

Il petrolio e i suoi mercati

Alessandro Roncaglia

1. Sylos e Guarino

Sessant'anni fa l'allora Presidente del Consiglio Mario Segni affidava a due studiosi la missione di studiare il mercato petrolifero e le sue regole in alcuni paesi con già lunga esperienza nel campo: Stati Uniti, Canada, Messico. Lo studio sarebbe servito come guida per predisporre una legge italiana sulle concessioni. Il tema era caldo, e le pressioni dell'ambasciatrice americana Clare Boothe Luce per una legge che favorisse la Exxon erano molto forti. I due studiosi, un economista e un giurista, erano giovani ma già noti per le loro capacità e la loro autonomia di giudizio. Il rapporto predisposto al termine della missione portò a una legge non neocoloniale, che favorì lo sviluppo dell'ENI senza con questo impedire alle grandi compagnie internazionali di operare in Italia. Il rapporto fu pubblicato nel 1956: *L'industria petrolifera*, di Giuseppe Guarino e Paolo Sylos Labini, che sarebbero poi diventati illustri soci di questa Accademia.

L'industria petrolifera è complessa, con fasi produttive tecnicamente assai diverse tra loro (esplorazione alla ricerca di nuovi giacimenti, produzione di greggio, trasporto, raffinazione, distribuzione dei diversi prodotti) e con differenze rilevanti tra i greggi prodotti dai diversi giacimenti, ad esempio per densità e contenuto di zolfo; presenta un coacervo di problemi di diversa natura: giuridici, economici, politici, ingegneristici, ambientali; è caratterizzata da robusti interessi economici e politici intrecciati in un gioco di conflitti e alleanze che si evolvono nel tempo, mentre cambiano la tecnologia, le regole di funzionamento del mercato, le dimensioni dei mercati.

Conviene partire da una caratteristica rilevata già sessant'anni fa da Sylos Labini, e prima di lui da Paul Frankel, un economista americano che sarà consulente di Enrico Mattei. In tutte le fasi di attività l'industria petrolifera presenta un elevato rapporto tra costi fissi e costi variabili, con una significativa dimensione minima degli impianti rispetto alle dimensioni del mercato di riferimento, che costituisce una barriera all'entrata di nuove imprese nel mercato, perché l'apertura di un nuovo impianto porta a un aumento di produzione tanto più difficile da collocare sul mercato tanto maggiore è la capacità produttiva del nuovo impianto come quota del mercato stesso. Proprio su questo elemento Sylos Labini ha basato la sua teoria dell'oligopolio concentrato, nel celebre libro *Oligopolio e progresso tecnico* che esce sempre nel 1956. Possiamo pensare al costo di costruzione di un oleodotto, ad esempio; o ricordare che negli anni Settanta dell'Ottocento John Rockefeller

gettò le basi per il monopolio del suo Standard Oil Trust proprio tramite il controllo sul trasporto del greggio tra le zone di produzione all'interno della Pennsylvania e le raffinerie sulla costa.

2. Da un intervento antitrust all'altro: 1912-1952

In un mercato di dimensione ancora limitata, il vantaggio di cui godeva Rockefeller era enorme. Si era infatti nell'epoca precedente lo sviluppo della motorizzazione di massa o la diffusione dell'uso del petrolio nella produzione di energia, quando i petrolieri guardavano come principale mercato di sbocco al petrolio per le lampade, per le quali in precedenza si usava il grasso di balena. Il potere di mercato di Rockefeller poteva essere controbilanciato solo da un intervento pubblico: nel 1911 (quindi poco prima dell'avvio della motorizzazione di massa con le catene di montaggio per la produzione della famosa Ford modello T) la Corte suprema degli Stati Uniti sancì lo spezzettamento dello Standard Oil Trust in 34 società diverse, tra le quali la Exxon o Standard Oil of New Jersey e la Mobil o Standard Oil of New York che di recente sono tornate a fondersi nella Exxon-Mobil.

Segue un periodo di maggiore concorrenza, pur se certo non di concorrenza perfetta, anche grazie al rapido sviluppo del mercato, con l'utilizzo sempre più diffuso del petrolio come fonte di energia. Si affermano nuove grandi compagnie come la Texaco, grazie alle scoperte petrolifere in Texas, mentre fuori degli Stati Uniti crescono la Shell e la BP. Nel 1927-28 tra la statunitense Exxon e l'anglo-olandese Shell scoppia una guerra dei prezzi nel mercato indiano, che si diffonde nei mercati internazionali e provoca un crollo dei prezzi disastroso per le grandi compagnie.

