



Sponsor unico



Conferenza internazionale
Cooperazione Regionale e Sviluppo delle Risorse Energetiche
nel Mediterraneo Centro - Orientale
Roma, 19 ottobre 2016

Paper 2

Risorse Energetiche e Cooperazione Regionale
nel Mediterraneo Orientale
ottobre 2016

di Nicolò Sartori, Lorenzo Colantoni, Irma Paceviciute*

Paper preparato per il Centro Italiano per la Pace in Medio Oriente (CIPMO), ottobre 2016.

Presentato alla Conferenza internazionale "Cooperazione Regionale e Sviluppo di Risorse Energetiche nel Mediterraneo Orientale" Roma, 19 ottobre 2016, organizzato congiuntamente da CIPMO e dall'Istituto Affari Internazionali (IAI) con il supporto di Eni.

Si tratta della traduzione in italiano del paper originale [Energy Resources and Regional Cooperation in the East Mediterranean](#).

* Nicolò Sartori è Senior Fellow e Coordinatore del Programma Energia di Istituto Affari Internazionali (IAI). Lorenzo Colantoni è Associate Fellow presso IAI, con un coinvolgimento specifico nel Programma Energia. Irma Paceviciute è attualmente in stage presso IAI.

Abstract

Il recente emergere del Mediterraneo Orientale quale nuova regione esportatrice di risorse energetiche è stato inatteso, ma la sua effettiva portata deve ancora essere valutata chiaramente. Le riserve di gas scoperte in Israele, Cipro ed Egitto contribuiscono già in maniera significativa alla sostenibilità energetica di alcuni di questi paesi. Tuttavia, contenziosi regionali che coinvolgono virtualmente tutti i futuri produttori di gas, come pure le principali rotte di transito, e il rischio politico ed economico associato a ulteriori esplorazioni minacciano il futuro dello sviluppo della regione. Le riserve di gas del Mediterraneo Orientale potrebbero essere utili per l'Unione Europea, che punta a diversificare le proprie forniture di energia, ma sono fondamentali anche per soddisfare la domanda di paesi quali l'Egitto e la Turchia, la cui stabilità economica è la chiave dell'equilibrio politico nella regione.

Introduzione: Il potenziale del gas del Mediterraneo Orientale

L'imporsi del Mediterraneo Orientale quale regione destinata all'esportazione di gas a seguito della scoperta di importanti giacimenti in Israele (Tamar 2009; Leviathan 2010), Cipro (Aphrodite 2011) ed Egitto (Zohr 2015), è un concetto relativamente recente e soggetto a evoluzioni per via dell'incertezza circa le effettive riserve di gas e della necessità di valutare la fattibilità economica del loro pieno sfruttamento. Virtualmente tutti i futuri progetti devono essere perseguiti nell'ambito di una cooperazione regionale, poiché nessuno dei paesi del Mediterraneo Orientale, a eccezione dell'Egitto, potrebbe far fronte singolarmente alla costruzione delle necessarie infrastrutture di esportazione, per via di fattori politici e dei limitati volumi di gas a disposizione.

La crescita nella domanda in Egitto, come pure le esigenze di diversificazione delle forniture di gas dell'UE, costituiscono le due principali opzioni per lo sfruttamento del gas nel Mediterraneo Orientale.

Sia Israele sia Cipro prevedono di incominciare a fornire gas intorno al 2020,¹ non solo sul mercato nazionale ma – soprattutto – per l'esportazione. La fornitura di gas verso la Turchia (sia per soddisfare la domanda sia per il transito verso l'UE), sebbene sia una scelta

¹ Theodoros Tsakiris, "The Gifts of Aphrodite: The Need for Competitive Pragmatism in Cypriot Gas Strategy", in Angelos Giannakopoulos (ed.), *Energy Cooperation and Security in the Eastern Mediterranean: A Seismic Shift towards Peace or Conflict?*, Tel Aviv, Daniel Abraham Center, February 2016 (Research Papers 8), p. 35, <https://dacenter.tau.ac.il/publications>.

potenzialmente valida, è attualmente improbabile nel contesto dello scenario politico che coinvolge in pratica tutti i produttori di gas del Mediterraneo Orientale.

La scoperta del giacimento di gas di Aphrodite (circa 200 miliardi di metri cubi, bcm, di riserve stimate²) nella zona economica esclusiva (ZEE) di Cipro nel 2011 ha generato un'ondata di entusiasmo politico che ha incoraggiato programmi per la costruzione di un impianto per l'esportazione di gas naturale liquefatto (LNG) a Vassilikos, successivamente abbandonati poiché le risorse di gas non erano sufficienti per la sostenibilità del progetto. Dubbi sulle effettive dimensioni del giacimento creano un ostacolo per la definizione di un chiaro piano per lo sfruttamento e l'esportazione; tuttavia, anche se le risorse fossero limitate a 90 bcm, Cipro potrebbe soddisfare la propria domanda di gas (stimata in 0,7-0,95 bcm/anno) per 20 o 30 anni³ e anche esportarne una certa quantità all'Egitto, attualmente considerato il principale destinatario del gas cipriota per via della sua consistente domanda e per la prossimità geografica. Il rischio dell'esportazione in Egitto sta nel basso prezzo del gas sul mercato nazionale, che potrebbe di conseguenza incentivare Cipro a dirottare le proprie esportazioni attraverso gli esistenti (anche se utilizzati al di sotto delle loro capacità) impianti LNG egiziani di Idku e Damietta, al fine di realizzare profitti più elevati.

