

La rivoluzione dello *shale oil* e i mercati finanziari

ALESSANDRO RONCAGLIA*

I mercati petroliferi sono da decenni un terreno di confronto di teorie rivali: ricardiane, marshalliane, dell'equilibrio economico generale, e così via. Dopo avere brevemente richiamato nel § 2 le prime tre (discusse più ampiamente in Roncaglia, 1983), nel § 3 ci soffermeremo sull'utilizzo della teoria delle forme di mercato di Sylos Labini e sulla conseguente interpretazione – il mercato petrolifero come oligopolio trilaterale – proposta nel lavoro appena citato. Vedremo quindi, nei §§ 4 e 5, l'evoluzione strutturale che i mercati petroliferi hanno subito nel corso del tempo (riprendendo, in questo caso, un lavoro più recente: Roncaglia, 2015), con la crescente importanza dei mercati finanziari, in particolare quelli dei contratti *futures*; al riguardo si richiamano alcuni aspetti della teoria keynesiana dei mercati finanziari, per concentrarci infine nel § 6 sulla cosiddetta rivoluzione dello *shale oil* e sulle sue conseguenze.¹

La tesi sostenuta in questo articolo è che le sostanziali differenze tra le tecniche estrattive del greggio 'convenzionale' e dello *shale oil* (minore durata relativa del periodo di costruzione degli impianti, del periodo di produzione e del periodo di recupero e minore rapporto tra costi fissi e costi variabili per lo *shale oil*) comportano una riduzione

* Sapienza Università di Roma, e-mail: alessandro.roncaglia@uniroma1.it, la ricerca per quest'articolo ha usufruito di fondi MIUR/Ateneo (ricerca su "L'evoluzione degli strumenti finanziari nei mercati delle materie prime", coordinatrice M.C. Marcuzzo). Ringrazio Carlo D'Ippoliti, Maria Cristina Marcuzzo e Mario Tonveronachi per i loro commenti; per alcuni dei temi trattati in questo articolo, riprendo argomentazioni sviluppate in lavori precedenti, in particolare Roncaglia (1983; 2015).

¹ Come spiegato oltre, l'utilizzo del termine 'rivoluzione' in riferimento alla diffusione dello *shale oil* nell'ultimo decennio è stato introdotto da Maugeri (2012) che ne ha sottolineato l'importanza per la determinazione del prezzo del greggio; non, però, per l'evoluzione della struttura di mercato. Le tesi di Maugeri sull'importanza dello *shale oil*, inizialmente accolte con una certa diffidenza, appaiono confermate dalle vicende degli ultimi anni.



del grado di controllo oligopolistico del mercato da parte dei produttori, che nel medio periodo potrebbe tradursi, e in parte si è già tradotta, in una pressione al ribasso sui prezzi. Di fronte all'elevato grado di finanziarizzazione nel complesso dei mercati in cui viene determinato il prezzo del greggio, tuttavia, questa tendenza di fondo rischia di essere oscurata da una variabilità accentuata dei prezzi, almeno fin quando non si stabilisse una nuova convenzione dominante tra gli operatori del settore finanziario che tenesse conto della nuova situazione.

Un altro aspetto rilevante, del quale però non ci occuperemo in questa sede, riguarda il cambiamento nella posizione relativa degli Stati Uniti, principale produttore di *shale oil*, che passa da importatore netto a potenziale esportatore netto, e gli effetti che ciò può avere sulla ripartizione del potere tra paesi, all'interno del gruppo dei paesi esportatori e del gruppo dei paesi importatori.

1. Le teorie tradizionali: ricardiana, marshalliana, dell'equilibrio economico generale

La teoria 'ricardiana' della rendita (in realtà proposta per primo da Malthus, in relazione alla rendita agricola)² si basa sull'ipotesi che i diversi appezzamenti di terra abbiano diversa produttività (diversa fertilità) e che il loro utilizzo avvenga razionalmente, coltivando per primi i terreni più fertili e poi quelli meno fertili man mano che la domanda di prodotti agricoli (di grano, nella formulazione originaria) cresce. In ogni momento, data la domanda di grano, il suo prezzo viene determinato dai costi di produzione sul meno fertile tra i terreni in uso (la terra 'marginale'); la concorrenza tra gli imprenditori agricoli per ottenere i terreni migliori determina il livello della rendita che va al proprietario terriero, pari alla differenza di costo di produzione tra il singolo terreno e il meno fertile tra i terreni in uso.

² Cfr. Roncaglia (2016, p. 102).

Applicando questa teoria al settore petrolifero, è possibile sostenere che il prezzo del greggio è determinato dai costi di estrazione relativi al peggiore tra i giacimenti correntemente sfruttati, o giacimento 'marginale', mentre i proprietari dei giacimenti migliori ricevono una rendita pari alla differenza di costi tra il loro giacimento e quello 'marginale'. Se la tecnologia non progredisce, il prezzo del petrolio deve crescere nel tempo, man mano che vengono messi in produzione giacimenti più costosi per tenere il passo con la crescita della domanda.³

Questa teoria presuppone la concorrenza tra i produttori, cioè un mercato mondiale sufficientemente livellato da indurre scelte 'razionali', cioè l'utilizzo prioritario dei giacimenti caratterizzati da livelli di costo unitario più bassi. In realtà, non solo il mercato petrolifero mondiale è composto di segmenti territorialmente e politicamente distinti; soprattutto, come vedremo meglio più avanti, l'ipotesi di concorrenza appare assai difficile da giustificare. Di fatto esistono (specie, ma non solo, in Medio Oriente) numerosi giacimenti relativamente assai poco costosi che non vengono sfruttati, o vengono sfruttati solo in misura parziale. In vari casi, giacimenti relativamente costosi sono stati posti in produzione solo sulla base di previsioni di prezzi elevati: ben più elevati dei costi di estrazione su giacimenti lasciati inutilizzati o sottoutilizzati.⁴ Possiamo dire, capovolgendo il

³ Sottovalutando il progresso tecnico, sulla base della teoria malthusiana vari autori sono successivamente giunti ad affermare la tendenza a uno 'stato stazionario', che verrebbe raggiunto nel momento in cui i costi sui terreni marginali arrivassero a un livello tale da permettere solo il puro sostentamento dei lavoratori impiegati su quei terreni. Relativamente al settore agricolo, la concezione malthusiana, sviluppata con precise finalità politiche (sostenere l'inutilità di riforme politiche e sociali, in contrapposizione ai sostenitori della rivoluzione francese: cfr. Roncaglia, 2016, pp. 85-88), è risultata clamorosamente contraddetta dai fatti, con la travolgente crescita della produttività agricola.

