

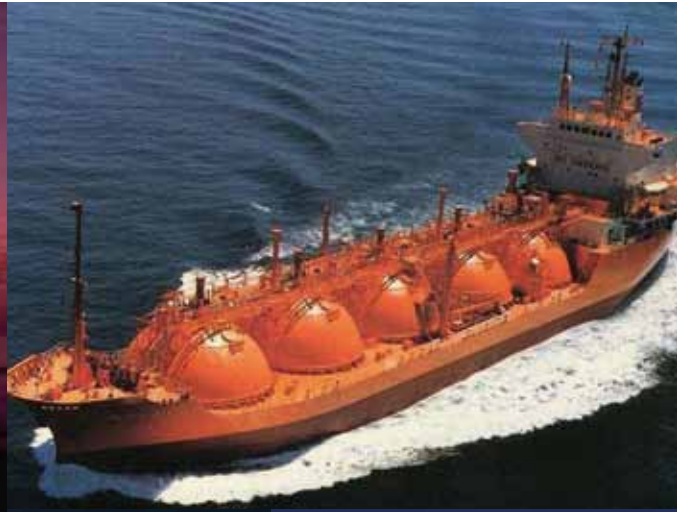
SUPPLEMENTO
GIORNALE
DI FISICA

volume 52 2011

2

Serie Speciale L'ENERGIA NELLA SCUOLA

IL FUTURO DELLE
FONTI FOSSILI



Suppl. 1

vol. 52
2011

GIORNALE DI FISICA

della
Società Italiana di Fisica

Serie Speciale L'ENERGIA NELLA SCUOLA
numero 2

IL FUTURO DELLE FONTI FOSSILI

A cura di Stefano Rossini



Copyright © 2011, Società Italiana di Fisica

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questo volume può essere riprodotta in qualsiasi forma o con qualsiasi mezzo, elettronico, meccanico, per fotocopia o con altri procedimenti senza previa autorizzazione scritta dell'editore.

DOI 10.1393/gdf/i2011-10143-9

Produzione a cura dello staff Editoriale della SIF

In copertina, collage di immagini relative a vari impianti per l'estrazione o la distribuzione di combustibili da fonti fossili.

Publicato da
Società Italiana di Fisica
Via Saragozza 12, 40123 Bologna-Italy
<http://www.sif.it>

Proprietà Letteraria Riservata
Printed in Italy

SOMMARIO

PREFAZIONE	5
1. COSA SONO LE FONTI FOSSILI	7
1.1 Gas naturale	12
Approfondimento 1: Gas naturale liquefatto (GNL)	16
1.2 Petrolio	22
Approfondimento 2: La ricerca del giacimento in laboratorio	31
1.3 Carbone	34
2. LE RISERVE MONDIALI	37
2.1 Riserve di gas naturale	38
2.1.1 Riserve convenzionali	38
2.1.2 Riserve non convenzionali	41
<i>a. Tight natural gas</i>	42
<i>b. Shale gas</i>	42
<i>c. Coalbed methane</i>	43
<i>d. Natural gas from geopressurized zones</i>	44
<i>e. Deep natural gas</i>	44
<i>f. Gas hydrates</i>	45
2.1.3 Conclusioni: tiriamo le somme	47
2.2 Riserve di petrolio	48
2.2.1 Riserve convenzionali	49
2.2.2 Riserve non convenzionali	50
<i>a. Extra heavy oil and tar sands</i>	51
<i>b. Oil shale</i>	54
<i>c. Petrolio che viene dal freddo</i>	56
2.2.3 Conclusioni: tiriamo le somme	58
2.3 Riserve di carbone	58
3. LA PREVISIONE DEL FUTURO	61
3.1 La richiesta di energia nel mondo	62
3.2 La situazione energetica italiana	73
3.3 La teoria del picco	75
3.4 Gli scenari	79
Appendice A	85
Appendice B	88
Glossario	91

PREFAZIONE

Il mondo dell'energia è affascinante, ma assai complesso sia per la rilevanza economico-politica che sociale. La vita stessa è energia e la storia dell'evoluzione dell'uomo può essere messa in parallelo alla storia della disponibilità di energia.

Nei secoli passati non si è mai considerato che l'energia fosse in qualche modo limitata, anche se avvisaglie in qualche modo potevano leggersi in taluni dei grandi eventi, forse più con il senno di poi, ovverossia con la nostra attuale comprensione, che per una diretta autocoscienza. J.A. Tainter nel suo "The Collapse of Complex Society" (1988) discute la possibilità che la caduta dell'impero romano sia attribuibile alla sempre maggior richiesta di "energia" da parte di un sistema sempre più complesso – l'impero e le tante province lontane, le comunicazioni sempre più onerose, l'esercito – e l'incapacità a renderla disponibile in modo economicamente conveniente.

Oggi il mondo occidentale si pone la domanda di quanto possa durare questa abbondanza di energia, che sta regalando ai suoi cittadini una libertà mai prima sperimentata, anche se molto fragile: basta un piccolo black-out dell'energia elettrica per mettere in gravi difficoltà il nostro sistema. La nostra confidenza fu minata dal primo shock petrolifero degli anni '70 e dal messaggio del Club di Roma che indicava l'anno 2000 come un termine importante oltre al quale l'umanità si sarebbe scontrata con la rarefazione delle risorse naturali. La previsione si rivelò non corretta, ma ebbe il pregio di far prendere coscienza del problema energetico. Tanto più quanto la popolazione del mondo cresce (e sta crescendo) a ritmi veloci e ciascun individuo ha il diritto di aver accesso all'energia, in modo sicuro, per potersi garantire un'esistenza dignitosa e con buone prospettive di vita.

Oggigiorno ci interroghiamo sempre più spesso su come si possa assicurare uno sviluppo energeticamente sostenibile per l'umanità tutta. Quantunque enormi sforzi siano indirizzati alle fonti rinnovabili, è indubitabile che attualmente, e per i prossimi vent'anni almeno, la spina dorsale del sistema energetico mondiale sarà costituito dalle fonti fossili.

In questo fascicolo ho raccolto ed elaborato dati relativi alle riserve fossili e li ho un discusso con finalità didattiche ed informative, cercando di proiettarli nel futuro. È ben noto che l'attività di interpretare una qualsivoglia "sfera di cristallo" è sempre rischiosa, specialmente, come in questo caso, ove i valori delle riserve sono stime più che misurazioni oggettive per cui sono soggette ad incertezze maggiori del solo errore sperimentale. Ciononostante spero che quanto prodotto, pur con inevitabili errori di cui sono l'unico responsabile, possa essere d'aiuto a chi voglia capire cosa possa ancora darci l'atomo di carbonio nei prossimi decenni.

Il fascicolo si prefigge di analizzare il futuro delle fonti fossili (carbone, petrolio, gas naturale) partendo dalla disponibilità delle risorse attuali "convenzionali" e arrivando all'uso delle fonti "non convenzionali" (extra heavy oils (olii ultra-pesanti), tar sands (sabbie bituminose), shale gas, tight gas, idrati di metano).

Il primo capitolo è una breve descrizione di cosa si intenda per ciascuno dei tre principali combustibili fossili e come si siano formati. Ciascuna fonte è caratterizzata da variabilità composizionale tale per cui per esempio non esiste il "petrolio", ma vari tipi di petrolio

(Brent, Arabian Light, Zuata) di diverso pregio e composizione. La loro trasformazione in prodotti utili per il mercato richiede tecnologie differenti, in risposta a ciò che può essere considerato ormai un imperativo di sostenibilità, e al tempo stesso, di economicità, per inserire nel ciclo energetico tutto il carbonio disponibile, evitando sprechi e comportamenti ambientali non corretti.

Il secondo capitolo discute la disponibilità di tali riserve motivando, sulla base della definizione di risorse “provate”, “probabili”, “possibili”, il perché possano esistere valutazioni differenti sull’esaurimento dei combustibili fossili o come possano variare in funzione di tecnologie estrattive sempre più efficienti.

La terza parte proietta l’uso delle risorse fossili nel futuro ove costituiranno, ancora per alcuni decenni, l’asse portante del sistema energetico mondiale, nel mentre si promuove un’economia a basso tenore di carbonio che apre la strada alle fonti rinnovabili.

Quantunque la terminologia inglese sia la lingua “ufficiale” nel mondo dell’esplorazione delle risorse fossili, in questo fascicolo si è cercato di far uso dei termini italiani, quando disponibili e ben codificati. In taluni casi si è preferito mantenere la terminologia inglese quando la traduzione fosse non completamente consolidata.

Stefano Rossini

1. COSA SONO LE FONTI FOSSILI

Ai giorni nostri il fabbisogno energetico primario dell'umanità è coperto per circa 80%⁽¹⁾ dalle fonti fossili. Per fonti fossili si intende comunemente carbone, petrolio e gas naturale: apparentemente così diversi, in verità essi condividono i due componenti principali (carbonio, idrogeno) per cui parliamo in senso lato di idrocarburi o composti a base di carbonio e idrogeno. Simbolicamente possiamo rappresentarli su un diagramma triangolare scegliendo come terzo elemento l'ossigeno, il che permette di posizionare sullo stesso diagramma anche specie comuni come gli ossidi di carbonio (monossido (CO) e biossido di carbonio (CO₂)) e l'acqua (H₂O) (figura 1) che sono i tipici prodotti della combustione degli idrocarburi.

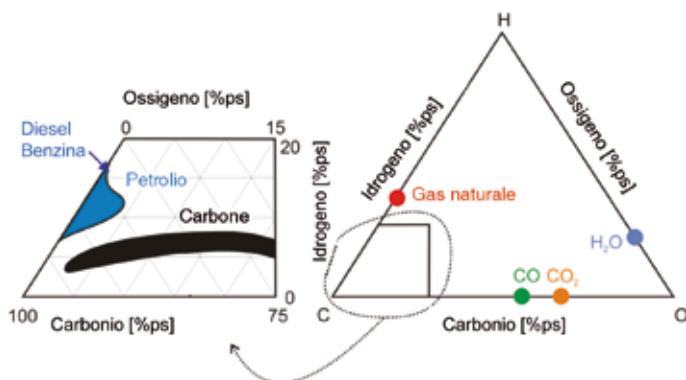


Fig. 1. – Diagramma triangolare H-C-O. Adattato da Jens Weitkamp (comunicazione personale).

L'estrema varietà delle specie chimiche⁽²⁾, ottenibili combinando questi due soli elementi sia in termini di lunghezza di catena, cioè numero di atomi di carbonio collegati tra loro, sia di modalità di collegamento sia di reciproco posizionamento (isomeria), genera una serie

⁽¹⁾ International Energy Agency, “Key World Energy Statistics 2009”.

⁽²⁾ Una specie chimica è definita con una sua precisa formula chimica che identifica gli atomi che lo compongono e il loro reciproco collegamento. Composto e specie chimica sono, in questo testo, considerati sinonimi. Una quantità, anche non molto elevata, di una data specie chimica è l'insieme di un numero spaventosamente grande di molecole aventi tutte la stessa formula chimica e, di conseguenza, le stesse proprietà chimico-fisiche. Ricordiamo che una quantità, espressa in grammi pari al peso molecolare di una data specie chimica (mole) contiene $6,022 \times 10^{23}$ molecole, (il numero di Avogadro, l'insigne chimico italiano che per primo definì il concetto di “mole”). Il peso molecolare (PM) di una specie chimica è la sommatoria dei pesi dei singoli atomi che lo compongono, espressi in unità atomiche.

quasi infinita di specie chimiche (figura 2) che sono gassose⁽³⁾ quando la catena è corta (un massimo di 4–5 atomi di carbonio), sono liquide per un numero intermedio di atomi di carbonio (fino a 20 circa) per poi diventare solide (figura 3).

Il gas naturale, il petrolio e il carbone sono miscele di composti, di tipo e quantità diversa per cui non esistono il “gas naturale” né il “petrolio” né il “carbone” se non come “idee platoniane”, ma una serie infinita di tipologie di petrolio, così come di gas naturale e di carbone. In realtà il concetto di infinito è puramente teorico, ma esistono un certo numero di tipologie di materie prime all’interno di ciascuna delle tre macrofonti.

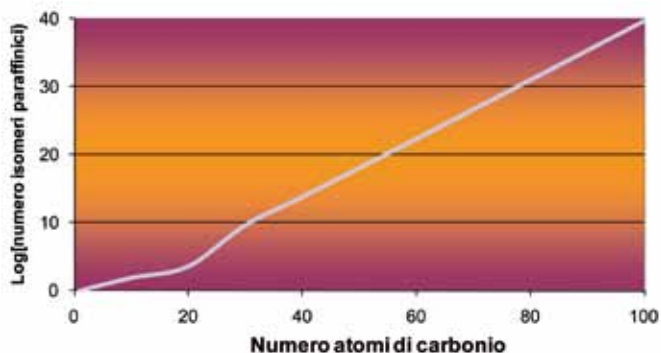


Fig. 2. – Numero (scala logaritmica) di isomeri paraffinici in funzione del numero n di atomi di carbonio, cioè numero di specie chimiche che hanno la medesima formula C_nH_{2n+2} .

La varietà possibile di specie chimiche che compongono le tre macrofonti è ulteriormente accresciuta dalla presenza di altri elementi quali ossigeno, azoto, e zolfo, che possono facilmente inserirsi nella catena idrocarburica, mentre elementi di tipo metallico quali nichel, vanadio, molibdeno possono essere inglobate per coordinamento (per esempio composti tipo metallo-porfirine). Da ultimo, sali e componenti inorganiche possono essere mischiate alla fonte fossile grezza, e questo vale esclusivamente per il carbone e il petrolio, tanto di più se di modesta qualità; un petrolio di bassa qualità è detto “(più) pesante” poiché tende ad essere quasi solido. Il gas naturale ha una composizione più semplice: è infatti una miscela di idrocarburi paraffinici a catena corta, o in gergo “leggeri”.

Quindi lo spettro dei prodotti, che compongono le tre macrofonti, spaziano da un estremo, il metano – il quale, come vedremo, è il componente principale del gas naturale ed è composto da un solo atomo di carbonio circondato quattro atomi di idrogeno che, con disposizione tetraedrica, ne saturano le valenze (il rapporto H/C è dunque quattro) – fino all’altro estremo della grafite, struttura planare composta esclusivamente da un numero (quasi) infinito di atomi di carbonio, una sorta di carbone ideale.

Le fonti fossili sono dette “non rinnovabili” poiché la loro velocità di (ri)formazione è enormemente più elevata dei tempi di consumo. Consideriamo che il carbone viene usato da qualche secolo e l’era del petrolio inizia convenzionalmente con la trivellazione artificiale

⁽³⁾ Lo stato delle molecole è riferito alle condizioni ambientali di venti gradi centigradi e pressione atmosferica.

del primo pozzo nel 1859 in Pennsylvania mentre sono occorsi migliaia di anni perché il materiale organico si trasformasse nelle tre forme di combustibili fossili che attualmente costituiscono l'asse portante del fabbisogno energetico dell'umanità.

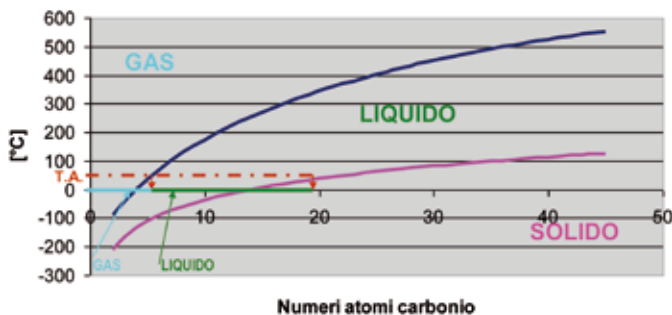
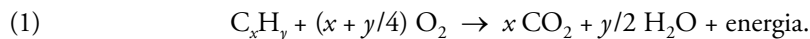
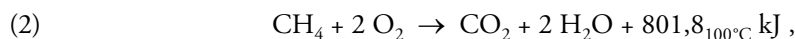


Fig. 3. – Grafico della temperatura di ebollizione (curva nera) e della temperatura di liquefazione (curva porpora) delle paraffine in funzione del numero di atomi di carbonio nella molecola. Intersecando le curve con una retta parallela all'asse x , scegliendo quindi una data temperatura sull'asse y (in questo caso la retta tratteggiata rossa per la temperatura ambiente T.A.), si può leggere sull'asse x la lunghezza della catena massima per cui una paraffina è gassosa o liquida alla temperatura scelta. Dall'esempio si vede che a T.A. sono gassose le specie fino a 4 atomi di carbonio e liquide quelle a 18-19 atomi di carbonio.

La capacità di fornire energia deriva dalla combustione – formalmente una reazione di ossidazione con l'ossigeno dell'aria – della componente idrocarburica con formazione di biossido di carbonio (CO_2) ed acqua (H_2O):



Se prendiamo il metano ($x = 1, y = 4$), l'equazione (1) si semplifica nell'equazione



di cui calcoliamo l'energia rilasciata con il simbolo ΔH_{reaz} pari a $-191 \text{ [kcal/mol]}^{(4)}$ o $-801,8 \text{ [kJ/mol]}$. Tale valore è praticamente costante al variare della temperatura: $\Delta H_{\text{reaz}}(100^\circ\text{C}) = -801,8 \text{ [kJ/mol]}$; $\Delta H_{\text{reaz}}(1000^\circ\text{C}) = -803,4 \text{ [kJ/mol]}$. Quindi questa è l'energia che si libera bruciando una mole di metano, cioè 16 grammi di metano (vedi nota ⁽²⁾). Gli stessi calcoli termodinamici si possono fare per gli altri idrocarburi: si vede in figura 4 che, per la famiglia delle paraffine, il valore di energia sprigionato per atomo di carbonio tende a diminuire in modo quasi costante avvicinandosi ad un valore asintotico.

Inevitabilmente quindi quando bruciamo un combustibile fossile emettiamo biossido di carbonio, gas simbolo dell'effetto serra concatenato al suo accumulo nell'atmosfera. Se il combustibile contiene anche eteroatomi, quali zolfo e azoto, durante la combustione si generano ossidi di zolfo (SO_x) e di azoto (NO_x), composti dannosi per l'ambiente sia per le piogge acide – specialmente gli ossidi di zolfo – che per la distruzione dell'ozono attraverso

⁽⁴⁾ Per convenzione un calore liberato da una reazione chimica si indica con il segno negativo.

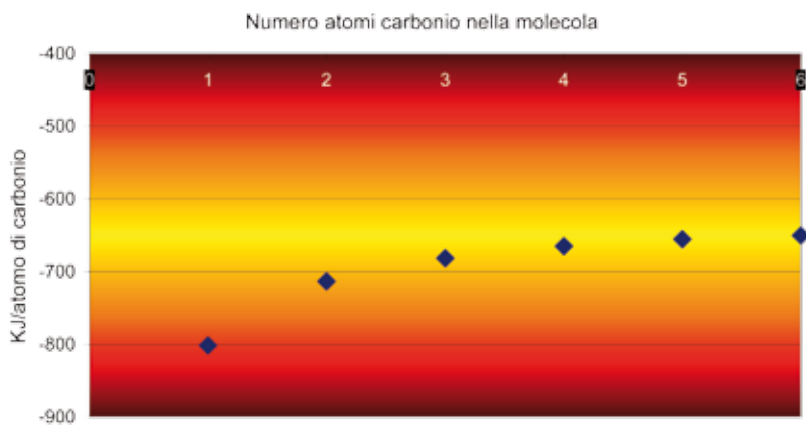


Fig. 4. – Calore di combustione per atomo di carbonio sprigionato nella combustione delle paraffine.

catene chimiche radicaliche innescate dagli ossidi di azoto.

Oggigiorno i combustibili liquidi di maggior uso per la mobilità su gomma – benzina e gasolio – sono praticamente privi di zolfo (< 10 ppm, meno di 10 parti per milioni, anche se la legislazione prevede un limite di 50 ppm) poiché in raffineria si provvede alla sua rimozione mediante opportuni processi di idrodesolforazione.

Il contenuto di azoto è invece di per sé minimo o nullo, ma ossidi di azoto possono formarsi per reazione dell’azoto dell’aria se la temperatura nella camera di combustione del motore è molto elevata.

Il gas naturale, primo dell’uso sia industriale che domestico, viene purificato dall’eventuale acido solfidrico, cioè il componente solforato più facilmente presente, sia poiché costituisce un veleno per molti dei catalizzatori⁽⁵⁾ impiegati nelle trasformazioni tecnologiche sia, soprattutto, per l’estrema tossicità per l’uomo. In realtà piccole tracce di composti solforati, non tossici, vengono aggiunti al gas naturale come odorizzanti, per ragioni di sicurezza, prima di essere immessi nella rete di distribuzione per l’uso domestico. È bene ricordare che il gas naturale per uso domestico è costituito quasi esclusivamente da metano.

Diversa la situazione del carbone che per sua natura è il più “sporco” delle tre fonti fossili. Lo sviluppo di nuove tecnologie (“clean coal”, carbone pulito), pur tuttavia, permette l’uso del carbone in modo pulito, evitando o riducendo di molto l’immissione di composti nocivi nell’atmosfera. Il trattamento delle emissioni fa crescere il costo dell’unità di energia prodotta, poiché vengono aggiunti, alla filiera di produzione dell’energia, ulteriori processi

⁽⁵⁾ La quasi totalità delle tecnologie impiegate nell’industria del petrolio (raffineria) e del gas naturale sono tecnologie catalitiche, cioè fanno uso di un solido dalle proprietà particolari, detto appunto catalizzatore, che facilita la reazione chimica necessaria per trasformare la materia prima nel prodotto finale desiderato. “Facilitare” significa far avvenire la reazione a temperatura più bassa e migliorarne la selettività, cioè promuovere la formazione del prodotto desiderato e ridurre o sopprimere la formazione dei prodotti indesiderati. Il catalizzatore non si consuma durante la reazione, ma progressivamente perde nel tempo le sue proprietà di facilitatore, per cui deve essere sostituito dopo un certo periodo, detto “vita utile”, che generalmente è dell’ordine di due-tre anni.

di tipo chimico-fisico, processi che a loro volta hanno un costo e un consumo energetico.

Ulteriore via di contaminazione ambientale è costituita dai motori che non vengano ben mantenuti, anche quando alimentati con un combustibile di buona qualità. Infatti una combustione non ottimale e completa porta alla formazione di prodotti in genere nocivi per l'ambiente naturale o antropico, quali monossido di carbonio (CO) o particolato solido. In genere ciò avviene quando la miscelazione di combustibile e comburente non si realizza in modo omogeneo in tutta la camera di combustione.

Nel discutere di fonti fossili per produzione di energia, è opportuno distinguere tra fonte primaria e vettore energetico. La fonte primaria è ciò che è messo a disposizione dal mondo naturale; il vettore energetico è invece ciò che viene adoperato dall'utilizzatore finale per la sua necessità applicativa. Nel caso del gas naturale e del carbone, quando vengono bruciati in modo diretto per ottenere energia, questa distinzione sfuma, mentre resta sempre valida nel caso del petrolio, il quale mai viene usato come tale, ma viene preventivamente trasformato in raffineria nei "vettori", cioè i carburanti che tutti noi utilizziamo, come la benzina e il diesel. Da ciò risulta evidente – ma è importante renderlo ben chiaro – che l'idrogeno di cui si parla per un futuro più o meno vicino, e più o meno probabile, è un vettore e non una fonte primaria.

Per ottenere un vettore, si necessita una lavorazione e/o una trasformazione della materia prima mediante processi chimici, che richiedono l'uso di energia: diventa quindi rilevante quanta energia si spende rispetto a quanto energia viene messa a disposizione dell'utente finale. Questo è indicato dall'Energy Returned On Energy Invested (EROEI, letteralmente Energia Ritornata rispetto all'Energia Spesa nella produzione del vettore, in formula: Energia ricavata/Energia spesa); in parole molto semplici, tanto maggiore è questo rapporto tanto migliore è l'efficienza energetica del vettore (o di un impianto) in esame. La semplice equazione è di complessa applicazione poiché non è sempre facile identificare bene i confini e i componenti del calcolo: per un impianto di processamento di qualsiasi tipo, oltre al contenuto dell'energia in ingresso e in uscita, si può, o si potrebbe, contabilizzare e l'energia prodotta durante la sua vita rispetto a quanto è stato necessario per costruirlo, mantenerlo ed infine smantellarlo. È anche intuitivo che un parametro così calcolato sia un valore medio, mentre i valori più puntuali vanno decrescendo con la vita dell'impianto stesso poiché perde efficienza. E già così il calcolo non è banale. La determinazione dell'EROEI diviene ulteriormente più complicato quando, riferendoci per esempio alla produzione di diesel da un olio canadese, si vogliono includere anche i "costi esterni" sia di tipo produttivo (estrazione, trasporto alla raffineria, conversione, consegna alla stazione di servizio) sia di tipo ambientale, cioè quei costi che non sono direttamente collegati alla produzione di quel vettore energetico, ma che l'ente produttore e talora, spesso per emergenze, la comunità sociale debbano comunque sostenere. Si deve allora analizzare l'intero ciclo di vita (con termini inglesi si chiama "Life Cycle Analysis"), quindi un esame "dalla culla alla tomba" di tutto quanto attiene alla produzione di quel dato vettore: il che è tutt'altro che semplice specialmente quando si confrontino vettori diversi poiché si devono definire i limiti del calcolo. Pur con queste difficoltà, in Tabella I sono riportati valori di EROEI, tratte da alcune fonti, per capire sia la sostenibilità di una data fonte, sia per fornire un punto di riferimento per la messa in produzione delle fonti non convenzionali. È intuitivo che, quanto più "difficile" è

la fonte, tanto maggiore sarà l'energia spesa per renderla disponibile all'utente finale.

Nella tabella sono raccolti stime di EROEI, proposti in letteratura da alcuni autori, per quantificare quanto sia vantaggioso l'uso delle varie fonti. Più che valori puntuali, gli autori propongono intervalli di valori data la complessità del calcolo e delle diverse assunzioni fatte. In conseguenza di ciò possono sussistere alcune inconsistenze nei risultati, come nel caso del fotovoltaico convenzionale o del carbone o, massimamente, nel caso del nucleare.

D'altro canto, si possono cogliere alcuni messaggi generali, sempre da verificare per i singoli casi e sulle basi delle assunzioni fatte: i) l'attuale maggiore spesa energetica per rendere fruibili le fonti fossili, soprattutto il petrolio di oggi (heavy oil) o le sabbie bituminose, ii) il bilancio energetico molto problematico per i vettori di origine biologica (si veda in particolare il valore per l'etanolo).

Tabella I. – Valori di EROEI per diversi vettori come stimati da vari autori⁽⁶⁾.

Tecnologia	EROEI (Elliott)	EROEI (Hore-Lacy)	EROEI Altri autori
Grande idroelettrico	50-250	50-200	
Mini idro	30-270		
Petrolio "anni d'oro"	50-100		
Petrolio oggi			5-15
Eolico	5-80	20	
Nucleare	5-100	10-60	<1
Fotovoltaico a film sottile			25-80
Fotovoltaico convenzionale (silicio)	3-9	4-9	<1
Carbone	2-7	7-17	
Gas Naturale		5-6	
Biomassa	3-5	5-27	
Etanolo			0,6-1,2
Sabbie bituminose			1-2

1.1 Gas naturale

Il gas naturale è una miscela di idrocarburi (vedi Tabella II) fino ad un massimo di cinque atomi di carbonio. Il principale è sempre il metano che in qualche caso arriva a costituire più del 90%. Miscelati agli idrocarburi, si trovano anche biossido di carbonio o anidride carbonica, acido solfidrico e gas inerti o nobili. Nella Tabella III sono riportate le composizioni di gas naturale dai diversi continenti: si osservi come taluni gas possano essere costituiti da circa il 50% di biossido di carbonio e pertanto siano difficili da valorizzare. In

⁽⁶⁾ Tabella adattata da Ugo Bardi, "Il conto in banca dell'energia: il ritorno energetico sull'investimento energetico (EROEI)", Febbraio 2005, www.aspoitalia.net.

casi più favorevoli, il metano supera il 90%, mentre in altri gli idrocarburi più pesanti, la parte umida, sono presenti in quantità significative per cui ogni campo richiede, in funzione della sua composizione e della sua locazione geo-politica, una strategia di sviluppo specifica.

Al termine “gas naturale”, non economicamente sfruttabile per motivi geo-politici, quasi sempre si associa una classificazione qualitativa per indicare meglio gli impedimenti alla messa in produzione. Si parla di:

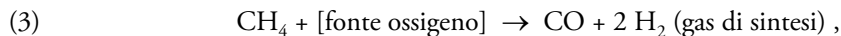
- *remote gas (gas remoto)* per indicare una riserva molto lontana da un mercato ove sia valorizzabile; sotto certe condizioni economiche, i costi di trasporto mediante gasdotto o liquefazione sono proibitivi e/o le opzioni tecniche sono difficilmente realizzabili;
- *stranded gas (gas non valorizzabile)* per indicare una riserva scoperta ma non valorizzabile o per ragioni fisiche (ambienti estremi) o socio-economiche;
- *associated gas (gas associato)* per indicare quel gas che si accompagna al petrolio in quantità non sfruttabile economicamente; storicamente è stato bruciato in torcia sprecando energia e contribuendo ad accrescere il tasso di biossido di carbonio nell’atmosfera. Attualmente, sono disponibili tecnologie di ri-iniezione nel pozzo per mantenere la pressione di estrazione e facilitare o migliorare il tasso di recupero del grezzo (EOR, Enhanced Oil Recovery).

Tabella II. – Composizione e proprietà medie del gas naturale.

Componente	Formula chimica	Percentuale volumetrica tipica	Punto ebollizione [°C/K]
Metano	CH ₄	70-99	-162 / 111
Etano	C ₂ H ₆	2-5	-89 / 184
Propano	C ₃ H ₈	1-4	-42 / 231
Butano	C ₄ H ₁₀	0.1-3	0 / 273
Biossido di carbonio	CO ₂	1-5	-56 / 217
Ossigeno	O ₂	0-0,5	-183 / 90
Azoto	N ₂	0,1-5	-196 / 77
Acido solfidrico	H ₂ S	1-3	-60 7213
Gas nobili		<1	
Peso molare medio		17-20	
Potere calorifico inferiore [MJ/kg]		38-50	

Gli idrocarburi che costituiscono il gas naturale sono paraffine, la cui formula chimica generale è C_nH_{2n+2}, ove *n* è il numero di atomi di carbonio. Se per esempio poniamo *n* = 2, si ottiene immediatamente C₂H₆, che è la formula dell’etano (vedi Tabella II). La reattività di questi composti – cioè la possibilità di trasformarli in altri idrocarburi – è molto limitata come indica la radice latina del loro nome: paraffine deriva da “parum affinis”, ovvero poco affini. Pur tuttavia esiste un’importantissima industria chimica che si ottiene dal gas naturale, tramite la sua trasformazione in gas di sintesi, cioè una miscela di monossido di carbonio e idrogeno (equazione (3)), che si ottiene trattando il gas naturale ad alta temperatura in

presenza di una fonte di ossigeno (le più tipiche sono l'ossigeno o il vapore). A sua volta il gas di sintesi, che è un intermedio estremamente reattivo, viene trasformato in diverse specie di largo uso:



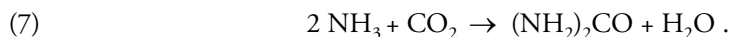
A questa rilevante famiglia, a prescindere dalla reazione di Fischer-Tropsch⁽⁷⁾, appartengono il metanolo (CH₃OH), l'alcol più semplice, che viene prodotto per reazione catalitica, equazione (4), sia tutti quei prodotti che si sintetizzano a partire da idrogeno. L'idrogeno, infatti, si ottiene proprio dal gas di sintesi, estraendo ulteriore idrogeno dall'acqua fatta reagire con il monossido di carbonio mediante la reazione del gas d'acqua⁽⁸⁾, e quindi separando l'idrogeno dal biossido di carbonio:



L'idrogeno si combina, su catalizzatori al ferro, con l'azoto dell'aria per dare l'ammoniaca, la cui sintesi ha fruttato ben due premi Nobel⁽⁹⁾ dato il carattere di pietra miliare per il benessere dell'umanità:



Dall'ammoniaca si ottengono tantissimi fertilizzanti, a partire dal principale, l'urea:



Il gas naturale quindi ha non solo un ruolo energetico, ma è la materia prima per produzioni chimiche primarie, le cosiddette "commodities".

⁽⁷⁾ La reazione di Fischer-Tropsch produce una miscela di idrocarburi per reazione dei gas di sintesi su catalizzatori a base di cobalto o di ferro. Tale reazione è stata una delle basi per la produzione di carburante sintetico da parte della Germania durante la seconda Guerra Mondiale (capacità produttiva in Germania 500000 tonnellate all'anno (J. Casci *et al.*; Fischer-Tropsch catalysis: the basis for an emerging industry with origins in the early 20th century, *Catalysis Today* 145 (2009) 38–44)). Oggigiorno tale reazione sta conoscendo un nuovo sviluppo per la produzione di carburante diesel da gas naturale: la tecnologia è conosciuta con l'acronimo GTL, ovvero GasToLiquids.

⁽⁸⁾ In inglese tale reazione è detta Water Gas Shift, (WGS), terminologia che si incontra comunemente anche nei testi in lingua italiana.

⁽⁹⁾ F. Haber fu premiato (1918) per la sintesi dell'ammoniaca, C. Bosch nel 1931 con F. Bergius per lo sviluppo delle reazioni ad alta pressione, necessari per tale sintesi. Un grande ruolo in questa tecnologia è stata giocata anche dall'Italia con due tecnologie messe a punto l'una da Giacomo Fauser, tramite la sua collaborazione con l'Ing. G. Donegani della Montecatini, e l'altra dall'Ing. L. Casale, da cui nacque l'industria Ammonia Casale. Il centenario della sintesi dell'ammoniaca è stato celebrato nel 2009; si veda "La Chimica e l'Industria", anno 91, ottobre 2009, pp. 104–121 per una serie di articoli sulla sviluppo della tecnologia.

