" Economia dell'Energia e dell'Ambiente."

a.a. 2019-20

Lezione 2 - C:

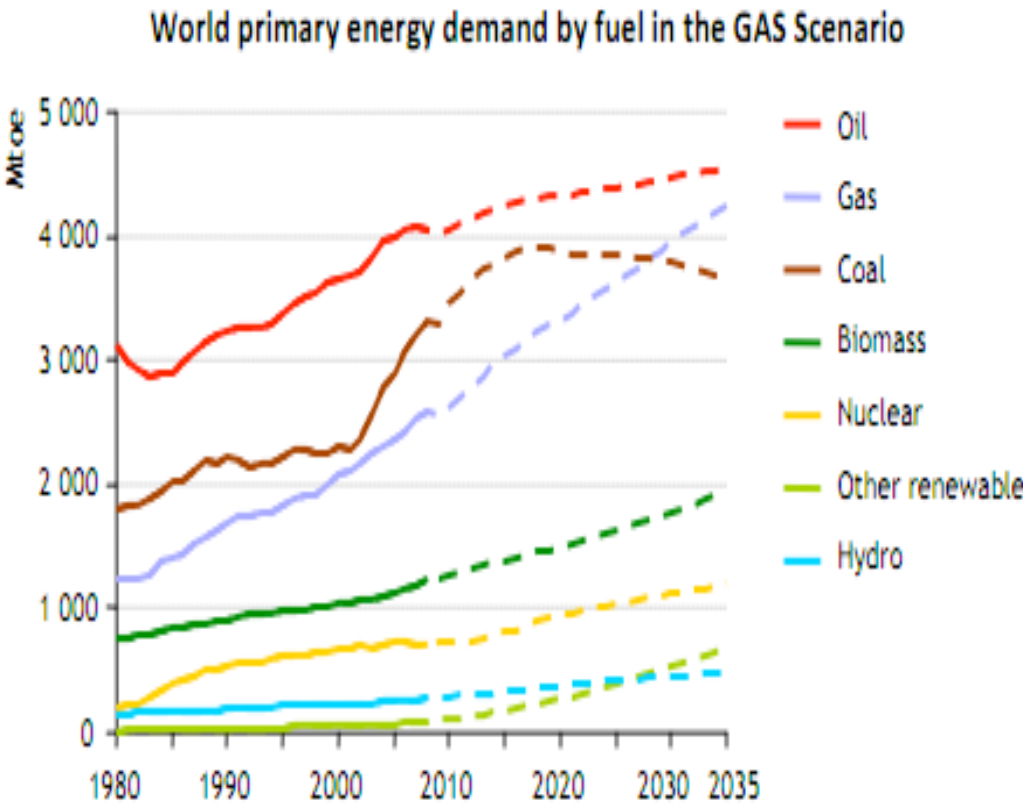
Gli idrocarburi:
gli scenari per l'Industria del petrolio

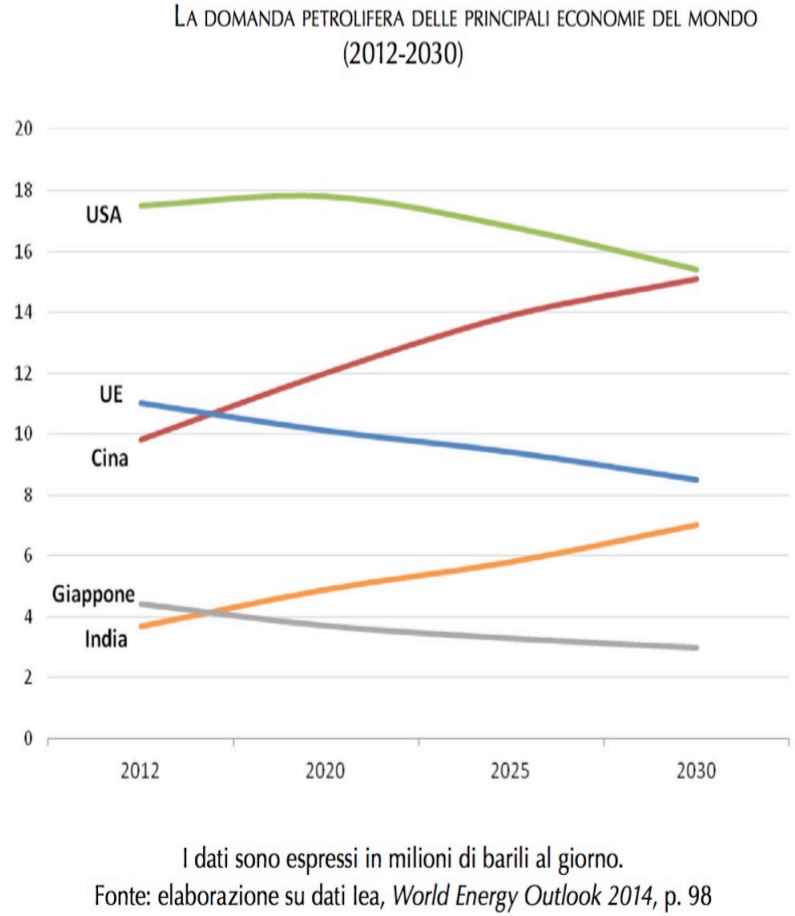
Roberto.Fazioli@unife.it

Dipartimento di Economia e Management,

Università di Ferrara

Nell'attuale stadio tecnologico, energia a basso costo significa soprattutto energia da fonti fossili, che per le loro caratteristiche chimiche rappresentano un concentrato di energia facilmente estraibile e utilizzabile. A favorire l'economicità delle fonti fossili è anche il fatto che il loro costo non incorpora gran parte delle esternalità negative connesse al loro consumo; d'altronde, la possibilità stessa di misurare queste esternalità è dubbia. Fatta questa premessa, nel complesso la struttura dei consumi riflette la **competitività delle fonti fossili**: l'82% dell'energia utilizzata a livello mondiale è ottenuta da fonti fossili, ossia petrolio, carbone e gas naturale2. Le altre fonti, come il nucleare (5%) e le rinnovabili (13%), rivestono invece un ruolo marginale a causa degli alti costi, soprattutto in fase d'investimento.
Il vantaggio economico rappresentato dall'utilizzo delle fonti fossili rappresenta un dato strutturale che rende particolarmente difficile immaginare un loro abbandono senza conseguenze insostenibili per tutto il mondo. In altre parole, senza il ricorso alle fonti fossili non solo sarebbe molto difficile per le società industrializzate mantenere l'attuale livello di benessere, ma sarebbe pressoché impossibile per le altre intraprendere un percorso di sviluppo duraturo e diffuso.

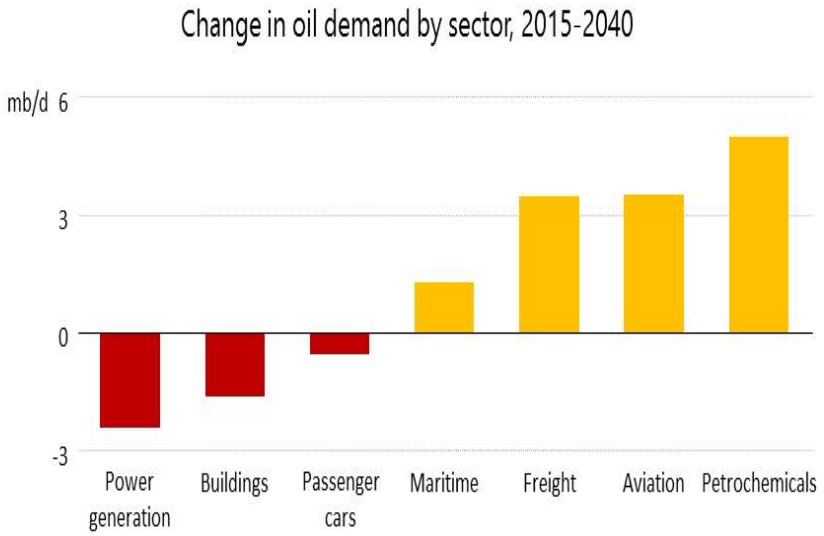




I dati sono espressi in milioni di barili al giorno.
Fonte: elaborazione su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*, p. 98

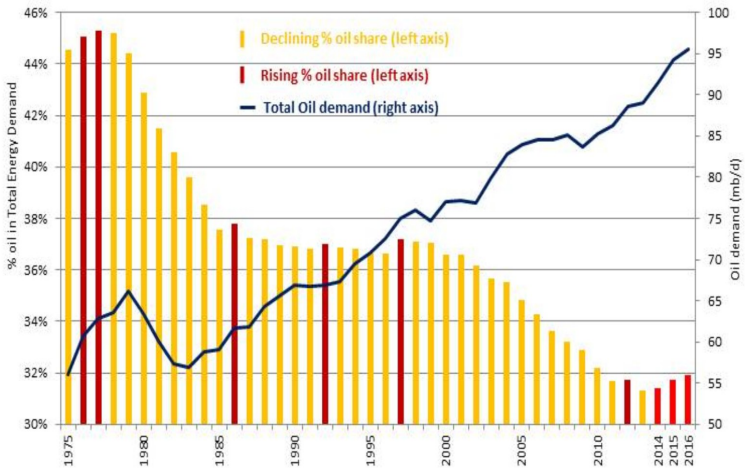
No peak yet in sight, but a slowdown in growth for oil demand