⁴ Si pensi alla decisione di avviare lo sfruttamento dei giacimenti *offshore* nel Mare del Nord tra la fine degli anni sessanta e l'inizio degli anni settanta, o alle scelte più recenti relative al cosiddetto '*offshore* profondo' sulle coste dell'America Latina o nella Siberia settentrionale, con costi nettamente più elevati di quelli stimabili per una espansione dell'utilizzo dei giacimenti già noti nella penisola arabica (nella sola Arabia Saudita, si stima che con un'adeguata attività di esplorazione e sviluppo sia possibile un raddoppio della produzione). Sono disponibili numerose stime di costi relative a

nesso causale della teoria ricardiana della rendita, che sono i prezzi elevati a determinare la messa in produzione dei giacimenti caratterizzati da costi più elevati, e non i prezzi a essere determinati dai costi dei giacimenti ‘marginali’.⁵

Dopo quella ‘ricardiana’, consideriamo ora una seconda linea interpretativa, che possiamo chiamare ‘marshalliana’. Infatti, la teoria marshalliana dell’impresa è stata utilizzata, sia pure in forma modificata, da un noto esperto dei mercati petroliferi, Morris Adelman, tra gli artefici dell’affermazione del Massachusetts Institute of Technology (MIT) come centro di istruzione e di ricerca economica.⁶ In un libro del 1972, utilizzando un’approfondita documentazione, Adelman sostiene che il dominio dei rendimenti decrescenti (costi crescenti) nel settore petrolifero assicura condizioni concorrenziali e stabilità del settore petrolifero.

Per sostenere questa tesi, Adelman sviluppa il concetto di *maximum economic finding cost*,⁷ per giustificare la necessità di

diversi giacimenti e a diversi momenti nel tempo, che pongono in rilievo questo fenomeno; cfr. ad es. Adelman (1972; 1995, in particolare pp. 150-153 e 318-322).

⁵ La determinazione del ‘giacimento marginale’ è comunque assai difficile. Dati i lunghi periodi di tempo richiesti tra la scoperta di un giacimento e la sua messa in produzione, e i numerosi elementi di incertezza nella valutazione dei costi, in ogni momento i giacimenti più costosi sono in genere quelli per i quali la decisione d’investimento è stata adottata in una fase di prezzi relativamente elevati, o per i quali sono stati commessi errori di valutazione dei costi d’investimento; dato che una volta avviato il progetto questi vengono considerati *sunk costs* (costi non recuperabili), le imprese petrolifere hanno convenienza a continuare lo sforzo di messa in produzione pur quando le stime riviste indichino la non-economicità del giacimento in questione, tenuto conto anche dei *sunk costs*. Possiamo pensare, pur in assenza di documentazione ufficiale, che sia questo il caso ad esempio del Kashagan, un gigantesco giacimento *offshore* sulla costa del Mar Caspio, in Kazakistan, caratterizzato da forti escursioni termiche, pressione interna molto elevata e forte presenza di solfuro (H₂S) che ha causato problemi di corrosione delle infrastrutture che ne hanno ritardato di anni la messa in produzione con un importante aumento dei costi rispetto alle stime iniziali.

⁶ Cfr. Cherrier (2014) e Duarte (2014).

⁷ “Al margine, i costi di sviluppo dei giacimenti già noti sono eguali ai costi di sviluppo più i costi di esplorazione necessari a identificare nuovi giacimenti. Costi di esplorazione più elevati implicano una spinta verso l’alto dei costi di sviluppo. L’assenza di nuove scoperte comporterebbe aumenti notevoli dei costi di sviluppo man mano che i vecchi giacimenti si avviano verso l’esaurimento. Per evitare questa

includere nel costo marginale anche i costi relativi all'attività esplorativa richiesta per individuare nuovi giacimenti; tali costi sono considerati inevitabilmente crescenti (e, dobbiamo aggiungere, in misura tale da compensare eventuali rendimenti crescenti nell'attività estrattiva vera e propria).

Tuttavia, nell'ipotesi di concorrenza perfetta è possibile assumere che le curve di costo così identificate siano crescenti solo se riferite all'industria nel suo complesso, non alla singola impresa, dato che in un mercato concorrenziale le imprese dovrebbero essere così numerose da non poter influire con una variazione delle loro dimensioni sui costi di esplorazione, che riguardano il settore nel suo complesso; invece, è proprio alla singola impresa che l'ipotesi di costi crescenti andrebbe riferita per poter sostenere la tesi di un mercato concorrenziale.⁸ Inoltre, la costruzione di Adelman sottovaluta gli spazi di progresso tecnico nel settore dell'esplorazione e, soprattutto, nello sfruttamento dei giacimenti già noti: la maggior parte dell'incremento nelle riserve provate di greggio, dal 1972 a oggi, è venuta dalla revisione verso l'alto delle stime di greggio recuperabile da giacimenti già noti, permessa dalla diffusione delle tecniche di estrazione secondaria o terziaria (immissione di liquidi o gas pressurizzati nel giacimento, utilizzo congiunto di solventi chimici) che hanno portato il tasso di recupero del greggio presente nei giacimenti dal 10-12% al 40-50% e oltre.

Sulla base della sua teoria, nel suo libro del 1972 Adelman sostiene che i prezzi del greggio, all'epoca inferiori ai due dollari a barile, sarebbero stati soggetti a una pressione al ribasso: la sua analisi

tendenza sono necessarie nuove scoperte. Di conseguenza la stima dell'aumento dei costi di sviluppo man mano che viene estratto il petrolio contenuto nel giacimento ci fornisce il massimo economico dei costi di scoperta, cioè il costo da sopportare nel caso non si faccia alcuna attività esplorativa" (Adelman, 1972, p. 6; mia traduzione). A rigore, tuttavia, la teoria marshalliana dell'impresa esclude i costi d'investimento dal calcolo del costo marginale.

