

OSSERVATORIO DI POLITICA INTERNAZIONALE

Sicurezza Energetica

n. 21 – Gennaio/Marzo 2015

a cura dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI)

Focus

MONITORAGGIO DELLA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

Gennaio/Marzo 2015

A cura di Carlo Frappi e Matteo Verda
Approfondimento di Lorenzo Colantoni

Parte I - La sicurezza energetica italiana ed europea

Contesto globale.....	4
1. Analisi comparata degli Stati europei.....	14
1.1. Italia.....	21
1.2. Germania.....	23
1.3. Francia.....	24
1.4. Regno Unito.....	26
1.5. Spagna.....	27
1.6. Polonia.....	29
2. Politiche energetiche dei Paesi fornitori e di transito del gas.....	31
2.1. Russia e vicini orientali.....	31
2.2. Bacino del Caspio.....	38
2.3. Turchia e Medio Oriente.....	42
3. Corridoi energetici europei del gas.....	51
3.1 Corridoio Nord-Orientale.....	51
3.2 Corridoio Sud-Orientale.....	52

Parte II - Approfondimento

Le infrastrutture di interconnessione nel nuovo panorama energetico europeo.....	57
Box: Progetti, istituzioni e iniziative europei per l'interconnessione (gas ed elettricità) .	65
Fonti.....	75

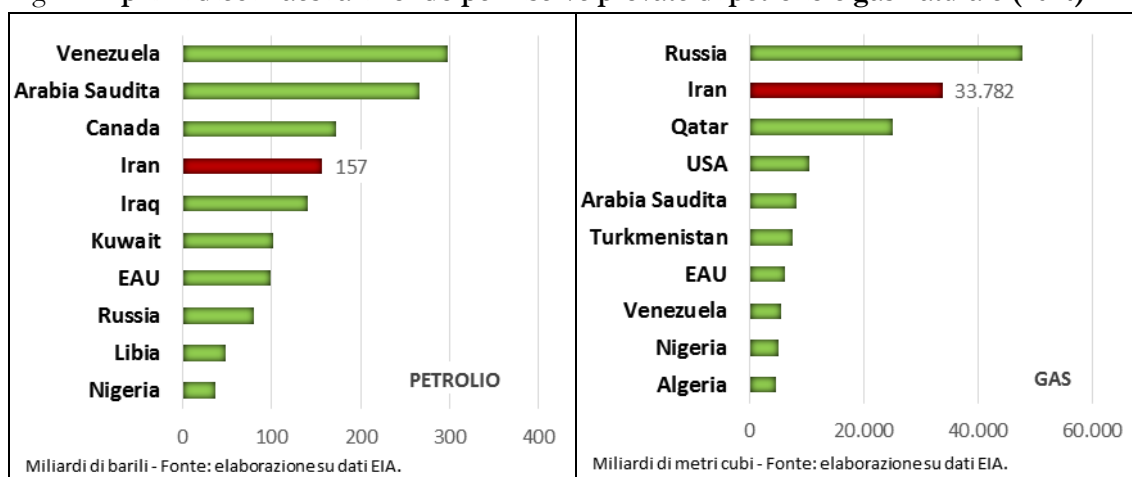
PARTE I - LA SICUREZZA ENERGETICA ITALIANA ED EUROPEA

CONTESTO GLOBALE

L'accordo preliminare sul nucleare iraniano è stato l'elemento più rilevante a livello internazionale nella prima parte del 2015, con inevitabili conseguenze sugli equilibri politici nell'area del Medio Oriente allargato. L'accordo è inoltre particolarmente importante per le dinamiche energetiche a livello globale, anche se gli effetti in questo settore sono destinati a manifestarsi soprattutto in un orizzonte temporale piuttosto lungo.

L'Iran ha potenzialità di primo piano in campo energetico. Le riserve provate iraniane di petrolio ammontano infatti a 157 miliardi di barili, pari al 10% del totale mondiale, mentre quelle di gas naturale ammontano a circa 33.800 miliardi di metri cubi (Gmc), pari al 17% del totale mondiale. Se immesse sui mercati internazionali, queste riserve potrebbero influenzare profondamente la struttura dell'offerta globale.

Fig. 1 – I primi dieci Paesi al mondo per riserve provate di petrolio e gas naturale (2014)



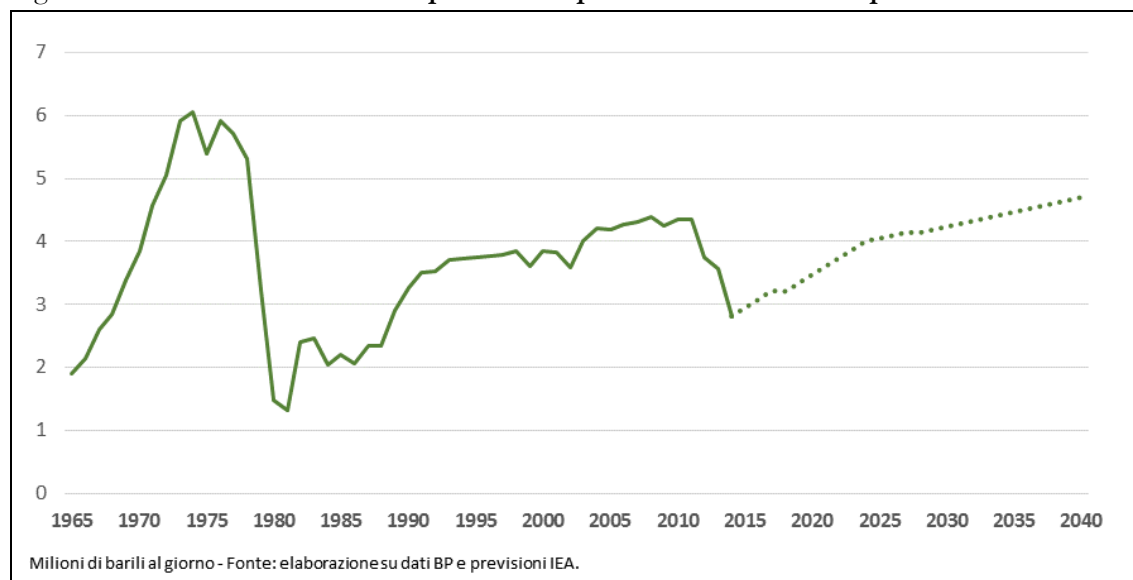
Le riserve sono tuttavia solamente una misura delle potenzialità del Paese: per trasformarle in produzione e in esportazioni è tuttavia necessario **investire in capacità estrattiva**. Per quanto riguarda il settore petrolifero, il più importante dal punto di vista economico, la capacità produttiva iraniana è caratterizzata da una prevalenza di giacimenti sviluppati nei decenni passati e ormai giunti a maturità.

In molti casi, la capacità estrattiva è già in fase calante e solo per mantenere gli attuali livelli produttivi occorrono investimenti nell'ordine di alcune **decine di miliardi di dollari all'anno** (30 secondo la società di consulenza Energy Aspects). Investimenti anche superiori sarebbero invece necessari per sviluppare i campi scoperti ma non ancora coltivati, che sarebbero circa il 40% del totale secondo la società di consulenza IHS Energy.

Storicamente, la produzione iraniana toccò il proprio picco a 6 milioni di barili al giorno (Mbbbl/g) negli anni Settanta, prima che la rivoluzione islamica danneggiasse profondamente

il settore. La capacità produttiva iraniana fu lentamente ripristinata nei decenni successivi, tanto da tornare sopra i **4 Mbbl/g nel corso degli anni 2000**. Un livello abbastanza alto da rendere l'Iran un grande esportatore, ma ancora molto distante dai tre grandi produttori che dominano la produzione: Arabia Saudita, Russia e Stati Uniti, tutti sopra i 10 Mbbl/g.

Fig. 2 – L'evoluzione storica della produzione petrolifera iraniana e le previsioni IEA



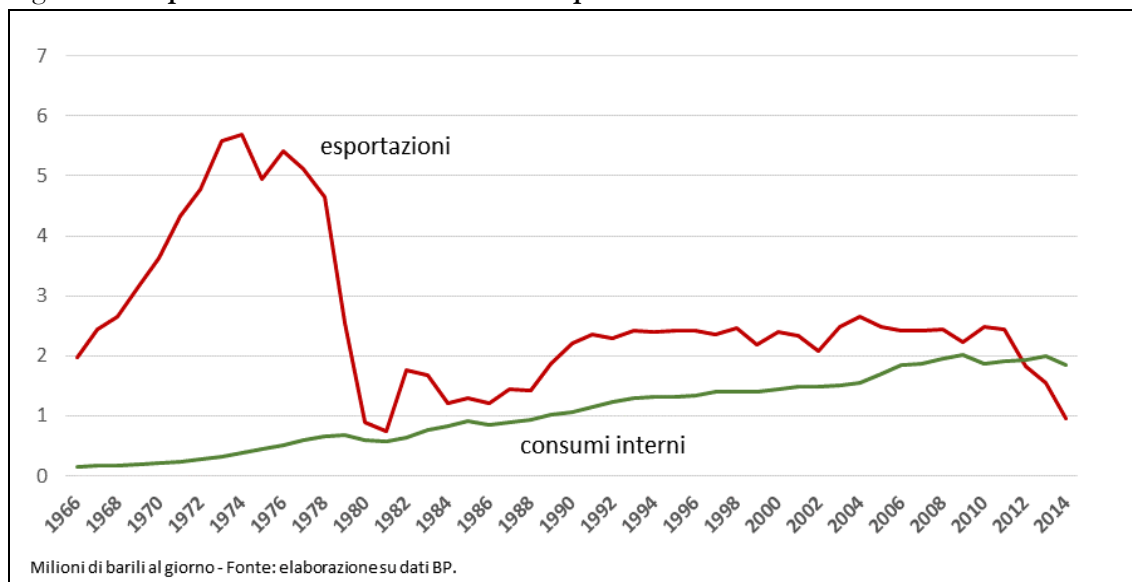
Le sanzioni occidentali, inasprite nel 2012, hanno peraltro privato l'Iran di parte importante del suo mercato finale, costringendo la National Iranian Oil Company a ridurre la produzione e rendendo economicamente insostenibili per diversi anni grandi investimenti. Secondo le previsioni dell'Agenzia internazionale per l'energia (IEA), gli investimenti su vasta scala richiederebbero un **decennio per riportare la produzione iraniana sopra i 4 Mbbl/g**, mentre nemmeno in un orizzonte di lunghissimo periodo la produzione iraniana è attesa raggiungere nuovamente il picco degli anni Settanta.

L'impatto sui mercati internazionali di un eventuale aumento della produzione iraniana è destinato a essere limitato e diluito nel tempo anche per un secondo fattore: la crescita della domanda interna. I **consumi petroliferi iraniani** sono infatti aumentati in modo costante negli ultimi decenni, erodendo i volumi disponibili per le esportazioni. Per di più, il superamento del regime sanzionatorio potrebbe accelerare lo sviluppo economico del Paese, aumentando ulteriormente la domanda interna. Analogamente a quanto accade negli altri Paesi produttori dell'area, anche in Iran la disponibilità di prodotti energetici a costi contenuti è un elemento importante di mantenimento del consenso politico e dunque le possibilità per il governo di ridurre rapidamente gli attuali sussidi alla produzione e indurre una maggiore efficienza energetica nel consumo sono significativamente ridotte (v. § 2.3).

Nel complesso, anche qualora i negoziati del secondo trimestre 2015 portassero a un superamento del regime sanzionatorio in tempi rapidi (12-24 mesi), **l'impatto sui mercati petroliferi internazionali sarebbe limitato**. Va tuttavia segnalato che potrebbe esserci un effetto depressivo di brevissimo periodo (alcuni giorni o settimane) sulle quotazioni del

greggio indotto dall'immissione sul mercato delle scorte di greggio iraniano attualmente stoccate su navi e in cisterne a terra. Alla fine del primo trimestre del 2015, queste scorte ammontavano a 30 Mbbl, pari a un terzo dei consumi giornalieri mondiali.

Fig. 3 – Le esportazioni e i consumi interni di petrolio dell'Iran

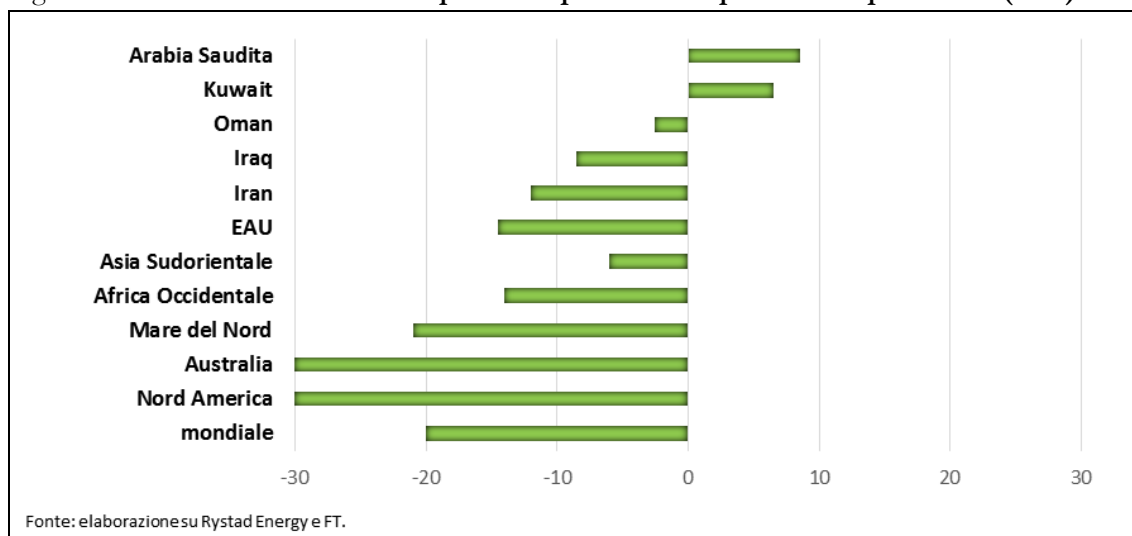


Il settore petrolifero iraniano rappresenta in ogni caso un centro di interesse per i grandi **operatori internazionali**, a cominciare da Eni e dalla francese Total, le due compagnie al momento accreditate come primi interlocutori di Teheran per futuri investimenti. Il petrolio nella regione è infatti relativamente poco costoso da produrre, se comparato ai giacimenti non convenzionali o in aree complesse (Artico, mare profondo). Inoltre, gli operatori iraniani non possono fare a meno della tecnologia, oltre che dei capitali, degli operatori internazionali, soprattutto occidentali.

Per consentire l'arrivo di investimenti e tecnologie, l'Iran dovrebbe tuttavia modificare la legislazione vigente, che è piuttosto punitiva nei confronti degli investitori internazionali. Le criticità non riguardano solamente la certezza del diritto, ma anche i tipi di contratti di sfruttamento consentiti dalla legge iraniana, i quali prevedono che solo una quota molto ridotta dei profitti vada alle compagnie (v. § 2.3).

L'interesse degli operatori internazionali per eventuali investimenti in Iran è particolarmente significativo considerando il difficile contesto internazionale per il settore. Il crollo dei prezzi registrato nel secondo semestre 2014 ha infatti causato una generalizzata **riduzione degli investimenti in esplorazione e produzione** (v. *Focus* 20/2014). Tra i grandi Paesi produttori mondiali, solo in Arabia Saudita e Kuwait gli investimenti previsti nel 2015 continueranno infatti a crescere rispetto all'anno passato. A livello globale, invece, la contrazione attesa è nell'ordine di almeno il 20%.

Fig. 4 – La variazione annua delle spese in esplorazione e produzione petrolifera (2015)



La contrazione degli investimenti in nuova capacità estrattiva, tipica dei cicli produttivi delle materie prime, rischia di tradursi in un forte rimbalzo delle quotazioni del greggio nel corso dei prossimi anni. La continua crescita delle economie asiatiche è infatti destinata a generare nuova domanda petrolifera e il mancato sviluppo di offerta aggiuntiva potrebbe portare a un **rialzo repentino delle quotazioni**, qualora l'instabilità politica dovesse ridurre l'eccesso attuale di offerta in uno o più produttori.

Ad ogni modo, anche senza considerare eventuali crisi geopolitiche, l'aspettativa generalizzata è di un rialzo delle quotazioni medie nel breve periodo (12-24 mesi), indotta da una riduzione marginale dell'offerta e da un aumento della domanda. Secondo le stime dell'Energy Information Administration (EIA) statunitense, le quotazioni medie del Brent saranno di 59,50 dollari al barile nel 2015 e di **75,03 dollari al barile nel 2016**. In pratica, al netto di oscillazioni di breve periodo (indotte, per esempio, dall'immissione sul mercato delle scorte petrolifere), le quotazioni del greggio avrebbero raggiunto nel corso del primo trimestre 2015 il livello minimo di questo ciclo e sarebbero già sulla strada del recupero, o quantomeno avrebbero smesso di contrarsi.

La complessità dei fattori che influenzano i mercati petroliferi limita fortemente il livello di confidenza di ogni previsione, tuttavia l'ipotesi è resa plausibile dalle aspettative di un modesto ma costante aumento della domanda asiatica e da una stabilizzazione dell'offerta a livello globale, con una possibile temporanea contrazione della produzione non convenzionale statunitense. Un ulteriore elemento di complessità rispetto all'impatto sull'Italia e sui Paesi europei è inoltre indotto dal fatto che il petrolio è acquistato sui mercati internazionali in dollari e dunque le **dinamiche di cambio tra euro e dollaro** hanno un impatto diretto e immediato sul costo dell'approvvigionamento energetico europeo.

Le basse quotazioni petrolifere hanno anche innescato tra la fine del 2014 e l'inizio del 2015 una serie di **fusioni e acquisizioni nel settore petrolifero**. In particolare, nel 2014 la compagnia di servizi Halliburton ha acquisito la rivale Baker Hughes per 35 miliardi di dollari, mentre la compagnia petrolifera spagnola Repsol ha acquistato la canadese Talisman Energy

per 8,3 miliardi di dollari. Nell'aprile 2015 l'anglo-olandese Royal Dutch Shell ha invece acquisito la britannica BG per 70 miliardi di dollari. Sebbene si tratti di operazioni importanti per l'efficienza e la crescita del settore petrolifero a livello globale, il loro impatto diretto sull'Italia non è rilevante. L'unica operazione di rilievo industriale è quella relativa all'ipotesi di cessione della compagnia di servizi Saipem da parte di Eni, smentita da parte di quest'ultima a causa delle sfavorevoli condizioni di mercato ma possibile in un orizzonte temporale di medio periodo (2-5 anni).

Fig. 5 – L'andamento delle quotazioni del greggio negli ultimi nove anni



Per quanto concerne il mercato del **gas naturale**, le ricadute a livello internazionale dell'accordo con l'**Iran** sono più incerte e devono essere valutate in una prospettiva soprattutto di lungo periodo. Il Paese è infatti il **terzo produttore al mondo**, dietro Stati Uniti e Russia, ma praticamente tutta la produzione iraniana (oltre 170 Gmc/a) è destinata a soddisfare la domanda interna e si fa addirittura ricorso alle importazioni di gas turkmeno (circa 5 Gmc/a) per rifornire la parte nordorientale del Paese.

Modeste quantità di gas iraniano (8 Gmc/a) sono esportate in Turchia, ma la **prospettiva di aumentare questi volumi a livelli significativi è limitata** da due ordini di fattori. Il primo è il costo degli investimenti necessari a sviluppare la capacità produttiva necessaria. Analogamente a quanto accade nel caso del petrolio, la coltivazione di nuovi giacimenti richiede investimenti su vasta scala e il ricorso a tecnologie importate da Paesi terzi.

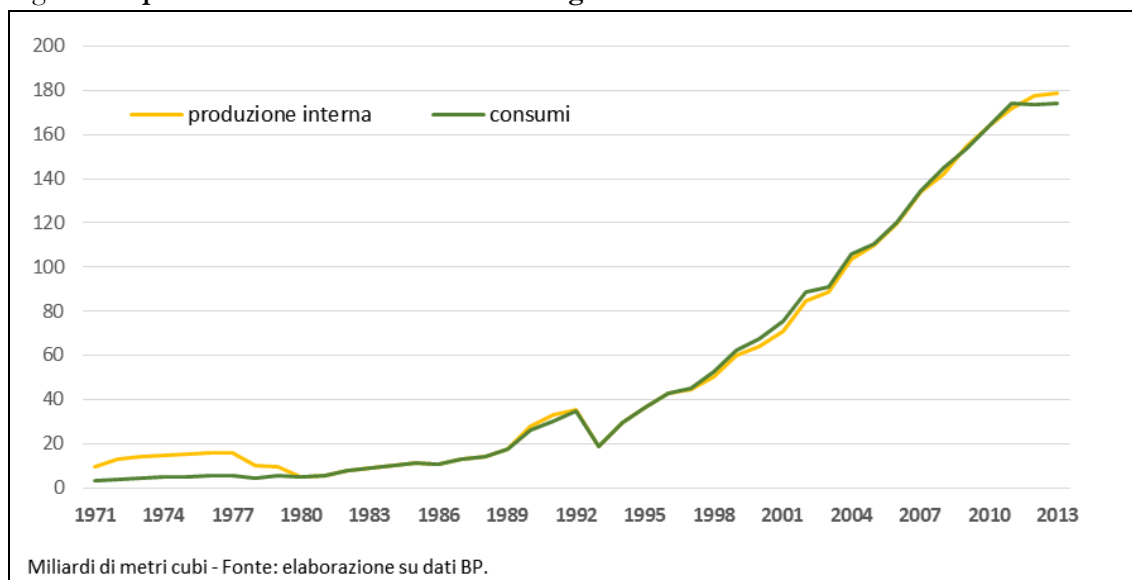
Inoltre, la capacità di trasporto del gas da realizzare è molto più costosa di quella del petrolio e limita maggiormente le opzioni a disposizione di Teheran. L'**ipotesi di costruire un gasdotto diretto in Europa è infatti al momento economicamente poco sostenibile**. Per raggiungere adeguate economie di scala, infatti, occorrerebbe sviluppare una capacità produttiva di alcune decine di miliardi di metri cubi all'anno, con un investimento iniziale di diverse decine di miliardi di dollari. A questo costo si dovrebbe aggiungere quello di costruzione e posa di oltre duemila km di condotte, con un costo anche in questo caso di alcune decine di miliardi di dollari e rispetto al quale le sinergie col gasdotto TANAP

sarebbero positive ma non determinanti. Inoltre, tutta l'operazione avrebbe luogo in uno dei contesti geopolitici più instabili al mondo, imponendo costi per la protezione delle infrastrutture e aggiungendo un elemento di ulteriore incertezza. Nel complesso, il livello di rischio dell'investimento sarebbe tanto elevato da rendere il costo del capitale, e dunque la fattibilità economica dell'operazione, insostenibile.

Anche l'ipotesi di esportare via gas naturale liquefatto (GNL), sul modello del Qatar, è al momento difficilmente ipotizzabile, perché i terminali di liquefazione sono infrastrutture complesse, che richiedono capitali e tecnologie al momento fuori dalla portata degli operatori iraniani. Data la maggiore dinamicità dei mercati asiatici, tuttavia, il GNL rappresenta al momento la prospettiva di lungo periodo più interessante per il settore gas iraniano, accanto all'ipotesi di aumentare le esportazioni via tubo verso alcuni Paesi della regione, come Iraq, Turchia e Pakistan.

Nonostante controlli le seconde riserve al mondo, dunque, **l'Iran non sembra al momento in grado di immettere sui mercati internazionali quantità apprezzabili di gas naturale**. In un orizzonte temporale di medio-lungo periodo (oltre i 5 anni), la situazione potrebbe cambiare, ma il minore valore economico del gas lascia prevedere che l'attenzione degli investitori sarà diretta in primo luogo verso la produzione petrolifera. Inoltre, è probabile che la crescita economica iraniana continui ad assorbire volumi crescenti di gas naturale, ancora più di quanto non accada con il petrolio, rendendo particolarmente difficile soddisfare contemporaneamente sia la domanda interna sia i mercati internazionali.

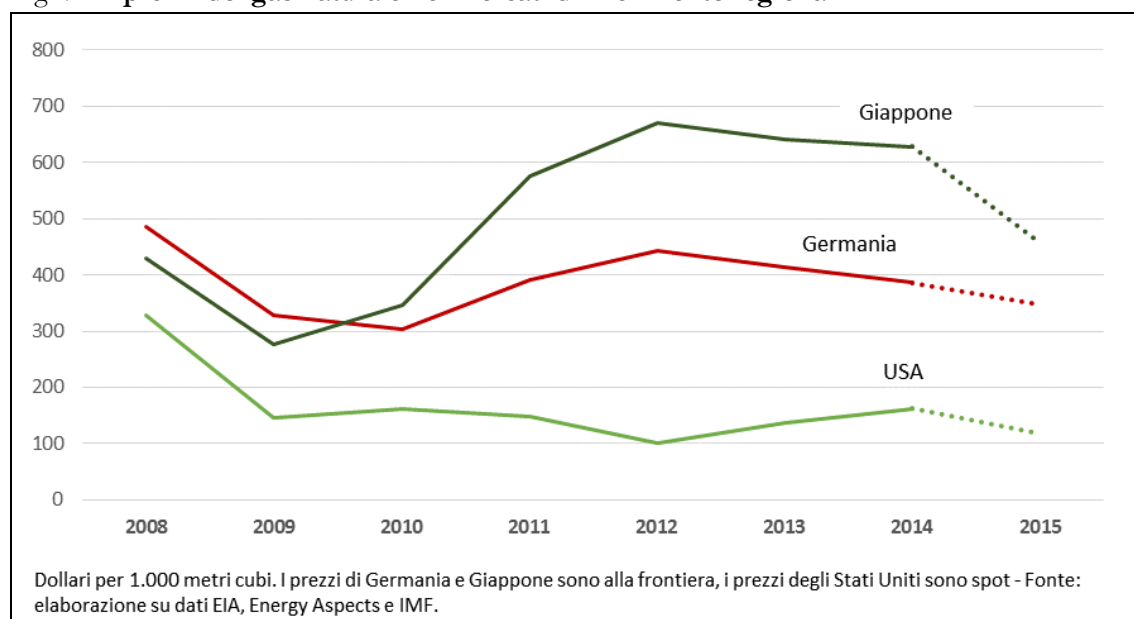
Fig. 6 – La produzione interna e i consumi di gas naturale in Iran



L'aumento delle esportazioni iraniane nei prossimi anni non avrà dunque un impatto determinante nemmeno sulla struttura del **mercato internazionale del gas**, che appare destinato a mantenere una **carattere prevalentemente regionale** anche in un orizzonte temporale di medio-lungo periodo (oltre 5 anni).

Il **GNL** non ha infatti rappresentato al momento un fattore di significativa convergenza tra i mercati regionali a causa del perdurante vantaggio di costo che favorisce il trasporto via tubo, soprattutto su distanze relativamente brevi e con rotte sulla terraferma. Il mercato del gas è così rimasto **frammentato su base regionale**, con il mercato europeo e quello nordamericano dominati dal trasporto via condotta e quello asiatico dominato invece dal GNL. La struttura dei prezzi ha riflettuto negli anni passati la limitata competizione tra gas liquefatto e gas via tubo, con i prezzi sul mercato asiatico marcatamente più alti rispetto agli altri mercati.

Fig. 7 – I prezzi del gas naturale nei mercati di riferimento regionali



L'attuale congiuntura di mercato potrebbe tuttavia favorire un riavvicinamento delle quotazioni. L'aumento della capacità di liquefazione, giunta a 375 Gmc all'anno con l'arrivo sul mercato di nuova capacità di esportazione in Australia, e la crescita solo moderata della domanda asiatica stanno creando una situazione di **eccesso di offerta**, che si traduce in una contrazione dei prezzi spot.

Allo stesso tempo, la forte componente di indicizzazione alle quotazioni petrolifere prevalente nei contratti per i mercati asiatici ha portato a una marcata contrazione dei prezzi dei contratti di lungo periodo nel corso degli ultimi due trimestri. Per il 2015, le previsioni sono di un calo dei prezzi di importazione in Giappone, il principale mercato mondiale, da quasi 600 a circa 400 dollari ogni mille metri cubi.

Si tratta di un riavvicinamento significativo rispetto al mercato europeo, che si colloca tra 300 e 350 dollari ogni mille metri cubi, ma **ancora insufficiente a innescare un massiccio ri-orientamento dei flussi di GNL verso il mercato europeo**. Nel corso del mese di febbraio, i prezzi spot sui mercati asiatici sono temporaneamente scesi sotto il livello europeo, ma i più alti costi di trasporto verso l'Europa hanno fortemente ridotto gli effetti di questa dinamica.

In un orizzonte temporale più di medio periodo (5 anni), sono prevedibili impatti significativi sulla struttura dell'approvvigionamento europeo solo nel caso in cui le quotazioni petrolifere restassero ai livelli attuali e la domanda asiatica si indebolisse ulteriormente.

Le dinamiche di approvvigionamento delle fonti fossili sono al centro delle misure di tutela della sicurezza energetica nazionale. L'elemento di **maggiore vulnerabilità di breve periodo** di ogni economia industrializzata resta tuttavia la **stabilità della rete elettrica**, dato l'impatto diretto e diffuso sulla società e sui processi produttivi di un'interruzione del servizio.

Nel corso del primo trimestre 2015 si sono registrati due episodi rilevanti. Il primo è stato il blackout che il 27 marzo ha colpito i Paesi Bassi, paralizzando per alcune ore le attività di trasporto, tra cui lo scalo intercontinentale di Schipol.

Un secondo episodio, molto più grave, ha poi interessato la Turchia. Il 31 marzo un malfunzionamento sulla rete ha causato l'interruzione dell'erogazione elettrica in metà delle 81 province turche, incluse le aree di Istanbul e Ankara. Il **blackout**, durato in alcune province fino a 10 ore, ha bloccato i trasporti ferroviari e gran parte del traffico aereo e di quello urbano su gomma, nonché le telecomunicazioni e buona parte delle attività economiche.

Le cause del blackout non sono state chiarite e il governo turco ha avanzato diverse ipotesi. Non è escluso che la causa dell'interruzione del servizio possa essere un attacco informatico diretto contro una o più centrali, che poi potrebbe aver innescato un effetto domino di destabilizzazione generalizzata della rete. A prescindere dalle cause, il blackout è avvenuto in concomitanza con lo svolgimento di un attacco terroristico nella città di Istanbul, mostrando chiaramente come la vulnerabilità dei sistemi energetici possa essere sfruttata – almeno potenzialmente – come elemento di una **strategia offensiva più complessa**.