Tabella III. – Composizione (percento-volumetrica) di alcuni gas naturali.

Campo	Paese	C1	C2	C3	C4	C5	Inerti	H ₂ S	CO ₂
EUROPA									
Lacq	Francia	69,0	3,0	0,9	0,5	0,6	1,5	15,3	9,3
S.Oldenburger	Germania	89,6	1,7	0,0	0,0	0,0	8,2	0,0	0,5
Ravenna	Italia	99,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
Groningen	Paesi Bassi	81,3	2,8	0,4	0,2	0,0	14,4	0,0	0,9
Ekofisk	Norvegia	90,9	5,9		1,1		0,6	0,0	1,5
Hewlett	Regno Unito	92,6	3,6	0,9	0,4	0,3	2,2	0,0	0,0
Urengoy	Russia	85,3	5,8	5,3	2,1	0,2	0,9	0,0	0,4
AFRICA									
Hassi R Mel	Algeria	83,7	6,8	2,1	0,8	0,4	6,0	0,0	0,2
Amal	Libia	62,0	14,4	11,0	5,5	2,6	3,4	0,0	1,1
Umuechem	Nigeria	79,6	7,6	5,2	2,7	3,3	0,5	0,0	1,1
MEDIO ORIENTE									
Murban off/s	Abu Dhabi	76,4	8,1	4,7	2,6	1,8	0,2	1,7	4,5
Kirkouk	Iraq	55,7	21,9	6,5	3,9	1,7	0,0	7,3	3,0
Agha Jari	Iran	76,1	11,1	6,1	2,2	1,1	0,0	0,3	3,1
Ghawar	Saudi Arabia	59,3	17,0	7,9	2,6	1,1	0,4	1,6	10,1
ASIA									
Sui	Pakistan	88,5	0,9	0,3	0,4	0,0	2,5	0,0	7,4
ESTREMO ORIENTE									
North Bankin	Australia	88,7	5,6	1,8	0,6	0,3	0,7	0,0	2,3
Arun	Indonesia	71,9	5,6	2,6	1,4	3,6	0,4	0,0	14,5
Kapuni	Nuova Zelanda	44,2			11,6		0,0	0,0	44,2
AMERICA									
Campo Duran	Argentina	88,8	5,9	1,8	0,3	0,1	1,4	0,0	1,7
Alberta	Canada	91,6	2,0	0,9	0,3	0,0	0,3	0,0	4,9
Tampico	Messico	46,0			0,6		2,4	2,2	48,8
California	USA	88,2	7,6	1,9	0,3	0,0	1,5	0,0	0,6
Maracaibo	Venezuela	82,0	10,0	3,7	1,9	0,7	1,5	0,0	0,2

Nel trattare di gas naturale, si fa uso di una terminologia che non sempre risulta chiara: innanzitutto per quanto riguarda la composizione si usa parlare di “parte umida” per indicare gli idrocarburi con almeno due atomi di carbonio. Il GPL, o Gas di Petrolio Liquefatto, è costituito quasi esclusivamente dagli idrocarburi a tre e quattro atomi di carbonio; in pratica può essere visto come una sottoclasse della parte umida. Il GPL sta conoscendo oggi una notevole popolarità poiché è una terza tipologia di carburanti per le autovetture, con vantaggi ambientali per quanto riguarda la ridotta emissione sia di inquinanti che di biossido di carbonio per chilometro percorso. In commercio si trovano anche vetture alimentate a metano che quindi costituisce un’ulteriore tipologia di combustibile commerciale: anche se sembrano simili in realtà esistono differenze legate alla volatilità relativa degli idrocarburi. Il metano, essendo più leggero dell’aria ($PM(CH_4) = 16$ vs. $PM(aria) = 28,8$) tende a sfuggire verso l’alto in caso di fuoriuscite accidentali, mentre il GPL che ha un peso molecolare medio maggiore, tende a posizionarsi verso il basso. In tal caso, in ambienti chiusi, possono crearsi delle miscele esplosive: quindi il rischio connesso è diverso e ciò porta ad una regolamentazione differenziata per le vetture così equipaggiate.

Il GPL non dev’essere confuso con l’LNG (“Liquefied Natural Gas”) o, in italiano, GNL Gas Naturale Liquefatto. Questa denominazione attiene alla modalità di trasporto del gas naturale che, detto in maniera molto semplice, viene raffreddato a temperature molto basse, cambiando il suo stato da gassoso a liquido. In tal modo, diviene più facilmente trasportabile che non via gasdotti (in inglese “pipeline”): la catena tecnologica dell’LNG è trattata più ampiamente nell’Approfondimento 1.

APPROFONDIMENTO 1: GAS NATURALE LIQUEFATTO (GNL)⁽¹⁰⁾

Il GNL è essenzialmente metano, con piccole tracce di idrocarburi superiori, che, essendo liquido, si commercializza come il petrolio, poiché non è più vincolato ai gasdotti. Gli elementi imprescindibili della catena sono gli impianti di liquefazione, le navi di trasporto e gli impianti di rigassificazione, i ben noti terminali di cui tanto si parla da qualche tempo anche in Italia.

La catena è più complessa e si compone di varie fasi:

Estrazione: il gas viene tolto dal campo ed inviato al terminale che di solito è in zona costiera e raccoglie le mandate di più pozzi;

Purificazione: serve per eliminare componenti minoritari che potrebbero solidificare alle basse temperature. Tolto l'ossigeno per via catalitica combustiva, si assorbono i gas acidi su resine basiche e si adsorbe l'acqua su zeoliti. Segue la rimozione di mercurio – la cui presenza potrebbe infragilire parti in alluminio degli scambiatori di calore – per adsorbimento su carboni attivi che possono trattenere anche composti particolari come le arsine (AsR_3 , con $\text{R} = \text{H}$ o catena idrocarburica).

Tavola I. – Limiti delle impurezze per il gas naturale liquefatto e tecnologie preferite per eliminarle.

Specie	Valori tipici	Tecnologia
O_2	<100 ppm	Reazione chimica
CO_2	<50 ppm	Absorbimento,membrana
H_2S	<5 ppm	Absorbimento,membrana
Hg	<0,01 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	Absorbimento
H_2O	<1 ppm	Absorbimento

Liquefazione: per successivi cicli frigoriferi, si porta allo stadio liquido raggiungendo temperature di $-161\text{ }^\circ\text{C}$; durante gli stadi intermedi si estraggono i condensati che sono costituiti dagli idrocarburi superiori la cui temperatura di liquefazione è decisamente superiore. In questa fase si va a rimuovere circa il 10% di quanto entra all'impianto.

Trasporto: il liquido viene caricato su navi appositamente attrezzate dette "metaniere" dalla classica forma sferica dei serbatoi (40–45 m di diametro). Il freddo viene mantenuto evaporando piccole quantità di GNL (0,15%/giorno) che possono essere sfruttate per la propulsione della nave stessa.

Le rotte si stanno estendendo sempre più (vedi figura A), data la flessibilità della fornitura, e il mercato in crescita. Si prevede che il commercio mondiale del GNL nel 2025 potrebbe aumentare di circa 5 volte rispetto al 2000, attestandosi intorno a 700 miliardi di metri cubi annui e rappresentando circa il 15 per cento del mercato mondiale del gas naturale (4–5000 miliardi di m^3).

⁽¹⁰⁾ Per un ampliamento F. Trifirò, "Quali combustibili per il futuro? Il primo: GNL", "La Chimica e l'Industria", anno 92, marzo 2010, pp. 102–107 e riferimenti riportati.

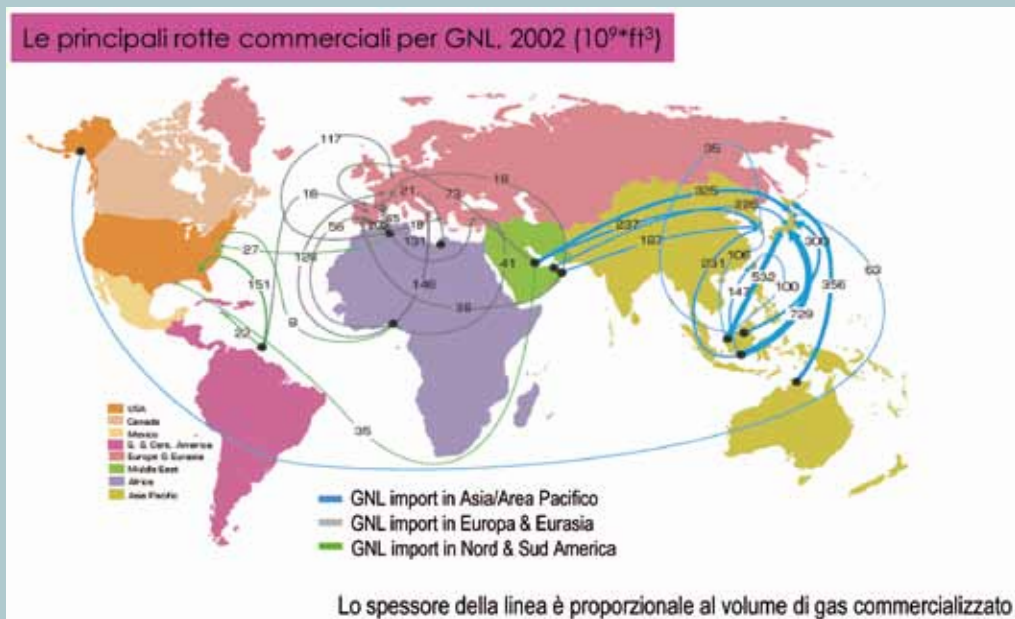


Fig. A. – Principali rotte per il trasporto di LNG⁽¹¹⁾.

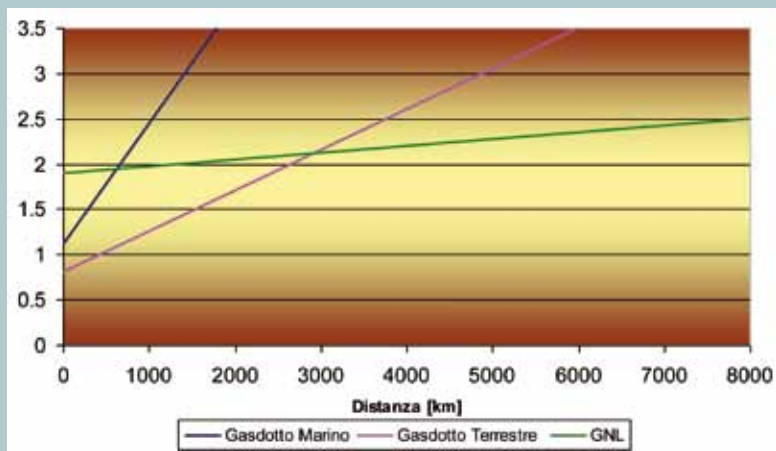


Fig. B. – Variazione dei costi di trasporto nel gas naturale [in $\$/\text{MMBTU}$ (million of British thermal units)] in funzione della distanza per le tre tipiche modalità di trasporto sulle lunghe distanze [da Energy Economics Research, "Introduction to LNG", January 2007].

⁽¹¹⁾ The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Perspective, US Energy Information Agency, Dicembre 2003.

È molto importante valutare i costi di trasporto riportati in figura B: il GNL ha costi piuttosto elevati, che lo rendono inadatto per i brevi tragitti, ma la dipendenza dalla distanza è molto modesta per cui il costo totale diviene conveniente sulle lunghe distanze. I costi di trasporto via gasdotto hanno una dipendenza dalla distanza opposta, condizionati dal numero di stazioni di pompaggio necessarie, nonché dalla manutenzione: pertanto questa forma di trasporto prevale quando il giacimento e il mercato finale sono separati al massimo da 2000–3000 chilometri, e ancor meno se è frapposto un tratto di mare. Situazioni più complesse e reti estese possono modificare lo scenario degli oneri di trasporto.

Rigassificazione: una volta giunto a destinazione, a parte stoccaggi intermedi, il liquido viene riscaldato a temperature di poco superiore agli zero gradi, rendendo disponibili molte frigoriferie. Attualmente non sono sfruttate, ma studi sono in corso per realizzare impianti integrati che meglio possa valorizzare l'apporto energetico globale. Gli impianti di rigassificazione sono prevalentemente sulla costa (onshore). In Italia abbiamo un esempio nell'impianto di Panigaglia (La Spezia) con una capacità di stoccaggio di $100\,000\text{ m}^3$, in servizio dal 1967, di cui si sta discutendo il raddoppio: la produzione è di $2 \times 10^6\text{ m}^3$.

“Il Rigassificatore ONSHORE rappresenta la tecnologia più diffusa e collaudata ed anche la prima ad essere sviluppata. La realizzazione dell'impianto viene effettuata in prossimità del mare (in genere all'interno o in vicinanza di una grossa area portuale), vengono costruiti enormi silos destinati ad accogliere il gas che viene riportato allo stato aeriforme dopo il trasferimento in metaniera (una nave gasiera per metano trasporta mediamente 130 000 metri cubi di GNL che corrispondono a 78 milioni di metri cubi di metano allo stato gassoso).

I silos, costruiti per lo più con una struttura metallica, a forma cilindrica, infatti, sono collegati attraverso opportune condotte a un pontile di attracco cui ormeggia la nave metaniera che trasporta il gas liquefatto a bassa temperatura ($-161\text{ }^\circ\text{C}$). Prima di essere immesso nei silos il gas è riscaldato attraverso uno scambiatore alimentato dall'acqua marina che permette al GNL di ritornare allo stato aeriforme aumentando di ben 600 volte il suo volume.

Il Rigassificatore OFFSHORE rappresenta la tecnologia più innovativa, anche se non ha ancora visto una vera realizzazione operativa; infatti il primo terminale al mondo di questo tipo è quello progettato dalla società Aker Kværner, Società di Engineering Norvegese specializzata nel settore, per conto della società GNL Adriatico al largo di Rovigo, presso Porto Viro. Il Rigassificatore OFFSHORE GB (Gravity Based) progettato dalla società norvegese consiste in una struttura di cemento armato in cui sono alloggiati due grandi serbatoi in acciaio; la struttura è stata trasportata dal cantiere spagnolo di Algeciras, dove è stata costruita, trainata con una serie di rimorchiatori d'alto mare e posizionata al largo di Porto Viro, sul luogo dove deve essere fatta adagiare sul fondo utilizzando opportune zavorre; la struttura costituisce una vera e propria isola artificiale a cui le navi metaniere potranno attraccare per scaricare il gas. L'impianto di rigassificazione riporterà il GNL allo stato aeriforme sulla stessa struttura, per essere poi convogliato nella rete nazionale di distribuzione del metano; il rigassificatore dispone a bordo di tutti gli impianti ausiliari e degli alloggiamenti per il personale tecnico e di controllo (figura C).

Il Terminale, alto 47 m – come un palazzo di 10 piani – , largo 88 m e lungo 180 m (due campi di calcio), avrà due serbatoi in acciaio speciale capaci di contenere 250000 m³ di GNL immagazzinato a – 161 °C, prima di essere rigassificato ed immesso nella rete dei metanodotti nazionali con una capacità di 8 × 10⁹ m³ ”(tratto da ⁽¹²⁾).

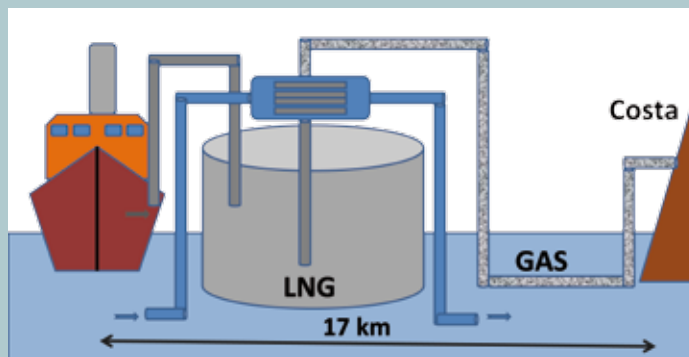


Fig. C. – Schema semplificato del funzionamento del rigassificatore di Porto Viro al largo di Rovigo.

Si è molto dibattuto sulla sicurezza degli impianti e delle zone circostanti, causa di attenzione e spesso di rifiuto dell’installazione da parte delle comunità locali. Indubbiamente pericoli esistono poiché si ha a che fare con notevoli quantità di sostanze a basse temperature (proprietà criogeniche che possono rivelarsi fatali sia per le persone che per i materiali) e potenzialmente infiammabili-esplosive. È quindi necessario porre la massima attenzione alla collocazione delle infrastrutture, alla loro tipologia, al disegno costruttivo e ai materiali nonché alla logistica sia onshore che offshore per minimizzare il rischio. I precedenti incidenti, che nella storia del GNL lunga sessant’anni sono stati 75 di cui solo quattro gravi, hanno comunque insegnato molto su come implementare le condizioni e le misure di sicurezza.

Il gas naturale è reperibile in formazioni rocciose porose sedimentarie dove viene trattenuto, molto spesso insieme al petrolio, perché non può diffondere ed uscire, in quanto esistono strati impermeabili attorno a queste spugne naturali. Spesso è proprio il gas naturale che dà la spinta al petrolio per risalire in superficie quando si apre uno sfogo sia esso naturale o artificiale, prodotto cioè dall’attività esplorativa. In funzione della diversa pressione il gas fa risalire il petrolio, ma se questa forza motrice non viene ben gestita, porta ad un facile, apparente, inaridimento della riserva poiché non esiste una sufficiente spinta a far risalire il liquido. Infatti sono state sviluppate tecnologie moderne che pompano gas all’interno del pozzo per spingere il liquido in superficie. Questa tipologia di operazione viene detta EOR

⁽¹²⁾ Roberto Dainese “Il Rigassificatore, soluzione alternativa per la distribuzione nel mercato del gas” http://www.aicqtv.net/nazionale/rivista-online/2008_3/dainese.html.

(Enhanced Oil Recovery), cioè recupero incrementato di petrolio. Si può usare sia il gas endogeno oppure il biossido di carbonio esogeno, reso disponibile economicamente alla bocca del pozzo.

Le rocce sedimentarie agiscono come spugne nei confronti del gas naturale che non riesce ad uscire perchè trattenuto da rocce impermeabili che sigillano il giacimento. Spesso si crea una sorta di formazione a cupola che intrappola il gas, il liquido e l'acqua nel volume sottostante in funzione della relativa densità. Questa "cupola" (la parte alta, impermeabile, il "cap rock", sigilla la parte sottostante, il serbatoio o reservoir) – può originarsi in diversi modi; tra i più comuni si può indicare una sorta di separazione verticale di rocce non porose, nel mezzo delle quali vanno a posizionarsi strati di calcare o arenaria permeabili. Queste zone si formano in seguito a fenomeni tettonici, principalmente di natura compressiva, per cui le faglie prima si posizionano in maniera fortemente inclinata e poi tendono a piegarsi verso l'alto con formazione di strutture anticlinali⁽¹³⁾. La figura 5 rappresenta un'immagine ideale di un giacimento con un pozzo di estrazione.

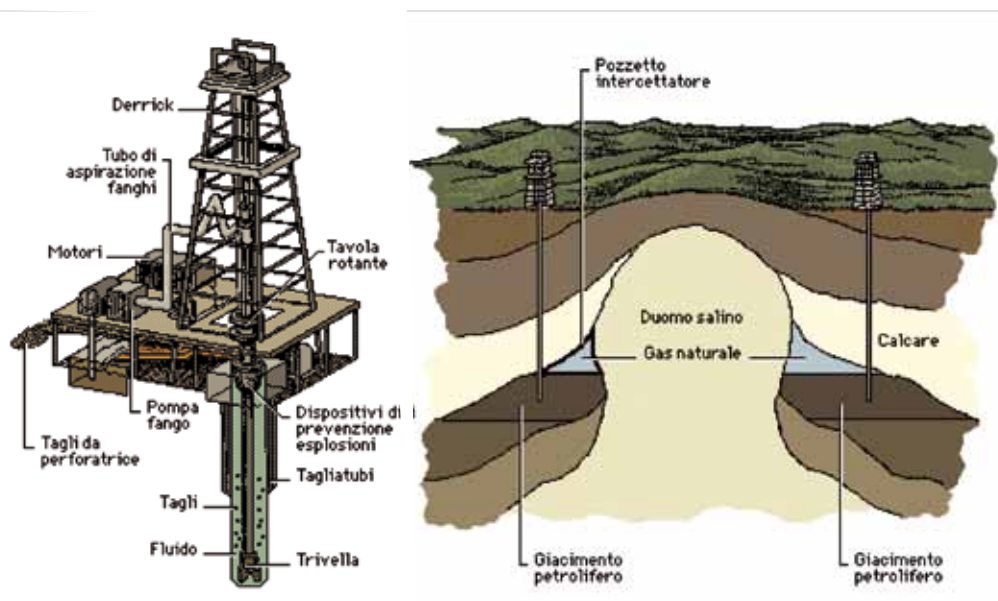


Fig. 5. – Struttura di una formazione geologica a gas ed olio e torre di trivellazione (da www.bcp-energia.it).

⁽¹³⁾ I rilievi ripiegati derivano dall'azione di spinte tettoniche tangenziali. L'applicazione di forze orientate sufficientemente intense e per tempi abbastanza lunghi su rocce deformabili plasticamente crea le pieghe. Le pieghe più semplici dalle quali derivano molti altri tipi di deformazione plastica, sono le anticlinali e le sinclinali. L'anticlinale è formata da strati inclinati in direzione opposta rispetto alla parte mediana. Il suo settore centrale o nucleo è costituito da elementi stratigrafici più vecchi che sono parte della struttura. La linea lungo la quale la stratificazione raggiunge la massima curvatura si chiama cerniera. Compresa tra due cerniere vi è il fianco della piega. La sinclinale è fatta di strati piegati in senso convergente verso la parte centrale. Al suo nucleo si trovano gli elementi più recenti (adattato da http://www.edurete.org/pd/elenco_per.asp).

Come tutte le fonti fossili, il gas naturale deriva da organismi viventi – animali, piante delle più diverse dimensioni – che, nel corso dei millenni, si sono trasformate da materia animata in materia inanimata.

Questa trasformazione è avvenuta nel sottosuolo favorita dalle alte pressioni e alte temperature che si trovano al di sotto della crosta terrestre, tanto più severe quanto maggiore è la profondità. Nel sottosuolo, al chiuso degli strati solidi che si sono via via accumulati nel tempo aumentando localmente la pressione, la temperatura ha provocato un degrado delle strutture più complesse che contraddistinguono gli esseri viventi fino ad arrivare alle molecole più semplici, tra cui gli idrocarburi paraffinici a catene corte che costituiscono il gas naturale. La via formativa per il petrolio è analoga: in funzione delle condizioni locali, temperatura e pressione principalmente, l'evoluzione può essere orientata più al gas o al petrolio, condizionata dalla stabilità termodinamiche delle specie.

Come si vede dal diagramma di Francis, riportato in figura 6, il metano è la specie chimica idrocarburica più stabile fino ad almeno 1000 °C, seguito dagli altri idrocarburi paraffinici. Pertanto se nel sottosuolo si creano condizioni più severe, specialmente di temperatura, le molecole organiche si degradano fino a divenire idrocarburi leggeri – nel giacimento prevale il gas – mentre, se le condizioni sono più blande, prevalgono specie molecolari che a temperatura ambiente sono liquide, e quindi parliamo di giacimento di petrolio.

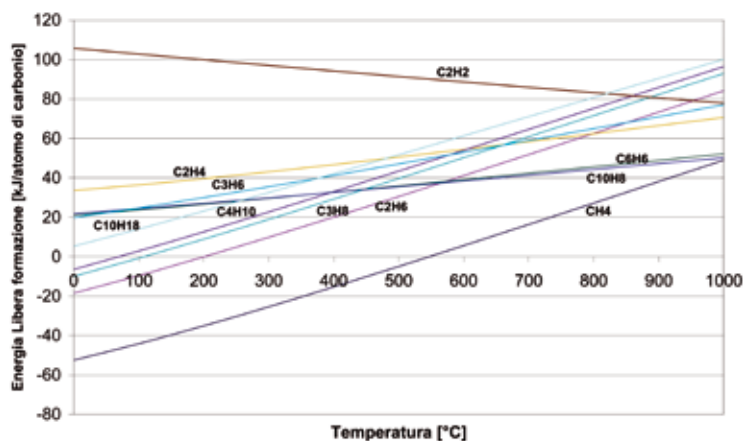


Fig. 6. – Diagramma di Francis: energia libera di formazione (DG_{form}) in kJ per atomo di carbonio contenuto nella molecola ⁽¹⁴⁾.

Questa via di trasformazione è detta in generale termogenesi: l'evoluzione è determinata dalle condizioni della zona in cui si è inabissata la materia organica. Quindi è più facile trovare gas naturale associato qualora si abbia a che fare con giacimenti di petrolio profondi da

⁽¹⁴⁾ Lettura del diagramma di Francis: scelta una data temperatura – un punto sull'asse delle ascisse, per esempio 1000 K – si salga parallelamente all'asse delle ordinate. La prima specie che si incontra – la più stabile dopo gli elementi carbonio ed idrogeno che hanno un ΔG_{form} pari a zero per convenzione – è il metano. Pertanto, se sussistono le condizioni cinetiche, una qualsiasi molecola complessa tenderà a degradare a metano. Le condizioni cinetiche più favorevoli per la formazione di molecole gassose sono l'alta temperatura e la bassa pressione.

due a tre chilometri; scendendo ancora più giù aumenta la probabilità di trovare giacimenti con contenuti di metano crescenti.

Una possibile alternativa è quella della biogenesi: la trasformazione viene indotta da microrganismi che, come parte del loro metabolismo, degradano le materia vivente rompendo legami carbonio-carbonio fino alle molecole più semplici. Le due vie possono anche coesistere o essere sequenziali in funzioni delle condizioni del bacino ove avviene la trasformazione totale.

1.2 Petrolio

Il petrolio è tra la fonti fossili la più complicata: una miscela così complessa che può presentarsi sia liquida che solida, quest'ultimo essendo l'aspetto dei greggi pesanti (heavy oil) e ultraspesanti (extra heavy oil).

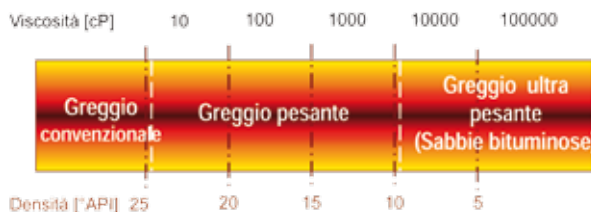


Fig. 7. – Classificazione semplificata dei greggi in base a gravità API, equazione (8), e viscosità.

La figura 7 semplifica la classificazione dei greggi – normali, pesanti ed extra-pesanti e terre bituminose – in funzione della viscosità e della gradazione API (v. oltre, equazione (8)). Per essere liquidi a temperatura e pressione ambiente, le molecole devono contenere un minimo di sei-sette atomi di carbonio mentre è più difficile individuare il numero massimo. Se il carbonio e l'idrogeno sono gli elementi costituenti principali, ossigeno, azoto e zolfo sono elementi altrettanto comuni e caratterizzano le strutture chimiche globalmente dette *eterocomposti* proprio per la loro presenza. La finestra di composizione ponderale è abbastanza stretta (Tabella IV) quantunque le qualità dei greggi possano differire sostanzialmente. Accanto a questi elementi è facile trovare metalli quali vanadio, nichel e ferro in composti di coordinazione.

Tabella IV. – Limiti composizionali del greggio⁽¹⁵⁾.

Elemento	Min [%peso]	Max [%peso]
Carbonio	83,0	87,0
Idrogeno	10,0	14,0
Azoto	0,1	2,0
Ossigeno	0,05	1,5
Zolfo	0,05	6,0

⁽¹⁵⁾ Enciclopedia degli Idrocarburi –eni Treccani, p. 32.

La composizione di un petrolio viene descritta per classi di composti; le principali sono:

Paraffine: composti saturi dalla formula generale C_nH_{2n+2} (figura 8 (a)) a catena aperta. Il punto di ebollizione cresce al crescere della lunghezza della catena. Le catene possono essere lineari o ramificate con una densità che varia da 0,688 kg/l del *n*-pentano (C_5H_{12}) a 0,791 kg/l del pentacosano ($C_{25}H_{52}$).

Nafteni: idrocarburi saturi a struttura ciclica (figura 8 (b)), con uno o più anelli condensati. Il punto di ebollizione è più elevato rispetto all'omologo lineare con lo stesso numero di atomi di carbonio. La variazione della densità è significativa in funzione del numero dei cicli e dell'essere aromatici o meno: si passa da 0,75 kg/l del ciclopentano a valori di 0,897–0,870 per la decalina (*cis*, *trans* $C_{10}H_{18}$),

Aromatici: composti ad uno o più anelli condensati, altamente insaturi, a partire dal termine più semplice, il benzene (formula C_6H_6), che può essere variamente sostituito, per passare poi a strutture molto complesse quali naftaleni, antracene, benzopireni (figura 9). Quanto più le strutture sono complesse, tanto maggiore è il loro capacità di generare particolato durante la combustione. Spesso hanno catene laterali alchiliche che possono essere perse per rimozione termica dando origine a composti leggeri, spesso di tipo gassoso. Le densità in questa classe crescono a valori dell'ordine di 0,8–0,9 kg/l.

Gli anelli condensati possono essere parzialmente saturi, cioè di tipo naftenico, quindi dando origine ad una sottoclasse, i **nafteno-aromatici** come la tetralina ($C_{10}H_{12}$, figura 8(c)) che ha una densità di 0,973 kg/l. Nel greggio i composti insaturi di tipo olefinico sono in genere scarsamente presenti.

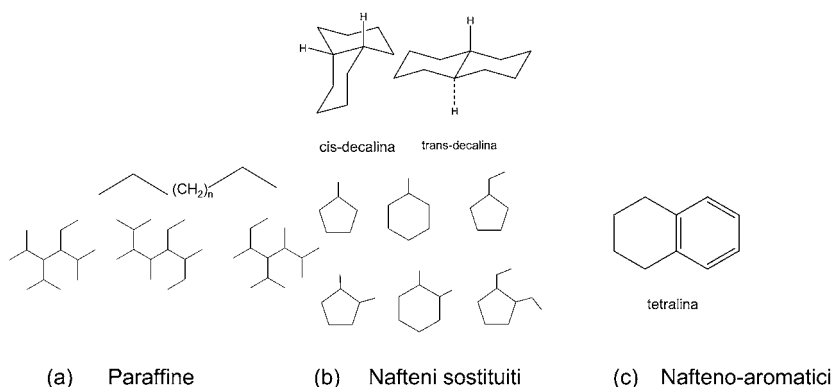


Fig. 8. – Esempi di specie paraffiniche (a), nafteniche (b) e nafteno-aromatici, presenti nel petrolio.

La presenza di eteroatomi nello scheletro carbonico, in particolare zolfo, azoto ed ossigeno, porta alla definizione di eterocomposti. Il primo è il più rilevante tanto da essere, come vedremo, uno dei parametri principali con cui si classificano i greggi. Le numerose classi di composti in cui può trovarsi l'atomo di zolfo sono descritte in figura 10, mentre esempi di composti azotati ed ossigenati sono riportati in figura 11.

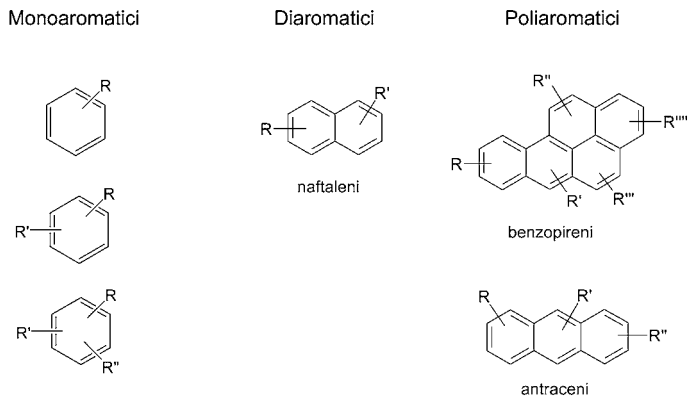


Fig. 9. – Esempi di specie chimiche a struttura complessa presenti nel petrolio.

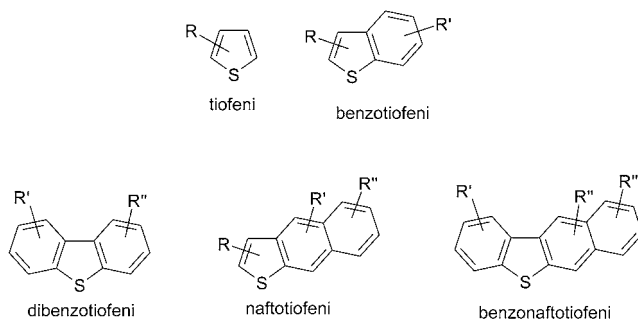


Fig. 10. – Esempi di strutture contenenti zolfo presenti nel petrolio.

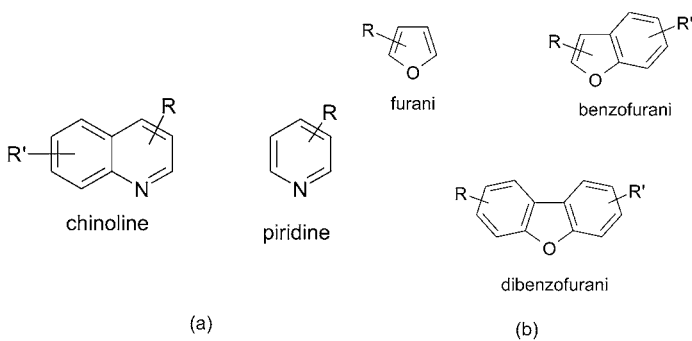


Fig. 11. – Esempi di strutture azotate (a) e ossigenate (b) presenti nel petrolio.