⁸ Proprio questa argomentazione (la necessità di ricorrere a terreni meno fertili man mano che aumenta la produzione agricola riguarda il settore agricolo nel suo complesso, non la singola impresa agricola, le cui dimensioni in concorrenza sono tali da non influire sulla domanda complessiva di un fattore di produzione) è utilizzata da Sraffa (1925) nella sua critica della teoria marshalliana.

dei costi, come si è detto assai accurata, mostrava la presenza di un ampio margine di profitti oligopolistici per le compagnie petrolifere. Le vicende degli anni successivi hanno mostrato quanto errate fossero queste previsioni; come si è accennato, l'errore derivava da una fallace dimostrazione teorica del carattere concorrenziale dei mercati petroliferi.

La terza teoria tradizionale è quella legata ai modelli di equilibrio economico intertemporale, in particolare al cosiddetto teorema di Hotelling (1931). Secondo questo teorema, il prezzo di una risorsa naturale scarsa deve crescere nel tempo (a un tasso che, sotto alcune ipotesi semplificatrici quali costanza della tecnologia e delle imposte, è pari al tasso d'interesse); ciò genera una progressiva sostituzione della risorsa considerata con altri mezzi di consumo e di produzione, fino al momento in cui la risorsa naturale scarsa risulta esaurita e contemporaneamente viene azzerata la domanda.⁹

Il problema, in questo caso, riguarda la nozione stessa di scarsità, che per essere utilizzata nell'ambito della teoria tradizionale richiede che la quantità complessivamente disponibile della risorsa possa essere considerata come un dato, mentre le stime delle risorse ultime di greggio sono oggetto di enormi margini di incertezza e variano nel tempo, man mano che vengono rese disponibili nuove tecnologie.

Al di là del problema stesso di definizione della scarsità della risorsa naturale, vi è un problema più immediato, relativo alla rilevanza del modello di Hotelling per il settore petrolifero. In presenza di riserve sufficienti per un periodo di tempo molto lungo, anche utilizzando tale modello occorre ammettere che l'andamento dei prezzi è determinato in misura dominante dall'andamento dei costi, come per qualsiasi merce riproducibile.¹⁰ La rilevanza pratica

⁹ Per una esposizione del teorema e delle sue implicazioni (e, più in generale, della teoria neoclassica delle risorse naturali scarse) cfr. Dasgupta e Heal (1979) e Krautkraemer (1998).

¹⁰ Dopo una rassegna della letteratura empirica in argomento, Krautkraemer (1998, p. 2087, mia traduzione) conclude: "Esiste una forte evidenza empirica che il modello Hotelling di base fondato sull'assunto di una disponibilità finita delle risorse non rinnovabili non spiega in modo adeguato il comportamento osservato dei prezzi delle risorse non rinnovabili e dei loro valori *in situ*".

della teoria di Hotelling è quindi legata alla tesi di una scarsità imminente del petrolio. Tale tesi, pur avanzata ripetutamente, appare contraddetta dai fatti (com'è accaduto in precedenza per le tesi malthusiane di una scarsità di terra coltivabile o per quelle di Jevons (1865) sulla scarsità del carbone che avrebbe bloccato lo sviluppo delle manifatture).

In un caso (Meadows *et al.*, 1972), la previsione di un imminente esaurimento del greggio (sufficiente per soli 17 anni ancora, nel 1972!) derivava da un banale errore statistico: la confusione tra riserve ultime e riserve provate, alle quali si riferivano i dati utilizzati. Le riserve provate si riferiscono alla quantità di greggio considerata estraibile con profitto, dati il prezzo corrente del greggio e la tecnologia in uso, dai giacimenti già individuati; un aumento del prezzo corrente del greggio e soprattutto la scoperta di nuovi giacimenti o i progressi tecnologici (come quelli ai quali abbiamo accennato sopra nelle tecniche di recupero secondario e terziario) espandono di continuo le riserve provate. Di fatto, queste sono oggi superiori ai quarant'anni ai ritmi attuali di produzione, quindi ben maggiori di quelle di cinquant'anni fa; per le imprese petrolifere, le riserve provate sono in realtà equivalenti alle scorte di mezzi di produzione.¹¹

Una tesi più sofisticata, quella del 'picco' (*peak theory*), sostiene che sia imminente, o si sia già verificato, il superamento di un picco nella produzione dei giacimenti in attività, e che allo stesso tempo sia impossibile scoprire nuovi giacimenti a un ritmo sufficiente a coprire la perdita di produzione dai giacimenti in attività. Il primo a proporre questa tesi è stato un geologo (Hubbert, 1969), sulla base di una dettagliata valutazione delle riserve provate dell'epoca; la tesi è poi stata riproposta più volte (ad esempio da Campbell, 1997), e con ancora maggiore frequenza, anche di recente, in dichiarazioni di operatori del settore.¹²

¹¹ Adelman (1995) si spinge fino ad attribuire questa natura (per l'economia nel suo complesso) anche alle riserve ultime di greggio.

¹² Un'ampia ed equilibrata rassegna del dibattito in proposito, per quanto non recentissima, è offerta in Ahlbrandt (2006).

Ancora una volta, questa tesi è stata ripetutamente smentita dai fatti. Il suo difetto principale è che essa dichiaratamente prescinde dai progressi tecnologici, nel campo dello sfruttamento dei giacimenti già noti come in quelli dell'esplorazione (si pensi ai modelli geosismici tridimensionali computerizzati) e dell'utilizzo di fonti non convenzionali di greggio, come le sabbie bituminose, di cui sono note riserve assai ampie, per le quali è stato ormai da anni avviato lo sfruttamento.

Le tesi della scarsità, nelle loro varie forme, possono avere un significativo effetto di sostegno sui prezzi; ciò è tanto più verosimile nella situazione attuale, in cui – come vedremo più avanti – la determinazione del prezzo del greggio è affidata a mercati finanziari che tendono a reagire alle notizie, anzi alle voci, di questo tipo. L'importanza, decisamente eccessiva, attribuita in modo sistematico al problema della scarsità può essere spiegata solo dal suo ruolo dominante nelle teorie economiche *mainstream*, che hanno costituito la base della formazione anche degli operatori finanziari.

