



L'Arabia Saudita e la geoeconomia del petrolio in movimento

Articolo originale : "[Saudi Arabia and the shifting geoeconomics of oil](#)", di Andreas Goldthau, *The Geopolitics of Energy Project*, Harvard University

Traduzione: Gabriele Spiteri, 3/1/2016

Il mercato petrolifero globale è in subbuglio. Tra il 2014 e il 2015 i prezzi crollarono di più del 50 per cento, per poi arrestare la loro corsa intorno ai 60 dollari al barile. Consumatori, produttori e governi, oramai abituati a un petrolio da 100 dollari, vennero colti di sorpresa. Del resto, prima del crollo, i prezzi del greggio erano rimasti saldi per almeno tre anni, il loro periodo più stabile dalla fine dell'era di Bretton Woods nei primi anni Settanta.

Quella che solo in pochi potevano predire era, in effetti, una tempesta perfetta: un forte aumento dell'offerta di petrolio non convenzionale proveniente dalle formazioni rocciose più profonde negli Stati Uniti, unito a una domanda zoppicante da parte delle economie emergenti in Asia, il tutto condito dalla speculazione finanziaria.

Di conseguenza, nell'autunno 2014, i mercati vennero inondati di petrolio e i prezzi mostrarono i primi segni di debolezza. All'incontro dell'OPEC del 27 novembre 2014, che attirò ben più attenzione di tutti gli incontri precedenti dalla crisi finanziaria globale del 2008, ci si aspettava che il cartello tagliasse la produzione per arrestare il declino dei prezzi.

Eppure l'OPEC non lo fece. Al contrario, siccome lasciò i livelli di produzione immutati, e i prezzi crollarono nuovamente, gli addetti ai lavori dichiararono prontamente che il cartello si trovava con le spalle al muro.

In realtà, mentre le sorti dei singoli paesi membri potevano variare, l'OPEC in quanto istituzione – e l'Arabia Saudita come suo *leader* – emergeva da un tale cambio di paradigma più agguerrito che mai. Con la nuova strategia – più per necessità che altro - il regno saudita pone l'accento sulle quote di mercato, più che sui prezzi, delegando così il compito di bilanciare il mercato mondiale del petrolio all'industria *shale* statunitense. Il che, nel tempo, permetterebbe al regno di soddisfare una sempre più crescente domanda interna, e, parallelamente, aiuterebbe l'OPEC e la sue pretese di maggiori quote di mercato – politica permettendo – per i produttori in ascesa come Iran, Iraq e Libia negli anni a venire. Nel complesso, la strategia rappresenta un cambiamento significativo nella geoeconomia del petrolio.

La visione di lungo periodo dell'OPEC

Certo, il petrolio a 60 dollari infligge un duro colpo ai membri dell'OPEC. Il Venezuela vorrebbe vedere i prezzi scavalcare nuovamente la soglia dei 100 dollari, e il budget statale in pareggio, come del resto anche Kuwait e Iran. Porre l'accento sui soli interessi fiscali di breve termine del cartello sarebbe però fuorviante. L'OPEC ha, invece, una visione di lungo periodo e ha imparato dalla storia – più precisamente dalle crisi petrolifere degli anni Settanta.

L'embargo e gli alti prezzi dei primi anni Settanta aprirono il mercato a nuovi produttori, tra cui Messico, Norvegia, Regno Unito, l'Alaska e l'Unione Sovietica, espandendo rapidamente l'offerta alla fine della decade. In tutta risposta, l'OPEC cominciò a tagliare la produzione, perdendo così significative quote di mercato. I tagli però non stabilizzarono i prezzi, dato che i produttori al di

fuori dell'OPEC continuavano a immettere greggio sul mercato. Fu l'Arabia Saudita ad assorbire le perdite, mentre la gran parte dei membri si davano al *free riding*.

La produzione saudita dovette contrarsi fino a raggiungere i 2,4 milioni di barili al giorno nell'agosto 1985, un calo di più di 10 milioni di barili rispetto a cinque anni prima. Nel 1986, quando il regno saudita aprì finalmente i rubinetti, aumentando la produzione a 5 milioni di barili al giorno, i prezzi crollarono immediatamente, dimezzandosi tra il 1985 e il 1986.

Questo ovviamente sferrò un duro colpo alle economie dell'OPEC. L'Arabia Saudita, che aveva tagliato la produzione dal 1982 in avanti, aveva già un bilancio in deficit quando i prezzi crollarono.

