
 Analysis No. 278, November 2014

LA TAP E L'ITALIA: LE OPPORTUNITÀ DI UNA NUOVA INFRASTRUTTURA

Nicolò Rossetto



La Trans Adriatic Pipeline (Tap) rappresenta uno dei più rilevanti sviluppi infrastrutturali emersi negli ultimi anni nel panorama energetico italiano. Una volta realizzato, infatti, il gasdotto garantirebbe l'importazione di 8 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas naturale all'anno dal giacimento di Shah Deniz in Azerbaigian. Si tratta di una quantità molto significativa, ben superiore al 10% dei consumi annuali italiani e dunque in grado di accrescere la sicurezza energetica italiana, soprattutto in un'epoca di perdurante instabilità lungo altre due importanti direttrici di approvvigionamento del nostro paese, quella nord-africana e quella russo-ucraina.

Naturalmente, la realizzazione di questa infrastruttura non è priva di costi, soprattutto per le comunità locali che ne verrebbero coinvolte direttamente – è previsto che il gasdotto raggiunga l'Italia in provincia di Lecce presso il comune di Melendugno – e quindi è importante valutare bene se i benefici che l'opera garantirebbe al Paese sono sufficienti o meno a giustificarne la costruzione.

In quanto segue ci proponiamo perciò di descrivere brevemente le caratteristiche del progetto infrastrutturale e successivamente di analizzare i motivi per cui se ne ritiene importante la realizzazione. Infine, si prendono in considerazione le condizioni che dovranno essere soddisfatte affinché i benefici della TAP si possano dispiegare pienamente e se ne dà una sommaria valutazione.

Nicolò Rossetto Istituto Universitario di Studi Superiori di Pavia, IUSS, Italy.

La *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) rappresenta uno dei più rilevanti sviluppi infrastrutturali emersi negli ultimi anni nel panorama energetico italiano. Una volta realizzato, infatti, il gasdotto garantirebbe l'importazione di 8 miliardi di metri cubi (Gmc) di gas naturale all'anno dal giacimento di Shah Deniz in Azerbaigian. Si tratta di una quantità molto significativa, ben superiore al 10% dei consumi annuali italiani e dunque in grado di accrescere la sicurezza energetica italiana, soprattutto in un'epoca di perdurante instabilità lungo altre due importanti direttrici di approvvigionamento del nostro Paese, quella nord-africana e quella russo-ucraina.

Naturalmente, la realizzazione di questa infrastruttura non è priva di costi, soprattutto per le comunità locali che ne verrebbero coinvolte direttamente – è previsto che il gasdotto raggiunga l'Italia in provincia di Lecce presso il comune di Melendugno – e quindi è importante valutare bene se i benefici che l'opera garantirebbe al Paese sono sufficienti o meno a giustificarne la costruzione.

In quanto segue ci proponiamo perciò di descrivere brevemente le caratteristiche del progetto infrastrutturale e successivamente di analizzare i motivi per cui se ne ritiene importante la realizzazione. Infine, si prendono in considerazione le condizioni che dovranno essere soddisfatte affinché i benefici della TAP si possano dispiegare pienamente e se ne dà una sommaria valutazione.

Un tubo lungo 870 km

L'idea della TAP nasce nei primi anni Duemila per volontà della società energetica svizzera EGL, la quale conduce nel 2006 i primi studi di fattibilità del progetto. Nel 2008 EGL, che successivamente cambierà il nome in Axpo, crea su base paritaria con la norvegese Statoil la *joint venture* TAP AG per lo sviluppo, la costruzione e la gestione del gasdotto. Della società, registrata in Svizzera, entra a far parte nel 2010 anche la tedesca E.on, alla quale vengono assegnate il 15% delle azioni.