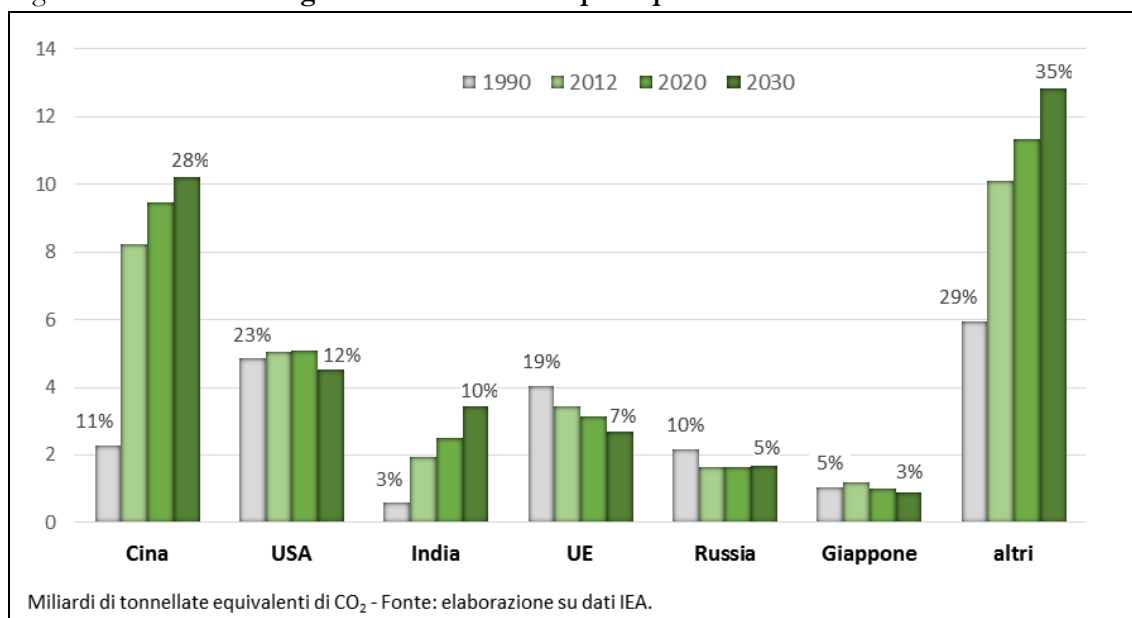
Nel corso del primo trimestre 2015 sono anche avanzati i preparativi in vista della **Conferenza delle Parti (COP-21)**, in programma il 7 e 8 dicembre a **Parigi** e destinata a definire un nuovo accordo internazionale in materia di contrasto al cambiamento climatico e di riduzione delle **emissioni climaalteranti**. I governi dei Paesi membri dell'UE sono quelli che nell'ultimo decennio hanno assunto gli impegni più gravosi e perseguito gli obiettivi più ambiziosi in termini di riduzione delle emissioni, arrivando in ultimo a ottobre 2014 ad annunciare un impegno vincolante alla riduzione delle emissioni climaalteranti entro il 2030 del 40% rispetto ai livelli del 1990 (v. *Focus 20/2014*).

Le emissioni europee contano tuttavia meno dell'11% del totale mondiale e dunque per ottenere risultati apprezzabili in termini di impatto globale è necessario che anche i governi dei Paesi che emettono maggiormente, come Cina (26%) e Stati Uniti (16%), riducano le proprie emissioni (v. *Focus 16/2013*). In caso contrario, il rischio è quello che l'UE si trovi a perseguire obiettivi astrattamente importanti e a pagarne i costi senza che si abbiano risultati apprezzabili.

I governi delle altre grandi economie del mondo non sembrano tuttavia al momento intenzionati ad assumersi oneri e vincoli comparabili a quelli europei. La **Cina**, il principale emettitore a livello globale, si è impegnata in via preliminare a raggiungere un picco delle

emissioni climalteranti entro il 2030 e solo dopo quella data provvedere a una riduzione delle stesse. A rendere ancora meno stringente l'impegno contribuisce il fatto che non siano stati specificati impegni circa il livello quantitativo a cui è fissato il picco.

Fig. 8 – Le emissioni di gas climalteranti delle principali economie



Nel caso degli **Stati Uniti**, il secondo emettitore globale, il governo ha assunto impegni preliminari più chiari e stringenti: una riduzione delle emissioni climalteranti entro il 2025 del 26-28% rispetto ai livelli del 2005. La traduzione di questi obiettivi in misure di politica energetica è tuttavia incerta, data l'opposizione politica sul tema che l'attuale amministrazione sta affrontando e l'incertezza relativa all'orientamento delle amministrazioni future.

Nel caso dell'**India**, per il momento il quarto emettitore mondiale dopo l'UE, non è invece previsto alcun obiettivo quantitativo di riduzione delle emissioni. La posizione indiana è infatti influenzata dalla priorità accordata allo sviluppo economico e alla competizione con la Cina e il governo indiano vuole evitare vincoli che possano ridurre la crescita del Paese. L'unica misura attualmente in discussione è quella di aumentare l'imposizione fiscale sul carbone per ridurre l'utilizzo.

La **Russia** ha invece accettato in linea di principio la definizione di obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti entro il 2030 del 25-30% rispetto ai livelli del 1990. Considerando la netta riduzione delle attività industriali rispetto all'epoca sovietica e l'aumento di efficienza dei consumi finali, l'impegno russo si tradurrebbe tuttavia in una modesta riduzione tra l'1 e il 7% rispetto alle emissioni attuali.

Il governo del **Giappone**, infine, sta valutando un'ipotesi di riduzione delle emissioni climalteranti entro il 2030 del 20% rispetto ai livelli del 2005. Si tratta di un obiettivo meno stringente di quelli ipotizzati in passato, ma dovuto all'incertezza circa il ruolo delle centrali nucleari nel paniere energetico giapponese. In particolare, per il governo giapponese favorire

il ricorso a maggiori quantità di carbone, anziché del più caro GNL, sarebbe un importante elemento per mantenere la competitività industriale del Paese.

Per quanto concerne la struttura del Focus, il **primo capitolo** è dedicato all'analisi del fabbisogno di gas e all'evoluzione infrastrutturale dei **principali mercati europei**, con specifico riferimento alle tendenze registrate nel corso del primo trimestre del 2015. Il **secondo capitolo** è invece dedicato all'offerta e, nello specifico, alle politiche dei **Paesi produttori** di gas naturale e dei Paesi di transito dei gasdotti attualmente in funzione o in fase di progettazione/realizzazione. Il **terzo capitolo** è dedicato ai recenti sviluppi del sistema di **infrastrutture di trasporto** e alle prospettive di realizzazione di nuovi progetti. Il Focus è infine completato da un approfondimento dedicato al ruolo delle infrastrutture di interconnessione nel nuovo panorama energetico europeo.

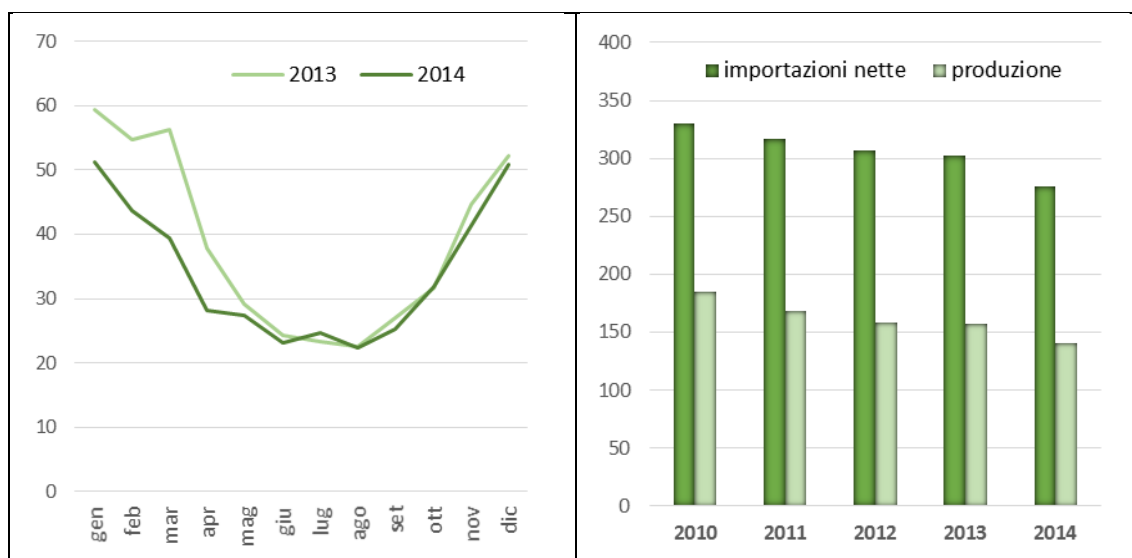
1. ANALISI COMPARATA DEGLI STATI EUROPEI

UNIONE EUROPEA			
Consumo di gas	409,4	Gmc	(2014) ¹
Variazione annuale	-12	%	(2014)
Produzione interna	141	Gmc	(2014)
Dipendenza da importazioni	66	%	(2014)
Gas sul totale dei consumi	23	%	(2013) ²
Importazioni energetiche	326	mld €	(2014) ³



Nel corso del 2014, i **consumi di gas** in UE sono stati pari a **409,4 miliardi di metri cubi** (Gmc), facendo registrare una contrazione pari al 12% rispetto al 2013. La principale causa della riduzione della domanda è stata la congiuntura climatica: il primo trimestre 2014 è stato infatti particolarmente mite, riducendo il fabbisogno per il riscaldamento degli edifici, soprattutto in Europa settentrionale (v. *Focus* 19-20/2014). A partire dal secondo trimestre la curva dei consumi si è invece sostanzialmente riallineata all'andamento dell'anno precedente (v. *Figura 9*), mentre i dati provvisori relativi al **primo trimestre 2015** segnalano un netto **ritorno alla crescita della domanda**, trainata da temperature stagionali più rigide rispetto all'anno precedente.

Fig. 9 – I consumi di gas mensili e la struttura dell'approvvigionamento in UE



Miliardi di metri cubi - Fonte: elaborazione su dati JODI.

¹ Salvo dove diversamente specificato, i dati relativi ai consumi di gas sono elaborazioni su fonte JODI. I volumi di gas sono tutti uniformati a 39 MJ/mc standard.

² Eurostat [nrg_110a].

³ Eurostat [ds-018995].

Tab. 1 – I consumi di gas naturale nel 2014

	CONSUMI 2013	CONSUMI 2014	VARIAZIONE 2014-2013	VARIAZIONE IN %	PRODUZIONE INTERNA	DIPENDENZA DA IMPORT
Austria	8,3	7,6	-0,7	-8%	1,2	84%
Belgio	16,9	14,8	-2,1	-12%	0,0	100%
Bulgaria	2,8	2,8	0,0	-1%	0,2	94%
Cechia	8,2	7,4	-0,9	-11%	0,2	97%
Croazia	2,4	2,3	-0,2	-7%	1,7	27%
Danimarca	4,0	3,4	-0,6	-15%	4,9	-45%
Estonia	0,7	0,5	-0,1	-22%	0,0	100%
Finlandia	3,4	3,0	-0,4	-12%	0,0	100%
Francia	46,3	39,1	-7,2	-16%	0,0	100%
Germania	89,7	76,8	-12,9	-14%	9,2	88%
Grecia	3,9	3,0	-0,9	-23%	0,0	100%
Irlanda	4,8	4,7	-0,1	-1%	0,4	92%
Italia	68,4	60,5	-8,0	-12%	7,0	88%
Lettonia	0,6	0,5	-0,1	-10%	0,0	100%
Lituania	2,6	2,5	-0,1	-5%	0,0	100%
Lussemburgo	1,1	1,0	-0,1	-5%	0,0	100%
Paesi Bassi	39,8	34,7	-5,1	-13%	60,0	-73%
Polonia	16,5	16,0	-0,5	-3%	4,4	72%
Portogallo	4,6	4,3	-0,4	-8%	0,0	100%
Regno Unito	78,3	71,6	-6,7	-9%	39,1	45%
Romania	12,0	11,0	-1,0	-8%	10,6	3%
Slovacchia	5,7	3,8	-1,9	-34%	0,1	97%
Slovenia	0,8	0,7	-0,1	-9%	0,0	100%
Spagna	31,1	28,2	-2,9	-9%	0,0	100%
Svezia	1,1	0,9	-0,2	-17%	0,0	100%
Ungheria	9,1	8,3	-0,8	-9%	1,7	79%
totale UE	463,2	409,4	-53,8	-12%	140,7	66%

Dati espressi in miliardi di metri cubi (Gmc) - Fonte: elaborazione su dati JODI.

La contrazione dei consumi del 2014 si inserisce in un più ampio contesto di declino della domanda europea. **Tra il 2010 e il 2014, la domanda europea si è contratta di 116,6 Gmc, pari al 22%.** Per avere un paragone, si tratta di una decrescita analoga a quella registrata nell'ex Unione Sovietica tra il 1991 e il 1995. Accanto alle normali e imprevedibili anomalie stagionali, le cause sono da ricercarsi sia in una moderata contrazione dei consumi industriali, dovuta agli effetti della crisi economica, sia soprattutto nel crisi del settore termoelettrico.

Come apparso evidente nel corso dei trimestri passato (v. *Focus 18/2014*), gli operatori che hanno investito in impianti alimentati a gas naturale si sono trovati spinti fuori dal mercato da un lato dalle rinnovabili sussidiate (v. *Approfondimento 2 del Focus 19-20/2014*) e dall'altro dalla generazione termoelettrica a carbone, resa competitiva dal calo dei prezzi internazionali della materia prima e dal calo dei prezzi dei permessi di emissione europei.

Le prospettive di un recupero della domanda in Europa sono dunque legate all'andamento del **settore termoelettrico** e dei fattori che lo influenzeranno. In primo luogo, la tempistica della ripresa economica: nonostante l'alto livello di efficienza e la progressiva terziarizzazione dell'economia europea, la crescita è associata a un aumento della domanda finale di energia. In caso di ripresa dei consumi elettrici, le centrali a gas esistenti vedrebbero aumentare immediatamente il proprio tasso di utilizzo.

Il secondo fattore, determinante per le prospettive di più lungo periodo, è quello delle politiche ambientali che saranno decise a livello europeo e adottate a livello nazionale (v. *Contesto globale*). Il gas naturale è infatti avvantaggiato rispetto al carbone da un più basso livello di emissioni climalteranti in fase di combustione: l'adozione di misure più stringenti in termini di riduzione delle emissioni ne favorirebbe la competitività.

Rispetto alle rinnovabili il gas naturale sarebbe invece avvantaggiato da un largo margine di competitività, nel caso non fossero adottate ulteriori misure di sussidio. Inoltre, a differenza degli impianti a rinnovabili discontinue come il fotovoltaico e l'eolico, le centrali a gas naturale garantiscono l'affidabilità del funzionamento e dunque la stabilità della rete elettrica. Per questa ragione, peraltro, in tutta Europa sono attualmente in discussione misure per **garantire che ogni rete disponga di sufficiente capacità produttiva sempre affidabile**, indispensabile a prevenire interruzioni del servizio.

Per quanto concerne la approvvigionamento del gas naturale, la prima fonte resta per il momento la produzione interna europea. I **giacimenti europei sono tuttavia per la maggior parte maturi e in declino**, come dimostrano le statistiche sulla produzione: nel 2014 i Paesi UE hanno infatti prodotto complessivamente 140,7 Gmc, con una contrazione su base annua di 16,9 Gmc (-11%). Il calo della produzione è venuto per la maggior parte dai Paesi Bassi, il principale produttore UE: nel 2014 dai campi olandesi sono arrivati sul mercato 60 Gmc, 13,9 Gmc in meno rispetto al 2013 (-19%).

La produzione dei **Paesi Bassi** potrebbe peraltro ridursi ancora. In risposta ad alcune campagne mediatiche che sostenevano una possibile correlazione tra attività estrattive e fenomeni sismici, il governo ha abbassato i livelli massimi di produzione del campo di Groninga, il principale del Paese. La produzione del campo è così prevista scendere da 42,5 Gmc nel 2014 a 39,5 nel 2015. Per il primo semestre, la produzione è stata ulteriormente limitata a 16,5 Gmc. In questa decisione ha peraltro avuto un peso significativo l'approssimarsi delle elezioni provinciali di marzo 2015 e dunque la produzione potrebbe riprendere a ritmi più sostenuti nel secondo semestre. Non è ancora chiaro se l'obiettivo di 39,5 Gmc sarà raggiunto, ma attualmente il governo dei Paesi Bassi prevede in ogni caso una produzione minima di 35 Gmc. Una nuova decisione in merito è attesa per il mese di luglio.

Le considerazioni economiche saranno un elemento determinante: la tassazione sulla produzione di Groninga rappresenta gran parte del gettito proveniente dalle attività estrattive olandesi (11,9 miliardi di euro nel 2014). Ogni tetto a livelli estrattivi avrebbe dunque conseguenze dirette e significative sul bilancio pubblico ed esiste dunque un forte incentivo per il governo a consentire volumi di produzione più elevati.

A prescindere dalla decisione del governo olandese, le riserve dei Paesi Bassi sono sufficienti a sostenere i consumi interni e le esportazioni in un orizzonte temporale di una decina d'anni. Dalla metà del decennio prossimo anche i Paesi Bassi dovrebbero diventare un importatore netto, seguendo una dinamica analoga a quella percorsa dal Regno Unito nel decennio passato.

Tab. 2 – La produzione di gas naturale (2010-2014)

	2010	2011	2012	2013	2014	VARIAZIONE 2014-2010	VARIAZIONE IN %
Paesi Bassi	72,7	68,8	68,5	73,8	60,0	-12,7	-17%
Regno Unito	61,3	48,6	41,6	39,1	39,1	-22,1	-36%
Romania	10,5	10,5	10,4	10,5	10,6	0,2	2%
Germania	11,4	12,7	11,1	10,7	9,2	-2,2	-19%
Italia	8,1	8,2	8,4	7,6	7,0	-1,1	-14%
Danimarca	8,7	7,0	6,1	5,2	4,9	-3,9	-44%
Polonia	4,4	4,6	4,6	4,6	4,4	0,0	1%
Altri	8,1	7,9	7,4	6,2	5,5	-2,6	-32%
totale UE	185,1	168,4	158,1	157,6	140,7	-44,4	-24%

Dati espressi in miliardi di metri cubi (Gmc) - Fonte: elaborazione su dati JODI.

La contrazione della produzione olandese si inserisce in un quadro più ampio di **declino della produzione europea**. Nel corso degli ultimi cinque anni, la produzione complessiva dell'UE è calata di 44,4 Gmc (-24%). Il principale fattore di riduzione è stata la contrazione della produzione britannica, proveniente soprattutto dal Mar del Nord e contrattasi di 22,1 Gmc (-36%) tra il 2010 e il 2014.

La diminuzione di lungo periodo della produzione europea appare una tendenza irreversibile. Sebbene l'afflusso di massicci investimenti possa localmente e temporaneamente invertire la tendenza, nel lungo periodo la dipendenza dei Paesi europei dal gas naturale importato è destinata a crescere. Anche le riserve non convenzionali presenti in Europa, nonostante siano quantitativamente significative (v. *Focus 13-14/2013*), non sembrano al momento destinate ad avere un impatto significativo sulla produzione europea, a causa degli alti costi, dell'elevato livello di antropizzazione del territorio e del contesto regolatorio sfavorevole.

Le importazioni sono dunque destinate a essere sempre di più la componente dominante dell'approvvigionamento europeo di gas. Attualmente, diversi fattori concorrono a **ridurre i rischi derivanti dalla dipendenza dalle importazioni**. La domanda europea resta in primo

luogo debole, con prospettive di recupero solo in un'ottica temporale di medio periodo (2-5 anni), richiedendo volumi addizionali in modo progressivo.

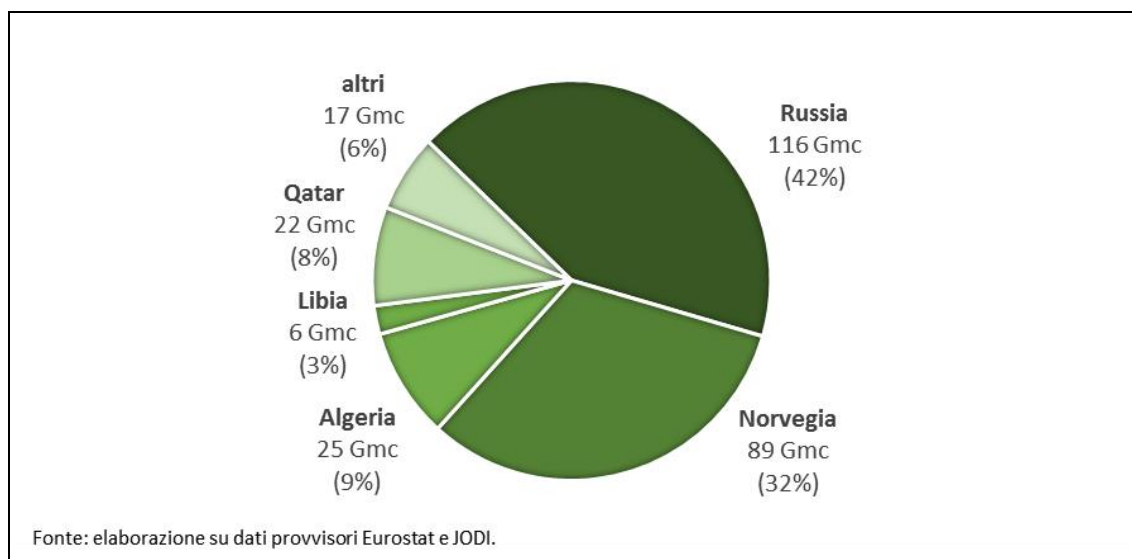
In secondo luogo, la contrazione dei consumi ha lasciato inutilizzata una quota crescente della capacità di importazione: di conseguenza **infrastrutture oggi poco utilizzate** possono accogliere volumi addizionali senza bisogno di nuovi investimenti. Per esempio, la capacità di rigassificazione disponibile sulle coste europee è di poco meno di 200 Gmc/a, ma l'anno scorso le importazioni fisiche di GNL sono state pari a 37,7 Gmc.

In terzo luogo, le reti nazionali dei Paesi europei sono interconnesse in modo solo parziale, creando un'importante opportunità di incremento della diversificazione delle importazioni e di aumento della resilienza dei sistemi nazionali con investimenti molto inferiori a quelli richiesti per la costruzione ex novo di una nuova infrastruttura di importazione. Aumentando le **interconnessioni** è infatti possibile collegare in modo più stretto le reti nazionali dei singoli Paesi e ricorrere, in caso di emergenza o di convenienza economica, alle linee di importazione dei Paesi confinanti (v. *Approfondimento*).

I rischi derivanti dalla dipendenza dalle importazioni possono essere inoltre limitati aumentando capacità di importazione e diversificando l'origine geografica e le rotte di transito degli approvvigionamenti. In questo senso, la realizzazione di **nuove infrastrutture** rappresenta un elemento importante per incrementare la sicurezza energetica dei Paesi europei, come nel caso della realizzazione del rigassificatore di Klaipėda (Lituania), inaugurato alle fine del 2014, o del Trans Adriatic Pipeline (TAP), previsto in funzione tra Turchia e Italia entro l'inizio del prossimo decennio.

La realizzazione di nuove infrastrutture è tuttavia un processo costoso, che richiede investimenti privati non sempre disponibili e che in alcune circostanze è accompagnato da interventi di sostegno pubblico più o meno diretti. In un contesto caratterizzato da debole domanda, da infrastrutture sottoutilizzate e dalla possibilità di aumentare le interconnessioni, **il sostegno a nuove infrastrutture può non rappresentare la soluzione più efficace in termini di costo-opportunità.**

Fig. 10 – Le provenienze delle importazioni di gas in UE (2014)



Per quanto concerne le infrastrutture e le rotte esistenti, il livello di sicurezza degli approvvigionamenti dipende dalla stabilità politica delle aree di produzione e di transito dei flussi di importazione. Nel 2014, il 45% delle importazioni europee è arrivato dalla **Federazione Russa**, per un totale di 116 Gmc⁴. Di questi volumi, circa la metà ha transitato attraverso l'Ucraina, mentre gli altri sono arrivati direttamente dalla Russia oppure attraverso la Bielorussia (v. *Focus* 17/2014). La **Norvegia** è stato il secondo fornitore europeo, con una quota pari al 32% e volumi pari a 89 Gmc. La terza direttrice di importazione è stata quella dal **Nord Africa**, che complessivamente ha pesato per l'8% del totale, diviso tra Algeria (25 Gmc) e Libia (6 Gmc). La quarta direttrice di importazione, infine, è stata quella via GNL (15%), proveniente soprattutto dal **Qatar** (22 Gmc).

Nel corso del 2014 e del primo trimestre 2015, la prima e la terza direttrice di importazione di gas sono state interessate da **instabilità politica, senza però che ci fossero conseguenze di rilievo sulla stabilità dei flussi di approvvigionamento**.

Nel caso dell'area del Nord Africa, le attività di contrasto al terrorismo portate avanti dal **governo algerino** hanno consentito di garantire la stabilità dei flussi provenienti dal Paese attraverso la **Tunisia**, nonostante la perdurante instabilità che caratterizza l'area. Per quanto concerne i flussi dalla **Libia**, nonostante la frammentazione dell'autorità politica e del controllo del territorio, nel primo trimestre del 2015 il gasdotto Greenstream ha funzionato in modo regolare, come peraltro accaduto già nel corso di tutto il 2014. L'assenza di un interlocutore in grado garantire uno stabile controllo del territorio libico rende tuttavia i flussi dal Paese potenzialmente a rischio e dunque non pienamente affidabili.

Nel caso delle forniture di gas russo, la convergenza di interessi sulle questioni energetiche tra i Paesi europei e la Russia ha invece consentito di contenere gli effetti negativi dell'instabilità politica in Ucraina (v. §2.1) e di garantire flussi stabili in transito attraverso il Paese. Per quanto concerne i rapporti con Mosca, resta tuttavia ancora aperta la questione dell'**istruttoria della Commissione europea avviata nel 2012 contro Gazprom per abuso di posizione dominante** in otto mercati dell'Europa orientale (v. *Focus* 12/2012).

L'esito dell'istruttoria è atteso da oltre due anni e secondo le dichiarazioni di Maroš Šefčovič, vice presidente della Commissione europea con delega alle questioni energetiche, potrebbe giungere già nel corso del secondo trimestre di quest'anno. Nel caso le autorità di Bruxelles decidessero di procedere contro Gazprom e l'eventuale sanzione fosse significativa (nell'ordine di alcuni miliardi di euro), il livello dello scontro politico potrebbe salire nuovamente. La convergenza di interessi tra i governi europei e quello russo rappresenterebbe tuttavia un forte incentivo alla cooperazione, analogamente a quanto accaduto nel caso della questione ucraina.

Un esito negativo per Gazprom dell'istruttoria della Commissione europea avrebbe inoltre l'effetto di accelerare il processo di **cambiamento delle attività della compagnia russa sui mercati europei**. Si tratta di una tendenza, già in atto, di riduzione della partecipazione

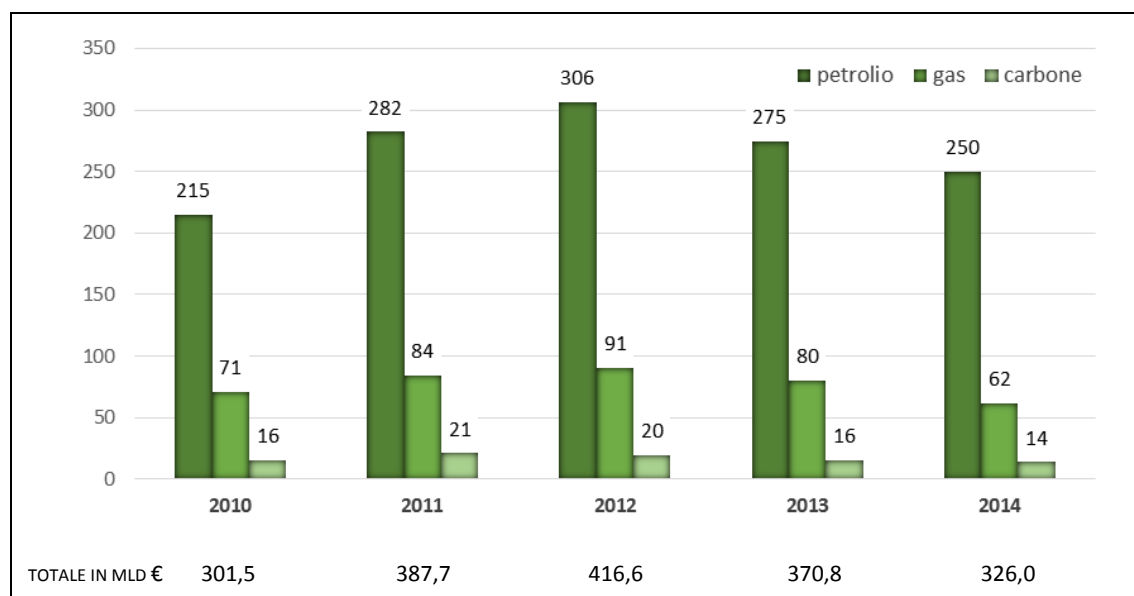
⁴ I dati relativi alla composizione delle importazioni europee sono elaborazioni su dati provvisori di Eurostat [nrg_124m, nrg_134m] e JODI.

diretta di Gazprom alle attività di trasporto e vendita sul territorio dell'UE, concentrandosi invece sulle forniture fino al confine e, in prospettiva, di trading (v. §2.1.).

L'accesso alle forniture internazionali di gas naturale e delle altre fonti fossili rappresenta una condizione fondamentale per la competitività delle economie europee nei prossimi decenni. La **transizione verso sistemi energetici basati su fonti rinnovabili** è infatti un processo di **lungo periodo**, influenzato dall'incertezza dell'innovazione tecnologica e dalla necessità di effettuare investimenti su vasta scala: le fonti fossili rappresentano l'unica soluzione attualmente disponibile per garantire il mantenimento degli attuali livelli di benessere e per consentire un'ulteriore crescita economica.

Gli **approvvigionamenti internazionali di fonti fossili** rappresentano anche una parte rilevante dell'interscambio commerciale europeo, pari al 19% delle importazioni nel 2014. La contrazione delle quotazioni del greggio nel corso del 2014 ha di conseguenza portato a un miglioramento della posizione di bilancia commerciale dell'UE. Il controvalore complessivo delle importazioni nette di fonti fossili è infatti diminuito di 44,8 miliardi di euro, di cui 18,2 per il solo gas naturale.

Fig. 11 – Le importazioni di combustibili fossili in UE



Dati espressi in miliardi di euro, importazioni nette - Fonte: elaborazione su dati Eurostat [ds-018995].

Per quanto concerne le iniziative politiche a livello europeo, il primo trimestre ha visto la pubblicazione di una comunicazione della Commissione europea dedicata all'**Unione dell'energia** (COM/2015/080 final), ossia un progetto politico di rafforzamento della cooperazione in materia energetica e di ulteriore riduzione dei margini di autonomia dei governi nazionali a favore delle istituzioni europee.

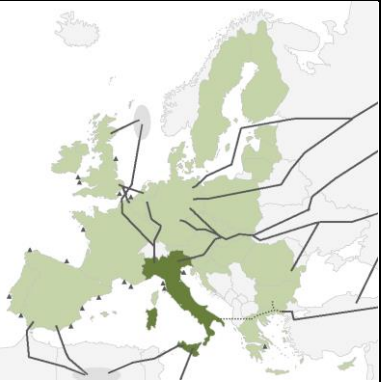
Il documento delinea una strategia di lungo periodo per orientare le scelte in materia di energia a livello europeo, focalizzandosi su cinque dimensioni: la sicurezza energetica, l'efficienza, l'integrazione dei mercati, la decarbonizzazione, la ricerca. Lo scopo del

documento è quello di dare un orientamento unitario alle diverse azioni intraprese in campo energetico e spesso prive di un riferimento unitario.

La comunicazione ha valore solamente propositivo e dunque per avere un impatto dovrà essere tradotta in provvedimenti normativi a livello europeo e nazionale. L'aspetto più critico resta quello relativo al completamento del mercato unico dell'energia, sia per quanto riguarda il rafforzamento delle interconnessioni in grado di consentire gli interscambi, sia per quanto riguarda la piena uniformazione della regolazione.