Eppure l'effetto di lungo periodo del calo dei prezzi fu una diminuzione della quota di mercato dei produttori al di fuori dell'OPEC, soprattutto negli Stati Uniti e in Europa settentrionale, i cui alti costi di produzione non erano più sostenibili di fronte ai nuovi prezzi. L'OPEC imparò un'importante lezione: **incassare il colpo nell'immediato e uscire più forte alla distanza**.

Oggi l'economia saudita è ben più preparata a un lungo periodo di prezzi bassi. A metà degli anni Ottanta, il rapporto tra il risparmio nazionale lordo e il PIL era intorno al 10 per cento; al contrario, le cifre riportate dalla Banca mondiale al 2013 suggeriscono un tasso di risparmio del 44 per cento. Il paese ha uno dei più bassi rapporti debito su PIL al mondo, sebbene la spesa pubblica sia aumentata dopo l'ascesa al trono di Re Salman nel gennaio 2015, prosciugando le riserve estere nell'ordine di 36 miliardi di dollari, ossia il 5 per cento, in soli due mesi.

Dato che Riyad impone il suo volere sull'OPEC, è preparata ad accettare pressioni di breve termine sul budget per recuperare quote nel mercato delle materie prime più importante al mondo. Che i rivali russi e iraniani stiano perdendo quote a causa dei prezzi bassi non è che la ciliegina sulla torta.

Un duro colpo ai produttori dagli alti costi di produzione

I prezzi bassi colpiscono duramente quei produttori che necessitano di prezzi al di sopra dei 60 dollari al barile per essere vantaggiosi. Il che significa che chi perde maggiormente nel mercato attuale non è l'OPEC, bensì i produttori dagli alti costi di produzione, come le trivellazioni *offshore* brasiliane, le sabbie bituminose canadesi, molti progetti *greenfield* russi, i quali richiedono nuovi impianti, e, in alcune zone specifiche, l'industria *shale* statunitense.

Prezzi al di sotto della soglia dei 50 dollari hanno già messo le compagnie petrolifere internazionali in modalità razionalizzazione. A fine 2014, *British Petroleum* annunciò un programma di ristrutturazione per 1 miliardo di dollari che richiedeva il taglio di migliaia di posti di lavoro per la fine del 2015. *ConocoPhillips* seguì a ruota, mentre *Schlumberger*, la più grande impresa di servizi petroliferi al mondo, affermò nel 2015 che avrebbe tagliato il 15 per cento della sua forza lavoro. Le scorte petrolifere affrontarono un bagno di sangue, e, a metà 2015, l'ammontare delle trivelle attive statunitensi era al livello più basso dalla metà del 2010.

Le sabbie bituminose canadesi nella regione di Alberta hanno alti costi iniziali, ma costi operativi inferiori rispetto al petrolio convenzionale; il che vuol dire che i progetti già avviati o in costruzione continueranno rapidamente, ma non ci sarà spazio per investimenti futuri, se i prezzi bassi persisteranno – gettando ombra sulle prospettive di una risorsa che ci si aspettava potesse fare la parte del leone nell'offerta al di fuori dell'OPEC.

L'investimento iniziale necessario a estrarre petrolio da scisti è relativamente basso, rendendo più semplice, da un lato, arrestare la produzione quando i prezzi *spot* e dei contratti *futures* a breve termine sono bassi e, dall'altro, iniziare nuovamente a trivellare non appena i prezzi aumentano.

Nel breve termine, la maggior parte dei piccoli e medi attori che dominano il settore *shale* nordamericano non sopravviveranno. Non dispongono dei grandi capitali e della diversificazione del rischio di portafoglio di cui godono le grandi imprese petrolifere e saranno obbligati fondersi e ristrutturarsi sempre più.

L'impatto si è già fatto sentire sugli stati del Texas e North Dakota. Molte imprese attive nella



produzione di petrolio da scisti hanno continuato a spendere più di quanto non entrasse loro, e hanno fatto affidamento su prezzi ottimistici e su stime di produttività per finanziare la crescita. Il loro debito è stato declassato allo status di titoli spazzatura; il loro credito rotativo, legato al prezzo del greggio, si sta restringendo; e il capitale è sempre più scarso.