In questa prima fase il progetto del gasdotto va sviluppandosi e allungandosi, prevedendo alla fine un percorso di circa 870 km attraverso Grecia, Albania e Italia. L'obiettivo è quello di trasportare 10 Gmc di gas naturale l'anno dall'area caspica ai mercati dell'Europa sud-orientale e all'Italia, aprendo così finalmente il Corridoio Meridionale, progetto che le istituzioni europee da anni indicano come una delle maggiori priorità per accrescere la sicurezza energetica degli Stati membri dell'UE.¹

¹ Conferme di questa importanza si sono avute anche recentemente nella comunicazione di maggio della Commissione europea su una strategia europea per la sicurezza energetica e nelle conclusioni del Consiglio europeo dello scorso marzo.

In linea con questo obiettivo, nel 2011 TAP AG avanza al consorzio che opera il giacimento azerbaigiano di Shah Deniz la sua proposta per trasportare in Europa buona parte dei volumi aggiuntivi di gas, che saranno prodotti durante la seconda fase di sviluppo del giacimento prevista per il 2018-19. In virtù delle caratteristiche tecnico-economiche della TAP (probabilità di realizzazione, possibile scalabilità a 20 Gmc/anno, livello delle tariffe per l'accesso, mercati collegati, ecc.), il consorzio che gestisce Shah Deniz scarta nel corso del 2012 e del 2013 gli altri progetti infrastrutturali concorrenti (Interconnettore Turchia-Italia-Grecia e Nabucco Ovest) e decide di appoggiare la realizzazione della TAP. La scelta è confermata dall'entrata nell'azionariato di TAP AG di alcune delle *major* che operano il giacimento di Shah Deniz, tanto che la proprietà di TAP AG risulta attualmente ripartita tra l'azerbaigiana SOCAR, l'inglese BP e Statoil, ciascuna delle quali controlla il 20% delle azioni; ad esse si aggiungono le quote in mano alla belga Fluxys (19%), alla spagnola Enagas (16%), mentre ad Axpo, iniziale ideatore del progetto, rimane il 5%.²

Ad oggi TAP si trova ad un avanzato stadio di progettazione e può godere di numerosi punti di forza, quali il sostegno da parte dei governi dei Paesi attraversati, l'ottenimento della qualifica di Progetto di Interesse Comune (PCI) da parte della UE e dell'esenzione dall'obbligo di accesso a terzi da parte dei regolatori nazionali, la scelta finale di investimento da parte del consorzio di Shah Deniz per attivare la fase due di sfruttamento del sito entro il 2018 e, infine, la completa prenotazione della capacità di trasporto iniziale. Nel settembre 2013, infatti, sono state raccolte le richieste da parte di numerose *utility* europee, assegnando per 25 anni la capacità nel seguente modo: 1 Gmc all'anno per la greca DEPA, 1 Gmc/anno per la bulgara Bulgargas, 2,6 Gmc/anno per la francese GDF Suez, 1,6 Gmc/anno per E.on, 1 Gmc/anno per l'anglo-olandese Shell, 0,3 Gmc/anno per l'italiana Hera, e un ammontare di cui non sono stati resi noti i dettagli per l'italiana Enel, la spagnola Gas Natural Fenosa e per Axpo. Salvo i primi due, per tutti gli altri volumi è prevista la consegna in Italia.

I lavori di realizzazione, che potrebbero essere finanziati dalla Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo (BERS) per un importo di circa 6-700 milioni di euro, sono previsti partire nel 2015 e concludersi nel 2018, con un costo complessivo di circa 4,4 miliardi di euro. Se nei prossimi mesi non ci saranno novità in tema di autorizzazioni e se verranno

² Nel settembre 2014 il gestore della rete spagnola del gas, Enagas, ha acquistato le quote prima detenute da E.on e da Total, che avevano espresso la loro intenzione di uscire dal progetto già la scorsa primavera (E.on, che deteneva il 9% delle quote, ha deciso di abbandonare completamente il mercato italiano, mentre Total, che ne deteneva il 10%, ha recentemente venduto la sua quota nel consorzio di Shah Deniz alla compagnia turca TPAO). Nell'affare un 3% delle azioni è passato a Fluxys.