Nei mercati finanziari, in effetti, la teoria dominante è quella semplicistica secondo la quale il prezzo del greggio è determinato momento per momento dalla domanda e dall'offerta. Per un mercato come quello petrolifero, in cui l'offerta è strettamente correlata alla domanda, data la possibilità di variare i ritmi di estrazione del greggio dai giacimenti in attività, questa teoria ha lo stesso valore che potrebbe avere per manufatti come le automobili o i piatti di carta. Si tratta, certo, di una teoria valida per i mercati finanziari, inclusi quelli dei derivati relativi al greggio, ma non di una teoria utilizzabile per spiegare, tanto meno per giustificare, il livello e l'andamento dei prezzi del greggio, che dipendono piuttosto da quella che gli economisti classici chiamano la "difficoltà di produzione",¹³ con l'aggiunta di un robusto margine di extra-profitti per le imprese e di rendite per i proprietari dei giacimenti che sono connessi alla presenza, nel settore, di un significativo grado di controllo oligopolistico.

¹³ Cfr. Roncaglia (2016).

2. La teoria dell'oligopolio trilaterale

Uno dei maggiori esperti del settore petrolifero, Frankel, segnalava già nel 1946 una caratteristica fondamentale, l'elevato rapporto tra costi fissi e costi variabili, che caratterizza un po' tutte le fasi produttive del settore (ricerca, estrazione, trasporto, raffinazione e distribuzione). Questo aspetto era stato ripreso da Sylos Labini e Guarino (1956) nella loro analisi del settore petrolifero negli Stati Uniti, in Canada e nel Messico. Successivamente, nell'elaborare la sua teoria dell'oligopolio, Sylos Labini (1956) indicava proprio nella presenza di elevati costi fissi, da sostenere prima di poter iniziare l'attività, un elemento importante nel determinare la presenza di forme di mercato oligopolistiche.

Più precisamente, nel caso di oligopolio concentrato, la barriera all'entrata di nuove imprese nel settore è costituita dal fatto che la dimensione minima ottimale dell'impianto implica una produzione che costituisce una quota significativa dell'intero mercato; l'ingresso di una nuova impresa con un nuovo impianto quindi provoca un aumento significativo della produzione e un corrispondente calo del prezzo. L'altezza della barriera all'entrata, quindi gli extraprofiti ottenibili dalle imprese già operanti nel settore, dipende perciò dalla dimensione dell'impianto ottimale in termini di quota del mercato, dall'elasticità della domanda, dal tasso di crescita del settore.¹⁴

Nel caso del settore petrolifero, tuttavia, non possiamo utilizzare in via diretta la teoria dell'oligopolio concentrato sviluppata da Sylos Labini. Questa teoria infatti può spiegare perché le compagnie petrolifere operino in condizioni di oligopolio (specie se aggiungiamo gli episodi di collusione, esplicita e implicita, che hanno caratterizzato la storia del settore), ma non spiega altri aspetti rilevanti, come la frammentazione geografica del mercato e il ruolo importante della

¹⁴ Non entriamo qui nel dibattito suscitato da questa teoria, in particolare sulla validità o meno del cosiddetto 'postulato di Sylos Labini' secondo il quale le imprese già presenti nel settore non optano per un comportamento accomodante di fronte a nuovi entranti. Su questo cfr. Roncaglia (2014, pp. 258-263).

politica *tout court*.¹⁵ Uno schema interpretativo più specifico, proposto in Roncaglia (1983), appare quello dell'oligopolio trilaterale.

In sintesi, la tesi dell'oligopolio trilaterale descrive il settore petrolifero come caratterizzato dal dominio di alcuni grandi operatori, accompagnati da una varietà di operatori di minori dimensioni e dotati di minore potere, sia dal lato delle compagnie sia dal lato dei paesi produttori sia di quelli consumatori/importatori di greggio. Nel corso della storia del settore cambiano i rapporti di potere sia all'interno di ciascuno dei tre gruppi (in conseguenza, ad esempio, dell'espansione del mercato, della scoperta di nuovi giacimenti, dell'evoluzione delle tecnologie) sia tra i gruppi stessi.

Sul potere di mercato di cui hanno goduto (e in una certa misura tuttora godono) le maggiori compagnie petrolifere è stato scritto moltissimo; lo stesso si può dire per il potere dell'OPEC (che va considerato non come un monolite, ma come un insieme di soggetti in rapporti di alleanza ma anche di concorrenza e di tensioni politiche fra loro).¹⁶ Meno si è scritto sul potere dei paesi consumatori, al cui interno alcuni (gli Stati Uniti, che sono anche un importante paese produttore; l'Europa; da qualche tempo la Cina) contano assai più di altri; tuttavia, anche le decisioni dei paesi consumatori, specie dei maggiori (ad esempio in tema di politiche antitrust, tariffarie, ambientali o per gli accordi commerciali internazionali, ma anche per le normative fiscali), contribuiscono a determinare le regole del gioco.

Quella dell'oligopolio trilaterale non è una teoria che permetta di determinare in modo univoco il prezzo 'normale' o 'naturale' del greggio; è uno schema interpretativo flessibile, che sottolinea l'importanza sistematica di alcuni elementi nell'evolversi dei mercati petroliferi. Di questo schema faremo uso nel § 4 per individuare le caratteristiche essenziali delle fasi che si sono succedute nella storia del settore petrolifero.

¹⁵ Sul ruolo della politica insistono molti studi della storia del settore. Cfr. ad esempio Yergin (2011) e la bibliografia ivi citata.

¹⁶ Cfr. ad esempio Sampson (1975), Blair (1976), Van Der Linde (1991), Yergin (2011).

3. L'evoluzione della struttura dei mercati petroliferi dall'origine a oggi

Per una lunga fase, a partire da un paio di decenni dopo la sua nascita (che convenzionalmente viene fatta risalire al 1859, quando entra in produzione il primo pozzo petrolifero, scavato da Edwin Drake in Pennsylvania), il settore petrolifero è dominato dalle maggiori compagnie petrolifere e dai tentativi delle autorità antitrust statunitensi di limitarne il potere.

Lo Standard Oil Trust di Rockefeller, che aveva conquistato una posizione di assoluto dominio nel settore, viene spezzettato in 34 società diverse (tra le quali la Exxon, la Mobil, la Standard Oil of California) con una storica decisione della Corte Suprema statunitense, nel maggio 1911. Ben presto tuttavia si riafferma la concentrazione del mercato nelle mani delle compagnie maggiori e, dopo una breve ma aspra guerra dei prezzi tra il 1926 e il 1928, le quattro compagnie maggiori (le europee BP e Shell e le statunitensi Exxon e Mobil) raggiungono due accordi segreti: uno per concordare lo sfruttamento congiunto dei ricchi giacimenti mediorientali, l'altro per la spartizione dei mercati dei prodotti petroliferi in tutti i paesi.

