 16 Gmc di gas garantiti dal TurkStream saranno destinati a sopperire la probabile chiusura della diramazione turca del gasdotto transbalcanico che transita in Ucraina e convoglia attualmente circa 10 Gmc in Turchia, questo gasdotto e quello trans-anatolico, che prevede di destinare 6 Gmc alla Turchia, mentre i restanti 10 Gmc andranno ai mercati europei, riducono le necessità d'importazione di Ankara e l'impatto dei prospettati 10 Gmc di gas israeliano.

La rotta d'esportazione verso la Turchia resta inoltre questione di particolare delicatezza geopolitica. La guerra in Siria e lo "stato di guerra" con il Libano precludono la possibilità di sviluppare un corridoio terrestre così come l'opzione di un gasdotto sottomarino che attraversi le acque territoriali di Beirut e Damasco.

Le tensioni tra Israele e Libano – le due nazioni non hanno relazioni politico-diplomatiche – si sommano alle rivendicazioni su un'area marittima di 1.400 km quadrati potenzialmente ricca di idrocarburi. La mancanza di una chiara delimitazione della propria Zona economica speciale (Zes) e dei confini marittimi con Israele spinge il Libano a dichiarare che porzioni del giacimento di Tamar (nella Zes israeliana, a 35 km dalle acque territoriali libanesi), ricadrebbero nel confine marittimo conteso tra Tel Aviv e Beirut, mentre contestazioni analoghe riguardano il giacimento di Karish (scoperto da Israele nel 2013), considerato da Beirut una violazione della propria Zes in quanto a solo 4 km dalle proprie acque territoriali.¹²

Una rotta alternativa al transito nelle acque territoriali libanesi potrebbe passare nella Zes di Cipro, anche se questo scenario innescerebbe rinnovate tensioni tra Nicosia e Ankara sullo status della parte territoriale dell'isola e sulla delimitazione delle acque territoriali turco-cipriote (la Turchia considera illegali le esplorazioni marine condotte da Cipro)¹³.

La cooperazione energetica con Cipro e Grecia, finalizzata alla realizzazione di un corridoio energetico nel Mediterraneo orientale per approvvigionare i mercati europei di gas naturale rappresenta l'altro tassello della strategia d'esportazione israeliana. Il progetto di gasdotto Eastmed prevede di far confluire la produzione di Leviatano e quella di Afrodite verso l'isola greca di Creta (attraverso gasdotto e/o terminal Gnl) e da lì realizzare un gasdotto sottomarino sino in Grecia e quindi verso i mercati europei. La capacità di trasporto di questo gasdotto è stata progressivamente rivista e ridotta da 30-40 Gmc all'anno sino alla più realistica quota di 15 Gmc.

¹² A. Ezrahi, *Cooperation Prospects and Conflict Potential around Hydrocarbons in the Middle East: Israel-Egypt-Palestinian Territories-Jordan*, in A. Giannakopoulos (ed.), *Energy Cooperation and Security in the Eastern Mediterranean: A Seismic Shift towards Peace or Conflict?*, Research Paper n. 8, The S. Daniel Abraham Center for International and Regional Studies, Tel Aviv University, febbraio 2016, p. 81.

¹³ A. Gürel, H. Kahveci e H. Tzimitras, *How to Build Confidence over Energy Issues in the Context of a Cyprus Settlement?*, in S. Andoura e D. Koranyi (ed.), *Energy in the Eastern Mediterranean: Promise or Peril?*, Egmont Paper 65, Joint Report by the Egmont Institute and the Atlantic Council, 2014, pp.61-63.

Il progetto beneficia sin dal 2012 del supporto politico ed economico della Commissione europea, essendo stato incluso nei progetti d'interesse comunitario (Pci) per il periodo 2014-2020. L'Ue ha finanziato il 50% dei costi (2 milioni di euro) dello studio di fattibilità tecnica che dovrebbe concludersi nel 2017¹⁴.

Israele viene riconosciuto dalla Commissione europea come partner energetico nel Mediterraneo orientale, al fine di attuare una strategia di diversificazione delle importazioni rivolgendosi a nuovi fornitori e riducendo la dipendenza dalle importazioni provenienti dalla Russia¹⁵.

Entro la fine di dicembre 2016 i ministri dell'energia di Israele, Cipro e Grecia dovrebbero incontrarsi a Gerusalemme per discutere della realizzazione di questo corridoio di 1.300 km in relazione alla fattibilità del progetto.

FIG. 4 - PROGETTI DI ESPORTAZIONE ENERGETICA REGIONALE:
GASDOTTI E TERMINALI GNL



Fonte: Tekmormonitor

A ostacolare questo progetto, ancora una volta, le irrisolte questioni geopolitiche regionali, con la Turchia che non accetta l'attuale demarcazione delle rispettive Zes tra Cipro e Israele, in quanto parte della Zes cipriota rientrerebbe nell'ambito della Zes turca, per cui risulta necessario un coinvolgimento di Ankara. Inoltre, sebbene condividano gli stessi obiettivi energetici, ovvero massimizzare gli introiti delle esportazioni nei mercati esteri, la cooperazione energetica tra Israele e Cipro appare non semplice. Nonostante le prospettive di importanti riserve di gas nei fondali ciprioti e la prossimità geografica

¹⁴ European Commission, *Eastern Mediterranean Natural Gas Pipeline – Pre-Feed Studies*.