positivamente superati, soprattutto in Puglia, alcuni contrasti con le popolazioni locali, il tracciato finale del gasdotto dovrebbe correre per 545 km in territorio greco da Kipoi, presso il confine turco, fino a Ieropigi, presso il confine albanese. Successivamente, il dotto dovrebbe attraversare l'Albania per 211 km, superando alcune catene montuose e arrivando presso la città di Fier. Da qui inizierebbe il tratto sottomarino, lungo 105 km e tale da raggiungere la profondità massima di 820 metri, che si concluderebbe sul litorale pugliese presso San Foca. Infine, è previsto un breve tratto *on-shore* di 8 km in territorio italiano fino al terminale di ricezione, dove la TAP si congiungerebbe alla rete italiana di Snam Rete Gas. Allo scopo di raggiungere e alimentare alcuni mercati minori dell'area balcanica, il progetto include inoltre la possibilità di allacciarsi all'Interconnettore Grecia-Bulgaria (IGB) e alla *Ionian Adriatic Pipeline* (IAP).³ Queste due infrastrutture, infatti, permetterebbero di indirizzare una parte del gas naturale trasportato dalla TAP rispettivamente verso la Bulgaria e verso il Montenegro, la Bosnia, e la Croazia⁴. Da ultimo, il progetto comprende la realizzazione di due stazioni di pompaggio, una in Grecia e una in Albania, che diventerebbero quattro nel caso in cui si decidesse di aumentare la portata annua a 20 Gmc.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento, TAP dovrebbe ricevere il gas azerbaigiano attraverso la *South Caucasus Pipeline* (SCP), già esistente e in via di potenziamento, e la *Trans Anatolian Pipeline* (TANAP), un gasdotto da almeno 16 Gmc/anno che dovrebbe correre per circa 1.700 km da Erzurum, dove SCP termina, fino al confine con la Grecia. Quest'ultima opera, dal costo stimato di almeno 9 miliardi di euro, dovrebbe essere realizzata entro il 2018, ma al momento vi sono dubbi circa la possibilità di rispettare tale scadenza, legati anche al fatto che SOCAR, attuale azionista di riferimento di TANAP (58%), vorrebbe coinvolgere altre imprese oltre alla turca BOTAS (30%) e a BP (12%), ma finora non è riuscito a convincere né Statoil né altre compagnie turche.⁵

Al momento attuale è previsto che TAP resti in funzione per 40-50 anni, l'arco temporale entro cui si immagina l'esaurimento dei giacimenti di metano azerbaigiani. Tuttavia, la sua vita utile potrebbe essere estesa qualora in futuro si riuscisse ad alimentare il gasdotto con gas proveniente da altri e più ricchi giacimenti dell'area caspica e medio -

³ Mentre IGB si trova a uno stadio avanzato di sviluppo, il progetto IAP è ancora in uno stato embrionale.

⁴ Alla IAP si potrebbe poi collegare il *West Balkan Ring* (WBR) che collegherebbe Macedonia, Kosovo e Serbia.

⁵ SOCAR sarebbe intenzionata a rimanere solamente con il 51% di TANAP. Il governo turco ha recentemente negato che le imprese pubbliche turche BOTAS e TPAO possano acquistare ulteriori quote di TANAP.

orientale (Turkmenistan, Iran e Iraq).

Le opportunità per l'Italia

La realizzazione della TAP rappresenta un passo importante per lo sviluppo infrastrutturale italiano e può generare una serie considerevole di opportunità e di benefici per l'Italia. La costruzione del gasdotto potrebbe infatti:

- accrescere la sicurezza energetica italiana ed europea;
- aumentare la concorrenzialità del mercato italiano del gas, riducendo i costi per imprese e famiglie;
- favorire l'affermazione dell'Italia quale *hub* del gas per l'Europa centro-meridionale;
- promuovere lo sviluppo economico dell'area salentina senza significativi danni all'ambiente.