Quando saliamo ancora di peso molecolare – ordine del migliaio di unità atomiche – si entra nella categoria generale degli **asfalteni**: nessuna tecnica analitica è più in grado di definire nel dettaglio la struttura molecolare di questi composti, in genere composti da strutture aromatiche policoniugate, ripiegate in strati ed impilate. Si usano definizioni generiche e le sostanze vengono identificate per via separativa, come è riportato in figura 12: le strutture solubili in *n*-eptano sono detta malteni.

Nell'industria petrolifera si tende ad eliminare gli asfalteni, poiché tengono a precipitare: per questo si usano paraffine leggere quali propano e/o butano. Più la paraffina è leggera più vengono eliminate per precipitazione le paraffine pesanti e le strutture poliaromatiche: l'olio così trattato è detto DAO (DeAsphalted Oil, Greggio Deasfaltato).



Fig. 12. – Schema della parte pesante di un greggio⁽¹⁶⁾.

Gli asfalteni hanno sempre costituito un problema per l'industria petrolifera: mentre nei tempi passati erano per lo più gestiti come oli pesanti di bassa qualità – anche perché negli asfalteni tende a concentrarsi la gran quantità degli eteroatomi – oggi la tendenza è di utilizzarli per sfruttare al meglio “il fondo del barile”, ovvero a portare nel ciclo produttivo tutto il carbonio estratto. I processi chimici, utili per questo miglioramento, possono essere di due tipi: a) la rimozione di carbonio (processi di carbon rejection) oppure b) l'aggiunta di idrogeno (processi di idrotrattamento) avendo come obiettivo la produzione di un taglio più pregiato con un più alto rapporto H/C (idrogeno su carbonio).

Queste sono le tipologie di tecnologie chimiche di cui si avvale l'industria della raffinazione per migliorare la qualità e la fruibilità dei greggi di bassa qualità (pesanti, ultra pesanti), spesso così densi da essere solidi. Le stesse tecnologie si usano per trattare le sabbie bituminose, dopo aver eliminato la parte inorganica.

Con tale complessità è intuitivo che un greggio non possa essere descritto chimicamente come è invece possibile per le semplici e ben identificabili molecole che costituiscono il gas

⁽¹⁶⁾ Adattato da J. P. Wauquier, “Crude Oil – Petroleum Products – Process Flowsheets”, Editions Technip, 1995, p. 14.

naturale. Si indica la classe chimica predominante attraverso una quantificazione delle classi di composti predominanti (figura 13) e si usano altri descrittori più generali, in particolare modo la curva di distillazione, la densità e la gravità API, per qualificare il tipo di greggio con cui si ha a che fare.

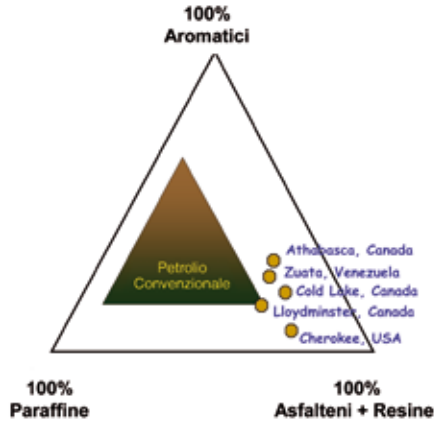


Fig. 13. – Classificazione dei petroli, convenzionali e non, in un diagramma triangolare delle principali classi compositive (saturi (paraffine + nafteni), aromatici, asfaltini).

La curva di distillazione è il profilo dei punti di ebollizione delle specie che compongono il greggio: si misura la quantità (% peso) che evapora al crescere della temperatura: alcuni esempi sono riportati in figura 14 per tre greggi le cui caratteristiche sono elencate in Tabella V.

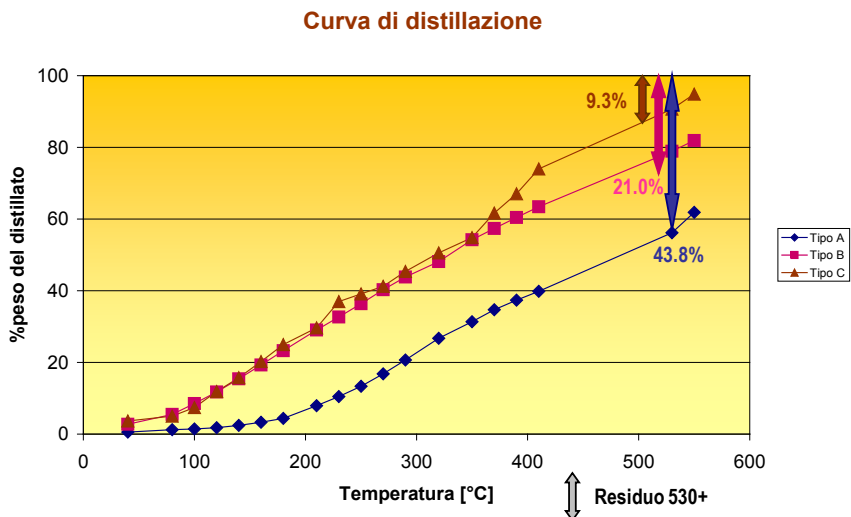


Fig. 14. – Curve di distillazione di tre tipi di petroli le cui caratteristiche sono riportate in Tabella V.

Tabella V. – Proprietà chimico-fisiche selezionate dei tre greggi le cui curve di distillazioni sono riportate in figura 14.

Parametro	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Densità [Kg/l]	0,9624	0,8652	0,8110
Gravità [gradi API]	15,5	32,0	42,9
Viscosità a 20 °C [cST]	1585,94	8,77	3,56
R.C.C. [%peso]	8,66	4,39	1,46
Zolfo [%peso]	6,70	2,80	0,24
Ni + V [ppm]	181,2	7,7	3,9

Oltre alla densità fisica si usa una densità modificata, la gravità API, che si ricava dalla seguente equazione e si misura in gradi API (δ):

$$(8) \quad \delta(\text{API}) = (141,5/S) - 131,5 ,$$

ove S è la gravità specifica standard cioè il rapporto tra la densità dell'idrocarburo a 15,55 °C (60 °F)⁽¹⁷⁾ e quella dell'acqua alla medesima temperatura.

La densità API e il contenuto di zolfo sono correlati inversamente e sono tra i principali indicatori della qualità del greggio come si vede dal grafico di figura 15.

Se si esaminano le caratteristiche dei tre greggi di Tabella V e le curve di ebollizione, si osserva che il greggio C è il più leggero come si vede dalla curva di ebollizione (Residuo 530°: 9,3% peso del totale) a cui corrisponde una minor densità, una maggior gravità API e, coerentemente a quanto detto prima, un minor contenuto di zolfo. Come atteso, la viscosità è minore perché il grezzo è più “fluidico” e con il minor contenuto di metalli.

Un grezzo viene poi analizzato secondo una serie di tecniche articolate e ben codificate; tra le tante si possono menzionare le caratterizzazioni basate sull'analisi strutturale in modo da identificare le classi dei composti presenti. Si usa la spettroscopia di massa per distinguere più approfonditamente la classe delle paraffine, separando e quantificando le paraffine lineari e le cicloparaffine (nafteni). Per separare i monoaromatici dai diaromatici dai poliaromatici – i composti in figura 9 – è molto utile la spettroscopia ultravioletta. La spettroscopia infrarossa è un'ulteriore tecnica molto potente, poiché è in grado di qualificare e quantificare i principali gruppi funzionali, quindi la natura degli atomi di carbonio, maggiormente presenti. Tramite queste tecniche si riesce a costruire il diagramma di figura 13.

⁽¹⁷⁾ L'estrazione del petrolio nacque in un mondo molto pratico, di stampo anglosassone. Le misure e le caratterizzazioni rispondono quindi più a requisiti pratici da campo piuttosto che a sofisticate misure da laboratorio. Anche la terminologia risente molto di questa derivazione: se “barrel” ricorda “barili”, più difficile è identificare nei “wildcats” (letteralmente gatti selvatici) i primi cercatori indipendenti. Le unità sono di derivazione anglosassone: quindi libbre, piedi-cubi, gradi Fahrenheit; la loro conversione nelle unità a noi più consone (o in quelle del Sistema Internazionale) generano dei valori apparentemente non “comodi” come la densità a 15,55 °C.

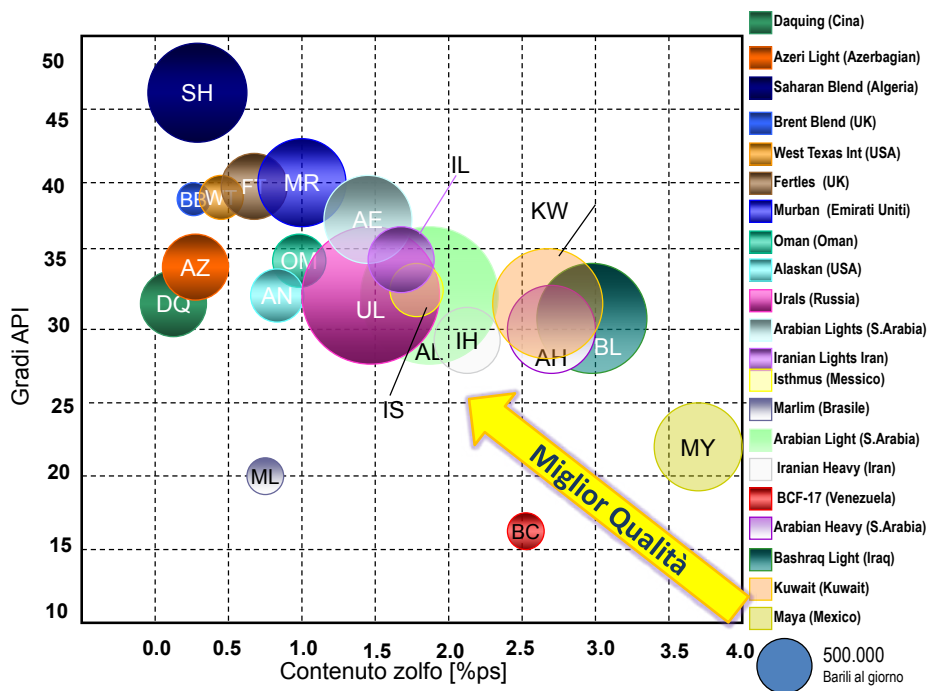


Fig. 15. – Qualità di alcuni greggi in funzione della densità API e del contenuto di zolfo⁽¹⁸⁾. La dimensione della sfera è proporzionale alla produzione [2008].

Il petrolio ha una genesi non dissimile da quella del gas poiché anche in questo caso si tratta di degradazione di materia organica in composti idrocarburici dalla struttura meno sofisticata. Dallo studio di molti bacini si è derivato un processo generale di trasformazione che ha origine da quando la matrice inorganica, che accoglie i resti organici, inizia una sorta di sprofondamento. Man mano che si depositano ulteriori sedimenti, la materia organica sperimenta condizioni di temperatura e pressione crescenti che ne provocano l'evoluzione. In figura 16, si indicano, in funzione della temperatura crescenti i tre principali processi evolutivi – diagenesi, catagenesi, metagenesi – e i relativi prodotti.

La *diagenesi* è una degradazione superficiale, avviene infatti fino a qualche centinaio di metri di profondità e genera, prevalentemente per attacco biochimico della materia organica da parte di batteri; il gas biogenico è composto prevalentemente da metano. Il gas delle paludi che si sprigiona in zone stagnanti per degradazione di resti vegetali è un buon esempio di questo fenomeno.

A profondità maggiori, la temperatura aumenta e i batteri non possono più sopravvivere. Le trasformazioni sono di tipo termico e portano a frammentazione e ricombinazione di frammenti organici con perdita di molecole più piccole, tra le quali l'acqua e il biossido di carbonio. Il risultato è il cosiddetto *kerogeno* (figura 17), una sorta di insieme di geopolimeri scarsamente solubili nei classici solventi organici.

⁽¹⁸⁾ Eni World Oil and Gas Review 2010.

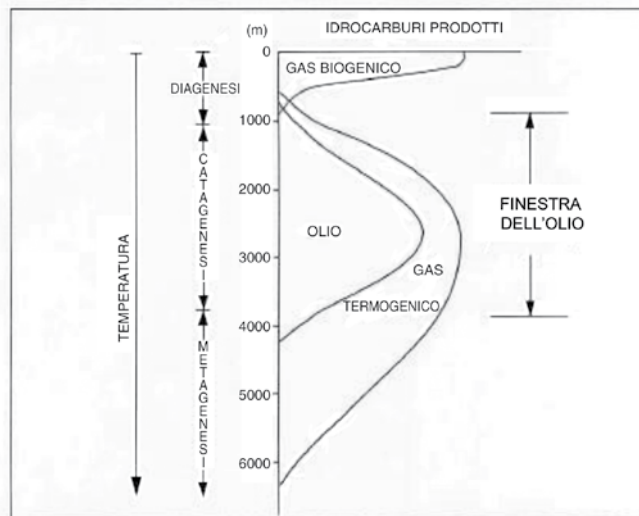


Fig. 16. – Grafico semplificato⁽¹⁹⁾ dell'evoluzione della materia organica a olio e gas in funzione della temperatura .

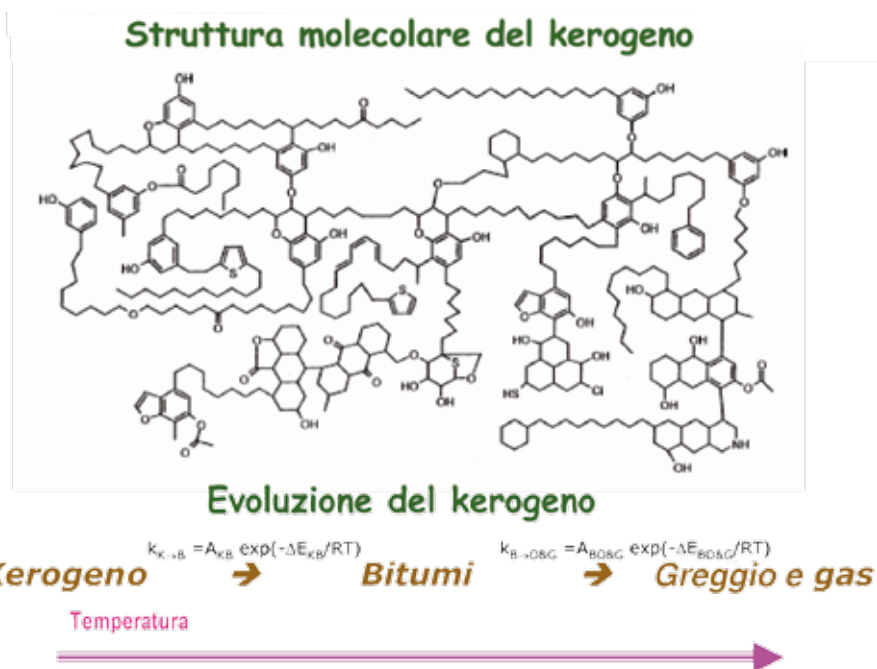


Fig. 17. – Rappresentazione schematica del kerogeno e della sua evoluzione in funzione della temperatura.

⁽¹⁹⁾ Eni, "Gli idrocarburi, origine, ricerca e produzione", con la collaborazione di Eni Corporate University, 2004.

Il kerogeno, allo sprofondare della matrice che lo porta a zone di temperatura più alta, evolve per fenomeni di frammentazione (cracking). Siamo nella fase di *catagenesi* dapprima si formano oli pesanti che al frammentarsi delle catene, evolvono in greggi leggeri. Crescendo ancora la temperatura, la rottura delle catene produce composti leggeri – il gas termogenico – finché si giunge alla *metagenesi*, ove le condizioni sono così drastiche che, in armonia con la stabilità degli idrocarburi espressa dal Diagramma di Francis (figura 6), si formano solo specie gassose con prevalenza di metano. In tal guisa, si è ripercorsa in modo più dettagliato la modalità di formazione del gas naturale, già descritta per sommi capi nella sezione 1.1. Questo fa ancor meglio comprendere il concetto di gas associato, che, spesso in quantità non valorizzabili economicamente, accompagna direttamente la produzione di greggio in un determinato campo.

Si è enfatizzato il ruolo della temperatura nell'evoluzione della materia organica a fonte fossile. In realtà è importante considerare anche il fattore tempo: nelle trasformazioni (bio)chimiche le due grandezze si compensano per cui si può assumere – anche se non è completamente corretto – che si possa ottenere il medesimo risultato sia ad una data temperatura per brevi tempi oppure a bassa temperatura prolungando il tempo di reazione. Questa affermazione è del tutto generica e deve essere sempre interpretata alla luce dei requisiti minimi perché le trasformazioni possano avvenire. Così la “oil window” (finestra dell'olio) (figura 16) – cioè la zona ove può formarsi il petrolio – ha un requisito minimo di 50 °C per cui un eventuale kerogeno non genererà mai petrolio se non riuscirà a raggiungere condizioni termiche superiori alla soglia. Una volta che il requisito sia raggiunto, l'evoluzione sarà tanto più rapida quanto maggiore è il gradiente geotermico⁽²⁰⁾ del bacino, quindi maggiore sarà la velocità di formazione del greggio.

Complessivamente la qualità del petrolio e la sua composizione dipendono dalla sua storia in termini di materia prima, di natura del bacino e di condizioni evolutive e ben difficilmente risulta prevedibile e nemmeno facilmente estrapolabile per aree geologicamente contigue o simili.

⁽²⁰⁾ Il gradiente geotermico rappresenta l'incremento della temperatura al crescere della profondità: mediamente vale 3 °C per 100 m di profondità.

APPROFONDIMENTO 2: LA RICERCA DEL GIACIMENTO IN LABORATORIO

La perforazione di pozzi esplorativi è molto costosa per cui si è alla continua ricerca di metodologie e tecniche che permettano di aumentare la probabilità di successo del test sul campo. Le zone di perforazioni vanno sempre più spostandosi verso aree remote e/o condizioni operative estreme – profondità marine, aree polari – per cui quanto maggiore è la confidenza che in una certa zona possa esserci l'oro nero, tanto maggiore sarà la volontà di investire per aumentare le proprie riserve.

Così enormi passi sta facendo la sismica (ispezione sismica 3/4D)⁽²¹⁾ e tutte quelle tecniche di indagine simulativa, basata sulle enormi capacità di elaborazione dei dati raccolti sul campo da parte di software/computer sempre più potenti.

Branche della geologia, quali geochimica e stratigrafia principalmente, ma anche petrografia e sedimentologia, hanno permesso l'identificazione di indici sperimentali che rappresentano la maturità di una materia organica estratta dal sottosuolo.

La **geochimica** indaga la distribuzione degli elementi chimici nelle rocce con particolare attenzione alla componente organica, che deriva dal kerogeno. La maturazione e la relativa composizione, in termini di specie idrocarburiche presenti, viene integrata con lo studio delle rocce madri in modo da ricavare il potenziale genetico e produttivo.

La **stratigrafia** è la disciplina che studia le caratteristiche degli strati sedimentari che si vanno impilando, in termini di età, composizione e contenuto di fossili. L'obiettivo è la classificazione temporale degli eventi che hanno generato la stratificazione, interpretando le eventuali anomalie della sequenza, sulla base di una Scala Cronostratigrafica – che rappresenta la storia evolutiva della Terra [Tavola I] – per cogliere indizi della presenza dell'olio.

La **petrografia** studia la composizione mineralogica delle rocce ignee, metamorfiche e sedimentarie. Nel campo petrolifero sono principalmente queste ultime, sia nella tipologia dei carbonati (calcarei e dolomie) che silicoclastiche (arenarie, siltiti e peliti), ad essere investigate con le più moderne tecniche analitiche di laboratorio. Ciò che risulta di interesse è determinare la struttura porosa e la sua genesi, il tutto sempre finalizzato a scopi predittivi della possibile produttività di un bacino, una volta che queste informazioni sono state inserite in un più complesso modello della zona sotto investigazione.

La **sedimentologia** si interessa degli eventi che si susseguono quando i sedimenti, trasportati da fiumi o correnti marine, si depositano su un fondale per poi venire ricoperti da altra materia e sprofondare via via a profondità sempre maggiori. Vengono determinate le proprietà (struttura, tessitura) delle rocce sedimentarie, per interpretarne il ruolo (rocce madri, serbatoio, copertura) verso gli idrocarburi, e la loro distribuzione in una data zona.

Gli indici sperimentali sopramenzionati, oggi più comunemente usati sono:

- la *vitrite*: una particella organica il cui potere di riflettere la luce dipende dalla temperatura, ovvero la profondità di seppellimento della matrice generativa, a cui è stata sottoposta. Si è così creata una scala empirica che indica un valore di 0.5–2% per una materiale che derivi da catagenesi;
- *colore delle spore*, la cui variazione è dovuta alle medesime cause, per cui spore dalla

⁽²¹⁾ L. Maugeri, "Il Petrolio", Sperling&Kupfer, Milano, 2001.

diagenesi (lo stadio iniziale) sono giallastre per poi tendere a colori più scuri man mano che si passa alla catagenesi e infine alla metagenesi.

Molto usata è la pirolisi del kerogene, il polimero organico che si forma durante lo stadio di diagenesi e che poi va evolvendo durante le altre fasi, poiché, in funzione della temperatura di generazione di gas e liquidi, si può dedurre il grado di maturità della sostanza e quindi le condizioni più o meno severe che ha sperimentato durante la sua storia.

Attualmente si stanno studiando anche tecniche dette di “Bioprospecting”, attraverso le quali si vanno ad identificare batteri di superficie, la cui presenza, è un possibile indicatore di un giacimento di idrocarburi sottostante poiché essi si nutrono di gas leggeri che fuoriescono dagli anfratti della terra.

Il Bioprospecting

In alcune circostanze i gas associati ad un giacimento di petrolio (metano, etano, propano, ecc.) possano migrare alla superficie (seeps). Il propano è un ottimo indicatore della presenza di giacimenti perché è spesso presente nei microseeps e non viene prodotto per via biologica (differentemente dal metano che è comunemente liberato nell’ambiente da batteri anaerobi del terreno e delle acque).

Alcuni ceppi batterici residenti nello strato superficiale di suolo utilizzano il propano come fonte di nutrimento in presenza di ossigeno (batteri aerobi propano ossidanti). Se in una determinata area esiste una fonte di propano proveniente dal sottosuolo è probabile che vi sia un arricchimento di popolazioni batteriche in grado di ossidarlo: lo sviluppo inusuale di queste popolazioni rappresenta un’ “anomalia microbiologica” e potrebbe essere un indizio preliminare della presenza di un possibile giacimento nel sottosuolo.

La consistenza delle popolazioni batteriche residenti in un campione di suolo può essere quantificata con metodi di microbiologia classica, attraverso la coltivazione, oppure utilizzando metodologie biomolecolari. I metodi di biologia molecolare permettono di individuare e quantificare popolazioni specifiche ricercando nel campione un particolare gene senza bisogno di coltivare i batteri che lo contengono.

Un gene è un tratto di DNA che contiene un’informazione peculiare: il patrimonio genetico è la totalità dei geni di ciascun organismo vivente. La capacità di ossidare il propano è data da alcuni geni specifici che solo alcuni ceppi batterici posseggono all’interno del loro patrimonio: il gene chiamato *prmA* contiene, ad esempio, l’informazione per la sintesi di un enzima, la propano monossigenasi, che catalizza la trasformazione del propano in propanolo. Questa è la prima reazione che permette ai batteri di usare il propano come cibo (in questo caso come fonte di carbonio). Quindi, per identificare la presenza di batteri che usano il propano come fonte di nutrimento, bisogna identificare la presenza di *prmA*.

Con una tecnica chiamata PCR (Polymerase Chain Reaction = reazione a catena della polimerasi) è possibile individuare un gene specifico in qualunque tipo di campione, sia esso una coltura, suolo, acqua, ecc.. Con un’estensione di questa applicazione è possibile quantificare con precisione il gene obiettivo. Con un’ulteriore implementazione tecnica è possibile verificare se un gene è effettivamente attivo e quanto è attivo; nel nostro caso quanto il gene *prmA* sia attivo. Ad una maggiore quantità di propano corrisponde una maggiore attività del gene.

È sufficiente meno di un grammo di terra per poter ottenere un dato quantitativo manipolabile statisticamente. Campionando una zona in base ad una griglia opportuna, si ha un’idea

della consistenza delle popolazioni batteriche specifiche residenti in una data area e, quindi, si può ipotizzare o meno la presenza di giacimenti sottostanti.

Le tecniche biomolecolari non sono sostitutive di tecniche consolidate come la sismica ma possono essere utilizzate preventivamente o contemporaneamente per aumentare la probabilità di successo dell'esplorazione petrolifera con basso costo addizionale, sia economico che di impatto ambientale.

Tavola I. – Scala stratigrafica dell'International Commision of Stratigraphy.

Eonotema Eon	Eratema Era	Sistema Periodico	Serie Epoca	Età [Milioni Anni]	
FANEROZOICO	CENOZOICO	QUATERNARIO		Olocene	0.01
				Pleistocene	1.81
		TERZIARIO	NEOGENE	Pliocene	5.32
				Miocene	23.8
				Oligocene	33.7
			PALEOGENE	Eocene	55
				Paleocene	65.5
	MESOZOICO	CRETACEO		Superiore	142
				Inferiore	
		GIURASSICO		Superiore	205
				Medio	
				Inferiore	
		TRIASSICO		Superiore	250
			Medio		
			Inferiore		
	PALEOZOICO	PERMIANO		Lopingiano	292
				Guadalupiano	
				Cisuraliano	
		CARBONIFERO		Pennsylvaniano	354
				Missipiano	
		DEVONIANO		Superiore	417
				Medio	
				Inferiore	
SILURIANO		Pridoli	440		
		Ludow			
		Wenlock			
		Uandoverly			
ORDOVICIANO		Superiore	495		
		Medio			
		Inferiore			
CAMBRIANO		Superiore	545		
		Medio			
		Inferiore			
PRECAMBRIANO	PROTEROZOICO	NEOPROTEROZOICO III		1000	
		CRYOGENIANO			
		TONIANO			
		STENIANO			
		ECTASIANO			
		CALYMNIANO			
	PALEOPROTEROZOICO	STATHERIANO		1600	
		OROSIRIANO			
		RHYACIANO			
		SIDERIANO			
ARCHEANO	NEOARCHEANO		2800		
	MESOARCHEANO		3200		
	PALEOARCHEANO		3600		
	EOARCHEANO				

1.3 Carbone

Il carbone è oggi ritenuto la fonte primaria più sporca e pertanto più inquinante. Sorprende non poco interpretare la sua diffusione nel XVI–XVII secolo come estremamente benefica per l'ambiente. Infatti a quel tempo la maggior fonte primaria, sia energetica che di materiale da costruzione, era il legname: la continua, massiccia richiesta aveva depauperato in modo preoccupante il patrimonio boschivo dell'Europa tant'è che si ascrive a Colbert, ministro del Re di Francia Luigi XIV, la frase “La Francia morirà per mancanza di legname”⁽²²⁾. Enorme era la richiesta di legno per la costruzione di navi e per l'impiego nelle fonderie e nelle officine⁽²³⁾. Se per la costruzione di navi non si intravedevano alternative, la possibilità di poter bruciare il carbone, solido nero facilmente trasportabile, costituì un toccasana per il consumo indiscriminato del legno ad uso energetico. Nelle fonderie e nelle officine l'impiego del carbone prese piede immediatamente spodestando in breve il legno rilassando la pressione ambientale sulle foreste.

Il carbone è termine generico poiché esistono diversi tipi di carbone a prescindere dalla peculiarità di ciascun giacimento. Si distinguono per contenuto di umidità e potere calorifico (P.C.): la Tabella VI⁽²⁴⁾ riassume le principali caratteristiche delle varie forme di carbone.

Tabella VI. – Proprietà delle principali forme di carbone.

Sostanza	% C	% H	% O	% N	% S	% ceneri	Rapporto H/C	P.C. (kJ/kg)
Legno	50–54	6–6,5	43,5–44	0,3–0,5	0	0,5–1,2	1,55	10500–18850
Torba	50–60	5,5–6,5	30–48	0,8–3	0,1–0,2	3,0–25,0	1,30	12500–18850
Lignite	60–75	5,0–6,0	20–45	0,7–2	1,0–12,0	3,0–8,0	0,97	16750–26000
Litantrace	75–90	4,5–5,5	5,0–15,0	0,7–2	0,5–4	0,5–4	0,72	31800–37700
Antracite	92–95	2–2,5	2,5–3,5	0,5–1	0,5–2	0,5–2	0,29	34750–37700

La forma meno evoluta, perché più giovane, è la **torba**, un insieme di detriti vegetali non ancora completamente decomposti, che si presenta in forma spugnosa a colorazione mediamente tendenti allo scuro. Si trova prevalentemente in giacimenti superficiali, più che altro nell'emisfero boreale, in zone paludose e con clima umido mediamente freddo. È un tipo di materiale non commerciabile che viene usato in sito per ottenere calore. Il contenuto di carbonio non eccede il 50% e il contenuto di acqua è molto elevato. Il potere calorifico è pertanto modesto (18850 kJ/kg)⁽²⁵⁾ e non aumenta particolarmente anche se si lascia seccare ulteriormente la materia prima in ambiente non umido.

⁽²²⁾ “La France perira, faute de bois”, Colbert stava parlando del quasi insaziabile bisogno di legno per costruire navi, per sostenere fonderie e industrie manifatturiere di tutti i tipi, nonché per il riscaldamento. Il legno era, infatti, la principale fonte di energia e di materiale da costruzione per l'economia francese, quindi per il suo potere imperiale. La mancanza di legno era la crisi del carburante del tempo.

⁽²³⁾ S. Paolucci, G. Signorini: *L'ora di storia*, Zanichelli Editore, Bologna, 2008.

⁽²⁴⁾ Adattata da “Tipi di Carbone” in www.Wikipedia.it.

⁽²⁵⁾ Il petrolio è mediamente stimato avere un potere calorifico di 10000 kcal/kg.

Tabella VII. – produzione di lignite (brown coal) e litantrace (hard coal) negli ultimi venti totale (in milioni di tonnellate).

Paese	1990		2000		2010	
	Lignite	Litantrace	Lignite	Litantrace	Lignite	Litantrace
Germania	357	77	168		169	
Russia	137	474	86	153	76	248
Stati Uniti	83	549	84	439	65	932
Australia	46	113	65	151	67	353
Grecia	52		63		56	
India	24	178	24	337	nd	538
Polonia	68	80	61	103	56	77
Turchia	44		63		69	
Repubblica Ceca	71		50		44	
Cina	38	1041	40	1259		3162
United Kingdom		94		31		
Ex-Yugoslavia	60		36		37	
Indonesia			nd			
Romania	33,5		17,9	78	163	173
Sud Africa		175		224		255
Colombia				38		74
Ucraina		62		62		
Kazahstan				72		105
Nord Corea	10	58	26			
Mondo	1214	3493	877	3506	1042	6185

Il successivo stadio evolutivo è la **lignite**, detta anche carbone marrone (brown coal) dal colore prevalente con cui si presenta. È classificata come carbone vero e proprio anche se ne è il primo gradino, ancora molto ricco in acqua, che può parzialmente diminuire per procedimenti di essiccamento. Per la sua bassa densità energetica, la lignite è poco commercializzata rispetto agli altri tipi di carbone più pregiati. L'uso prevalente è la generazione di energia termoelettrica in paesi meno sviluppati. La sua produzione (Tabella VI, figura 18)⁽²⁶⁾ oscilla attorno a 900–1000 milioni di tonnellate negli ultimi decenni con un picco negli anni '90.

Il **litantrace** (hard coal) è il carbone vero e proprio per gli impieghi energetici; evoluzione della lignite, è più compatto, senza per altro raggiungerne la lucentezza e la consistenza quasi vetrosa dell'antracite, lo stadio finale dell'evoluzione della materia organica.

Il litantrace si distingue operativamente in funzione della lunghezza della fiamma, che è data dal contenuto di sostanze volatili: maggiore è il contenuto di queste sostanze volatili, maggiore è la lunghezza della fiamma (convenzionalmente: una fiamma lunga si considera indicare un contenuto > 25% di sostanze volatili). Il litantrace è classificato anche in base all'aspetto esteriore: se granuloso e pulverulento, a cui si associa in genere un più basso potere calorifico, è detto magro, mentre il suo contrario – materiale ben strutturato e compatto dal

⁽²⁶⁾ <http://en.wikipedia.org/wiki/Lignite>.

buon potere calorifico – è detto grasso. Dal punto di vista compositivo, il litantrace è invece suddiviso in sub-bituminoso e bituminoso: il primo è meno compatto, con un tenore di carbonio che si aggira attorno al 75%, è più friabile e genera più fumo durante la combustione. La qualità migliore è sicuramente il bituminoso, con un contenuto di carbonio dell'ordine del 85%, copre circa il 50% del “carbone” totale. Entrambi i tipi di litantrace sono impiegati nella generazione di energia e nell'industria in generale, con rilevante consumo nell'industria siderurgica e nei cementifici. Alcuni dati di produzione per paese sono riportati in Tabella VII e graficati in figura 18.

L'**antracite**, nero lucente, molto consistente e duro, contiene percentuali elevatissimo di carbonio, dall'85% in su. La sua applicazione è assai limitata, anche per la scarsa disponibilità in natura.

Globalmente il consumo di carbone è rimasto abbastanza costante negli ultimi anni, salvo una ripresa negli ultimi anni (figura 19) sotto la spinta delle economie emergenti, in particolare Cina ed India che hanno un forte bisogno di energia e nel contempo sono ricche di carbone. Il tasso di crescita previsto per gli anni a venire è del 1,9%, il più alto tra le fonti fossili.

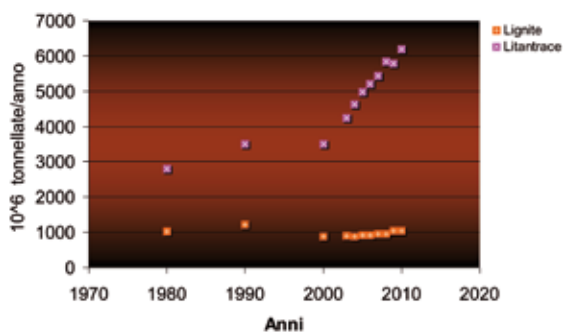


Fig. 18. – Produzione mondiale di carbone per tipologia.