Quel che si verifica a questo punto viene scoperto solo vari anni più tardi, da una commissione d'inchiesta del senato statunitense sul cartello petrolifero. La commissione pubblica i suoi risultati nel 1952: un documento avvincente ed estremamente ben documentato, che rivela l'esistenza di due accordi tra le maggiori compagnie petrolifere, conclusi entrambi nel 1928. Il primo è noto come accordo della linea rossa: una linea tracciata su una mappa geografica dal mediatore Gulbenkian che indicava l'area del Medio Oriente al cui interno le compagnie si impegnavano allo sfruttamento congiunto e regolato dei grandi giacimenti petroliferi. Con l'accordo di Achnacarry – un castello in Scozia in cui si erano riuniti i capi delle maggiori compagnie petrolifere – si concorda il coordinamento dell'offerta di prodotti petroliferi nei paesi consumatori, sulla base delle quote di mercato prevalenti in quel momento; ad esempio, la documentazione raccolta dalla commissione d'indagine include i verbali degli incontri dei rappresentanti locali delle grandi compagnie in cui

venivano concordati i prezzi per una gara per la fornitura di gasolio per il trasporto pubblico della città di Stoccolma. Nella sola Svezia si hanno oltre 50 riunioni di questo tipo ogni anno.

La politica statunitense tende a imporre la concorrenza all'interno del paese, mentre motivazioni di politica estera possono giustificare un benevolo disinteresse nei confronti di accordi di cartello all'estero. Anche all'interno degli Stati Uniti, comunque, di fronte all'abbondanza dei giacimenti texani e al calo della domanda generato dalla crisi del 1929, viene introdotto per legge un blocco delle importazioni (che sarà reso più drastico a partire dal 1959 e resterà in vigore fino al 1973) e un meccanismo di *prorationing*, cioè di chiusura a turno dei pozzi per ridurre la produzione, sotto il controllo di un'autorità pubblica, la Texas Railroad Commission. Le compagnie statunitensi eredi dello Standard Oil Trust sono poi collegate fra loro da una rete di incroci azionari e di *interlocking directorates* – partecipazioni delle stesse persone ai vari consigli di amministrazione – che coinvolgono anche le maggiori banche (come viene mostrato graficamente in Roncaglia, 1983, pp. 93-5).

Le “Sette sorelle” – cinque statunitensi, più l'inglese BP e l'anglo-olandese Shell, cui si accodano la francese Elf e, dopo la morte di Mattei, l'italiana ENI – continuano così a collaborare nello sfruttamento dei giacimenti mediorientali; per un quarto di secolo dopo la fine della seconda guerra mondiale, i prezzi del greggio e dei prodotti petroliferi restano relativamente stabili mentre produzione e domanda si sviluppano di pari passo.

Il potere delle compagnie scende gradualmente, man mano che il mercato si espande e che crescono le quote di produzione di paesi fuori della 'linea rossa', come l'Unione Sovietica, l'Egitto e la Libia sulla cui produzione si basa lo sviluppo dell'Eni. Nel 1950 le Sette sorelle più la francese Elf controllano il 99,4% del greggio prodotto fuori del Nord America e dei paesi comunisti; nel 1957 questa quota è già scesa al 92%; nel 1970, poco prima della crisi petrolifera e della fase in cui i paesi mediorientali prendono il controllo dei loro giacimenti, la quota è ancora del 68,4% (dati da Eni, *Energia ed idrocarburi*, 1981, tabella 133b).

3. L'oligopolio trilaterale

Secondo varie ricostruzioni di esperti del settore, con la crisi petrolifera del 1973 finisce l'epoca del dominio delle grandi compagnie sul mercato e inizia l'epoca dei grandi paesi esportatori raccolti nell'OPEC. A sua volta questa fase dura fino alla contro-crisi del 1985-86, quando si verifica un crollo del prezzo del greggio e la stessa Arabia Saudita decide di affidare al mercato la fissazione

del prezzo al quale il greggio viene ceduto alle compagnie nell'ambito di accordi di lungo periodo, pur se un mercato sui generis, come vedremo meglio tra poco.

In realtà, il potere di mercato resta sempre distribuito – sia pur con importanti cambiamenti nel corso del tempo – tra tre gruppi di soggetti: le grandi compagnie, i paesi produttori fra i quali dominano quelli associati nell'OPEC, e i maggiori paesi consumatori, in particolare gli Stati Uniti. Siamo di fronte a quello che possiamo chiamare un 'oligopolio trilaterale': il potere di mercato è distribuito in modo decisamente diseguale all'interno di ciascuno di questi tre gruppi di soggetti. Per comprendere l'evoluzione del settore conviene quindi studiare le scelte strategiche dei soggetti più forti – le grandi compagnie, i paesi dell'Opec e in particolare l'Arabia Saudita, gli Stati Uniti tra i paesi consumatori – e l'evoluzione del potere di mercato tra i tre gruppi e all'interno di ciascun gruppo.