L'entrata in funzione della TAP avrà come conseguenza certa quella di aumentare il livello della sicurezza energetica, tanto dell'Italia quanto dell'UE nel suo complesso. Il gasdotto, infatti, permetterà l'apertura del Corridoio Meridionale, una rotta che unisce le cospicue riserve di gas dell'area caspica e del Medio oriente ai Balcani e all'Europa meridionale, rendendo disponibile per i consumatori europei il gas azerbaigiano che fino ad ora non era accessibile. L'importanza del Corridoio, dunque, risiede nella garanzia che offre di diversificazione sia delle rotte d'importazione che delle fonti di approvvigionamento dell'UE, in modo da diminuire i rischi associati all'improvvisa interruzione dei flussi di energia provenienti da una specifica fonte e/o rotta, e limitare altresì il potere negoziale dei Paesi e delle imprese che controllano quote molto significative dell'offerta europea di gas (si pensi alla russa Gazprom o all'algerina Sonatrach).

Certo, i 10 Gmc/anno che la TAP dovrebbe rendere disponibili dal 2019 rappresentano una quantità modesta sia rispetto al consumo complessivo dell'UE (circa 460 Gmc nel 2013), sia rispetto alle importazioni totali (oltre 300 Gmc nel 2013); tuttavia, per i Paesi interessati dall'infrastruttura il quantitativo non è affatto trascurabile. La Grecia, ad esempio, ha una produzione domestica praticamente nulla e soddisfa i suoi consumi pari a circa 4 Gmc di gas all'anno per mezzo delle importazioni, che per oltre la metà provengono dalla Russia attraverso un unico gasdotto. Fino al completamento della TAP, un'interruzione per motivi tecnici o politici dei flussi di gas su quel gasdotto porrebbe la Grecia in seria difficoltà, peraltro non essendo il Paese dotato di alcuna infrastruttura di stoccaggio.

Anche l'Italia, meta finale della TAP, beneficerebbe in termini di maggiore sicurezza energetica a seguito della realizzazione dell'opera. Attualmente

il sistema di adduzione italiano del gas gode di una condizione di eccesso di capacità, sostanzialmente a causa della perdurante crisi economica e della rapida penetrazione delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica. In particolare, la capacità teorica di tutte le infrastrutture esistenti è superiore ai 125 Gmc/anno, ossia circa il doppio di quanto effettivamente importato l'anno scorso (circa 62 Gmc). Tuttavia, questo eccesso di capacità non elimina completamente i rischi per la sicurezza italiana, tanto nel breve quanto nel lungo periodo. Molte delle attuali infrastrutture di adduzione presentano infatti delle problematiche non di secondo piano: la produzione libica che ci giunge via *Greenstream* è soggetta a frequenti interruzioni a causa dell'instabilità politica nel Paese nord-africano; il gas russo che riceviamo via TAG è a rischio a causa delle perduranti tensioni con l'Ucraina; l'importazione di gas naturale liquefatto (GNL) tramite gli impianti *off-shore* di Rovigo e Livorno può essere ostacolata da condizioni meteo particolarmente avverse; la consegna del gas olandese che importiamo attraverso la Svizzera può essere interrotta da eventi franosi che blocchino il *Transitgas*; e anche il gas algerino non è totalmente sicuro a causa delle continue minacce terroristiche e del rapido declino della capacità di esportazione dell'Algeria. Ne consegue che la possibilità di avere addirittura due o tre di queste infrastrutture totalmente o parzialmente "fuori uso" per un certo periodo di tempo non è così remota e questo può limitare il margine di sicurezza del sistema, soprattutto se contemporaneamente si registrasse un picco di domanda, come avvenuto nel freddissimo febbraio del 2012.