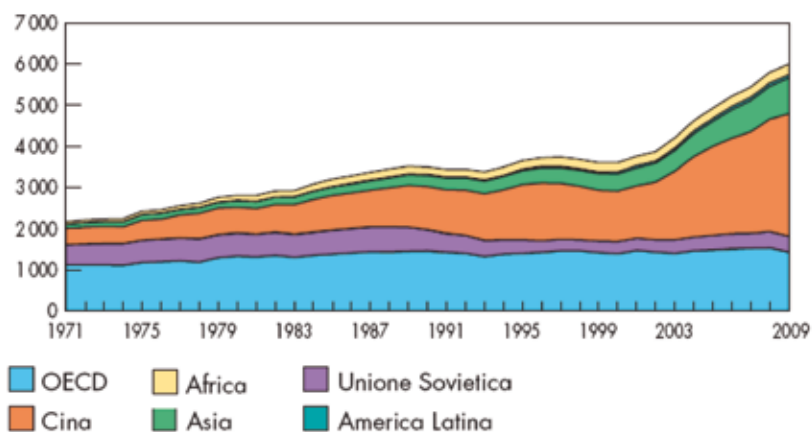


Fig. 19. – Produzione di carbone (in milioni di tonnellate) per area geografica dal 1971 al 2009.

2. LE RISERVE MONDIALI

Per discutere del futuro delle fonti fossili, bisogna introdurre alcune definizioni. Le fonti fossili, e il petrolio in particolare, sono “nascoste” sottoterra incorporate in matrici rocciose, sotto forma di piccole goccioline che le imbevono come spugne. Il recupero è legato alla possibilità di estrarle in modo economicamente conveniente. Quindi la risorsa fossile può essere quantitativamente molto elevata, ma la sua recuperabilità può essere solo parziale. Solamente lo sviluppo tecnologico permette di incrementare il tasso di recupero, da un 20% medio degli anni '70, al 35% del 2000, al 40% che viene avvicinato in questi ultimi anni.

Discutere di riserve senza ulteriori aggettivi è dunque un parlare vago, ed è spesso la causa dell'inconsistenza dei numeri pubblicati o di incomprensioni o distorsioni.

Le riserve, secondo una definizione consolidata⁽²⁷⁾, si distinguono in

- Risorse provate: sono quelle che sono presenti nei bacini identificati ed hanno una probabilità di essere estratte economicamente del 90%;
- Risorse probabili: le probabilità di recupero redditizio scendono al 50%;
- Risorse possibili: le probabilità di recupero redditizio scendono al 10%.

Nell'esposizione successiva i numeri fanno riferimento alla categoria delle “provate” anche se talora introdurremmo i numeri relativi alle altre tipologie.

Si parla di riserve convenzionali e di riserve non convenzionali sia nel caso del gas naturale che nel caso del petrolio. La distinzione è consolidata e labile contemporaneamente perché ciò che è “convenzionale” oggi probabilmente non lo era trent'anni or sono; la medesima cosa può valere per ciò che oggi è non convenzionale. La non convenzionalità può spaziare dalla tipologia di giacimento alla sua profondità o alla forma inconsueta con cui la risorsa desiderata si presenta: come esempi possiamo indicare gli idrati di metano per il gas naturale e le sabbie bituminose per il petrolio. In taluni casi lo sfruttamento è vicino, se non già incominciato; in altri è per il momento pura fanta-energia che permette l'esercizio sulla carta di come si potrebbe sfruttare questa ulteriore ricchezza. Nella descrizione delle riserve manterremo questa distinzione per rendere più evidente ciò che è il presente e ciò che è una prospettiva futura. Quanto più ci si sposta nella categoria delle riserve non convenzionali, tanto più si va verso la tipologia “possibile”.

⁽²⁷⁾ Society of Petroleum Engineering (www.spe.org); World Petroleum Congress (www.world-petroleum.org).

2.1 Riserve di gas

2.1.1 Riserve convenzionali

Le riserve di gas naturale ammontano a circa 193 000 miliardi⁽²⁸⁾ di metri cubi a fronte di un consumo mondiale di circa 3000 miliardi all'anno di metri cubi. L'indice di vita residua che si ottiene dividendo le riserve per il consumo, assunto costante, è quindi dell'ordine di 60 anni. L'andamento nel tempo delle riserve e dei consumi dal 1991 ad oggi è riportato nella figura 20: i consumi sono andati crescendo, ma anche le riserve sono cresciute e non solo hanno compensato i consumi crescenti, ma hanno permesso un accumulo di gas naturale disponibile. Il tasso medio della crescita delle riserve nel periodo 1991–2008 è 3,35% mentre quello dei consumi, nel periodo 1991–2006, è del 4,04%. Confrontando i numeri del 1991 e quelli più recenti, possiamo capire come l'indice di vita residuo sia puramente indicativo poiché era di circa 64 anni nel 1991 ed è di circa 60 anni quasi 20 anni dopo!

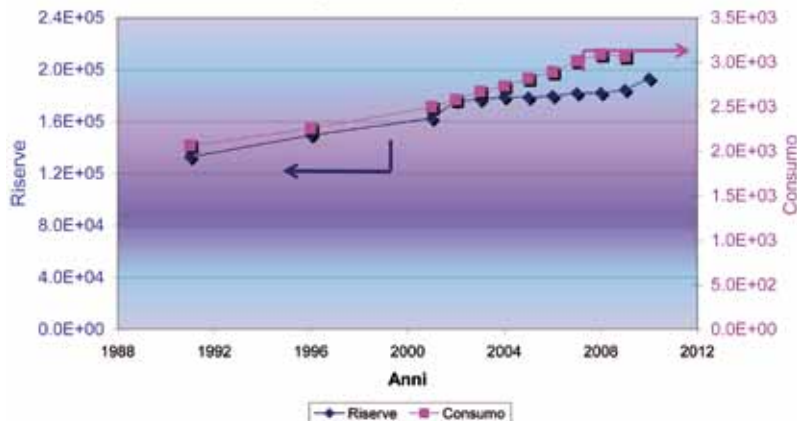


Fig. 20. – Riserve e consumi di gas naturale (in miliardi di metri cubi).

Questo inseguirsi di cifre, che a taluni non addetti al settore può sembrare uno strano gioco matematico, è invece sostenuto sia dal miglioramento delle tecniche di produzione dei campi – il che permette un maggior tasso di recupero della risorsa – sia da scoperte che ancor oggi si fanno, forse ad un tasso ridotto rispetto ai decenni scorsi, ma che ancora impegnano la ricerca geologica. È dell'inizio del ottobre 2009 l'annuncio che Eni ha scoperto un nuovo giacimento di gas naturale nell'offshore venezuelano (Golfo del Venezuela) nel blocco Cardon IV, la cui capacità è valutata in 160 miliardi di metri cubi – pari un miliardo di barili equivalenti di olio (BOE, Barrel Oil Equivalent). Le prime prove pilota di produzione fanno considerare questa scoperta una delle maggiori degli ultimi anni.

⁽²⁸⁾ Eni World Oil and Gas Review 2010. Valori molto simili sono disponibili in: i) World Energy Council, "Survey of Energy Resources – Interim Update 2010" ii) British Petroleum, "BP Statistical Review of World Energy" June 2008. Tutti i documenti sono disponibili in internet.

Si diceva che il tasso di scoperte è inferiore a quelli degli anni precedenti: ciò si può intuitivamente giustificare considerando che le scoperte facili, a portata di mano, sono ormai state fatte per cui bisogna esplorare aree sempre più ostiche, sia per tipologia geografica che profondità: la “frontiera” sta diventando sempre più impegnativa e costosa.

La distribuzione del gas naturale è disomogenea con prevalenza di due aree, l'Europa orientale, in sostanza la Russia, e il Medio Oriente (figura 21). Quest'ultimo si aggiudica il 40% del totale mentre la Russia conserva nelle sue viscere il 24% circa di tutte le riserve mondiali. Parlando di riserve di gas naturale, è opportuno menzionare il Qatar, uno dei piccoli emirati del Medio Oriente (superficie 11 000 km², popolazione 1,1 milioni)⁽²⁹⁾ poiché da solo possiede circa il 14% delle riserve totali, cioè quanto il ben più grande Iran, collocandosi così terzo nella graduatoria mondiale, appunto dopo la Russia e l'Iran. Non sorprende quindi il Qatar si proponga sullo scenario mondiale come il Paese del gas naturale e sia sede di due (Oryx (34000bpd); Pearl (140 000 bpd) dei tre più grandi impianti di trasformazione di gas naturale in carburanti liquidi – la tecnologia GasToLiquids (GTL)(vedi nota⁽⁷⁾).

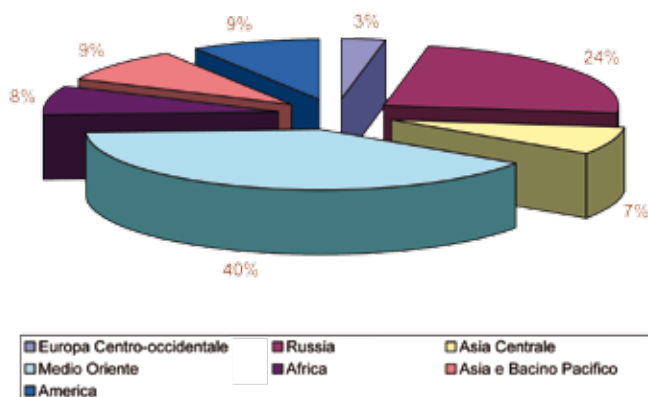


Fig. 21. – Distribuzione percentuale delle riserve convenzionali di gas naturale.

Il gas naturale è censito non solo come quantità totale ma anche come numero di giacimenti differenziati per capacità: la figura 22 dà uno spaccato di questo tipo di recensione. Talora però il gas, specialmente il gas associato, è presente in piccole quantità per cui il suo recupero e commercializzazione non sono economicamente vantaggiosi. Il gas diviene allora un “fastidio operativo” come per i primi wildcats (vedi nota⁽¹⁷⁾), che consideravano la presenza di gas un fallimento dei loro sforzi date le conoscenze più limitate e gli usi, quasi nulli, dell'epoca. Si genera di conseguenza uno spreco enorme, che non solo è dannoso per l'ecosistema, ma è anche eticamente riprovevole. La non economicità è legata al costo oneroso delle infrastrutture che devono essere costruite e rese operativa per la sua immissione

⁽²⁹⁾ La Lombardia ha una superficie di 23 860 km², due volte tanto, ed ospita 9,1 milioni di persone (circa 9 volte)!

a mercato. Il gas deve essere recuperato, convogliato in un centro di raccolta per il necessario trattamento tecnico di purificazione a valle del quale segue la commercializzazione. Ciò può avvenire preferibilmente nell'area geografica di generazione se esiste un mercato che lo possa recepire. In caso contrario si necessita il trasporto al mercato finale, trasferimento che è in moltissimi casi molto costoso (vedi figura B in Approfondimento 1).

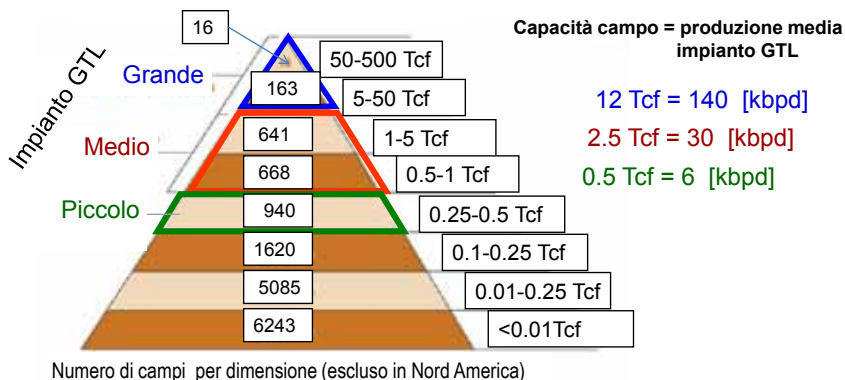


Fig. 22. – Distribuzione di campi mondiali (escluso il Nord America) di gas per potenzialità. Sulla destra la capacità di un campo gas (in Tcf, tera piedi cubici) per un impianto Gas To Liquids (vedi nota (7)) la cui produttività è espressa in kbpd (migliaia di barili per giorno) [$35,3 \text{ ft}^3 = 1 \text{ m}^3$].

La catena può rivelarsi economicamente penalizzante per cui si preferisce la combustione in torcia (gas flaring) oppure l'emissione all'atmosfera (gas venting). Quantunque non siano disponibili dati esatti di questo spreco, esso è stimato nell'ordine dei 150 miliardi di metri cubi l'anno, circa il doppio del consumo dell'Italia.

La combustione provoca l'immissione di enormi quantità di biossido di carbonio nell'atmosfera senza che il potere energetico sia stato sfruttato. Ciò comporta non solo la perdita di risorsa, ma anche l'immissione di gas serra nell'atmosfera senza alcun ritorno. Non certo male minore è l'emissione diretta in atmosfera: si ricordi che anche il metano è un gas serra, anzi con un coefficiente di potenziale di riscaldamento (Global Warming Potential) persino superiore al biossido di carbonio. Infatti se si pone unitario il coefficiente del biossido di carbonio, quello del metano vale 21 (Tabella VII).

Tabella VII. – Coefficiente di potenziale di riscaldamento: valori relativi al biossido di carbonio.

Specie chimica	Potenziale di riscaldamento globale
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310
HFC's	140 – 11700
PFC's	6500 – 9200
SF ₆	23900

Stanno comunque entrando in vigore regolamentazioni sempre più stringenti per ridurre l'emissione di gas all'atmosfera mediante tassazioni severe per chi sprechi così il gas⁽³⁰⁾.

2.1.2 Riserve non convenzionali⁽³¹⁾

Come è intuitivo, è molto difficile stimare la quantità di gas non convenzionale poiché sono riserve identificate in tempi più recenti, spesso non ancora sfruttate/sfruttabili commercialmente; una delle stime più aggiornate è riportata in Tabella VIII ed è tratta da un documento del National Petroleum Council statunitense del 2007⁽³²⁾, che non include però tutte le forme non convenzionali. Il totale riportato è di 922 000 miliardi di metri cubi quindi circa 5 volte le attuali riserve consolidate. Le prospettive sono quindi decisamente positive; bisogna però analizzare come e con quali costi questo gas sia estraibile per cui, oltre alle quantità, è necessario discutere le tipologie di intrappolamento del gas.

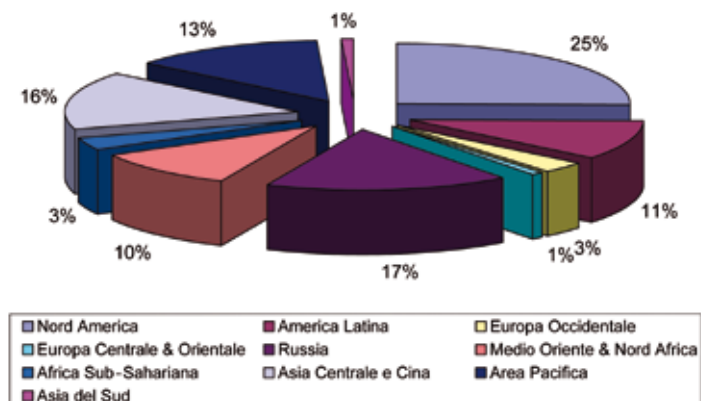


Fig. 23. – Distribuzione geografica delle riserve di gas non convenzionali.

La distribuzione geografica è invece abbastanza diversa da quella delle riserve convenzionali (figura 23): l'America sembra assai più favorita rispetto alle risorse tradizionali poiché un 25% delle riserve è posizionato in America del Nord, ma il continente americano raggiunge il 35% quando si consideri anche l'America Latina. Da qui si può interpretare l'enfasi che il mondo statunitense attribuisce a queste risorse poiché ne ridurrebbero la dipendenza dall'estero. Ancora una volta il continente europeo, se si eccettua la Russia, non sembra godere di grandi prospettive come produttore di risorse fossili.

⁽³⁰⁾ "Troubles flares in Niger delta", Financial Time, 2 novembre 2009. Nell'articolo si riporta che nell'area nigeriana nell'anno 2008 sono stati bruciati 15 miliardi di metri cubi. Per rendere anche economicamente svantaggioso questo spreco, si sta approntando una legge che obbligherebbe chi brucia a pagare il gas bruciato a prezzo di mercato più 50% di multa a vantaggio delle comunità locali.

⁽³¹⁾ Parte della documentazione presentata è adattata da www.naturalgas.com.

⁽³²⁾ Topic Paper #29 "Unconventional Gas" Working Document of the National Petroleum Council Global Oil & Gas Study, 18 giugno 2007.

La parola “non convenzionale” non tragga comunque in inganno: alcune di esse contribuiscono già al fabbisogno di gas. Uno dei paesi più avanzati in questo settore – sia per la disponibilità davvero notevole di risorse non convenzionale, sia per una forte spinta all’indipendenza energetica – sono gli Stati Uniti in cui le fonti non convenzionali coprono circa un 40% della fornitura di gas per il paese (la quale è di 23,2 Tcf (Tera Cubic Feet), pari a 650 miliardi di metri cubi; dati 2007–2008) con una proiezione del 55% per il 2030 a sostanziale parità di consumi (24,4 Tcf = 690 miliardi di metri cubi).

a. Tight Natural Gas

Il Tight Natural Gas è trattenuto in formazioni geologiche molto dure e/o molto poco permeabili, o in strati di calcare o arenaria assai poco o per nulla porosi. Teoricamente è il gas più sfruttabile, senonché si debbono applicare tecniche particolari – fratturazione, acidificazione – per favorire la fuoriuscita del gas, che nei giacimenti convenzionali, una volta perforati, esce con relativo poco sforzo. Attualmente la Energy Information Administration valuta che 3770 miliardi di metri cubi dei 38800 stimati come riserve statunitensi, quindi circa il 10%, siano tecnicamente recuperabili.

b. Shale Gas

Il gas naturale può essere intrappolato in strati rocciosi chiamati scisti (shale) risalenti all’epoca devoniana: si sono formati dai fanghi di zone marine poco profonde e sono costituiti da rocce sedimentarie molto fini. Gli scisti derivano in sostanza da materiale argilloso sottoposto a forte compressione ed hanno tendenza a sfaldarsi in piani paralleli (scistosità). In zone opportune si formano delle sorte di panini imbottiti tra due zone più dense che ne tengono in mezzo una più sottile e meno densa, dove si posiziona il gas. I costi di estrazione stanno diminuendo a fronte del progredire delle tecnologia di estrazione, che anche in questo caso considera la fratturazione delle rocce con immissione di additivi e acqua: la stima di US FERC (Federal Energy Regulatory Commission) è che 21 000 miliardi di metri cubi possano essere tecnicamente recuperati, pari ad un 20% del totale statunitense (Tabella VIII).

Negli Stati Uniti queste zone sono concentrate nei monti Appalachi (Appalachian Basin). In tempi molto recenti si è innescato un moto di grande speranza e fiducia nel Marcellus Shale, un enorme deposito che è posizionato tra lo stato di New York, la Pennsylvania, l’Ohio, il Kentucky e il West Virginia. Il Corriere della Sera del 13 settembre 2009 titola “Una miniera di energia sotto New York”. Il senso di nuova frontiera energetica è così radicato che i costi della concessione per acro sono schizzati dal pugno di dollari nel 2004 a cifre dell’ordine del centinaio se non del migliaio di dollari nel 2007–2008. Si stima che la zona contenga tanti idrocarburi da coprire il fabbisogno degli Stati Uniti per 60 anni, ma la stima di estraibilità non superava, fino a qualche anno or sono, il 10%.

In questi ultimi anni si è innescata una vera e propria rivoluzione poiché lo shale gas è il protagonista della nuova indipendenza energetica degli Stati Uniti. Il potenziale dello shale gas e la fiducia del mondo statunitense è così rilevante che la capacità di rigassificazione del Gas Naturale Liquido (vedi Approfondimento 1) è del tutto sottoutilizzata e gli Stati Uniti si stanno proponendo come esportatori di gas invece che importatori.

Tabella VIII. – Risorse di gas naturale non convenzionale.

	Tight Gas	Shale Gas	Coalbed Methane	Totale	Ripartizione
	Miliardi di m ³				%
Nord America	38 827	108 805	85 441	233 074	25,3%
America Latina	36 618	59 953	1 104	97 676	10,6%
Europa Occidentale	9 997	14 443	4 446	28 886	3,1%
Europa Centrale & Oriente	2 209	1 104	3 342	6 655	0,7%
Russia	25 516	17 757	112 062	155 335	16,8%
Medio Oriente & Nord Africa	23 307	72 159	0	95 467	10,4%
Africa Sub-Sahariana	22 203	7 760	1 104	31 067	3,4%
Asia Centrale e Cina	9 997	99 913	34 409	144 319	15,6%
Area Pacifica	35 513	74 397	13 310	123 220	13,4%
Asia del Sud	5 551	0	1 104	6 655	0,7%
Mondo	209 738	456 292	256 324	922 354	100,0%

Anche in Europa è partita la corsa allo sfruttamento dello shale gas e perforazioni sono in corso in diverse paesi, quali Polonia, Ungheria, Germania e Francia. Forse la stima di Tabella VIII non è totalmente affidabile per quanto riguarda il Vecchio Continente.

c. Coalbed methane

Enormi quantità di gas, quasi tutto costituito da metano, eventualmente accompagnato da minori quantità di idrocarburi superiori, fino al propano, e di inerti, è intrappolato nei giacimenti carboniferi. La quantità è rilevante, ma anche per questa risorsa l'estrazione è tutt'altro che semplice. Assai rilevante in questo caso è la permeabilità del deposito, che si basa su un reticolo di canalicoli o cunei derivanti dalla fratturazione della matrice, in quanto la porosità intrinseca del carbone è piuttosto bassa. Parametro importante è la capacità di adsorbimento, cioè il volume di gas assorbito per unità di massa di carbone: valori tipici sono dell'ordine dei 20 m³/tonnellata. Il desorbimento è favorito dalla riduzione di pressione all'interno del giacimento, che di solito avviene in seguito alla perforazione e la successiva rimozione dell'acqua che occupa le fratture tra blocco e blocco.

Il coalbed methane era una volta considerato un problema poiché poneva seri problemi di sicurezza allo sfruttamento del giacimento. Una volta che la vena è intaccata – come una pentola a pressione che sfiata – il gas viene rilasciato e, se non incanalato per un appropriato sfruttamento, deve essere emesso in atmosfera per evitare la formazione di sacche potenzialmente esplosive (il fenomeno noto come *grisou*).

Le maggiori aree di sfruttamento del coalbed methane sono identificabili negli Stati Uniti, nel Canada, le province di British Columbia e Alberta, e in Australia. Stime del Potential Gas Committee quantificano in 4600 miliardi di metri cubi di gas, pari a un 5–6% delle riserve totali, la quantità tecnicamente estraibile.

La particolarità del coalbed methane è il suo appartenere o meno alle risorse non rinnovabili. È aperto un dibattito sul fatto che microrganismi, presenti nei giacimenti carboniferi,

possano generare metano, ma che questa loro capacità venga distrutta dallo sfruttamento della riserva poiché viene rimossa l'acqua necessaria alla generazione del gas. La questione, almeno nella provincia canadese dell'Alberta, è rilevante poiché solo le risorse non rinnovabili appartengono al governo provinciale.

d. Natural Gas from geopressurized zones

La distinzione può non essere immediata rispetto ad altre tipologie presentate: siamo in presenza di strati sottoposti ad una pressione molto più elevata di quanto compete alla loro profondità. In genere pesanti e compatti strati di argilla hanno ricoperto strati di materiale poroso. L'accumularsi di ulteriori strati fa aumentare la pressione per cui il gas e gli altri componenti leggeri vengono schiacciati fuori dagli strati argillosi e si vanno a posizionare nel sottostante livello poroso. È facile intuire che questi strati possano essere incontrati a profondità elevate, superiori ai 3500 metri. La combinazione delle caratteristiche brevemente elencate fa comprendere che il loro recupero non sia fattibile in tempi brevi, anche se negli Stati Uniti è considerata una tra le riserve non convenzionali più ricche. Si stima⁽³³⁾ che la quantità presente nel sottosuolo americano, principalmente nel bacino del Golfo del Messico, possa ammontare tra il 140 000 e il milione e mezzo di miliardi di metri cubi di gas, anche se la quantità sfruttabile oggi è dell'ordine dei 30 000 miliardi di metri cubi. Se assumiamo che un fattore medio di sfruttamento sia, con un certo ottimismo, del 15%, si arriva ad un totale di riserve di 200 000 miliardi di metri cubi, per cui più prossimo al termine inferiore che a quello superiore di quanto sopra indicato. La stima riportata, quantunque oscillante di ben un ordine di grandezza, è comparabile a quanto riportato per le altre forme di gas non convenzionale: anzi il valore di 200 000 si allinea con le stime delle altre forme di gas.

e. Deep Natural Gas

Si definisce così il gas naturale che si trova a profondità maggiori di quanto oggi sia comune nei depositi sfruttati o sfruttabili. In qualche modo è analogo a quanto esposto nel paragrafo precedente a parte il fatto di non essere sottoposto ad una più elevata pressione. Se attualmente la profondità tipica si aggira tra alcune centinaia e un migliaio di metri, qui si ipotizza di scendere oltre i 4000 metri. Il continuo avanzamento delle tecniche di perforazione ed estrattive rende lo sfruttamento possibile, ma i costi attuali sono in genere piuttosto elevati. Negli Stati Uniti⁽³⁴⁾ sono stati individuati 15000 bacini; di questi 377 producono da profondità comprese tra 14000 e 15000 piedi (4267-4572 m) mentre 256 producono da profondità superiore ai 15000 piedi. La soglia della produttività è valutata 6 miliardi di piedi cubi ovvero 170 milioni di metri cubi di gas pari a un milione di barili di petrolio equivalente. Nel documento a cui si fa riferimento, prodotto dal del US Geological Survey nel 1997, si afferma che le riserve di deep natural gas (1420 miliardi di metri cubi) costituivano circa il 7% dell'intera produzione statunitense, pari a 20000 miliardi di metri cubi. La stima totale del gas non convenzionale degli Stati Uniti, riportata in tale documen-

⁽³³⁾ La stima proviene da una diversa fonte rispetto a quelle presentate nei precedenti paragrafi della sezione 2.1.1

⁽³⁴⁾ US Geological Survey Bulletin 2146-C, 1997.

to, è di poco meno di 15 000 miliardi di metri cubi, che è un ordine di grandezza inferiore a quanto riportato nel documento di NPC (vedi nota⁽³²⁾) di dieci anni dopo ove la stima è di un ordine di grandezza superiore (233 000 miliardi di metri cubi, Tabella VIII). È possibile che le ricerche e le valutazioni, fatte nel contempo, abbiano generato dati più accurati nella pubblicazione di un decennio più tardi, tenendo anche in considerazioni che la cifra di 233 000 miliardi di metri cubi include anche il Canada. Quindi, anche aumentando di un ordine di grandezza la stima di questa tipologia di gas, ponendola cioè a $1,4 \cdot 10^4$ miliardi di metri cubi, essa rimane comunque minoritaria rispetto alle precedenti.

f. Gas Hydrate (Idrati di Metano)⁽³⁵⁾

Abbandoniamo il gas intrappolato nella roccia, pur nelle sue diverse forme, per considerare l'ultima frontiera del gas, gli idrati o clatrati di metano. Per lungo tempo si era creduto che esistessero solo in zone remote del sistema solare ove la temperatura era sufficientemente bassa: poi si sono scoperte formazioni di idrati sul fondo degli oceani ove pressione e temperatura favoriscono la loro formazione. La natura è alquanto bizzarra: il gas è intrappolato all'interno della struttura cristallina del ghiaccio, con una composizione media (la variabilità dipende dalle cavità disponibili nel reticolo solido) di 1 mole di metano ogni 5,75 moli di acqua, cioè 16 grammi di gas ogni 103,5 grammi di acqua, per una densità stimata attorno a $0,9 \text{ g/cm}^3$. Da un litro di clatrato si liberano 168 litri di metano misurati in condizioni normali (1 bar, 273 K).

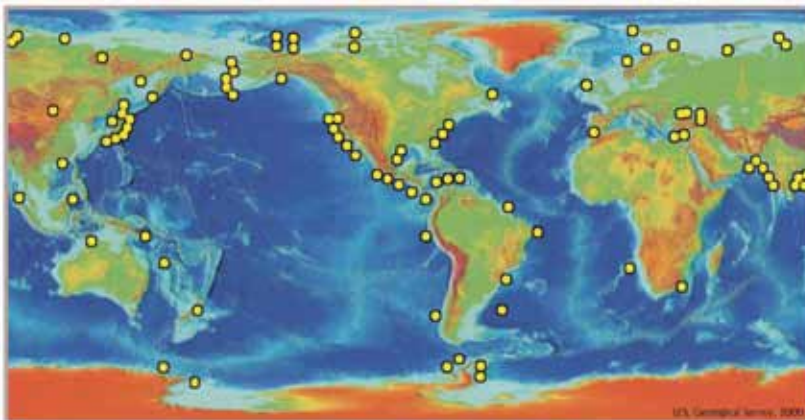


Fig. 24. – Mappa degli idrati di metano sui fondi marini ⁽³⁶⁾.

Gli idrati si incontrano nella parte inferiore della geosfera marina (figura 24) e nelle zone interessate da depositi glaciali. La loro formazione è spiegata mediante intrappolamento di metano, che risale dalle profondità attraverso le faglie geologiche, nelle cavità del reticolo del ghiaccio. Incontrando le basse temperature del fondale marino, ove si va formando il

⁽³⁵⁾ www.wikipedia.org è una buona base per un primo riferimento sull'argomento. Informazioni sono reperibili anche sui siti del US Department of Energy (DOE): www.fossil.energy.gov e www.net1.doe.gov.

⁽³⁶⁾ Fonte: US Geological Survey, 2000.

ghiaccio, il gas si posiziona in “sacche” la cui formazione è in qualche modo condizionata dalla presenza del gas stesso.

Più che all’interessante struttura degli idrati si è interessati al loro potenziale; dalle stime riportati in documenti del Department of Energy (DOE)⁽³⁷⁾, il loro quantitativo è letteralmente enorme rispetto a quanto abbiamo sinora discusso: si ipotizza che siano disponibili qualcosa come $1 \cdot 10^{10}$ miliardi di metri cubi, completamente non confrontabili con le altre stime di riserve di gas non convenzionale che arrivavano al massimo a $1 \cdot 10^6$ miliardi di metri cubi (si veda la figura 25 ove la quantità di idrati è divisa per 10000 per poter essere confrontabile). La visione statunitense, che pure compare nei documenti ufficiali – la figura 26 illustra quali-quantitativamente la valutazione del potenziale degli idrati da parte americana – è superiore di tre-quattro ordini di grandezza ad altre valutazioni⁽³⁸⁾ che, sebbene si riferiscano solo agli idrati presenti sui fondali marini, riportano disponibilità dell’ordine di $1 \cdot 10^6 - 1,5 \cdot 10^6$ miliardi di metri cubi, confrontabile quindi con le altre fonti riportate in figura 25.

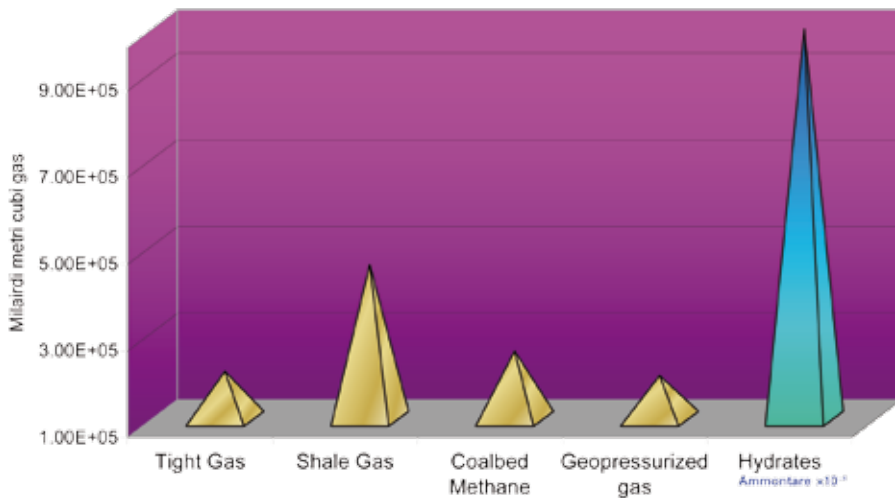


Fig. 25. – Riserve stimate di gas naturale non convenzionale.

Per quanto possa apparire una riserva molto futuribile rispetto a quelle precedentemente descritte, negli Stati Uniti sono stati messi già in atto programmi di ricerca&sviluppo anche per gli idrati. A monte, è stata definita, già nel 2006, una RoadMap⁽³⁹⁾ che guidi e coordini

⁽³⁷⁾ “Methane Hydrate – An Overview”, Department of Energy (DOE), 2007.

⁽³⁸⁾ A.V. Milkov; “Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there?”, *Earth-Sci. Rev.* 66 (3–4), 2004, 183–197.

⁽³⁹⁾ “An Interagency Roadmap for Methane Hydrate Research and Development”, Department of Energy (DOE), Office of Fossil Fuels, Luglio 2006.

tutti gli sforzi per valutare lo sfruttamento di questa risorsa. Gli obiettivi⁽⁴⁰⁾ sono su più livelli: i) valutare e mitigare l'impatto ambientale correlato alla destabilizzazione degli idrati a seguito delle attuali esplorazioni convenzionali per la ricerca di gas e petrolio; ii) documentare e predisporre la prevenzione dei possibili rischi connessi alla perforazione in zone ricche di idrati di metano; iii) dimostrare la fattibilità tecnico-economica, eventualmente identificando le nuove tecnologie necessarie, per lo sfruttamento commerciale di questi depositi. Due sono le tipologie di giacimenti presi in considerazione, giacimenti artici e giacimenti marini: per i primi si prevede che l'obiettivo della RoadMap sia raggiunto nel 2020 mentre altri cinque anni (2025) sono stimati necessari per i secondi.