1.1. ITALIA

ITALIA			
Consumo di gas	60,5	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-12	%	(2014)
Produzione interna	7,0	Gmc	(2014)
Dipendenza da importazioni	88	%	(2014)
Gas sul totale dei consumi	36	%	(2013)
Importazioni energetiche	39,4	mld €	(2014)



Nel **2014** i consumi di gas italiani sono stati di **60,5 Gmc**, 8 in meno rispetto all'anno precedente, corrispondenti al **-12%**. A ridursi è stato soprattutto il fabbisogno dei clienti residenziali, ridottosi di 4,9 Gmc (-15%) rispetto al 2013 a causa delle temperature particolarmente miti nella prima parte dell'anno. Netta, per il quarto anno consecutivo, anche la contrazione della domanda del settore termoelettrico, ridottasi di 2,8 Gmc su base annua (-14%). Sostanzialmente stabili invece gli usi industriali, gli altri usi (come l'autotrazione) e le esportazioni.

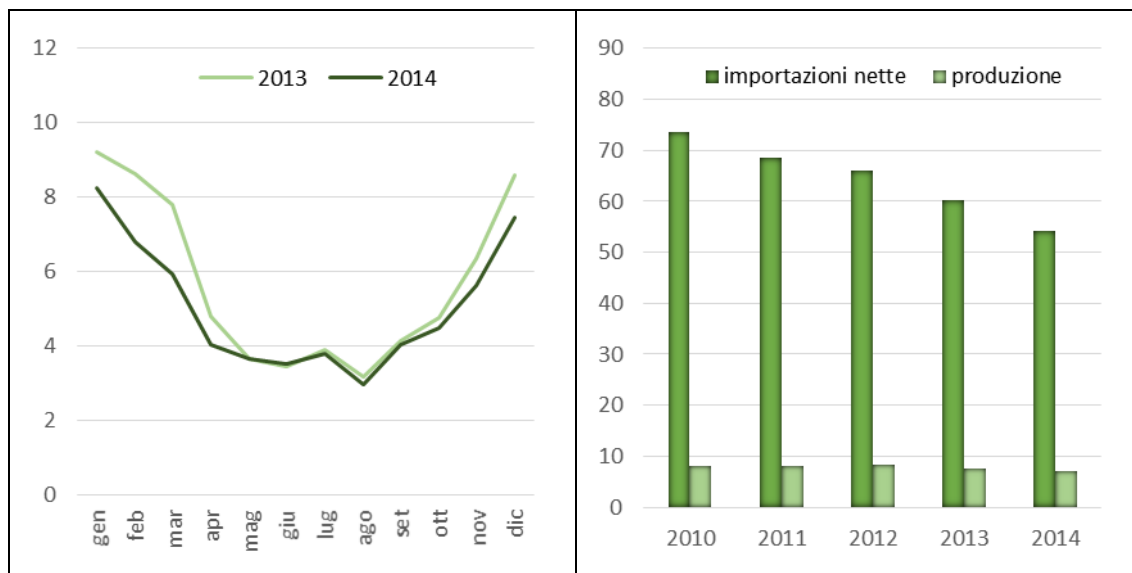
I dati relativi al 2014 si inseriscono in una tendenza consolidatasi negli ultimi cinque anni, nel corso dei quali la domanda italiana ha conosciuto una contrazione senza precedenti. I consumi sono infatti diminuiti di 20,6 Gmc, pari al 25% del totale, a causa essenzialmente del crollo degli usi termoelettrici.

I dati del primo **trimestre 2015** hanno fatto tuttavia registrare una chiara inversione di tendenza: per la prima volta dalla fine del 2010 si è infatti verificato un **incremento** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nei primi tre mesi di quest'anno la domanda italiana è stata pari a 23,1 Gmc, in aumento dell'**11%**. A trainare la ripresa sono stati i consumi residenziali, cresciuti del 12% a 13,9 Gmc grazie a una stagione invernale con temperature più rigide. In forte crescita anche il termoelettrico, cresciuto del 10% a 5 Gmc. In lieve calo invece gli usi industriali, diminuiti del 2% a 3,4 Gmc.

Al momento non è possibile indicare se i dati di questo trimestre rappresentino un'inversione di tendenza stabile. Tuttavia, il segnale positivo è coerente con le aspettative di ripresa dei

consumi italiani formulate da **Snam Rete Gas** nel *Piano decennale 2015-2024*, che prevedono un aumento medio annuo della domanda di gas del 3,9% tra il 2014 e il 2018.

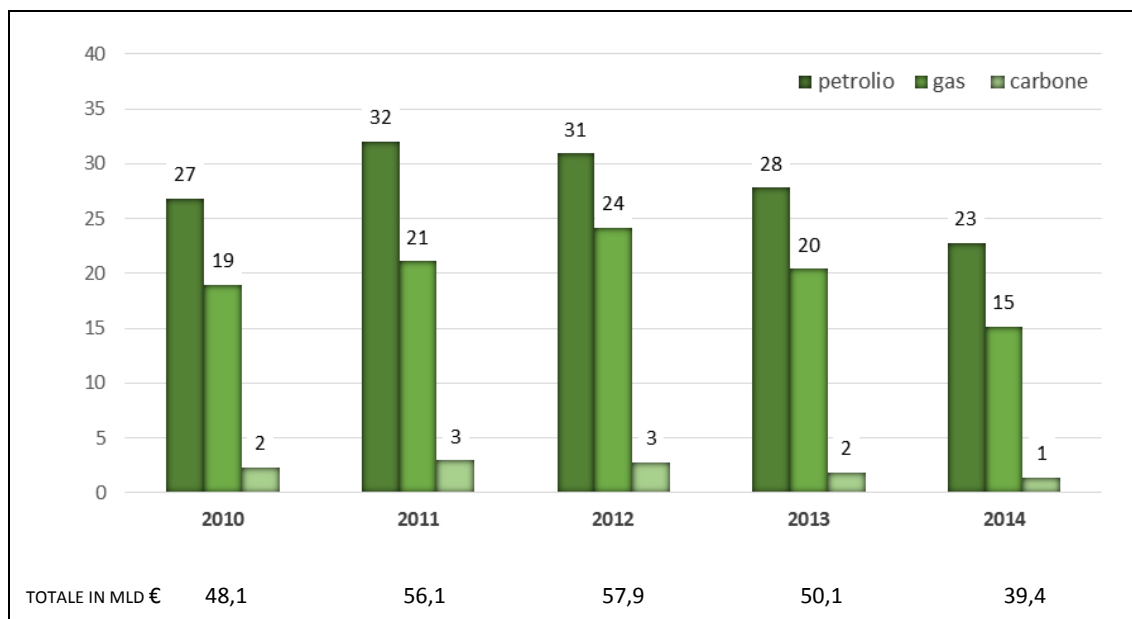
Fig. 12 – I consumi di gas mensili e la struttura dell’approvvigionamento in Italia



Fonte: elaborazione su dati JODI.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nel 2014 i passivi netti di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **15,1 miliardi di euro**, 5,3 miliardi in meno rispetto all’anno precedente, grazie a una diminuzione sia dei volumi sia dei prezzi medi. Per quanto riguarda i combustibili fossili nel loro insieme, il saldo è stato negativo per 39,4 miliardi di euro, 10,7 miliardi in meno rispetto al 2013.

Fig. 13 – Le importazioni di combustibili fossili in Italia



Dati espressi in miliardi di euro, importazioni nette - Fonte: elaborazione su dati Eurostat [ds-018995].

Per quanto riguarda l'approvvigionamento, nel corso del primo trimestre i flussi su tutte le infrastrutture importazione sono risultati regolari. A partire da aprile è peraltro atteso un aumento dei flussi dall'Algeria, dovuto ai maggiori ritiri dei volumi previsti dai contratti *take-or-pay* tra Eni e **Sonatrach**, la compagnia di Stato algerina (v. *Focus* 16/2013).

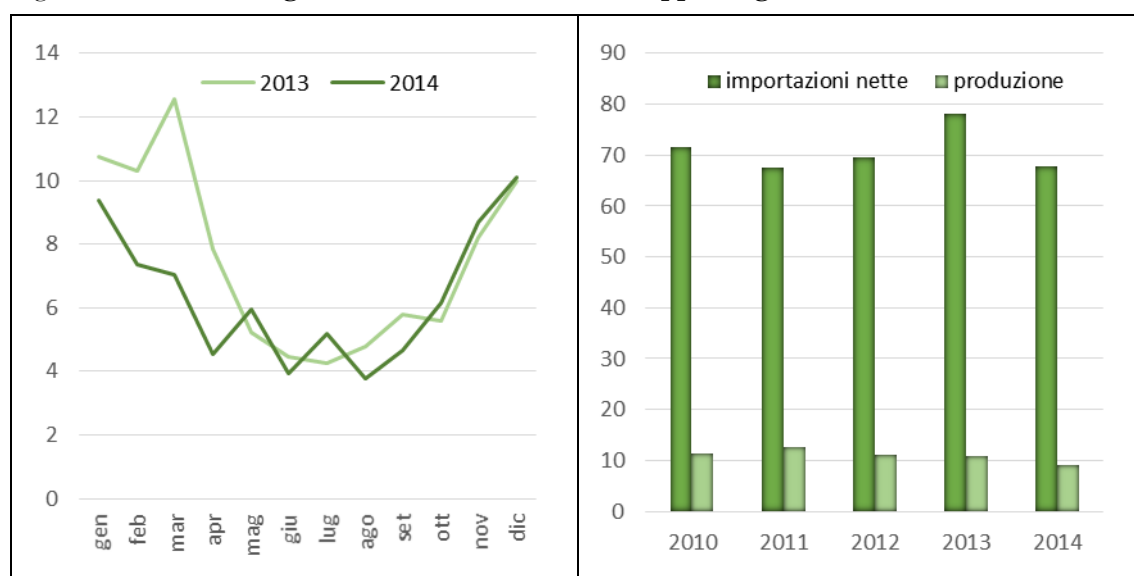
1.2. GERMANIA

GERMANIA			
Consumo di gas	76,8	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-12,9	%	(2014)
Produzione interna	9,2	Gmc	(2014)
Dipendenza da importazioni	88	%	(2014)
Gas sul totale dei consumi	22	%	(2013)
Importazioni energetiche	83,7	mld €	(2014)



Nel **2014** i consumi di gas tedeschi sono stati di **76,8 Gmc**, 12,9 in meno rispetto all'anno precedente, pari al **-14%**. La contrazione è dovuta soprattutto alla minor domanda residenziale per riscaldamento, verificatasi nel corso della prima parte dell'anno. Nel corso dei primi due mesi del 2015 la tendenza si è infatti già invertita, con il ritorno di temperature più prossime alle medie stagionali e il parallelo aumento dei consumi. Al netto dell'oscillazione climatica, la domanda tedesca negli ultimi cinque anni ha in ogni caso fatto registrare un andamento relativamente più stabile rispetto alle altre economie europee, arrivando nel 2013 a crescere rispetto al 2010.

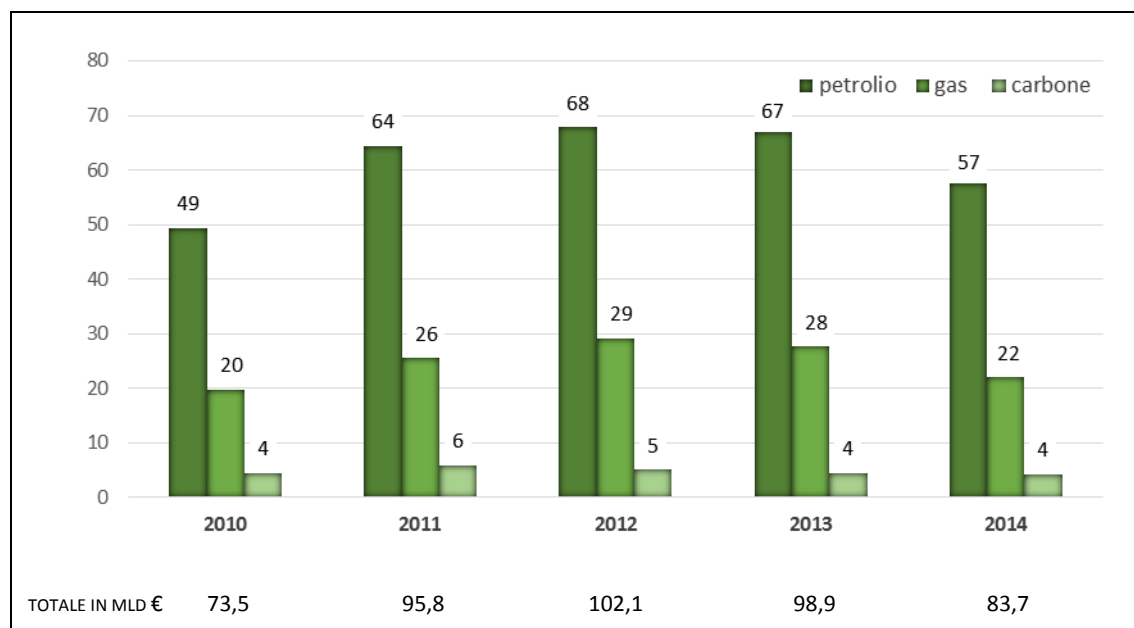
Fig. 14 – I consumi di gas mensili e la struttura dell'approvvigionamento in Germania



Fonte: elaborazione su dati JODI.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nel 2014 i passivi netti di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **22 miliardi di euro**, 5,6 miliardi in meno rispetto all'anno precedente, grazie a una diminuzione sia dei volumi sia dei prezzi medi. Per quanto riguarda i combustibili fossili nel loro insieme, il saldo è stato negativo per 83,7 miliardi di euro, 15,2 miliardi in meno rispetto al 2013.

Fig. 15 – Le importazioni di combustibili fossili in Germania



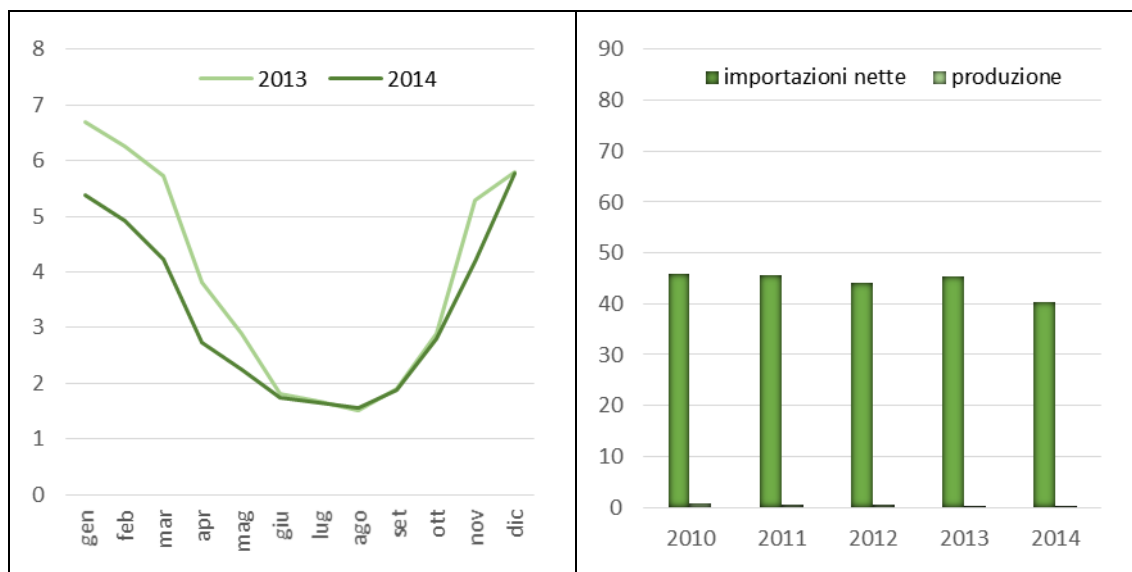
Dati espressi in miliardi di euro, importazioni nette - Fonte: elaborazione su dati Eurostat [ds-018995].

Per quanto riguarda l'approvvigionamento, la rete tedesca si sta affermando in misura crescente come il centro del sistema europeo, grazie alle interconnessioni con le reti dei Paesi confinanti e all'accesso alle forniture di gas russo, attraverso i gasdotti Nord Stream e Yamal-Europa, entrambi non minacciati dall'instabilità politica in Ucraina.

1.3. FRANCIA

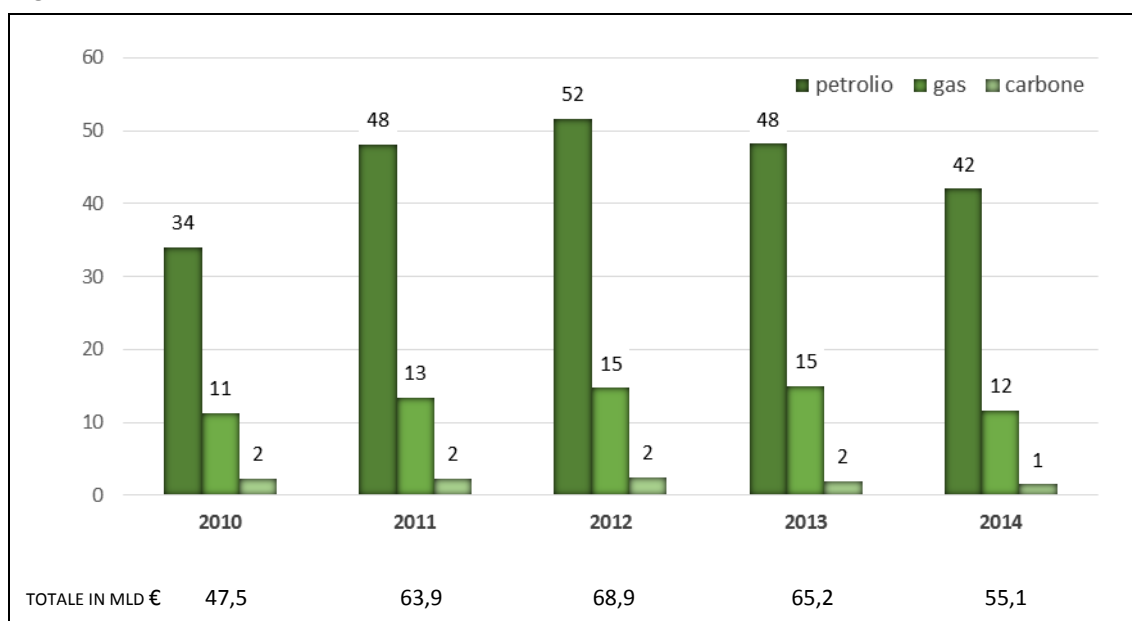
FRANCIA					
Consumo di gas	39,1	Gmc	(2014)		
Variazione annuale	-16	%	(2014)		
Produzione interna	≈ 0	Gmc	(2014)		
Dipendenza da importazioni	100	%	(2014)		
Gas sul totale dei consumi	15	%	(2013)		
Importazioni energetiche	55,1	mld €	(2014)		

Fig. 16 – I consumi di gas mensili e la struttura dell’approvvigionamento in Francia



Fonte: elaborazione su dati JODI.

Fig. 17 – Le importazioni di combustibili fossili in Francia



Dati espressi in miliardi di euro, importazioni nette - Fonte: elaborazione su dati Eurostat [ds-018995].

Nel **2014** i consumi di gas francesi sono stati di **39,1 Gmc**, 7,2 in meno rispetto all’anno precedente, pari al **-16%**. La contrazione più alta rispetto alla media europea è dovuta soprattutto al crollo della domanda residenziale per riscaldamento, verificatosi nel corso della prima parte dell’anno. Nel caso francese, infatti, il gas è utilizzato soprattutto per scaldare edifici, mentre gioca un ruolo completamente marginale nella generazione elettrica. Di conseguenza, gli effetti delle variazioni climatiche sono più evidenti.

Nel corso dei primi due mesi del 2015 la tendenza si è chiaramente invertita, con il ritorno di temperature più prossime alle medie stagionali e un aumento dei consumi prossimo al 20%

rispetto allo stesso periodo dell'anno passato. Al netto delle oscillazioni climatiche, la domanda francese negli ultimi cinque anni ha fatto registrare una notevole stabilità. Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nel 2014 i passivi netti di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **11,6 miliardi di euro**, 3,4 miliardi in meno rispetto all'anno precedente, grazie a una diminuzione sia dei volumi sia dei prezzi medi. Per quanto riguarda i combustibili fossili nel loro insieme, il saldo è stato negativo per 55,1 miliardi di euro, 10 miliardi in meno rispetto al 2013.

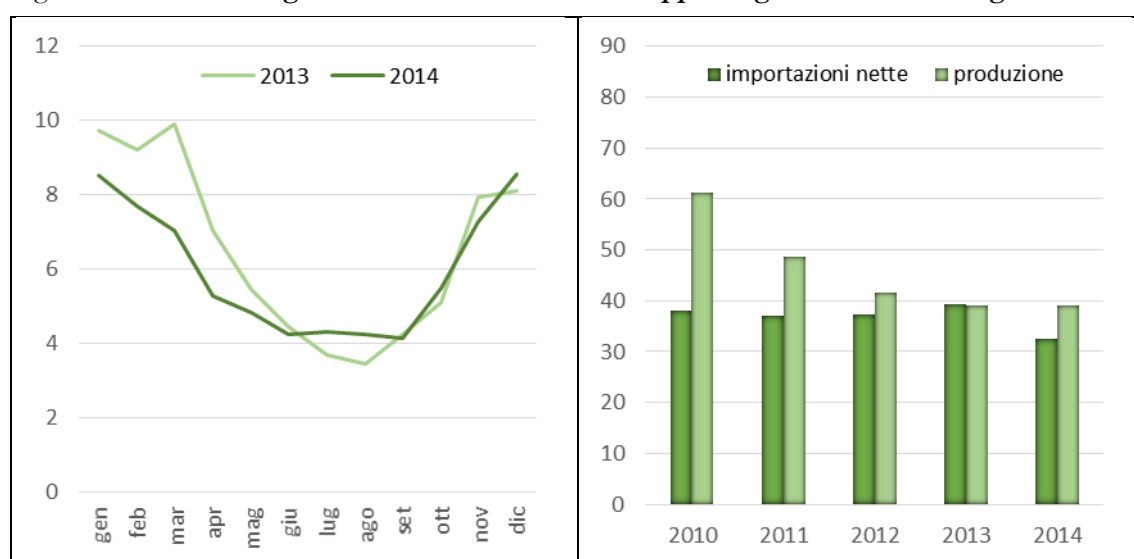
1.4. REGNO UNITO

REGNO UNITO			
Consumo di gas	71,6	Gmc	(2014)
Variazione annuale	9	%	(2014)
Produzione interna	39,1	Gmc	(2014)
Dipendenza da importazioni	45	%	(2014)
Gas sul totale dei consumi	33	%	(2013)
Importazioni energetiche	15,3	mld €	(2014)



Nel **2014** i consumi di gas britannici sono stati di **71,6 Gmc**, 6,7 in meno rispetto all'anno precedente, pari al **-9%**. La contrazione è dovuta soprattutto alla minor domanda residenziale per riscaldamento, verificatasi nel corso della prima metà dell'anno. I dati relativi al mese di gennaio 2015 indicano una chiara inversione di tendenza (+7%), in linea con l'andamento generale a livello europeo.

Fig. 18 – I consumi di gas mensili e la struttura dell'approvvigionamento nel Regno Unito

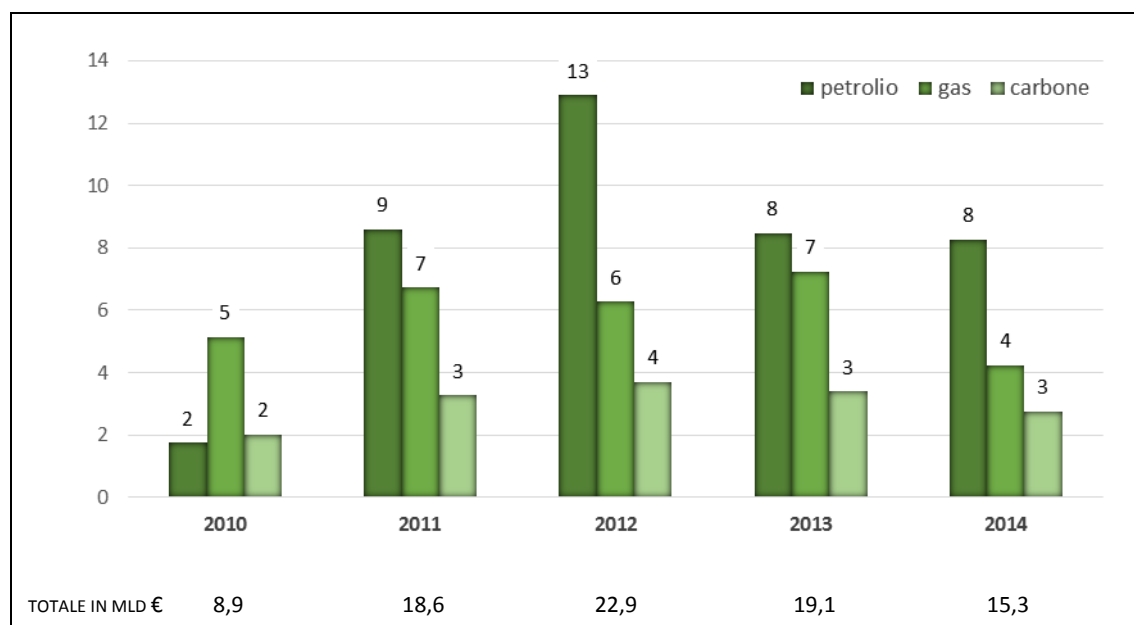


Fonte: elaborazione su dati JODI.

Analizzando la tendenza negli ultimi cinque anni, emerge come il mercato britannico sia quello europeo che ha fatto registrare la contrazione più marcata: -29,4 Gmc tra il 2010 e il 2014, pari a -29%. Analogamente a quanto accaduto in Italia, anche nel Regno Unito gran parte della contrazione dei consumi si è verificata nel settore termoelettrico.

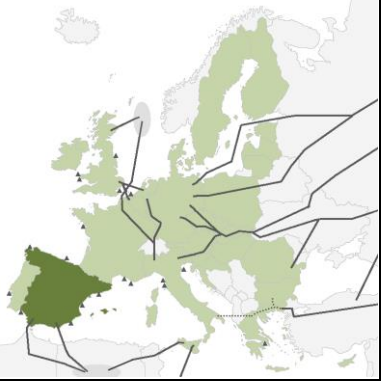
Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nel 2014 i passivi netti di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **4,2 miliardi di euro**, 3 miliardi in meno rispetto all'anno precedente, grazie a una diminuzione sia dei volumi sia dei prezzi medi. Per quanto riguarda i combustibili fossili nel loro insieme, il saldo è stato negativo per 15,3 miliardi di euro, 3,8 miliardi in meno rispetto al 2013. Nonostante, sia diventato un importatore netto, nel complesso il Regno Unito è ancora un grande produttore di idrocarburi e dunque preserva un netto vantaggio rispetto alle altre grandi economie europee in termini di bilancia commerciale.

Fig. 19 – Le importazioni di combustibili fossili nel Regno Unito



Dati espressi in miliardi di euro, importazioni nette - Fonte: elaborazione su dati Eurostat [ds-018995].

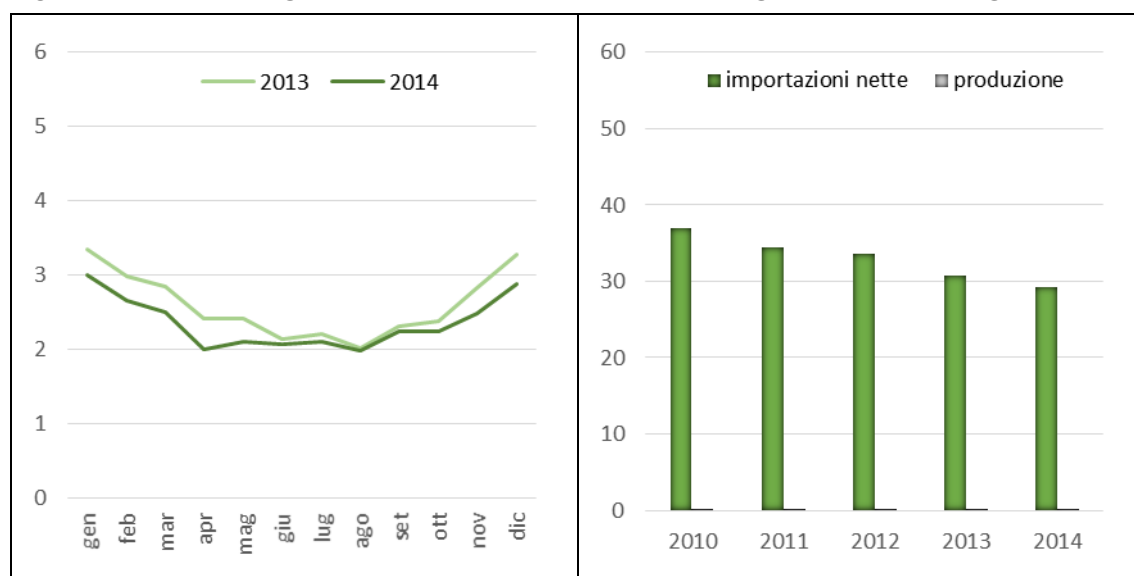
1.5. SPAGNA

SPAGNA				
Consumo di gas	28,2	Gmc	(2014)	
Variazione annuale	-9	%	(2014)	
Produzione interna	≈ 0	Gmc	(2014)	
Dipendenza da importazioni	100	%	(2014)	
Gas sul totale dei consumi	22	%	(2013)	
Importazioni energetiche	31,2	mld €	(2014)	

Nel **2014** i consumi di gas spagnoli sono stati di **28,2 Gmc**, 2,9 in meno rispetto all'anno precedente, pari al **-9%**. La contrazione è dovuta soprattutto alla minor domanda residenziale durante tutto l'anno, a cui si è sommata una perdurante debolezza della domanda termoelettrica.

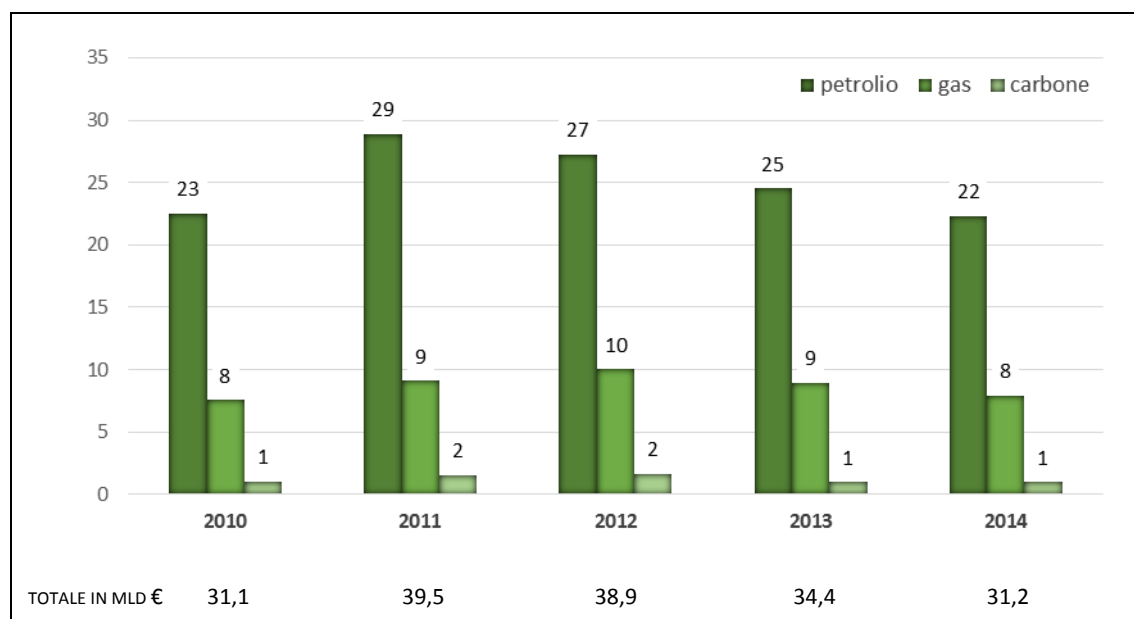
I dati relativi ai primi due mesi del 2015 indicano anche nel caso spagnolo una chiara inversione di tendenza (+6%), in linea con l'andamento generale a livello europeo. Il mercato spagnolo è tuttavia piuttosto distante dai livelli di cinque anni fa, rispetto ai quali ha perso 8,9 Gmc di domanda finale, pari al 24%.