Poiché Israele non potrebbe sostenere da sola i costi di un proprio terminale LNG, le possibili opzioni per l'esportazione delle riserve di gas israeliano (probabilmente in combinazione con le forniture di gas cipriota) provenienti sia dal giacimento di Tamar (8 bcm annui, e riserve di 280 bcm⁴) sia, soprattutto, di quello di Leviathan (620 bcm⁵) sono la Turchia, l'UE e l'Egitto. Tuttavia, il decennale conflitto turco-cipriota impedisce la costruzione di un gasdotto che colleghi il giacimento di Leviathan a Ceyhan in Turchia, poiché la pipeline dovrebbe attraversare la ZEE di Cipro. L'esportazione del gas israeliano e cipriota sul mercato dell'Unione Europea mediante pipeline che si colleghino in Grecia è improbabile nel breve-medio termine per via dei tempi e costi di costruzione molto elevati rispetto alla fornitura prevista.

² EIA, *Overview of Oil and Natural Gas in the Eastern Mediterranean Region*, 15 August 2013, <https://www.eia.gov/beta/international/regions-topics.cfm?RegionTopicID=EM>.

³ Ibid.

⁴ Shaul Zemach, "Israel's Exploitation of Hydrocarbons: *Status Quo* or *Quo Vadis*?", in Angelos Giannakopoulos (ed.), *Energy Cooperation and Security in the Eastern Mediterranean: A Seismic Shift towards Peace or Conflict?*, Tel Aviv, Daniel Abraham Center, February 2016 (Research Papers 8), p. 64.

⁵ Simone Tagliapietra, "Will the European Market Need East Mediterranean Gas?", in Angelos Giannakopoulos (ed.), *Energy Cooperation and Security in the Eastern Mediterranean: A Seismic Shift towards Peace or Conflict?*, Tel Aviv, Daniel Abraham Center, February 2016 (Research Papers 8), p. 106.

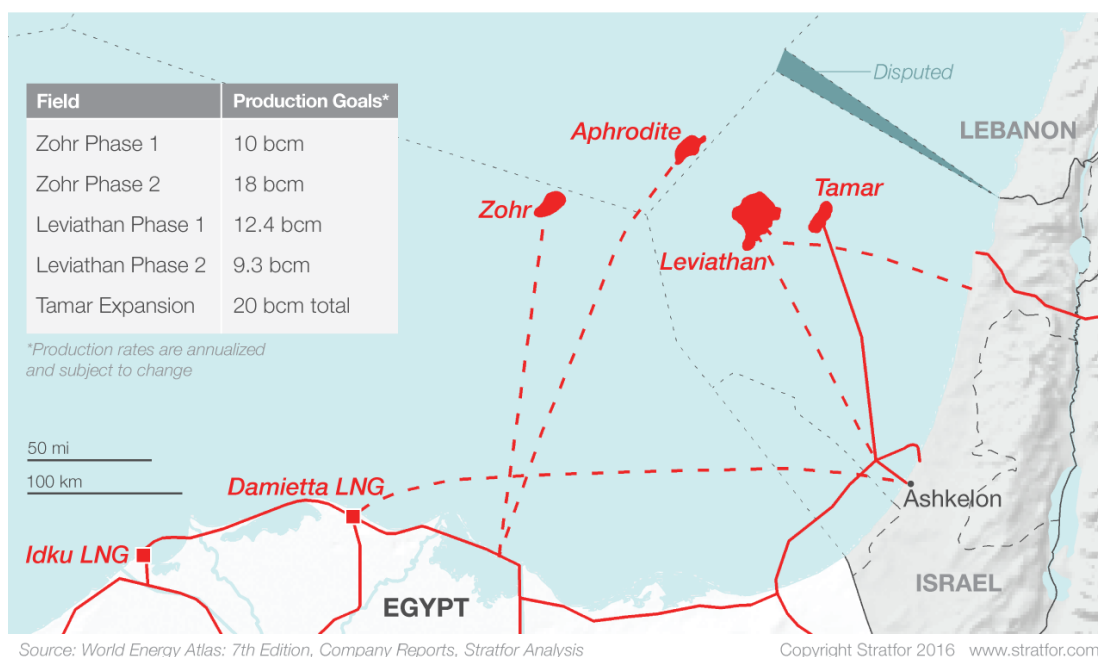
La crescente domanda di gas in Egitto, e anche la recente scoperta del giacimento di Zohr, che ha fatto salire le riserve totali egiziane a 2.180 bcm⁶, ovvero ben di più dell'insieme delle riserve israeliane e cipriote, fa dell'Egitto il principale attore regionale nel settore del gas e il potenziale catalizzatore dell'hub del gas nel Mediterraneo Orientale. Oltre allo sfruttamento delle proprie riserve, è possibile che l'Egitto incominci a importare gas dei giacimenti ciprioti e israeliani entro il 2020, in modo da controbilanciare le attuali e dispendiose importazioni dal mercato spot, di cui l'Egitto ha necessità per soddisfare la propria domanda nazionale.

Alla luce del proseguimento dell'esplorazione sul gas nel Mediterraneo, sono possibili scoperte anche nelle ZEE greca e libanese. Ciò modificherebbe naturalmente le opzioni per l'esportazione di gas nella regione, sebbene vadano comunque tenuti in considerazione gli ostacoli politici e tecnologico-finanziari nella progettazione dei percorsi per l'export. E' probabile che le scoperte di gas in Israele e a Cipro modifichino l'approccio della Turchia verso i colloqui di pace sull'isola, al fine di cogliere qualche beneficio dalle forniture di gas provenienti dal Mediterraneo Orientale e conseguentemente affrancarsi almeno in parte dalla dipendenza dal gas russo.

Eastern Mediterranean Gas Potential

Egypt is attempting to establish itself as the regional hub for natural gas development. At least initially, much of this gas will feed Egypt's growing demand, which is currently roughly 50 billion cubic meters per year.

- Existing natural gas pipelines
- - - Planned natural gas pipelines
- - - Exclusive Economic Zones



Fonte: Stratfor, *Egypt Positions itself at the Center of a New Energy Market*, 16 September 2016, <https://www.stratfor.com/image/egypt-positions-itself-center-new-energy-market>.

⁶ Theodoros Tsakiris, "The Gifts of Aphrodite: The Need for Competitive Pragmatism in Cypriot Gas Strategy", cit., p. 34.