La tesi dell'oligopolio trilaterale va considerata non un modello utile a determinare l'equilibrio del mercato in un dato momento (un modello probabilmente impossibile da identificare), ma come una chiave di lettura per seguire l'evoluzione del settore nel corso del tempo, prestando attenzione ai cambiamenti del potere dei maggiori protagonisti, alle loro strategie, ai loro conflitti e alle loro alleanze. Questa chiave di lettura si contrappone a quella di una sequenza di fasi distinte: quella delle grandi compagnie fino al 1973, poi quella dell'OPEC fino al 1986, infine quella del mercato con i prezzi dei vari tipi di greggio indicizzati a quelli di un greggio di riferimento contrattato in un mercato di tipo borsistico, quindi – si suppone – rispecchiando l'andamento della domanda e dell'offerta. La mia tesi è che i tre gruppi di protagonisti – compagnie, paesi esportatori e paesi consumatori – restano con le loro strategie sempre al centro della scena, mentre il riferimento al mercato regolato dalle leggi della domanda e dell'offerta non è altro che un pericoloso travisamento della realtà.

4. La crisi petrolifera del 1973

Lo stesso drammatico punto di svolta del 1973, segnato dalla guerra tra Israele e i paesi arabi, può essere letto nella chiave dell'oligopolio trilaterale. Infatti, all'embargo posto dai paesi arabi alle esportazioni petrolifere verso i paesi occidentali considerati alleati di Israele si aggiunge una decisione statunitense, l'apertura improvvisa alle importazioni petrolifere decisa nell'aprile 1973 dopo anni di contingentamento. In conseguenza di questa decisione, la domanda statunitense di greggio mediorientale cresce rapidamente, ben più di quanto cadano le esportazioni arabe e più che

controbilanciando la caduta delle importazioni europee e giapponesi. Con una diversa politica statunitense, la crisi petrolifera del 1973 si sarebbe forse risolta in pochi mesi con un aumento minore e solo temporaneo dei prezzi.

L'aumento dei prezzi ha anche consentito un passaggio non traumatico della proprietà dei grandi giacimenti del Golfo persico dalle grandi compagnie ai paesi arabi, con compensazione per l'esproprio e accordi di cooperazione nella gestione dei giacimenti. In altri termini, il dominio dell'OPEC nel periodo dal 1973 al 1985 è stato reso possibile dalle scelte strategiche del maggior paese consumatore, gli Stati Uniti e dalla continua cooperazione con le grandi compagnie.

Certo le compagnie verticalmente integrate, che operano cioè in tutte le fasi, dalla produzione alla raffinazione alla distribuzione, si sono trovate a fronteggiare un forte squilibrio tra la presenza nelle fasi a monte, che si è ridotta notevolmente, e quella nelle fasi a valle, che è rimasta grosso modo invariata. Nell'immediato le compagnie hanno fatto ricorso a contratti con i paesi produttori per l'approvvigionamento di greggio a lungo termine; hanno poi cercato di acquisire nuove riserve anche in aree politicamente o tecnologicamente difficili, mentre gradualmente la loro quota nei mercati dei prodotti petroliferi si è ridotta a vantaggio di nuovi entranti ma anche delle compagnie di stato dei paesi produttori che hanno cercato di espandersi nelle fasi a valle. (Lo stesso ha fatto la Cina, grande importatrice di greggio, che negli ultimi mesi per la prima volta nella sua storia è risultata esportatrice netta di prodotti petroliferi.) Il processo di reintegrazione verticale è comunque tuttora in corso.

5. La 'controcrisi' del 1985-86

Già nel periodo d'oro dell'Opec, negli anni successivi alla crisi petrolifera del 1973 e poi a quella iraniana del 1979, il controllo dei paesi Opec sul settore petrolifero è tutt'altro che assoluto. La loro quota di mercato viene gradualmente erosa dai paesi esterni all'OPEC, fra i quali la Russia o la Gran Bretagna e la Norvegia con i giacimenti del Mare del Nord; ma pesa molto anche la strisciante concorrenza tra gli stessi paesi OPEC, un cartello assai meno saldo di quanto vorrebbe l'interpretazione basata su una successione di fasi di cui si è appena detto.