L'OPEC opta per le quote di mercato

Per gran parte della sua esistenza, l'OPEC è stato perseguitato dal classico problema dell'azione collettiva che ogni cartello deve affrontare – la difficoltà nel convincere tutti gli attori a limitare il proprio output e tenere a galla i prezzi globali, quando ognuno di essi preso singolarmente sarebbe incentivato a massimizzare la produzione. Nel 1982, l'organizzazione avviò la politica delle quote di produzione per i singoli stati membri, al fine di supportare livelli di prezzi predeterminati. Tuttavia, i membri dell'OPEC hanno ovvi incentivi a non osservare le loro stesse quote, lasciando la decisione di tagliare la produzione ad altri membri – e permettendo ai *free rider* di raccogliere i frutti degli alti prezzi.

Dal 2008, l'organizzazione ha avuto un solo obiettivo di produzione totale, senza quote individuali, rendendo l'azione collettiva ancora più problematica. La situazione fu mitigata – sebbene non risolta del tutto – all'incontro OPEC del novembre 2014, quando l'Arabia Saudita fece pressioni sul cartello allo scopo di difendere la sua porzione del mercato globale, a costo di lasciar cadere i prezzi ancor di più.

La strategia ha senso. Trasferisce l'onere dell'aggiustamento su altri produttori, sia all'interno che al di fuori dell'OPEC, inclusi i paesi che in passato si sono avvantaggiati dall'intenzione dell'Arabia Saudita di gestire il mercato petrolifero aumentando o diminuendo le proprie esportazioni. Inoltre, una tale strategia sta cominciando a restringere la produzione al di fuori dell'OPEC, dato che i progetti di produzione di petrolio convenzionale e non convenzionale relativamente cari diventano così antieconomici.

È anche in grado di mettere pressione su altri paesi all'interno dell'OPEC, soprattutto su quei paesi dai budget statali gonfiati e che devono fare affidamento su alti prezzi del greggio. Questi, dunque, si trovano di fronte a una dura scelta: aumentare le esportazioni e spingere i prezzi ancor più verso il basso, o diminuirle per bilanciare il mercato, ma permettendo così all'Arabia Saudita di assumere velocemente la loro stessa quota di mercato. Dopo aver consolidato la sua posizione nei confronti di questi attori marginali, il regno sarà in grado di esercitare più potere di mercato in futuro.

Mentre l'Arabia Saudita potrebbe tollerare, sebbene in modo riluttante, un maggior livello di produzione dai paesi OPEC più piccoli, è molto più preoccupata riguardo l'aumento delle esportazioni da parte dell'Iran, se le sanzioni internazionali contro il paese venissero abolite in cambio di un accordo di lungo termine sul suo programma nucleare. È possibile che la produzione combinata di Iran e Iraq, che anch'esso sta tentando di rimettere in piedi il suo settore petrolifero dopo il lungo periodo di guerra – possa eccedere quella dell'Arabia Saudita nel giro di qualche anno.

La sfida saudita

In qualità di attore più agguerrito nel mercato petrolifero mondiale, l'Arabia Saudita ha sempre cercato di tenere i prezzi al di sopra della soglia che scoraggerebbe un sano livello di investimenti e concorrenza tra i vari produttori e al di sotto della soglia che inizierebbe a erodere la domanda di lungo periodo. Le recenti dinamiche del mercato petrolifero, tuttavia, hanno messo in discussione sia il fondamento logico e sia la fattibilità pratica di un tale approccio.

Gli 1,5 milioni di barili al giorno aggiuntivi prodotti negli Stati Uniti a partire dalla metà del 2013 sono in larga misura costituiti da petrolio leggero e dolce di alta qualità, proveniente da

formazioni rocciose. I produttori OPEC di petrolio leggero e dolce – nello specifico Algeria, Angola, Libia e Nigeria – anch'essi videro aumentare le esportazioni di circa 1 milione di barili al giorno nel 2014, proprio mentre le esportazioni saudite diminuivano lievemente. L'unica opzione disponibile al regno, se volesse far fronte all'eccesso di offerta globale, sarebbe quella di ridurre le esportazioni della sua relativamente piccola quota di produzione di petrolio leggero. Queste, però, sarebbero presto colmate da un aumento nella produzione di petrolio da scisti negli Stati Uniti, o altre produzioni leggere in Iran, Iraq o Libia, in virtù del fatto che tali paesi cercano di tornare sul mercato.

Una situazione inversa nel 2011 illustra il dilemma. In quell'anno, l'Arabia Saudita aumentò la produzione del suo petrolio pesante e ad alto contenuto di zolfo, per compensare l'offerta di greggio più leggero e dolce libico interrotta dalla guerra civile, per poi scoprire che i prezzi continuavano a salire. I consumatori di petrolio libico in Europa, come altrove, vantano raffinerie più adatte alla produzione della Libia, non potendo dunque assorbire le esportazioni saudite.