1. L'Egitto, Zohr e le sfide del mercato interno rispetto alle strategie di export.

L'Egitto ha una lunga tradizione nel settore degli idrocarburi. L'inizio dell'industria petrolifera egiziana risale infatti al 1886, con le prime estrazioni di greggio dal giacimento di Ras Gamsah nel deserto orientale, mentre la produzione di metano è stata avviata solo nei primi anni '90. Durante gli anni 2000, la produzione egiziana di gas ha progressivamente ecceduto la domanda interna, trasformando il paese in esportatore verso la Giordania e Israele attraverso il Gasdotto Arabo (AGP - Arab Gas Pipeline), e i mercati globali del gas mediante i terminali offshore di Idku e Damietta, la cui capacità totale si attesta attorno ai 19 bcm/anno. In quel periodo, il settore degli idrocarburi è stato una fonte vitale di valuta estera e una destinazione chiave per gli investimenti esteri diretti. A partire dal 2010, tuttavia, la produzione di gas dell'Egitto ha incominciato a declinare e le esportazioni si sono ridotte per soddisfare la crescente domanda interna, forzando il paese ad abbandonare il proprio stato di esportatore nel 2015 e a iniziare a importare forniture di gas dall'estero a prezzi globali.

La scoperta dell'enorme giacimento di Zohr al largo delle coste egiziane nel Mediterraneo Orientale rappresenta una grande opportunità per il ritorno del paese sul mercato del gas. Zohr contiene circa 850 bcm di gas naturale,⁷ e sarà in grado di produrre dai 20 ai 30 bcm/anno per oltre due decenni. Il giacimento da solo produrrebbe l'equivalente del 40% della produzione egiziana del 2015. Insieme alla straordinaria scoperta di Zohr (la più grande mai avvenuta nel Mar Mediterraneo), Eni e BP hanno effettuato altre rilevanti scoperte nei giacimenti offshore di Baltim e Nooros, e Shell nella concessione di e Alam El-Shawish nel deserto occidentale egiziano.

Nonostante queste straordinarie scoperte, la capacità dell'Egitto di esportare gas naturale dipenderà ampiamente dalla capacità del governo di gestire una domanda nazionale che appare fuori controllo. Negli ultimi due decenni, il consumo energetico dell'Egitto è aumentato significativamente per via della crescita economica, dell'espansione demografica e del massiccio uso di apparecchi elettronici e impianti di condizionamento, il tutto favorito da generose politiche pubbliche di sussidio. I sussidi, che ammontano al 20% circa del bilancio del governo, hanno consentito di mantenere i prezzi artificialmente bassi e hanno reso quasi impossibile l'implementazione dei provvedimenti di efficienza energetica. Fra il 2000 e il 2012, il consumo energetico totale in Egitto è cresciuto del 5,6% l'anno, con una crescita nella

⁷ Anna Shiryayevskaya, "Egypt May Return to Gas Exports After Discovery, Snam Says", in *Bloomberg*, 30 June 2016, <http://bloom.bg/29extF6>.

domanda di gas dell'8,7%.⁸ Oggi, il gas costituisce il 50% dei consumi primari del paese ⁹ e contribuisce per circa il 70% del suo mix elettrico,¹⁰ una dipendenza che ha provocato ricorrenti black-out sia per il settore residenziale che per quello industriale, nel corso dei mesi estivi.

I tentativi da parte del governo di affrontare questa traiettoria sono lunghi dall'ottenere pieno successo. Sebbene la decisione di applicare ampi tagli alle forniture all'industria pesante (presa soprattutto per evitare lo scontento popolare) abbia contribuito a un parziale rallentamento della crescita della domanda di gas, iniziative pubbliche per ridurre progressivamente i sussidi energetici e introdurre una riforma del mercato del gas sembrano essere ancora in sospeso. La scoperta di enormi riserve di gas nel Mediterraneo Orientale, sebbene positiva per fare fronte ai costanti squilibri nel settore energetico egiziano, l'evitare i ricorrenti black-out e, se possibile, favorire la crescita economica, rischia di rallentare ulteriormente questo debole processo di riforma.

In questa situazione, è molto probabile che la grande maggioranza della produzione di Zohr, che si prevede venga avviata nel 2018, sia destinata al consumo interno, lasciando uno spazio limitato all'export. L'Egitto ha però un forte interesse a rivitalizzare le sue attività in questa direzione, affidandosi solo alla propria produzione nazionale, oppure cooperando con Israele e Cipro, sfruttando le sue infrastrutture LNG esistenti e posizionandosi così come catalizzatore per il cosiddetto *hub* del gas nel Mediterraneo Orientale. L'accordo preliminare fra il Cairo e Nicosia per la realizzazione di un gasdotto sottomarino che connetta le riserve di Aphrodite ai terminali di export dell'Egitto contribuisce a porre il paese al centro della cooperazione energetica della regione. Nel frattempo, proseguono intense attività di esplorazione nelle acque egiziane, rinvigorite dalle recenti incoraggianti scoperte, mentre il Ministero del Petrolio, anche grazie alla nuova politica del gas mirata ad attrarre investimenti esteri nel settore nazionale degli idrocarburi, espande la propria collaborazione con società internazionali in differenti parti del paese.

⁸ Nikos Tsafos, "Egypt: A Market for Natural Gas from Cyprus and Israel?", in *GMF Foreign and Security Policy Paper Series*, October 2015, p. 2, <https://shar.es/1EeIVh>.

⁹ BP, *Statistical Review of World Energy 2016*, June 2016, <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

¹⁰ "Power Sector Consumes 70% of Egypt's Gas", in *Natural Gas Asia*, 10 December 2015, <http://www.naturalgasasia.com/power-sector-consumes-70-of-egypts-gas-17213>.