Di fatto, il peso del controllo del mercato viene fatto ricadere sulla sola Arabia Saudita, che ha giacimenti enormi e costi di produzione bassissimi ma anche una popolazione limitata e quindi può permettersi di non sfruttare al massimo i propri giacimenti. Per impedire un eccesso di offerta, l'Arabia Saudita ha ridotto gradualmente la propria produzione, che tra l'inizio degli anni '70 e

l'agosto 1985 passa da 10 a 2,2 milioni di barili al giorno. A questo punto, sia per motivi strategici di difesa della sua quota di mercato sia per motivi di semplice convenienza economica, l'Arabia abbandona il proprio ruolo di *swing producer* (quello che ha il compito di adeguare l'offerta alla domanda): aumenta la produzione e fa crollare il prezzo.

Segue un periodo caratterizzato da profondi cambiamenti nell'organizzazione del mercato. Il sistema di fissazione dei prezzi da parte dell'OPEC viene abbandonato. Si trattava di un sistema basato su una collusione implicita: come già accadeva nel periodo del dominio delle grandi compagnie, i cosiddetti *posted prices* erano prezzi ufficiali, ma come recita un adagio del settore, *only fools and affiliates pay posted prices*, solo i pazzi e le società controllate pagano quei prezzi, tutti gli altri acquistano il greggio a prezzi tenuti segreti ma generalmente inferiori, mentre alla fine i prodotti petroliferi vengono venduti a prezzi computati sui *posted prices*, ai quali vengono aggiunti i costi di raffinazione, trasporto e distribuzione, in modo che a tutti gli operatori del settore viene garantito un buon margine di profitto.

Dopo l'abbandono del sistema dei *posted prices*, inizialmente l'Arabia Saudita sceglie un sistema di *netback pricing*, cioè di prezzi del greggio dedotti da quelli dei prodotti petroliferi, in modo da garantire un margine di profitto alle raffinerie che avessero utilizzato il greggio saudita: un sistema che rompe il meccanismo collusivo scatenando la concorrenza anche nei mercati dei prodotti raffinati. Questo sistema favorisce il crollo dei prezzi del greggio, e viene abbandonato rapidamente.

Nel giro di pochi mesi, con la cooperazione degli altri paesi produttori e delle compagnie petrolifere, si passa a un sistema – il cosiddetto *formula pricing* – in cui i prezzi dei vari tipi di greggio sono indicizzati, con l'aggiunta di un differenziale, al prezzo di un greggio scelto come riferimento, che nella maggior parte dei casi (si dice circa il 70% del greggio commerciato internazionalmente) è il Brent, estratto nelle acque scozzesi del Mare del Nord. Questo è il sistema tuttora in uso, sia pur con alcune importanti modifiche, in particolare il passaggio dal riferimento a un mercato fisico del greggio al dominio dei mercati finanziari.

6. Mercati finanziari e prezzo del petrolio

Il sistema di determinazione del prezzo del greggio di riferimento – il cosiddetto *marker price* – è complesso, e devo sorvolare su alcuni aspetti come la scelta del greggio di riferimento. Accenno solo che ne esistono diversi, ma tra essi ha finito con il dominare il Brent. Il prezzo del Dubai, un

greggio della penisola arabica utilizzato soprattutto per il commercio con l'Asia, è fissato come differenziale rispetto al Brent; mantiene un margine d'indipendenza il West Texas Intermediate, un greggio utilizzato solo all'interno degli Stati Uniti.

Concentriamo l'attenzione sul mercato del Brent. In una prima fase, fino a circa il 1996, erano stati presi a riferimento gli scambi fisici, più precisamente il contratto cosiddetto *dated Brent*, che riguarda greggio da caricare sulle petroliere nel mese successivo, di modo che possono aversi più scambi successivi per lo stesso carico, con una catena di acquirenti molti dei quali in realtà non vogliono trovarsi nelle mani il carico stesso e regole complicate per stabilire tramite una catena di cosiddette *nominations* a chi resta il cerino in mano (il poveretto in gergo viene chiamato *five o'clocked*, perché la mannaia scatta alle cinque della sera). A differenza del petrolio mediorientale e di altri paesi, venduto con contratti pluriennali, gli scambi di Brent riguardano acquisto e vendita di carichi standard di greggio, ciascuno di 600.000 barili; si tratta di pochi carichi a settimana, sempre meno man mano che i pozzi del Brent si esauriscono; man mano quindi sono stati presi in considerazione altri tipi di greggio, sempre del Mare del Nord; ora si inizia a parlare di considerare anche greggi africani, con ovvi problemi per le differenze di qualità e di localizzazione. I contratti di acquisto del *dated Brent* sono *over the counter*, sono cioè contratti diretti tra compratore e venditore; compratori e venditori non hanno l'obbligo di comunicare i prezzi ai quali avvengono gli scambi e non vi è alcuna penalità per le comunicazioni false. Le cosiddette PRA, *price reporting agencies* (le principali sono due, la Platt e l'Argus), raccolgono le informazioni e pubblicano ogni giorno le quotazioni, che vengono accolte dal mercato come prezzi ufficiali: anche se, di fronte alle contestazioni delle autorità di vigilanza inglesi relative all'opacità del mercato, la Platt – che è la più influente – ha replicato di svolgere una semplice attività giornalistica di informazione.