Scenari futuri: Il 90% dell'incremento della domanda di energia tra oggi ed il 2030 sarà soddisfatto da combustibili fossili



The global car fleet doubles, but efficiency gains, biofuels and electric cars, reduce oil demand for passenger cars. Growth elsewhere pushes total demand higher

© IEA 2017



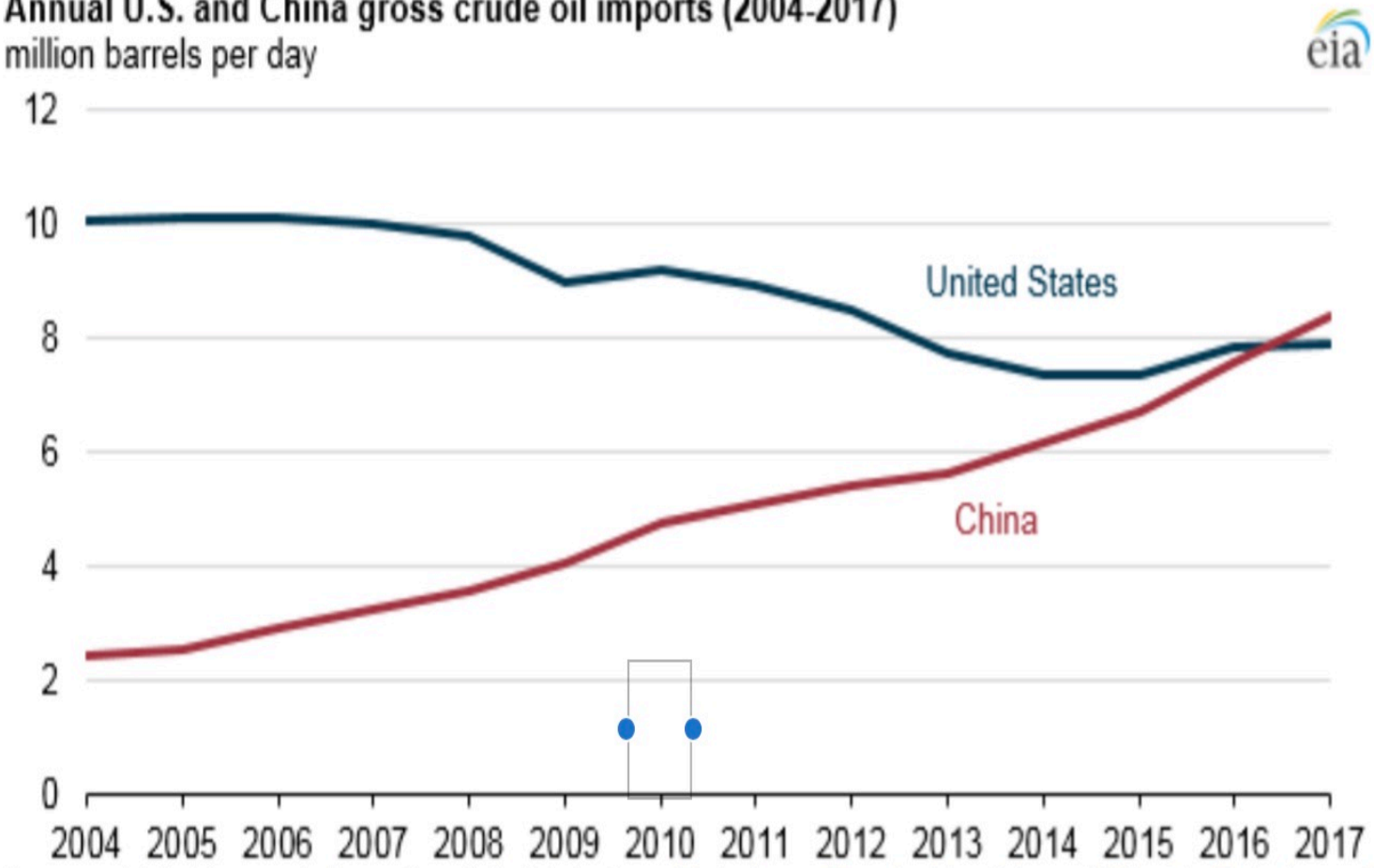
Le tendenze di lungo periodo in atto oggi sono molteplici, a cominciare da quella destinata a segnare più di ogni altra le dinamiche dei prossimi decenni: l'emergere delle economie asiatiche. La Cina è già oggi il più grande consumatore al mondo di energia e questo primato è destinato ad accentuarsi nel lungo periodo, portando sempre di più il governo di Pechino a giocare un ruolo centrale nei mercati globali e nelle aree produttive.

Ad accentuare la crescente importanza dei mercati asiatici contribuisce poi la stagnazione delle importazioni dei Paesi industrializzati. Nel caso dell'Europa, a determinare il fenomeno sono le dif coltà economiche, che si accompagnano alla scelta di percorrere praticamente da sola la strada della carbonizzazione dei sistemi energetici. Una strategia coraggiosa, ma anche rischiosa, perché senza un più forte impegno da parte delle altre grandi economie potrebbe rallentare il già tortuoso sentiero della crescita europea.

Nel caso del Nord America, la riduzione del peso sui mercati internazionali è invece dovuto alla rivoluzione del non convenzionale, l'insieme di tecniche e tecnologie che nel giro di pochi anni ha fatto tornare a crescere la produzione statunitense e canadese e che ha ridotto in modo consistente la dipendenza di Washington dalle importazioni petrolifere.

Annual U.S. and China gross crude oil imports (2004-2017)

million barrels per day



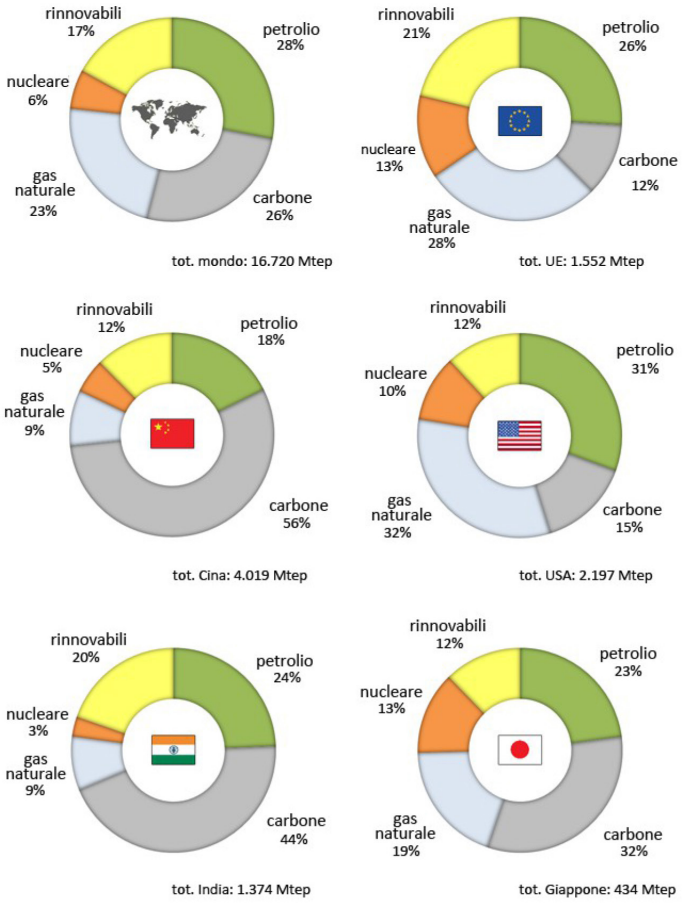
Source: U.S. Energy Information Administration, *Petroleum Supply Monthly* and *Weekly Petroleum Status Report*, China General Administration of Customs, based on Bloomberg, L.P.

Note: December U.S. imports derived from weekly crude oil imports.

China surpassed the United States in annual gross crude oil imports in 2017, importing 8.4 million barrels per day (b/d) compared with 7.9 million b/d for the United States. China had become the world's largest net importer (imports minus exports) of total petroleum and other liquid fuels in 2013. New refinery capacity and strategic inventory stockpiling combined with declining domestic oil production were the major factors contributing to the recent increase in China's crude oil imports.

La domanda sui mercati internazionali
si ridurrà anche a causa della riduzione dei consumi europei e giapponesi.