2. Cipro: dispute territoriali e sviluppo di risorse energetiche.

La situazione cipriota è quasi all'opposto rispetto a quella egiziana: senza una storia nel settore degli idrocarburi e consumi di gas nulli (più del 94% della sua elettricità è generata con petrolio¹¹), gli stimoli allo sviluppo del settore energetico del paese sono in gran parte di natura esterna. Di fatto, la possibilità di nuove e più grandi scoperte, i negoziati con la Repubblica Turca di Cipro del Nord (TRNC), l'obiettivo di consolidare i propri partenariati energetici a sud con Israele, Egitto e Libano, e la necessità di porre fine al proprio isolamento energetico, creano sì nuove opportunità per il paese, ma non possono eliminare tutte le ombre sul suo futuro energetico e la sua aspirazione di diventare un *hub* regionale del gas.

Fino al 2011, anno in cui la società energetica Noble scoprì il giacimento di Afrodite nel blocco 12, ovvero nella parte più a sud della zona di concessione offshore cipriota, Cipro non ha mai avuto consapevolezza delle proprie riserve di idrocarburi. Sebbene le risorse localizzate siano notevolmente inferiori rispetto a quelle di Zohr, attorno ai 200 bcm e quindi circa un quinto del giacimento egiziano,¹² è probabile che questo valore sia influenzato dalle limitate attività esplorative condotte finora, in particolare per via della non chiara definizione delle ZEE fra Cipro e i propri vicini. Sebbene queste siano state concordate con l'Egitto nel 2003, con il Libano nel 2007 (anche se deve ancora essere ratificato dal Parlamento libanese¹³) e in precedenza con Siria e Israele, rimangono da risolvere le situazioni con Turchia e con la Repubblica turca di Cipro Nord. L'interesse delle aziende estere è tuttavia forte: la prima fase di concessione di licenze, che ha condotto alla scoperta di Aphrodite, è stata rapidamente seguita da altre due, che hanno raccolto una significativa attenzione, come confermano le ultime offerte di ExxonMobil e Qatar Petroleum nel luglio 2016.¹⁴ Le due società, che in precedenza non avevano mostrato interesse per le risorse cipriote, si aggiungono ai contratti già esistenti con Delek, Eni, Noble, Total e Shell.

Sulla carta, Cipro presenta alcuni vantaggi per divenire un hub regionale del gas rispetto alla Turchia, il suo principale rivale: nonostante si trovi più lontana dalle riserve di gas dell'Asia

¹¹ European Commission, *Country Reports accompanying the document Progress towards completing the Internal Energy Market* (SWD/2014/0311), 13 October 2014, p. 38, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=celex:52014SC0311>.

¹² EIA, *Overview of Oil and Natural Gas in the Eastern Mediterranean Region*, cit.

¹³ Laura El-Katiri, "Political Dialogue to Facilitate the Development of Energy Resources in the East Mediterranean", in Silvia Colombo and Nicolo Sartori (eds.), *The OSCE's Contribution to Energy Governance in the Mediterranean Region*, Rome, Istituto Affari Internazionali, April 2016, p. 17, <http://www.iai.it/en/node/6288>.

¹⁴ Mark Smedley, "EXXON/QP among Cyprus Bidders", in *Natural Gas Europe*, 28 July 2016, <http://www.naturalgasworld.com/exxon/qp-among-cyprus-3rd-round-bids-30813>.

Centrale, infatti, è più vicina ai giacimenti del Mediterraneo del Sud. Il suo piccolo mercato nazionale, con limitate possibilità di crescita, consente di evitare che il consumo locale divenga un concorrente alle esportazioni (com'è invece il caso di Turchia ed Egitto). Oltre al possedere risorse locali, che sono completamente assenti in Turchia, Cipro, essendo stato membro dell'UE, gode di una corsia preferenziale verso il mercato europeo del gas. Tuttavia, l'ambizione di Cipro dipende dal successo delle sue attività di esplorazione. Non è un caso che ciò sia stato dichiarato chiaramente dal presidente cipriota Nikos Anastasiades alla conferenza che segnava il suo terzo anno di presidenza, nell'aprile 2016,¹⁵ che metteva in relazione la costruzione di un terminale LNG al successo delle attività di esplorazione. La sua affermazione contraddice in parte alcune dichiarazioni precedenti, quali i colloqui del 2014 fra il governo cipriota ed Eni, KOGAS e Total per la costruzione di un impianto di liquefazione che servisse anche il gas libanese e israeliano,¹⁶ oppure la possibilità di inviare il gas cipriota attraverso l'impianto egiziano di Damietta, come proposto dal CEO di Eni Claudio Descalzi nel settembre 2015.¹⁷

Tuttavia, il successo delle attività di esplorazione richiede, a sua volta, che si risolvano le questioni territoriali. Grazie agli accordi con Egitto e Libano, il lato meridionale è relativamente stabile e la cooperazione energetica sta procedendo. La mancata sottoscrizione nel 2012 di un *Memorandum of Understanding* trilaterale fra Israele, Grecia e Cipro sulle questioni energetiche è stato tuttavia seguito, nel gennaio dalla firma di un accordo di collaborazione sull'energia ed altri argomenti, che potrebbe anche comportare la creazione di un gasdotto Israele-Cipro. Il partenariato con l'Egitto è probabilmente quella che si sta muovendo più rapidamente: sulla base degli accordi energetici del 2006 e 2015 per l'esportazione del gas da Cipro all'Egitto, i due paesi hanno sottoscritto un accordo nell'Agosto 2016, che ha creato le premesse per la realizzazione di un gasdotto dai giacimenti ciprioti nei prossimi anni.¹⁸

L'incertezza sta soprattutto nella parte settentrionale del paese. Anche se al momento le scoperte sono limitate alla parte meridionale di Cipro, l'opposizione turca è stata forte fin dalla prima tornata di concessioni, quando Ankara ha inviato due navi di ricerca nei blocchi 9

¹⁵ "Cyprus: LNG Plant Construction Depends on Future Gas Discoveries", in *Offshore Energy Today*, 19 April 2016, <http://www.offshoreenergytoday.com/?p=200062>.