Questi accordi vengono svelati da una inchiesta del Senato statunitense;¹⁷ ma il dominio delle grandi compagnie sui mercati (le cosiddette 'Sette sorelle' – le quattro già ricordate più Gulf, Texaco e Standard Oil of California – alle quali si aggiungono poi due compagnie pubbliche, la francese Elf e l'italiana ENI) continua, per quanto gradualmente eroso dalle cosiddette indipendenti.¹⁸

Nel 1960 viene fondata l'OPEC, l'organizzazione dei paesi esportatori di petrolio; il suo potere cresce repentinamente, nel 1973-1974, con la prima crisi petrolifera derivante dai tagli di produzione dei paesi arabi in connessione con la guerra arabo-israeliana (e il

¹⁷ Cfr. Federal Trade Commission (1952), Sampson (1975), Blair (1976).

¹⁸ Ancora nel 1950 le otto compagnie maggiori (le Sette sorelle più la Elf) controllano il 99,4% del greggio prodotto fuori del Nord America e dei paesi comunisti; questa quota scende al 92% nel 1957, al 68,4% nel 1970, al 49,3% nel 1979. Cfr. Roncaglia (1983, p. 82), e le fonti ivi indicate.

contemporaneo sensibile aumento della domanda di importazioni statunitensi, in seguito all'abolizione del contingentamento alle importazioni nell'aprile 1973): i forti aumenti di prezzo del greggio, trasmessi dalle compagnie sui consumatori, permettono a vari paesi produttori di nazionalizzare i giacimenti gestiti dalle compagnie, compensandole per l'esproprio.

Al posto dei prezzi di riferimento per il greggio fissati dalle compagnie (i cosiddetti *posted prices*, che si applicavano in realtà soprattutto agli scambi infra-gruppo e ai contratti di minori dimensioni, mentre nei casi di vendite tra gruppi si applicavano sconti non resi pubblici ma notoriamente significativi), si passa così a un sistema di *posted prices* indicati dall'OPEC. Questo sistema, che lascia ampi margini di manovra ai singoli paesi esportatori e alle compagnie, resta in funzione fin dopo la contro-crisi petrolifera del 1985, quando il prezzo del greggio crolla in seguito al brusco aumento della produzione saudita.

Sia i *posted prices* fissati dalle compagnie petrolifere sia – in misura assai maggiore – quelli poi fissati dall'OPEC sono nettamente superiori ai costi di produzione dei giacimenti mediorientali, e di molti altri grandi giacimenti. Con un'accurata analisi dei costi, Adelman (1972; 1995) sostiene che una pressione concorrenziale avrebbe dovuto portare a forti ribassi dei prezzi sia nella prima che nella seconda fase. Per quanto incerte siano le stime dei costi, la notevole distanza tra prezzi e costi sembra persistere ancora oggi, rispetto ai prezzi determinati sui mercati finanziari.¹⁹ Gli elevati margini di profitto confermano che ci troviamo di fronte a un settore oligopolistico, certo non a un settore concorrenziale.

D'altra parte, la stessa contro-crisi petrolifera del 1985 sembra confermare questa diagnosi. Infatti, essa può essere interpretata come una tipica guerra dei prezzi scatenata dal produttore dominante per

¹⁹ Le stime più ottimistiche (come quelle di Golombek *et al.*, 2014, p. 37) indicano costi mediamente inferiori ai 10 dollari a barile per il petrolio OPEC, in dollari 1996, e meno di 14 dollari a barile per il petrolio non-OPEC. Le stime più pessimistiche (International Energy Agency, 2013, pp. 227-230) sono notevolmente più elevate, ma sempre inferiori ai prezzi correnti.

riappropriarsi delle quote di mercato erose, nel periodo precedente, dai suoi stessi sforzi di sostenere il prezzo agendo da *swing producer*. In altri termini, l'Arabia Saudita aveva accettato dal 1979 di ridurre gradualmente la sua produzione, di fronte all'espansione delle altre fonti di greggio (sempre insistendo su una condivisione di questi sacrifici da parte degli altri paesi dell'OPEC, ma con risultati piuttosto scarsi), per sostenere gli elevati livelli di prezzo prevalenti nella prima metà degli anni ottanta del secolo scorso. Quando però la sua produzione è scesa da oltre 10 milioni di barili al giorno a 2-3 milioni, un semplice calcolo aritmetico indica che la situazione non può reggere;²⁰ come ricorda la teoria della guerra dei prezzi in oligopolio (cfr. Sylos Labini, 1956), i prezzi vengono portati nel breve periodo anche sotto il livello del costo medio, pur restando superiori al costo variabile unitario (che nel caso del petrolio saudita sembra essere di un paio di dollari a barile o meno). Di qui quello che è stato chiamato il contro-shock petrolifero, con prezzi scesi molto rapidamente fino ai 5-8 dollari a barile.²¹

Una riduzione del potere di controllo del mercato da parte dell'OPEC porta, dopo una fase di assestamento, a un sistema di prezzi ancorati a un *marker price*, o prezzo di riferimento: quello determinato sui mercati del Brent (un greggio del Mare del Nord) e del West Texas Intermediate. Si tratta di due mercati di dimensioni relativamente modeste rispetto a quelle complessive del mercato mondiale; il West Texas Intermediate è prodotto e consumato all'interno degli Stati Uniti, mentre il Brent rappresenta meno dell'1% della produzione mondiale di greggio. Tuttavia, nella retorica degli operatori del settore questo significa affidare la determinazione del prezzo al gioco della domanda e dell'offerta, ovvero – come si sostiene con un chiaro salto logico – al libero gioco della concorrenza.

²⁰ Consideriamo un semplice esempio: 15 dollari a barile su una produzione di 10 milioni di barili al giorno danno un reddito (150 milioni di dollari al giorno) superiore a quello corrispondente a 60 dollari a barile su una produzione di 2 milioni di barili (120 milioni di dollari al giorno). Certo si tratta di un atto politicamente pericoloso, per le tensioni che genera con gli altri paesi esportatori di greggio, ma per i sauditi si tratta anche di una riaffermazione del proprio ruolo attivo e del proprio potere.