Fig. 20 – I consumi di gas mensili e la struttura dell'approvvigionamento in Spagna



Fonte: elaborazione su dati JODI.

Fig. 21 – Le importazioni di combustibili fossili in Spagna

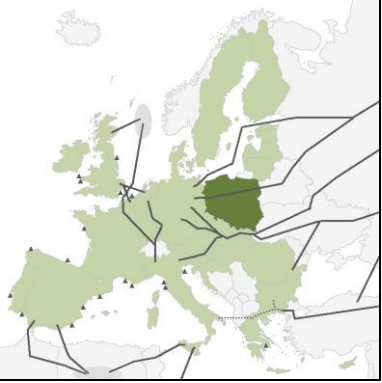


Dati espressi in miliardi di euro, importazioni nette - Fonte: elaborazione su dati Eurostat [ds-018995].

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nel 2014 i passivi netti di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **7,9 miliardi di euro**, 1,1 miliardi in meno rispetto all'anno precedente, grazie a una netta diminuzione sia dei volumi sia dei prezzi medi. Per quanto riguarda i combustibili fossili nel loro insieme, il saldo è stato negativo per 31,2 miliardi di euro, 3,3 miliardi in meno rispetto al 2013.

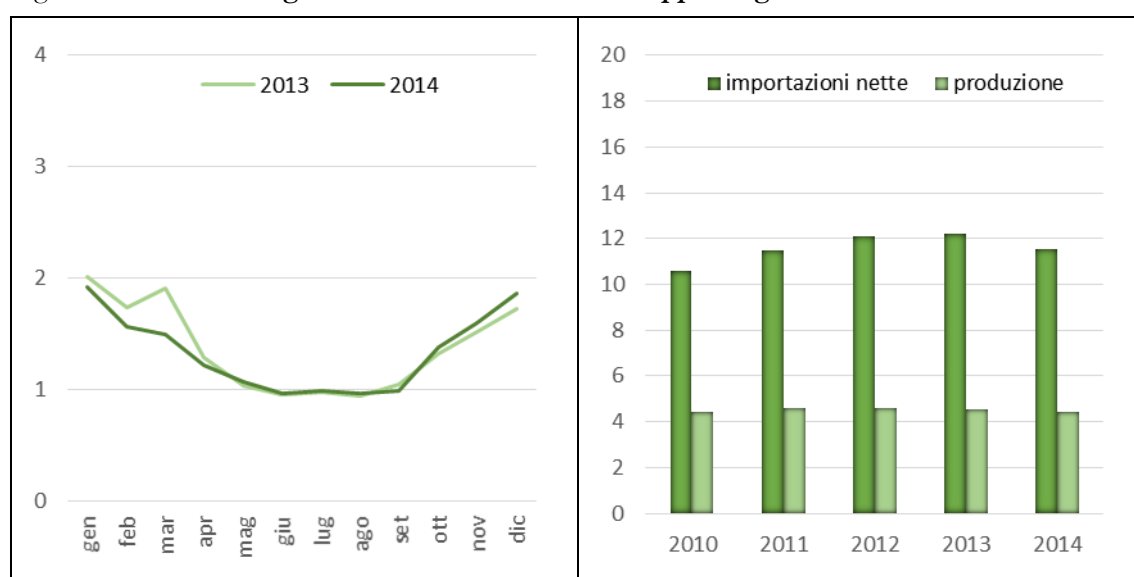
1.6. POLONIA

POLONIA			
Consumo di gas	16,0	Gmc	(2014)
Variazione annuale	-3	%	(2014)
Produzione interna	4,4	Gmc	(2014)
Dipendenza da importazioni	72	%	(2014)
Gas sul totale dei consumi	14	%	(2013)
Importazioni energetiche	13,4	mld €	(2014)



Nel **2014** i consumi di gas polacchi sono stati di **16 Gmc**, 0,5 in meno rispetto all'anno precedente, pari al **-3%**. La contrazione è stata molto più modesta rispetto a quella degli altri grandi Paesi europei sia perché l'economia polacca in questi anni è stata più dinamica, sia perché l'uso finale prevalente sul mercato polacco è quello industriale, largamente insensibile alle dinamiche climatiche. I dati relativi al mese di gennaio 2015 indicano tuttavia un'accentuazione della tendenza negativa del 2014, con una contrazione del 6% rispetto allo stesso mese dell'anno passato.

Fig. 22 – I consumi di gas mensili e la struttura dell'approvvigionamento in Polonia

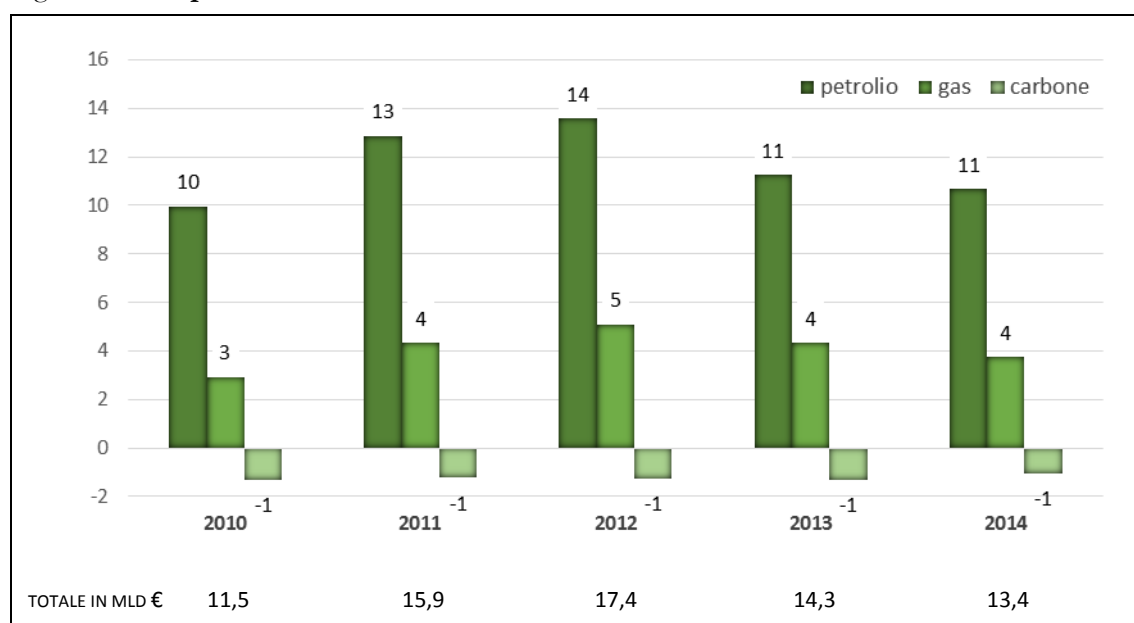


Fonte: elaborazione su dati JODI.

Analizzando la tendenza negli ultimi cinque anni, emerge come il mercato polacco del gas sia caratterizzato da uno sviluppo lento ma costante, direttamente collegato allo sviluppo economico del Paese. A limitare la crescita della domanda contribuisce tuttavia l'ampia diffusione del carbone, che domina la generazione elettrica polacca. L'evoluzione delle politiche climatiche europee sembra destinata a penalizzare il carbone come fonte primaria e favorire il gas come fonte fossile alternativa, lasciando dunque prevedere un'accelerazione nel medio periodo (5 anni) dei consumi polacchi di metano.

Per quanto concerne il **controvalore delle importazioni**, nel 2014 i passivi stimati di bilancia commerciale relativi al gas naturale sono stati pari a **3,7 miliardi di euro**, 600 milioni in meno rispetto all'anno precedente⁵. Per quanto riguarda i combustibili fossili nel loro insieme, il saldo stimato è stato negativo per 13,4 miliardi di euro, 900 milioni in meno rispetto al 2013.

Fig. 23 – Le importazioni di combustibili fossili in Polonia



Dati espressi in miliardi di euro, importazioni nette stimate - Fonte: elaborazione su dati Eurostat [ds-018995].

Per quanto concerne l'approvvigionamento, il governo polacco da tempo persegue una strategia di diversificazione delle importazioni attraverso la realizzazione di un **terminale di liquefazione a Świnoujście**. Al momento i lavori, commissionati a un consorzio guidato da Saipem, sono interrotti per assenza di investimenti adeguati, ma l'opera potrebbe essere sbloccata in tempi relativamente rapidi, qualora dovesse emergere la necessità di potenziare la capacità di importazione.

⁵ In assenza di dati ufficiali relativi al controvalore delle importazioni di gas polacche, si è utilizzato il prezzo medio delle importazioni tedesche come riferimento.

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

2.1. RUSSIA E VICINI ORIENTALI

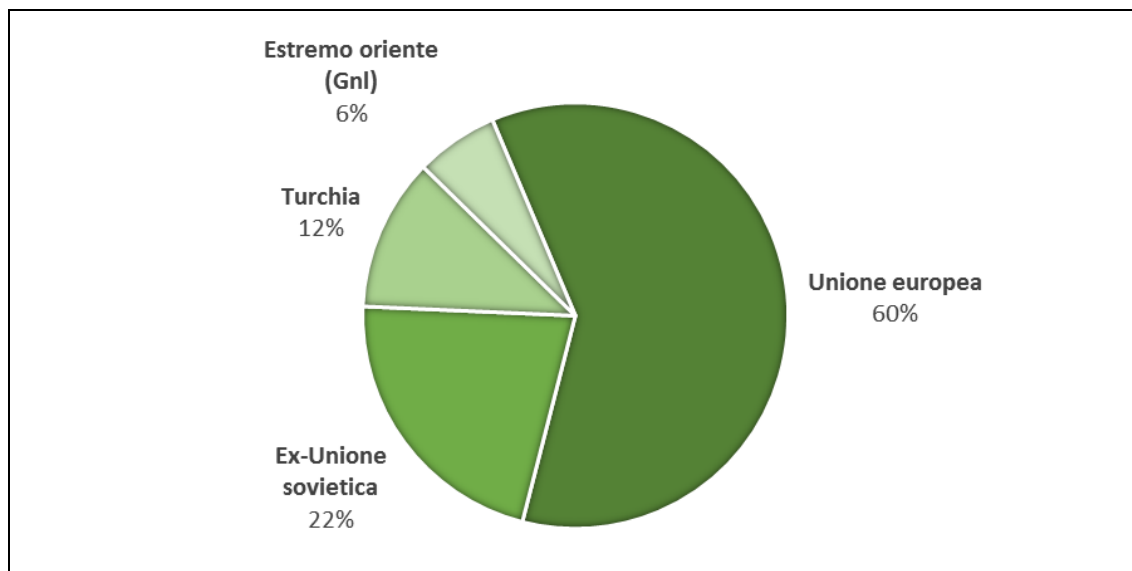
L'effetto combinato di una domanda europea di gas stagnante, del calo dei prezzi degli idrocarburi e di maggior efficienza nei consumi ha determinato una notevole contrazione delle entrate statali russe derivanti dalle esportazioni verso l'Unione europea. I proventi della commercializzazione di gas all'estero da parte di Gazprom contribuiscono infatti, in linea di massima, a poco meno di un decimo dell'intero Prodotto interno lordo russo. Complice un inverno mite, le esportazioni di gas russo verso i mercati europei si sarebbero inoltre contratte dai 162 Gmc del 2013 ai 157 Gmc del 2014 – benché secondo altre e altrettanto autorevoli fonti potrebbero aver non raggiunto i 150 Gmc. L'effetto combinato dei fattori appena citati potrebbe comportare, stando alla stampa di settore, una perdita annua per le casse russe compresa tra i 5 e i 6 miliardi di dollari. La tendenza alla contrazione delle esportazioni di gas verso i tradizionali mercati di sbocco degli idrocarburi russi è fenomeno che, peraltro, non si limita allo scacchiere europeo. Guardando all'intero portafoglio di esportazioni di Gazprom, il 2014 avrebbe fatto registrare una contrazione dei volumi di gas del 10% circa rispetto all'anno precedente – per un volume nominale di esportazioni non superiore ai 195 Gmc.

Al di là della crisi, auspicabilmente congiunturale, nei rapporti tra Mosca e gli interlocutori europei determinata dal conflitto in Ucraina, gli effetti del calo dei prezzi degli idrocarburi continueranno ad avere ripercussioni negative sul budget federale russo – contemporaneamente messo alla prova dalle più ampie sanzioni approvate da Stati Uniti e Ue. Il calo del prezzo del greggio si ripercuote infatti sui contratti di lungo periodo di commercializzazione di gas ad esso indicizzati – circa la metà del totale – con uno scarto temporale di 2-3 trimestri. In questo contesto, il prezzo del gas potrebbe contrarsi nei prossimi mesi di circa un terzo, sino a raggiungere i 275 dollari per migliaia di metri cubi (220, secondo le previsioni più pessimistiche) a fronte dei 361 dollari del 2014.

In questo quadro di riferimento, non stupisce dunque che Gazprom abbia deciso di rivedere i propri ambiziosi progetti infrastrutturali messi in campo su tutte le principali direttrici di esportazione. Di razionalizzare cioè un piano di spesa che, già alla vigilia dell'approvazione delle sanzioni euro-statunitensi a danno di Mosca, appariva evidentemente non in linea con la domanda finale di gas. È a questa logica, prima ancora che agli ostacoli posti dalla normativa comunitaria allo schema di business propugnato da Gazprom, che va dunque ascritta la decisione di congelare i piani di raddoppio del Nord Stream (Cfr. § 3.1) e di cancellare il progetto South Stream, sostituendolo con un progetto lungo la direttrice turco-russa ancora in fase di definizione (Cfr. § 3.2). La razionalizzazione dei progetti infrastrutturali annunciati da Gazprom nel corso degli ultimi anni è, d'altra parte, tanto più necessaria in ragione degli investimenti programmati nello scacchiere asiatico. Parte integrante della razionalizzazione delle attività del gigante russo è infatti anche una strategia di diversificazione delle esportazioni che, mirando ad approfondire

la presenza sui mercati asiatico-orientali, punta di fatto a spezzare la dipendenza dalle esportazioni verso l'Europa (cfr. *Figura 24*).

Fig. 24 – I mercati di sbocco del gas russo



2013, valori espressi in Gmc. Fonte: elaborazione su dati BP.

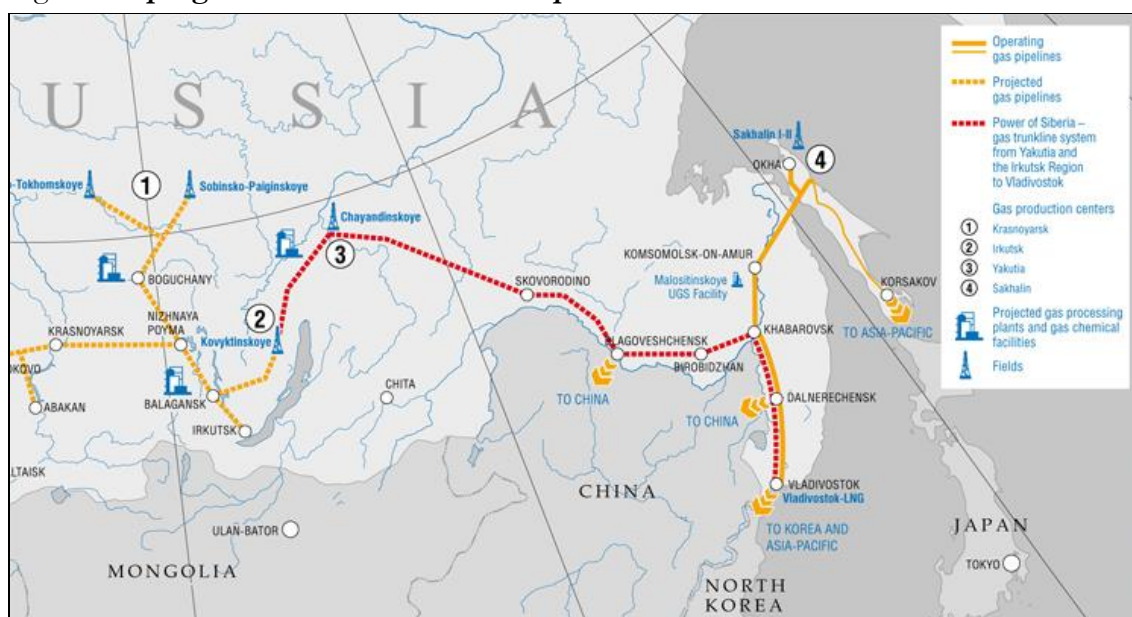
La finalizzazione dei lunghi negoziati energetici con la Cina (Cfr. *Focus 18/2014*) – passibili di essere ampliati nel corso del 2015 – rappresenta il principale pilastro della strategia di diversificazione russa. Tuttavia, la preventivata costruzione di un gasdotto verso la Cina (il “Power of Siberia”) e lo sviluppo dei giacimenti della Siberia orientale destinati ad approvvigionare l'infrastruttura (Kovykta e Chayandinskoye) richiederebbero un investimento pari a circa 55 miliardi di dollari nel prossimo decennio.

La necessità di attirare nuovi investimenti e la volontà di espansione sui mercati asiatici sembrano fondersi nella decisione, annunciata dal Vice-Primo ministro russo Arkady Dvorkovich, di concedere alle compagnie cinesi il controllo di giacimenti nazionali. La complessa contingenza del mercato del gas e la volontà di rilanciare la produzione nel medio e lungo periodo a fronte della rapida maturazione dei bacini estrattivi della Siberia occidentale hanno cioè contribuito ad abbattere una “barriera psicologica” – così come definita dallo stesso Dvorkovich – che limitava il controllo sui giacimenti nazionali alle compagnie estere. L'annuncio del Vice-Primo ministro russo va peraltro incontro alla tradizionale preferenza accordata dalle compagnie energetiche cinesi al controllo diretto sulla produzione estera destinata al mercato nazionale. Al contrario, ad oggi, le due compagnie cinesi impegnate in territorio russo – CNPC e Sinopec – hanno effettuato investimenti limitati e nella sola attività di esplorazione.

Ulteriore pilastro della nascente nuova strategia energetica russa nel comparto del gas è lo sviluppo della capacità di liquefazione della risorsa. Secondo i piani del Ministero per l'energia, lo sviluppo di tecnologia GNL potrebbe consentire di incrementare la capacità annua di liquefazione di 90 milioni di tonnellate entro il 2030. Ad oggi, tuttavia,

l'unico impianto di liquefazione attivo in territorio russo è quello di Sakhalin-II che, inaugurato da Gazprom nel 2009 e dotato di una capacità di 9,6 milioni di tonnellate annue, consente esportazioni di GNL principalmente verso Giappone e Corea del Sud (rispettivamente 11,6 e 2,5 Gmc nel 2013). Nei piani di Gazprom sono attualmente in fase di sviluppo due ulteriori impianti – dalla capacità congiunta di circa 25 milioni di tonnellate – nel Baltico e a Vladivostok, previsti entrare in funzione nel 2018. Per raggiungere gli ambiziosi obiettivi governativi di crescita della capacità di liquefazione il Ministero dell'energia russo ha preparato una proposta di legge che potrebbe spezzare il monopolio di Gazprom nelle esportazioni di gas. Secondo i termini della proposta, tutte le compagnie cui verranno accordate licenze di costruzione di impianti di liquefazione potranno esportare GNL. Della proposta, evidentemente rivolta ad attirare gli ingenti investimenti necessari per avviare attività di esplorazione e sfruttamento nell'Artico così come in Siberia orientale ed estremo oriente, potranno beneficiare anzitutto le compagnie russe Novatek e Rosneft. Quest'ultima, in particolare, potrebbe presto vedersi appaltato lo sviluppo di nuovi giacimenti di idrocarburi nell'Artico, a seguito di quelli già ottenuti in concessione nella stessa area nell'agosto 2014.

Fig. 25 – I progetti infrastrutturali di Gazprom in Siberia e Estremo oriente



Fonte: Gazprom.

Sebbene l'andamento piatto della domanda di gas europea rappresenti il principale elemento con il quale confrontare le scelte strategiche di Gazprom, è tuttavia indubbio che la crisi nei rapporti russo-europei e le rigorose politiche antitrust della Commissione europea abbiano un'influenza non secondaria sui piani di crescita nel mercato continentale del gigante russo. Tale considerazione rileva, in particolare, in relazione alla recente cancellazione dell'accordo di *asset swap* già delineato tra Gazprom e la compagnia tedesca BASF. Sulla base dell'accordo – concluso in via preliminare nel 2012 e atteso essere finalizzato alla metà del 2014 –

Gazprom avrebbe aumentato dal 50 al 100% il pacchetto azionario di Wingas, la compagnia controllata da BASF per la commercializzazione del gas. In cambio, la società di BASF attiva nell'oil & gas, Wintershall, avrebbe incrementato la propria partecipazione in giacimenti siberiani nei quali è già attiva. L'accordo, che di fatto avrebbe assicurato al gigante dell'energia russo l'accesso al mercato e allo stoccaggio del gas in Germania, è stato tuttavia cancellato di comune accordo a fine dicembre a causa del "difficile clima politico corrente". Nonostante le autorità europee si fossero già espresse sulla conformità alla normativa comunitaria dell'accordo tra Gazprom e BASF, la rinuncia da parte di Mosca all'acquisizione degli *asset* di Wingas sembra essere coerente con un nuovo approccio al mercato europeo, sviluppato in conseguenza della necessità di adattarsi ai vincoli imposti dal Terzo pacchetto sull'energia dell'Ue del 2011 e, soprattutto, alla risolutezza mostrata dalla Commissione nell'imporne il rispetto. Coerentemente, lo stesso AD di Gazprom Alexei Miller ha sottolineato come la compagnia russa sia oggi impegnata a superare un modello di affari basato sulla partecipazione all'intera "filiera del gas", dalla estrazione sino alla commercializzazione passando per il trasporto della risorsa. Frutto principalmente della vertenza russo-europea e intra-europea che ha contribuito alla cancellazione del progetto South Stream (Cfr. Focus n.18 e 19-20), il nuovo modello di business in via di definizione a Mosca è stato incentivato anche dalla vertenza relativa all'utilizzo del gasdotto OPAL, il cui utilizzo a piena capacità sembra non essere più perseguito dalla compagnia russa nel quadro di un più ampio ripensamento del corridoio d'esportazione baltico (Cfr. § 3.1).

Ad inizio aprile, il rinnovo dell'accordo temporaneo sulla commercializzazione di gas tra Russia e Ucraina ha fugato i timori di una possibile interruzione dei flussi verso occidente, confermando piuttosto che la dimensione energetica della crisi tra Mosca e Kiev è stata di fatto isolata da quella drammatica del conflitto nell'est del paese.

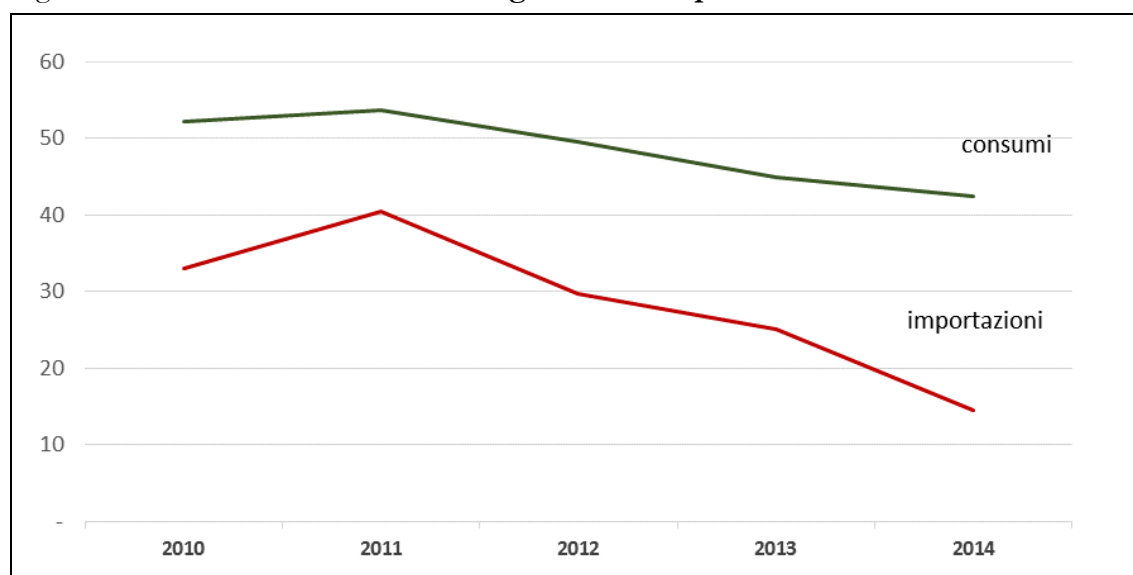
Seguito e mediato ancora una volta dalla Commissione europea – e, in particolare dal Vicepresidente Maros Sefcovic – l'accordo ha sancito il rinnovo delle condizioni concordate tra Gazprom e Naftogaz in occasione della firma del cd. Pacchetto d'inverno, dello scorso ottobre (Cfr. Focus n.19-20). L'accordo, la cui validità è stata estesa dal 30 marzo al 30 giugno, ha ribadito cioè i principi del pagamento anticipato delle forniture da parte ucraina e, al contempo, un prezzo di vendita scontato rispetto a quello contenuto nell'accordo originario (2009) e l'indicizzazione dei prezzi stessi a quelli del petrolio. Il nuovo pacchetto comprenderebbe d'altra parte volumi di gas tali da permettere all'Ucraina di ripristinare gli stoccaggi in vista del prossimo inverno. Trovare un accordo di più ampia durata che possa coprire tutto l'inverno 2015-'16 – obiettivo che le autorità di Kiev perseguivano invero già nel round negoziale appena conclusosi – resta dunque la sfida centrale che attende le tre parti in causa nel corso del prossimo bimestre.

Se, dunque, la partita energetica è stata con successo isolata da quella politico-strategica nella sua dimensione internazionale, altrettanto non può dirsi per la dimensione interna, dove il legame tra il conflitto e l'approvvigionamento resta invece stretto – al di là dell'importanza dei giacimenti carboniferi dell'Ucraina orientale per il consumo nazionale. Sullo sfondo dei tentativi di addivenire ad un cessate-il-fuoco tra le parti belligeranti, il mese di febbraio è stato infatti caratterizzato da una vertenza russo-ucraina che, ancorché parzialmente rientrata,

potrebbe presto tornare a pesare sui negoziati condotti sotto egida europea. Il riferimento va, in particolare, alle necessità di approvvigionamento energetico delle autoproclamate Repubbliche di Donetsk e Lugansk, interrotto dalla compagnia statale ucraina nella seconda metà di febbraio formalmente a causa di un incidente occorso lungo la linea di distribuzione. In risposta all'iniziativa di Naftogaz, Gazprom ha garantito autonomamente l'approvvigionamento di gas all'area sottolineando tuttavia che i volumi in questione sarebbero stati inseriti nel computo delle esportazioni verso l'Ucraina – secondo uno schema già rodato da Mosca nella regione secessionista moldava della Transdnistria. Nonostante l'approvvigionamento dall'Ucraina sia successivamente ripreso, la più ampia problematica, collegata evidentemente alla rivendicazione della sovranità di Kiev sulla regione del Donbas, resta evidentemente aperta, anche in ragione dei mancati pagamenti del gas inviato alle repubbliche secessioniste – che aggrava la già pesante situazione debitoria di Naftogaz – e della conseguente decisione del governo ucraino di sospendere i sussidi sociali verso la regione.

Uno dei più rilevanti sviluppi connessi alla crisi russo-ucraina è derivato per Kiev dalla possibilità di avviare flussi di importazione di gas dai paesi centro-europei che, pur essendo di provenienza russa, permette all'Ucraina di bypassare il rapporto diretto con Mosca e Gazprom. Secondo i primi dati sui consumi ucraini del 2014, il paese avrebbe ridotto del 44% i flussi di importazione da Gazprom, scesi a 14,5 Gmc – il livello più basso degli ultimi quindici anni.

Fig. 26 – **Andamento del consumo di gas e delle importazioni dalla Russia**



Fonte: elaborazione su dati BP, Interfax.

A supplire alla diminuzione delle importazioni dalla Russia sono stati i flussi attivati da Slovacchia, Polonia e Ungheria, che hanno assicurato 5,1 Gmc di gas – circa il doppio circa rispetto all'anno precedente – ad un livello di prezzo che, secondo le dichiarazioni del Ministro delle finanze ucraino Natalia Yaresko, sarebbe stato inferiore a quello praticato da

Gazprom di 50 dollari per migliaia di metri cubi. La tendenza all'aumento delle importazioni dai partner europei si sarebbe peraltro confermata e approfondita nel primo trimestre del 2015, durante il quale l'Ucraina avrebbe importato dalla sola Slovacchia 3,65 Gmc di gas, a fronte dei 2,16 importati direttamente dalla Russia.

Proseguendo nel tentativo di diversificare gli approvvigionamenti di gas, sulla base di intese già intercorse nel corso del 2014 a fine gennaio **la compagnia energetica ucraina Naftogaz Ukrayiny e l'operatore polacco della rete energetica Gaz-System si sono accordati per la costruzione di un interconnettore del gas della portata di 10 Gmc/a.** A co-finanziare la costruzione dell'infrastruttura – il cui costo stimato si aggira attorno ai 250 milioni di dollari – potrebbe essere, secondo il Primo ministro polacco Ewa Kopacz, la Banca europea di ricostruzione e sviluppo (Bers) o la Banca europea degli investimenti (Bei). L'infrastruttura, d'altra parte, è pienamente in linea con la logica che, stando alla bozza di Unione energetica pubblicata dalla Commissione europea a febbraio, dovrebbe presiedere alla tutela della sicurezza energetica continentale attraverso lo sviluppo delle interconnessioni del gas. È dunque presagibile che possa essere inserita tra i progetti di interesse europeo, attirando così finanziamenti anche da parte dell'Ue.