¹⁶ "Cyprus to Start Negotiations over LNG Terminal", in *LNG World News*, 25 August 2014, <http://www.lngworldnews.com/?p=141543>.

¹⁷ "Cyprus Gas to Reach European Market via Damietta LNG Facility in Egypt", in *LNG World News*, 10 September 2015, <http://www.lngworldnews.com/?p=166760>.

¹⁸ Menelaos Hadjicostis, "Cyprus, Egypt Sign Deal Paving Way for Gas Pipeline", in *The Big Story*, 31 August 2016, <http://bigstory.ap.org/node/13052330>.

e 12 (a più di 300 chilometri dalla costa turca), in risposta alle attività di trivellazione di Eni e Noble. La tornata è stata accolta con la più forte opposizione, poiché la Turchia ha dichiarato "unilaterale, irresponsabile e provocatoria" l'iniziativa intrapresa, e ha minacciato di escludere le aziende coinvolte per le future attività energetiche dopo l'ipotetica risoluzione della questione cipriota.¹⁹ La situazione è resa ancor più complicata dalla sovrapposizione delle concessioni cipriote con blocchi rivendicati dalla Turchia, tutti assegnati alla società nazionale turca Turkish Petroleum (TPAO). Sebbene Ankara non abbia rilasciato dichiarazioni ufficiali, una fregata turca ha recentemente intimato a una nave di ricerca cipriota di abbandonare l'area che stava esplorando, a 12 miglia dalla punta occidentale dell'isola, dichiarando che stava violando il territorio turco.²⁰

Mentre la risoluzione della controversia cipriota è rimasta in stallo negli ultimi anni, le attività di esplorazione continuano ad avanzare. Finora, Cipro ha infatti deciso di mantenere lo sviluppo delle riserve offshore di gas separato dal dossier di riunificazione, come dichiarato dal Ministro cipriota dell'Energia Yorgos Lakkotrypis nel maggio 2016.²¹ E' probabile che l'obiettivo sia di sfruttare la posizione geografica delle attuali scoperte, a Sud, e la connessione con l'Egitto, che è assetato di energia, al fine di limitare l'interferenza turca. Tuttavia, poiché la Turchia si è dimostrata sufficientemente temeraria da raggiungere il blocco 12 con le sue navi, l'instabilità politica che ne risulta potrebbe rappresentare una seria minaccia e scoraggiare società private dall'operare nella zona. Considerando la crescente domanda turca, che ha raggiunto un picco mensile di 5,78 bcm nel gennaio 2016,²² e la sua forte dipendenza dal gas russo, di cui è il secondo maggiore acquirente dopo l'UE, una cooperazione pacifica sarebbe tuttavia anche nell'interesse del governo di Ankara. L'impasse fra la risoluzione del contenzioso cipriota e la definizione delle concessioni potrebbe quindi allo stesso tempo comportare la possibilità di superare lo stallo nei negoziati, invece di costituire l'innescò di ulteriori ostilità.

¹⁹ Turkish Ministry of Foreign Affairs, *Press Release Regarding the Second International Tender for Off-Shore Hydrocarbon Exploration Called by the Greek Cypriot Administration (GCA)*, 15 February 2012, http://www.mfa.gov.tr/no_-43_-15-february-2012_-second-international-tender-for-off_shore-hydrocarbon-exploration-called-by-the-greek-cypriot-administration-_gca_.en.mfa.

²⁰ George Psyllides, "Cyprus to Protest Turkish Harassment of Cypriot Vessel", in *Cyprus Mail*, 27 August 2016, <http://cyprus-mail.com/?p=96317>.

²¹ Georgi Gotev, "Cyprus Will Develop Offshore Gas Irrespective of Reunification", in *EurActiv*, 26 May 2016, <http://eurac.tv/1Qa9>.

²² "Turkey Hits Historic Gas Consumption Record in Jan.", in *Anadolu Agency*, 22 March 2016, <http://v.aa.com.tr/541692>.

3. Evoluzione delle politiche di esplorazione del gas e limiti alla cooperazione energetica nazionale.

Fra i paesi del Levante, Israele è probabilmente quello con le prospettive più promettenti per lo sviluppo delle sue risorse di gas. Grazie alle notevoli riserve²³ e a una sufficiente stabilità politica per attrarre investimenti e di conseguenza sviluppare il settore, il paese è riuscito a passare da importatore netto ad uno status di autosufficienza, al quale si aggiunge la possibilità di esportare nei paesi vicini. Tuttavia, lo sviluppo del settore del gas israeliano potrebbe essere minato da sfide provenienti sia dall'interno sia dall'esterno.

Di fatto, l'importante scoperta del giacimento di Leviathan ha comportato una lunga serie di difficoltà fra le società che detenevano le concessioni e il governo israeliano, in virtù delle disposizioni regolatorie vigenti nel paese. La situazione, infatti, è differente da quella del giacimento di Mari-B, che è stato il primo a produrre volumi importanti in Israele, e che, con il giacimento di Tamar, scoperto nel 2009, ha avviato la produzione nel 2013, rimpiazzando la quota del quasi esaurito Mari-B. Mentre Leviathan è una scoperta assai superiore agli altri due giacimenti, si prevede che la produzione non sia avviata prima del 2019. Ciò significherebbe nove anni dopo la scoperta, rispetto ai quattro anni necessari per lo sviluppo di Tamar.

Le difficoltà sono iniziate nel 2010, quando la commissione Sheshinski ha avviato la revisione del sistema fiscale per le società energetiche, suggerendo nel 2011 di aumentare le imposte sui profitti dal 30% al 52-62 %.²⁴ La commissione, le cui attività sono state seguite da quelle del comitato Zemach, mirava a evitare il consolidamento di un monopolio della neonata industria nazionale del gas, ma ha trovato la forte opposizione delle lobby che operano nel settore. Le raccomandazioni del comitato Zemach sono state infine applicate dalla risoluzione governativa 442 e poi successivamente emendate dai lavori della task force Kandel, il cosiddetto "quadro regolamentare" che è ancora la legislazione più aggiornata nel settore israeliano del gas .