In questo contesto la capacità d'importazione aggiuntiva fornita dalla TAP, assieme al potenziamento già in atto dei siti di stoccaggio esistenti e alla creazione di nuovi (si prevede la realizzazione di quattro nuovi siti entro questo decennio, per oltre 4 Gmc di capacità), aumenterebbe ulteriormente il margine di flessibilità del sistema, mettendo definitivamente l'Italia al sicuro anche dai più gravi scenari realisticamente ipotizzabili, come un'interruzione totale delle due principali infrastrutture, TAG e Trasmed, per un periodo di alcuni mesi.⁶

⁶ La capacità massima di importazione di TAG e Transmed è superiore ai 70 Gmc/anno, a fronte di una capacità d'importazione complessiva che si aggirerebbe sui 135 Gmc/anno una volta realizzato la TAP. I 60-65 Gmc/anno di differenza tra i due valori sarebbero sufficienti a garantire il sistema in considerazione del fatto che: 1) Snam Rete Gas e altri analisti indipendenti (ad esempio Anouk Honoré dell'Oxford Institute for Energy Studies) si aspettano che nei prossimi anni la domanda italiana di gas cresca in modo limitato, restando al di sotto dei 75 Gmc/anno anche alla metà degli anni 2020; 2) il declino della produzione nazionale di gas potrebbe essere fermato da un aumento degli investimenti, sicché la domanda di importazioni nette italiane dovrebbe rimanere inferiore ai 68-70 Gmc/anno anche alla metà del prossimo decennio; 4) il potenziamento dei siti di stoccaggio esistenti e la creazione di nuovi impianti dovrebbe garantire già in questo decennio una capacità di stoccaggio totale superiore a 20 Gmc, in grado di sostituire per varie settimane l'eventuale

Oltre a garantire all'Italia la disponibilità fisica di gas naturale con maggiore sicurezza, TAP dovrebbe offrire alle imprese e alle famiglie italiane la possibilità di pagare quel gas a un prezzo inferiore. ENI, l'operatore dominante sul mercato italiano, non partecipa infatti al progetto e questo lascia sperare che con la realizzazione della TAP la sua quota di mercato, e dunque il suo potere monopolistico, tenderanno a diminuire.⁷ L'abbondanza di offerta e la disponibilità di quantitativi non controllati dall'*incumbent* dovrebbero accentuare la tendenza ribassista dei prezzi all'ingrosso registrata nell'ultimo paio d'anni, accrescendo peraltro la liquidità e la trasparenza di un mercato che si sta progressivamente spostando dalle contrattazioni bilaterali di lungo periodo alle contrattazioni sulla recentemente istituita Borsa del gas.

Va peraltro sottolineato che da questa spinta concorrenziale potrebbero scaturire effetti ancora più rilevanti di quanto intuibile per il fatto che nei prossimi 10 anni scadranno oltre la metà dei contratti di importazione attualmente in essere, offrendo così la possibilità per gli importatori di rivedere i volumi negoziati, le condizioni di prezzo e più in generale le modalità contrattuali, che potrebbero fare sempre meno riferimento ai contratti di lungo periodo indicizzati al prezzo del greggio e con clausole di *take-or-pay* e maggiore ricorso, invece, a contratti *spot* con prezzi definiti dalla *gas to gas competition* nelle borse regolate.

Contribuendo ad aumentare l'offerta di gas in Italia, la costruzione della TAP può inoltre favorire il conseguimento di una delle priorità d'azione previste dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN), adottata dal Governo italiano nel 2013 e confermata dai successivi esecutivi, ovvero fare dell'Italia un *hub* del gas per l'Europa meridionale. In questa ottica, l'Italia diventerebbe la porta d'accesso ai mercati dell'Europa centro-settentrionale e la capacità di importazione addizionale garantita dalla TAP e dalle altre infrastrutture che terminano in Italia non servirebbe tanto a coprire maggiori consumi interni, quanto ad alimentare la domanda di Paesi quali la Germania e il Belgio e a fornire servizi di modulazione del carico grazie anche all'ampia disponibilità di stoccaggi nella Pianura Padana. Tale obiettivo risulta realistico, soprattutto in virtù del rapido declino produttivo dei giacimenti del Mare del Nord, che sta privando Paesi come il Regno Unito, il Belgio e la Germania di una delle loro principali fonti di gas naturale.⁸

minore importazione da uno o due gasdotti "fuori uso".