Nel mercato eccedentario odierno, l'OPEC, e l'Arabia Saudita, è stato forzato a continuare a produrre da fattori principalmente strutturali. In futuro, se l'epurazione dal mercato dei produttori dagli alti costi è meno rapida o inclusiva del previsto per Riyadh, l'Arabia Saudita potrebbe scegliere di aumentare la produzione ulteriormente, persino eliminando, forse, i suoi 1,5 milioni di barili di capacità inutilizzata flessibile. Ci sono elementi che sembrano provare quest'intenzione saudita, come la crescita esponenziale delle trivelle attive del regno e il declino di quelle statunitensi.

Aumentare la produzione ulteriormente aiuterebbe l'Arabia Saudita a compensare il colpo inflitto alle rendite dai prezzi bassi, stabilizzandole ulteriormente siglando accordi sull'offerta di lungo periodo a volumi di produzione storici. Così facendo, dissuaderebbe anche l'Iran dall'immettere offerta sul mercato – soprattutto gli ambitissimi mercati asiatici - troppo presto, per paura che i prezzi possano crollare ancora una volta – uno scenario rischioso per un paese che non sopravviverebbe a una tempesta di questo tipo. Inoltre, aiuterebbe a bilanciare il crescente consumo di petrolio interno in Arabia Saudita, che rischia di fagocitare la produzione del regno per le esportazioni negli anni a venire.

Geoeconomia del petrolio in movimento

La decisione dell'OPEC del novembre 2014 di non imporre tagli alla produzione fu una storica inversione di marcia nella strategia e può puntualmente rappresentare un abbandono del ruolo del cartello di stabilizzare il mercato. Si tratta inoltre di una decisione di lungo periodo, strategica e calcolata, da parte del cartello e dell'Arabia Saudita. La scelta di lasciare al mercato il compito di rimuovere l'eccesso di offerta potrebbe essere invertita in qualsiasi momento con una decisione dell'OPEC di tagliare la produzione. Ma un cambiamento fondamentale su chi debba bilanciare il mercato globale del petrolio – e come questo compito debba essere svolto – è ancora in corso.

Per l'Arabia Saudita, ci sono molte ragioni per cedere il ruolo di *swing producer* del mercato, un potente strumento economico e politico che ha impugnato per anni. Il consumo di petrolio domestico del regno è in forte aumento, soprattutto nel settore dei trasporti e nelle centrali elettriche, attraverso la sua combustione per soddisfare la crescente domanda di elettricità. Allo stesso tempo, il paese gode di una capacità di raffinazione complessa sempre maggiore, grazie alle numerose *joint ventures* avviate con lo scopo di scalare la catena di creazione del valore e creare più posti di lavoro. La crescente domanda interna rosicchia l'offerta di petrolio esportabile e riduce l'abilità dei sauditi di aggiustare agilmente i volumi delle esportazioni. I partner del paese nelle nuove raffinerie – incluse molte aziende occidentali – cercheranno di massimizzare i livelli di utilizzo e i profitti, e avranno poco appetito per cambiamenti politicamente motivati nella quota di produzione di greggio disponibile, per obiettivi interni.

Per queste ragioni, l'Arabia Saudita deve inevitabilmente sacrificare la sua capacità inutilizzata all'altare di un'economia domestica in crescita e in evoluzione.

Il cambiamento obbliga l'industria *shale* nordamericana – in equilibrio precario tra profitto e perdite – ad assumere il ruolo di produttore marginale. E, in un certo senso, il settore *shale* è idealmente adatto per questa posizione, dato che può aggiustare rapidamente l'output alle condizioni del mercato. Tuttavia, diversamente dagli aggiustamenti del regno, che provengono da un singolo apparato decisionale, quelli dell'industria *shale* sono il risultato di un migliaio di decisioni prese da singole compagnie petrolifere negli interi Stati Uniti.

Una volta che i prezzi del petrolio scendono al di sotto dei costi, la produzione dei pozzi di petrolio da scisti può essere arrestata velocemente, per poi essere ripresa altrettanto rapidamente quando i prezzi superano quella soglia (o almeno quando i produttori reputano i prezzi dei *futures* vantaggiosi). Tale rapida espansione della produzione, teoricamente, pone un tetto ai prezzi del greggio, assicurando che questi non si impennino nuovamente, fintantoché i cambiamenti nella domanda sono gradualmente e non oltrepassano il volume delle riserve *shale* pronte per essere messe in produzione velocemente. La scelta dell'OPEC di trasferire l'onere dell'aggiustamento del mercato sul petrolio da scisti, allora, gli permette di far fronte ai lunghi cicli di espansione e contrazione che hanno caratterizzato storicamente i mercati petroliferi.