Tutte queste modifiche hanno influito profondamente sullo sviluppo di Leviathan: proteste si sono levate in Israele nel 2015 contro l'accordo (i cui termini non erano stati resi pubblici) con il partenariato Noble-Delek, che gestiva i giacimenti di Leviathan ed era accusato di creare un monopolio. Nel marzo 2016, i programmi per lo sviluppo di Leviathan sono stati bloccati

²³ EIA, *Country Profile: Israel*, updated July 2016, <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=ISR>.

²⁴ Sharon Wrobel, "Sheshinski Eases Proposed Tax for Gas Exploration Firms", in *The Jerusalem Post*, 1 April 2011, <http://www.jpost.com/National-News/Article.aspx?id=202116>.

dalla Corte Suprema Israeliana e poi approvati solo in maggio.²⁵ Poiché non è stato possibile avviare lo sviluppo fino a giugno, il ministro israeliano per l'energia Yuval Steinitz ha dichiarato che i ritardi potrebbero essere costati al paese fino a 26 miliardi di dollari.²⁶

Favorire la competizione non era tuttavia il solo punto in discussione. Di fatto, il dibattito riguardava anche la quantità e le tempistiche per l'esportazione del gas, nel timore che in assenza di ulteriori scoperte negli anni a venire, la politica delle esportazioni avrebbe minacciato la sicurezza energetica nazionale.

Inoltre, per via degli ancor deboli meccanismi di cooperazione regionale, Israele potrebbe anche riscontrare difficoltà nell'esportazione. A nord, il Libano rappresenta un importante ostacolo: poiché il paese non riconosce l'esistenza di Israele, e non intrattiene quindi relazioni diplomatiche, il commercio o lo sviluppo congiunto delle risorse non sono attualmente un'opzione percorribile. Inoltre, le rispettive rivendicazioni territoriali su circa 854 miglia quadrate lungo la frontiera e vicino ai giacimenti israeliani potrebbero rappresentare una minaccia per l'assegnazione delle concessioni e quindi per ulteriori esplorazioni. La Turchia potrebbe invece essere una potenziale destinazione per il gas israeliano, per via della sua prossimità al giacimento di Leviathan e della sua domanda energetica in espansione. Questa opzione è già presa in considerazione in ambienti israeliani, e la ripresa delle relazioni diplomatiche tra i due paesi nel giugno 2016 può essere letta anche in ottica energetica.²⁷ Tuttavia, l'eventuale gasdotto, la cui realizzazione potrebbe risultare economicamente sostenibile,²⁸ dovrebbe passare attraverso le acque cipriote. E non è assolutamente chiaro come potrebbe funzionare questo "triangolo energetico" fra Israele, Turchia e Cipro fino a che non verrà risolta la questione cipriota.

Un più probabile acquirente del gas israeliano è l'Egitto, che dal 2015 ha iniziato a importare volumi provenienti da Israele. I due paesi sono già connessi mediante la condotta AGP, e il trasporto di volumi maggiori richiederebbe soltanto un potenziamento del gasdotto, un'opzione meno costosa rispetto alla realizzazione di nuove interconnessioni che sarebbero invece necessarie per collegare la Turchia. Tuttavia, l'accordo da 1,2 miliardi di dollari per il

²⁵ "Israel's Government Approves Leviathan Natural Gas Deal", in *Reuters Africa*, 22 May 2016, <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFL5N18J096>.

²⁶ Ya'acov Zalel, "Leviathan Delay Cost Israel \$26bn: Minister", in *Natural Gas Europe*, 13 July 2016, <http://www.naturalgasworld.com/steinitz-israel-lost-up-to-nis-100-bn-because-of-leviathan-delay-30584>.

²⁷ Ercan Gurses and Jeffrey Heller, "Israel, Turkey Restore Ties in Deal Spurred by Energy Prospects", in *Reuters*, 27 June 2016, <http://www.reuters.com/article/us-israel-turkey-erdogan-idUSKCN0ZD0DS>.

²⁸ Laura El-Katiri, "Political Dialogue to Facilitate the Development of Energy Resources in the East Mediterranean", cit., p. 28.

gas israeliano è stato rallentato da un contenzioso sul debito di 1,76 miliardi di dollari dovuto dall'Egitto all'azienda statale Israel Electric Corp. Sebbene la disputa fosse quasi risolta nel maggio 2016, la futura fornitura di gas israeliano all'Egitto non è ancora definita, soprattutto se si prende in considerazione la possibilità di altre scoperte in Egitto dopo Zohr. Nel frattempo, un accordo da dieci miliardi di dollari per una fornitura di 8,5 milioni di metri cubi/ giorno, concordato alla fine di settembre 2016 è adesso in stallo per via della diffusa protesta pubblica contro ulteriore commercio con Israele.²⁹

Ostacolata da blocchi interni ed esterni contro la commercializzazione del proprio gas, Israele ha bisogno di garanzie sulle sue opzioni per l'esportazione, necessarie per attrarre gli investimenti esteri e sviluppare appieno il settore.³⁰

4. Opzioni per l'export: Quale percorso per il gas del Mediterraneo Orientale?

Come evidenziato nei paragrafi precedenti, la quantità di risorse di idrocarburi nel Mediterraneo Orientale è significativa e potrebbe non solo contribuire a soddisfare la domanda della regione, ma anche essere esportata verso il mercato internazionale. In particolare, potrebbe raggiungere i consumatori europei, desiderosi di diversificare le loro forniture e di aggiungere liquidità ai loro mix di importazione. In particolare, l'esportabilità di una parte di queste risorse verso mercati più remunerativi rispetto a quelli nazionali, costituisce una forte spinta per il loro efficace sviluppo da parte delle società coinvolte in attività di esplorazione.