La valenza dell'accordo polacco-ucraino nel quadro del datato tentativo delle autorità di Kiev di perseguire la diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas, è difficilmente sottovalutabile. Assicurandosi un collegamento con la costa del Mar Baltico, per la prima volta, difatti, l'Ucraina potrebbe avere accesso a gas di provenienza non russa. **Lo sbocco al Baltico consentirebbe infatti a Kiev di assicurarsi più flessibili forniture di Gnl, transitanti attraverso i terminali polacchi e lituani.** A conferire maggior rilevanza a tale possibilità è, inoltre, lo stallo in cui sembrano essere caduti i tentativi di Kiev di inaugurare infrastrutture di rigassificazione sulla costa ucraina e, in particolare, nel porto di Yuzhny, nei pressi di Odessa. Mentre la perdurante incapacità di trovare finanziatori rende il progetto non realizzabile nel breve periodo, problematiche non inferiori si registrano sul versante delle rotte di approvvigionamento. La rotta più naturale – ovvero tra il Mediterraneo e il Mar Nero – sconta infatti la contrarietà della Turchia ad aggravare il già congestionato passaggio attraverso gli Stretti dei Dardanelli e del Bosforo di materiali infiammabili. Inoltre, l'unica alternativa al passaggio attraverso gli stretti turchi – l'approvvigionamento di Gnl dal Mar Caspio via Georgia – resta un progetto politicamente molto significativo ma economicamente irrealizzabile, per lo meno allo stato attuale della produzione e del trasporto di gas dal Caspio.

A fine 2014, inoltre, l'Ucraina ha completato la costruzione di una nuova interconnessione in grado di aumentare il flusso di importazione di gas dalla Slovacchia dai 3,6 Gmc del 2014 fino, potenzialmente, a 14 Gmc/a. La nuova interconnessione slovacco-ucraina potrebbe dunque consentire di aumentare significativamente la quota dei consumi interni oggi soddisfatta dalle importazioni da paesi europei (circa il 20% del consumo annuo del 2014), specie se, come preventivato dal Ministero dell'energia, i consumi ucraini dovessero affettivamente contrarsi fino a 40 Gmc nel 2015 anche a causa della difficile situazione economica in cui versa il Paese.

La riduzione della dipendenza dall'approvvigionamento di gas dalla Russia era stato uno dei principali ambiti di azione del governo già alla vigilia del conflitto in Ucraina orientale. Sulla possibilità di riduzione delle importazioni dalla Russia pesa tuttavia la vertenza bilaterale ancora aperta – e oggi sottoposta all'arbitrato della Corte di Stoccolma, il cui giudizio non è atteso prima della fine del 2015 – sul rispetto delle clausole *take or pay* contenute nell'accordo russo-ucraino del 2009.

I progetti di Kiev finalizzati alla tutela della sicurezza energetica attraverso l'aumento della produzione interna di idrocarburi attraversano, d'altra parte, una fase di difficoltà, dovuta tanto alla spirale di conflittualità nella quale è scivolata l'Ucraina quanto alle politiche fiscali governative – che minacciano di avere ripercussioni negative sulle attività degli investitori esteri nel comparto energetico nazionale. Il governo ucraino ha infatti deciso di estendere indefinitamente una tassa sulla vendita di idrocarburi prodotti sul territorio nazionale a clienti industriali – innalzata come misura di emergenza nel secondo semestre del 2014 dal 28% al 55%. La decisione, giustificata dalla necessità di generare nuove entrate in un momento di crisi e di consentire l'acquisto di gas da produttori differenti rispetto alla Russia, ha suscitato la dura reazione dei produttori e, in particolare, della compagnia britannica JKC, uno dei maggiori produttori non pubblici di idrocarburi attualmente attivi in Ucraina. La JKC, dopo aver comunicato in settembre la decisione di tagliare di 10 milioni di dollari gli investimenti previsti, lo scorso gennaio ha reso noto il congelamento dei piani di spesa per il 2015 in attesa di un “miglioramento dei parametri economici” per i medesimi. Sulla decisione ha influito, d'altra parte, anche la decisione delle autorità governative ucraine di limitare la commercializzazione di gas al comparto industriale da parte di compagnie private, in maniera tale da ampliare la quota di mercato della compagnia statale Naftogaz – i cui bilanci risultano tradizionalmente in passivo in ragione dell'obbligo di vendere gas per il consumo privato a prezzi calmierati. Su questo sfondo, a metà febbraio la JKC e le proprie sussidiarie olandese e ucraina hanno citato in giudizio Kiev per il mancato rispetto dei trattati in materia energetica – Energy Charter Treaty e trattati bilaterali a protezione degli investimenti sottoscritti Regno Unito e Paesi Bassi – avendo mancato l'Ucraina di trattare in modo “corretto ed equo” gli investimenti del gruppo. In particolare, JKC chiede il risarcimento di più di 180 milioni di dollari pagati in canone di locazione sulla produzione di petrolio e gas a partire dal 2011.

Il congelamento degli investimenti di JKC non rappresenta, inoltre, l'unico recente sviluppo a mettere in ombra i piani di sviluppo del potenziale produttivo dei giacimenti nazionali ucraini. Nella seconda metà di dicembre, infatti, Chevron ha comunicato la propria decisione di ritirarsi dall'accordo concluso con le autorità di Kiev per lo sfruttamento dei depositi di shale gas nell'area di Oleskoye. Benché la decisione della compagnia statunitense sia coerente con analoghe scelte compiute in Europa orientale, l'instabilità politica del paese e l'incertezza sulla tassazione delle attività di estrazione nel paese sembrano aver avuto un peso rilevante. La cessazione dell'accordo da parte di Chevron è stata peraltro seguita da un'analogo iniziativa di Royal Dutch Shell. In una nota di metà marzo, la compagnia anglo-olandese ha infatti dichiarato di ritirarsi dai progetti di sfruttamento dei depositi di shale gas nell'area di Kharkiv, giudicati non profittevoli a seguito di trivellazioni esplorative condotte dopo il 2012. Lo

scorso anno, a causa delle operazioni militari in corso nelle regioni orientali del Paese, la Shell aveva già abbandonato un progetto di estrazione di gas nel giacimento di Yuzovskaya, nelle regioni di Kharkov e Donetsk, che avrebbe richiesto un investimento di circa 10 miliardi di dollari.

2.2. BACINO DEL CASPIO

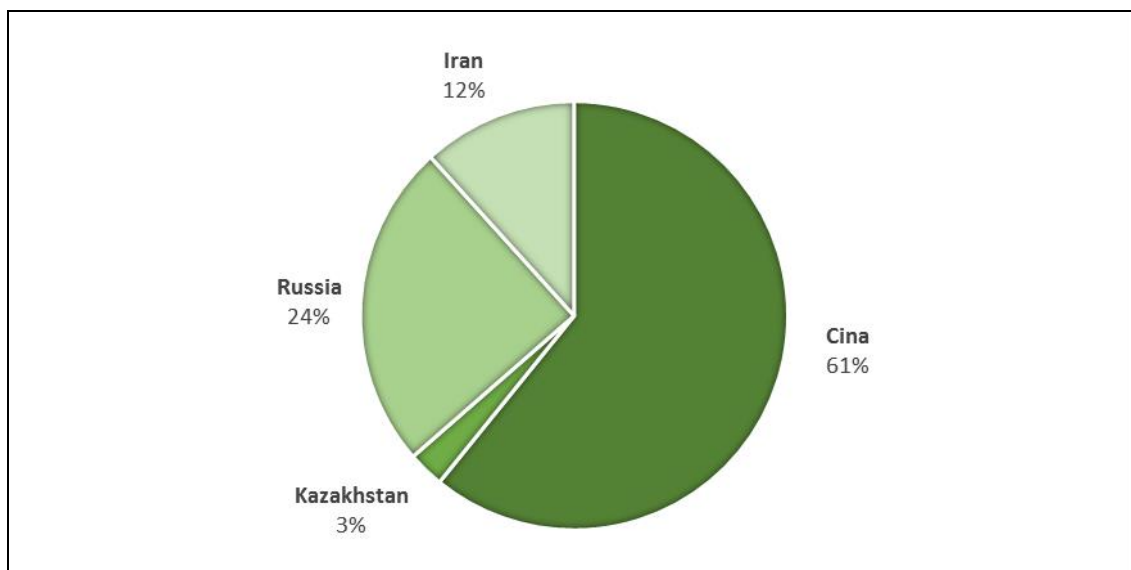
PAESE	RISERVE PROVATE	CONSUMO	VARIAZ. ANNUA	PRODUZIONE	VARIAZ. ANNUA
Azerbaijan	900	8,6	1,5%	16,2	3,8%
Kazakistan	1.500	11,4	9,6%	18,5	0,8%
Turkmenistan	17.500	22,3	-15,5%	62,3	0,4%
Uzbekistan	1.100	45,2	-3,3%	55,2	-2,8%

Sullo sfondo della perdurante crisi russo-europea, la **bozza di Unione energetica pubblicata dalla Commissione europea lo scorso 25 febbraio ha posto nuovamente l'accento sulla necessità di diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas come misura determinante per tutelare la sicurezza energetica continentale. Come già in passato, obiettivo centrale della strategia di diversificazione europea risiede nell'apertura di una direttrice centroasiatica di approvvigionamento**, esplicitamente citata dal documento della Commissione. Resta cioè elevato l'interesse delle autorità di Bruxelles a coinvolgere nello sviluppo del Corridoio meridionale del gas i produttori centroasiatici e, tra questi, il Turkmenistan – che con un volume di riserve provate pari a 17.500 Gmc è secondo su scala mondiale solo a Russia, Iran e Qatar. L'interesse europeo verso il potenziale d'esportazione turkmeno è stato non a caso ribadito ad inizio aprile da Malena Mard, Capo delegazione dell'Ue in Azerbaijan, che, sottolineando lo “estremo interesse” nell'approfondire la cooperazione energetica con Ashgabat, ha reso nota la ripresa dei relativi negoziati quadripartiti con Turkmenistan, Azerbaijan e Turchia. Inoltre, e non meno significativamente, la Commissione europea avrebbe avviato a fine marzo un meccanismo negoziale tra compagnie energetiche internazionali e la compagnia statale turkmena – la Turkmengaz – in vista della possibile costruzione di un collegamento trans-caspico verso l'Azerbaijan. Secondo la stampa di settore l'iniziativa di Bruxelles avrebbe avuto riscontro positivo, in particolar modo da compagnie già attive in attività estrattive nel Caspio o già in contatto con le autorità turkmene per lo sviluppo del settore off-shore – tra le prime, BP, Statoil e Total, tra le seconde, Eni e Rwe. L'iniziativa della Commissione risulta tanto più rilevante in considerazione della tradizionale ritrosia del Turkmenistan al coinvolgimento nella partita infrastrutturale fondato sul principio della vendita degli idrocarburi ai propri confini. Tale posizione, radicata in una tradizione diplomatica di neutralità e non-allineamento rispetto alle problematiche regionali, è stata principalmente frutto della volontà turkmena di evitare che l'energia potesse rappresentare una fonte di attrito nei rapporti con il vicino russo. Un logica, quest'ultima, che nonostante la minor

rilevanza della Russia per le esportazioni del gas turkmeno, difficilmente è destinata a mutare nell'attuale contesto regionale.

Il datato tentativo di inaugurare un canale di esportazione del gas turkmeno verso occidente – risalente per lo meno alla fine degli anni Novanta – sembra oggi essere ritornato di attualità grazie all'evoluzione della diplomazia energetica degli attori regionali coinvolti. Primo tra essi è certamente il Turkmenistan, il cui tentativo di diversificare le rotte di esportazione russo-centriche ha finito per dischiudere il rischio di una nuova dipendenza dalle esportazioni verso la Repubblica popolare cinese. Nell'ultimo quinquennio, coerentemente con la “going abroad strategy” in materia energetica, Pechino ha infatti dapprima inaugurato e successivamente ampliato la direttrice di approvvigionamento centroasiatica, al punto da diventare il primo mercato del gas turkmeno (cfr. Fig. 27), secondo un trend destinato contrattualmente a crescere nel breve periodo – dai 35 Gmc del 2013 sino a 65 Gmc nel 2020.

Fig. 27 – I mercati di sbocco del gas turkmeno



2013, valori espressi in Gmc. Fonte: elaborazione su dati BP.

In questo contesto si è registrato un ritorno dell'interesse all'inaugurazione di una rotta trans-caspica di esportazione di gas verso occidente da parte delle autorità di Ashgabat, forte dell'avanzamento dei piani di estrazione off-shore portati avanti da Petronas nel Caspio. In questa prospettiva, il Ministro turkmeno competente in materia energetica ha dichiarato a inizio marzo che il Governo perseguirebbe un piano di esportazioni verso l'Europa in grado di assicurare un volume di gas compreso tra i 10 e i 30 Gmc/a. Tali volumi potrebbero essere resi disponibili dalle attività di estrazione nel Caspio (passibili di garantire tra 10 e 16 Gmc/a) e nella più ricca area orientale del Paese, da dove la risorsa potrebbe essere instradata attraverso il gasdotto est-ovest attualmente in fase di costruzione. Il Turkmenistan ha peraltro incassato il parere favorevole della RSK Environment circa la conformità del progetto di gasdotto trans-caspico agli standard di tutela ambientale internazionali, a seguito

di uno studio indipendente compiuto d'intesa con la Banca mondiale. Il rischio ambientale rappresenta, difatti, la principale giustificazione dell'opposizione congiunta di Russia e Iran alla posa di un gasdotto sottomarino nel Caspio in mancanza di consenso tra tutti i paesi rivieraschi. La posizione turkmena, sostenuta da Baku, ruota al contrario attorno al diritto dei due paesi di avviare un progetto infrastrutturale dalla natura esclusivamente bilaterale, qualora esso sia conforme con i più rigorosi standard internazionali in materia di tutela ambientale.

I piani infrastrutturali di Ashgabat beneficiano, non secondariamente, del sostegno assicurato a essi dai paesi deputati a fungere da snodo per il transito del gas turkmeno verso occidente, ovvero Azerbaijan e Turchia. L'intensificazione dei contatti trilaterali tra Ankara, Baku e Ashgabat registratasi nel corso degli ultimi mesi è difatti culminata con la decisione dei tre partner di instaurare un meccanismo di dialogo e cooperazione in materia energetica. Annunciato a inizio marzo in occasione della visita di stato condotta in Turchia dal Presidente turkmeno Gurbanguly Berdimuhamedov, il forum trilaterale ruota principalmente attorno alla cooperazione per la realizzazione del Trans-Caspian Pipeline. L'istituzione del forum segue di poche settimane l'incontro tenutosi ad Ashgabat a fine gennaio tra i ministri degli esteri dei tre paesi, in occasione del quale il Turkmenistan sarebbe stato ufficialmente invitato a partecipare al progetto di gasdotto Trans-Anatolian Pipeline (TANAP).

Per quanto fortemente voluta da Ankara coerentemente con una strategia energetica di approvvigionamento multiplo, **l'intesa triangolare tra Turchia, Azerbaijan e Turkmenistan segnala anche la maggior risolutezza con la quale Baku sembra oggi perseguire l'obiettivo di inaugurazione di un flusso di gas dall'Asia centrale** in grado di valorizzare il ruolo di snodo che il paese riveste per il cd. Corridoio energetico Est-Ovest. In passato, difatti, al di là di una disponibilità formale mai negata a fungere da transito per l'esportazione verso occidente del gas centroasiatico, Baku aveva di fatto tutt'altro che facilitato la realizzazione del progetto. La posa del gasdotto transcaspico è stata per lungo tempo ostacolata infatti dalla mancanza di accordo azeroturkmeno sulla suddivisione delle rispettive acque territoriali nel Caspio e, apparentemente, dal timore che l'apertura del corridoio potesse distrarre investimenti internazionali dallo sviluppo dei giacimenti azerbaijani in favore dei più promettenti giacimenti turkmeni. A questi due elementi si aggiungeva la non meno rilevante volontà di Baku di non forzare la mano su un progetto infrastrutturale altamente controverso, in quanto tradizionalmente avversato da Mosca e Teheran.

Il diverso e apparentemente più risoluto atteggiamento azerbaijano verso la realizzazione del Trans-Caspian Gas Pipeline (TCGP) sembra essere oggi legato al perseguimento di una strategia energetica finalizzata ad assicurare al Paese dividendi di lungo periodo attraverso la partecipazione all'intera filiera energetica – dalla produzione al trasporto e alla distribuzione finale. Nel corso degli ultimi anni, tale strategia si è tradotta in una risoluta politica di investimenti esteri che, agevolata dagli elevati prezzi degli idrocarburi registratisi nell'ultimo decennio, si è rivolta principalmente verso i paesi determinanti per assicurare l'esportazione degli idrocarburi a un Paese, quale l'Azerbaijan, privo di sbocco diretto ai mercati internazionali – Georgia, Turchia e, più di recente, Grecia. Su questo sfondo, il rinnovato

sostegno al TCGP sebra rispondere a una duplice logica. In primo luogo, il gasdotto potrebbe assicurare all'Azerbaijan rilevanti entrate in termini di tasse di transito del gas centroasiatico. In secondo luogo, l'afflusso di gas dal Turkmenistan verso l'Azerbaijan e da qui lungo i gasdotti messi in cantiere lungo il Corridoio meridionale dell'Ue potrebbe dare nuovo slancio alla realizzazione dei medesimi, attirando nuovi stakeholder internazionali. Possibilità, quest'ultima, tanto più rilevante in considerazione della elevata esposizione azerbaijana nei progetti infrastrutturali in questione e della contrazione delle entrate statali derivanti dalla vendita di petrolio. Nel 2014, infatti, la crescita economica del paese caucasico è rallentata al 2,8% rispetto al 5,8% dell'anno precedente. Principale responsabile della contrazione della crescita è stata la caduta dei prezzi del petrolio, cui si è sommata una nuova diminuzione del volume di output petrolifero annuale, dovuta principalmente alla perdurante diminuzione della produzione annua del giacimento di Azeri-Chirag-Guneshli (-22%) dopo il raggiungimento del picco produttivo nel 2008.

Data questa congiuntura, **l'attuazione dell'ambizioso programma di investimenti della compagnia statale azerbaijana SOCAR appare più problematica, specie in relazione al finanziamento di infrastrutture dagli elevati costi di realizzazione.** Prima tra queste è certamente il TANAP il cui costo si aggira attorno agli 11 miliardi di dollari e di cui SOCAR detiene attualmente il 70% del pacchetto azionario. La possibilità che il TANAP possa essere approvvigionato anche con gas di provenienza turkmena potrebbe dunque attirare nuovi investitori, a partire da BP, che da tempo rimanda sistematicamente l'opzione di acquisto del 12% delle quote di SOCAR, sino alla Petronas, attiva nell'estrazione off-shore in Turkmenistan e dalla fine dello scorso anno entrata anche nel consorzio titolare dei diritti di sfruttamento di Shah Deniz e del gasdotto che collega i terminali di Baku all'Anatolia orientale.

Il tentativo di assicurare al TANAP ulteriori fonti di approvvigionamento e maggior attrattiva rispetto a nuovi stakeholder guarda nelle ultime settimane con maggior risolutezza anche a Teheran, alla luce della positiva evoluzione del negoziato sul nucleare iraniano e in vista di una parziale riduzione delle sanzioni comminate al Paese da Stati Uniti e Ue.

La ripresa dei flussi di investimenti esteri verso l'Iran potrebbe permettere al paese di sfruttare appieno un potenziale gassifero del tutto inutilizzato, garantendo un volume di esportazioni annue comprese tra i 10 e i 20 Gmc già a partire dall'inizio del prossimo decennio – principalmente grazie allo sviluppo del maxi-giacimento di South Pars cui diverse compagnie occidentali, tra cui Eni e Total, si erano dette in passato interessate. D'altra parte, i benefici della normalizzazione in termini di output di gas aggiuntivo sarebbero ancor più evidenti nel medio e lungo periodo – tra il 2025 e il 2040 – quando l'Iran, secondo la Iea, potrebbe arrivare a produrre circa 110 Gmc/a di gas aggiuntivi. È stato, non a caso, lo stesso Presidente di SOCAR, Rovnag Abdullayev, a sottolineare che l'infrastruttura trans-anatolica potrebbe offrire nel medio periodo l'alternativa più conveniente per l'esportazione del gas iraniano verso l'Europa, invitando di fatto la compagnia statale iraniana a valutare la possibilità di coinvolgimento nel progetto infrastrutturale. Alla posizione di Abdullayev ha fatto eco quella del Ministro dell'energia turco Taner Yildiz

Nell'ottica di sostenere i piani di investimento programmati all'estero, il Vicepresidente di SOCAR, Suleyman Gasyimov, ha reso noto che la compagnia azerbaigiana è prossima a concludere, con un consorzio di banche estere, accordi di finanziamento del valore di 3,5 miliardi di dollari da utilizzare per la costruzione della raffineria STAR, in Turchia occidentale. La costruzione della raffineria – del valore di oltre 5 miliardi di dollari, partecipata all'81,5% da Socar e per il restante 18,5% dalla Turcas Petrol – rappresenta uno dei pilastri della strategia di crescita azerbaigiana sul mercato turco, dove aspira a diventare uno dei principali player nel corso del prossimo decennio. La raffineria – con una capacità di trasformazione annua programmata a 10 milioni di tonnellate (mt/a) di greggio entro il 2018 – è prevista garantire prodotti petroliferi alla *holding* petrolchimica Petkim, player di primo livello del mercato turco, controllata anch'essa da SOCAR.

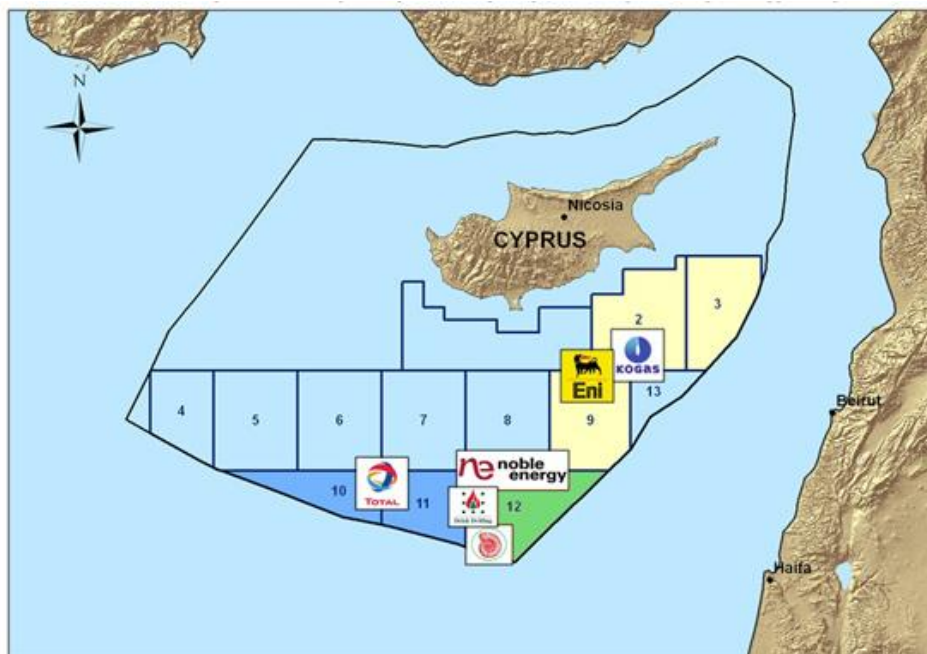
2.3. TURCHIA E MEDIO ORIENTE

PAESE	RISERVE GASSIFERE	CONSUMO	VARIAZ. ANNUA	PRODUZIONE	VARIAZ. ANNUA
Turchia	6	45,6	1,1%	-	-
Israele	286	6,9	168,7%	6,4	181%
Iraq	126.700	n.d.	n.d.	0,6	-4,4%
Iran	1.192.900	162,2	0,7%	166,6	0,8%
Siria	10.100	n.d.	n.d.	4,5	-15,2%

Il secondo semestre del 2014 e il primo quadrimestre del 2015 hanno contribuito a far chiarezza sul reale **potenziale estrattivo del Bacino di Levante**. Potenziale che, contrariamente alle ottimistiche aspettative iniziali, **sembra essere insufficiente a giustificare gli ambiziosi progetti di estrazione e trasporto immaginati nel corso dell'ultimo triennio**. Ciò contribuisce a rendere ancor più deficitaria una diplomazia energetica che, piuttosto che rendere lo sviluppo dell'area un volano di cooperazione tra attori tradizionalmente rivali, aveva finito per esacerbare le contrapposizioni regionali tra i paesi interessati al potenziale estrattivo del Bacino – da Cipro alla Turchia, da Israele al Libano e alla Grecia.

Il tanto atteso **inizio delle trivellazioni nella zona economica esclusiva cipriota da parte dei consorzi internazionali titolari dei diritti di esplorazione ha fornito segnali tutt'altro che incoraggianti**. Ciò riguarda in particolare le attività del consorzio costituito da Eni (80%) e dalla compagnia nord-coreana Kogas (20%), titolare dei diritti di esplorazione su tre dei blocchi in cui sono suddivise le acque cipriote (num.2, 3 e 9). Secondo quanto reso noto dagli interessati, le attività di trivellazione condotte nel blocco num.9 non avrebbero rilevato depositi di gas sufficientemente ampi da giustificare attività di estrazione. Risultato deludente, quest'ultimo, che segua peraltro l'analogo fallimento delle attività esplorative condotte nel 2014 nella medesima area.

Fig. 28 – I blocchi e le licenze off-shore ciprioti



Fonte: Cyprus Observer.

Una certa **incertezza continua a circondare le prospettive di sviluppo delle attività cipriote di Total**, titolare dei diritti di esplorazione e sfruttamento dei blocchi 10 e 11 dell'off-shore dell'isola. Il Ministro per l'energia cipriota George Lakkotrypis ha infatti reso noti in gennaio i deludenti risultati del primo round di esplorazione condotto dalla compagnia francese nel corso del 2014. Secondo quanto dichiarato, infatti, Total non avrebbe trovato alcuna struttura geologica passibile di contenere giacimenti gassiferi, aggiungendo che la compagnia avrebbe a stretto giro valutato l'opportunità di proseguire con le operazioni di trivellazione. Su questo sfondo, per diverse settimane si sono inseguite voci di stampa circa la possibile decisione della compagnia francese di cessare le attività nelle acque cipriote – secondo alcuni anche in conseguenza delle pressioni esercitate sull'esecutivo francese dal governo turco, tradizionalmente avverso ad attività considerate unilaterali e lesive dei diritti dei turco-ciprioti. A fare chiarezza sulla prospettiva di ripresa delle attività di esplorazione da parte di Total è stata tuttavia una nota del Ministero cipriota competente in materia energetica che, nella seconda metà di marzo, ha ribadito la volontà della compagnia francese di proseguire le attività off-shore. Secondo quanto reso noto, Total e il governo cipriota di sarebbero accordati per un nuovo round esplorativo nel blocco 11.

Quale che sia la sorte delle attività cipriote di Total, al momento **le prospettive di estrazione dal Bacino sembrano tuttavia insufficienti a giustificare la costruzione di un impianto di Gnl sulla costa cipriota**. La costruzione di un impianto di liquefazione nei pressi di Vassilikos aveva costituito obiettivo e scelta privilegiata dalle autorità cipriote per l'esportazione verso i mercati europei sin dall'avvio della partita energetica regionale. Più in generale, obiettivo di Nicosia era l'assunzione di un ruolo di snodo delle esportazioni di gas dalla più ampia area del Bacino – e dunque anche da Israele – verso i mercati europei lungo

il Corridoio meridionale. Tuttavia, tanto le scelte di commercializzazione israeliane (Cfr. infra), quanto e soprattutto i deludenti risultati delle attività di esplorazione nelle proprie acque, rendono i progetti ciprioti difficilmente realizzabili. Allo stato attuale, infatti, il giacimento di Afrodite (blocco num.12) – la cui scoperta da parte della Nobel, nel 2011, aveva dato il là ai piani di sviluppo di Nicosia – rimane l'unico commercialmente significativo, sebbene con riserve stimate (tra i 100 e i 170 Gmc di gas) non sufficienti a giustificare ambiziosi progetti infrastrutturali. D'altra parte, secondo quanto reso noto dallo stesso Ministro per l'energia cipriota Yiorgos Lakkotrypīs a metà marzo, la Nobel sarebbe prossima a dichiarare la viabilità commerciale del giacimento.

PAESE	GIACIMENTO	RISERVE (GMC)	ANNO SCOPERTA	SHAREHOLDERS	ON STREAM
Israele	Leviathan	620	2010	Noble Energy (39,66%) Delek Group (45,34%) Ratio Oil (15%)	2017
Israele	Tamar	280	2009	Noble Energy (36%) Delek Group (31,25%) Isramco (28.75%) Dor Gas (4%)	2013
Cipro	Aphrodite	140	2011	Noble Energy (70%) Delek Group (30%)	2018
Palestina	Gaza Marine	30	2000	BG (60%) Consolidated Contractors International Company (30%) Autorità Palestinese (10%)	n.d.

In questa situazione, non stupisce dunque che il governo cipriota, seguendo una strada già intrapresa dalla Noble e dalla Delek per i giacimenti israeliani, si vada rivolgendo a mercati e a interlocutori regionali, accantonando progressivamente l'idea di sviluppare tecnologia di liquefazione del gas e/o di creazione di una nuova “gamba” del Corridoio meridionale dell'Ue. **L'opzione politicamente meno complessa e economicamente più razionale è l'esportazione del gas estratto dal giacimento di Afrodite verso gli inutilizzati terminali di trattamento egiziani** da dove, a sua volta, il gas cipriota potrà essere commercializzato sui mercati regionali e internazionali. Un Memorandum di intesa intergovernativo in questa direzione è stato siglato a metà febbraio, a seguito di un primo incontro tenutosi in novembre tra il Ministro cipriota Lakkotrypīs e il proprio omologo egiziano Sherif Ismail. Sulla base del documento, le compagnie statali Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) e Cyprus Hydrocarbons Company (CHC) hanno avuto mandato di valutare, in collaborazione con gli stakeholders coinvolti, le soluzioni tecniche necessarie per il trasporto del gas cipriota verso la costa egiziana via tubo. Il Memorandum di febbraio

è previsto essere finalizzato entro sei mesi dalla firma, arco temporale entro il quale la Noble dovrebbe aver già reso noto il piano di sfruttamento del giacimento di Afrodite. Il gas proveniente dal giacimento dovrebbe servire, in parte, a soddisfare la crescente domanda di gas egiziana ed essere per la restante parte liquefatto in uno dei terminali nell'area del Delta del Nilo. Molto probabilmente, secondo fonti di stampa cipriote, dovrebbe essere il sotto-utilizzato terminale di Idku – operato da BG e con una capacità di trattamento di 7,2 milioni di tonnellate annue (mt/a) – a trattare il gas cipriota. Sulla carta, l'output di Afrodite potrebbe assicurare per un periodo di 15 anni quanto meno uno dei due treni (della capacità di 3,6 mt/a) dell'impianto.

L'intesa egiziano-cipriota ha beneficiato indirettamente anche delle **difficoltà di finalizzare i piani di esportazione israeliani, ostacolati dalle dispute tra i partner del consorzio titolare dei diritti di sfruttamento del giacimento di Leviatano – il più ingente dell'area – e l'Autorità antitrust israeliana (AAAt)**. A fine dicembre, la AAAt ha infatti giudicato non sufficiente a scongiurare la formazione di un monopolio un precedente accordo stretto con Noble e Delek sulla base del quale le due compagnie avrebbero potuto mantenere l'attuale assetto proprietario dei giacimenti di Leviatano e Tamara cedendo il controllo di due giacimenti minori. I due giacimenti in questione sono quelli di Karish e Tanin – con riserve di gas congiunte pari a circa 70 Gmc – partecipati da Noble al 47% e dalle sussidiarie di Delek per il restante 53%. Tornando sui suoi passi, il Commissario antitrust David Gilo ha infatti dichiarato che le due compagnie devono vendere parte delle quote detenute su Leviatano e/o Tamara per evitare di essere dichiarate monopolio. A partire dall'annuncio di Gilo e in previsione del pronunciamento del tribunale israeliano competente in materia di regolamentazione del mercato, intensi ma infruttuosi negoziati sono stati portati avanti tra le parti sui termini per evitare la formazione di un cartello e assicurare la competitività del mercato energetico nazionale.