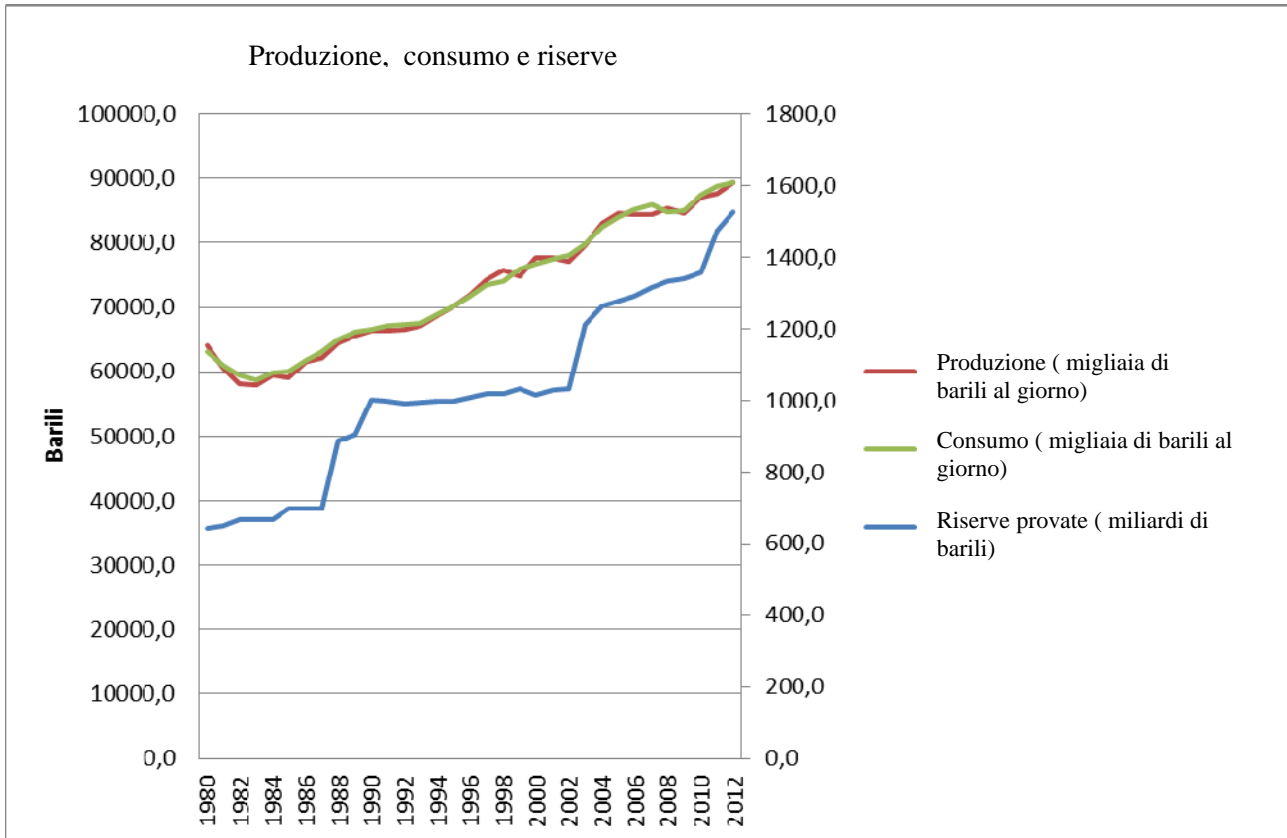
Con il diradarsi degli scambi fisici, la Platt per stabilire il prezzo giorno dopo giorno ha adottato metodi complessi di valutazione, almeno in parte soggettivi e modificati nel corso del tempo; negli anni più recenti ha acquisito peso crescente il prezzo del contratto *future* determinato nell'International Petroleum Exchange di Londra: un contratto standardizzato di tipo puramente finanziario che non dà luogo a scambi fisici di greggio. Gli scambi su questo mercato costituiscono un multiplo (pari a 27 volte, nel periodo più recente) di quelli sul mercato del *dated Brent*, in cui comunque lo stesso carico di greggio passa di mano più volte prima della consegna. Il prezzo stabilito dalla Platt per un mercato intermedio, quello del *Brent forward*, è quello che viene preso come riferimento per chiudere i contratti *future*; si ha quindi un pericoloso corto circuito, sul quale hanno iniziato a focalizzare l'attenzione le autorità di vigilanza finanziaria dell'Unione Europea, ma con tempi che saranno prevedibilmente lunghissimi. (Più precisamente, secondo l'interpretazione di