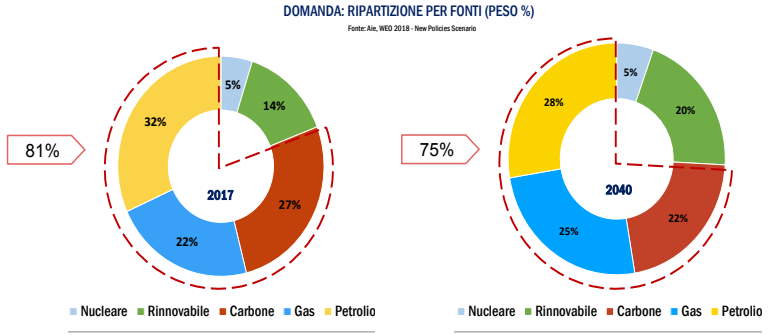
FIGURA 2.2 - I PANIERI ENERGETICI DELLE PRINCIPALI ECONOMIE DEL MONDO NEL 2030



Fonte: elaborazione su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*

LA DOMANDA DI ENERGIA NEL MONDO

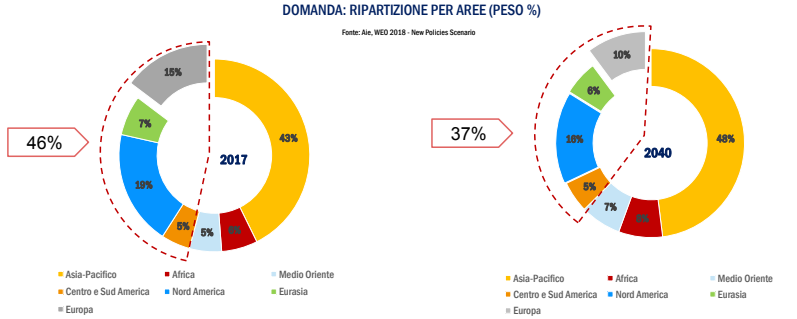
NEI PROSSIMI 20 ANNI SCENDE IL PESO % DEL PETROLIO MENTRE LE QUANTITÀ CONSUMATE AUMENTANO LIEVEMENTE



- Al 2040 le rinnovabili, grazie ad una forte crescita (+81%), copriranno quasi la metà della domanda incrementale di energia.
- Alla stessa data i combustibili fossili (petrolio, carbone e gas naturale) copriranno il 75% del fabbisogno, rispetto all'81% attuale.
- La domanda di petrolio al 2040 si attesterà intorno a 4,9 miliardi di Tep, rispetto ai 4,4 miliardi attuali, restando la prima fonte di energia nel mondo.

LA DOMANDA DI ENERGIA NEL MONDO

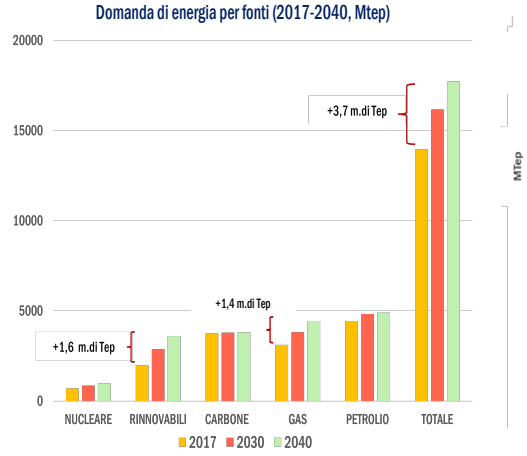
CRESCITA ECONOMICA E DEMOGRAFICA CONCENTRERANNO LA DOMANDA DI ENERGIA IN ASIA-PACIFICO

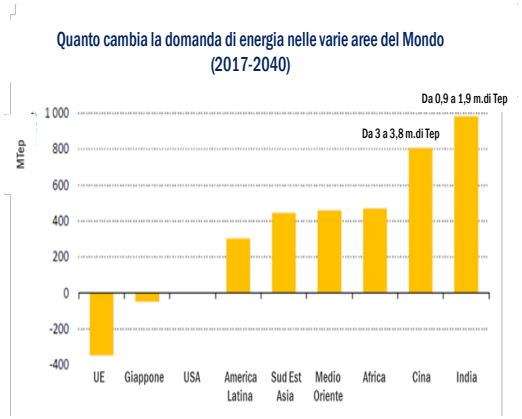


- Il continente americano ed europeo perdono circa 10 punti percentuali, di cui la metà in Europa grazie agli elevati standard di efficienza nell'uso.
- Il peso dell'Europa scenderà dal 15 al 10%.
- Asia-Pacifico, Africa e Medio Oriente al 2040 insieme assorbiranno oltre il 60% della domanda.
- Popolazione e crescita economica continueranno ad essere i principali driver della domanda di energia.

LA DOMANDA DI ENERGIA NEL MONDO

SI CONFERMA L'AUMENTO DI CIRCA IL 30% DELLA DOMANDA MONDIALE CONCENTRATA NEI PAESI NON-OCSE



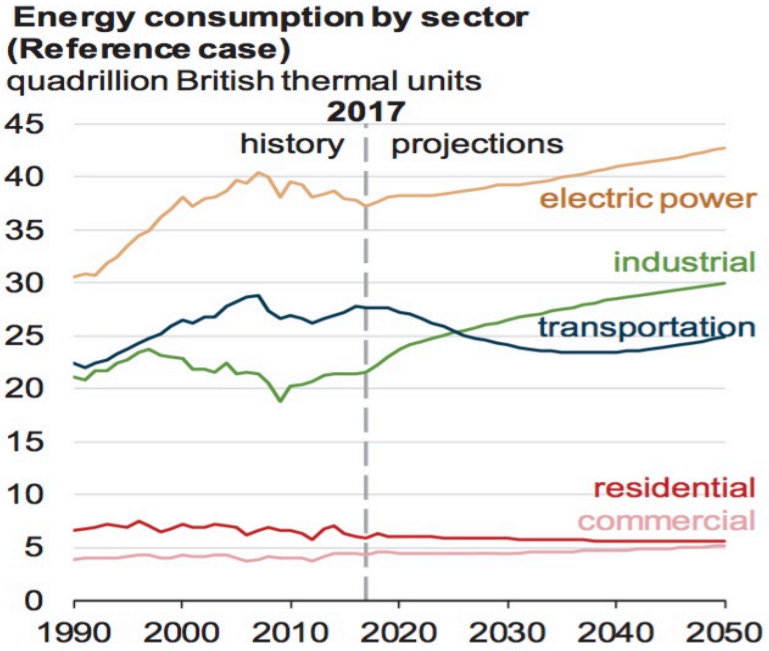


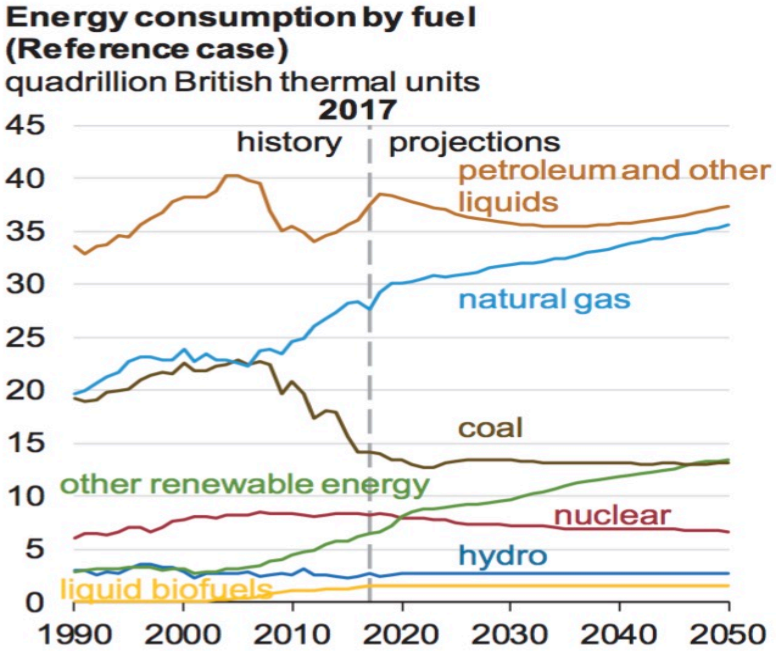
Fonte: Aie, WEO 2018 - New Policies Scenario

- Secondo le stime Aie dai 14 miliardi di Tep, consumati oggi, nel 2040 si arriverà a circa 17 miliardI.
- A crescere saranno i Paesi non-Ocse, Cina e India in testa, con quest'ultima che a quella data raddoppierà la propria domanda.
- Sostanzialmente stabile la domanda Usa, mentre in Europa si stima una riduzione del 15%.

- In un primo scenario, con i dazi ai livelli attuali, si stima che al 2021 il Pil di Cina e USA potrebbe perdere rispettivamente lo 0,5% e lo 0,2%; a livello mondiale è stimabile un rallentamento analogo a quello USA.
- Nell'ipotesi di estensione massima dei dazi a tutto il commercio bilaterale Cina-Usa, l'impatto minimo sul Pil mondiale potrebbe essere dello 0,5%. Previsioni confermate da i principali enti ed istituti di ricerca, tra cui Ocse, FMI, BCE, che ipotizzano una riduzione del commercio mondiale compresa tra l'1,9% e il 2,5%.
- La disputa sui dazi Usa-Cina ha effetti sulla domanda di petrolio che l'Aie per il 2019 ha visto al ribasso (da 1,3 a 1,2 milionib/g).
- I tagli alla produzione decisi dall'Opec entrati in vigore dal 1° gennaio 2019 (per sei mesi) hanno permesso un parziale riassorbimento del surplus che nel I trimestre del 2019 è sceso 1,1 milioni b/g, rispetto ai 2,5 milioni di fine 2018. Tuttavia, l'Arabia Saudita nel corso degli ultimi tre trimestri del 2018 ha aumentato la sua produzione coprendo la caduta di quella venezuelana e iraniana.
- Nel 2019 dovrebbero aumentare di un altro 6% per un ammontare complessivo di 505 miliardi di euro.
- La crescita maggiore nel 2019 dovrebbe aversi in progetti «convenzionali», rispetto agli ultimi anni caratterizzati dal predominio dello shale oil e shale gas.