⁷ ENI detiene stabilmente la prima posizione nella classifica delle imprese importatrici di gas naturale, con una quota prossima al 50%. ENI, inoltre, è il più importante produttore nazionale, con una quota saldamente superiore all'80%.

⁸ Secondo le stime della IEA la produzione annuale di gas naturale dai Paesi UE del Mare del Nord dovrebbe calare di circa 65-70 Gmc nei prossimi 10-15 anni. La stessa IEA prevede poi che tale ammanco non potrà essere coperto grazie allo sfruttamento dei giacimenti di gas non

D'altra parte, Snam Rete Gas sta dando seguito a questa scelta di *policy* e ha già avviato la realizzazione di una serie di interventi sulla rete di trasporto nazionale al fine di creare capacità di contro-flusso e rendere possibile già a partire dal 2016 l'esportazione di gas naturale verso la Svizzera attraverso Passo Gries e verso l'Austria attraverso il Tarvisio (la capacità di contro-flusso attraverso il Tarvisio dovrebbe tuttavia rimanere limitata ai soli eventi eccezionali, come un improvviso blocco delle importazioni europee dalla Russia, peraltro in ottemperanza al Regolamento UE 994 del 2010). Tale capacità di esportazione dovrebbe raggiungere nel 2018 i 40 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g) e consentire secondo le previsioni di Snam l'esportazione di circa 8 Gmc/anno. In fase di progettazione si trova anche un nuovo gasdotto con annesso impianto di compressione, che dovrebbe correre lungo la dorsale appenninica da Sulmona (Abruzzo) a Minerbio (Romagna). La capacità di questa infrastruttura, per la quale non è ancora stata presa la decisione finale di investimento, ma che si vorrebbe comunque pronta per il 2019, è prevista pari a circa 24 Mmc/g, in grado perciò di garantire la ricezione e l'invio verso nord del gas aggiuntivo immesso da una nuova infrastruttura di importazione collocata nel sud Italia come la TAP o il rigassificatore di Porto Empedocle (Sicilia).⁹

Infine, non va dimenticato che la realizzazione della TAP è importante perché promuoverebbe lo sviluppo economico della provincia di Lecce, certamente non una delle aree più ricche d'Italia. La costruzione del tratto finale *on-shore* del gasdotto, delle infrastrutture di ricezione e del collegamento alla rete nazionale di Snam implicano infatti investimenti per alcune centinaia di milioni di euro con la creazione di un discreto numero di posti di lavoro, soprattutto durante la fase di realizzazione (2016-2019). È previsto inoltre che il terminale del gasdotto impieghi alcune decine di persone anche una volta a regime, offrendo perciò opportunità permanenti di lavoro.

Il tutto, va sottolineato, senza ricorrere a maggiore spesa pubblica, visto che sarebbe TAP AG a garantire le risorse economiche per il gasdotto, mentre Snam recupererebbe i propri investimenti tramite le tariffe per il trasporto del gas pagate dagli *shipper* commerciali. E senza danneggiare in maniera significativa l'ambiente salentino, dato che l'infrastruttura, una volta interrata, sarebbe totalmente invisibile salvo che per il terminale di ricezione finale, che comunque non avrebbe un impatto

convenzionale e neppure grazie a maggiori importazioni dalla Norvegia, la cui produzione dovrebbe assestarsi attorno agli attuali 110-120 Gmc/anno. Date le previsioni di un leggero aumento dei consumi di gas naturale, ciò implica che si dovranno aumentare le importazioni, sia tramite GNL che tramite gasdotto.

⁹ Nella fase iniziale TAP, esplicitamente richiamato nel Piano decennale di sviluppo di Snam, avrebbe una portata giornaliera di circa 30 Mmc.

superiore a quello di un normale capannone industriale, di cui peraltro il Salento non è affatto privo.