un esperto del settore, Bassam Fattouh dello Oxford Institute for Energy Studies, il prezzo determinato nel mercato future del Brent è collegato al prezzo del *dated Brent* tramite due passi che riguardano entrambi mercati *over the counter*, per i quali i prezzi vengono stimati, non osservati, dalle solite PRA, in particolare dalla Platt: il cosiddetto *Exchange for physicals*, in cui un contratto *future* viene scambiato con un contratto *Brent Forward*, e il CFD, *Contract for differences*, che collega il *Brent Forward* con il *dated Brent*; questi ultimi mercati tra l'altro sono dominati da pochissimi operatori – nel mercato del *dated Brent* i tre maggiori acquirenti contano per il 76% del totale. Sul piano teorico non è possibile stabilire la direzione dei nessi di causa ed effetto; sul piano pratico, il mercato finanziario dei *futures* è comunemente considerato il perno del sistema, che nel complesso risulta tutt'altro che trasparente.) Dal luglio 2000 l'Arabia Saudita utilizza come riferimento un indice calcolato sui *Brent futures*, mentre le grandi compagnie continuano a preferire i prezzi stimati dalla Platt.

7. Mercati finanziari e concorrenza

Il riferimento a mercati nei quali il prezzo viene determinato sulla base della domanda e dell'offerta ha permesso l'instaurarsi di una retorica della concorrenza, che ha fatto dimenticare la ben più complessa situazione del settore petrolifero internazionale: come se davvero i mercati finanziari determinassero il prezzo del greggio sulla base dell'andamento degli elementi 'fondamentali' che regolano i movimenti della domanda e dell'offerta.

In realtà, nel mercato del greggio fisico domanda e offerta non sono indipendenti fra loro: come nell'industria delle automobili o di tante altre merci riproducibili, la produzione segue la domanda, con un certo ammontare di scorte a fare da cuscinetto per i casi di movimenti imprevisti nella produzione o nel consumo.



Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA).

I prezzi, se il mercato fosse concorrenziale, dovrebbero essere determinati dai costi di produzione, mentre oggi sono assai superiori ai costi dei principali giacimenti più costosi. I prezzi sono anche assai instabili, il che frena gli investimenti nel greggio di frontiera, come lo *shale oil* fuori degli Stati Uniti o i giacimenti sottomarini in acque profonde.

Nei mercati finanziari, come l'IPE che accentra gli scambi relativi ai derivati sul Brent, i prezzi sono determinati sulla base di ottiche di brevissimo periodo: compro se penso che il prezzo salirà tra un giorno, o tra un'ora, o tra dieci minuti. Di quel che succede a distanza di qualche settimana o di qualche mese, agli operatori di questi mercati non importa nulla: come diceva Keynes, se anche prevedo esattamente quel che accadrà nel lungo periodo, il mercato è in grado di farmi fallire se impiega troppo tempo a convergere verso il prezzo 'giusto'. Ormai praticamente più nessuno crede alla teoria dei mercati finanziari efficienti, secondo la quale i prezzi in questi mercati riflettono momento per momento la situazione reale dell'economia, i cosiddetti *fundamentals*: questa teoria, che ha fruttato il Nobel a Eugene Fama, vale a rigore solo sotto condizioni del tutto irrealistiche, come si è potuto constatare ripetutamente, in particolare nel corso della crisi finanziaria.

Keynes aggiungeva che i mercati finanziari sono dominati da convenzioni, che guidano le scelte degli operatori. La convenzione dominante, oggi, nel mercato finanziario dei derivati costruiti

attorno al prezzo del Brent, è che il prezzo sia determinato dall'andamento della domanda e dell'offerta: quindi, ad esempio, gli operatori prestano un'attenzione esasperata a uno tra i pochi dati ufficiali, quello sulle scorte statunitensi (gli altri dati sono spesso largamente inaffidabili): un po' come se nel mercato mondiale delle automobili il prezzo fosse determinato giorno per giorno da operatori che speculano sui mercati dei derivati guardando ai dati sulle scorte di automobili negli Stati Uniti. In mercati in cui la presenza delle compagnie petrolifere è notevole, le notizie di calo delle scorte o le previsioni, più che le notizie, di riduzione della produzione o aumento della domanda, che spingono i prezzi al rialzo, sembrano avere un peso sistematicamente superiore a quello delle notizie di segno opposto: come è noto, nei mercati finanziari possono facilmente formarsi bolle speculative, e la situazione attuale, con prezzi relativamente elevati, viene ormai considerata da molti di questo tipo.