The fuel mix of U.S. consumption changes over the projection period in the Reference case—



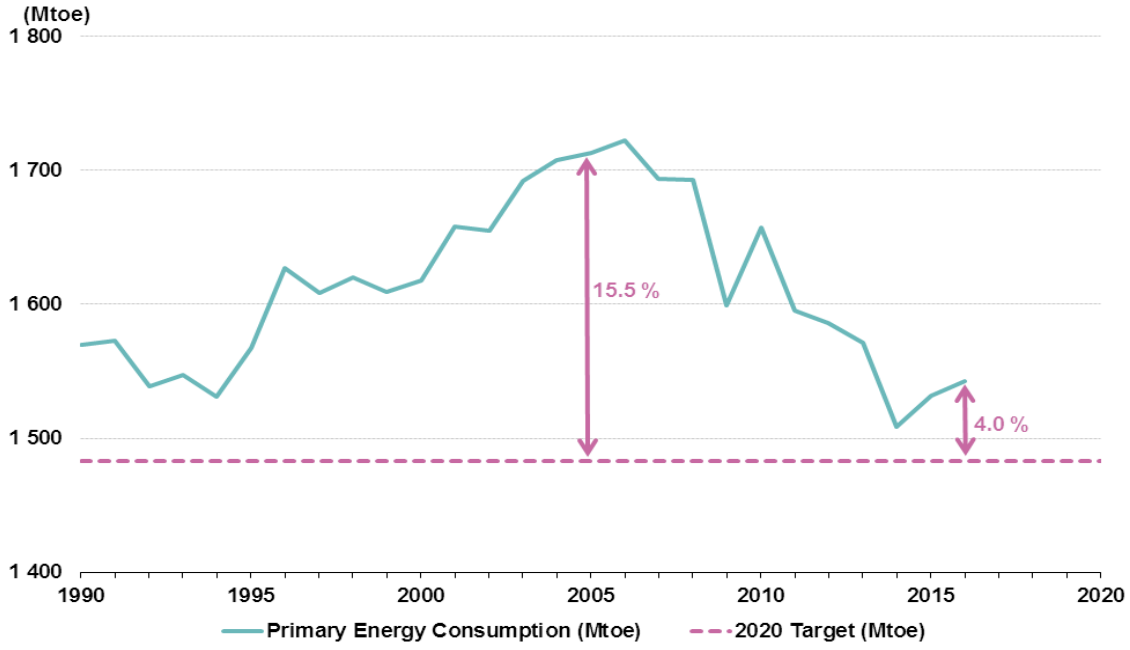


Il mercato europeo è in forte declino; il mercato americano si sta chiudendo, e la speranza del produttore di continuare a esportare e vendere la sovrabbondanza non può che concentrarsi sulla crescita dell'Asia e sperare in essa.

La chiusura americana. Ovvero l'aumento della produzione interna, soprattutto per effetto della produzione non convenzionale. Per quanto riguarda il gas, considerando insieme Stati Uniti e Canada, il Nordamerica è un sistema autosuf ciente che non necessita d'importazioni. Riguardo al petrolio in un decennio gli Stati Uniti sono passati dal dipendere per oltre il 63% dall'import a un'odierna "dipendenza" al di sotto del 40. Su un consumo totale di meno di 19 milioni di barili/giorno, a ne 2014 ne produrranno a casa propria oltre 11 milioni (al lordo dei Natural Gas Liquids); e degli altri 8 ne importeranno oltre 2,5 dal Canada. Per il futuro le proiezioni prevalenti (che peraltro sono prevalentemente anteriori alla recente caduta del prezzo) vanno verso un'ulteriore crescita della produzione interna sia di gas sia di petrolio, e addirittura verso un raggiungimento dell'autosuf cienza anche petrolifera con l'inizio del prossimo decennio. Poi sarà magari diverso; però anche qui, come in Europa, nell'immediato anziché assorbire sovrabbondanza se ne potrebbe creare.

La speranza asiatica. La Cina accreditata di un aumento dei consumi di gas e di petrolio rispettivamente del 5,2% e dell'1,8% medi annui per i prossimi 25 anni; e l'India del 4,6 e del 3,53. L'Asia come unico luogo che presenta potenziali margini di ulteriore crescita del consumo d'idrocarburi. Ma anche questi, nell'immediato, non sembrano bastare. Il futuro è un pensiero; ma il presente ci dice che negli ultimi cinque anni le produzioni nordamericane di petrolio e gas sono da sole aumentate più di quanto non siano aumentati i consumi di petrolio e gas di Cina e India insieme. E anche che la crescita cinese sta almeno temporaneamente rallentando.

Europa: Aumento del consumo di energia

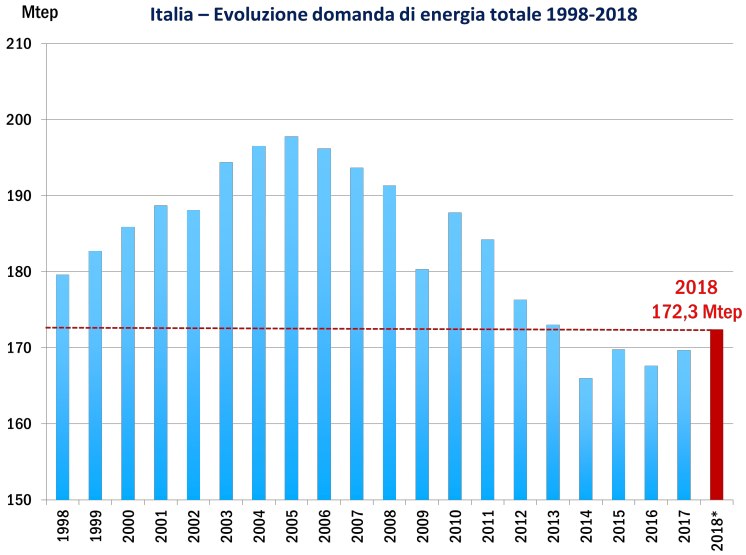


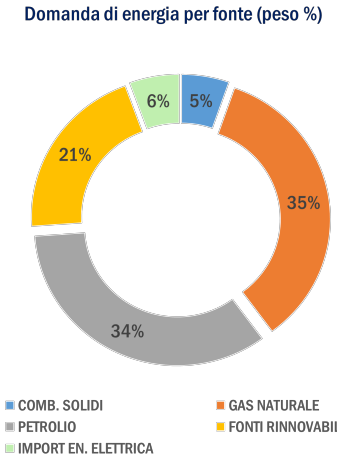
Il declino europeo. Prendiamone a testimonianza i quattro maggiori consumatori. Francia, Germania, Gran Bretagna, Italia. In dieci anni (2004-2013) i loro consumi di petrolio e gas naturale sono passati da 661,4 a 561,5 milioni di toe (tonnellate di petrolio equivalente)/anno1. Un calo dei consumi di oltre il 15% in un decennio. Le previsioni sul futuro. Per l'intera UE un pigrissimo potenziale di crescita nel consumo di gas (con un aumento medio sull'anno dello 0,7%, peraltro già rivisto al ribasso rispetto a stime precedenti); ma un continuo sprofondo nei consumi petroliferi con una previsione al 2040 di 8,3 milioni di barili/ giorno contro i 12 dell'oggi.

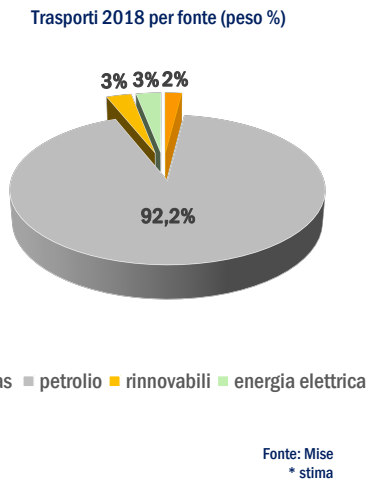
La Russia ha quasi il 17% delle riserve mondiali "proved" di gas naturale. 31,3 migliaia di miliardi di metri cubi4. Produce grosso modo 600 miliardi di metri cubi/anno, e nel 2013 ne ha esportati in Europa oltre 160 miliardi. Di fatto, l'Europa è stata sino a oggi l'unico cliente del gas russo, e l'Europa, a sua volta, dagli impianti di rigassificazione ai gasdotti mediterranei ha capacità alternative d'importazione (al lordo della Turchia, la capacità di rigassificazione installata in Europa è di circa 200 miliardi di metri cubi/anno, e nel 2013 è stata utilizzata solo per il 20%). A ne 2014 è sicuramente difficile parlare di rapporti con la Russia senza farci scivolare dentro elementi d'irrazionalità e di emotività. Però, provando a farne astrazione, si evidenzia che la scelta "politica" altro non è che la forma di una necessità economica e commerciale. Il budget russo è fortemente sostenuto dai ricavi per esportazione d'idrocarburi. Non avrebbe senso che rinunciasse al cliente-Europa. La Russia può produrre più gas di quanto ne produce oggi. L'Europa in declino non è in grado di assorbirlo. L'unico modo che la Russia ha di esportare di più è diversi care i clienti; il che, nella sua condizione dell'oggi e nella difficoltà che incontra a sostenere ulteriore crescita, rischia di avere significato più pregnante di quanto non abbia per noi il mantra della diversificazione dei fornitori. Il tubo che va in Cina non "cambia" il mercato del gas russo; ma giusto lo allarga.