Condizioni per il successo

Abbiamo individuato nel precedente paragrafo alcune delle principali opportunità che la realizzazione della TAP offre all'Italia. Per valutare l'importanza dell'opera per il Paese è comunque necessario verificare quali siano le condizioni per il dispiegarsi effettivo di tali opportunità. Le variabili a cui guardare in primo luogo sono:

- andamento dei consumi italiani, europei e turchi di gas naturale;
- sviluppo della produzione domestica italiana ed europea di gas naturale;
- evoluzione dei prezzi relativi tra GNL e gas importato via gasdotto da Azerbaigian, Nord-Africa e Russia;
- realizzazione effettiva delle infrastrutture complementari alla TAP.

La domanda di gas naturale da parte di imprese e famiglie in Italia ed Europa è ovviamente centrale nella valutazione dell'impatto della TAP, poiché un ulteriore declino dei bisogni europei metterebbe in discussione la profittabilità privata e l'utilità pubblica di una nuova infrastruttura d'importazione. In questo caso i rischi maggiori sono legati a: a.i) perdurante stagnazione dell'economia italiana e/o europea con definitiva scomparsa dei settori industriali maggiormente *energy-intensive*; a.ii) continuazione e rafforzamento delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili sia nel settore elettrico che in quello della climatizzazione degli ambienti, a.iii) continuazione dell'intensa crescita economica in Turchia e fallimento dei tentativi di diversificazione del suo *mix* energetico dal massiccio ricorso al gas naturale. In senso opposto bisogna invece guardare a: b.i) rilassamento degli obiettivi di de-carbonizzazione della politica europea per il 2050; b.ii) forte promozione della metanizzazione del settore trasporti, sia terrestre che marittimo; b.iii) sviluppo e commercializzazione di tecnologie *carbon capture and storage* economicamente sostenibili.

Una valutazione significativa su quali tra i fattori testé elencati prevarrà nei prossimi 20-30 anni è molto difficile, ma appare legittimo credere che la domanda italiana ed europea sarà poco vivace, mentre quella turca conoscerà un dinamismo maggiore, con la possibilità che il Corridoio Meridionale, di cui TAP rappresenterebbe la sezione estrema, si fermi

invece sulle rive del Bosforo.¹⁰

Quanto alla produzione italiana ed europea di gas naturale i rischi per la TAP sono meno rilevanti. C'è infatti un consenso unanime circa il progressivo declino della produzione di gas nel Mare del Nord e altrettanto unanime è l'accordo circa l'incapacità per l'Europa di ripetere nell'arco dei prossimi anni la rivoluzione del gas non convenzionale che si è osservata negli Stati Uniti. In quest'ottica risulta molto probabile che a parità di domanda di gas naturale il ricorso alle importazioni da parte dei Paesi membri dell'UE aumenti in modo significativo, creando dunque spazio per i volumi trasportabili dalla TAP.

Al di là del maggiore o minore calo della produzione europea, un fattore di rischio da considerare attentamente è quello del prezzo di vendita del gas. Il mercato europeo è infatti maturo e l'attuale eccesso di capacità di importazione solleva il problema della concorrenza fra i vari produttori. In particolare, va valutata la competitività del gas trasportabile da TAP con il prezzo futuro delle importazioni via GNL. Al momento il GNL non risulta competitivo in Europa, tant'è vero che i rigassificatori stanno lavorando a bassi regimi, ma le cose potrebbero cambiare fra 5-10 anni, quando ulteriore capacità di liquefazione sarà completata nei Paesi produttori di gas (Australia, Stati Uniti, Africa orientale, Russia, Qatar e Indonesia) e la flotta mondiale di navi gasiere diventerà sensibilmente più grande. Anche in questo scenario, tuttavia, l'Italia beneficerebbe della diversificazione delle forniture offerta dalla TAP e a soffrire sarebbe solamente TAP AG, che trasporterebbe meno gas, e/o le *utility* che si sono impegnate contrattualmente a importare un gas divenuto troppo caro.¹¹

Infine, è evidente che il successo di TAP e la sua importanza per l'Italia dipendono dalla tempestiva realizzazione delle infrastrutture ad esso complementari, ossia della TANAP in territorio turco, e del potenziamento della rete necessaria a garantire la capacità in uscita verso la Svizzera e l'Austria in territorio italiano. Il ritardo nella realizzazione della TANAP renderebbe di fatto inutilizzabile la TAP, mentre un differimento nel tempo del potenziamento della rete italiana, cosa al momento poco