¹⁵ European Commission, *Commissioner Launches Euro-Mediterranean Gas Platform*, 10 giugno 2015.

rispetto ai giacimenti dell'*off-shore* israeliano, sembra infatti tramontata l'idea di creare un hub d'esportazione congiunta – nel terminal Gnl terrestre di Vasilikos e alimentato dalla produzione del giacimento di Afrodite e da quelli israeliani di Tamar e Leviathan – per le difficoltà delle compagnie energetiche internazionali (tra le quali l'Eni) di trovare delle riserve aggiuntive che rendano economicamente sostenibile la realizzazione di dispendiose infrastrutture di trasporto.

Conclusioni

Il complicato scenario geopolitico regionale e le rivalità incrociate tra gli attori statali che condividono il bacino del Levante rischiano di ritardare i piani di sviluppo energetico di Israele.

Se da un lato l'enorme disponibilità di riserve di gas naturale rafforzerà la sicurezza energetica della nazione garantendole l'autosufficienza, dall'altro lato le ambizioni di Tel Aviv di ergersi a fornitore energetico regionale si scontrano con la realtà dei fatti. Tra le varie opzioni e progetti di esportazione, il corridoio energetico Eastmed sembra avere maggiori possibilità di realizzazione, anche se la prevista capacità di trasporto (15 Gmc) non potrà avere un impatto determinante sulla strategia di diversificazione energetica europea considerato che le importazioni Ue nel 2030 oscilleranno attorno ai 340-350 Gmc. Sul successo di questo corridoio influirà sicuramente la variabile temporale nella competizione tra i vari progetti proposti (Tanap-Tap, TurkStream). In termini quantitativi, il progetto di gasdotto turco-israeliano sarebbe l'opzione migliore per incentivare la produzione *off-shore* israeliana e le esportazioni, ma appare di difficile realizzazione.

In questo quadro, riorientare le future esportazioni verso i mercati asiatici – economie a elevato consumo di gas naturale liquefatto – appare per le autorità israeliane un'opzione da prendere seriamente in considerazione: la creazione di impianti di liquefazione nella costa del Mediterraneo (nei porti di Ashkelon, Ashod e Haifa) sarebbe funzionale a questa strategia, mentre i terminal egiziani di Idku e Damietta potrebbero ricoprire nuovamente il loro ruolo di hub d'esportazione verso i mercati orientali, anche se per il transito del gas israeliano attraverso lo stretto di Suez sarà necessario un accordo politico-diplomatico di lungo periodo con l'Egitto, considerata la tradizionale riluttanza (in particolare sotto il precedente presidente Morsi) a consentire il transito di imbarcazioni israeliane lungo il canale di Suez.

Tuttavia, l'avvio di massicce esportazioni di Gnl dall'Australia verso i mercati asiatici determinerà una riduzione dei prezzi del Gnl sui mercati asiatici, allineandoli a quelli europei, e rendendo il gas israeliano meno competitivo a causa dei costi elevati di trasporto correlati alla maggiore distanza.

La soluzione migliore per raggiungere i mercati asiatici in una condizione di sicurezza energetica – ma economicamente più problematica – risulta essere dunque la realizzazione di una pipeline terrestre dai giacimenti sottomarini attraverso Israele sino a Eilat nel Golfo di Aqaba sul Mar Rosso, dove costruire degli impianti di liquefazione per trasportare il gas mediante navi metaniere. Questo permetterebbe di bypassare Suez, realizzando un progetto interamente autonomo.

FONTI

Baker Hughes

Bloomberg

Bp – British Petroleum

Eia – Energy Information Administration

Energia Rie

Forbes

Ft – Financial Times

Giignl – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié

Gme – Gestore Mercati Energetici

Iea – International Energy Agency

Imf – International Monetary Fund

Indexmundi

La Stampa

Mees – Middle East Energy Survey

NewMexicoWatchdog.org.

Oilprice

Opec – Organization of the Petroleum Exporting Countries

Platts

Reuters

Sole 24 Ore

Sq – Staffetta Quotidiana

Terna

The Economist

The Guardian

The Oil Price.com

Timera Energy

Tekmormonitor

Up – Unione Petrolifera

Wikipedia

Wsj – Wall Street Journal

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

L'OSSERVATORIO REALIZZA:

Rapporti

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

Focus

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

Approfondimenti

Studi monografici su temi complessi dell'attualità internazionale.

Note

Brevi schede informative su temi legati all'agenda internazionale.

Focus:

Flussi migratori

Mediterraneo e Medio Oriente

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>