LA DOMANDA DI ENERGIA IN ITALIA

NEL 2018 PER IL TERZO ANNO CONSECUTIVO CRESCE LA DOMANDA DI ENERGIA







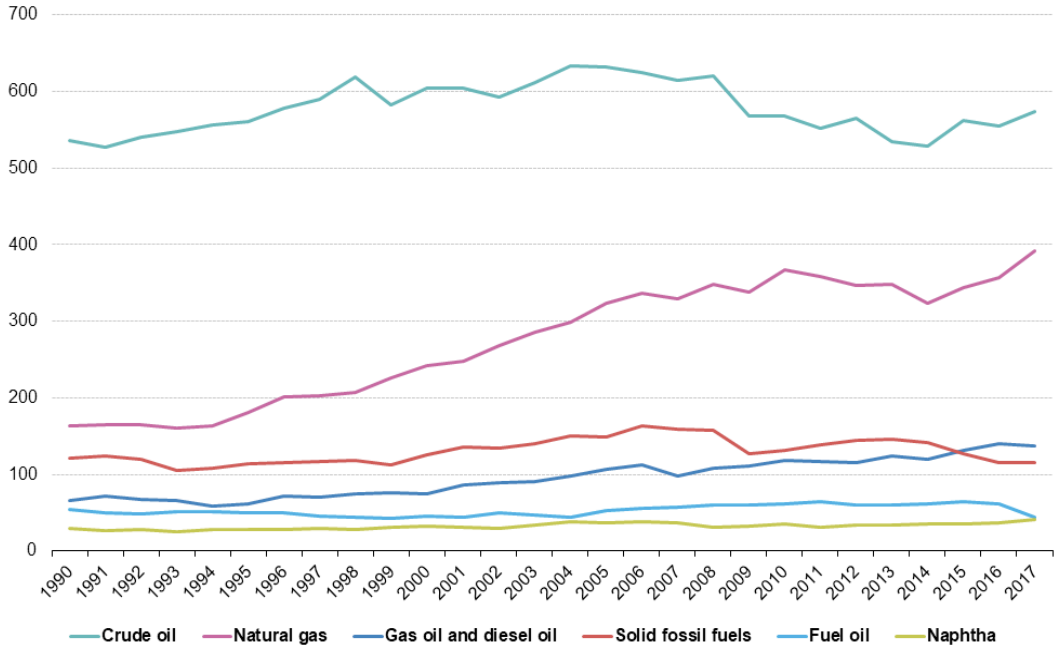
Fonte: Mise
* stima

- Nel 2018 la domanda di energia è cresciuta dell'1,6%, sostenuta da una parziale ripresa dell'economia (+0,9%) e dalle condizioni climatiche, particolarmente fredde nei primi mesi dell'anno.
- La domanda si è comunque attestata su valori più bassi del 13% rispetto al picco registrato nel 2005, persistendo in parte gli effetti della crisi economica ma anche i miglioramenti nell'efficienza energetica.
- Il gas nel complesso ha mostrato un calo del 3,3%, sostanzialmente derivante dalla riduzione dei consumi nella termoelettrica; in frenata anche i combustibili solidi (-11%).
- Sensibile aumento delle importazioni di energia elettrica (per il superamento dei problemi produttivi in Francia) e delle rinnovabili (+11,5%) soprattutto grazie al sostanziale recupero dell'idroelettrico (+36%) che ha compensato i cali nel fotovoltaico (-7,1%) e nell'eolico (-1,4%).
- Progresso dell'1,5% per il petrolio che rimane la seconda fonte di energia del Paese e si conferma fondamentale per il settore dei trasporti, a cui contribuisce per il 92,2% rispetto al 92,5% del 2017 per l'aumento del peso dei biocarburanti (passati dal 2,5 al 3,2%).

La dipendenza energetica dell'Europa da altri paesi

- La dipendenza dell'UE dall'energia importata è cresciuta costantemente nel corso dello scorso decennio
- Dal 2004, più del 50 % dell'energia impiegata nell'UE è stata importata
- La dipendenza è superiore per i prodotti del petrolio, come il petrolio greggio
- Circa un terzo delle importazioni di petrolio greggio e gas naturale proviene dalla Russia

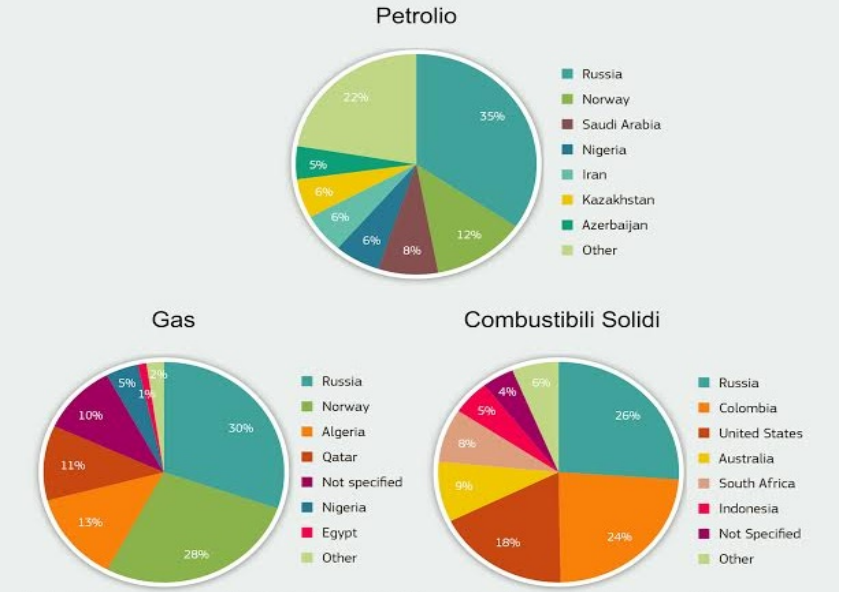
Imports of selected energy products, EU-28, 1990-2017
(Mtoe)



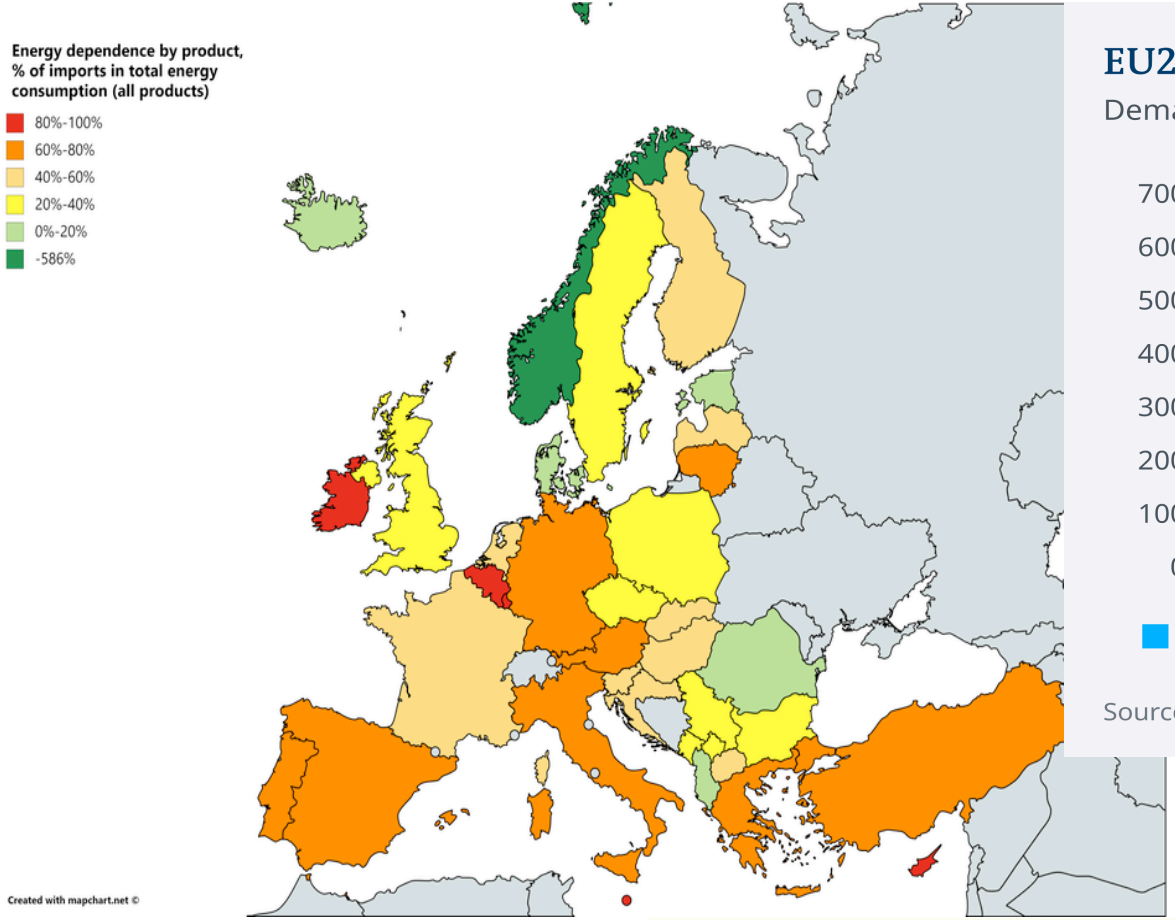
Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_c)