Al momento, gli stessi fattori politici, tecnici e commerciali che ostacolano il pieno sfruttamento dei volumi di gas situati nel bacino del Mediterraneo Orientale contribuiscono anche a limitarne le opzioni di esportazione verso i mercati regionali e internazionali. In questo contesto, si possono identificare quattro principali destinazioni per queste risorse, ciascuna delle quali presenta i suoi pro e contro per gli attori coinvolti nel gioco energetico della regione.

La prima opzione è di espandere il **commercio intra-regionale**, rafforzando i legami fra Israele, Egitto, Giordania e Libano ed estendendo possibilmente l'interconnessione alla Palestina. L'aspetto positivo è che una gran parte delle infrastrutture di trasporto necessarie,

²⁹ "Amman Protest: Jordan-Israel Natural Gas Deal in Focus", in *Al Jazeera*, 1 October 2016, <http://www.aljazeera.com/news/2016/09/amman-protests-jordan-israel-natural-gas-deal-focus-160930170916074.html>.

³⁰ Stanley Reed, "Israel Courts Foreign Money in Effort to Become Gas Exporter", in *The New York Times*, 1 September 2016, <http://nyti.ms/2bFPkWB>.

l'AGP, è già esistente e funzionante. Tuttavia, la fattibilità di questa soluzione dipenderà in gran misura da vari fattori politici: lo stato delle relazioni diplomatiche fra Israele e i suoi vicini arabi, la stabilità della Penisola del Sinai, che attualmente minaccia la sicurezza del transito del gas attraverso l'area; la situazione di conflitto in Siria, che limita la domanda regionale di gas e mette a rischio i potenziali flussi verso il Libano. In questo contesto, gli argomenti commerciali in favore del commercio intra-regionale del gas sono in questione per quanto attiene sia i produttori sia i loro mercati di sbocco.

La seconda alternativa è lo sviluppo della **via turca** mediante un gasdotto sottomarino per il gas cipriota e israeliano, estendendo possibilmente il collegamento al Corridoio Sud del Gas e ai mercati dell'UE. La Turchia rappresenta un mercato di esportazione geograficamente vicino ed economicamente appetibile per il gas proveniente da Cipro e da Israele. Tuttavia, parte della zona di transito rimane oggetto di disputa tra Siria, Libano, Israele e Palestina, mentre la situazione a Cipro impedisce ancora la concretizzazione di questa possibilità. Inoltre, la competitività del gas del Mediterraneo Orientale rispetto alle forniture russe (soprattutto se fortemente scontate dopo l'accordo su Turkish Stream) potrebbe essere messa in questione. In ogni caso, alcuni sviluppi positivi quali il miglioramento delle relazioni diplomatiche fra la Turchia e Israele e la possibile definizione della questione cipriota potrebbero modificare rapidamente sia il panorama energetico sia le priorità di export.

La terza possibilità consiste nel costituire un collegamento diretto fra le risorse regionali e il mercato europeo attraverso il **gasdotto del Mediterraneo Orientale**. Questa soluzione è sponsorizzata dalla Commissione Europea, che sta co-finanziando lo studio della fattibilità tecnica e commerciale dell'infrastruttura. Anche la Grecia, Cipro e Israele esprimono sostegno al gasdotto, che offrirebbe ai produttori un accesso diretto a un mercato sicuro e lucrativo, evitando i rischi di volatilità e di concorrenza con l'LNG, contribuendo allo stesso tempo a rafforzare la cooperazione con i vicini sud-orientali dell'UE. Nonostante queste forti ragioni politiche, la fattibilità del gasdotto è attualmente messa in questione da fattori commerciali, in particolare per via della quantità limitata di gas israeliano e cipriota che deve essere effettivamente trasportata, e anche della sua competitività rispetto a fornitori attuali, la Russia in particolare.

La quarta possibilità è rappresentata da un **hub dell'LNG in Egitto**. Mentre la realizzazione di terminali LNG a Cipro/Israele è già stata esclusa per via della mancanza di premesse economico-commerciali, l'utilizzo delle infrastrutture al largo della costa egiziana, Idku e

Damietta, rappresenta una soluzione commercialmente sostenibile. I due terminali sono di fatto pronti per liquefare ed esportare il gas, e se ne prevede l'avvio se parte della nuova produzione egiziana, da Zohr *in primis*, riuscirà ad eccedere la domanda interna. In questo contesto, considerando che sarà difficile per il solo Egitto utilizzare l'intera capacità di export da 19 bcm/anno dei due terminali, questi potrebbero essere collegati ai giacimenti di Cipro e Israele, creando un hub regionale dell'LNG. L'accordo energetico bilaterale fra il Cairo e Nicosia, firmato il 31 agosto 2016 (che si aggiunge alle precedenti trattative fra Egitto e Israele per collegare Tamar con Damietta e Leviathan con Idku) spingerebbe verso tale soluzione, almeno a breve termine. Da una prospettiva economica, l'investimento limitato necessario a completare l'infrastruttura già esistente è certamente un grande vantaggio, che è però bilanciato da fattori politici, in particolare dalle preoccupazioni di Israele circa la sua dipendenza per le esportazioni dall'Egitto, che diverrebbe indiscutibilmente il baricentro dell'hub del gas del Mediterraneo Orientale.

Conclusione: Opzioni per la cooperazione energetica nel Mediterraneo Orientale

Questa analisi mostra che tutte le opzioni di cui sopra hanno elementi di forza e punti di debolezza, e che si è lungi dall'aver raggiunto una soluzione univoca e definitiva.

Appare chiaro, da un lato, che può essere difficile superare alcuni dei vincoli commerciali e tecnici discussi in precedenza senza l'introduzione di cambiamenti radicali nell'equazione energetica regionale (ovvero, nuove grandi scoperte). D'altro canto, è possibile che l'introduzione di migliori meccanismi di *governance* e il rafforzamento della fiducia reciproca possano aiutare gli stakeholder coinvolti nel gioco energetico del Mediterraneo Orientale a superare almeno parte delle loro preoccupazioni politiche, e a trovare un'intesa comune per e un'efficace collaborazione energetica a livello regionale.