²¹ Sulle vicende di questa fase, cfr. Al-Chalabi (1991), Askari (1991).

4. I mercati finanziari del greggio

I meccanismi di determinazione del *marker price* sono cambiati nel corso del tempo, con un ruolo crescente dei mercati finanziari dei derivati. Infatti, il mercato 'fisico'²² riguarda un contratto standardizzato, noto come *dated Brent*, relativo al carico di una petroliera-tipo (600.000 barili) per consegna nel mese successivo secondo regole minuziosamente specificate. Questi contratti passano di mano più volte, prima della consegna finale del greggio. Il numero di scambi fisici è in effetti molto limitato e diminuisce nel corso degli anni, nonostante l'inclusione nel contratto-tipo di giacimenti sempre del Mare del Nord ma diversi dal Brent; tuttavia gli scambi pre-consegna sono assai più numerosi e permettono di sostenere che ci troviamo di fronte a un mercato attivo, aperto a operatori grandi e piccoli, i cui prezzi indicano le condizioni correnti di equilibrio tra domanda e offerta. Questi prezzi vengono rilevati dalle PRA (*price reporting agencies*: le due maggiori, Platts e Argus, dominano nettamente il settore), secondo meccanismi tutt'altro che trasparenti. Infatti, gli scambi possono non venire dichiarati alle PRA dalle parti contraenti, e non vi sono penalità per dichiarazioni false; in assenza di dati sufficienti, sono le PRA stesse a esprimere una propria valutazione del prezzo.

Hanno così assunto un ruolo crescente i mercati finanziari dei derivati sul prezzo del *dated Brent*: una serie di contratti *futures* e *forward* connessi fra loro. Semplificando una situazione piuttosto complessa (in cui tra l'altro le regole dettagliate hanno enorme importanza per il funzionamento degli scambi),²³ abbiamo una serie di tre mercati *over the counter*, cioè basati su scambi bilaterali, non regolamentati, prima di arrivare al mercato finanziario dei *futures* del greggio, che funziona secondo i normali meccanismi borsistici. Dopo il mercato del *dated Brent*, abbiamo il cosiddetto *CDF, contract for*

²² Qui concentriamo l'attenzione sul prezzo del Brent, che è quello rilevante per i mercati internazionali del greggio. Cfr. Horsnell e Mabro (1993).

²³ Per una descrizione di questo sistema di mercati si possono vedere Fattouh (2011), Carollo (2012), Kaminski (2012), Valiante (2013).

differences, che consiste nello scambio di contratti *dated Brent* con contratti *Brent forward*; questi ultimi a loro volta comportano lo scambio di *CDF* con contratti *futures*. In linea di principio, tutto ciò renderebbe possibili operazioni di arbitraggio tali da ancorare i contratti *futures* ai contratti fisici; ma sia i contratti *CDF* sia quelli *Brent forward* sono trattati in mercati *over the counter*, quindi senza alcuna garanzia di formazione (e informazione) sistematica dei prezzi.

In queste condizioni, i mercati *futures* possono essere considerati come prettamente speculativi: solo i sostenitori più oltranzisti della teoria dei mercati finanziari efficienti di Fama (1970) possono sostenere che i prezzi così determinati rispecchiano solo e sempre tutte le informazioni disponibili sui fattori fondamentali, presenti e futuri, del settore petrolifero (che non sarebbero poi costituiti dai costi, ma dalla domanda e dall'offerta, intesa nel senso di scarsità della risorsa naturale rispetto al fabbisogno corrente e futuro dell'economia).

Secondo la teoria keynesiana,²⁴ gli operatori dei mercati finanziari concentrano piuttosto l'attenzione sulle aspettative relative all'immediato futuro, puntando a un guadagno derivante dalle variazioni di prezzo. Queste ultime dipendono dalle valutazioni del complesso degli operatori finanziari, perciò ciascuno di essi sarà costantemente occupato a prevedere le fluttuazioni dell'opinione prevalente: come in quei concorsi di bellezza – dice Keynes – in cui i vincitori sono coloro che indicano la concorrente che otterrà più voti, non quella che a loro parere è la più bella. Le valutazioni sulla situazione reale sottostante il mercato finanziario potranno essere rilevanti nel lungo periodo; per questo – sostiene Keynes – sono praticamente irrilevanti: se baso le mie scelte operative su di esse, prima che si affermi la loro influenza faccio in tempo a perdere tutto il mio capitale, e comunque perdo importanti occasioni di guadagno immediato.

Nel cercare di prevedere gli orientamenti dei propri colleghi, gli operatori finanziari si basano su un insieme di convenzioni,

²⁴ Cfr. Keynes (1936, pp. 150-167).

considerate relativamente stabili, anche se di tanto in tanto possono variare. Ad esempio, gli operatori dei mercati finanziari dei *futures* del greggio attribuiscono grande importanza ai dati delle scorte, considerati indicatori della tensione tra domanda e offerta. Si tratta, evidentemente, di una convenzione in quanto i dati affidabili e pubblicamente disponibili sulle scorte riguardano solo quelle pubbliche statunitensi, il cui andamento può divergere per mille motivi da quello delle scorte mondiali complessive. Semmai si tratterebbe di un indicatore valido (o meglio, parzialmente valido) per il solo mercato statunitense; appare quindi incongruo che questi dati vengano utilizzati dagli operatori che si occupano del Brent, un greggio del Mare del Nord che non è né prodotto né consumato, se non occasionalmente e in quantità del tutto trascurabili, negli Stati Uniti. In realtà, i mercati finanziari dei derivati petroliferi – nei quali hanno un ruolo importante alcune grandi compagnie petrolifere, e che appaiono rispondere alle notizie rialziste con maggiore frequenza e con maggiore intensità di quanto non facciano con le notizie di segno opposto²⁵ – sembrano fornire un meccanismo di collusione implicita per la determinazione di prezzi del greggio sistematicamente superiori ai costi se non di tutti sicuramente della stragrande maggioranza dei giacimenti.²⁶

In un contesto in cui sono comunque presenti spinte competitive (sia pur di tipo oligopolistico, non da concorrenza perfetta), un meccanismo di collusione implicita può avere effetti sensibili ma minori di quelli di una collusione sistematica operante tramite accordi diretti tra i maggiori operatori del settore. La collusione implicita può

²⁵ Questa ipotesi, naturalmente, richiederebbe una analisi approfondita per essere confermata. Si tratta di un'analisi altamente complessa; per sua natura, più che da uno studioso isolato andrebbe affrontata da un'autorità antitrust.