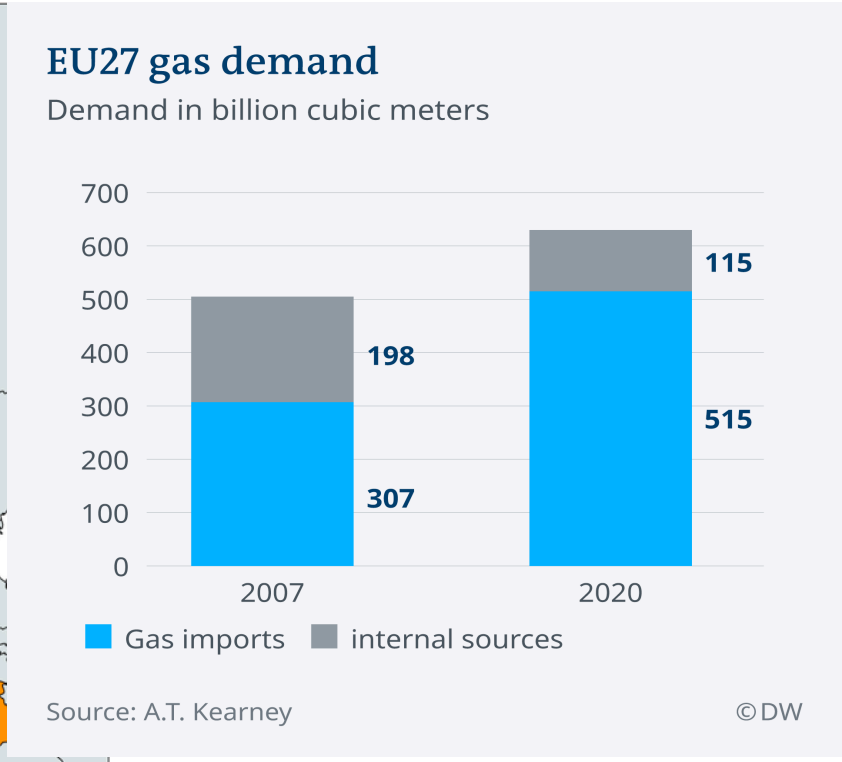
eurostat

IMPORTAZIONI ENERGETICHE NELL'UNIONE EUROPEA



Fonte: EU Energy in Figures - Statistical Pocketbook 2013, Commissione Europea. I dati si riferiscono al 2011

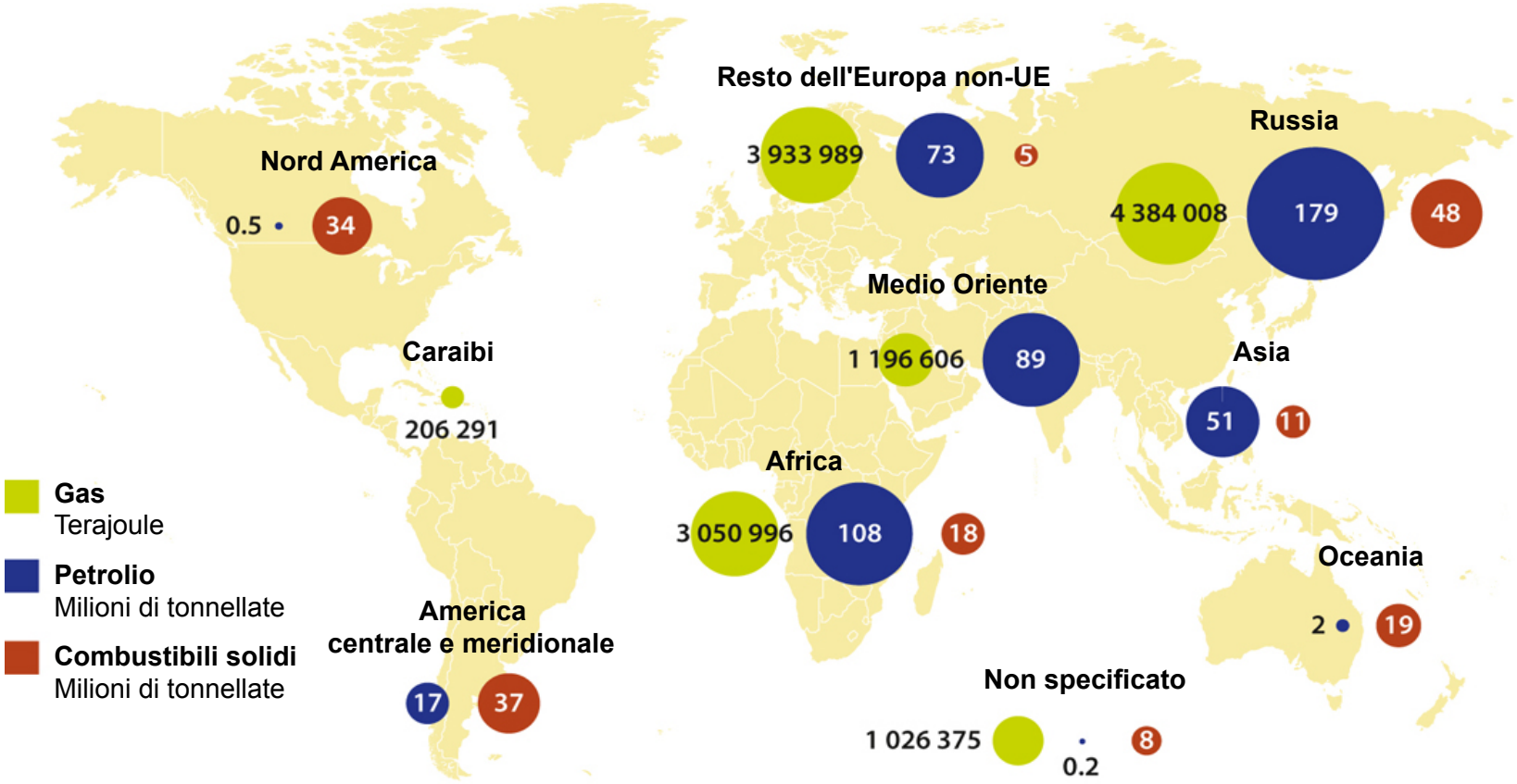




	1990			2005			2015		
	Energy consumption (in Mtoe)	Share of fossil fuels (%)	Import dependency on fossil fuels (%)	Energy consumption (in Mtoe)	Share of fossil fuels (%)	Import dependency on fossil fuels (%)	Energy consumption (in Mtoe)	Share of fossil fuels (%)	Import dependency on fossil fuels (%)
Bulgaria	27.6	84	73	19.8	73	68	18.5	73	56
Croatia	9.5	81	42	9.8	77	63	8.5	70	64
Cyprus	1.6	100	99	2.5	98	103	2.3	94	103
Romania	58.1	96	34	39.2	84	34	32.4	74	25
Greece	22.3	95	65	31.4	94	72	24.4	85	79
Slovenia	5.7	72	65	7.3	69	77	6.6	62	78
Montenegro	:	:	:	1.0	56	49	1.0	66	41
Macedonia	2.4	98	48	2.9	83	45	2.7	76	58
Albania	2.6	76	8	2.2	67	73	2.2	59	11
Serbia	19.6	91	34	15.7	89	41	14.7	87	32
Turkey	52.3	82	64	85.6	88	81	131.9	88	88