Nella perdurante incapacità di addivenire a un accordo, la Commissione antitrust ha deciso di rimandare al 23 aprile la scadenza per trovare un nuovo compromesso che possa scongiurare l'eventualità di una battaglia legale. In questo contesto, la prossima formazione di un nuovo governo guidato da Benjamin Netanyahu a seguito delle elezioni del 17 marzo potrebbe favorire il raggiungimento di un compromesso tra le parti, grazie anche alle apparenti preferenze del prossimo Primo ministro. La vertenza tra AAAt e le compagnie energetiche è infatti entrata nella campagna elettorale, dividendo i contendenti tra posizioni più vicine alla prospettiva di Noble e Delek – tra cui quella di Netanyahu e del Ministro per l'energia Silvan Shalom – e altre favorevoli invece alla rottura del monopolio o, per lo meno, all'imposizione di strumenti di controllo dei prezzi dell'energia.

Quale che sarà la sorte della vertenza, **l'iniziativa dell'Autorità israeliana minaccia di avere pesanti ripercussioni sullo sviluppo del comparto energetico nazionale**. In primo luogo, essa potrebbe comportare ritardi nella implementazione della prima fase di sviluppo del giacimento di Leviatano che, secondo i programmi, avrebbe potuto iniziare a garantire già dal 2017-2018 volumi di gas per le esportazioni verso i mercati regionali – Giordania, Palestina ed Egitto *in primis*. La decisione giordana, comunicata in gennaio, di sospendere l'intesa raggiunta nel 2014 con Noble e Delek è una chiara dimostrazione delle

ricadute negative collegate alla decisione dell'AAt mentre, di fatto, le intese preliminari raggiunte con BG e Union Fenosa per l'esportazione di gas dai giacimenti di Leviatano e Tamara verso gli impianti Gnl sulla costa egiziana – Idku e Damietta – restano congelate. Per il momento, comunque, Noble Energy ha fatto sapere di aver bloccato i piani di investimento previsti per il 2015 – espansione di Tamara e avvio produzione a Leviatano – in attesa di un chiarimento sulla vertenza con l'AAt. Non secondariamente, d'altra parte, l'iniziativa dell'AAt non contribuisce certamente a favorire l'attrattiva esercitata dal mercato energetico israeliano sugli investitori esteri, specie in considerazione della recente approvazione di un regime di tassazione sugli idrocarburi che ha già allontanato compagnie internazionali interessate alle attività estrattive off-shore (Cfr. Focus n.18). Ciò renderebbe di fatto più arduo trovare nuovi investitori disposti a rilevare le quote che Noble e Delek potrebbero essere costrette a cedere. Che l'Egitto emerga come l'interlocutore apparentemente più naturale per l'esportazione del gas israeliano è confermato – oltre che dai continui contatti di Noble e Delek con le autorità del Cairo e le compagnie attive nel Paese – dalla finalizzazione del negoziato sulla commercializzazione di gas tra le stesse compagnie e la egiziana Dolphinus, avviato lo scorso ottobre. Sulla base del documento siglato tra le parti il 18 marzo, il Consorzio di Tamar fornirà alla Dolphinus, per un periodo di sette anni, il surplus di produzione di gas naturale, per un massimo di 5 Gmc per triennio. Sulla parte acquirente ricade inoltre l'onere di trasporto del gas dal terminale di Ashkelon alla rete egiziana, attraverso l'East Mediterranean Gas Pipeline.

Lo sviluppo del potenziale estrattivo nelle acque libanesi – che aveva in passato generato tensioni in ragione della assenza di delimitazione dei confini con Israele – **sembra essere scivolato in una fase di stallo**. Sin dalla scoperta dei giacimenti israeliani, il lancio di attività di esplorazione e sfruttamento dei giacimenti del Bacino ha rappresentato una priorità per le autorità governative libanesi. Per Beirut, lo sviluppo del potenziale estrattivo del Bacino di Levante rappresenta infatti una rilevante opportunità per risolvere l'elevata dipendenza dalle importazioni petrolifere, che coprono oltre il 95% del consumo primario di energia e comportano un livello di spesa annua pari a circa un decimo del PIL. L'elevata dipendenza dalle importazioni petrolifere è, d'altra parte, conseguenza dell'interruzione delle importazioni di gas da Egitto e Siria. In questa prospettiva, tra il 2012 e il 2013 il governo libanese aveva istituito un ente per la regolamentazione e supervisione del mercato energetico e finalizzato una fase di pre-qualifica per l'assegnazione dei diritti di esplorazione del potenziale estrattivo off-shore, che non aveva mancato di attirare numerose compagnie internazionali (Cfr. Focus n.14). Ciò nonostante, lo sviluppo del comparto energetico è da allora caduto vittima della spiccata instabilità interna, che impedisce a tutt'oggi il varo di due decreti necessari per lo sviluppo dei piani energetici – rispettivamente per la demarcazione della Zona economica esclusiva libanese e per la regolamentazione dell'assegnazione delle licenze alle compagnie interessate. Nella perdurante mancanza di un Presidente della Repubblica – cui spetta la conferma del Primo Ministro e dei membri del gabinetto – il debole governo guidato da Tammam Salam, che svolge anche funzioni presidenziali *ad interim*, sembra non avere né la legittimazione né la forza per forzare le procedure costituzionali.

La crescente intesa tra i produttori del Mediterraneo orientale e l'Egitto riduce progressivamente i margini di inserimento nella partita del trasporto regionale della Turchia, che pur offriva ad essi un'alternativa economicamente profittevole e che, peraltro, da anni persegue l'obiettivo strategico di assurgere ad *hub* di distribuzione degli idrocarburi alle porte dell'Europa. Le vecchie e nuove contrapposizioni politiche che oppongono Ankara a Nicosia e Tel Aviv sembrano aver notevolmente ridimensionato la possibilità che l'energia possa fare da volano di cooperazione economica e intesa politico-diplomatica tra le parti. **Un ultimo spiraglio di intesa è dischiuso dalla prossima riapertura dei negoziati per la riunificazione di Cipro, previsti avviarsi a seguito della tornata elettorale a doppio turno per l'elezione del nuovo Presidente dell'autoproclamata Repubblica Turca di Cipro Nord (RTCN)** che si svolgerà a partire dal 19 aprile. Ad oggi, la sovrapposizione tra i piani dello sfruttamento del potenziale energetico dell'off-shore cipriota, da una parte, e del negoziato tra le due entità in cui l'isola è suddivisa da un trentennio, dall'altra, è stata tutt'altro che incoraggiante. Ultima dimostrazione in ordine di tempo del potenziale conflittuale del dossier energetico è giunta lo scorso ottobre, allorché i colloqui furono sospesi (Cfr. Focus n.19-20) proprio in ragione della decisione di Ankara di avviare un'autonoma attività di esplorazione delle acque ritenute appartenere alla zona economica esclusiva di RTCN – in risposta all'analoga decisione di Nicosia, ritenuta unilaterale e lesiva dei diritti dei turco-ciprioti. Ferma restando l'evidente difficoltà di addivenire a un compromesso tra le parti, alla vigilia della ripresa dei negoziati ci sono tuttavia stati segnali distensivi, ottimisticamente accolti anche da Espen Barth Eide, *Special adviser* del Segretario generale dell'ONU per Cipro.

Gli ostacoli politico-diplomatici alla realizzazione di un canale di importazione di gas dal Bacino di Levante rappresentano, per Ankara, un elemento tutt'altro che isolato nel quadro del datato tentativo turco di perseguire una strategia di approvvigionamento multiplo in grado di sostanziarne un ruolo di *hub* regionale. Mentre le prospettive di rilancio del potenziale estrattivo iraniano restano altamente incerte (Cfr. § *Contesto globale*), la perdurante instabilità ai confini meridionali rende improbabile che, nel breve e medio periodo, la Turchia possa cogliere le elevate potenzialità di cooperazione offerte dall'Iraq e dal Governo regionale curdo. Con quest'ultimo – le cui riserve di gas sono state stimate da analisti indipendenti a 3 Tmc – i termini della possibile cooperazione energetica sono stati ripetutamente discussi a livello governativo nel corso degli ultimi tre anni, mentre diverse compagnie private turche avviavano piani di esplorazione nel nord del Paese. Tra queste, in particolare, la anglo-britannica Genel Energy, che nel 2012 rendeva noto un ambizioso piano di sfruttamento dei giacimenti gassiferi curdo-iracheni in grado di assicurare in un quinquennio un livello di produzione compreso tra i 15 e i 20 Gmc/a (Cfr. Focus num.n. 13/14, 2013). In linea con le previsioni e la tempistica immaginata della Genel, nel 2013 Ankara e le autorità curdo-irachene siglavano un contratto per la fornitura di 4 Gmc/a di gas a partire dal 2017 – espandibili fino a 20 Gmc/a entro il 2020 – e la costruzione di un'infrastruttura di trasporto. A sostenere tale volume di esportazioni avrebbero dovuto contribuire principalmente i giacimenti di Miran e Bina Bawl (cfr. Fig. 28), partecipati da Genel, in partnership con il GRC, rispettivamente al 75 e al 80% (a seguito della recente

acquisizione del 36% delle quote detenuta da OMV per un controvalore di 150 milioni di dollari).

Fig. 28 – Le concessioni della Genel Energy nel Kurdistan iracheno



Fonte: Genel Energy.

Benché la tempistica iniziale sembri oggi evidentemente irrealistica, nondimeno il successo delle attività esplorative condotte da Genel nei giacimenti di Miran e Bina Bawl – le cui riserve congiunte di gas sarebbero comprese tra il 12 e i 20 Tmc – sostiene le ottimistiche previsioni di sviluppo del comparto della compagnia. Secondo l'AD di Genel Tony Hayward, infatti, l'avvio della prima fase di sfruttamento dei giacimenti potrebbe avvenire già tra il 2017 e il 2018 e, dopo aver garantito l'approvvigionamento del GRC, potrebbe garantire l'avvio di flussi di esportazione verso la Turchia già nel 2018 per un volume pari a 10 Gmc/a. Tali volumi sarebbero destinati poi a raddoppiare entro il 2025 con l'avvio della seconda fase di sfruttamento dei giacimenti. In questa prospettiva, un le autorità curdo-irachene e Genel hanno siglato a fine 2014 un *Production and Sharing Agreement* che impegna la compagnia anglo-turca a rendere disponibili volumi di gas per le esportazioni a partire dal 2018 ed Erbil a mettere a disposizione impianti di trattamento e trasporto della risorsa.

Gli ostacoli allo sviluppo del potenziale estrattivo curdo-iracheno restano tuttavia rilevanti, tanto per lo stato di conflitto in cui è scivolata la regione a partire dall'avanzata dell'ISIS quanto per la stessa fragilità e conflittualità dell'architettura istituzionale del paese. L'avanzata estiva dell'Isis ha infatti comportato l'evacuazione dall'area di produzione curda della gran parte degli addetti internazionali al comparto, segnalando un fattore di rischio che difficilmente potrà essere sopravanzato nel breve periodo. Quanto alle vertenze intra-irachene, l'accordo temporaneo sulla suddivisione dei proventi del comparto energetico siglato tra le autorità di Erbil e di Baghdad in dicembre (Cfr. Focus n.19-20), per quanto certamente significativo, appare tuttavia ancora fragile.

Incentivato dalla necessità di massimizzare i proventi statali a fronte del conflitto con l'Isis e innanzi al netto calo del prezzo del greggio, l'accordo, incorporato in gennaio nel budget nazionale del 2015, ha avuto effetti benefici per le stesse compagnie straniere attive nel comparto energetico iracheno – che oggi ricevono i dividendi delle esportazioni direttamente da SOMO, ente federale di commercializzazione degli idrocarburi. Il pieno rispetto dell'accordo appare tuttavia a rischio, per mancanze che sembrano provenire da entrambi le parti in causa. Sulla base dell'accordo, infatti, il GRC si impegnava a commercializzare attraverso SOMO un volume di petrolio pari a 550.000 b/g estratto nell'area sotto controllo curdo – 250.000 dalle provincie sotto la propria giurisdizione e 300.000 dall'area di Kirkuk, occupata innanzi all'avanzata dell'Isis durante la scorsa estate. In cambio, il Governo federale si impegnava a trasferire al GRC il 17% del budget statale, pari all'incirca a 1 miliardo di dollari al mese. In questo contesto sembra, tuttavia, che il GRC non sia stato in grado di rispettare gli impegni assunti in dicembre i termini di volumi destinati a SOMO. Benché Erbil abbia giustificato il mancato rispetto con difficoltà tecniche e assicurato che il volume giornaliero potrà essere rispettato in un computo di più lungo periodo, le cause potrebbero essere più profonde. Secondo diverse fonti infatti il GRC avrebbe necessità di mantenere più ampi margini di gestione della produzione locale per far fronte alla domanda interna e per poter ripagare le compagnie internazionali presenti sul territorio. Necessità, quest'ultima, tanto più complessa in ragione del calo del prezzo del petrolio e della crisi finanziaria che attanaglia il GRC dall'inizio del 2014, che avrebbe incentivato Erbil alla vendita indipendente di petrolio alla Turchia. In questo contesto, dei circa 500.000 b/g di petrolio che, secondo stime accreditate, sarebbero oggi prodotte nel Kurdistan iracheno, 150.000 servirebbero a ripagare gli investitori internazionali e altri 150.000 a soddisfare la domanda interna. D'altra parte, stando alle accuse rivolte a Baghdad da Nechirvan Barzani, Primo ministro del GRC, il Governo federale rappresenta uno “stato in bancarotta”, incapace di rispettare i termini finanziari dell'accordo di dicembre. Conseguenzialmente, la visita condotta ad Ankara da Barzani nella seconda metà di febbraio sarebbe un chiaro segnale, secondo parlamentari vicini al Primo ministro, della volontà curda di riprendere la commercializzazione autonoma di petrolio per affrontare la crisi economica interna.

A questi ostacoli si aggiunge poi una dimensione tutta interna alla Turchia. In una difficile fase di transizione politica e alla vigilia di importanti elezioni parlamentari, i piani di cooperazione energetica con l'Iraq vanno sovrapponendosi anche a intricati nodi di politica interna. Il riferimento va, in particolare, al processo di pace con la guerriglia curda il cui esito potrebbe avere importanti ripercussioni sulla realizzabilità della cooperazione energetica con il GRC, nella cui area si trovano le più importanti basi logistiche del PKK.

Per il momento e in un'ottica di breve periodo, le uniche direttrici di approvvigionamento di gas lungo le quali sono preventivabili aumenti di volume di importazioni restano per la Turchia quelle, tradizionali, dalla Russia e dall'Azerbaijan. Mentre il canale di importazione dalla Russia potrebbe beneficiare dalla realizzazione del gasdotto Turkish Stream (Cfr. §3.2), pilastro dell'approfondimento della cooperazione energetica con l'Azerbaijan è il TANAP che entro il 2018 dovrebbe assicurare alla Turchia un volume aggiuntivo di gas pari a 6 Gmc/a – oltre a un inedito ruolo di transito verso i mercati europei. Nonostante un assetto

proprietario ancora in divenire (Cfr. §2.2), il progetto ha fatto registrare un significativo passo in avanti con la cerimonia di inaugurazione dei lavori di costruzione, tenutasi il 17 marzo a Kars, in Anatolia orientale, alla presenza del Presidente turco Recep Tayyip Erdoğan e degli omologhi azerbaijano e georgiano Ilham Aliyev e Giorgi Margvelashvili.

IL COMPARTO ENERGETICO CURDO-IRACHENO	
Riserve petrolifere provate	12 miliardi di barili
Riserve petrolifere stimate	45 miliardi di barili
Riserve di gas provate	700 Gmc
Riserve di gas stimate	12 - 20 Tmc
Investimenti in Oil & Gas	15-20 miliardi di dollari
Produzione petrolifera 2013	200.000 b/g
Produzione petrolifera 2019	2.000.000 b/g

Indipendentemente dalle difficoltà contingenti e strutturali che la strategia di approvvigionamento multiplo di gas turca sembra fronteggiare, a dimostrazione del ruolo centrale che il Paese potrebbe avere per le strategie di diversificazione degli approvvigionamenti di gas dei paesi dell'Europa centro-meridionale, **lo scorso 7 aprile, a Budapest, si è tenuta una sessione di lavoro congiunta tra i rappresentanti governativi di Ungheria, Serbia, Macedonia, Grecia e Turchia dedicata alla cooperazione energetica.** L'incontro, svoltosi sullo sfondo della cancellazione del South Stream e finalizzato alla creazione di un *working group* rivolto a facilitare lo sviluppo della cooperazione inter-statale nel settore del gas naturale, si è concluso con l'approvazione di una dichiarazione congiunta politicamente significativa. Attraverso di essa i partecipanti al forum hanno infatti espresso il comune sostegno alla creazione di un canale di importazione di gas dalla Turchia all'Europa centro-meridionale in grado di consentire ai paesi partecipanti di:

1. sostenere i mercati energetici di Turchia, Ue e membri dell'Energy Community attraverso il Corridoio meridionale del gas;
2. sostenere lo sviluppo regionale attraverso la promozione di interconnessioni del gas con il sostegno finanziario dell'Ue;
3. integrare la gestione di impianti di stoccaggio del gas, con l'obiettivo di facilitare il commercio e garantire il bilanciamento stagionale e la sicurezza dell'approvvigionamento in caso di interruzione delle forniture di gas.

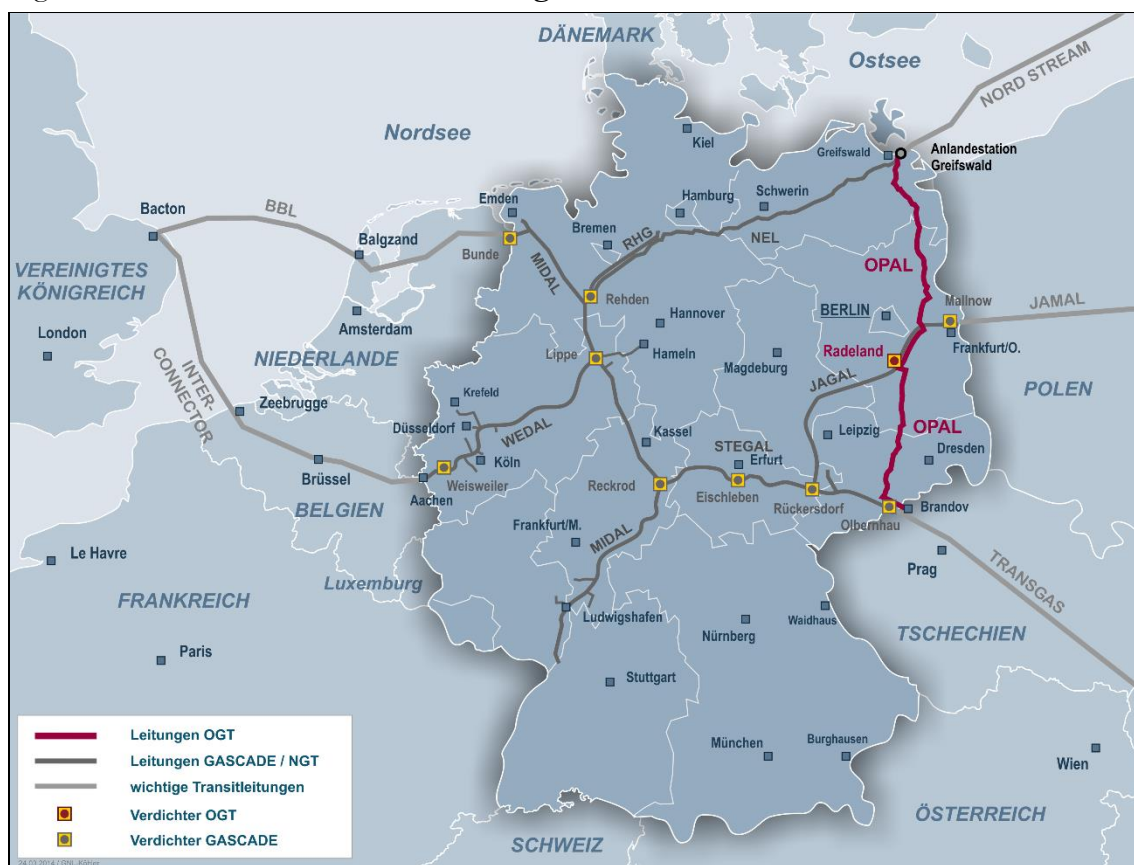
Il *working group* così formato dovrebbe incontrarsi nuovamente il prossimo luglio e allargarsi con l'occasione alla partecipazione di Albania e Bosnia Erzegovina.

3. CORRIDOI ENERGETICI EUROPEI DEL GAS

3.1 CORRIDOIO NORD-ORIENTALE

Dopo la decisione di cancellare il progetto South Stream, anche il progetto di raddoppio del Nord Stream, altro pilastro della strategia di crescita di Gazprom sui mercati europei, è stato almeno momentaneamente congelato. A comunicarlo è stato l'AD della compagnia Alexei Miller, che ha citato come cause della decisione la contrazione dei prezzi del gas e la “complessa” situazione politica corrente. Predisposto nel corso del 2013, il progetto di ampliamento della capacità del Nord Stream prevedeva il raddoppio della capacità dell'infrastruttura con la posa di altre due linee, parallele a quelle già esistenti, della portata di 27,5 Gmc/a di gas ciascuna entro il 2018. Al progetto era peraltro collegata la possibilità di posare, d'intesa con la compagnia olandese Gasunie (Cfr. *Focus 13/2013*), un'infrastruttura sottomarina tra Paesi Bassi e Gran Bretagna in grado di aprire al gas russo il mercato britannico.

Fig. 29 – Il corridoio nord-orientale e il gasdotto OPAL



Fonte: Gazprom.

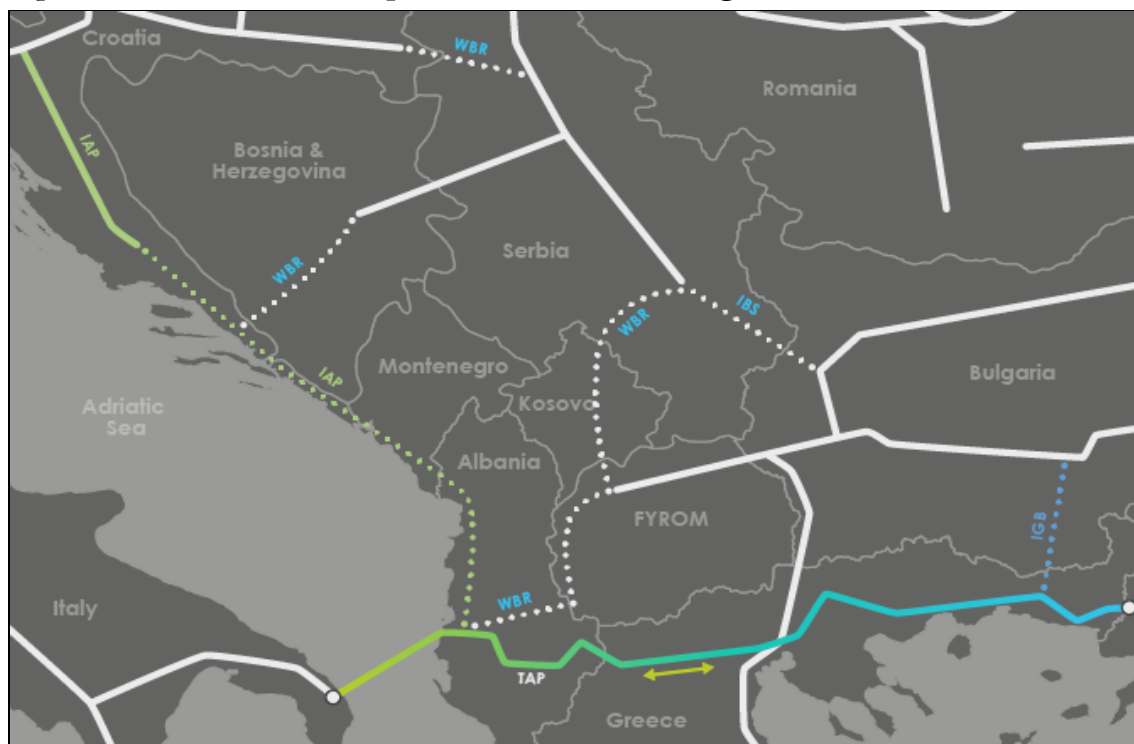
A ostacolare i piani infrastrutturali di Gazprom ha contribuito anche la risolutezza della Commissione europea nell'imporre il rispetto della normativa comunitaria e, in particolare, le previsioni del Terzo pacchetto sull'energia. La loro applicazione ha difatti impedito al Nord

Stream di funzionare a piena capacità, precludendo ad esso l'utilizzo a piena capacità del gasdotto OPAL – arteria imprescindibile per raggiungere i mercati centro-europei. Il pronunciamento sull'esenzione dalla normativa comunitaria dell'infrastruttura – che oggi Gazprom può utilizzare solo al 50% della portata totale (36 Gmc/a) – al centro di una lunga vertenza tra Bruxelles e Mosca, è stata rimandata una volta di più dalla Commissione in dicembre, inducendo Gazprom a rinunciare alla richiesta.

3.2 CORRIDOIO SUD-ORIENTALE

A seguito della decisione finale sugli investimenti della seconda fase di sfruttamento del giacimento azerbaijano di Shah Deniz, il Trans-Adriatic Pipeline (Tap) è entrato nella fase di realizzazione che, stando alle tempistiche di sviluppo delle infrastrutture che si dipanano lungo il corridoio meridionale tra le coste del Mar Caspio e quelle pugliesi, dovrebbe vedere l'approdo del gas azerbaijano in Italia nel 2020.

Fig. 30 – Il Trans Adriatic Pipeline e le strutture collegate



Fonte: TAP.

Ultimo ma determinante tassello necessario per la conclusione dei processi autorizzativi lungo la rotta del TAP è quello che attende il gasdotto in Italia – dove sino ad oggi è rimasto vittima della ferma opposizione della Regione Puglia e delle comunità locali all'approdo del gasdotto sulla costa. Fallito anche l'ultimo tentativo di mediazione tra le parti è atteso, entro aprile, il pronunciamento della Presidenza del consiglio, che potrà assicurare autonomamente il provvedimento finale di autorizzazione unica alla costruzione dell'infrastruttura. Nel frattempo il Consorzio TAP ha avviato attività di sondaggio

geotecnico nell'area di approdo del gasdotto e di monitoraggio ambientale nelle aree che saranno interessate dall'attività di costruzione del gasdotto. Queste ultime sono parte del Piano di Monitoraggio Ambientale predisposto in conformità con il Decreto di compatibilità ambientale del progetto rilasciato in settembre dal Ministero dell'Ambiente. Il consorzio ha inoltre avviato le procedure di prequalifica per la realizzazione dei tratti off-shore e on-shore del gasdotto e del terminale di ricezione sulla costa pugliese, in linea con

TAP	
Capacità annua	10 Gmc (scalabili a 20)
A partire dal	2019
Provenienza gas	Azerbaijan
Paesi attraversati	Grecia, Albania
Paese di arrivo	Italia
Società coinvolte	Bp (20%), Socar (20%), Statoil (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%), Axpo (5%)

una tempistica che prevede l'inizio dei lavori in Italia nel primo quadrimestre del 2016 – a seguito dell'inizio dei lavori sul tratto albanese atteso per il prossimo mese di giugno.

Nei prossimi mesi **potrebbe inoltre iniziare a prendere forma la dimensione danubiano-balcanica del progetto, che aveva costituito uno dei punti di forza del progetto TAP** rispetto alla scelta del gasdotto operata dal consorzio attivo nell'estrazione del gas azerbaijano. In maggio è infatti attesa la decisione finale sugli investimenti dell'Inteconnettore Grecia-Bulgaria, il progetto infrastrutturale di Edison, Depa e Ministero dell'energia bulgaro che potrebbe assicurare a un flusso annuo di gas compreso tra i 3 e i 5 Gmc. Al contempo l'attivismo della compagnia statale azerbaijana SOCAR in Albania, segnala la possibilità che dal paese possa effettivamente originare il gasdotto Ionian-Adriatic Pipeline, deputato all'esportazione di gas in Montenegro, Bosnia Erzegovina e Croazia. Nel dicembre 2014, infatti, il Ministro per l'energia albanese Damian Gjiknuri e l'omologo azerbaijano Natig Aliyev hanno siglato un Memorandum di intesa per la predisposizione di un Gas Master Plan – ovvero di un piano di azione finalizzato allo sviluppo del mercato del gas e della rete di distribuzione nazionale, che potrebbe a sua volta facilitare la successiva creazione di una direttrice di esportazione balcanica.

Annunciata lo scorso 1° dicembre ad Ankara dal Presidente russo Putin, la cancellazione del progetto South Stream – che per un decennio circa aveva costituito uno dei pilastri della strategia di crescita di Gazprom sui mercati europei – ha significativamente cambiato i termini della competizione infrastrutturale lungo il corridoio sud-orientale dell'Ue. Da questa angolatura, **il trimestre appena concluso ha contribuito a fare maggior chiarezza sui contorni del progetto di gasdotto Turkish Stream, nato da un'intesa russo-turca sulle ceneri del South Stream**, la cui cancellazione è stata di fatto formalizzata con l'acquisizione, da parte di Gazprom, delle quote del consorzio deputato alla costruzione della tratta off-shore dai partner europei. A fine dicembre la compagnia russa ha infatti annunciato l'accordo per l'acquisizione del 50% delle quote del consorzio detenute congiuntamente da Eni, EDF e Wintershall, per un controvalore di circa un miliardo di dollari. L'acquisizione delle quote dagli ex-partner nel progetto South Stream sembra rispondere anche alla logica di acquisire il controllo sul contratto già siglato con Saipem per la posa del tratto sottomarino del gasdotto

– che potrebbe adesso essere utilizzato per la posa dei tubi tra la costa russa e quella turca, evitando di pagare le penali legate alla sua mancata attuazione.

Fig. 31 – La rotta del gasdotto Turkish stream



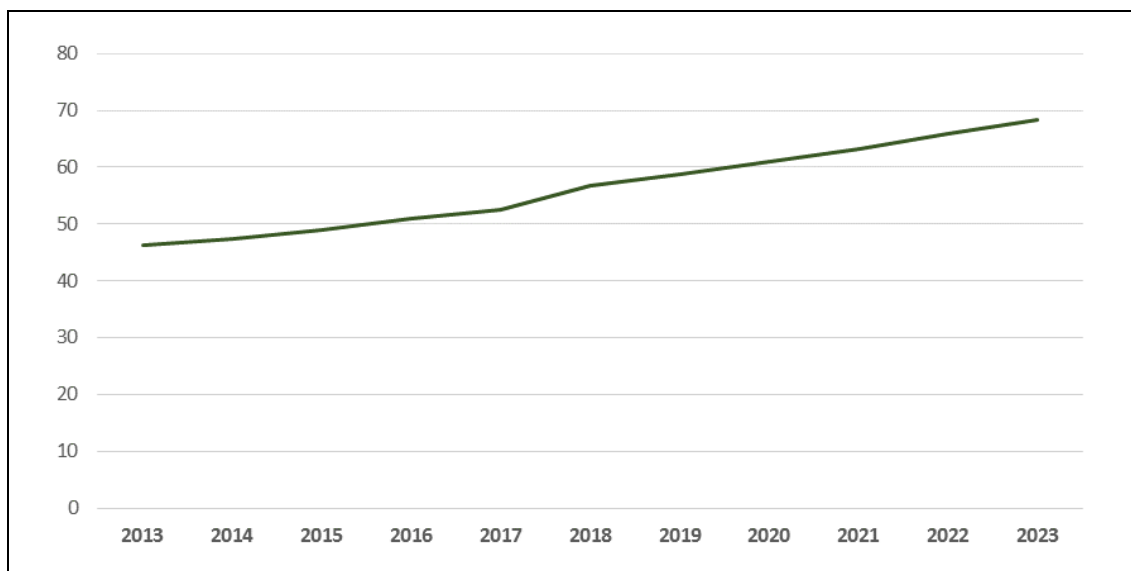
Fonte: Gazprom.