¹⁰ La domanda di gas naturale turca è stimata in crescita dagli attuali 45 Gmc/anno fino a quasi 70 Gmc/anno nel 2030. Data la limitatezza delle riserve domestiche, tale aumento della domanda dovrà essere soddisfatto facendo maggiore ricorso all'*import*. In quest'ottica la Turchia potrebbe assorbire ben più dei 6 Gmc/anno di gas riservati attualmente dal progetto TANAP. Sulla possibilità di soddisfare questa crescente domanda pesa anche l'incertezza circa lo sviluppo e l'allacciamento a TANAP di altri giacimenti di gas dell'area medio - orientale, da quelli iraniani a quelli iracheni.

¹¹ Va tuttavia osservato che i contratti siglati per i volumi iniziali trasportati dalla TAP dovrebbero essere stati almeno in parte indicizzati ai prezzi *hub*. In questo caso una riduzione dei prezzi sulle borse europee del gas non dovrebbe generare un danno per le imprese importatrici.

probabile stante i lavori già in corso, impedirebbe all'Italia di diventare un *hub* regionale e farebbe sì che la situazione di eccesso di capacità d'ingresso in Italia peggiorasse ulteriormente, con conseguenti perdite economiche per le imprese importatrici e per quelle che gestiscono le infrastrutture d'adduzione.

A riguardo, va aggiunto che la presenza di capacità di esportazione verso nord può certamente rendere l'Italia un Paese di transito del gas, ma non è detto che le faccia acquistare lo status di *hub*. Per rivaleggiare infatti con gli *hub* del Nord Europa (NBP, TFF e ZEE) si devono affiancare alle infrastrutture fisiche anche infrastrutture "immateriali", quali un adeguato quadro regolatorio, e deve essere attiva una molteplicità di agenti economici (*trader, shipper, ecc.*). Solo in questo modo è possibile che il mercato italiano diventi sufficientemente liquido e trasparente, così da essere preso a riferimento per la prezzatura del gas nel contesto europeo.

Conclusioni

La *Trans-Adriatic Pipeline* costituisce un'opera infrastrutturale di grande importanza per l'Italia. Garantendo la possibilità di importare 8 Gmc/anno di gas naturale, la TAP accrescerà la sicurezza energetica italiana e contribuirà a rendere il mercato italiano del gas più competitivo, riducendo il prezzo pagato da imprese e famiglie senza pesare sulle tasche dei contribuenti, dato che l'investimento sarà sostenuto dai privati. La realizzazione della TAP è inoltre coerente con l'obiettivo del Governo italiano di trasformare l'Italia in un *hub* del gas, diventando uno snodo fondamentale dei flussi che alimenteranno la domanda centro-settentrionale europea nei prossimi decenni. Infine, la costruzione della TAP rappresenta un investimento che può alimentare l'economia locale della provincia di Lecce, senza snaturarne la tradizionale vocazione turistica e agricola.

La crisi russo-ucraina di quest'anno, sebbene temporaneamente risolta, ha evidenziato che l'Europa non può perdere altro tempo in materia di diversificazione delle rotte e delle fonti di approvvigionamento. Se ci saranno ulteriori tentennamenti da parte italiana, altri Paesi, Croazia *in primis*, si sono dichiarati pronti ad ospitare il tratto finale del gasdotto che dovrebbe aprire il Corridoio Meridionale dopo anni di dibattito.

Ben vengano allora l'inserimento della TAP nella lista redatta a maggio dalla Commissione europea dei progetti infrastrutturali chiave per la sicurezza energetica europea, la recente concessione con prescrizioni del parere positivo da parte della Commissione per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) del Ministero dell'Ambiente italiano e il continuo sostegno del Governo Renzi, che ha confermato la volontà di completare l'opera nei tempi previsti.