Una volta che il gas sia stato estratto, il suo sfruttamento o, per meglio dire, le opzioni per portarlo a mercato restano le medesime di quelle del gas convenzionale.



Fig. 26. – Valutazione quanti-qualitativa della disponibilità di idrati di metano⁽⁴¹⁾.

2.1.3 Conclusioni: tiriamo le somme

I dati riportati nei precedenti punti sono una sintesi delle valutazioni disponibili, affette da non poche incertezze. In genere si è riportata la stima più plausibile e un fattore di recupero credibile e ragionevolmente conservativo. I valori indicati e i fattori di recupero sono riassunti in Tabella IX. I fattori di recupero sono derivati dalla letteratura (valori in nero) o stimati in base a considerazione tecniche. Il quadro che ne risulta sommando le possibilità disponibili in termini di gas sfruttabile è positivo.

Le risorse non convenzionali che in un qualche modo sono più vicine alla messa in produzione – in particolare questo vale per lo shale gas, che in tempi recenti ha avuto addirittura

⁽⁴⁰⁾ Ibidem, p. 12.

⁽⁴¹⁾ Fonte nota ⁽³⁹⁾. Le riserve sono quelle statunitensi del 2006 quando le riserve di gas convenzionale erano stimate in 5700 miliardi di metri cubi (200 Tcf della piramide minore).

un boom, e il tight gas (anche se la produzione di quest'ultimo è modesta) – indicano una disponibilità ($1,6 \cdot 10^5$ miliardi di metri cubi) sostanzialmente uguale alle riserve convenzionali provate ($1,9 \cdot 10^5$ miliardi di metri cubi, sezione 2.1.1.). Se l'indice residuo di vita per il gas convenzionale è dell'ordine dei 60 anni, si può concludere che con le risorse non convenzionali si vanno ad aggiungere altri 55 anni. In realtà in una recentissima pubblicazione del World Energy Council⁽⁴²⁾, si indica in 40% la quota degli shale gas sfruttabili economicamente, il che porterebbe la disponibilità a $25 \cdot 10^5$, quindi aggiungendo circa 80 anni al tasso di consumo odierno.

Tabella IX. – Riserve di gas non convenzionale. I fattori di recupero sono basati su stime di letteratura o ipotizzati in base a considerazioni generali (valori conservativi in corsivo discusso nel testo).

	Totale stimato [Mil m ³]	Regione	Fattore recupero	Sfruttabile [Mil m ³]
Tight gas	$2,10 \cdot 10^5$	Mondo	10%	$2,10 \cdot 10^4$
Shale gas	$4,56 \cdot 10^5$	Mondo	20%	$9,13 \cdot 10^4$
Coalbed methane	$2,56 \cdot 10^5$	Mondo	6%	$1,54 \cdot 10^4$
Geopressurized gas	$2,00 \cdot 10^5$	USA	<i>15%</i>	$3,00 \cdot 10^4$
Deep natural gas	$1,40 \cdot 10^4$	USA	<i>10%</i>	$1,40 \cdot 10^3$
TOTALE PARZIALE	$1,14 \cdot 10^6$			$1,59 \cdot 10^5$
Hydrates	$1,00 \cdot 10^6$	Mondo	<i>5%</i>	$5,00 \cdot 10^4$
TOTALE	$2,14 \cdot 10^6$	Mondo		$2,09 \cdot 10^5$
RISERVE PROVATE 2010				$1,93 \cdot 10^5$

Gli idrati sono stati esclusi dal primo calcolo (Totale parziale in color lilla) poiché la variabilità sulle stime è molto più elevata. Per inserirli nel calcolo si è presa la stima più conservativa ($1,0 \cdot 10^6$ miliardi di metri cubi) dando loro un fattore di recupero molto basso (5%): si aggiunge comunque un quantitativo molto significativo tale da influenzare l'indice di vita, su cui ritorneremo nella sezione 3.1. La scelta di non essere troppo entusiastici sugli idrati si basa non solo sulla variabilità delle stime, che indica una non uniformità dei criteri di giudizio, ma anche sui problemi di stabilità geologica che si potrebbe generare quando venissero recuperati dal fondo del mare, nonché la disponibilità e il costo delle tecnologie di estrazione.

2.2 Riserve di petrolio

Per il petrolio, valgono gli stessi concetti di convenzionale e non convenzionale che sono stati proposti per il gas. In questo caso le riserve non convenzionali sono già in produzione in maniera significativa tanto che il Canada, paese che ha messo in produzione le sabbie bituminose, è al settimo posto tra i produttori mondiali con 155 milioni di tonnellate⁽⁴³⁾.

⁽⁴²⁾ World Energy Council, "Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas", 2010.

⁽⁴³⁾ International Energy Agency, "Key World Energy Statistics 2009".

2.2.1 Riserve convenzionali

I valori di riserve e consumi sono riportati in figura 27: le riserve mondiali che ammontano a 1 191 066 milioni di barili⁽⁴⁴⁾, sono andate crescendo nel periodo 1991–2009, ad un tasso medio del 1,96% a fronte di una continua crescita dei consumi, che hanno avuto nello stesso periodo un tasso di crescita del 2,4%.

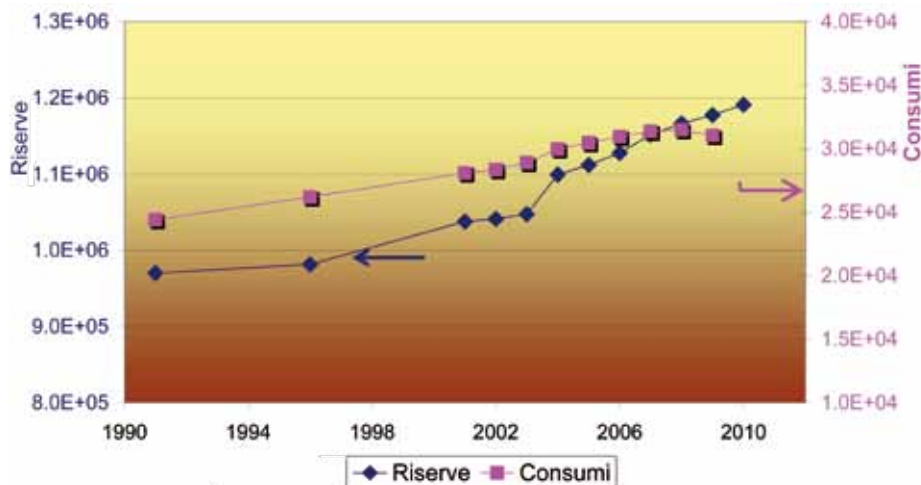


Fig. 27. – Riserve e consumi di petrolio (in milioni di barili) nel corso degli anni⁽⁴⁴⁾.

La distribuzione geografica delle risorse convenzionali è assai squilibrato (figura 28): più della metà è concentrata in Medio Oriente, trasformandola in una zona di grandissimo interesse geo-politico. La quota parte dell'America è concentrata nell'America Latina (circa 80%), mentre è l'America del Nord il maggior consumatore mondiale.

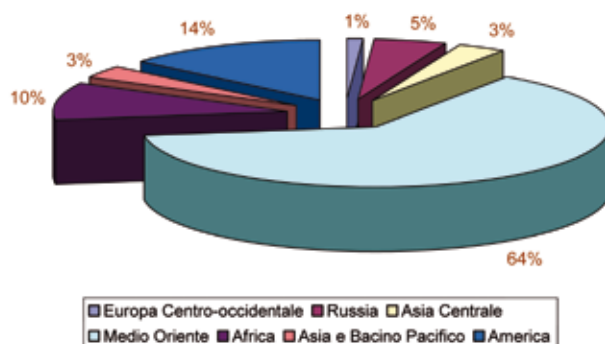


Fig. 28. – Distribuzione geografica delle riserve di petrolio (vedi nota ⁽⁴⁴⁾).

⁽⁴⁴⁾ Eni World Oil and Gas Review 2010.

Se calcoliamo l'indice di vita residua del petrolio negli anni, ritroviamo la medesima situazione già vista per il gas naturale: l'indice stimato pari a 40 anni all'inizio degli anni '90 ed ha più o meno lo stesso valore una ventina d'anni dopo. Il mondo è stato sì esplorato, ma ci sono ancora molte aree da investigare: si trivellano ancora molti pozzi esplorativi, più spesso nelle zone meno ricche, e si ottengono ancora successi. Il 2009 è stato un anno ricco di scoperte⁽⁴⁵⁾: più di 200 nuovi bacini hanno coronato gli sforzi delle compagnie impegnate nella sfida. BP ha comunicato di aver identificato un bacino gigante nelle acque profonde del golfo del Messico che potrebbe essere il più grosso mai trovato nell'area. Secondo il Cambridge Energy Research Institute nel primo semestre del 2009, 10000 milioni di barili di olio sono stati aggiunti alle risorse mondiali: il 2009 è stato considerato come un anno record di nuove scoperte.

I costi dell'esplorazione sono elevatissimi: tanto per dare un'idea per perforare un pozzo esplorativo in acque profonde si spendono 100 milioni di dollari. Questo giustifica gli sforzi nelle tecniche di indagine a priori (vedi Approfondimento 2: La ricerca del giacimento in laboratorio) per aumentare la probabilità di ritrovamento. La probabilità di successo, pur avendo un supporto di sempre nuove tecnologie, è compresa tra 30% e 50%. Quindi gli enormi costi da sostenere devono essere ricompensati da un adeguato prezzo del petrolio nel futuro, quando il campo sarà messo in produzione.

2.2.2 Riserve non convenzionali

Le riserve non convenzionali sono costituite da idrocarburi pesanti, anelli poliaromatici molto complessi che sono solidi a temperatura ambiente, molto viscosi anche quando passano allo stato liquido per riscaldamento. Spesso sono miscelate a sostanze inorganiche, rocce e/o sabbie per cui l'estrazione è più onerosa che per l'olio tradizionale.

Le distinzioni non sono sempre univoche e si parla di "heavy and extra-heavy oil", oil o tar sands e oil shale. La Tabella X può aiutare a capire la distinzione tra le varie forme di greggi non convenzionali che verranno descritti.

Tabella X. – Caratteristiche reologiche delle categorie di greggi non convenzionali.

	Densità (°API)	Viscosità (mPa×s)	Proprietà reologiche alla condizioni del bacino
Greggio Pesante Heavy oil	10 – 20		Mobile
Greggio ultra pesante Extra heavy oil	< 10	< 10000	Mobile
Sabbie bituminose Oil / Tar sands	7 – 12	> 10000	Non-mobile
Scisti oleosi Oil shale			Rocce madri senza permeabilità

⁽⁴⁵⁾ "New finds give oil firms reason for celebration", Herald Tribune, 24 settembre 2009.

a. *Extra-heavy oil and oil/tar sands*⁽⁴⁶⁾

In questo capitolo sono combinati gli oli extra-pesanti e le tar/oil sands poiché le differenze non sono sempre ben definite: si tratta di formazioni ove si miscelano sabbie, argille e composti organici molto grandi (bitume) per cui sono solidi, dal colore nerastro, a temperatura ambiente. L'IEA stima che ci siano circa 6 trilioni (10^{12}) di barili di olio pesante nel mondo, un terzo delle quali è giudicato “estraibile” cioè sfruttabili in termini economici. In Tabella XI si dà la distribuzione mondiale, sia secondo la IEA, più recente, che secondo Wood Mackenzie: i valori sono in buon accordo. Si può osservare che le maggiori differenze sono per una maggior stima per la Russia (dati non facili da valutare dato la situazione geopolitica) e la puntualità della stima di WoodMckenzie per i paesi minori, mentre IEA dà un valore totale, e superiore, di $8,20 \cdot 10^2$ per altri paesi. A fronte dell'incertezza delle stime si assume il valore arrotondato di $6,00 \cdot 10^3$ bilioni di barili.

Tabella XI. – Disponibilità di olio non convenzionale (extra-heavy oils, tar sands); su scala mondiale sono considerate estraibili quelle risorse recuperabili con le attuali tecnologie. Il valore di $8,20 \cdot 10^3$ della colonna IEA si riferisce ad altri paesi.

Paesi	WoodMackenzie	IEA
	Miliardi di barili	
Canada	$2,70 \cdot 10^5$	$2,50 \cdot 10^3$
Venezuela	$1,20 \cdot 10^3$	$1,50 \cdot 10^3$
Russia	$4,00 \cdot 10^2$	$1,00 \cdot 10^3$
USA	$1,03 \cdot 10^2$	$1,80 \cdot 10^2$
Messico	$4,60 \cdot 10^1$	$8,20 \cdot 10^2$
Brasile	$4,70 \cdot 10^1$	
Arabia Saudita	$3,20 \cdot 10^1$	
Iran	$3,50 \cdot 10^1$	
Cina	$1,31 \cdot 10^1$	
TOTALE	$2,72 \cdot 10^5$	$6,00 \cdot 10^3$

La figura 29 – che si rifà alla previsione di Wood Mackenzie – conferma che queste risorse sono concentrate in Canada e in Venezuela, la cui produzione nel 2001 si era assestata sui 654000 e 270000 barili al giorno, rispettivamente.

Attualmente in Canada⁽⁴⁷⁾, le oil sands sono la grande ricchezza del paese: la produzione è salita a 1,3 milioni di barili su una produzione totale del paese di 2,9 milioni di barili, che pone il Canada al settimo posto tra i produttori mondiali. La proiezione è per una crescita al 2020 compresa tra 4,5 e 5,2 milioni di barili al giorno con un 75% circa estratto da oil sands.

La situazione del Venezuela non è altrettanto facilmente definibile, specialmente per la

⁽⁴⁶⁾ Oltre alla più comune forma “Tar sands” si trova anche “oil sands”. Buona fonte è la voce oil sands in wikipedia con una ricca bibliografia.

⁽⁴⁷⁾ “Alberta’s Oil Sands. Opportunity. Balance” Marzo 2008.

situazione politica del paese. Stime recenti⁽⁴⁸⁾ indicano che le riserve sfruttabili ammontano a 211 miliardi di barili.

Il processo di messa in produzione è assai più complesso che non per l'olio tradizionale, poiché la viscosità è molto bassa; spesso si ha a che fare con solidi, e la parte idrocarburica è miscelata a matrici inorganiche tipo sabbia. Per cui le operazioni preliminari sono sia di fluidificazione sia di rimozione della matrice inorganica. I processi estrattivi sono più complessi ed onerosi e sono influenzati dalla tipologia di risorse disponibile.

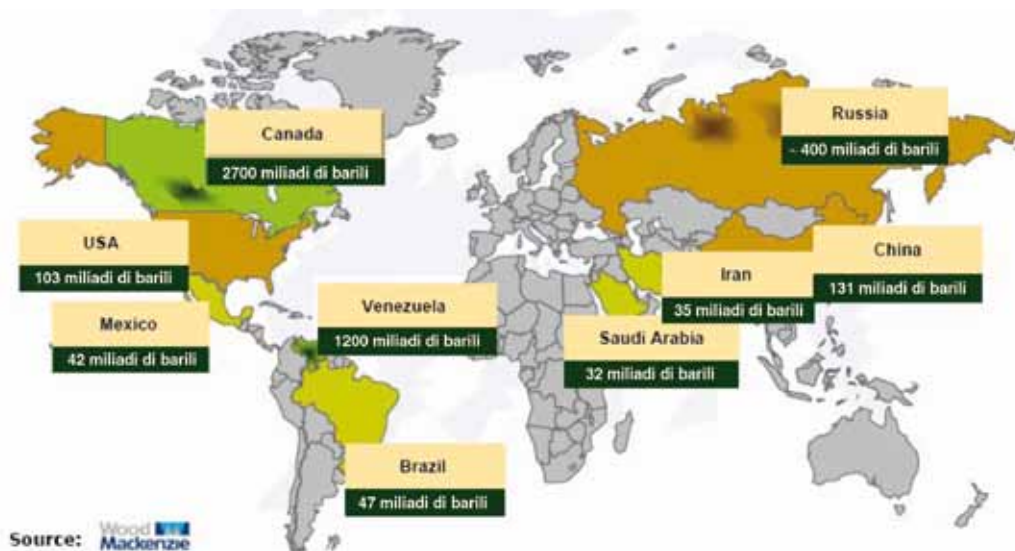


Fig. 29. – Distribuzione delle riserve di olio non convenzionale secondo Wood Mackenzie (in miliardi di barili).

La più semplice è l'estrazione mediante escavazione che si applica ove i bitumi sono sufficientemente superficiali; si rimuove lo strato che li ricopre e si raccoglie la miscela che viene poi trattata con acqua calda e soda. Lo slurry è poi agitato in modo che la parte organica sia surnatante e possa essere recuperata. In genere dev'essere addizionata di fluidificanti o tagli leggeri altrimenti non è maneggiabile come fase liquida aggravandone i costi di lavorazione. Con i più recenti progressi si arriva a recuperare fino al 90% del bitume presente, pur tenendo conto che circa due tonnellate di oil sands sono necessarie per produrre un barile di olio (circa 0,25 t).

In casi ove il petrolio è sufficientemente fluido si usano pompe a cavitazione: il metodo è noto come Cold Heavy Oil Production with Sand (CHOPS), e si applica principalmente in Venezuela.

In quei casi ove la parte organica è costituita da strutture policicliche, in gergo "petrolio molto pesante" tanto da essere un quasi-solido, si deve in qualche modo dare calore per rendere il fluido estraibili. Le tecniche più comuni sono:

⁽⁴⁸⁾ Finanza e Mercati, 19/03/2010.

- Cyclic Steam Stimulation (CSS). Ove periodicamente si inietta vapore (a 300–350 °C) nel pozzo per un periodo prolungato, dalla settimana al mese, si lascia riposare per periodi altrettanto lunghi e poi si inizia il recupero della parte organica, riscaldata e quindi fluida. La procedura si ripete ciclicamente e permette un recupero del 20–25% del totale disponibile;
- Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD): si inseriscono due tubi orizzontali nell'area estrattiva, lunghi anche chilometri. Il meno profondo si trova a 5–6 m al disopra dell'altro e serve per immettere vapore che fuoriesce e riscalda la zona. Il calore fonde il bitume che percola verso il basso e viene raccolto nel tubo inferiore: considerata una grande innovazione quando fu proposta (anni '80) poiché permette un tasso di recupero del 60% del greggio presente, la tecnologia SAGD è oggi una delle più usate;
- Vapor Extraction Process (VAPEX): può essere considerata una variante della precedente poiché è basata sul medesimo assetto, ove si inietta un solvente idrocarburico nel tubo alto. Solubilizzando la parte organica, si opera un parziale miglioramento della qualità del grezzo già in fondo al pozzo;
- Toe to Heel Air Injection (THAI): la più innovativa delle tecniche, rivendica un minor consumo energetico e un minor impatto ambientale rispetto alle precedenti anche se si ha a che fare con una combustione sotterranea. Da un tubo verticale viene immessa dell'aria che permette la combustione controllata di parte del greggio raccogliendo i componenti leggeri che si formano e la parte che si fluidifica in un tubo orizzontale steso nella parte bassa della zona di estrazione;

Le tecnologie si distinguono per la temperatura applicata: se è al disotto di 350–370 °C si parla di recupero facilitato termicamente per la maggior mobilità che il fluido acquisisce a caldo. Se si sale ancora con la temperatura, si parla di “downhole ungrading”, cioè implementazione della qualità del greggio “in fondo al pozzo”. Esso avviene mediante reazioni chimiche vere e proprie con legami che si rompono e si riformano grazie all'energia termica fornita. Questa seconda classe di tecnologie non è ancora commerciale, ma diverse prove pilota sono in corso. Il processo più noto di questa seconda classe è il THAI di cui è stata proposta anche la versione catalitica con il nome di CAPRI (figura 30), ove “sacche” di catalizzatore vengono avvolte attorno al tubo di ricezione per favorire una ulteriore conversione più selettiva delle molecole idrocarburiche generate per combustione controllata nella parte sovrastante. Nella figura si riconosce il tubo di immissione dell'aria (sulla sinistra), il fronte di combustione che favorisce lo scivolamento del greggio (ZGM), e il tubo di raccolta attorno al quale le molecole subiscono l'ultima modifica, favorita dal catalizzatore.

Se già l'estrazione convenzionale è considerata dannosa per l'ambiente in cui opera, maggiore impatto è ascritto all'estrazione dell'olio non convenzionale sia per l'incidenza territoriale diretta, specialmente nel caso dell'escavazione a cielo aperto, sia per il consumo di acqua, poiché dai due ai quattro volumi di acqua sono necessari per produrre un volume di greggio con un fattore di riciclo del 85–90% ed un consumo diretto di 0,2 volumi di acqua per volume di greggio prodotto. Più recentemente autorità canadesi hanno affermato che il volume di acqua, necessario per il trattamento di recupero, si è ridotto a 1:1 con il volume di greggio prodotto, essendo il 90% dell'acqua riciclata, quindi riducendo del 50% il consumo di acqua.

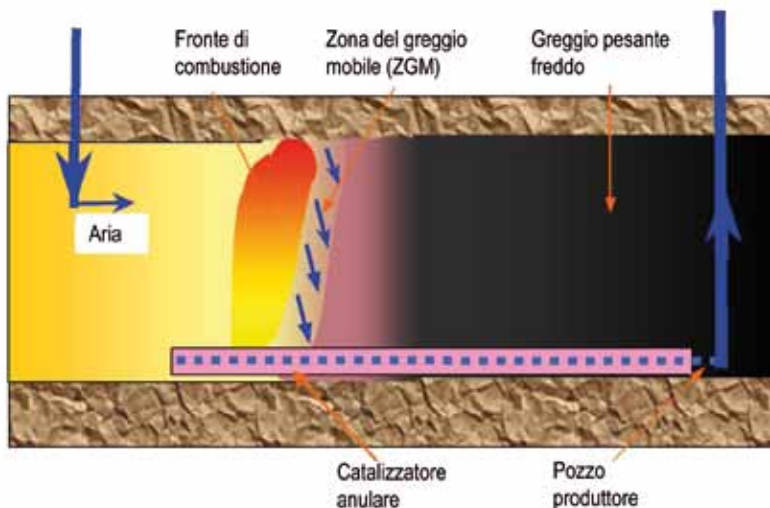


Fig. 30. – Rappresentazione schematica dei processi THAI e CAPRI – La versione CAPRI propone un catalizzatore in posizione anulare attorno al tubo di fondo che raccoglie gli idrocarburi formati nel fronte di combustione e che tendono a scendere verso il basso.

L'upgrading *in situ*, tipo THAI-CAPRI, si pone anche l'ambizione di estrarre dal giacimento solo la parte utile lasciando sottoterra i sotto-prodotti e tutte le potenziali scorie, quindi connotandosi anche benignamente dal punto di vista ambientale.

b. Oil shale (scisti oleosi)⁽⁴⁹⁾

Gli oil shale sono rocce sedimentarie a grana fine che contengono il kerogeno. Sono presenti in 27 paesi del mondo, anche se la maggior parte è concentrata negli Stati Uniti: qui si stimano essere presenti $2,0 \cdot 10^3$ dei $2,6 \cdot 10^3$ miliardi di barili delle risorse mondiali⁽⁵⁰⁾. Altre fonti stimano la potenzialità tra $2,8 \cdot 10^3$ e $3,3 \cdot 10^3$ miliardi di barili.

La fonte non è nuova in assoluto poiché attirò l'attenzione del governo statunitense già nel 1912 quando fu istituito l'Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves con scopo eminentemente militare. Oggi si necessita una nuova industria degli scisti oleosi⁽⁵¹⁾, di cui si stanno ponendo le basi.

Abbiamo già incontrato il kerogeno nella descrizione della formazione del petrolio sottoterra. Il kerogeno si forma durante la fase della catagenesi e successivamente, mediante stadi termici, evolve a greggio (figura 17). In sostanza è come se fosse un "petrolio giovane" a cui non si è dato il tempo di maturare. Lo sfruttamento industriale non può che seguire ciò che la natura fa di per sé accelerandone i tempi attraverso processi di pirolisi indotta.

⁽⁴⁹⁾ Buona fonte è la voce "Oil Shale" in Wikipedia con una ricca bibliografia.

⁽⁵⁰⁾ "Secure Fuels from Domestic Resources", US Department of Energy, Giugno 2007.

⁽⁵¹⁾ "America's Oil Shale. A Roadmap for Federal Decision Making", US Department of Energy, Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves, Dicembre 2004.

Oggi giorno con l'evoluzione delle tecnologie, esistono infatti anche metodi di lavorazione *in situ* mediante surriscaldamento degli scisti oleosi per far evolvere la materia organica giovane, assicurando potenzialmente un maggior tasso di recupero. Più tradizionalmente, lo sfruttamento avviene per escavazione a cielo aperto, avendo rimosso gli strati superficiali ricoprenti la zona oleosa. Successivamente si passa al trattamento termico che permette la produzione di greggio, accompagnato da gas: curiosamente in inglese si passa da "oil shale" (la roccia scistica impregnata di greggio) a "shale oil" (il greggio dagli scisti). Questo avviene a temperature dell'ordine di 450–500 °C, anche se la decomposizione inizia attorno ai 300 °C, però con una cinetica troppo lenta.

Le operazioni hanno un impatto ambientale rilevante, sia per quanto riguarda lo sbrancamento di vaste aree, sia per il passaggio di sostanze organiche acide per ossidazione all'aria nel terreno sottostante, di componenti inorganiche nelle acque, di fasi pulverulenti nell'aria, derivanti dalle operazioni di estrazione, manipolazione e trasporto, e di erosione. Nel 2002 in Estonia, che usa gli scisti oleosi come la principale fonte primaria per la produzione di energia elettrica, 91% dell'inquinamento totale, 86% di quello delle acque e 23% di quello dell'aria è stato attribuito a questa fonte⁽⁵²⁾. Le fasi operative devono essere molto curate.

L'acqua in particolare è fatta oggetto di molta attenzione: i consumi sono stimati con numeri abbastanza divergenti, ma non si è lontani dal vero se si dà un intervallo di 1–4 volumi di acqua per volume di shale oil prodotto: il US Bureau of Land Management ha stimato nel 2007 il consumo tra 2 e 10 galloni US (8–38 litri) per tonnellate di petrolio prodotto⁽⁵³⁾: con qualche approssimazione si calcola un consumo di acqua compreso tra 0,01 e 0,2 volumi per volume di greggio prodotto, un valore simile a quanto riportato per la produzione di greggio da tar sands. Si ritiene che i trattamenti *in situ* possano portare non solo vantaggi nel recupero della materia organica, ma anche possa ridurre di un fattore dieci l'impatto ambientale.



Fig. 31. – Analogie tra la catena di trattamento di sabbie bituminose e greggio da scisti⁽⁵⁴⁾.

⁽⁵²⁾ A. Rauskas "Opening a new decade", Oil Shale - A Scientific-Technical Journal (Estonia Academy Publishers), 21(1) 1–2.

⁽⁵³⁾ "Draft Oil Shale and Tar Sands Resource Management Plan Amendments to Address Land Use Allocations in Colorado, Utah and Wyoming and Programmatic Environmental Impacts Statements" Volume 2, Argonne National Laboratory 7/12/2007, p. 36.

⁽⁵⁴⁾ Oil&Gas Journal, "Is oil shale America's answer to oil peak challenge?", 9 Agosto 2004.

Da quanto esposto possiamo vedere un parallelo e possiamo mettere a confronto le due fonti fin qui analizzate. In figura 31 le due catene di lavorazione sono messe a confronto: l'estrazione e il trattamento di rimozione del carbonio (decocking) delle tar sands è equivalente al trattamento pirolitico degli oil shale. Segue una purificazione che è prevalentemente un idrodesolforazione (HDS) per le prime e una idrodenitrificazione (HDN) per i secondi.

Un confronto quantitativo, riportato in Tabella XII, dà la prospettiva della fruibilità degli oil shale: i termini quanti-qualitativi sono del tutto comparabili, se non migliori, delle tar sands. In parti del mondo gli oil shale sono già parte della catena di generazione di energia: l'Estonia è il maggior sfruttatore.

Tabella XII. – Confronto tra le prospettive economiche delle sabbie bituminose e degli scisti oleosi (vedi nota ⁽⁵⁴⁾).

Caratteristiche	Athabasca Tar Sands	Green River Oil Shale
Contenuto	25 gal bitume/ton	30 gal kerogen oil/ton
Contenuto idrogeno	10,5% peso	11,8% peso
Eteroatomi da rimuovere	6,2% peso (per lo più S)	4,0% peso (per lo più N)
Perdita di carbonio a coke e gas	40 libbre /ton-solido	11,6 libbre /ton-solido
Resa netta a petrolio	0,53 barile/ton processata	0,73 barile/ton processata
Qualità del greggio	34°API	38°API

c. Petrolio che viene dal freddo

L'Artico è forse l'ultima frontiera dell'esplorazione alla ricerca del petrolio. L'assottigliarsi dei ghiacci rende quest'area la più grossa "miniera virtuale" per cui si è innescata una grande corsa da parte di varie nazioni per il controllo del territorio e il suo sfruttamento. I paesi nordici sono in prima linea cosiccome lo è la Russia, di cui si ricorda la discesa dei 2 sottomarini Mir 1 e Mir 2 il 7 agosto 2007 per piantare la bandiera (in titanio) del proprio paese sul fondale dopo aver prelevato campioni geologici per l'analisi.

Le condizioni ambientali restano comunque estreme e i costi della esplorazione sono enormi. Una delle prime realtà operative, che riguarda però il gas, è il progetto Snoehvit, nel Mare di Barents, di fronte a Hammerfest, la città più a Nord dell'Europa: si tratta di un terminale LNG (Melkoya Island) con una capacità produttiva di 4,3 milioni ton/anno che riceve il gas da tre giacimenti – locati offshore a 140 km nordovest della cittadina – la cui potenzialità è di 300 miliardi di metri cubi di LNG e 20 milioni di metri cubi di condensati⁽⁵⁵⁾. L'unità produttiva è su chiatta galleggiante. Il gas estratto contiene tra il cinque e l'otto per cento di biossido di carbonio, che dopo separazione, viene riportato al giacimento attraverso un gasdotto dedicato di 160 km per essere riiniettato ad una profondità di 2600 m, in uno strato di arenaria spesso dai 45 ai 75 metri. Ciò evita l'emissione in atmosfera del gas ed è una delle misure con cui la Norvegia aderisce al trattato di Kyoto.

Il motivo della conquista del "monopolio dell'artico" può essere spiegato dai numeri prodotti dal US Geological Survey del 2008 nel documento chiamato CARA (Circum-

⁽⁵⁵⁾ www.hydrocarbons-technology.com/projects/snoehvit.

Arctic Resources Appraisal)⁽⁵⁶⁾. La metodologia applicata è di tipo probabilistico perché i dati sismici e di perforazione sono scarsi e non sistematici; tuttavia la stima quantitativa è molto rilevante: 90 miliardi di barili di greggio, 48 milioni di miliardi di metri cubi di gas e 44 miliardi di barili di condensati. Le probabilità di trovare gli idrocarburi sono riportate in figura 32: risalta immediatamente la motivazione alla corsa tra i ghiacci.

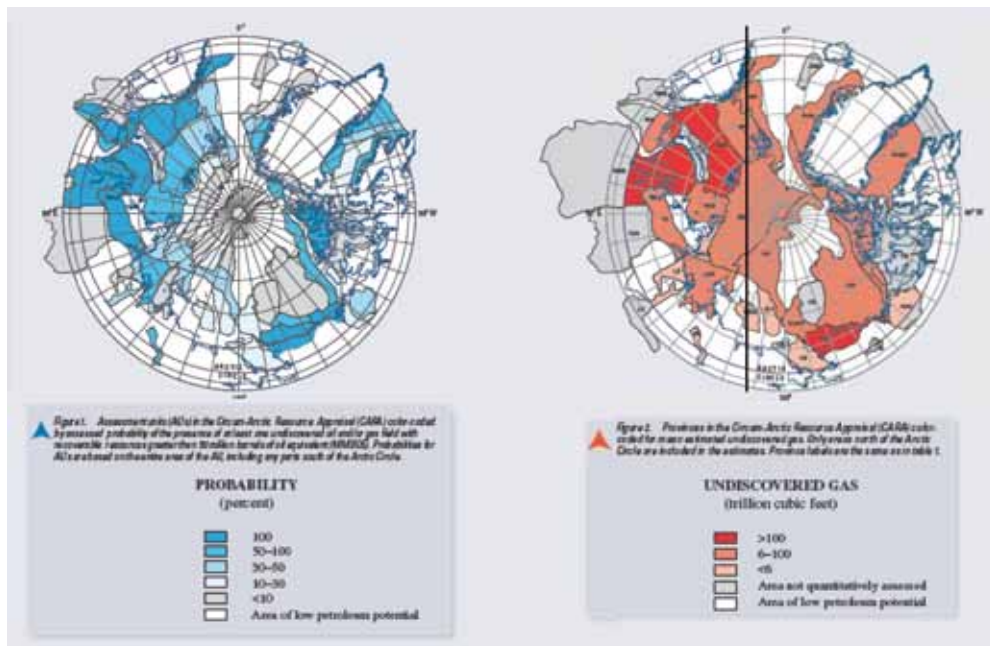


Fig. 32. – Rappresentazione della probabilità di rinvenimento di greggio (blu-azzurro) e gas (rosso-rosa) nelle zone a nord del circolo Polare Artico ⁽⁵⁶⁾; tanto più intenso è il colore, tanto maggiore è la probabilità di trovare greggio o gas.



Fig. 33. – Stazione di produzione nella penisola di Sakhalin (da www.energia.gr) e in Kashagan (da www.eni.com).