Provenienza delle importazioni di energia nell'UE

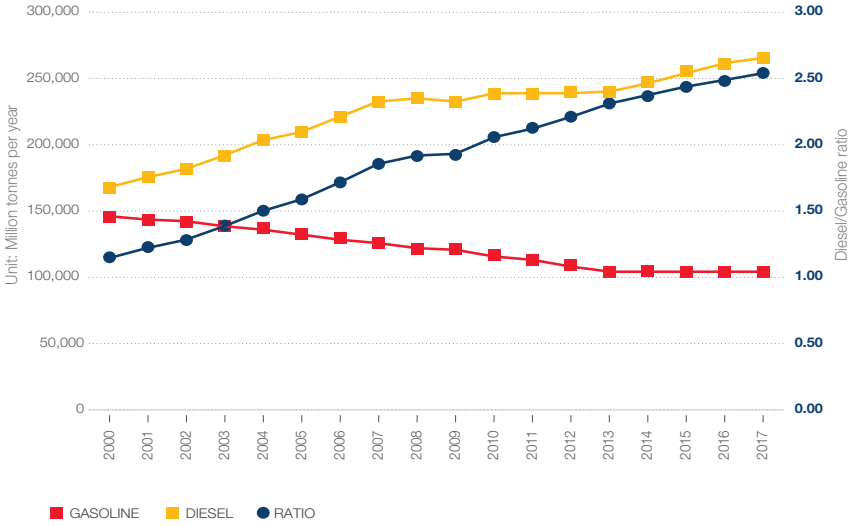
Importazioni di energia nell'UE-27, 2010



Fonte: Eurosta

FIG.9 ROAD FUEL DEMAND IN THE EU IN 2017

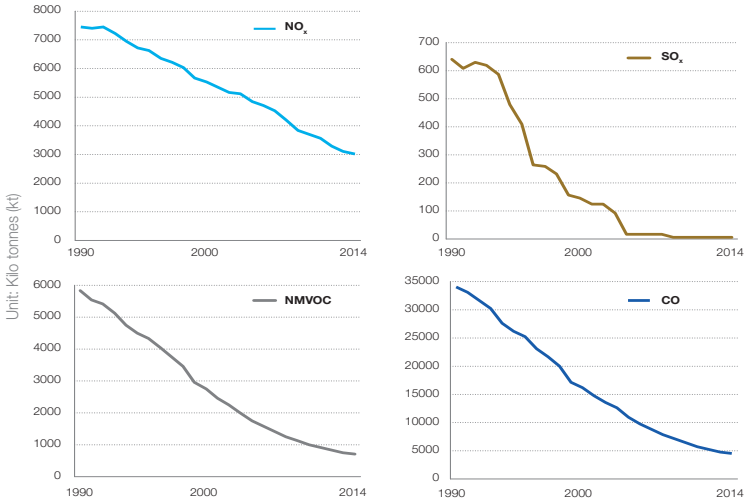
Source: Wood Mackenzie



The tax-incentivised dieselisation trend has significantly contributed to a fundamental change in the EU's road fuel demand structure. The shift from gasoline to diesel began some 25 years ago and led to a major demand decline for gasoline as well as a shortage of diesel production in the EU. Gasoline demand continues to decline while diesel demand is on the rise, currently reaching a 2.5 demand ratio in 2017.

FIG.18b SINCE 1990 FUELS ARE GETTING PROGRESSIVELY CLEANER RESULTING IN SIGNIFICANT EMISSIONS REDUCTIONS

Source: European Environment Agency

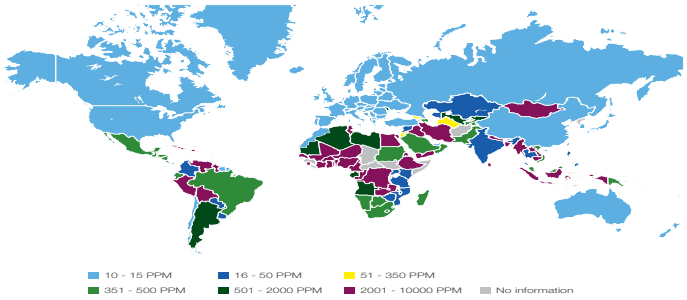


Since 1990 the refining industry has contributed to cleaner exhausts by today containing over 80% lower SO_x, NMVOC & CO, while NO_x emissions decreased by over 60%. These significant improvements are the result of the partnerships with the automotive industry aiming at improving the fuel-engine efficiency and leading to multiple environmental benefits.

NO_x (as NO_2) - Nitrogen Oxides
SO_x (as SO_2) - Sulphur Oxides
NMVOC - Non Methane Volatile Organic Compounds
CO - Carbon Monoxide

FIG.19 MAXIMUM ON-ROAD DIESEL SULPHUR LIMITS

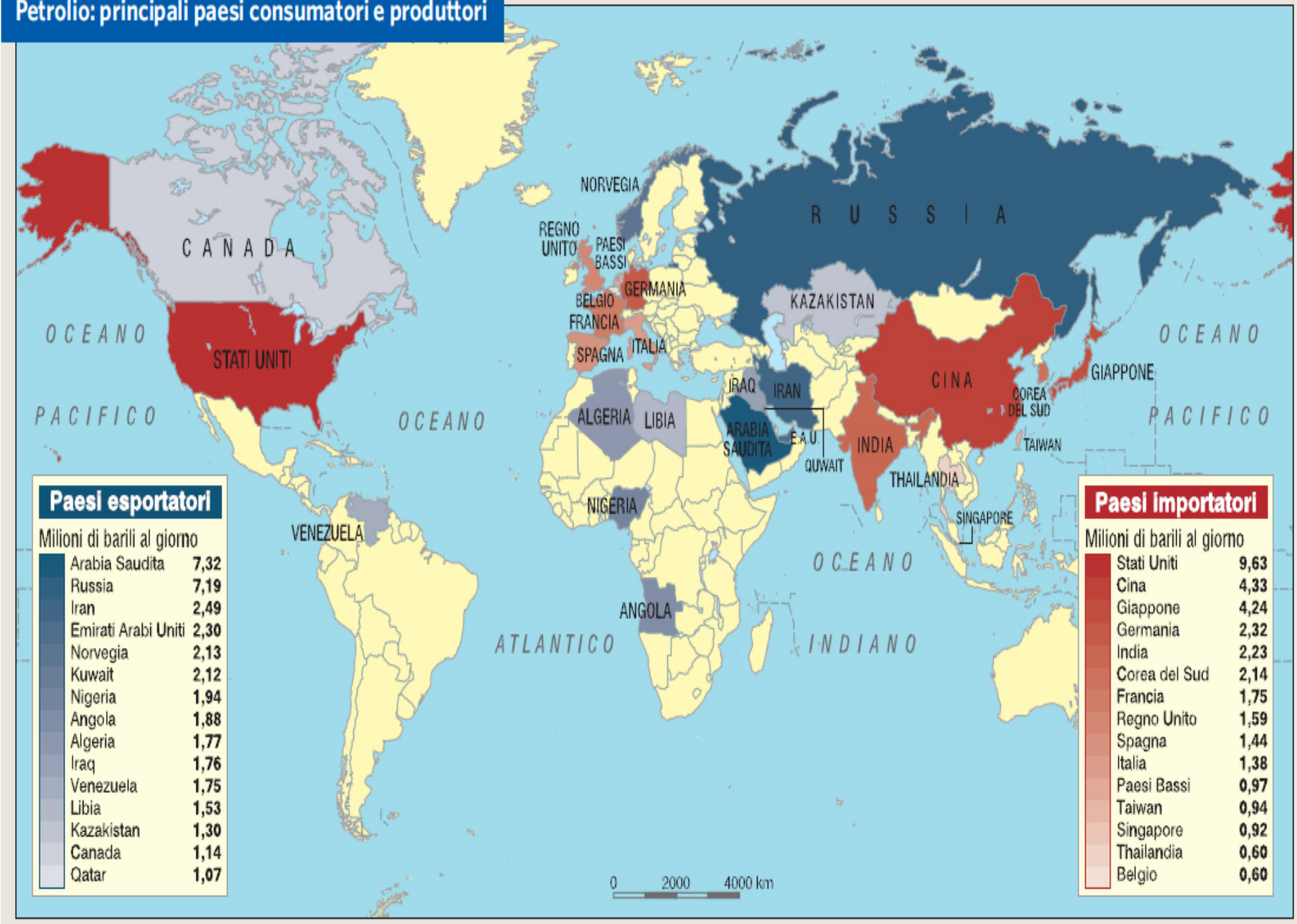
Source: Stratas Advisors, March 2018



Countries may apply lower limits for different grades, regions/ cities, or based on average content.

Detailed information on limits and regulations can be found at www.stratasadvisors.com.