A fine gennaio, in una sessione di lavoro tenutasi ad Ankara tra l'AD di Gazprom Miller e il Ministro turco Yildiz, le parti hanno concordato gli elementi base del progetto infrastrutturale, a partire dalla sua rotta. Il Turkish Stream è previsto entrare in territorio turco nei pressi di Kiyikoy, sulla costa tracia e, dopo aver raggiunto lo snodo di distribuzione di Luleburgaz – da dove il gas sarà immesso nella rete turca – terminerà al confine greco nei pressi di Ipsala. Gazprom sarà il solo responsabile della costruzione del tratto off-shore – che ricalcherà la rotta già studiata per il South Stream fino al confine delle acque bulgare prima di entrare in quelle turche – mentre il tratto on-shore (180 km) sarà di responsabilità congiunta di Gazprom e della turca Botas. Le parti hanno inoltre stabilito che le quote del relativo consorzio verranno assegnate nel corso dei prossimi colloqui, mentre l'accordo intergovernativo per la costruzione del gasdotto dovrebbe essere finalizzato entro il secondo trimestre. Inoltre, con l'obiettivo di rispettare una tempistica che vorrebbe la prima delle quattro linee del Turkish Stream operativa già alla fine del 2016, Gazprom ha già avanzato alle autorità turche una richiesta per avviare la Fase della pianificazione e progettazione di base (Front-End Engineering Design) nelle acque territoriali turche.

Alla risolutezza russa sembra aver tuttavia fatto da contraltare il più cauto atteggiamento turco, frutto del tentativo di ottenere più ampie concessioni da Gazprom. Non a caso, parte del negoziato bilaterale ha riguardato anche uno sconto richiesto da Ankara sul prezzo del gas acquistato dalla Russia, preliminarmente accordato nella misura del 10%, ma non ancora formalizzato dalle parti. Secondo fonti azerbaigiane, Ankara pagherebbe infatti oggi alla Russia 425 dollari per migliaia di metri cubi, contro i \$335 pagati all'Azerbaijan e i \$490 all'Iran. Sul tavolo negoziale rimarrebbero inoltre un ulteriore sconto sui prezzi di acquisto del gas, l'aumento dei volumi contrattualizzati e l'incremento della capacità di trasporto del

Blue Stream. Come dichiarato significativamente dal Ministro turco Yildiz, i negoziati sul Turkish Stream di sovrappongono infatti al più ampio e complesso dialogo russo-turco in materia energetica, il che comporta di fatto lo slittamento dell'inaugurazione della prima tratta dell'infrastruttura al 2017 – un anno dopo la tempistica inizialmente resa proposta da Gazprom.

Fig. 32 – L'andamento previsto della domanda di gas in Turchia



Fonte: Elaborazione su dati EIA e BMI.

Mentre, da un lato, la nuova conformazione del progetto di gasdotto russo aggira efficacemente le problematiche connesse alla conformità con la legislazione comunitaria, dall'altro non diminuisce tuttavia le perplessità sulla realizzabilità di un progetto la cui capacità massima programmata (64 Gmc/a) sembra superare notevolmente la domanda regionale di gas. Anche al netto del gas che potrebbe essere reindirizzato verso i mercati regionali aggirando le infrastrutture transitanti per l'Ucraina – ovvero 18,5 Gmc/a tra Turchia, Grecia e Bulgaria – i restanti 45 Gmc/a difficilmente potrebbero trovare mercati in grado di assorbirli. Oltre all'incertezza della domanda finale di gas proveniente in prospettiva dall'area, rileva in questa prospettiva anche la mancanza d'infrastrutture d'interconnessione in grado di dare un senso al progetto di creare un *hub* del gas al confine turco-greco. Secondo stime internazionali, difatti, l'ammodernamento e il rafforzamento delle interconnessioni regionali potrebbe garantire un aumento di capacità di trasporto di gas pari a 10 Gmc/a, rilevante ma insufficiente ad assorbire i volumi del Turkish Stream – la cui realizzabilità potrebbe dunque essere legata alla posa di un'infrastruttura dedicata alla cui costruzione Gazprom non sembra tuttavia essere interessata. In questo contesto appare dunque più probabile che, capitalizzando gli investimenti già effettuati in territorio russo in vista della costruzione del South Stream, vedano la luce massimo due delle quattro linee totali di cui dovrebbe comporsi il gasdotto sottomarino, garantendo un flusso di esportazioni massimo di 31,5 Gmc/a. Tale volume sarebbe in linea tanto con gli attuali livelli d'esportazione verso l'area turco-greco-bulgara, quanto e soprattutto con la crescita

della domanda di gas attesa in Turchia nel prossimo decennio. A fronte di un incremento dei consumi di gas di circa 20 Gmc/a nei prossimi otto anni (Cfr. Fig. 32), l'unico canale certo di aumento di importazioni resta quello azerbaijano, che entro il 2019 dovrebbe assicurare 6 Gmc/a aggiuntivi di gas – mentre i restanti 14 potrebbero essere assicurati in tutto o in parte dal Turkish Stream.

Fermo restando che le prime due linee del Turkish Stream potrebbero di fatto coprire anzitutto le esigenze del mercato interno turco e **indipendentemente dalle reali necessità di approvvigionamento dell'area balcanica, non sembrano mancare paesi interessati a cooperare alla realizzazione dei nuovi progetti di esportazione russi** – come d'altra parte dimostrato dal richiamato Summit di Budapest di inizio aprile (Cfr. § 2.3). In prima linea tra di essi è il governo greco del nuovo esecutivo guidato da Alexis Tsipras, che proprio dal rilancio delle relazioni con Mosca conta di trarre benefici economici per la ripresa economica della Grecia. La cooperazione in campo infrastrutturale tra Russia e Grecia è stata infatti al centro dei colloqui recentemente tenuti nella capitale russa da Tsipras con il Vladimir Putin. In occasione della visita, il Primo ministro greco avrebbe dato la disponibilità del suo governo a sostenere la costruzione di una nuova infrastruttura di trasporto del gas dal confine greco-turco. Il costo dell'infrastruttura, la cui realizzazione Putin ha sottolineato essere legata meramente alle scelte strategiche di Atene, si aggirerebbe attorno ai 2 miliardi di euro. A realizzare e operare il gasdotto sarebbero, secondo le dichiarazioni del Ministro per l'energia greco Panagiotis Lafazanis, società private mentre sarebbe preventivabile un finanziamento statale. Finanziamento che, secondo le voci di stampa circolate dopo il vertice Tsipras-Putin, potrebbe essere assicurato attraverso un prestito russo ripagabile con le tasse di transito che la Grecia potrebbe incassare dopo la realizzazione del gasdotto, a partire dal 2019 – per un totale di circa 500 milioni di euro l'anno.

PARTE II - APPROFONDIMENTO

LE INFRASTRUTTURE DI INTERCONNESSIONE NEL NUOVO PANORAMA ENERGETICO EUROPEO

di Lorenzo Conlantoni

Una dei chiari obiettivi della Commissione Europea presieduta da Juncker ed entrata in ufficio il primo novembre 2014 è quello di riuscire in un settore dove l'UE in passato ha spesso fallito: la politica energetica. Se grande rilevanza è stata data in quest'ambito alla proposta della Energy Union, questa porta con sé una rinnovata attenzione, e forte come mai prima d'ora, **alle interconnessioni energetiche per gas ed elettricità come colonna portante della politica energetica europea**. Non a caso i primi finanziamenti stanziati dall'UE subito dopo la Comunicazione sull'Energy Union del 25 febbraio 2015 sono stati i 100 milioni per i network energetici europei.

L'idea della Commissione Juncker si scontra però con un quadro europeo non ideale: nonostante siano più di dieci anni che le istituzioni europee lavorano in questo senso, gli interessi particolaristici degli Stati Membri, i costi delle interconnessioni, la competizione con altri obiettivi e altri fattori hanno impedito un cambiamento significativo della situazione. Molte regioni sono ancora isole energetiche, completamente non connesse con il resto d'Europa, mentre altre, come l'Italia stessa, non utilizzano a pieno il proprio potenziale. Il raggiungimento del mercato unico europeo, la riduzione dei costi dell'energia e gli obiettivi di sicurezza energetica dipendono però strettamente dall'aumento dell'interconnessione europea, sia per il gas sia per l'elettricità. Pur dimostrando di aver compreso quest'importanza, non è chiaro se l'UE riuscirà a darsi gli strumenti adeguati per raggiungere questi obiettivi.

I BENEFICI DELL'INTERCONNESSIONE ENERGETICA

L'interconnessione energetica ha **benefici differenti per elettricità e gas**, sia per le modalità di trasmissione sia per l'origine della risorsa. Nel gas è predominante la componente esterna, considerando che, secondo Eurostat, l'UE nel 2013 ha importato il 76% del gas che ha consumato. Le interconnessioni servono dunque a diversificare gli approvvigionamenti e quindi ridurre i rischi derivanti dalla dipendenza da pochi fornitori.

Il primo vantaggio dell'interconnessione elettrica tra gli Stati Membri viene invece dalla loro eterogeneità e si esprime in termini di **efficienza**. Maggiori connessioni elettriche potrebbero infatti permettere a Stati Membri che abbiano impianti con maggiore intensità energetica o emissioni di gas serra, come quelli dell'Europa Centrale, di poter utilizzare quelli più avanzati degli Stati confinanti. Nel 2012 per esempio la European Environmental Agency (EEA) ha stimato l'efficienza energetica degli impianti termoelettrici dell'Austria superiori di quasi il 40% rispetto a quelli della Repubblica Ceca.

Una maggiore interconnessione rappresenta poi **un'importante misura di sicurezza** per sistemi energetici nazionali che abbiano un margine di riserva molto basso. Questo indicatore rappresenta la quantità di energia che un Paese può produrre in più rispetto alla richiesta di potenza media e che viene usata in caso di guasti o fluttuazioni della domanda. Un margine sicuro è di solito considerato tale al di sopra del 7%, ma questo può variare sulla base di quanto sia rischiosa la produzione di energia elettrica, influenzata per esempio da possibili discontinuità nelle forniture di gas o anzianità degli impianti.

Nel caso del Regno Unito, questo valore varierà dal 2% al 4% per il 2015, con un possibile rischio blackout, soprattutto nei mesi invernali. Una situazione simile è presente in Belgio, ma anche Stati Membri dalla produzione più ampia come la Francia potrebbero essere a rischio. **Una maggiore interconnessione permetterebbe di attingere alla capacità degli stati vicini**, riducendo gli eccessi di capacità di questi. Un problema presente in Italia che, secondo Terna, aveva al 2013 quasi 25 GW di capacità addizionale per un valore del 31,4%: sei volte quello britannico dello stesso anno.

Bisogna poi tener conto dell'importanza dell'interconnessione energetica per diminuire **l'impatto dell'intermittenza delle energie rinnovabili**. Non solo gli impianti eolici o solari potrebbero essere supportati dalla generazione più stabile degli altri Stati Membri (termoelettrica ma anche nucleare), ma potrebbero essere positivamente connessi tra di loro per sfruttare diverse condizioni meteorologiche. È questo il caso per esempio della **North Sea Grid**, un progetto che dovrebbe connettere le reti elettriche e i parchi eolici di Francia, Irlanda, Regno Unito, Belgio, Olanda, Germania, Danimarca, Svezia e Norvegia e che potrebbe generare fino al 13,18% del totale prodotto dall'UE nel 2030. I risparmi di un approccio coordinato, e quindi interconnesso, nello sviluppo delle risorse eoliche dovrebbero variare, secondo le stime della Commissione Europea, da un minimo di 1,5 -5,1 miliardi di euro annui a un massimo di 4,9-12,9 (inclusendo anche il coordinamento della capacità produttiva) nel 2030. Il costo sarebbe però significativamente più basso, da 4,9 ai 10,3 miliardi di euro in totale.

I benefici di un migliore sistema di trasmissione del gas a livello europeo sono invece legati alla **sicurezza energetica**. Una maggiore connessione interna potrebbe far beneficiare un numero maggiore di Stati Membri della diversificazione esterna dovuta a progetti come il Corridoio Sud o la strategia per il GNL. Questo potrebbe poi risolvere le difficoltà nella **costruzione di infrastrutture extraeuropee** come il Trans Adriatic Pipeline (TAP). In questo senso le interconnessioni intraeuropee potrebbero agire come **moltiplicatore** di quelle esterne, aumentandone la remunerazione e compensando l'instabilità o imprevedibilità della domanda incrementandone la base. Nel caso di TAP, il gas in arrivo in Italia potrebbe raggiungere almeno Austria, Germania, Svizzera, Francia e Regno Unito se il progetto fosse accompagnato da un adeguato sviluppo delle infrastrutture interne, come emerge dal piano decennale di Snam Rete Gas.

Una maggiore interconnessione è poi la base per avere strumenti di emergenza validi. I **meccanismi di solidarietà** per esempio, come il coordinamento delle riserve di gas o le forniture extra agli Stati Membri in situazioni di crisi, hanno un'efficacia molto limitata verso regioni particolarmente isolate, come il Baltico o l'Europa Centrale. Un fatto importante,

considerando l'eterogeneità delle riserve e dei collegamenti, che nel caso delle prime variano, per esempio, dal 14% del totale dei consumi nazionali per la Polonia al 60% per l'Ungheria. La motivazione più forte per promuovere l'interconnessione energetica europea in senso ampio viene però dallo **sviluppo del mercato unico**. Oltre all'abbattimento delle barriere legislative e regolatorie dei singoli Stati Membri, non si può prescindere dallo sviluppo delle vere e proprie connessioni fisiche tra i Paesi che dovrebbero scambiare l'energia. Se è infatti vero che il mercato unico dell'energia viene ostacolato, per esempio, dai prezzi regolati presenti in oltre quindici Paesi, la Commissione Europea mette però la mancanza di interconnessioni al primo posto nella sua analisi sullo stato del *Single European Market*. L'inadeguatezza delle connessioni energetiche si è poi associata all'eterogeneità dei sistemi energetici, provocando una maggiore disuguaglianza nei prezzi e nello stesso paniere energetico degli Stati Membri. Una maggiore offerta rappresenterebbe quindi **un beneficio diretto ai consumatori**, soprattutto in Paesi dove questa è, almeno in parte, controllata. Nel Regno Unito, per esempio, oltre il 90% del mercato è controllato da sei compagnie (EDF, British Gas, E.ON, Scottish Power, SSE e npower) che hanno alzato i propri profitti del 410% solo nel periodo 2008-2012. Se la Gran Bretagna raddoppiasse le proprie interconnessioni entro il 2020 i benefici derivanti da un'offerta maggiore (ma anche più stabile) sono stati stimati dalla compagnia britannica National Grid in almeno un miliardo di sterline.

Non a caso **i differenziali di prezzo per gas ed elettricità sono ancora molto alti nell'UE**: secondo le stime di Eurostat, nel 2014 un consumatore domestico medio in Romania pagava quasi quattro volte di meno quanto uno svedese. Nel primo semestre del 2014, un consumatore industriale italiano pagava per l'elettricità il 45,3% in più di uno francese. L'aumento delle interconnessioni, espandendo il mercato, potrebbe essere particolarmente positivo per questo. Un mercato più grande è, infatti, un mercato più competitivo e meno vincolato agli interessi nazionali, in particolare a quelli di compagnie energetiche nazionali, come EDF.

STATO DELL'INTERCONNESSIONE ENERGETICA EUROPEA

ELETTRICITÀ. I livelli di connessione energetica per l'elettricità sono significativamente **inferiori** a quelli che il Consiglio europeo cerca di raggiungere almeno dal 2002, quando l'obiettivo di minimo 10% di interconnessione fu proposto per la prima volta. Al 2014, tredici stati non lo avevano raggiunto, tra cui cinque dei sette maggiori generatori di elettricità in Europa. Nel 2013 solo quattro Paesi, Danimarca, Estonia, Repubblica Ceca e Slovenia, avevano esportato effettivamente più del 10% della propria produzione, mentre sedici erano sotto il livello del 5% ed il livello di esportazioni era diminuito del 2,1%, quello delle importazioni del 2,6% rispetto all'anno precedente. Questo a fronte di una **situazione di generazione elettrica in Europa progressivamente più critica**: nell'UE, dal 2012 al 2013 l'incremento della capacità è stato tre volte inferiore rispetto al 2011-2012, mentre la capacità non disponibile è aumentata di 13,6 GW su base annuale in media. Un valore causato anche

da una presenza sempre maggiore di rinnovabili, parte della cui capacità è spesso non utilizzabile.

Tab. A1 – **Connessioni elettriche per Stato Membro**

PAESE	CAPACITÀ DI CONNESSIONE
Lussemburgo	245%
Croazia	69%
Slovenia	65%
Slovacchia	61%
Danimarca	44%
Finlandia	30%
Austria	29%
Ungheria	29%
Svezia	26%
Belgio	17%
Repubblica Ceca	17%
Olanda	17%
Bulgaria	11%
Grecia	11%
Germania	10%
Francia	10%
Irlanda	9%
Italia	7%
Romania	7%
Portogallo	7%
Regno Unito	6%
Estonia*	4%
Lituania*	4%
Lettonia*	4%
Spagna	3%
Polonia	2%
Cipro	0%
Malta*	0%

*prima del completamento dei progetti previsti per la fine del 2014 - Fonte: ENTSO-E (2014)

Il problema principale è però rappresentato da situazioni particolarmente critiche al centro di snodi focali della trasmissione elettrica europea:

- **Francia e Spagna:** la connessione tra la penisola iberica e il resto dell'Europa rappresenta uno dei colli di bottiglia più importanti. I tentativi di risolverlo risalgono almeno al 2007, quando Mario Monti si propose come mediatore volontario tra Red Eléctrica de España (REE) per la Spagna e Réseau de Transport d'Electricité (RTE) per la Francia. Il 20 febbraio 2015, poco prima della Comunicazione sull'Energy Union, il Commissario Cañete ha celebrato l'apertura del cavo sotterraneo che ha raddoppiato la connessione tra i due Paesi. A fronte di quasi dieci anni di lavori, il livello di trasmissione rimane però intorno al 3% della domanda di picco della penisola iberica. Un problema significativo per un Paese come la Spagna, che ha investito largamente nelle rinnovabili negli ultimi anni arrivando, nel marzo 2015, a produrre da queste il 47% della propria energia elettrica, e pagandone però il costo dell'intermittenza.
- **Regno Unito:** il Paese ha connessioni elettriche limitate (4GW, non lontano dai 2,8GW di Francia e Spagna) con Olanda, Francia e Irlanda. Il Paese soffre così di prezzi dell'energia più alti della media europea e sta ricorrendo a costose misure di emergenza, come le spedizioni extra di gas dal Qatar dell'aprile 2014, la costruzione di un mercato di capacità e la centrale nucleare di Hinkley Point C, il cui costo è previsto ora intorno ai 24 miliardi di euro.

Baltico: se le tre Repubbliche Baltiche (Estonia, Lettonia e Lituania) sono ben connesse tra di loro, sono virtualmente isolate dal resto d'Europa. Dopo la chiusura dei reattori nucleari lituani nel 2009, il Paese ha importato nel 2012 il 63% della propria elettricità dalla Russia. La regione può essere considerata un'isola energetica sia dal punto di vista del gas sia dell'elettricità, aumentandone così la vulnerabilità.

GAS. A seguito delle due crisi russo-ucraine del gas, 2006 e 2009, **la situazione della trasmissione intraeuropea di gas è migliorata.** Nel 2009 il reverse flow, cioè la possibilità di scambiare il gas in tutte e due le direzioni, era il 15% del totale, aumentando al 40% nel 2014. I punti di interconnessione sono però aumentati solo dell'8%.

Il Nord Europa ha buone connessioni e riceve gas principalmente dalla Norvegia e dalla Russia. La prima è connessa con i Paesi Bassi, il Belgio, la Danimarca, la Germania e il Regno Unito, a sua volta collegati con Francia e Irlanda. La seconda rifornisce invece la Germania e l'Europa Centrale tramite i gasdotti ucraini e il Nord Stream, inaugurato nel 2012, che rifornisce *in primis* la Germania e poi Francia, Paesi Bassi, Belgio e Repubblica Ceca tramite i gasdotti upstream OPAL e NEL.

Nel **Sud Europa la situazione è diversa:** Italia e Spagna ricevono gas dal Nord Africa tramite quattro gasdotti e hanno una buona capacità di importazione tramite GNL, ma le limitate connessioni con la Francia (inesistenti tra questa e l'Italia) e con l'Europa Sud-orientale ne limitano l'utilizzo.

Esistono poi delle criticità nel sistema di trasmissione intraeuropeo, che ne aumentano la vulnerabilità rispetto ai fornitori esterni:

- **Il Baltico:** come nel caso dell'elettricità, il sistema energetico per il gas delle Repubbliche Baltiche e della Finlandia è completamente isolato rispetto al resto d'Europa. I Paesi sono completamente dipendenti dal gas russo, nonostante la relativa vicinanza della Norvegia, con forti implicazioni di sicurezza energetica. Il trasporto di GNL via mare è avvenuto per la prima volta in Lituania alla fine del 2014, dopo l'apertura del primo terminal galleggiante nel Paese, il Klaipėda. Le importazioni di gas liquefatto nella regione potrebbero aumentare con la costruzione di altri terminal in Estonia e Finlandia, ma sono ancora limitate dai costi elevati, fino al 10% in più del gas liquefatto norvegese rispetto al russo per la Lituania, e dalle modeste connessioni tra quest'ultima e lo stoccaggio sotterraneo in Lettonia.
- **Europa Centrale e Orientale:** Bulgaria, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia importano più dell'80% del gas che consumano dalla Russia, con ridotte possibilità di diversificazione. Le connessioni con il resto d'Europa, in particolare con Italia e Germania, sono molto limitate. La Romania, per esempio, è connessa solo all'Ungheria con un unico gasdotto di modeste dimensioni (meno di un terzo della trasmissione Italia-Austria) e ha connessioni molto modeste con la Bulgaria. I gasdotti in questa regione non permettono poi il *reverse flow*, un fatto che accentuò l'impatto della crisi russo-ucraina del 2009, obbligando la temporanea chiusura di parte dell'industria bulgara.

Riguardo al **GNL**, l'Europa ha 22 terminali funzionanti in dieci Stati Membri, cinque in costruzione e ventisette proposti, che possono fornire fino ad **un terzo della domanda europea di gas**. L'efficacia di questi terminali dipende però strettamente dalla loro connessione alla rete europea e al loro posizionamento: sei di questi sono situati in Spagna, che è il più grande importatore europeo e detiene la quarta capacità per GNL al mondo. Le scarse connessioni con la Francia non permettono però di esportare nel resto dell'UE il gas che il Paese importa da Paesi come il Qatar. **La capacità europea per il GNL è, in generale, ampiamente sottoutilizzata**, e nel 2013 il *sendout*, cioè l'invio di gas dai terminali, è stato il 25% delle potenzialità tecniche.

Italia

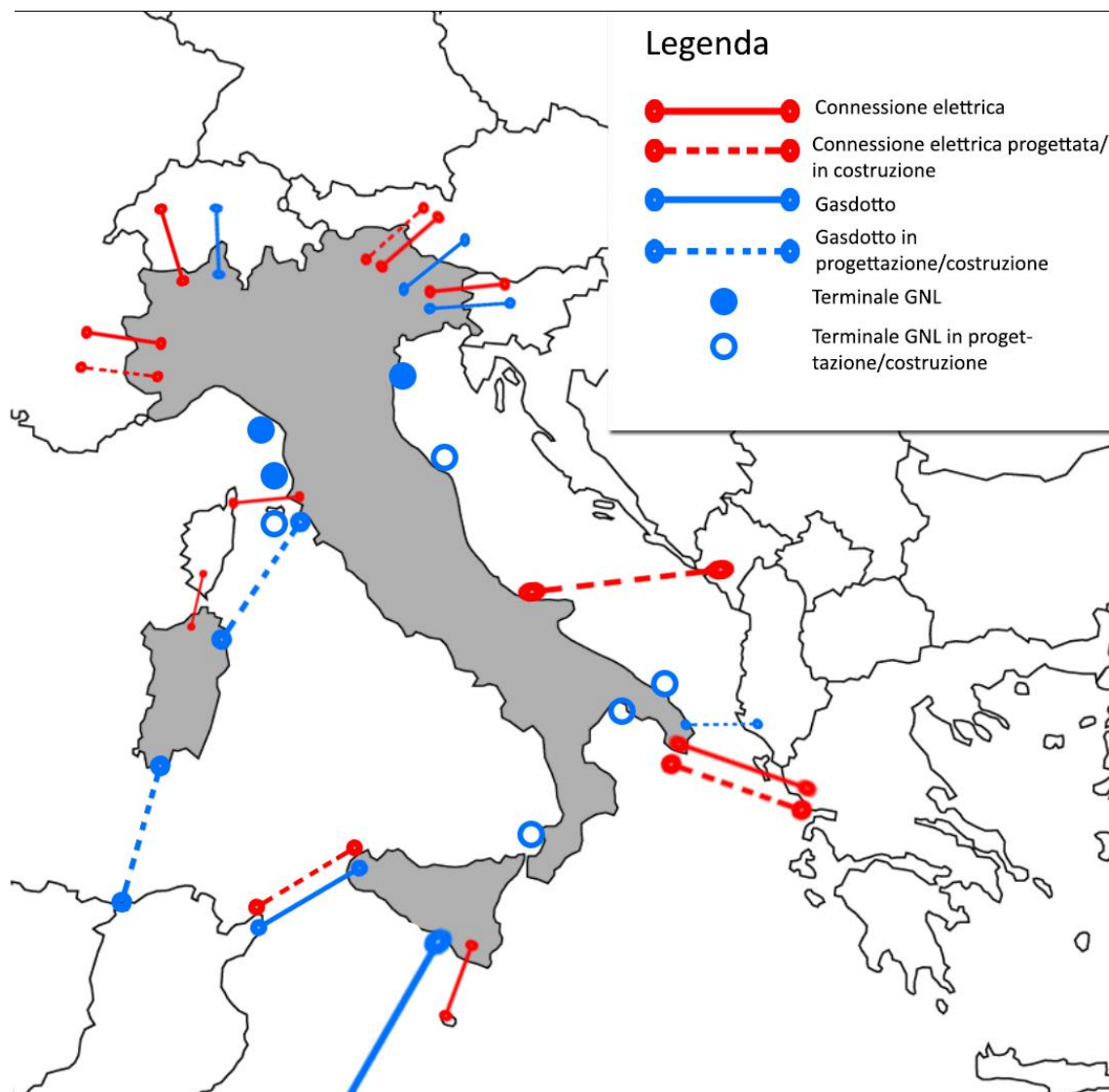
La situazione in Italia è, rispetto al resto d'Europa, **tendenzialmente positiva**, anche se non utilizza a pieno il potenziale derivante dalla sua posizione geografica e al ruolo di importatore storico di energia.

Dal punto di vista dell'**elettricità**, l'Italia ha 25 interconnessioni in funzione con Francia (4 continentale, 3 con la Corsica), Svizzera (12), Austria (2), Slovenia (2), Grecia (1) e Malta (1), 5 in costruzione (2 con la Francia, 1 con l'Austria e 2 con il Montenegro) e diversi in fase di studio, in particolare con la Tunisia. L'Italia può però trasmettere solo il 7%, un valore basso ma in linea con altri casi europei (Germania e Francia al 10%).

Considerando il **gas**, l'Italia è collegata con il Nord Europa tramite il gasdotto del Passo di Gries, riceve le forniture russe tramite Tarvisio e Gorizia ed è collegata con il gasdotto TPMC all'Algeria tramite la Tunisia e con il Green Stream alla Libia. Ha inoltre tre terminali per il

GNL: Panigaglia (Liguria), OLT Offshore (Toscana) e GNL Adriatico (Veneto). La capacità totale di importazione è di oltre 381.000 metri cubi al giorno, superiore per esempio a quella di Spagna e Regno Unito.

Fig. A1 – Le interconnessioni per gas ed elettricità in Italia



La rappresentazione non è in scala - Fonte: elaborazione su dati ENTSO-E ed ENTSO-G (2015).

OBIETTIVI, ISTITUZIONI E PROGETTI EUROPEI

Il Consiglio europeo e la Commissione hanno sempre avuto chiara questa situazione e i tentativi di cambiarla non sono stati pochi. Il primo si esprimeva così già il 4 marzo del 2002:

Nel campo dell'energia il Consiglio: [...] stabilisce l'obiettivo per gli Stati Membri di un livello di interconnessioni per l'elettricità equivalente ad almeno il 10% della propria capacità produttiva installata entro il 2005. I finanziamenti richiesti dovranno essere coperti principalmente dalle imprese coinvolte;

Un valore che molti degli Stati Membri devono ancora raggiungere (vedi Tabella 1). Non esiste un obiettivo equivalente per il gas per via della dimensione esterna della fornitura e della maggiore difficoltà nella quantificazione. Il Regolamento 994/2010 del post crisi russo-ucraina ha stabilito però la cosiddetta **regola N-1**, cioè che gli Stati Membri debbano fornire un sistema di misure di breve e lungo termine, dal monitoraggio alle interconnessioni vere e proprie, perché il proprio sistema possa sostenere l'interruzione della fornitura principale, che sia produzione domestica o fornitura esterna. Il Regolamento definiva un approccio bottom-up, e prevedeva soluzioni individuali da parte degli Stati Membri **per raggiungere lo standard N-1 entro la fine del 2014** e, con alcune eccezioni, **la possibilità di reverse flow per tutti i punti di scambio entro il 2013**. Obiettivi che, nonostante un livello di successo nettamente superiore a quello dell'elettricità, hanno ancora un significativo margine di miglioramento. Le due direttive del Terzo Pacchetto per l'Energia, 2009/72 (elettricità) e 2009/73 (gas) nominavano peraltro le interconnessioni ma in maniera complementare rispetto agli altri obiettivi.

Se il pacchetto 20-20-20 reiterava le Conclusioni del Consiglio europeo del 2007 sull'elettricità e auspicava maggiori connessioni per il gas, l'urgenza della realizzazione di queste è stata finalmente sottolineata dalla **discussione precedente il pacchetto 2030**, approvato dal Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014. La dura negoziazione sugli obiettivi per rinnovabili ed efficienza energetica era prevista e ripeteva in parte quanto già avvenuto sette anni prima. Portogallo e Spagna però minacciarono l'utilizzo del potere di veto sulle Conclusioni del Consiglio per il raggiungimento di un **obiettivo vincolante del 15% per l'interconnessione elettrica**, focalizzando l'attenzione europea su un target ritenuto fino a quel momento complementare. Una decisione audace, che faceva leva sulla nomina di Cañete a Commissario all'Energia, ma che non riuscì interamente nel suo intento. Le Conclusioni del Consiglio però dedicavano un ampio paragrafo all'interconnessione elettrica, suggerendo **misure urgenti** da parte di Commissione e Stati Membri per il raggiungimento dell'obiettivo del 10% entro il 2020, con un 15% europeo entro il 2030, tutti e due non vincolanti e da conseguire tramite lo strumento europeo dei Projects of Common Interests (PCI).