⁽⁵⁶⁾ USGS fact Sheet 2008–3049 “Circum Arctic Resources Appraisal: estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle”.

L'inospatialità dei siti e le condizioni estreme inducono a valutare con occhio realistico la disponibilità di tanta, possibile, ricchezza energetica: è assai probabile che le tecnologie di estrazione debbano essere implementate per poter operare in condizioni ancor più difficili di quanto non stia già avvenendo per operazioni in Kashagan, o nella penisola di Sakhalin, ove si è quasi in fase di produzione (figura 33).

2.2.3 Conclusioni: tiriamo le somme

Come nel caso del gas non convenzionale è opportuno cercare di fare qualche calcolo per valutare quantitativamente le risorse di greggio non convenzionali: i dati sono nella Tabella XIII. Si è ipotizzato un fattore di recupero degli extra heavy e tar sands del 30% coerentemente alla stima dell'IEA, mentre si sono assunti valori molto più conservativi per l'oil shale (15%) e quasi nulli (5%) per il petrolio artico. Il semplice calcolo porta ad un risultato di 2200 miliardi di barili che sono superiori – quasi il doppio – rispetto ai 1170 delle riserve provate. L'indice di vita ai consumi attuali, cifra destinata a crescere negli anni a venire, è di circa ulteriori 70 anni.

Tabella XIII. – La tabella ricapitola le quantità di greggi non convenzionali, i fattori di recupero (in rosso valori stimati in questo documento) e le quantità recuperabili⁽⁵⁷⁾.

Stime mondiali	[Miliardi di barili]	Fattore di recupero	Sfruttabile (miliardi di barili)
Greggio ultraspesante e sabbie bituminose	$6,00 \cdot 10^3$	30%	$1,80 \cdot 10^3$
Scisti oleosi	$2,60 \cdot 10^3$	15%	$3,90 \cdot 10^2$
Area Artica	$9,00 \cdot 10^1$	5%	$4,50 \cdot 10$
TOTALE	$8,69 \cdot 10^3$		$1,19 \cdot 10^3$
Riserve provate 2010			$1,16 \cdot 10^3$

Nel caso delle risorse non convenzionali, rimane l'importanza di gestire con la massima cura l'impatto ambientale al fine di restituire il territorio al suo originale equilibrio, in accordo ad un modello di sviluppo sostenibile.

2.3 Riserve di carbone

Il carbone è la “più tranquilla” tra tutte le fonti fossili. È stato il primo ad affacciarsi sulla scena della storia dell'umanità rimpiazzando il legno, il cui uso massiccio, sia per il riscaldamento e l'uso nelle operazioni industriali del tempo, sia per la costruzione delle navi, aveva depauperato il patrimonio boschivo dell'Europa del XVI–XVII secolo. Quindi apparve sulla scena come un benefattore del rispetto ambientale perché alcune zone, come è già stato riportato alla sezione 1.3 per la Francia, erano divenute quasi prive della familiare

⁽⁵⁷⁾ National Petroleum Council, “Heavy Oil”, documento #22, 2007.

e confortante presenza delle foreste. È quasi ironico considerarlo oggi come il peggiore tra le fonti fossili per la quantità di polvere e di contaminanti gassosi che l'uso massiccio – specialmente in Cina e in India – rilascia. La nube di smog che gravava su Pechino all'epoca delle Olimpiadi del 2008 e che tanto timore generò in taluni atleti, soprattutto i più esposti all'atmosfera in momenti di grandi sforzi come nella maratona, è molto probabile sia di origine “carboniosa”. È realtà la nuvola che si aggirava sui paesi del Sud Est asiatico a seguito di un uso massiccio di fonti fossili di scarsa qualità.

Attualmente non esistono particolari allarmismi sulla disponibilità di carbone che ha riserve stimate in 826000 milioni tonnellate⁽⁵⁸⁾ (Tabella XIV) a fronte di un consumo mondiale annuo di 6400 milioni di tonnellate (litantrace (bituminoso e sub bituminoso + lignite). Nella tabella manca una valutazione specifica per la Cina, le cui enormi, e spesso non completamente conosciute, riserve sono contabilizzate in “Altri paesi”.

Tabella XIV. – Riserve di carboni mondiale da documenti SER (Survey of Energy Resources, dati del 2007 e del 2009) del World Energy Council.

	SER '07	SER '09	Variazione	
	milioni di tonnellate		percentuale	
	(end-2005)	(end-2007)		
India	56498	58600	2102	3,7
Colombia	6959	6814	-145	-2,1
Australia	76600	76200	-400	-0,5
Cile	1181	155	-1026	-86,9
USA	242721	238308	-4413	-1,8
Sud Africa	48000	30408	-17592	-36,7
Altri paesi	415529	415516	-13	0
Mondo	847488	826001	-21487	-2,5

Le riserve sono abbastanza stabili nel senso che non si fanno nuove scoperte portentose, né tanto meno i dati vengono riaggiornati con la stessa frequenza di quelli del gas e del petrolio. Il semplice calcolo tra riserve e consumo porta a valutare l'indice di vita residuo in circa 130 anni.

Semmai le preoccupazioni erano più sentite all'inizio del XX secolo quando G. Ciamician, illustre chimico italiano, considerato tra i padri della fotochimica, esaminava con grande lungimiranza la possibile fine di questa primaria fonte di energia. È del 1912 a New York al Congress for Applied Chemistry, la sua famosa conferenza in cui, paventando la crescita smodata dell'uso del carbone, ne ipotizzava la fine per cui prospettava di incamerare l'energia solare tramite la crescita di alcune piante, selezionandole per la loro rapidità di

⁽⁵⁸⁾ World energy Council, Survey of Energy Resources 2009. Il documento Survey of Energy resources 2010 ha innalzato la stima a 860000 tonnellate, di cui 450 di litantrace bituminoso (43%), 260000 di litantrace sub bituminoso (30%) e 195000 (23%) di lignite. I dati vengono riportati per la maggior completezza dell'informazione, ma non alterando lo scenario né l'elaborazione effettuata, si preferisce mantenere il valore 2009.

sviluppo, e da queste estrarre le molecole per filiere energetiche e petrolchimiche. Il testo della conferenza fu poi pubblicato su *Science*⁽⁵⁹⁾.

Stava irrompendo allora sulla scena il petrolio e il carbone passò inesorabilmente a ricoprire ruoli più marginali, diciamo messo un po' nel dimenticatoio. Per questo, unito alla facilità di trasporto non soggette a particolari eventi socio-politici che hanno costellato l'evolversi dell'olio e del gas, ha goduto di un periodo di tranquillità a prezzi contenuti. Ciò non vuol dire che la richiesta sia bassa perché a tutt'oggi il carbone contribuisce robustamente (26,5%⁽⁶⁰⁾) alla fornitura di energia su scala mondiale, in particolare di energia elettrica, ove copre una percentuale del 47–48%⁽⁶⁰⁾.

Il suo consumo mondiale è rimasto abbastanza piatto per tutto il periodo 1990–2000 per poi impennarsi enormemente nel primo decennio del nuovo secolo per soddisfare le richieste di energia elettrica dei paesi emergenti. Le previsioni dicono che manterrà tale ruolo ancora nel futuro, spinto in particolare dalla Cina che ne è molto ricca e che, abbisognando di grandi quantità di energia, non ha esitato a costruire molte centrali a carbone e molte altre sono attese nei prossimi anni.

Il problema del carbone sono le emissioni, certamente di biossido di carbonio, ma anche degli altri inquinanti, principalmente ossidi di zolfo e azoto, che si originano dalla sua combustione. È quindi imprescindibile che, trattando di carbone, si debbano usare tecnologie di combustione “a carbone pulito” (Clean coal technologies) e si debba considerare con grande attenzione la cattura e lo stoccaggio del biossido di carbonio (CCS, Carbon Capture and Storage). Infatti l'uso grezzo del carbone è in contraddizione con la incombente problematica ambientale a livello planetario (protocollo di Kyoto e vertice di Copenhagen sono i momenti salienti di questa presa di coscienza); benché ciò sia ormai riconosciuto come elemento importante dalla maggioranza, non si può negare il legittimo diritto di paesi con enorme popolazioni a soddisfare i loro bisogni energetici.

I valori delle disponibilità di carbone possono aumentare in quanto la Cina dispone di altre riserve non contabilizzate⁽⁶¹⁾ che potrebbero accrescere ancora il potenziale di quel paese fino a farlo diventare un esportatore di carbone.

Una ulteriore rivalutazione potrebbe derivare dallo sviluppo industriale del UCC (Underground Coal Combustion) tale da rendere sfruttabili anche giacimenti più piccoli che economicamente, come materiale solido, non lo sono. In questo caso si estrarrebbe il gas di sintesi – già incontrato come intermedio nell'uso del gas naturale – da convertirsi, con le medesime tecnologie utilizzate per il gas di sintesi, da gas naturale in prodotti per il settore energetico.

⁽⁵⁹⁾ *Science*, 36 (1912) 385.

⁽⁶⁰⁾ International Energy Agency, “World Energy Outlook 2009”.

⁽⁶¹⁾ 21° World Energy Council, Montreal, 12–16 settembre 2010.

3. LA PREVISIONE DEL FUTURO

Nel capitolo precedente si è cercato di raccogliere sia i dati delle riserve accertate che la miglior stima delle risorse disponibili come risorse fossili non convenzionali.

Su questa base si possono tentare delle estrapolazioni per cercare di dare una dimensione quantitativa al futuro, come verrà fatto nei prossimi paragrafi con tutte le incertezze del caso. È infatti opportuno tener bene presente che le previsioni non solo sono aleatorie in sé, ma nel settore energetico, talora si ingenerano degli avvenimenti che possono stravolgere il quadro di riferimento e rendere la stima ancora più difficile da usare come strumento di guida per gli investimenti. La richiesta di energia, intimamente legata allo sviluppo sociale e alla crescita industriale, richiede ingenti investimenti – si definisce industria ad alta intensità di capitale – con ritorni che si calcolano nelle decine di anni.

Due recenti avvenimenti possono aiutare a capire l'impetuoso influsso di fenomeni che stravolgono, o rischiano di stravolgere, il quadro di riferimento. Il primo esempio è l'economia dell'idrogeno, il cui simbolo divenne il libro di J. Rifkin "Hydrogen Economy"⁽⁶²⁾: in quel momento si attivarono iniziative planetarie per dare sostanza ad una "visione". I mass media calcarono la predizione di una nuova era e furono proposte previsioni da parte di "esperti" con una scarsa conoscenza delle problematiche tecnologiche. Oggigiorno l'uso del vettore idrogeno, particolarmente per la mobilità personale, è previsto marginale e non prima della seconda metà del secolo: nei forum tecno-politici di più elevata risonanza non se ne discute quasi più.

Il secondo esempio è il shale gas (par. b in sezione 2.1.2): conosciuto da decine di anni, era ritenuto una potenzialità. Negli ultimi due anni è diventato la nuova frontiera, specialmente negli Stati Uniti che ritengono di aver ritrovato un'indipendenza energetica, almeno nel campo del gas naturale, persa da anni. Si è innescata una prospettiva⁽⁶³⁾ completamente diversa – assai più realistica che non la bolla dell'idrogeno – che potrebbe avere, e in parte ha già, conseguenze enormi sull'economia mondiale del gas. Quantunque sussistano ancora dei punti da valutare, riportati accanto ai vantaggi nella Tabella XV, si è innescata una sorta di euforia per cui gli Stati Uniti hanno autorizzato, nel terzo semestre del 2010, la prima esportazione di GNL, avvenimento senz'altro epocale per un paese che negli ultimi decenni ha sempre importato energia.

⁽⁶²⁾ J. Rifkin, "Economia all'idrogeno", Saggi Mondadori, 2002 (traduzione italiana).

⁽⁶³⁾ "Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas", World Energy Council 2010.

Tabella XV. – Vantaggi e problematiche nello sfruttamento dello shale gas (vedi nota⁽⁶³⁾).

Vantaggi	Problematiche
Aggiunta di significative quantità di gas naturale alle riserve mondiali	Incertezze sui costi di produzione in funzione della geologia e dell'urbanizzazione della zona ove si trova il bacino
Tempo breve alla messa in produzione del campo	Attenzione all'accettabilità / compatibilità ambientale delle nuove tecnologie di perforazione
Uso di fonti energetiche ambientalmente più favorevoli	Mancanza di esperienza sulla velocità di esaurimento del bacino in termini di estrazione economicamente accettabile
Uso più esteso di nuove tecniche di perforazione	Possibili opposizioni delle comunità locali
Sicurezza nell'approvvigionamento per paesi importatori come gli Stati Uniti	

Ciò che sta mutando il paradigma energetico del gas naturale è la messa a punto della tecnologia di fratturazione che permette al gas, trattenuto intimamente dagli scisti che hanno una permeabilità bassissima, di essere estratto in modo economicamente competitivo. Solo pochi anni fa, lo sfruttamento dello shale gas non era considerato così imminente!

Ancora una volta si conferma che solo lo sviluppo tecnologico può favorire il progresso della comunità mondiale, pur non tralasciando le disuguaglianze di condizioni di vita e di “energy poverty” che si possano generare: più di un miliardo di persone a tutt’oggi non ha accesso all’energia elettrica.

Le risorse fossili sono comunque finite e quindi non possiamo trascurare le fonti rinnovabili, prima fra tutte l’energia solare: ancora una volta, sarà comunque il progresso tecnologico a permettere l’utilizzo di questa illimitata (o quasi) fonte di vita, come la natura attorno a noi insegna.

3.1 La richiesta di energia nel futuro

Il mondo ancor oggi è affetto da un grande squilibrio: una certa parte gode di un notevole benessere, e spesso spreca quanto sarebbe estremamente necessaria alla parte più povera per migliorare un poco la propria condizione. È indubbio che la disponibilità di energia migliora le condizioni di vita: serve energia per cuocere il cibo ed avere una migliore nutrizione, serve energia per riscaldarsi, serve energia per muoversi a più ampio raggio che non siano i pochi chilometri attorno ad un villaggio nativo, serve energia per comunicare, serve energia per produrre oggetti e manufatti per uno stile di vita migliore.

La popolazione mondiale cresce e ciascuno ambisce ad avere tutto ciò. È dunque impensabile che la domanda di energia possa fermarsi, ma tenderà a crescere. Come e in quale quantità dipenderà molto dalle scelte politiche che la comunità mondiale e ciascuna comunità locale, quindi ciascuna nazione, adotterà.

Le stime più attendibili sono della IEA che considera due scenari:

- i) Reference Scenario (RS) che potremmo traslare, sempre con terminologia anglosasso-

ne, in BAU (Business As Usual): i fatti energetici proseguono quasi inalterati se non per i normali miglioramenti incrementali per i quali l'aspettativa di profitto economico genera una spinta primaria;

- ii) Alternative Policy Scenario (APS) (in alcuni documenti successivi di IEA stessa identificato come 450 Policy Scenario): la comunità mondiale si adopera per un miglior uso delle risorse energetiche, specialmente per la riduzione del consumo dei fossili mirando alla stabilizzazione della concentrazione del biossido di carbonio nell'atmosfera a 450 ppm.

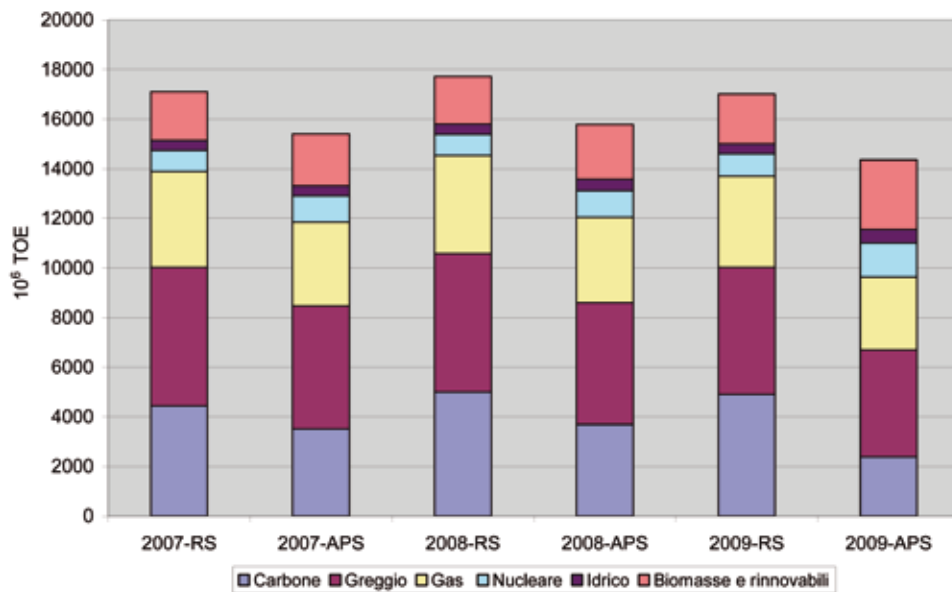


Fig. 34. – Richiesta energetica al 2030 (in milioni di tonnellate di petrolio equivalente, TOE) secondo le elaborazioni di IEA in anni successivi (2007–2009) per lo scenario di riferimento (RS) che non prevede alcuno intervento di politica energetica e per un scenario di politiche energetiche (APS)⁽⁶⁴⁾.

Un primo grafico per le previsioni al 2030 dei due scenari è riportato in figura 34: si mettono a confronto i dati prodotti negli anni 2007–2009⁽⁶⁴⁾. Le previsioni del 2009 sono per una minor richiesta di energia primaria rispetto alle valutazioni fatte negli anni precedenti ed in particolare del 2008: IEA motiva questa variazione come conseguenza della crisi economico-finanziaria e le revisioni sulla crescita del Prodotto Interno Lordo. È ipotetica questa contrazione, anche se limitata, dei bisogni di energia primaria, oppure è reale? I dati più recenti sembrano confermano un minor consumo di energia, e di petrolio in particolare⁽⁶⁵⁾ come confermano i dati di British Petroleum riportati in figura 35.

⁽⁶⁴⁾ International Energy Agency, “Key World Energy Statistics 2007-2008-2009”.

⁽⁶⁵⁾ “World oil needs expected to ease”, Wall Street Journal, 4/11/2009.

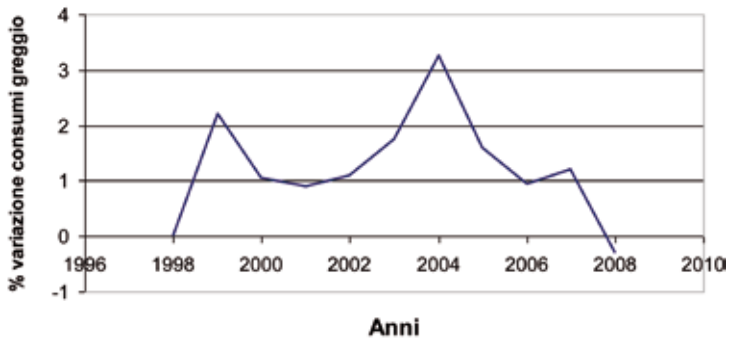


Fig. 35. – Variazione percentuale dei consumi mondiali di petrolio⁽⁶⁶⁾.

Questo conferma la connessione tra l'andamento della produzione economica mondiale (GDP: Gross Domestic Product, Prodotto Interno Lordo) e la richiesta di energia. Più sorprendente è il prolungarsi nel tempo sino al 2030 di questi effetti: le previsioni per gli anni più vicini, che omettiamo per brevità, sono più influenzati da questa tendenza che parrebbe però persistere nel lungo periodo. Infatti in un successivo documento⁽⁶⁷⁾, il valore RS all'anno 2030 è ulteriormente rivisto al ribasso da 17014 a 16790 milioni di TOE, mentre viene minimamente rivisto lo scenario APS che sale da 14361 (figura 34) a 14426 milioni di TOE: il dettaglio è in Tabella XVI.

Tabella XVI. – Dati di consumo⁽⁶⁷⁾, in milioni di TOE, di energie primarie negli Scenari di Riferimento (RS) e di Politiche Energetiche volte a stabilizzare la concentrazione del biossido di carbonio a 450 ppm (450). La crescita media annuale è nell'ultima colonna a destra.

	2007		RS-2020		SPS-2020		RS-2030		APS-2030		Crescita media in RS [% per anno]
	10 ⁶ TOE	%	10 ⁶ TOE	%	10 ⁶ TOE	%	10 ⁶ TOE	%	10 ⁶ TOE	%	
Carbone	3184	26,5%	4125	28,5%	3507	25,8%	4887	29,1%	2614	18,1%	1,9
Greggio	4093	34,1%	4440	30,7%	4121	30,3%	5009	29,8%	4250	29,5%	0,9
Gas	2512	20,9%	3035	21,0%	2868	21,1%	3561	21,2%	2941	20,4%	1,5
TOTALE FOSSILI	9789	81,5%	11600	80,3%	10496	77,2%	13457	80,1%	9805	68,0%	
Nucleare	709	5,9%	851	5,9%	1003	7,4%	956	5,7%	1462	10,1%	1,3
Idroelettrico	265	2,2%	346	2,4%	2101	15,4%	402	2,4%	3159	21,9%	1,8
BioMassa e rifiuti	1176	9,8%	1428	9,9%		0,0%	1604	9,6%		0,0%	1,4
Altre rinnovabili	74	0,6%	225	1,6%		0,0%	371	2,2%		0,0%	7,3
TOTALE	12013	100,0%	14450	100,0%	13600	100,0%	16790	100,0%	14426	100,0%	1,5

Due considerazioni fondamentali: la prima è che la stima è sicuramente conservativa ipo-

⁽⁶⁶⁾ BP Statistical Review of World Energy.

⁽⁶⁷⁾ International Energy Outlook 2009 by International Energy Agency.

tizzando una ripresa economica internazionale non rapidissima, la qual cosa potrebbe essere smentita dal dinamismo delle economie emergenti, Cina ed India. La seconda riflessione è la più importante: si tratta in ogni caso di un aumento di circa il 35% rispetto ai dati del 2007-2010, che conferma la crescita del consumo di energia da parte della comunità mondiale.

Su queste basi possiamo fare un breve esercizio, dapprima considerando le disponibilità delle risorse fossili, greggio e gas. In entrambi i casi prendiamo in considerazione una quantità totale che si ottiene sommando la quantità di riserva convenzionale e la miglior stima della risorse non convenzionali fatta nei paragrafi “Conclusioni: tiriamo le somme” (Tabelle IX e XIII). Così otteniamo la disponibilità totale rispettivamente di $3,35 \cdot 10^3$ miliardi di barili per l’olio e $3,89 \cdot 10^3$ miliardi di metri cubi di gas. La Tabella XVI fornisce il tasso medio di crescita dei consumi di olio e gas nel ventennio in considerazione; si assume che entrambe le risorse possano essere rivalutate di un 1% all’anno grazie a nuove scoperte e disponibilità di nuove tecnologie che rendano economicamente estraibile ciò che prima non lo era. Con queste assunzioni, possiamo calcolare l’indice di vita residuo delle due fonti per gli anni a venire: i dati sono nelle tabelle AI e AII di Appendice A rispettivamente per il petrolio e il gas.

Un calcolo analogo può essere impostato per il carbone rifacendosi alla Tabella XVI per il tasso di crescita e assumendo una rivalutazione o un tasso di crescita più modesto (0,5%) poiché l’attenzione a nuove ritrovamenti negli ultimi anni è stata modesta: i dati sono riportati in tabella AIII di Appendice A.

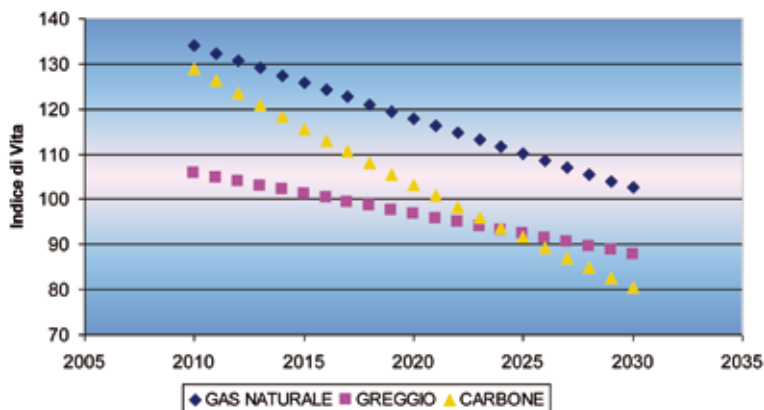


Fig. 36. – Evoluzione del tempo dell’indice di vita residua delle tre fonti fossili secondo le ipotesi riportate nel testo. I dati di calcolo sono riportati in Appendice A.

I risultati sono riportati in figura 36 e testimoniano, pur con delle semplici ipotesi, un decremento dell’indice di vita per tutte le risorse. La flessione più ripida è per il carbone, poiché deriva da un uso in crescita rilevante, ma per cui si è assunto un tasso di rinnovo riserve modesta. Per le due fonti attualmente più impiegate, gas e greggio, l’indice di vita va calando per entrambe le fonti con una perdita più significativa per il gas: ciononostante possiamo vedere che dopo altri vent’anni le due fonti fossili potrebbero avere un potenziale residuo attorno al secolo e poco di meno (circa 80 anni) sarebbe il valore di vita residuo per il carbone. Ciò conferma che gli idrocarburi sono qui e costituiranno la spina dorsale del

sistema energia mondiale ancora per molti anni, nonostante le crescite, percentualmente anche molto significative delle energie rinnovabili. L'obiettivo⁽⁶⁸⁾ dell'IRENA (International Renewable Energy Agency) è di avere al 2050 un 50% dell'energia mondiale prodotto con le energie rinnovabili: è un importante stimolo e un rilevante messaggio nella fiducia che il pianeta possa approvvigionarsi in modo adeguato di energia per il futuro. La cifra per altro sembra molto ambiziosa considerando, a parte i costi dell'unità di energia in genere più alto quando prodotto da fonti rinnovabili, gli enormi investimenti in infrastrutture necessari.

L'uso del gas naturale è previsto in crescita, in gran parte per la generazione elettrica avendo il gas naturale un impatto ambientale come emissione di gas serra (principalmente biossido di carbonio) che è la metà circa, a parità di potenza generata, di quelle del carbone. Il carbone avrà comunque una rimarchevole tendenza a crescere, valutata dell'ordine del 1,9% all'anno dalla IEA, poiché i due principali paesi in vertiginosa espansione economica, Cina e India, ne faranno un uso molto importante essendo una risorsa domestica e di basso costo. Per il carbone è auspicabile l'impiego di tecnologie di "clean coal" per minimizzare l'impatto ambientale e poter rispettare le previsioni di riduzione di emissione di gas serra al 2020 e al 2050. Le tecnologie di Carbon Sequestration and Segregation (CCS), che permettono il recupero e il confinamento di tale carbone in un qualche bacino di contenimento, non sono ancora tecnologie di routine e comportano comunque un consumo di energia addizionale, che è stimata dell'ordine del 20-30% in più in funzione del tipo d'impianto in cui il carbone è impiegato⁽⁶⁹⁾.

Per essere realisti, è opportuno comunque considerare che la stessa IEA afferma che il Reference Scenario (figura 37)(vedi nota ⁽⁶⁷⁾) è, in assoluto, poco probabile poiché vorrebbe dire che nessun paese adotti una politica energetica ambientalmente responsabile, mentre in tutto il mondo c'è una forte tendenza in questa direzione, seppur non sempre in maniera univoca.

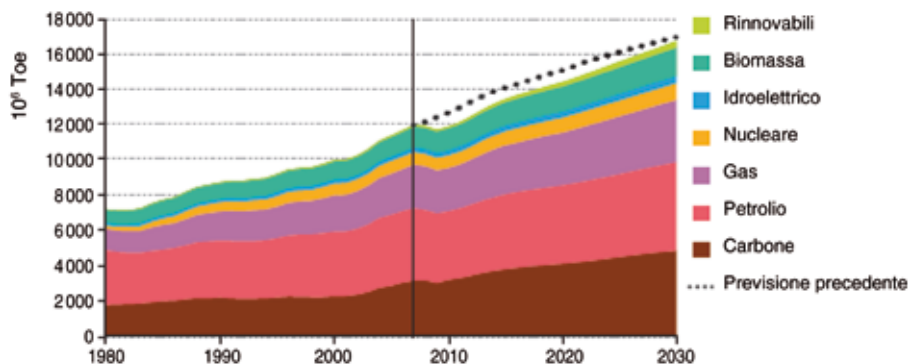


Fig. 37. – Domanda di energia nel Reference Scenario – cioè senza che i governi attuino particolari politiche energetiche – proiettato al 2030 (vedi nota⁽⁶⁷⁾).

⁽⁶⁸⁾ World Energy Congress 2010, presentazione H. Pelosse, direttore *ad-interim* dell'International Renewable Energy Agency.

⁽⁶⁹⁾ Scientific American, September 2006, p. 48.

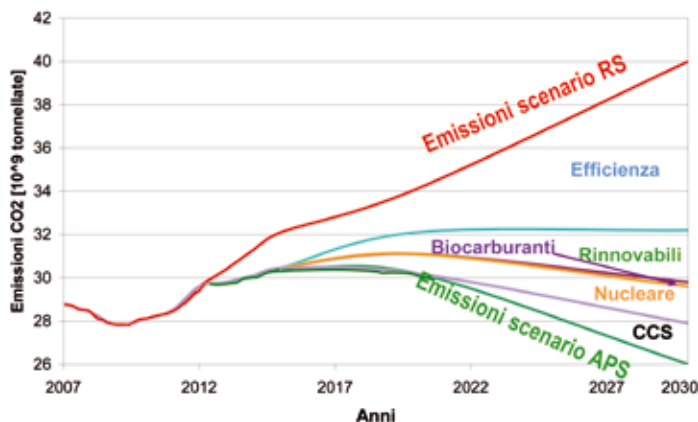
Il problema energetico è dibattuto e affrontato a livello mondiale trascinato dalla tematica del surriscaldamento del pianeta e dalla sue disastrose conseguenze. Esistono opinioni controverse sull'aumento di temperature che si è andato via via manifestando nell'ultimo secolo. Per taluni è di origine antropogenico, per altri ciò non è sufficientemente provato e lo si interpreta come parte di una ciclicità naturale, come le ere glaciali in cui la tendenza era al raffreddamento del globo. Purtroppo non abbiamo prove se non indirette delle variazioni della temperatura nei secoli passati, poiché le rilevazioni sistematiche e precise sono vecchie di cent'anni; per epoche precedenti ci si affida a misurazioni di particolari andamenti di parametri pilota nei campioni geologici che si riescono a recuperare in talune zone del pianeta.

La discussione può prolungarsi e non aver una conclusione univoca. È opportuno, al di là di una connessione agli effetti climatici negativi, operare una seria politica energetica, perché la comunità mondiale, e in particolare la società più sviluppata, non può e non deve sprecare le risorse fossili, così fondamentali da coprire ancora circa il 70% del fabbisogno mondiale al 2030, anche in un'economia "a basso tenore di carbonio" come può essere letto lo Scenario APS di Tabella XVI. Le fonti rinnovabili, sopra menzionate, sono di varia natura e maturazione: a parte il nucleare di cui tanti profetizzavano una ripresa ora messa in dubbio dopo gli eventi della centrale di Fukushima, e che comunque generalmente non è compreso nella classe delle fonti rinnovabili, talune di queste sono consolidate (idroelettrica, geotermica), altre si stanno imponendo per una buona economicità (eolico, solare termico), altre restano ancora fuori mercato, se non sussidiate, pur prevedendone un ruolo importante (fotovoltaico). Abbiamo dunque un paniere molto variegato, abbiamo cioè molte alternative ed è opinione comune che debba essere identificato un mix ottimale, la cui composizione non sarà la medesima per tutti i paesi. Infatti le fonti rinnovabili sono in genere regionali: l'eolico si può sfruttare solo dove soffia un buon vento per la maggior parte dell'anno, così come è difficile sfruttare l'idroelettrico se non si hanno montagne e corsi d'acqua adeguati.

In altri termini ogni generazione ha la missione etica di consegnare la Terra alle generazioni future in modo che esse possano soddisfare i loro bisogni con la stessa completezza con cui lo hanno fatto le generazioni precedenti. Questo implica anche l'eliminazione degli squilibri economici – nello specifico la disponibilità energetica correlata alla qualità di vita – permettendo per esempio l'accesso all'energia elettrica a quel miliardo e mezzo di individui che ancor oggi ne sono privi.

Una seconda importante considerazione è il tempo lungo necessario perché le politiche energetiche possano avere effetto. Dalla tabella XVI, ma ancor meglio dalla figura 38, si comprende come il ragionare e/o aspettarsi risultati nel breve termine non può che portare disillusioni. Anche partendo con azioni incisive oggi, se ne vedrebbero gli effetti non prima del 2020. Infatti non è necessario solo l'impiego di infrastrutture e dispositivi moderni, che spesso sono l'evoluzione di forme antiche (le turbine a vento sono gli eredi dei mulini olandesi), ma spesso si necessita di un cambiamento di mentalità. L'uomo normale deve rendersi conto di dover minimizzare la propria impronta sul pianeta, il che può voler dire in parole semplici un maggior senso di responsabilità verso l'ambiente fatto di riciclo dei rifiuti, fatto di risparmio nell'uso dell'acqua e di ottimizzazione dell'energia. Si devono abbandonare i modelli economici lineari e meccanicistici, a crescita illimitata perché non vincolati. Il cambiamento di prospettiva deve prendere in considerazione la popolazione – visto che nei prossimi quattro decenni, è attesa una crescita della popolazione di più di due miliardi

maggiormente concentrati nelle zone energeticamente più povere – il capitale e il lavoro, ma anche la Terra e le sue risorse. Uno dei maggiori esponenti di questa nuova corrente interpretativa è l'indiano Partha Dasgupta: per vivere ai livelli attuali servirebbero tre Terre⁽⁷⁰⁾ quando la popolazione raggiungesse il valore di nove miliardi (atteso, secondo alcune previsioni nel 2050) e non si modificasse l'attuale paradigma tra produzione e lavoro.