8. *Lo shale oil*

A questo proposito forse posso aprire una parentesi, riguardo alla recente rivoluzione dello *shale oil*: una tecnologia utilizzata con ottimi risultati anche per il gas naturale, che negli ultimi anni ha permesso un forte aumento di produzione negli Stati Uniti. In conseguenza di questo fatto, il prezzo del West Texas Intermediate è ora significativamente inferiore a quello del Brent, che pure è di qualità peggiore, con un vantaggio sensibile per l'industria petrolchimica statunitense; a questo si aggiunge un altro vantaggio, relativo al prezzo del gas naturale, più basso anche di tre o quattro volte grazie al fatto che fuori degli Stati Uniti il prezzo del gas naturale è spesso indicizzato al prezzo del greggio nei contratti di fornitura a lungo termine, il che impedisce la concorrenza al ribasso. Il vantaggio che ne deriva per gli Stati Uniti è forte soprattutto nelle industrie ad alto consumo energetico, come la petrolchimica, la carta e l'acciaio, ma è ormai sensibile anche negli altri settori; questo sta favorendo la reindustrializzazione statunitense e il rilancio di quell'economia, a svantaggio di quelle europee e asiatiche.

Posso aggiungere che l'indicizzazione del prezzo del gas a quello del greggio potrebbe avere senso se si trattasse di un unico mercato concorrenziale con tecnologie consolidate. Viceversa, di fronte all'espansione graduale dell'utilizzo di gas naturale come fonte energetica, che è parte di una sequenza di transizioni tecnologiche verso fonti superiori – dal legno al carbone, dal carbone al petrolio, dal petrolio al gas e alle energie rinnovabili – e soprattutto di fronte a mercati non concorrenziali, l'indicizzazione del gas al greggio appare come un metodo per trasferire al mercato del gas il controllo oligopolistico realizzato nel mercato del greggio: un sistema che favorisce la

Gazprom ma che può essere accettato dall'Eni o dall'Enel solo fin quando possono trasferire sugli acquirenti finali i maggiori prezzi del gas, e che comunque rallenta la transizione tecnologica, con effetti negativi anche sul fronte ambientale.

Lo *shale oil* rappresenta una nuova fonte di greggio; la sua produzione è esplosa negli ultimi anni portando gli Stati Uniti verso la situazione di importante paese esportatore, con un cambiamento di prospettiva radicale per tutto il mercato petrolifero internazionale. Non solo: mentre la produzione di *shale oil* sarà prevedibilmente difficile in Europa, per motivi ambientali (alcuni progetti in Polonia sono stati rapidamente abbandonati), la Cina sembra voler avviare rapidamente un utilizzo su vasta scala di questa nuova tecnologia, con risultati che potrebbero superare quantitativamente quelli statunitensi. Il prezzo del Brent – a differenza di quello del West Texas Intermediate – sembra almeno per ora curiosamente insensibile a queste nuove tendenze.

8. La retorica della scarsità

Il principale luogo comune della retorica della domanda e dell'offerta è quello del petrolio come risorsa naturale scarsa. Ovviamente tutto è scarso; quel che conta nel nostro contesto è la scarsità economica, che non esiste nel caso delle merci riproducibili, come i normali prodotti agricoli e industriali, dalle automobili al pane, la cui produzione può essere aumentata se la domanda pagante cresce, fin quando ci sono lavoratori disoccupati e capacità produttiva inutilizzata, come sicuramente è stato negli ultimi anni. Di fatto, il petrolio può essere considerato come una di queste merci: la sua produzione è cresciuta di pari passo con il suo utilizzo; il suo esaurimento è abbastanza lontano da non poter avere oggi una influenza concreta sull'andamento del prezzo.