Le differenze rispetto al Regolamento di cinque anni prima sono **significative**: l'obiettivo non è più collaterale rispetto agli altri e, soprattutto, vede nel livello europeo il centro per la realizzazione. Un risultato importante, considerando anche che gli obiettivi che il Consiglio ha concordato come vincolanti (emissioni, rinnovabili ed efficienza energetica), lo sono a livello europeo ma non nazionale.

BOX: PROGETTI, ISTITUZIONI E INIZIATIVE EUROPEI PER L'INTERCONNESSIONE (GAS ED ELETTRICITÀ)

I progetti di interconnessione europea vengono definiti dalla strategia del piano Trans-European Networks nella parte dedicata all'energia (TEN-E), secondo il pacchetto per le infrastrutture europee entrato in vigore nel gennaio 2014. Questa definisce i corridoi energetici prioritari, lungo i quali verranno poi decisi i progetti di interesse europeo, e che sono:

- Per l'elettricità:
 - Mare del Nord e connessione Nord-Sud, con riferimento in particolare alla produzione eolica;
 - Europa Sud-occidentale, in particolare Spagna e Francia;
 - Mercati regionali di Europa Centro-orientale;
 - Il Baltico.
- Per il gas:
 - Il Corridoio Sud;
 - Il Baltico e le connessioni di questo con l'Europa Centrale e Sud-orientale;
 - Colli di bottiglia tra Nord e Sud Europa;
 - Connessioni regionali (in particolare nord-sud) in Europa Centrale, Sud-orientale, Baltico, Adriatico, Egeo, Mediterraneo Orientale e Mar Nero.

I progetti di interesse europeo vengono inseriti nella lista dei Projects of Common Interest (PCI), al momento 248, e aggiornati ogni due anni. La fonte di finanziamento è la Connecting Europe Facility (CEF), che ha stanziato al momento 5,85 miliardi di euro per il periodo 2014-2020.

A questi vanno poi aggiunti i fondi europei per i progetti portati avanti dai singoli Stati Membri tramite i fondi strutturali di investimento (ESIF) e le attività di iniziative e istituzioni europee.

Le iniziative più importanti per l'interconnessione riguardano la cooperazione regionale e sono il Baltic Energy Interconnection Plan (BEIP), il North-South East e l'High Level Group on Central and South Eastern Europe Gas Connectivity (CESEC). Il BEIP include Germania, Danimarca, Estonia, Lituania, Lettonia, Svezia, Polonia e Finlandia, per risolvere l'isolamento della regione Baltica riguardo al gas e all'elettricità

prendendo in considerazione un'ampia gamma di aspetti: rapporti con la Russia, sincronizzazione delle reti con l'Europa continentale, negoziazione delle forniture. È stata la prima iniziativa energetica regionale lanciata dalla Commissione Europea, proposta nel 2008 ed entrata in vigore nel 2009.

Il North-South East è un'iniziativa che si è concretizzata in un MoU nel 2011 tra dieci Paesi dell'Europa Sud-orientale e in due report (2011 e 2012) per la risoluzione dei colli di bottiglia e delle connessioni mancanti dell'area. Questo ha poi portato alla firma di un Action Plan, la cui attuazione è stata lasciata soprattutto a progetti nell'ambito dei PCI, supportati da altri finanziati dei fondi di sviluppo regionale e dai fondi di coesione.

Il CESEC, infine, rappresenta l'iniziativa più recente da parte della Commissione Europea, come seguito delle Conclusioni del Consiglio europeo di ottobre 2014 e in preparazione ai lavori della Energy Union. Proposta nel dicembre 2014 e con il primo meeting tenutosi nel febbraio 2015, i lavori del gruppo si dividono in quelli per l'area Sud-orientale, tra l'Egeo, lo Ionio e l'Ucraina, Centro-orientale, tra il Mar Nero e l'Europa Centrale e l'Adriatico, tra questo e l'Ucraina.

Le istituzioni che si occupano principalmente delle interconnessioni europee sono, invece, lo European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) e for Electricity (ENTSO-E) e la Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

Le prime due sono associazioni europee degli operatori delle reti per elettricità e gas (Terna e Snam Rete Gas come principali per l'Italia, per esempio), il cui obiettivo è il coordinamento e la liberalizzazione dei due rispettivi mercati a livello europeo. Il mandato gli è stato conferito dal Terzo Pacchetto per l'Energia del 2009. L'ENTSO-E e l'ENTSO-G lavorano sull'interconnessione a livello regionale: i Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) identificano necessità e urgenze dei gruppi regionali in cui vengono divisi i membri dell'associazione. Nel caso dell'elettricità, questi sono 34 (UE-28 più Norvegia, Islanda, Montenegro, Macedonia, Serbia e Bosnia-Erzegovina), per il gas 26 (mancano Malta e Cipro). Le proposte dei due Plan si basano sull'integrazione di progetti nazionali, regionali ed europei. Il ruolo delle due associazioni è quindi principalmente quello di coordinamento.

L'ACER, infine, si occupa dell'interconnessione come parte della sua attività legata al completamento dei mercati unici di elettricità e gas, coordinando i lavori di ENTSO-G ed ENTSO-E. Svolge un lavoro di supervisione dei PCI sia su gas che su elettricità, insieme ai gruppi di lavoro regionali, come il BEIP.

Energy Union e piano Juncker

Una successiva evoluzione di questo quadro è avvenuta con la proposta della Commissione Europea per l'Energy Union, un'idea accolta dal Presidente Juncker con la nomina del Vice Presidente all'Energy Union Šefčovič nel settembre 2014 e concretizzatasi nella Comunicazione del 25 febbraio 2015. In questa, la Commissione Europea propone le interconnessioni come **l'hardware del mercato interno dell'energia**, marcandone l'importanza con il lancio di una Comunicazione ad hoc per il raggiungimento dell'obiettivo del 10% entro il 2020. Quest'ultima in particolare sottolinea la centralità e l'urgenza delle interconnessioni e dice specificatamente:

Esistono ancora carenze in termini di interconnessioni transfrontaliere che riguardano diversi Paesi. Sarà necessario mobilitare con urgenza tutti gli sforzi a tutti i livelli per costruire le interconnessioni mancanti e raggiungere così l'obiettivo comune di realizzare un mercato interno dell'energia pienamente funzionante e connesso.

Le proposte della Commissione includono una serie di novità e aggiornamenti, che possono essere riassunte nelle seguenti:

- **Lancio di una nuova serie di PCI**, con priorità alle isole energetiche e alle situazioni critiche entro l'autunno 2015. Questo segue l'indicazione del Consiglio europeo di utilizzare i PCI come strumento principale del raggiungimento dell'obiettivo del 10% e rimarca l'importanza, tra le altre, delle connessioni tra Francia e Spagna, Regno Unito, Baltico e tra Italia e resto d'Europa;
- **Implementazione e applicazione completa del quadro regolatorio esistente.** Il riferimento qui è in particolare al TEN-E, nell'ambito del quale ora, per la prima volta, si sottolinea la priorità dei progetti transeuropei. Verrà quindi preso in considerazione l'incentivazione sulla base del rischio e delle differenze di prezzo sostenute dai regolatori o dai privati (in base a chi proponga il progetto di interconnessione) e si affronterà il problema della lentezza dell'approvazione dei permessi.
- **Incremento della cooperazione a livello regionale** per trascendere il livello locale dei singoli progetti. La Commissione si riferisce ai gruppi e iniziative già esistenti, proponendo inoltre:
 - la firma di un nuovo **Memorandum of Understanding (MoU) sulla regione del Baltico**, entro la fine della presidenza lettone (2015);
 - la creazione di un **High Level Group** per la cooperazione nella penisola iberica;
 - lo sviluppo di un **Action Plan** per il Mare del Nord;
 - la continuazione dei lavori del **CESEC**;
- **Lancio di un Infrastructure Forum** da tenersi per la prima volta nel 2015;

La Commissione ha sottolineato l'importanza del raggiungimento di questi obiettivi **con un occhio rivolto al 15% per il 2030**, secondo le Conclusioni del Consiglio europeo di ottobre 2014. L'approccio che la Commissione intende mantenere è quello *case-by-case*, prendendo in

considerazione differenze economiche, strutturali e geografiche. Infine, la Commissione si è impegnata per sviluppare una **strategia comprensiva per il GNL**, rimuovendo le barriere istituzionali allo sviluppo della risorsa e sviluppandone il potenziale anche come misura di emergenza e in riferimento allo stoccaggio.

Di fronte a questa rinnovata attenzione alle infrastrutture di interconnessione viene da domandarsi quale sia il ruolo del piano di investimenti da 315 miliardi di euro, presentato da Juncker nel dicembre 2014. Il cosiddetto **piano Juncker** è, al momento, ancora in fase di approvazione, in particolare per i 16 miliardi che dovrebbero venire dal budget dell'UE, quindi un'analisi definitiva del ruolo delle infrastrutture energetiche non è possibile. Nel gennaio 2015 gli Stati Membri hanno però presentato oltre duemila progetti a cui intenderebbero dare priorità. In questi, **il ruolo delle interconnessioni appare minoritario**: a fronte di oltre mille miliardi di budget per le proposte, solo il 3% riguarda le reti elettriche, per un totale di 49 miliardi, e 26 miliardi sono stati chiesti per gasdotti e oleodotti. La quota per il nucleare è doppia (6%)⁶.

La Comunicazione dedicata all'obiettivo del 10% nomina il piano Juncker, sottolineando sì le potenzialità dell'effetto moltiplicatore, ma anche **la natura privata della scelta dei progetti**. Come confermato anche dalla Commissione Europea a proposito dell'efficienza energetica, le istituzioni europee e gli Stati Membri potranno fornire consiglio sull'impiego dei fondi, ma la decisione ultima dei settori in cui questi verranno impiegati sarà dei privati, senza restrizioni o reindirizzamenti (ufficiali) sui macro (energia, trasporti, digitale, etc.) o micro (nucleare, gas, internet delle cose, etc.) settori di impiego.

Un primo feedback sulla proposta della Commissione in merito alle interconnessioni si è avuto con il Consiglio europeo del 19-20 marzo 2015, che aveva in agenda la discussione della Comunicazione sulla Energy Union. La risposta è stata però, in parte, deludente, perché il discorso si è focalizzato sulla dimensione esterna di gas e sicurezza energetica. Questo conferma la modalità *"one step at a time"* che il presidente del Consiglio europeo Tusk, tra i promotori dell'Energy Union, aveva deciso di adottare, un fatto che ha rimarcato anche nel commentare le Conclusioni del Consiglio stesse. Queste hanno però **confermato l'impegno dell'UE per gli obiettivi dell'Energy Union**, compresi quelli di interconnessione, anche se con un riferimento limitato nelle Conclusioni:

Nel sottolineare l'importanza di tutte le dimensioni dell'Unione dell'energia il Consiglio europeo ha concentrato oggi l'attenzione su alcuni aspetti e ha chiesto di: a) accelerare i progetti delle infrastrutture per l'energia elettrica e il gas, comprese le interconnessioni in particolare con le regioni periferiche, al fine di garantire la sicurezza energetica e il buon funzionamento del mercato interno dell'energia.

A questo si aggiunge un riferimento alla recente conclusione del PCI per il raddoppiamento dell'interconnessione tra Francia e Spagna. Per avere un'idea chiara della visione del Consiglio sulle interconnessioni e l'Energy Union ed eventualmente avere una conferma esplicita delle

⁶ Per un'analisi delle proposte più approfondita, consultare il report del think tank E3G: http://e3g.org/docs/E3G_EFSI_Fact_Sheet_and_QA28_Jan_2015_final.pdf.

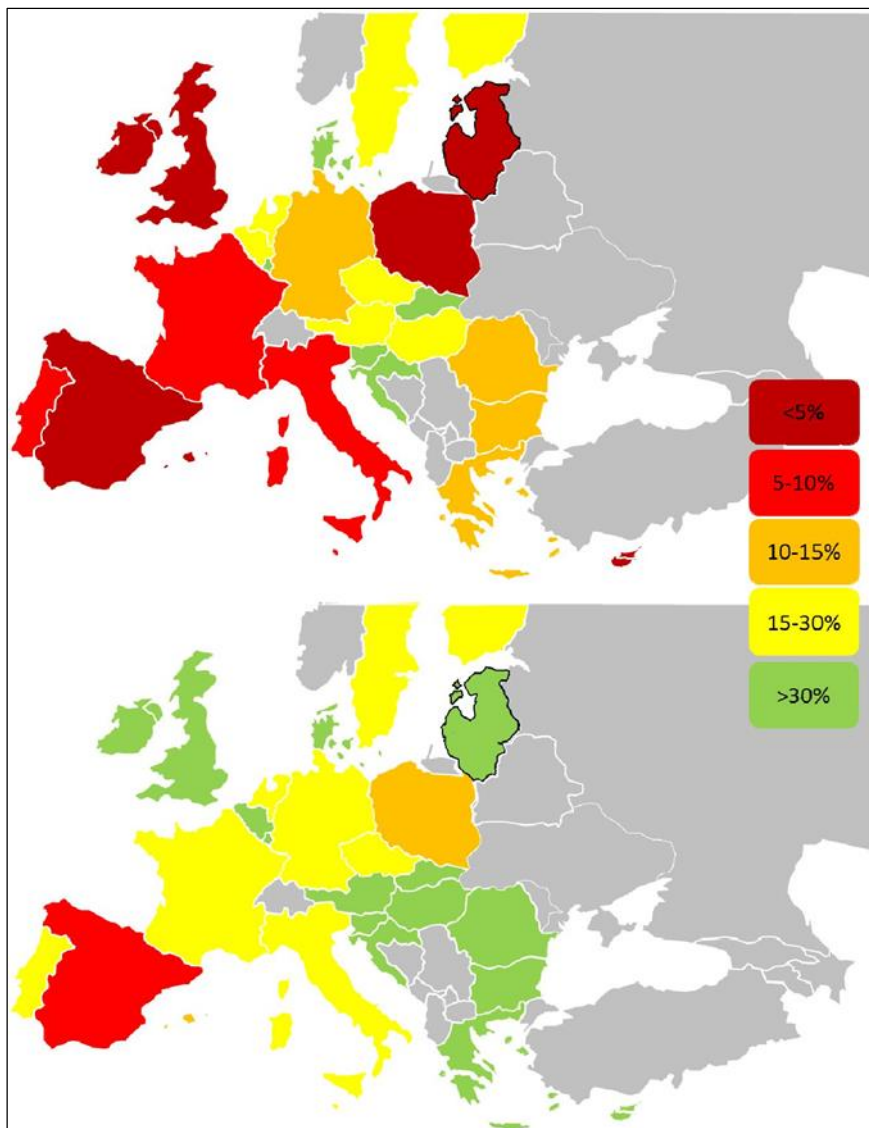
proposte della Commissione, bisognerà **aspettare la definizione dell'agenda dei prossimi incontri del Consiglio**, previsti per il 25-26 giugno e 15-16 ottobre 2015.

CRITICITÀ

Nonostante la rinnovata attenzione alle questioni dell'interconnessione in Europa, i problemi legati sia alla struttura del sistema energetico europeo sia all'approccio istituzionale sono molti, e potrebbero compromettere il raggiungimento di obiettivi fondamentali come quelli del 10% per il 2020 e 15% per il 2030.

La prima serie di criticità riguarda problemi comuni a tutta la politica energetica europea e alla nuova Energy Union, in particolare sulla **governance e il coordinamento con gli Stati Membri**.

Fig. A2 – Le connessioni elettriche nell'UE prima (2014) e dopo (2020) il completamento dei PCI previsti al 2014



Fonte: Commissione europea (2014).

La Comunicazione del febbraio 2015 ha toccato i punti chiave delle necessità energetiche europee, ma non sembra aver ancora **provveduto agli strumenti adeguati per la realizzazione**. Senza un trasferimento di poteri al livello europeo con un cambiamento dei trattati, al momento improbabile, questa potrebbe rappresentare un pacchetto di politiche, più o meno ambiziose rispetto al passato, ma non una vera e propria unione, quello a cui esponenti politici come Tusk o Šefčovič mirano. Il fallimento delle politiche europee per l'interconnessione, almeno dal primo tentativo del Consiglio (2002) ad oggi, genera dubbi su come la **stessa struttura potrebbe ottenere successi con obiettivi ancora più alti**. I recenti sviluppi dei PCI mostrano come alcuni progetti chiave potrebbero cambiare significativamente la situazione in Europa nel giro di cinque anni (vedi Figura A2). Si tratta però del passaggio da una situazione critica ad una normalizzata, non ad una ideale, e tutto il processo, come notato dall'istituto Notre-Europe⁷, potrebbe essere notevolmente accelerato. Manca poi un **livello istituzionale di coordinamento** adeguato: al già complesso framework europeo che abbiamo visto si aggiungono i singoli progetti degli Stati Membri e le iniziative che coinvolgono anche l'aspetto extra-europeo (MEDREG per il Mediterraneo, Energy Community per l'Est Europa). Non esiste però un'istituzione che coordini i singoli ruoli, ma una molteplice supervisione paritaria come nel caso dei PCI.

Figura A2: connessioni elettriche nell'UE prima (2014) e dopo (2020) il completamento dei PCI previsti al 2014. Fonte: Commissione Europa, 2014.

Uno dei problemi chiave della politica energetica europea è poi l'eterogeneità degli Stati Membri, che si traduce in **necessità e politiche spesso divergenti**, il cui coordinamento da parte della Commissione non è mai stato né facile né di successo. Come già constatato, l'interconnessione domestica per il gas dipende strettamente dalle forniture esterne, che però gli Stati Membri ancora considerano una prerogativa nazionale. Un fatto confermato anche dalle Conclusioni del Consiglio europeo del 19-20 marzo 2015, in cui gli accordi per gli acquisti comuni di gas, proposti da Tusk, sono stati limitati ad un'opzione volontaristica e in accordo con le norme internazionali. Gli operatori economici di Paesi come la Germania godono infatti di accordi favorevoli per le forniture, a cui non hanno intenzione di rinunciare e sulla cui supervisione politica da parte della Commissione europea vorrebbero porre chiari limiti.

Lo scontro tra gli interessi europei e nazionali si riflette fortemente sull'ambito infrastrutturale, come nel caso del Nord Stream, il gasdotto che dalla Russia arriva direttamente in Germania, scavalcando diversi Stati Membri, tra cui la Polonia. Questo si collega all'OPAL, un gasdotto intraeuropeo, il cui accesso da parte di Gazprom è stato limitato dalla Commissione sulla base della normativa del Terzo Pacchetto che prevede un accesso multiplo alle infrastrutture energetiche e che non siano dominate da un singolo fornitore. Il problema è che, in questo caso, nessun altro può al momento usufruire della

⁷ La valutazione del processo di interconnessione da parte di Notre-Europe è inclusa nella proposta del think tank sull'Energy Union: <http://www.delorsinstitute.eu/media/energyunion-andouravinois-jdi-jan15.pdf?pdf=ok>

capacità aggiuntiva, che rimane quindi inutilizzata, limitando l'afflusso di gas all'Europa Centrale.

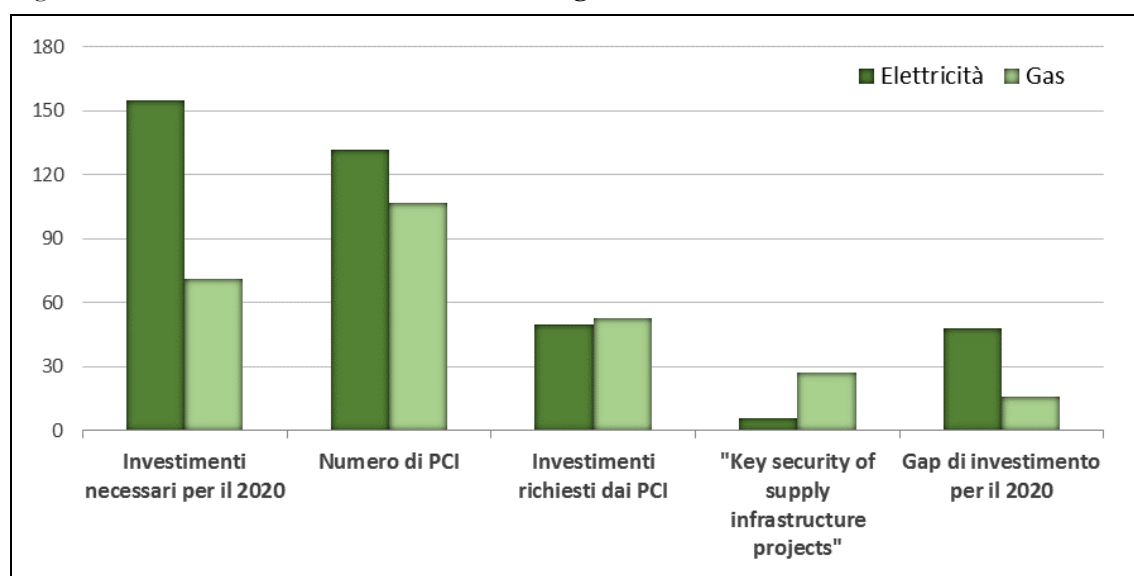
Se il mancato sviluppo delle infrastrutture influenza poi la liberalizzazione dei mercati, è vero anche il contrario. La situazione in questo ambito è ancora molto eterogenea, con, per esempio, un tasso di switching, cioè di cambio del fornitore energetico, che varia da quasi il 100% per la Svezia a meno del 10% in Ungheria, Grecia o Polonia. I network codes sviluppati dall'ACER e dagli ENTSO, cioè le regole per l'armonizzazione dei sistemi di gas ed elettricità, devono essere ancora completati. I livelli di tassazione sono poi molto diversi negli Stati Membri, e se nel Regno Unito il prezzo finale è composto per il 5% di tasse, in Danimarca il valore è del 57%. La remunerazione delle infrastrutture, e quindi il finanziamento, vengono quindi resi più incerti da questa diversità e dal rischio associato. I mercati non liberalizzati sono poi i primi a non incentivare l'interconnessione, per il danno che le compagnie che li dominano avrebbero da una maggiore offerta, spesso da mercati più aperti o competitivi. È questo il caso della Francia, la cui difficoltà nell'interconnessione con la Spagna fu identificata già da Monti in chiari motivi politici. Questi erano dovuti soprattutto all'influenza della compagnia elettrica EDF, che nel 2012 aveva ancora una quota per i consumatori domestici superiore al 90% e che tuttora non ha nessun interesse ad aprirsi al solare ed eolico spagnolo o al resto del mercato europeo. Il tutto è reso più complicato dalla forte influenza politica sullo stato francese, che ne detiene ancora la maggioranza delle quote (85% al 2015).

Uno dei problemi rimane poi il finanziamento delle infrastrutture: la stima della Commissione degli investimenti richiesti per connettere adeguatamente gli Stati Membri è di circa 200 miliardi, con un aumento di oltre il 50% nel periodo 2014-2020. I finanziamenti della CEF sono però meno del 3% del totale richiesto, con 35 miliardi di euro necessari solamente per i progetti nell'ambito dei PCI. Gli investimenti privati nel settore dell'energia sono tuttavia limitati dalla remunerazione incerta per le barriere all'interconnessione di cui sopra, dalla variabilità dei prezzi dell'energia e dal focus sul breve termine delle politiche energetiche nazionali ed europee. In altre parole, i ripetuti tentativi del Consiglio europeo di raggiungere, senza successo, il 10%, così come, per esempio, il fallimento da parte di alcuni Stati membri di altri obiettivi, come quello per efficienza energetica o le rinnovabili (Regno Unito), non sono una garanzia valida del commitment europeo e nazionale a progetti il cui costo è nell'ordine dei miliardi di euro.

I limitati finanziamenti sono poi in competizione con altre infrastrutture e obiettivi. La situazione è particolarmente sbilanciata nei confronti delle forniture di gas rispetto all'elettricità, sia nell'aspetto esterno sia in quello interno. Nella Comunicazione sulla Strategia di Sicurezza Energetica del 28 maggio 2014, per esempio, i progetti presentati per il settore gas erano ventisette, ma solo sei per l'elettricità. **Il basso livello di domanda per il gas influisce poi sulle difficoltà di finanziamento per le infrastrutture,** ma non corrisponde alle stime che vengono utilizzate per la definizione del quadro dei progetti della CEF, che appaiono quindi sproporzionati. Queste prevedono un aumento della domanda entro il 2030 del 23% fino a 619 miliardi di metri cubi, mentre la Commissione Europea stima una riduzione del 7%. Aggiungendo la diminuzione della domanda che il raggiungimento

dell'obiettivo vincolante del 30% di efficienza energetica comporterebbe, le stime usate per la strategia CEF per il 2030 diventano del 72% superiori a quelle della Commissione. Le misure di interconnessione sono poi in competizione con i **Capacity Markets**, nell'ambito dei quali i produttori di elettricità vengono remunerati per la capacità addizionale che possono fornire. Una misura autorizzata dalla Commissione per la prima volta nei confronti del Regno Unito, nonostante il sospetto che potesse rappresentare un aiuto di stato, ma che rischia di essere inadeguata e costosa, promuovendo la produzione sull'efficienza e l'interconnessione.

Fig. A3 – Gli investimenti in elettricità contro gas



Fonte: E3G (2014).

CONCLUSIONI, PROSPETTIVE E POLICY RECOMMENDATIONS

Il quadro finale delle interconnessioni europee indica una **maggiore attenzione al problema negli ultimi anni**, di fronte però ad una situazione ancora critica e con un miglioramento, presente e futuro, ancora non adeguato rispetto alle esigenze europee. È ancora forte poi il livello di incertezza che pregiudica la programmabilità e la remunerazione degli investimenti richiesti, a causa di variabili economiche e politiche tra cui possiamo ricordare:

- **L'evoluzione dell'Energy Union e del piano Juncker**, in particolare se la prima riuscirà a concretizzare, sia tramite le misure proposte dalla Commissione sia in base al parere delle prossime sessioni del Consiglio europeo, quanto già dichiarato con le Comunicazioni di febbraio 2015.
- **Le modalità per l'effettivo raggiungimento degli obiettivi per il 2030 su clima ed energia.** La natura volontaristica dell'obiettivo per l'interconnessione e il fatto che quelli vincolanti (rinnovabili, emissioni ed efficienza energetica) siano tali a livello europeo, ma non nazionale, lasciano le modalità di raggiungimento in mano agli Stati

Membri e al non ancora chiaro ruolo di coordinamento che avrà la Commissione. In tutto questo, non è ancora evidente la parte che avrà l'interconnessione.

- **Altre variabili relative alla politica e geopolitica dell'energia**, come l'evoluzione della crisi russo-ucraina, che potrebbe mettere più o meno attenzione sulla dimensione esterna delle infrastrutture energetiche, o l'andamento dei prezzi e della domanda dell'energia in Europa e in Italia, che potrebbe influenzare la capacità di finanziamento delle infrastrutture.

In relazione a queste variabili e al quadro corrente dell'interconnessione europea, le raccomandazioni che possono essere fatte sono le seguenti:

- **Individuare un'istituzione di coordinamento a livello europeo**, sia con la nomina di una nuova (meno probabile), che con il conferimento di un ruolo più rilevante ad una già esistente. In quest'ultimo caso il candidato potrebbe essere l'ACER, che potrebbe agire non come coordinatore dei regolatori nazionali ma come singolo regolatore europeo. Il suo mandato dovrebbe permettergli di prendere decisioni vincolanti per i regolatori nazionali, con un ruolo prominente nella definizione dei PCI. Questo sono invece ancora parte di un processo che vede coinvolti parimenti regolatori nazionali, varie istituzioni europee e gli Stati Membri, che ancora mantengono un potere di veto sui progetti di interconnessione. L'ACER e la strategia del TEN-E dovrebbero passare dal ruolo di facilitatori dei progetti nazionali a quello di responsabili dei progetti europei. La base legale potrebbe essere rappresentata dal punto d dell'articolo 194 del TFEU che recita: *la politica dell'Unione nel settore dell'energia è intesa, in uno spirito di solidarietà tra Stati membri, a[...] d) promuovere l'interconnessione delle reti energetiche*. Sarebbe necessario però un trasferimento di risorse adeguato all'istituzione, così come una chiara definizione del mandato.
- **Ridurre la dispersione nelle iniziative europee**. Il *modus operandi* della Commissione è di sostenere progetti ed obiettivi che siano supportati dal numero maggiore di Stati Membri. Questo porta però ad una dispersione sia del numero degli obiettivi, tra rinnovabili, interconnessione e simili, sia in quello dei singoli progetti. L'Energy Union dovrebbe, a differenza di come è stata condotta la strategia precedente (20-20-20), attenersi alla lista di priorità indicate dalla cinque dimensioni in cui è divisa, procedendo dapprima alla risoluzione delle criticità più importanti. Vista la limitata disponibilità di risorse, la Commissione dovrebbe dare priorità ai PCI dall'impatto maggiore, in particolare nella lista aggiornata che dovrà essere finalizzata entro la fine del 2015. Sarebbe poi necessaria **una revisione del focus dal gas all'elettricità della CEF**, che al momento prevede un numero maggiore di progetti per l'elettricità rispetto al gas (132 contro 107), ma che richiedono un livello di investimenti inferiore (50 miliardi di euro contro 53). È necessario aggiornare le previsioni di domanda del gas in base alle quali i PCI vengono scelti, molto alte rispetto sia alle stime della Commissione stessa che ai livelli di consumo attuali.
- **Per l'Italia, proporre un'iniziativa di cooperazione regionale per il Mediterraneo per gas ed elettricità**, in cui potrebbe avere un ruolo di coordinamento e sul modello degli *High Level Group* per North-South East e Penisola

iberica. Questo potrebbe includere anche il raccordo tra la dimensione domestica e quella esterna con riferimento, per il gas, all'integrazione tra il Corridoio Sud (TAP) e le connessioni con il resto d'Europa (in particolare Europa Centrale) e, per l'elettricità, alle connessioni con Tunisia e Balcani. L'iniziativa sarebbe coerente con la volontà dell'Italia di diventare l'hub energetico mediterraneo, già espressa dalla Strategia Energetica Nazionale.

FONTI DELL'APPROFONDIMENTO

European Environmental Agency

Royal Academy of Engineering

Terna

Commissione Europea

E3G

Notre-Europe

ACER

Ofgem

Nationalgrid

Eurostat

ENTSO-E

ENTSO-G

Red Eléctrica de España

UK Parliament

EIA

Reuters

Euractiv

Oxford Energy

CEER

Gie

FONTI

AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Germania)
BBC
BP
Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Germania)
Ministère du développement durable (Francia)
Commissione Europea
Department of Energy and Climate Change (Regno Unito)
EIA - Energy Information Agency (Stati Uniti d'America)
Energy Aspects
Eni
ENTSOE – European Network of Transmission System Operators for Gas
Eurogas
Eurostat
FT – Financial Times
GIE – Gas Infrastructure Europe
GIIGNL – Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié
GME – Gestore Mercati Energetici
IEA – International Energy Agency
IHS Energy
Il Sole 24 Ore
Interfax
Joint Organisations Data Initiative
Middle East Energy News
Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (Spagna)
Міністерство енергетики та вугільної промисловості України (Ucraina)
MSE - Ministero dello Sviluppo Economico
OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (Regno Unito)
Oil & Gas Journal
Platts
Snam Rete Gas
SQ - Staffetta Quotidiana
The Economist...