Contributo all'	Abbattimento CO2		Investimenti	
	[10 ⁶ ton]		US\$2008 [10 ⁹]	
	2020	2030	2010-20	2021-2030
Efficienza uso energia	2517	7889	1999	5586
Rinnovabili	680	2741	527	2260
Biocarburanti	57	429	27	378
Nucleare	493	1380	125	491
CCS	102	1410	56	646

Fig. 38. – Emissioni di biossido di carbonio (in miliardi di tonnellate) previste dallo scenario RS (Reference Scenario, curva rossa) e dallo scenario APS (Alternative Policy Scenario, curva verde). La tabella riporta per ciascuna forma di energia il risparmio all'emissione preventivabile e il relativo investimento (in miliardi di US\$ 2008) per i due decenni 2010-2020 e 2020-2030 ⁽⁷¹⁾.

Quali sono le strategie principali per raggiungere non solo gli obiettivi etici indicati nei precedenti paragrafi, ma soprattutto assicurare un futuro energetico privo di tensioni simili a quelli che hanno contrassegnato, e ancora contrassegnano, l'era del petrolio?

La prima misura che non ha quasi nessun tempo di induzione è il minor consumo energetico, la cosa più semplice da fare da parte di tutti poiché richiede una semplice attenzione alle azioni di tutti i giorni, a cui si possono aggiungere l'introduzione di dispositivi a maggior efficienza (si veda figura 38). In alcuni casi, a fronte di un maggior investimento iniziale (un prezzo maggiore), si hanno poi forti risparmi nell'uso quotidiano, che spesso sono i più rilevanti poiché si protraggono nel tempo. Non stiamo dunque parlando di un cambiamento di stile di vita, ma l'attenzione al risparmio, che diviene la miglior "fonte alternativa": solo pochi percento non spesi significano enormi quantità di energia che troverà un impiego migliore.

⁽⁷⁰⁾ Sole 24ore, 3/10/2009.

⁽⁷¹⁾ International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, p. 211.

Lo sforzo può e deve essere fatto, sia a livello di singola persona, e, dunque per estensione, dell'intera comunità, che da parte dell'industria. Lo sforzo della componente industriale si focalizza sull'efficienza energetica: qui sono richiesti investimenti, che, il più delle volte, si ripagano nel medio-breve termine, portando significativi risparmi. Spesso questa necessità stimola miglioramenti decisi, nuove vie di produrre: lo sforzo scientifico-tecnologico è denominato "process intensification" che vuol dire eliminare tutte le resistenze e le inefficienze della trasformazione in studio. Nei paesi tecnologicamente più avanzati, ciò è in corso come dimostra l'evoluzione a decrescere dell'intensità energetica (definite come il rapporto consumo totale di energia/prodotto domestico lordo) in figura 39. Non solo si produce più ricchezza spendendo meno energia: di fatto, per unità di prodotto, si emettono meno gas serra, che sono inevitabilmente legati ad una produzione di energia basata ancora per il 75-80% sulle fonti fossili. Per questo scopo, la riduzione di gas serra, si dovrebbe far uso solamente di fonti rinnovabili a impatto ambientale nullo (rinnovabili e nucleare), se questo fosse possibile in assoluto. Più realisticamente, si deve trarre un'economia a sempre minor intensità di carbonio.

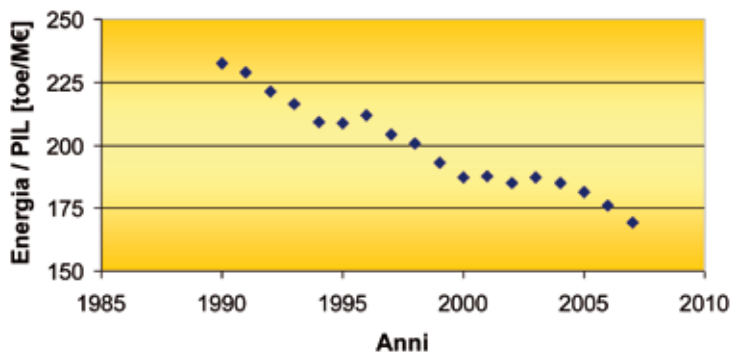


Fig. 39. – Intensità energetica dei paesi EU-27.

Quindi, la seconda misura è l'adozione di politiche energetiche ben strutturate e ragionevoli, da perseguire e far adottare a discapito dei piccoli egoismi particolari e di breve cabotaggio.

Un messaggio importante da passare all'opinione pubblica è la lungimiranza con cui si devono giudicare e far perseguire le politiche energetiche. Esse non possono essere giudicate sulla base di uno-due anni ma vanno tragguardate sui decenni, tempi che oggi sembrano enormi. Il grafico di figura 38 dimostra che, attivandosi oggi, si dovrebbero vedere le prime differenze significative nel 2020.

Le politiche energetiche devono essere definite in modo responsabile su basi realisticamente quantitative e non ideologiche. Se è economicamente poco fattibile, per ora, un efficiente impiego dell'energia solare per la produzione diretta di energia elettrica (energia fotovoltaica), è altrettanto utile sfruttarla, specialmente nell'abitazione residenziale, per la generazione di acqua calda via pannelli solari (solare termico). Altrettanto chiaro è che, poiché il vantaggio dei combustibili liquidi per la mobilità veicolare, è la loro facile trasportabilità e la loro elevata densità energetica, è opportuno concentrarne l'uso in questo settore, cioè indirizzando opportunamente il petrolio alla trazione dei veicoli su quattro ruote.

Dunque risparmio ed integrazione delle fonti sono da considerarsi non scelte, ma obblighi, in un futuro che vedrà i prossimi decenni condizionati dalle fonti fossili; è lecito allora chiedersi fin quando dureranno i combustibili fossili o, meglio, fino a quando potranno costituire la spina dorsale delle richiesta energetica mondiale, assicurando una mobilità che solo quattro generazioni or sono (un nulla nella storia dell'uomo) sarebbe sembrata un miraggio. L'evoluzione deve portare ad un sistema energetico "a basso carbonio", il che è un traguardo non facile da raggiungere quando la si accoppi ad un costo dell'energia accessibile ad un numero sempre maggiore di persone, auspicabilmente a tutti.

All'inizio del capitolo, sono stati proposti alcuni semplici calcoli, per valutare l'impatto delle nuove risorse descritte nella sezione 2. L'esame può essere affrontato in modo più ampio, attraverso una valutazione qualitativa.

Le risorse fossili sono non rinnovabili sulla scala dei tempi che siamo in grado di concepire come comparabili con la nostra civiltà. Probabilmente non sappiamo quante ancora ne racchiuda la Terra, ma sappiamo che sono finite e pertanto devono essere utilizzate al meglio per permettere di goderne anche alle generazioni future, il che è una parafrasi della definizione di "sviluppo sostenibile".

Perché non sappiamo ancora quanto la Terra nasconda? La storia degli idrocarburi è lunga poco più di un secolo e mezzo se ci limitiamo al gas e al petrolio, mentre dobbiamo aggiungere un secolo circa se includiamo anche il carbone. Se è vero che sono stati perforati un numero elevato di pozzi, all'inizio anche in modo sconsiderato poiché elevata era la voracità e scarsa la competenza tecnica, è altrettanto vero che la ricerca è stata geograficamente troppo concentrata in talune zone: circa un milione di torri sono sorte solo negli Stati Uniti, che hanno iniziato questa era e che ora sono abbastanza poveri di risorse convenzionali, specialmente di petrolio. Il numero di pozzi è stato minore negli altri paesi, intrinsecamente più ricchi: sono stati un paio di migliaia in Medio Oriente che detiene le maggiori risorse. Ancora oggi il 70% dei pozzi è perforato negli Stati Uniti⁽⁷²⁾, per cui non si è proceduto né si sta procedendo allo stesso ritmo nelle varie parti del mondo. E questa è una prima incognita.

Molte delle terre del globo non sono ancora state esplorate, o perché convinti che l'area non ne potesse racchiudere o perché la situazione geo-climatica era tecnologicamente improponibile, per esempio le zone artiche. Anche i fondali dei mari sono rimasti necessariamente inesplorati per lungo tempo, mentre ora sembra che i più promettenti giacimenti vengano rinvenuti offshore. Per quantificare, ricordiamo che le attuali risorse provate di petrolio sono di 1191 miliardi di barili, mentre nel 1996 erano 980. Ma nello stesso anno l'US Geological Survey⁽⁷³⁾ stimava che, a fronte di un consumo globale totale di 710 miliardi di barili, le risorse convenzionali totali fossero dell'ordine di 2300 miliardi di barili, proiettando i numeri su base statistica: 750 miliardi di barili erano valutate le riserve non ancora scoperte e altri 700 miliardi derivanti sia da una migliore valutazione dei bacini che dalle tecniche di estrazione migliorate. Chiaramente su questa parte l'aleatorietà è assai elevata.

A questa prima parte di un'equazione a più incognite, si deve aggiungere il potenziale delle riserve non convenzionali che vengono descritte con numeri anche più grandi di quelli delle riserve tradizionali. Indubbiamente sono necessari forti progressi nelle tecnologie di

⁽⁷²⁾ L. Maugeri; "Con Tutta l'Energia Possibile", Sperling&Kupfer, Milano, 2008, p. 28.

⁽⁷³⁾ US Geological Survey; World Petroleum Assessment 2000, Washington 2000.

estrazione per sfruttare al meglio queste ricchezze. Quindi siamo in presenza di una seconda, grossa incognita.

Da ultimo dobbiamo aggiungere che anche i pozzi in uso o esauriti possono essere un'ulteriore risorsa in quanto molti degli idrocarburi non sono stati recuperati. Infatti negli anni '80 il tasso di sfruttamento dei pozzi era del 20%, mentre oggi è circa del 35%⁽⁷⁴⁾ come valor medio, per cui anche dove si pensava che si fosse esaurita la ricchezza, è possibile in taluni casi estrarre ancora della risorsa fossile. Questa è stata anche una delle motivazioni per cui durante gli anni, a fronte di un continuo aumento dei consumi, le risorse disponibili (figure 20 e 27) hanno continuato a crescere, senza per altro voler trascurare i rinvenimenti di nuovi giacimenti. In sostanza i timori espressi a più riprese durante gli anni sono corrette nella sostanza, in po' meno nella previsione quantitativa, per cui si rischia di o cadere nel catastrofismo o di sottovalutare le ammonizioni tipo un Pierino che troppe volte gridi, invece che "al lupo", "alla fine del petrolio".

In realtà la medesima pressione per il termine della risorsa fossile fu espressa, come già citato nella sezione 2.3, da G. Ciamician, uno dei grandi e insigni chimici italiani, che in una conferenza dal titolo "Il futuro della fotochimica" tenuta al congresso internazionale di New York del 1912, a fronte del rischio di esaurimento della fonte primaria, sosteneva la necessità di usare la fonte solare⁽⁷⁵⁾ intrappolando l'energia con la crescita accelerata di un particolare tipo di piante da cui estrarre gli idrocarburi. Ma la fonte fossile era il carbone perché il petrolio non aveva ancora assunto il ruolo dominante. Circa cent'anni dopo stiamo riproponendoci gli stessi interrogativi e gli stessi dilemmi nei confronti del petrolio.

Per il mondo occidentale la consapevolezza del ruolo del petrolio si manifestò con lo shock petrolifero del 1972 a seguito della guerra dei sei giorni. Le prime manifestazioni furono molto folkloristiche, con le domeniche senza vetture e i cavalli nuovamente in giro per la città, ma iniziò una diversa consapevolezza collettiva della dipendenza della nostra civiltà dagli idrocarburi. In quei tempi emersero le previsioni, interpretate come catastrofiche, del Club di Roma che pronosticava la fine degli idrocarburi entro l'anno 2000, sulla base dello studio "Limits to Growth"⁽⁷⁶⁾ commissionato al Massachusetts Institute of Technology (MIT).

Il documento è ricordato più come una tipologia di comunicazione "catastrofistica" che

⁽⁷⁴⁾ L. Maugeri, "Il Petrolio", Sperling&Kupfer, Milano, 2001; L. Maugeri, "L'Era del Petrolio", Feltrinelli Editore, Milano, 2006.

⁽⁷⁵⁾ "L'energia dei combustibili fossili è davvero l'unica che può soddisfare i bisogni della nostra vita moderna e della nostra civiltà? No, il problema fondamentale è riuscire a fissare l'energia solare attraverso opportuni processi chimici [...]. Se la nostra civiltà nera e nervosa, basata sul carbone, sarà seguita da una civiltà più tranquilla, basata sull'utilizzo dell'energia solare, non ne verrà certo un danno al progresso e alla felicità umana", Scienze, 36 (1912) 385.

⁽⁷⁶⁾ Il rapporto sui limiti dello sviluppo fu pubblicato nel 1972 con la firma di Donella Meadows. L'intero rapporto è basato sulla simulazione delle conseguenze all'ecosistema di una crescita senza limiti della popolazione. L'accento era posto sui grandi tassi di crescita demografici rilevati nel corso del novecento ed alla tendenza Malthusiana di scontrarsi con i limiti delle risorse naturali. Il raggiungimento del limite avrebbe causato un conseguente e inevitabile declino della popolazione e della produzione. Soltanto lo sviluppo sostenibile e rispettoso dei limiti avrebbe potuto garantire una crescita costante senza rischi di esaurimento delle risorse (da www.ecoage.com).

per la correttezza della proposta del documento. Talune ipotesi non si avverarono nella misura assunta: le scoperte di nuove risorse sono continuate anche se ad un ritmo inferiore al passato, le tecnologie di estrazione sono progredite, sono state introdotte alcune politiche demografiche non consistenti con quanto assunto nello studio. Quantunque non totalmente corretto, il rapporto ebbe il grande merito di aver portato alla coscienza comune il senso della finitudine delle risorse fossili e quindi di aver contribuito alla nascita del concetto di sviluppo sostenibile. Inoltre fu portato all'attenzione del grande pubblico il concetto di picco della risorsa, cioè il momento di massima produzione, a cui segue un declino della fonte

In anni più recenti M. Simmonds⁽⁷⁷⁾ ha rivisitato il documento e ne ha confermato la sua rilevanza: trent'anni sono passati, ma il senso delle conclusioni è abbastanza in linea con il messaggio originale. Semmai lo scenario è oggigiorno più complicato: si è ampliato il gap tra i paesi ricchi e paesi poveri, ove la popolazione è maggiormente cresciuta. Con pochi calcoli l'autore dimostra che se il consumo personale (BOE/persona/anno) di paesi oggigiorno produttori ed esportatori, crescesse a livello di quelli dei paesi avanzati, essi diverrebbero addirittura importatori di risorse fossili, cambiando totalmente lo scenario. A quel punto si dovrebbe cercare "la nuova OPEC", perché gli attuali paesi OPEC potrebbero rientrare nella categoria degli importatori e quindi non fornire più la materia prima agli altri paesi. La transizione verso un'economia a bassa intensità di carbonio è riconosciuta come una via obbligatoria per minimizzare l'impatto ambientale a fronte di una domanda di energia maggiore. In sostanza si afferma la necessità di bilanciare lo scenario "3 E = Energy, Enviroment, Economy (energia, ambiente, economia)", nella cui ottica si può inquadrare l'eventualità di trovarsi nella ristrettezza energetica non per il prosciugarsi delle fonti, ma per una domanda che, crescendo rapidamente, possa non essere seguita adeguatamente dalla fornitura, che richiede notevoli, ingenti investimenti nonché tempi più lunghi per adeguarsi. La fornitura, abbastanza facile da prevedere negli anni futuri, è anelastica, cioè fa fatica ad adeguarsi ad una domanda che può oscillare più rapidamente, sia in crescita nei momenti di forte sviluppo economico, e altrettanto rapidamente in contrazione nei momenti di difficoltà dell'economia mondiale, come già risultava dalla discussione delle figure 34 e 35. In realtà è ancora più difficile identificare uno scenario poiché le varie aree geo-politiche del mondo hanno e avranno tassi di crescita e di domanda di energia differenti. Attualmente i paesi del gruppo BRICS (Brasile, Russia, India, Cina, Sud Africa) nonché la Corea del Sud, le ex-tigri dell'Estremo Oriente (Indonesia, Taiwan, Thailandia,...) sono attese avere crescite rilevanti, e quindi forte necessità di energia, mentre i paesi più sviluppati (OECD) resteranno più o meno costanti cercando di compensare la maggior domanda con una minor intensità energetica (vedi figura 39). Le zone di povertà potranno avere tassi di crescita in percentuale molto elevati, ma con richiesta energetica totale relativamente contenuta poiché partono da livelli abbastanza bassi.

⁽⁷⁷⁾ M. Simmonds, "Revisiting the limits to growth: could the Club of Rome have been correct, after all?", October 2000.

3.2 La situazione energetica italiana

La situazione del nostro paese va inquadrata nello scenario europeo dei 27 paesi che fanno parte dell'Unione Europea. Il consumo al 2007 di EU-27 è stato di circa 1806 (MTOE, Milioni di tonnellate olio-equivalente), come Gross Inland Consumption⁽⁷⁸⁾(Consumo Totale Interno), con la ripartizione di figura 40, con una crescita di circa l'uno per cento per anno dai 1500 MTOE del 1990.

La situazione è differente per ciascuno dei paesi dell'unione come riportato per alcuni dei paesi principali nella Tabella XVII.

La situazione dell'Italia è particolarmente sfavorita poiché abbiamo una dipendenza dall'importo del 85%, di gran lunga superiore a quella degli altri paesi leader europei. Inoltre la situazione è ancora più preoccupante poiché circa il 90% del consumo energetico deriva da fonti fossili per i quali la nostra dipendenza sale a valori prossimi al 100%. Per un esame più dettagliato della situazione energetica italiana si rimanda al volume dedicato all'Energia in Italia: Problemi e Prospettive (1900–2020) della Società Italiana di Fisica⁽⁷⁹⁾.

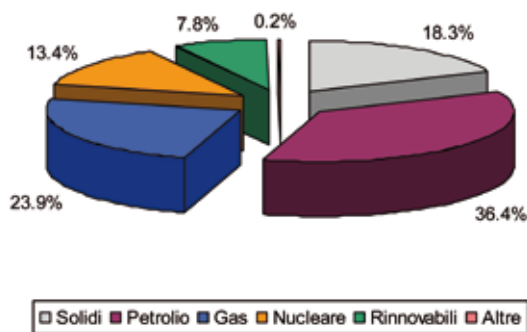


Fig. 40. – Distribuzione percentuale per fonti del consumo energetico globale nel 2007 dei paesi EU-27 (vedi nota ⁽⁷⁸⁾).

Per gli altri paesi la situazione è diversa. La Francia per esempio ha impostato un forte programma nucleare che porta a coprire circa l'80% nella produzione di energia elettrica, pari al 43% del fabbisogno totale.

Il Regno Unito, grazie ai giacimenti del Mare del Nord, ha una dipendenza energetica modesta in generale e quasi nulla per il petrolio. La preoccupazione può essere sull'eventuale esaurimento di tali giacimenti poiché sono in decremento sia come riserve provate (da 5,2 del 1997 al 3,6 Miliardi di barili alla fine del 2007) che come produzione: da 2,2 milioni di barili al giorno del 1998 ai 1,4 milioni di barili al giorno del 2009.

⁽⁷⁸⁾ EU Energy and Transport in Figures Statistical Pocketbook 2010.

⁽⁷⁹⁾ Energia in Italia: Problemi e Prospettive (1900-2020). Società Italiana di Fisica (Aprile 2008), disponibile in internet: <http://www.sif.it/SIF/resources/public/files/LibroBianco.pdf>

Tabella XVII. – Ripartizione dei consumi energetici globali e dipendenza energetica (sia totale che per fonti fossili) per alcuni paesi di EU-27 (in MTOE).

NAZIONE	TOTALI	Solidi	Petrolio	Gas	Nucleare	Rinnova- bili	Altri	Importato [%]			
								Totale	Solidi	Olio	Gas
IT	185,3	16,8	80,3	69,5		12,7	4,1	85,3	99,2	92,5	87
FR	270,3	13,4	90,9	38,5	113,4	19	-4,9	50,4	92,5	98,7	96,5
DE	339,6	87	112,7	76,6	36,3	28,1	-1,1	58,9	37,2	94,3	80,6
UK	221,1	38,7	78,7	82	16,3	4,6	0,8	20,1	69,5	0,9	20,3
NL	84,5	8,4	37,2	33,4	1,1	3	1,5	38,6	105,3	92,8	-64,3
DK	20,5	4,7	8,3	4,1		3,6	-0,1	-25,4	100,4	-67,9	-99,7
EU-27	1806,4	331,2	656,9	141	432,4	241,3	3,5	53,1	41,2	82,6	60,3

L'Olanda è un grosso esportatore di gas naturale mentre non ha risorse proprie sia per carbone che olio; un'attenta politica energetica ne pone la dipendenza dalle importazioni a valori ben al di sotto della media europea.

La locomotiva d'Europa, come è nota la Germania, ha una situazione bilanciata per le importazioni, ma dalle statistiche si legge la tendenza all'indipendenza sia con l'uso del carbone, di cui è ricca, sia aumentando l'impatto delle fonti rinnovabili (prevalentemente l'eolico che per altro sta avendo una forte crescita anche in Spagna) che raggiunge un ragguardevole 8%. In tabella si è riportata anche la Danimarca, un paese piccolo, che è l'unico esportatore di energia anche grazie al 18% di energia rinnovabile, ove i parchi eolici a mare contribuiscono molto, sfruttando le condizioni ambientali favorevoli.

Le previsioni per il futuro dei paesi europei (Tabella XVIII) suggeriscono una modesta crescita (0,2%/anno) per il periodo 2007-2030, con una previsione di discesa del carbone (-1,0%/anno), ben diversamente dal resto del mondo, e del petrolio (-0,4%/anno). La sola fonte fossile in crescita è il gas naturale (0,8%/anno), specialmente per il rimpiazzo del carbone nella produzione energetica, con un risparmio del 50% circa sulle emissioni di biossido di carbonio. La crescita maggiore è logicamente attesa nelle fonti rinnovabili (+7%/anno), per raggiungere una percentuale complessiva del 15% circa.

Tabella. XVIII. – Crescita energetica dei paesi OECD dell'Europa.

	Domanda Energia [MTOE]						Share [%]		Crescita [%]
	1900	2007	2015	2020	2025	2030	2007	2030	
Domanda Totale	1603	1826	1788	1812	1845	1893	100	100	0,2
Carbone	442	337	294	283	274	265	18	14	-1,0
Olio	603	634	589	586	583	579	35	31	-0,4
Gas	258	448	454	485	508	535	25	28	0,8
Nucleare	204	241	226	194	183	184	13	10	-1,2
Idroelettrico	38	43	47	51	53	54	2	3	1,1
Biomasse e scarti	53	102	132	151	165	180	6	10	2,5
Altre rinnovabili	5	21	46	62	79	96	1	4	6,9

L'Italia è povera di risorse fossili; nella parte meridionale del paese ci sono risorse di petrolio di qualità modesta (petrolio pesante): la Val d'Agri in Basilicata (Tempa Rossa, Gorgoglione), e altri campi di modesta entità al largo della Sicilia, che assicurano una produzione abbastanza stabile di 120000 barili/anno.

La produzione di gas naturale è concentrata nella parte nord del paese, anche offshore nell'Adriatico. Le quantità sono in calo essendo passate dai 17,7 miliardi di metri cubi del 1997 ai 10,1 del 2007.

Per il futuro il paese sta diversificando l'approvvigionamento del gas naturale sia con la costruzione di nuovi gasdotti che con la politica del GNL il cui primo dei diversi impianti previsti è stato inaugurato recentemente al largo della costa Adriatica (Impianto di Porto Viro, vedi Approfondimento 1).

3.3 La teoria del picco

Una risorsa finita ha un andamento abbastanza generale per quanto riguarda il suo uso. All'inizio non è ritenuta utile per cui rimane intatta e tale potrebbe restare per sempre se una qualche ragione, tecnica, economica o sociale, non ne rende il suo utilizzo appetibile. Da quel momento in poi, inizia una penetrazione di mercato a fronte di una richiesta che va crescendo, fintantoché i suoi costi di produzione diventano così alti perché la risorsa sta andando a terminare, oppure la sua richiesta è così elevata per cui la dinamica domanda-offerta ne rende il prezzo improponibile, in maniera tale da favorire la sua sostituzione commerciale.

Una breve trattazione matematica può aiutare a comprendere meglio quanto esposto più qualitativamente, introducendo il concetto di "picco di una data risorsa finita" e lo scenario che può sottendere: nel caso specifico ci rifaremo al grezzo come risorsa primaria finita.

Se abbiamo una riserva provata di ammontare totale Q , si indica "l'indice di vita (residua)" – già usato in precedenti capitoli – il rapporto tra la quantità disponibile e il consumo annuale C :

$$(9) \quad \text{Indice di vita (residua)} = Q/C = Q/(dU/dt) .$$

Questo implica che il consumo resti costante negli anni, il che è ben poco probabile. Il consumo è rappresentato dalla quantità estratta in un dato intervallo di tempo, quindi, con notazione matematica, la variazione di U (dU) nel tempo (dt), ovvero sia la derivata di U rispetto al tempo (dU/dt). U è quindi la quantità totale consumata ad un certo tempo t .

Tipicamente il consumo è abbastanza modesto all'inizio per poi crescere passando per un massimo e quindi declinare o per un esaurirsi della riserva o per una totale antieconomicità all'estrazione. L'andamento della produttività del giacimento Cantarell in Messico (figura 41)⁽⁸⁰⁾ è paradigmatico: il massimo di produzione si è raggiunto nel 2005 per poi declinare.

⁽⁸⁰⁾ Da <http://www.hubbertpeak.com/>. Nel 2005 Cantarell produceva circa il 60% del petrolio messicano.

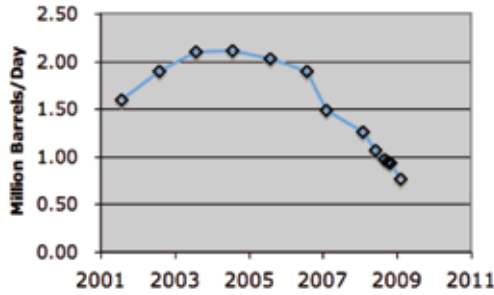


Fig. 41. – Andamento della produzione del giacimento Cantarell in Messico.

La quantità cumulativa estratta è quindi la somma delle quantità estratte anno per anno, che possiamo calcolare una volta nota la dipendenza funzionale di U dal tempo $dU/dt = U(t)$. Possiamo ragionevolmente ipotizzare che il consumo o quantità estratta di U nel tempo t sia proporzionale al tasso di crescita logistica r , alla quantità totale fino a quel momento consumata U e a quanto ne rimanga da estrarre ($Q_0 - U$), essendo Q_0 la quantità iniziale disponibile⁽⁸¹⁾. In formule si può scrivere quanto detto secondo l'equazione

$$(10) \quad dU/dt = rU(Q_0 - U) .$$

L'equazione (10) è rappresentabile come una curva simmetrica che raggiunge il suo massimo per $U = U(\max) = Q_0/2$ ⁽⁸²⁾. La figura 42 rappresenta l'andamento dell'estrazione e il consumo totale: la curva blu è una simulazione con valore fittizi di Q_0 ed r . La forma della curva rappresenta con ottima approssimazione l'andamento sperimentale della produzione del giacimento Cantarell di figura 41.

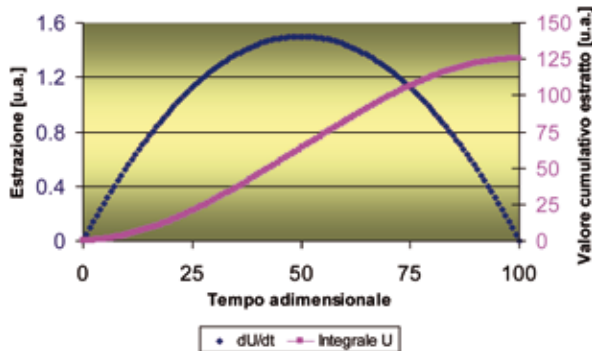


Fig. 42. – Rappresentazione della curva di secondo grado di equazione (10) con valori fittizi di Q_0 (125) ed r ($3,84 \times 10^{-4}$). Si calcola che il massimo si ottiene per il valore del tempo adimensionale di 50, ove U vale $56,5 = 125/2$.

⁽⁸¹⁾ Adattato da H. Perez-Blanco, "The dynamic of energy", CRC Press, 2009.

⁽⁸²⁾ Il valore di $U(\max)$ si ricava considerando che il membro a destra dell'equazione (10) è una parabola. Il valore dell'ascissa del vertice è uguale a $X = -b/2$ data l'equazione generica $aX^2 + bX + c$. Il medesimo risultato si ottiene come calcolo di massimo della funzione in equazione (10), calcolando la derivata seconda d^2U/dt^2 e calcolandone gli zeri.

Interpolando i dati tratti dal grafico di figura 42⁽⁸³⁾ e usando lo stesso modello sopra descritto si ottiene una buona simulazione dei dati del grafico sperimentale come riportato in figura 43. La simulazione dovrebbe essere fatta in modo più rigoroso considerando anche le produzioni negli anni precedenti il 2000⁽⁸⁴⁾, il che influenzerebbe la forma della curva, ma non la sostanza del messaggio.

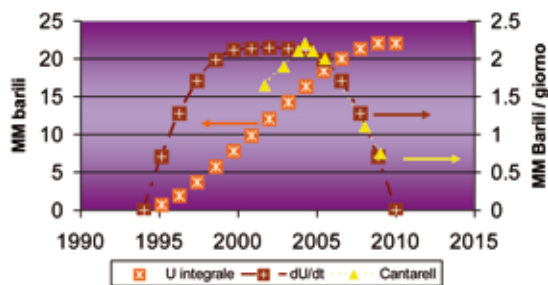


Fig. 43. - Simulazione del profilo del picco di produzione Cantarell.

La teoria dell'oil peak (picco del petrolio) è associata al nome di M. King Hubbert, che la propose nella seconda metà degli anni '50, predicendo il massimo della produzione statunitense tra il 1965 e il 1970. La previsione si rivelò corretta (figura 44), per cui una valutazione simile fu estesa a tutto il mondo. L'ipotesi-base è che, componendo una serie di andamenti standard a "campana quasi simmetrica", si ottiene una curva somma che mantiene grossomodo la medesima forma. A scopo dimostrativo in figura 45 si è rappresentata la curva somma di cinque parabole: la forma ottenuta – che ha ancora la forma di una parabola – conferma l'ipotesi. Quindi l'ipotesi modellistica di Hubbert poteva considerarsi corretta, ma la previsione dell'anno di picco dipende dalla stima corretta dei parametri che caratterizzano i tanti giacimenti (nel nostro modello semplificato i valori di Q_0 e di r) che sono valori non costanti e funzioni dinamiche di grandezze macro-economiche di mercato, della tecnologia, della crescita della popolazione, dei consumi per persona.

Così si è assistito ad un fiorire di previsione dell'anno in cui la produzione mondiale avrebbe raggiunto il picco: per primo Hubbert stesso ha rivisto la valutazione spostandola sempre più verso la fine del 2000. Altre previsioni hanno spostato il tempo del picco tra gli anni 2005–2007, ma vengono anche proposte previsioni meno pessimistiche posizionando il picco non prima del 2020⁽⁸⁵⁾.

⁽⁸³⁾ Interpolando con una retta la parte ascendente della curva di figura 41 fino al massimo del 2004, si ottiene una dipendenza funzionale di dU/dt dalla grandezza "Anno" espressa dall'equazione $dU/dt = 0,219 \cdot \text{Anno} - 436,4$. L'anno, ove $dU/dt = 0$, cioè quando fu iniziata la produzione, è l'anno 1995 (= $436,4/0,219$). Integrando l'equazione lineare tra il 2004 e il 1994 ottengo un valore di circa 11 Mbl (milioni di barili). Poiché abbiamo calcolato che il valore di U_{\max} vale $Q_0/2$, si calcola $Q_0 = 22$ Mbl (milioni di barili). Ottimizzando poi il parametro r per riduzione della somma degli scarti quadratici tra il valore sperimentale e il valore calcolato, con il vincolo non realistico che la produzione totale a fine vita sia uguale alla potenzialità totale del giacimento, si ottiene il grafico di figura 43.

⁽⁸⁴⁾ In letteratura si riporta che nel 1995 la produzione era circa di un milione di barili al giorno: il valore del grafico sottostima un poco tale valore, ma è comunque interessante giacché l'interpolazione non ha considerata le produzioni antecedenti che di fatto incominciarono negli anni '80.

⁽⁸⁵⁾ www.greentechmedia.com.

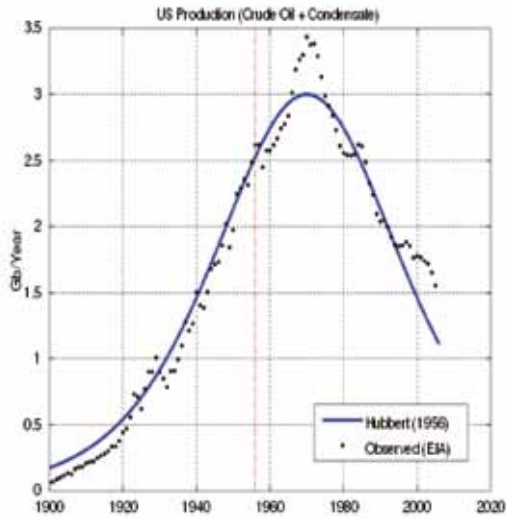


Fig. 44. – Diagramma “a campana di Hubbert” confrontata con i dati sperimentali per la produzione di olio negli Stati Uniti.