²⁶ Gli operatori finanziari non costituiscono comunque un quarto gruppo di soggetti oligopolistici, accanto alle grandi compagnie, ai paesi esportatori e a quelli consumatori di greggio. Di per sé, la finanza non profitta direttamente da un livello più alto o più basso del prezzo del greggio; essa fornisce gli strumenti – una catena di mercati opachi, *over the counter*, e di meccanismi opachi di rilevazione dei prezzi – che possono essere sfruttati da quanti, in particolare le grandi compagnie petrolifere, hanno interesse a sostenere in modo persistente i prezzi del greggio.

contribuire a spiegare la persistente distanza tra prezzi e costi del greggio; sul piano dinamico, tuttavia, essa è meno stabile di fronte a cambiamenti strutturali del settore di quanto non siano i meccanismi di collusione esplicita. Anche per questo, la cosiddetta rivoluzione dello *shale oil* può avere effetti significativi.

5. La rivoluzione dello *shale oil*

La situazione del settore petrolifero, come abbiamo visto, cambia continuamente, in conseguenza di mutamenti nelle dimensioni del mercato, della tecnologia, delle vicende politiche relative ai maggiori paesi produttori, della scoperta di nuovi giacimenti e così via. Negli ultimi anni, un cambiamento strutturale è intervenuto con la diffusione dello *shale oil*, cioè di metodi non convenzionali di estrazione del greggio, basati sulla frantumazione delle rocce porose che contengono il greggio tramite immissione nel giacimento di acqua (e solventi) a elevata pressione.

Fra i primi a parlare di una “rivoluzione dello *shale oil*” è stato un alto dirigente dell’ENI passato all’Università di Harvard, Leonardo Maugeri. La giustificazione dell’appellativo di rivoluzione non viene, naturalmente, dalla quota dell’offerta complessiva di greggio coperta dallo *shale oil*, che resta limitata, ma dalle sue caratteristiche economico-tecniche: rapporto tra costi fissi e costi variabili assai più basso che per il caso di giacimenti tradizionali, tempi di messa in produzione assai più rapidi, periodo di sfruttamento di ciascun pozzo assai minore. A tutto questo si aggiunge una rapida maturazione della tecnologia dello *shale oil*: i costi, inizialmente valutati attorno agli 80-100 dollari a barile, sono ormai scesi a 20-40 dollari.

La nuova tecnologia presenta pesanti problemi ambientali, in particolare per l’utilizzo di enormi quantità di acqua, per l’inquinamento delle falde acquifere, fino al rischio di generare terremoti nei casi di interferenza con faglie attive. I problemi relativi alla devastazione del paesaggio naturale sono stati fortemente ridotti dall’utilizzo di pozzi con perforazioni multiple, sia verticali sia

orizzontali. Tuttavia, si tratta di una tecnologia difficilmente utilizzabile in aree ad elevata densità di popolazione. Questo spiega il mancato utilizzo della tecnologia in siti promettenti in Francia e in Polonia; tuttavia, fuori degli Stati Uniti dove è ormai consolidata, la produzione di *shale oil* di recente è stata avviata nella vasta area di Vaca Muerta in Argentina.

Si tratta quindi di una tecnologia per ora concentrata negli Stati Uniti, dove ormai copre una quota significativa della produzione petrolifera nazionale. Le modifiche che essa apporta alla struttura del mercato sono anch'esse significative: date le caratteristiche di questa tecnologia, essa si presta all'avvio di progetti di investimento di dimensioni relativamente modeste, quindi adatte alle piccole e medie imprese del settore dotate di sufficiente capacità tecnologica. Infatti, il periodo di recupero previsto è assai più corto che per le tecniche tradizionali, e ciò riduce il rischio che, in un periodo di elevata variabilità dei prezzi del greggio, una riduzione dei prezzi renda non più conveniente l'investimento (un rischio che di fatto ha frenato l'avvio di progetti di grandi dimensioni e già di per sé di elevata incertezza, *off-shore* in acque profonde o nell'area artica).

In una fase in cui la quota di produzione dei paesi OPEC tende ad essere erosa dalla crescita dei paesi esportatori esterni al cartello, e in cui il contenimento dell'offerta viene principalmente da fattori politici che non possono essere considerati eterni (come l'embargo sull'Iran, di recente parzialmente eliminato, o la situazione in Siria, Iraq, Libia e Nigeria), l'aggiunta di una nuova fascia di produttori troppo numerosi per essere coinvolti in accordi di *pro-rationing* rende il mercato meno controllabile da parte dei soggetti maggiori.

Questa nuova situazione sembra non essere stata ancora incorporata nelle linee di comportamento consuetudinarie degli operatori finanziari del settore. Come si è accennato, tali convenzioni sono relativamente stabili, ma non in assoluto: possono cambiare quando gli operatori si rendono conto non solo che la situazione è cambiata, ma anche e soprattutto che gli altri operatori se ne sono accorti. Nella transizione si può avere un salto delle quotazioni, che non è necessariamente brusco, in quanto il passaggio da una

convenzione dominante a un'altra avviene gradualmente; soprattutto, si può avere un cambiamento nel tipo di risposta ai *rumours* e alle *news*, che può implicare il passaggio da un orientamento prevalentemente rialzista a un atteggiamento neutrale o prevalentemente ribassista. L'ipotesi che, con molta cautela, possiamo avanzare nel nostro caso è che la rivoluzione dello *shale oil* potrebbe produrre un cambiamento di questo tipo nei mercati finanziari dai quali dipende la determinazione del prezzo del greggio.