Non è ancora chiaro, tuttavia, come la collaborazione energetica possa porsi in relazione alla stabilità politica. L'energia potrebbe essere considerata un capitolo completamente separato dalle relazioni geo-politiche fra i paesi. Il Protocollo di Ankara del 2014 fra Cipro e Turchia, per esempio, ha stabilito negoziati differenti per ogni argomento. In questo senso, una proficua cooperazione energetica potrebbe aprire il cammino alla soluzione di relazioni politiche finora inconcludenti.

Tuttavia, lo stesso Protocollo di Ankara è stato ampiamente ignorato dalle autorità turche, anche per via del crescente interesse per nuove scoperte di giacimenti. Poiché regna incertezza sull'effettiva quantità di riserve di gas nel Mediterraneo Orientale, molti paesi potrebbero assumere un approccio attendista, per valutare quale sia effettivamente la posta in gioco.

Per finire, se la cooperazione a livello regionale deve fare fronte alle limitate risorse finanziarie e tecnologiche a disposizione, è improbabile che una piattaforma onnicomprensiva del Mediterraneo Orientale possa funzionare per via delle relazioni mutevoli fra i paesi e delle tensioni ancora in essere. Nel breve periodo, un sistema di accordi trilaterali (per esempio Cipro, Grecia e Israele oppure Cipro, Egitto e Israele) potrebbe avere maggiori probabilità di successo, soprattutto considerando il ruolo di Cipro quale ponte politico nei confronti dell'UE. Un importante aumento nelle scoperte e quindi nelle risorse disponibili potrebbe dirottare il focus del Corridoio Sud promosso dall'UE, - oggi concentrato sul gas azero - che in futuro potrebbe essere alimentato dai volumi del Mediterraneo Orientale. L'accesso diretto al mercato dell'UE potrebbe sostenere l'interesse dei singoli alla cooperazione e alla fine risolvere lo stallo che tiene attualmente in ostaggio le riserve di gas di Cipro, Libano, Israele ed Egitto.

Riferimenti

BP, *Statistical Review of World Energy 2016*, June 2016,

<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

EIA, *Country Profile: Israel*, updated July 2016,

<https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=ISR>

EIA, *Overview of Oil and Natural Gas in the Eastern Mediterranean Region*, 15 August 2013,

<https://www.eia.gov/beta/international/regions-topics.cfm?RegionTopicID=EM>

Laura El-Katiri, "Political Dialogue to Facilitate the Development of Energy Resources in the East Mediterranean", in Silvia Colombo and Nicolo Sartori (eds.), *The OSCE's Contribution to*

Energy Governance in the Mediterranean Region, Rome, Istituto Affari Internazionali, April 2016, p. 9-30, <http://www.iai.it/en/node/6288>

European Commission, *Country Reports accompanying the document Progress towards completing the Internal Energy Market* (SWD/2014/0311), 13 October 2014, p. 38, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=celex:52014SC0311>

Georgi Gotev, "Cyprus Will Develop Offshore Gas Irrespective of Reunification", in *EurActiv*, 26 May 2016, <http://eurac.tv/1Qa9>

Ercan Gurses and Jeffrey Heller, "Israel, Turkey Restore Ties in Deal Spurred by Energy Prospects", in *Reuters*, 27 June 2016, <http://www.reuters.com/article/us-israel-turkey-erdogan-idUSKCN0ZD0DS>

Menelaos Hadjicostis, "Cyprus, Egypt Sign Deal Paving Way for Gas Pipeline", in *The Big Story*, 31 August 2016, <http://bigstory.ap.org/node/13052330>

Stanley Reed, "Israel Courts Foreign Money in Effort to Become Gas Exporter", in *The New York Times*, 1 September 2016, <http://nyti.ms/2bFPkWB>

Simone Tagliapietra, "Will the European Market Need East Mediterranean Gas?", in Angelos Giannakopoulos (ed.), *Energy Cooperation and Security in the Eastern Mediterranean: A Seismic Shift towards Peace or Conflict?*, Tel Aviv, Daniel Abraham Center, February 2016 (Research Papers 8), p. 97-108, <https://dacenter.tau.ac.il/publications>

Nikos Tsafos, "Egypt: A Market for Natural Gas from Cyprus and Israel?", in *GMF Foreign and Security Policy Paper Series*, October 2015, <https://shar.es/1EeIVh>

Theodoros Tsakiris, "The Gifts of Aphrodite: The Need for Competitive Pragmatism in Cypriot Gas Strategy", in Angelos Giannakopoulos (ed.), *Energy Cooperation and Security in the Eastern Mediterranean: A Seismic Shift towards Peace or Conflict?*, Tel Aviv, Daniel Abraham Center, February 2016 (Research Papers 8), p. 22-36, <https://dacenter.tau.ac.il/publications>

Turkish Ministry of Foreign Affairs, *Press Release Regarding the Second International Tender for Off-Shore Hydrocarbon Exploration Called by the Greek Cypriot Administration (GCA)*, 15

February 2012, http://www.mfa.gov.tr/no_-43_-15-february-2012_-second-international-tender-for-off_shore-hydrocarbon-exploration-called-by-the-greek-cypriot-administration-_gca_.en.mfa

Sharon Wrobel, "Sheshinski Eases Proposed Tax for Gas Exploration Firms", in *The Jerusalem Post*, 1 April 2011, <http://www.jpost.com/National-News/Article.aspx?id=202116>

Shaul Zemach, "Israel's Exploitation of Hydrocarbons: Status Quo or Quo Vadis?", in Angelos Giannakopoulos (ed.), *Energy Cooperation and Security in the Eastern Mediterranean: A Seismic Shift towards Peace or Conflict?*, Tel Aviv, Daniel Abraham Center, February 2016 (Research Papers 8), p. 64-74, <https://dacenter.tau.ac.il/publications>