La tesi dell'imminente esaurimento del petrolio torna alla ribalta di tempo in tempo: nel 1972 un rapporto di un gruppo di ricerca del MIT finanziato dal Club di Roma (Meadows *et al.*, 1972) prevedeva il suo esaurimento nel giro di 18 anni, cioè per il 1990; nell'ultimo decennio si è spesso parlato di *peak theory*, cioè del raggiungimento di un picco di produzione nei giacimenti esistenti e dell'impossibilità di scoprire nuovi giacimenti a un ritmo sufficiente per coprire il calo di produzione da quelli già attivi. Tuttavia, se guardiamo ai dati le riserve provate di greggio espresse in anni residui di produzione ai ritmi correnti sono oggi più elevate di quanto fossero venti o cinquant'anni fa: mezzo secolo fa oscillavano attorno ai trent'anni di produzione, ora superano i cinquant'anni di produzione (forse anche in conseguenza degli sforzi di reintegrazione verticale da parte delle grandi imprese multinazionali private).

Al di là del calo di produzione degli ultimi anni collegato alla crisi economica, l'elemento principale che ha determinato questo andamento è il progresso tecnico, che permette oggi di sfruttare meglio i giacimenti già noti (prima si estraeva il 10%, ora il 40% e oltre del petrolio presente nel giacimento) e alla capacità ormai verificata di estrarre petrolio da giacimenti cosiddetti non convenzionali, come il greggio ultra-denso dell'Orinoco Belt in Venezuela o lo *shale oil* negli Stati Uniti.

Aggiungiamo che le riserve di cui stiamo parlando sono le riserve provate, cioè quelle già disponibili e sfruttabili con tecniche note, in modo economicamente redditizio al livello attuale dei prezzi; le 'riserve ultime' sono molto più ampie, e ogni volta che si tenta di definirle si finisce con lo scoprire, ex post, che il greggio disponibile nel mondo è maggiore, come è successo ad esempio con lo sfruttamento dello *shale oil*. Per il petrolio in sostanza si verifica quanto è accaduto per il carbone: attorno alla metà dell'Ottocento uno dei protagonisti della rivoluzione marginalista, Jevons (1865), ne considerava imminente l'esaurimento con conseguenze disastrose per l'attività manifatturiera; il progresso tecnico invece ha portato non solo all'ampliamento enorme delle riserve di carbone utilizzabili, ma anche alla sostituzione del carbone con fonti di energia per molti aspetti superiori, come lo stesso petrolio o il gas naturale, ma anche il nucleare e le fonti di energia rinnovabili.

L'idea che il prezzo del petrolio sia determinato dalla sua scarsità è quindi un mito. Come per tutti i beni, la sua produzione è cresciuta nel tempo assieme alla domanda. A differenza di quanto avviene in mercati concorrenziali, tuttavia, il suo prezzo non è regolato dall'andamento dei costi di produzione, ma – come abbiamo visto – da meccanismi di tipo speculativo tipici dei mercati finanziari. La riduzione del controllo oligopolistico dei maggiori operatori sul mercato che inevitabilmente accompagna l'espansione del mercato stesso non ha quindi determinato una parallela diminuzione dei prezzi; i prezzi appaiono di conseguenza anormalmente elevati, con pesanti riflessi sull'economia dei paesi importatori come l'Italia.

Bibliografia

Fama E. (1970), "Efficient capital markets: a review of theory and empirical work", *Journal of Finance*, vol. 25 n. 2, pp. 383-417.

Fattouh B. (2011), *An anatomy of the crude oil pricing system*, Working Paper WPM.40, January, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

Federal Trade Commission, Staff Report (1952), *The international petroleum cartel*, US Government Printing Office, Washington.

Frankel P. H. (1946), *Essentials of petroleum*, II ed., Frank Cass, London 1969.

Jevons W. S. (1865), *The coal question*, Macmillan, London.

Meadows D. H. et al. (1972), *The limits to growth*, New American Library, New York.

Roncaglia A. (1983), *L'economia del petrolio*, Laterza, Roma-Bari.

Sylos Labini P. (1956), *Oligopolio e progresso tecnico*, Giuffrè, Milano; II ed., Einaudi, Torino 1967.

Sylos Labini P. e Guarino G. (1956), *L'industria petrolifera*, Giuffrè, Milano.

Summary

Oil markets are extremely complex, characterized by an interplay of economic, political, technological and ecological issues. The paper begins by illustrating the role of the study by Sylos Labini and Guarino for the adoption of a balanced legal framework in the 1950s. Then the story of the sector is sketched, since the expansion of Rockefeller's Standard Oil Trust in the late Nineteenth century. Anti-trust intervention and collusion characterize the first part of the story; the notion of "trilateral oligopoly" (oil companies, producing and consuming countries) is then utilized in interpreting the developments since the Second World War. An illustration and a critique of the role played by financial markets in the determination of oil prices is accompanied by a critique of the notion of oil as a scarce natural resource. Recent trends in the oil sector, with the development of shale oil, are then briefly considered.