In questi mercati, infatti, non si guarda tanto ai cosiddetti *fundamentals*, gli elementi di fondo del mercato reale sottostante il mercato finanziario, ma ai *rumours* e alle *news* immediate. Nel nostro caso, i mercati reagiscono alle vicende politiche che coinvolgono i paesi produttori, alle voci sulla scarsità imminente (come le dichiarazioni sulla *peak theory*), alle valutazioni di centri di ricerca (come l'International Energy Agency, IEA) su prevedibili tensioni al rialzo dei prezzi e, come si è già accennato, ai dati sulle scorte statunitensi che sono considerati, del tutto irragionevolmente, come validi indicatori delle tensioni tra domanda e offerta. Meno rilievo hanno invece le notizie sui progressi tecnologici compiuti nel settore, sulla scoperta di nuovi giacimenti anche di grandi dimensioni il cui sfruttamento tuttavia non sarà immediato, sui gradualisti cambiamenti della struttura di mercato verso un minor grado di controllo oligopolistico. Se le nuove caratteristiche della tecnologia dello *shale oil* verranno percepite dalla generalità degli operatori nei loro effetti di riduzione del grado di controllo oligopolistico nel settore petrolifero – cioè, in altri termini, se si avrà un cambiamento nel modo di pensare dominante tra gli operatori finanziari del settore (il loro *common consent*) – gli effetti sui prezzi del greggio potranno essere sensibili e, dopo una fase di forte variabilità, si potrebbe avere un ribasso delle quotazioni.

Per un paese importatore di greggio come l'Italia, questo sarebbe un fatto estremamente positivo. Gli effetti sui paesi esportatori di greggio, viceversa, sarebbero negativi. Di qui l'importanza di un dibattito serio sulla struttura del settore petrolifero, sul ruolo dei mercati finanziari che attualmente determinano il *marker price* per il

greggio e sui cambiamenti in corso, rispetto ai quali l'espansione dello *shale oil* e le caratteristiche di questa nuova tecnologia hanno un posto di rilievo.

BIBLIOGRAFIA

- Adelman M.A. (1972), *The World Petroleum Market*, Baltimore: Johns Hopkins University Press.
- Adelman M.A. (1995), *The Genie Out of the Bottle. World Oil Since 1970*, Cambridge (MA): MIT Press.
- Ahlbrandt T.S. (2006), "Global Petroleum Reserves, Resources and Forecasts", in Mabro R. (ed.), *Oil in the 21st Century. Issues, Challenges and Opportunities*, Oxford: Oxford University Press.
- Al-Chalabi F.J. (1991), "The World Oil Price Collapse of 1986: Causes and Implications for the Future of OPEC", in Kohl W.L. (ed.), *After the Oil Price Collapse*, Baltimore: Johns Hopkins University Press, pp. 1-27.
- Askari H. (1991), "Saudi Arabia's Oil Policy: Its Motivations and Impacts", in Kohl W.L. (ed.), *After the Oil Price Collapse*, Baltimore: Johns Hopkins University Press, pp. 28-42.
- Blair J.M. (1976), *The Control of Oil*, New York: Pantheon Books.
- Campbell C.J. (1997), *The Coming Oil Crisis*, Brentwood (UK): Multi-Science Publishing Company.
- Carollo S. (2012), *Understanding Oil Prices*, Chichester: Wiley, e Roma: Fondazione Enrico Mattei.
- Cherrier B. (2014), "Toward a History of Economics at MIT, 1940-7", *History of Political Economy*, vol. 46 n. 5 (Supplement), pp. 15-44.
- Dasgupta P.S., Heal G.M. (1979), *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Duarte P.G. (2014), "The Early Years of the MIT PhD Program in Industrial Economics", *History of Political Economy*, vol. 46 n. 5 (Supplement), pp. 81-108.
- Fama E.F. (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*, n. 40, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Federal Trade Commission (1952), *The International Petroleum Cartel (Staff report)*, Washington: US Government Printing Office.
- Golombek R., Irarrazabal A.A., Ma L. (2014), "OPEC's Market Power: An Empirical Dominant Firm Model for the Oil Market", *Norges Bank Working Paper*, n. 3, Oslo: Norges Bank Research.
- Horsnell P., Mabro R. (eds.) (1993), *Oil Market and Prices. The Brent Market and the Formation of World Oil Prices*, Oxford: Oxford University Press and Oxford Institute for Energy Studies.

- Hotelling H. (1931), "The Economics of Exhaustible Resources", *Journal of Political Economy*, vol. 39, pp. 137-175.
- Hubbert M.K. (1969), "Energy Resources", in National Academy of Sciences and National Research Council, Committee on Resources and Man (ed.), *Resources and Man*, San Francisco: W.H. Freeman, pp. 157-242
- International Energy Agency (IEA) (2013), *Resources to Reserves 2013*, Paris: International Energy Agency.
- Jevons W.S. (1865), *The Coal Question*, London: Macmillan.
- Kaminski V. (2012), *Energy Markets*, London: Risk books.
- Keynes J.M. (1936), *The General Theory of Employment, Interest and Money*, London: Macmillan.
- Krautkraemer J.A. (1998), "Nonrenewable Resource Scarcity", *Journal of Economic Literature*, vol. 36 n. 4, pp. 2065-2107.
- Maugeri L. (2012), "Oil: The Next Revolution", *Belfer Center for Science and International Affairs Discussion Paper*, n. 2012-10, Cambridge (MA): Harvard Kennedy School.
- Meadows D.H., Meadows D.L., Randers J., Behrens III W.W. (1972), *The Limits to Growth*, New York: New American Library.
- Roncaglia A. (1983), *L'economia del petrolio*, Roma-Bari: Laterza.
- Roncaglia A. (2014), "Teoria dell'occupazione: due impostazioni a confronto", *Moneta e Credito*, vol. 67 n. 267, pp. 243-270.
- Roncaglia A. (2015), "Oil and Its Markets", *PSL Quarterly Review*, vol. 68 n. 273, pp. 151-175.
- Roncaglia A. (2016), *Breve storia del pensiero economico*, Roma-Bari: Laterza.
- Sampson A. (1975), *The Seven Sisters: The Great Oil Companies and the World They Made*, London: Hodder & Stoughton.
- Sraffa P. (1925), "Sulle relazioni tra costo e quantità prodotta", *Annali di Economia*, vol. II n. 1, pp. 277-328.
- Sylos Labini P. (1956), *Oligopolio e progresso tecnico*, Milano: Giuffrè.
- Sylos Labini P., Guarino G. (1956), *L'industria petrolifera negli Stati Uniti, nel Canada e nel Messico*, Milano: Giuffrè.
- Valiante D. (2013), *Commodities Price Formation: Financialisation and Beyond*, CEPS - ECMI Task Force Report, Brussels: Centre for European Policy Studies.
- Van der Linde C. (1991), *Dynamic International Oil Markets: Oil Market Developments and Structure, 1860-1990*, Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.
- Yergin D. (2011), *The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*, New York: Penguin Press.