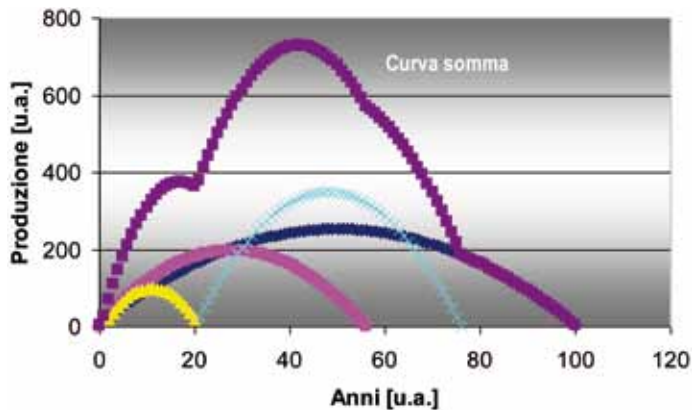


Fig. 45. – Simulazione della curva inviluppo (curva viola) come sommatoria di quattro curve (parabole) dello stesso tipo. La curva somma è una pseudo parabola.

Su posizioni abbastanza lontane si pongono invece coloro i quali danno minor credito alla teoria del picco generale delle risorse fossili, con particolare riferimento al petrolio, sia perché si instaurano meccanismi di autoregolamentazione innescati dalla legge della domanda e dell’offerta, sia per l’evoluzione dell’esplorazione e dell’estrazione.

L’andamento della produzione mondiale (figura 46) mostra un tendenza attorno al 2007 ad una leggera contrazione nell’incremento annuale, per cui si potrebbe ipotizzare di aver raggiunto il massimo da cui potrebbe partire la curva a scendere. Parimenti nei primi anni ’80, se ci si fosse limitati all’esame dei soli dati a breve termine, si sarebbe derivato l’inizio della discesa, il cui andamento si è invertito pochi anni dopo.

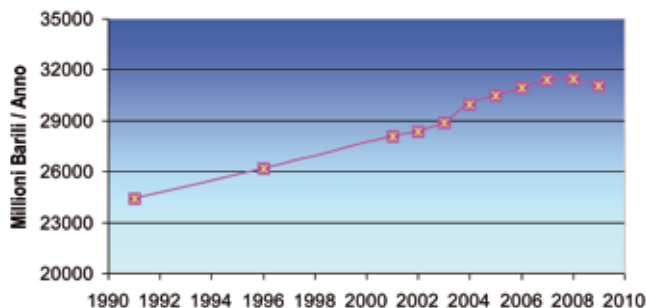


Fig. 46. – Andamento nei consumi di petrolio degli ultimi anni che possono suggerire il raggiungimento di un massimo.

3.4 Gli scenari

Per comprendere ed interpretare e predire l'andamento futuro si devono prendere in considerazione più fattori. Il primo è la crescita tendenziale della popolazione mondiale e l'aspirazione di un numero sempre maggiore di persone di potere usufruire di una quantità maggiore di energia per una migliore qualità di vita. Negli ultimi anni, la popolazione ha continuato ad aumentare, anche se ad un tasso decrescente: i numeri e il grafico di figura 47 dimostrano l'asserzione.

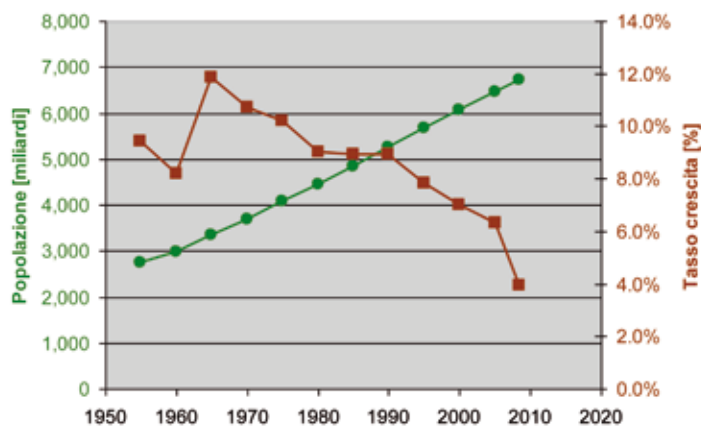


Fig. 47. – Crescita della popolazione in valore assoluto (curva verde) e variazione del tasso di crescita (curva marrone in decrescita negli anni).

Lo sviluppo tecnologico e la consapevolezza crescente del problema energetico ha portato ad una riduzione del consumo pro-capite, in maniera significativa dagli anni '80 ai giorni nostri, anche se con qualche fluttuazione (figura 48). Le auto più "risparmiose", gli strumenti tecnici e, più semplicemente, gli elettrodomestici a minor consumo energetico, le case termicamente più efficienti, sono una risposta dettata non solo da ragioni economiche, ma anche

dalla consapevolezza di responsabilità morale verso le generazioni future, e si innesta in una volontà, sempre più diffusa, di ridurre l'impronta ecologica sulla terra. Negli ultimi anni la tendenza si sta rafforzando, anche se spesso le interpretazioni sono fuorviate da valutazioni parziali (per esempio il solo uso finale, cioè come si dice per i carburanti “dal serbatoio alle ruote”⁽⁸⁶⁾) senza considerare l'intero ciclo produttivo. A questo si indirizzano gli approcci, assai complessi, di “Life Cycle Analysis” dove si prende in considerazione l'intera vita di un bene e il suo impatto sull'ecosistema. Così si sta raggiungendo la consapevolezza che i biocarburanti di prima generazione abbiano un rilevante impatto sulla situazione socio-economica mondiale, sia per il consumo di acqua e suolo necessari per la loro produzione sia per la competizione con le applicazioni alimentari delle materie prime da cui vengono fatti derivare. La sola interpretazione “CO₂ neutral” – poiché il biossido di carbonio emesso in combustione ritorna nella crescita, essendo il mattone della crescita delle piante – è troppo semplicistica e fuorviante.

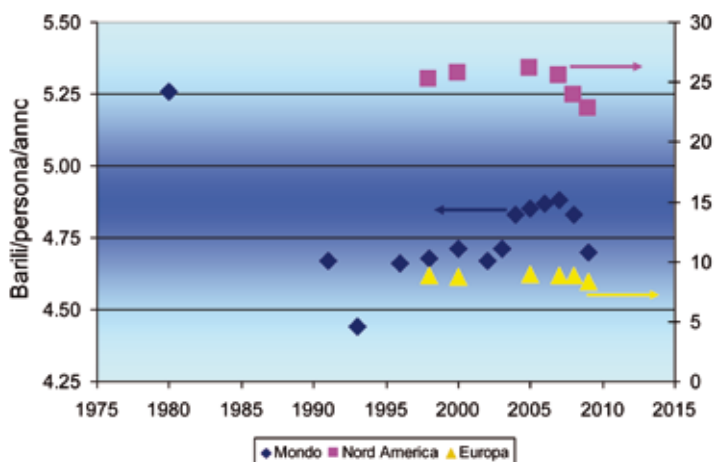


Fig. 48. - Consumo di olio per individuo negli anni. Per entrambe le scale l'unità di misura è [barili/persona/anno].

A ragioni etiche si sommano, spesso prepotentemente, ragioni economiche. Agli inizi degli anni '80, il prezzo del petrolio schizzò a circa novanta dollari attualizzati (figura 49a) a causa della guerra Iran-Iraq che portò a ritenere in pericolo la disponibilità dell'oro nero. Indubbiamente il costo stimolò sia il risparmio che la ricerca di alternative e questo può giustificare una contrazione di consumi che potrebbe leggersi come il braccio declinante dopo

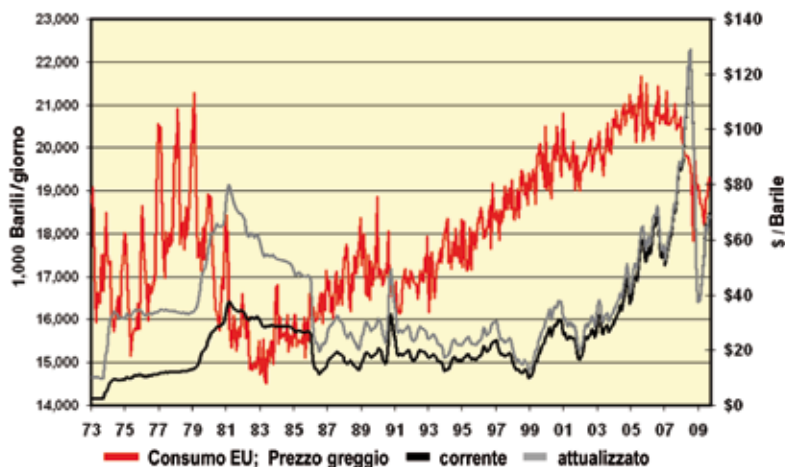
⁽⁸⁶⁾ L'impatto del carburante sull'ambiente è per lo più valutato durante l'uso finale, semplicemente da quando viene inserito nel serbatoio per cui si dice “dal serbatoio alle ruote”. In questo quadro, il meno inquinante in assoluto sarebbe l'idrogeno poiché dalla sua combustione si produce solo acqua. Più correttamente si deve considerare quanto impatti sull'ambiente anche il ciclo estrattivo e produttivo, fase definita convenzionalmente dal “pozzo al serbatoio”. In questa ottica anche l'idrogeno ha un significativo impatto ambientale poiché, non esistendo in natura allo stato libero, dev'essere prodotto con un consumo energetico piuttosto rilevante. L'intero ciclo “dal pozzo alle ruote” – o più in generale “dalla culla alla tomba” – considera l'intera vita del vettore energetico, qualunque esso sia, ed è definito “Life Cycle Analysis”, Analisi del Ciclo di Vita.

il picco. Quando il mondo si rese conto del potere condizionante di un numero limitato di paesi e di quanto potesse essere fragile questa situazione, si innescò uno sforzo per diversificare la produzione. Questa fu favorita dal prezzo elevato del barile: se la cifra che si può spuntare è elevata, si può estrarre il petrolio anche da pozzi che in condizioni di basso prezzo non sono remunerativi. In altre parole il prezzo del petrolio è dettato dal costo marginale di estrazione dell'ultimo barile prodotto, quando esista una richiesta del mercato.

Già negli anni '70, la scelta OPEC di ottenere prezzi più elevati spinse i governi e le imprese a investire su riserve marginali o non convenzionali, i cui costi di estrazione erano elevati rispetto alle tradizionali riserve di petrolio.



(a)



(b)

Fig. 49. – (a) Variazione del prezzo del barile in dollari attuali e a dollari correnti. (b) Consumo giornaliero di petrolio.

Come risulta evidente dalla figura 49 (b) si vede che l'elevato prezzo del petrolio nel 1980–81 fa scendere il consumo fino alla metà degli anni '90. A partire dal 1998, alquanto sorprendentemente il barile ritorna ai 20\$; tra le maggiori cause si annoverano le disarmonie in seno all'OPEC in seguito alle quali i membri immettono sul mercato un quantitativo elevato di greggio, causandone la caduta di prezzo e una minor attenzione al suo risparmio. L'uso pro-capite tende a risalire per poi assestarsi, anche se il costo del petrolio tende a salire per raggiungere picchi molto elevati nel 2008. Lo zoom di figura 50 allarga la visione dei prezzi sugli ultimi mesi: si osserva che a fronte di un valore medio di 97,3 \$/barile dell'anno, a metà 2008 si raggiunge un picco di 130 \$/barile per poi crollare nel giro di sei mesi a 45\$/barile e poi risalire di circa 70\$/barile sei mesi dopo e quindi mettersi ad oscillare (nel periodo maggio 2009–maggio 2010) nella fascia 75–80\$/barile. Quindi enormi oscillazioni sono a fronte di un consumo pressoché costante (figura 51), il che fa capire come il prezzo del petrolio sia determinato da una serie di fattori, complessi e interrelati. Fattori importanti sono la capacità dei maggiori produttori (OPEC) di tagliare la loro produzione di milioni di barili al giorno senza soffrire particolarmente da un punto di vista economico, ma ponendo nella penuria i paesi importatori, e dall'altro la capacità produttiva non utilizzata, stimata sui 6 milioni barili-giorno⁽⁸⁷⁾, che permette di assorbire anomalie produttive (fuori servizio di grandi bacini) e le forti tensioni geo-politiche, spesso accompagnate da sanzioni economiche a taluni paesi del Medio Oriente.

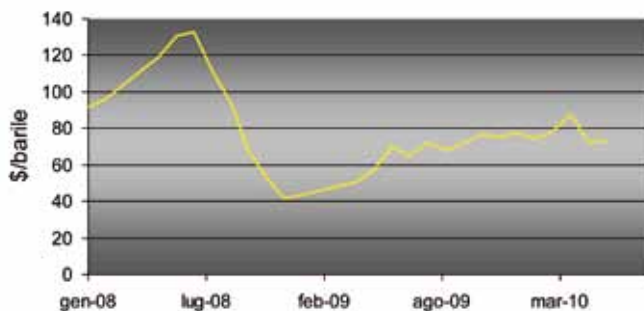


Fig. 50. – Prezzo del petrolio 2008–2010.

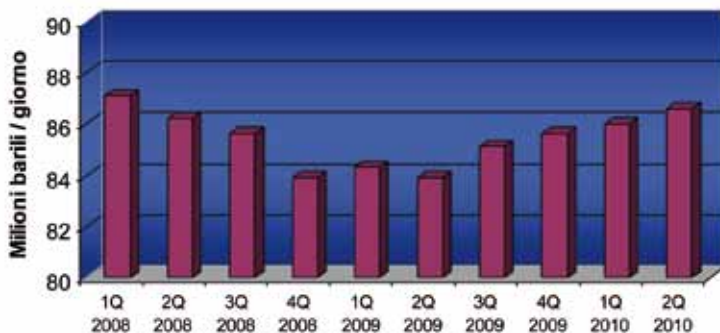


Fig. 51. – Consumo mondiale giornaliero di petrolio dal 2008 ad oggi (media per quadrimestre).

⁽⁸⁷⁾ Oil (11), September 2010, p. 56.

L'andamento del consumo di petrolio e il suo prezzo sia alla fonte, ma ancor più all'utilizzatore finale, è anelastico: con un prezzo più elevato, il consumo rimane pressoché invariato poiché il settore che ne assorbe la quota maggiore è la mobilità personale, principalmente su ruota. E in quel settore il petrolio è insostituibile! Inoltre in paesi in via di espansione, quindi i maggiori acquirenti di autovetture, il prezzo è in molti casi sussidiato per cui il consumatore finale non percepisce che minimamente la variazione del prezzo della materia prima.

Qual è allora lo scenario dei fossili? Essi costituiranno la spina dorsale del sistema energetico mondiale per decenni a venire; la loro percentuale andrà a diminuire man mano che si affermeranno, sia per costo economico competitivo che per affidabilità di fornitura, le fonti rinnovabili. Ingentissimi investimenti sono richiesti sia per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, sia per portare, indipendentemente dalla fonte, l'energia elettrica a quel miliardo e mezzo circa di persone che tuttora ne è quasi privo. L'energia elettrica è il vettore che è atteso crescere con il maggior tasso e diventerà tanto più fondamentale quanto più si svilupperanno le "griglie intelligenti" che ottimizzano gestione, produzione, integrazione impianti e consumo. Ma anch'esse richiedono investimenti spaventosi: si ipotizzano cifre dell'ordine dei 35000-50000 miliardi di dollari nei prossimi 20 anni, ma quando si arriva a quei valori si può solo parlare di "cifre incommensurabili".

I fossili resteranno a lungo: si è provato a calcolare l'indice di vita considerando le fonti non convenzionali e si è visto che ci si attesta, pur con tutte le incertezze e le cautele del caso, sui cent'anni. Ciò è coerente con le stime del CERA (Cambridge Energy Research Associates) (figura 52) che non ipotizzano il picco tipico delle previsioni di Hubert, ma una zona di transizione quasi piatta, pur con un'inevitabile tendenza a scendere.

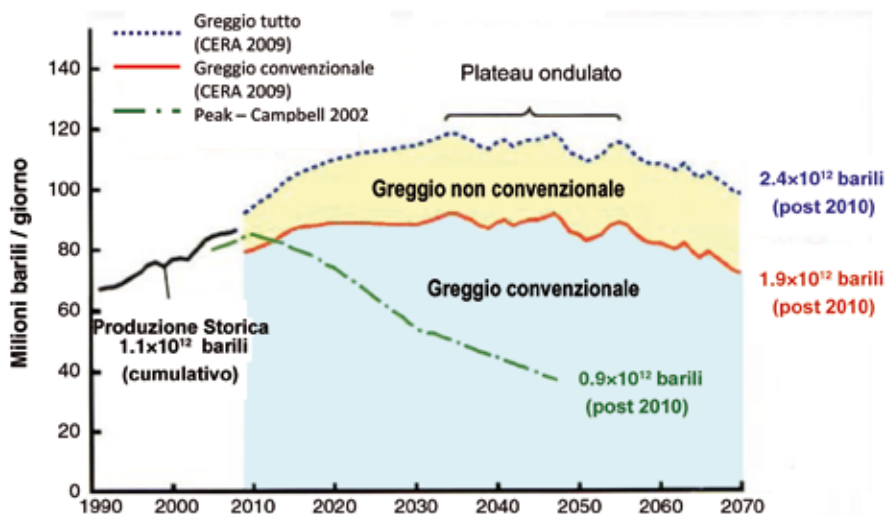


Fig. 52. - Previsione di produzione di petrolio: andamento a plateau rispetto a Oil Peak⁽⁸⁸⁾.

⁽⁸⁸⁾ U. Romano, *La Chimica e l'Industria*, Marzo 2010, p. 109.

Quindi la transizione all'economia "carbon-free" (a basso tenore di carbonio) ha un certo tempo per avvenire. Questo non significa di poter continuamente posporre l'adozione pratica di un comportamento più virtuoso, non solo da parte delle entità politiche, ma da parte di ciascuno di noi. L'epoca dei fossili non deve finire perché sono esaurite le fonti, esse devono sopravvivere e continuare a dare il loro contributo a un mondo che ha trovato qualcosa di complessivamente più vantaggioso alla crescita dell'umanità e alla buona salute del pianeta Terra su cui tutti siamo imbarcati. Il detto che "l'età della pietra non terminò per l'esaurirsi delle pietre" contiene una grande saggezza che necessita di essere riscoperta.

APPENDICE A

Tabella AI. – Calcoli di indice di vita per il petrolio al 2030.

Anno	Risorse	Rivalutazione	Consumo	Aumento	Indice di vita residua
2010	$3,35 \cdot 10^3$	1%	31,75	0,90%	$1,06 \cdot 10^2$
2011	$3,36 \cdot 10^3$	1%	32,04	0,90%	$1,05 \cdot 10^2$
2012	$3,36 \cdot 10^3$	1%	32,32	0,90%	$1,04 \cdot 10^2$
2013	$3,36 \cdot 10^3$	1%	32,61	0,90%	$1,03 \cdot 10^2$
2014	$3,36 \cdot 10^3$	1%	32,91	0,90%	$1,02 \cdot 10^2$
2015	$3,36 \cdot 10^3$	1%	33,20	0,90%	$1,01 \cdot 10^2$
2016	$3,36 \cdot 10^3$	1%	33,50	0,90%	$1,00 \cdot 10^2$
2017	$3,36 \cdot 10^3$	1%	33,81	0,90%	$9,94 \cdot 10^1$
2018	$3,36 \cdot 10^3$	1%	34,11	0,90%	$9,85 \cdot 10^1$
2019	$3,36 \cdot 10^3$	1%	34,42	0,90%	$9,76 \cdot 10^1$
2020	$3,36 \cdot 10^3$	1%	34,73	0,90%	$9,68 \cdot 10^1$
2021	$3,36 \cdot 10^3$	1%	35,04	0,90%	$9,59 \cdot 10^1$
2022	$3,36 \cdot 10^3$	1%	35,35	0,90%	$9,50 \cdot 10^1$
2023	$3,36 \cdot 10^3$	1%	35,67	0,90%	$9,41 \cdot 10^1$
2024	$3,35 \cdot 10^3$	1%	35,99	0,90%	$9,32 \cdot 10^1$
2025	$3,35 \cdot 10^3$	1%	36,32	0,90%	$9,23 \cdot 10^1$
2026	$3,35 \cdot 10^3$	1%	36,64	0,90%	$9,14 \cdot 10^1$
2027	$3,34 \cdot 10^3$	1%	36,97	0,90%	$9,05 \cdot 10^1$
2028	$3,34 \cdot 10^3$	1%	37,31	0,90%	$8,96 \cdot 10^1$
2029	$3,34 \cdot 10^3$	1%	37,64	0,90%	$8,87 \cdot 10^1$
2030	$3,33 \cdot 10^3$	1%	37,98	0,90%	$8,78 \cdot 10^1$

Tabella AII. – Calcoli di indice di vita per il gas naturale al 2030.

Anno	Risorse	Rivalutazione	Consumo	Aumento	Indice di vita residua
2010	$3,89 \cdot 10^5$	1%	3000	1,50%	$1,30 \cdot 10^2$
2011	$3,90 \cdot 10^5$	1%	3045,00	1,50%	$1,28 \cdot 10^2$
2012	$3,91 \cdot 10^5$	1%	3090,68	1,50%	$1,26 \cdot 10^2$
2013	$3,92 \cdot 10^5$	1%	3137,04	1,50%	$1,25 \cdot 10^2$
2014	$3,92 \cdot 10^5$	1%	3184,09	1,50%	$1,23 \cdot 10^2$
2015	$3,93 \cdot 10^5$	1%	3231,85	1,50%	$1,22 \cdot 10^2$
2016	$3,94 \cdot 10^5$	1%	3280,33	1,50%	$1,20 \cdot 10^2$
2017	$3,94 \cdot 10^5$	1%	3329,53	1,50%	$1,18 \cdot 10^2$
2018	$3,95 \cdot 10^5$	1%	3379,48	1,50%	$1,17 \cdot 10^2$
2019	$3,96 \cdot 10^5$	1%	3430,17	1,50%	$1,15 \cdot 10^2$
2020	$3,96 \cdot 10^5$	1%	3481,62	1,50%	$1,14 \cdot 10^2$
2021	$3,97 \cdot 10^5$	1%	3533,85	1,50%	$1,12 \cdot 10^2$
2022	$3,97 \cdot 10^5$	1%	3586,85	1,50%	$1,11 \cdot 10^2$
2023	$3,97 \cdot 10^5$	1%	3640,66	1,50%	$1,09 \cdot 10^2$
2024	$3,98 \cdot 10^5$	1%	3695,27	1,50%	$1,08 \cdot 10^2$
2025	$3,98 \cdot 10^5$	1%	3750,70	1,50%	$1,06 \cdot 10^2$
2026	$3,98 \cdot 10^5$	1%	3806,96	1,50%	$1,05 \cdot 10^2$
2027	$3,98 \cdot 10^5$	1%	3864,06	1,50%	$1,03 \cdot 10^2$
2028	$3,99 \cdot 10^5$	1%	3922,02	1,50%	$1,02 \cdot 10^2$
2029	$3,99 \cdot 10^5$	1%	3980,85	1,50%	$1,00 \cdot 10^2$
2030	$3,99 \cdot 10^5$	1%	4040,57	1,50%	$9,87 \cdot 10^1$

Tabella A.III. – Calcoli di indice di vita per il carbone al 2030.

Anno	Risorse	Rivalutazione	Consumo	Aumento	Indice di vita residua
2010	$8,26 \cdot 10^5$	0,5%	6400	1,90%	$1,29 \cdot 10^2$
2011	$8,24 \cdot 10^5$	0,5%	6521,60	1,90%	$1,26 \cdot 10^2$
2012	$8,21 \cdot 10^5$	0,5%	6645,51	1,90%	$1,24 \cdot 10^2$
2013	$8,19 \cdot 10^5$	0,5%	6771,78	1,90%	$1,21 \cdot 10^2$
2014	$8,16 \cdot 10^5$	0,5%	6900,44	1,90%	$1,18 \cdot 10^2$
2015	$8,13 \cdot 10^5$	0,5%	7031,55	1,90%	$1,16 \cdot 10^2$
2016	$8,10 \cdot 10^5$	0,5%	7165,15	1,90%	$1,13 \cdot 10^2$
2017	$8,07 \cdot 10^5$	0,5%	7301,28	1,90%	$1,11 \cdot 10^2$
2018	$8,04 \cdot 10^5$	0,5%	7440,01	1,90%	$1,08 \cdot 10^2$
2019	$8,01 \cdot 10^5$	0,5%	7581,37	1,90%	$1,06 \cdot 10^2$
2020	$7,97 \cdot 10^5$	0,5%	7725,41	1,90%	$1,03 \cdot 10^2$
2021	$7,93 \cdot 10^5$	0,5%	7872,20	1,90%	$1,01 \cdot 10^2$
2022	$7,89 \cdot 10^5$	0,5%	8021,77	1,90%	$9,84 \cdot 10^1$
2023	$7,85 \cdot 10^5$	0,5%	8174,18	1,90%	$9,61 \cdot 10^1$
2024	$7,81 \cdot 10^5$	0,5%	8329,49	1,90%	$9,38 \cdot 10^1$
2025	$7,77 \cdot 10^5$	0,5%	8487,75	1,90%	$9,15 \cdot 10^1$
2026	$7,72 \cdot 10^5$	0,5%	8649,02	1,90%	$8,93 \cdot 10^1$
2027	$7,67 \cdot 10^5$	0,5%	8813,35	1,90%	$8,70 \cdot 10^1$
2028	$7,62 \cdot 10^5$	0,5%	8980,81	1,90%	$8,49 \cdot 10^1$
2029	$7,57 \cdot 10^5$	0,5%	9151,44	1,90%	$8,27 \cdot 10^1$
2030	$7,52 \cdot 10^5$	0,5%	9325,32	1,90%	$8,06 \cdot 10^1$

APPENDICE B

Fattori di conversione per petrolio.

Da	A				
	Tonnellate	Kilolitri	Barili	Galloni US	ton/anno
	Moltiplicare per				
Tonnellate	1	1,165	7,33	307,86	n.a.
Kilolitri	0,8581	1	6,2898	264,17	n.a.
Barili	0,1364	0,159	1	42,0	n.a.
Galloni US	0,00325	0,0038	0,0238	1	n.a.
Barili/giorno	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	49,8

Fattori di conversione per GN e GNL.

Da	A					
	Miliardi m ³	Miliardi ft ³	Milioni Toe	Milioni ton GNL	Triloni BTU	Milioni BOE
	Moltiplicare per					
Miliardi m ³	1	35,3	0,9	0,73	36	6,29
Miliardi ft ³	0,028	1	0,026	0,021	1,03	0,18
Milioni TOE	1,111	39,2	1	0,81	40,4	7,33
Milioni ton GNL	1,38	48,7	1,23	1	52	8,68
Triloni BTU	0,028	0,98	0,025	0,02	1	0,17
Million BOE	0,16	5,61	0,14	0,12	5,8	1

Stefano Rossini, laureato in Chimica Industriale presso l'Università degli Studi di Milano, si occupa di sviluppo di tecnologie per la sfruttamento delle fonti fossili presso eni spa. L'attuale campo di interesse è la valorizzazione di "stranded gas" mediante tecnologie innovative. In passato è stato coinvolto in scale-up delle tecnologie di trasformazione catalitica del gas naturale, dal laboratorio all'impianto pilota o industriale. Attivo da parecchi anni nella Società Chimica Italiana, ha ricoperto diversi ruoli istituzionali tra cui Coordinatore del Gruppo Interdivisionale di Catalisi e Presidente della Sezione Lombardia: attualmente è Membro della Commissione Energia. È co-autore di una ventina di brevetti e di oltre un centinaio tra articoli e presentazioni a congressi ed è stato professore a contratto presso l'Università di Genova.

Glossario

API

Acronimo dell'American Petroleum Institute che ha classificato la qualità del petrolio in base alla densità. Per la definizione di dettaglio del grado API si veda l'equazione (8) nel testo.

Barile

Unità di misura del greggio pari a circa 159 litri. Nacque dall'uso di barili di legno – presi dal settore di produzione dell'alcool – agli albori dell'industria petrolifera americana in Pennsylvania. Oggigiorno non esistono più tali contenitori, ma è rimasto il ricordo nell'unità di misura usata.

BAU

Business As Usual: il mondo produttivo procede senza innovazioni o cambiamenti particolarmente rilevanti

BOE

Barrel Oil Equivalent. Serve per esprimere il contenuto energetico di fonti primarie diverse rapportandole ad un equivalente quantitativo di petrolio. Così un metro cubo di gas naturale vale 0,0062 barili di olio (0,0062 BOE).

Bpd

Barrel per day (Barili al giorno) e il suo multiplo (1000 barili al giorno, kbpd): parametro di produzione di petrolio al giorno.

Brent

Qualità di petrolio del Mare del Nord che costituisce il riferimento delle quotazioni del petrolio. La qualità è elevata, essendo leggero e privo di zolfo, ma la produzione è molto limitata. I prezzi degli altri greggi sono parametrizzati a quello del Brent in funzione della loro qualità. Il Brent è l'unico tipo di petrolio – oltre al Western Texas Intermediate (WTI) statunitense – ad essere quotato in borsa.

BTU

British Thermal Unit. Unità di energia, spesso usata per esprimere il contenuto energetico di una certa quantità di fonte. Una BTU equivale a 0,25 Kcal oppure ad 1,025 kJ.

CCS

Carbon Capture and Storage. L'acronimo rappresenta tutte le operazioni per la cattura del biossido di carbonio e il suo confinamento in siti permanenti di tipo geologico o marino.

GDP

Gross Domestic Product: Prodotto Interno Lordo.

GPL

Gas di Petrolio Liquefatto. È la frazione costituita dagli idrocarburi a tre e quattro atomi di carbonio. È un carburante attualmente impiegato in vetture per il trasporto di persone.

IEA

International Energy Agency. Uno dei maggiori ente internazionali per lo studio della tematica dell'energia. Pubblica documenti sulla produzione delle varie fonti, consumi, previsioni di scenario. Creata nel 1974 su iniziativa degli Stati Uniti per coordinare le politiche energetiche. Ha sede a Parigi.

Isomeria

Si definiscono "isomeri" tutte le specie chimiche che hanno la stessa formula chimica, ma diversa la sequenza con cui sono collegati gli atomi. Gli isomeri hanno proprietà chimico fisiche diverse.

LNG

Liquefied Natural Gas. In italiano è definito GNL (Gas Naturale Liquido). È una modalità di trasporto del gas naturale, reso liquido dopo raffreddamento a temperature attorno ai 100 K ed è costituito per più del 95% da metano. Per maggiori dettagli si rimanda all'Approfondimento 1.

OECD

Organization for Economic Cooperation and Development.

OPEC

Organization of Petroleum Exporting Countries.

P.C.

Potere Calorifero in kcal (o kJ) per kg.

PM

Peso Molecolare.

R.C.C.

Residual Catalytic Cracking.

T.A.

Temperatura Ambiente.

Tcf

Tera (1012) piedi cubici.

TOE

Tonne of oil equivalent. Quantità di fonte energetica equivalente al contenuto termico di una tonnellata (1000 kg) di petrolio parametrata a circa 10^7 kcal (o $4,18 \times 10^7$ kJ).

WEC

World Energy Council - Alleanza di più di 90 paesi per lo studio delle problematiche dell'energia. Fondato nel 1923, ha sede a Londra e copre tutti i settori dell'energia fornendo dati di produzione, consumo riserve e proiezioni.

Formule e simboli chimici

AsR ₃	Arsine; R può essere un atomo di idrogeno (H) o una generica catena idrocarburica
CH ₄	Metano
C ₂ H ₆	Etano
C ₃ H ₈	Propano
C ₄ H ₁₀	Butano
C _x H _y	Idrocarburo generico
C _n H _{2n+2}	Idrocarburo paraffinico
CH ₃ OH	Metanolo
CO	Ossido di carbonio
CO ₂	Biossido di carbonio
H ₂	Idrogeno
H ₂ O	Acqua
H ₂ S	Acido solfidrico o solfuro di idrogeno
Hg	Mercurio
N	Azoto atomico
N ₂	Azoto molecolare
NH ₃	Ammoniaca
NO _x	Ossidi di azoto
(NH ₂) ₂ CO	Urea
O ₂	Ossigeno
S	Zolfo
SO _x	Ossidi di zolfo



SHOOTING IN AN OIL WELL

WINK, TEXAS

Winkler County, TX http://www.rootsweb.ancestry.com/~txwinkle/winkSHOOTING_OILWELL.jpg
TXGenWeb Project <http://www.txgenweb.org>

SUPPLEMENTO GIORNALE DI FISICA

L'Energia nella Scuola

Il piano editoriale del progetto prevede la pubblicazione dei seguenti fascicoli:

- PRODUZIONE E TRASPORTO DI ENERGIA. EFFICIENZA ENERGETICA
- IL FUTURO DELLE FONTI FOSSILI
- CO₂: RIFIUTO O RISORSA?
- FONTI PERENNI NATURALI (IDROELETTRICHE, GEOTERMICHE, EOLICHE, SOLARI TERMICHE)
- ENERGIA E FISSIONE NUCLEARE
- ENERGIA E FUSIONE NUCLEARE
- SORGENTI FOTOVOLTAICHE
- ENERGIA DALLE BIOMASSE
- ENERGIA PORTATILE: PILE E ACCUMULATORI

Il primo fascicolo del progetto, dal titolo “Energia e fissione nucleare”, è stato pubblicato a fine 2010 e distribuito nel 2011. Esso riguarda l'energia ottenuta da fissione nucleare, diventata di grande attualità in seguito alla decisione del Governo di costruire centrali nucleari in Italia.

Il fascicolo “CO₂: Rifiuto o Risorsa” è previsto entro la fine del 2011. Seguirà il fascicolo dedicato alle sorgenti fotovoltaiche.

© 2011, Società Italiana di Fisica, Proprietà letteraria riservata

Giornale di Fisica, Vol. 52, Suppl. 1
Associato all'Unione Stampa Periodica Italiana

Questo numero è stato prodotto e realizzato dall'ufficio editoriale del *Giornale di Fisica*, Bologna
e stampato a Bologna da Tipografia Monograf
nel mese di novembre 2011

Direttore Responsabile: LUISA CIFARELLI

Autorizzazione del Tribunale di Bologna 2651 del 19 Luglio 1956