Lungi dall'essere certo che la famigerata volatilità dei mercati petroliferi possa diventare meno ciclica, l'Arabia Saudita benedirebbe senza dubbio un tale cambiamento. Come ha sottolineato più volte l'*establishment* saudita, Riyad accoglierebbe volentieri il petrolio da scisti come aggiunta alla produzione globale, a patto che la sua posizione nel mercato non venga minacciata. Accoglierebbe anche prezzi – e rendite – più stabili che si profilerebbero se il petrolio da scisti assumesse il ruolo di offerta marginale globale. La questione è se il crescente settore petrolifero nordamericano, nella sua retorica trionfante, gradirebbe questa nuova posizione una volta calmate le acque.

Un nuovo ruolo per l'OPEC

Cosa significa questo cambiamento per l'OPEC? Il ministro del petrolio nigeriano, Diezani Alison-Madueke, eletto presidente del cartello nel tardo 2014, affermò in un'intervista nel febbraio 2015 che "il ruolo dell'OPEC deve essere posto su nuove basi nei prossimi 24 mesi... il volto del petrolio globale e dell'energia globale sta cambiando e lo sta facendo in fretta; se vogliamo rimanere in prima fila dobbiamo cambiare con esso".

Rimane ancora da vedere la forma che assumerà. Molti produttori nel Medio Oriente sono in procinto di aumentare la capacità produttiva in modo significativo negli anni a venire, probabilmente sfiorando gli obiettivi di produzione dell'OPEC, e intensificando le tensioni agli incontri futuri. Altri produttori, come il Venezuela, stanno cominciando a proporre insoliti approcci come quello di mischiare i petroli dei membri per creare nuove varietà di greggio che permettano al cartello di competere con il petrolio da scisti e il petrolio da sabbie bituminose in mercati strategici come la costa del golfo degli Stati Uniti.

Sebbene la cooperazione di mercato tra i paesi OPEC sia stata straordinariamente resistente alle questioni politiche, e persino durante conflitti armati tra alcuni dei paesi membri, è però sensibile a cambiamenti politici a ogni livello.

Le implicazioni di lungo periodo della ristrutturazione ai vertici della *Saudi Aramco* nell'aprile 2015, la compagnia petrolifera nazionale, e il pensionamento anticipato del ministro del petrolio saudita dopo vent'anni, Ali al-Naimi, non sono ancora chiare. Più in generale, l'ascesa al trono del clan dei Sudairi – nel contesto di un ballo a tre tra Iran, Arabia Saudita e gli Stati Uniti – evidenzia che lo scenario politico che circonda le più importanti decisioni dell'OPEC è stato raramente così opaco.

Se fosse possibile predire la durata e il compimento di questa trasformazione del mercato, allora forse c'è solo una cosa sicura da dire: l'Arabia Saudita è concentrata, con una dedizione che ha sorpreso molti, sull'espansione della sua quota di mercato.

In qualità di produttore a basso costo, e tra i più efficienti al mondo, il regno può continuare tale



strategia finché lo ritenga necessario, o almeno finché altri produttori, OPEC o meno, si accordino su un taglio coordinato della produzione che spingerebbe in alto i prezzi. In mancanza di un tale sviluppo, il petrolio da scisti nordamericano competerà con altri fornitori marginali, grazie soprattutto ai continui miglioramenti di efficienza e riduzione dei costi che stanno già avendo un forte impatto. Ma, nel tempo, i miglioramenti dell'efficienza per il petrolio da scisti è difficile che garantiscano prezzi tecnici tanto bassi quanto quelli dei produttori OPEC come Iraq, Iran e Libia, che potranno tutti riprendersi la loro posizione nel mercato globale negli anni a venire.

Il dominio saudita nel mercato non è in dubbio. Ma se altri attori all'interno dell'OPEC aprissero i rubinetti, il secondo attore più importante del mercato sarebbe in uno stato di continuo e significativo mutamento. Le innovazioni tecnologiche dello *shale* sarebbero in competizione con il volere dei giganti assopiti dell'OPEC, Iraq e Iran. Il risultato è impossibile da prevedere. Quello che è certo è che, da Houston a Teheran, passando per Baghdad, il mondo sta entrando in una nuova era di incertezza nella geoeconomia del petrolio.