Petrolio: principali paesi consumatori e produttori



Paesi esportatori

Milioni di barili al giorno

Arabia Saudita	7,32
Russia	7,19
Iran	2,49
Emirati Arabi Uniti	2,30
Norvegia	2,13
Kuwait	2,12
Nigeria	1,94
Angola	1,88
Algeria	1,77
Iraq	1,76
Venezuela	1,75
Libia	1,53
Kazakistan	1,30
Canada	1,14
Qatar	1,07

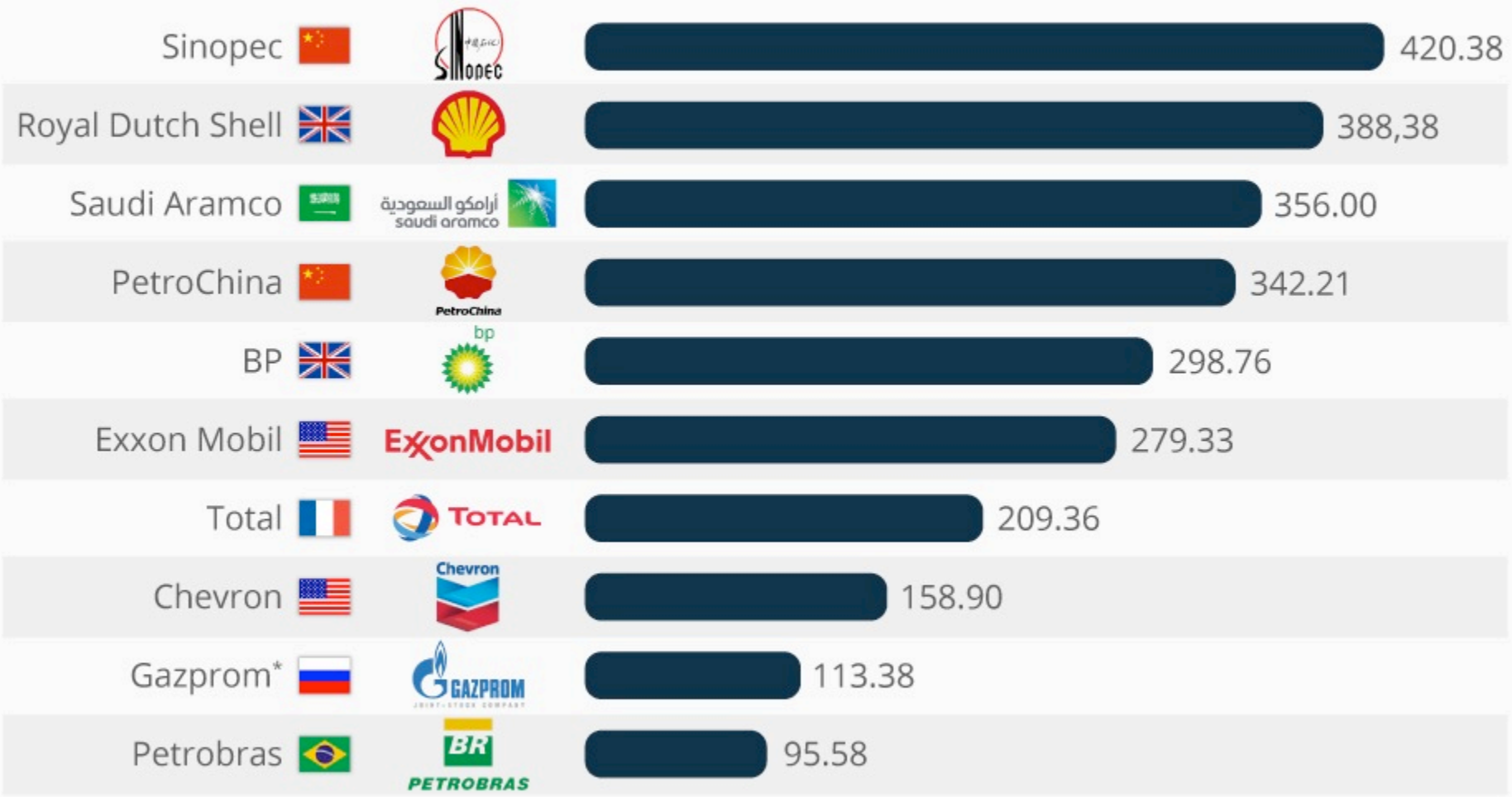
Paesi importatori

Milioni di barili al giorno

Stati Uniti	9,63
Cina	4,33
Giappone	4,24
Germania	2,32
India	2,23
Corea del Sud	2,14
Francia	1,75
Regno Unito	1,59
Spagna	1,44
Italia	1,38
Paesi Bassi	0,97
Taiwan	0,94
Singapore	0,92
Thailandia	0,60
Belgio	0,60

The Biggest Oil and Gas Companies in the World

Revenue of the world's largest oil and gas companies in 2018 (in billion U.S. dollars)



@StatistaCharts

* data from 2017

Source: company filings

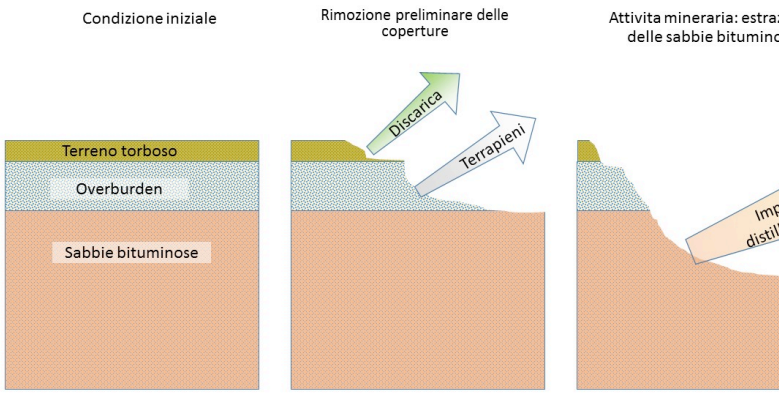
statista

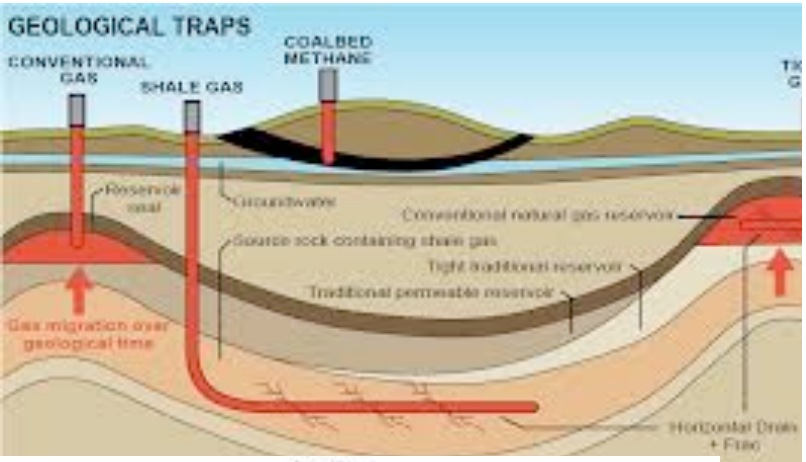
Emissioni delle maggiori imprese petrolifere 1988-2015.
$GtCO_2e$ e percentuale delle emissioni industriali globali 1988-2015

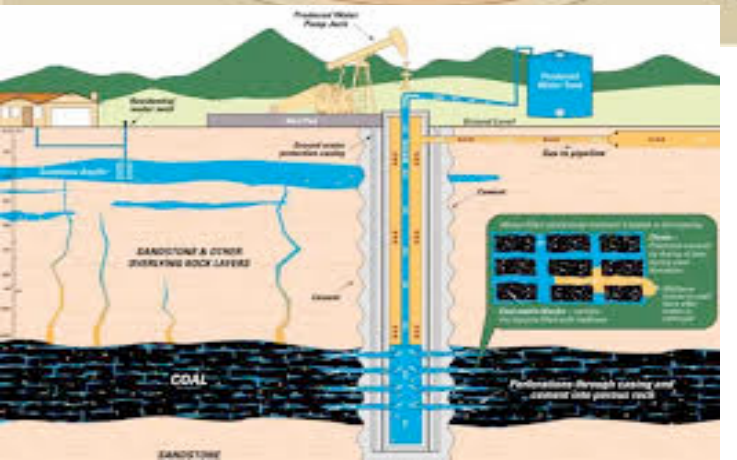
Impresa petrolifera	Emissioni	Percentuale	Tipologia
Saudi Aramco	40,6	4,5%	Pubblica
Gazprom (Russia)	35,2	3,9%	Pubblica
National Iranian Oil	20,5	2,3%	Pubblica
ExxonMobil (United States)	17,8	2,0%	Privata
Pemex (Mexico)	16,8	1,9%	Pubblica
Royal Dutch Shell (United Kingdom/Netherlands)	15,0	1,7%	Privata
China National Petroleum	14,0	1,6%	Pubblica
BP (United Kingdom)	13,8	1,5%	Privata
Chevron (United States)	11,8	1,3%	Privata
PDVSA	11,0	1,2%	Pubblica
Abu Dhabi National Oil	10,8	1,2%	Pubblica
Sonatrach (Algeria)	9,0	1,0%	Pubblica
Kuwait Petroleum	9,0	1,0%	Pubblica
Total (France)	8,5	0,9%	Privata
ConocoPhillips (United States)	7,5	0,8%	Privata
Petrobras (Brazil)	6,9	0,8%	Pubblica
Lukoil (Russia)	6,7	0,8%	Privata
Nigerian National Petroleum Corp	6,5	0,7%	Pubblica
Petronas (Malaysia)	6,2	0,7%	Pubblica
Rosneft (Russia)	5,9	0,7%	Pubblica
TOTALE TOP 20 (Top 10)	**273,6 (196,6)**	**30,4% (21,9%)**	

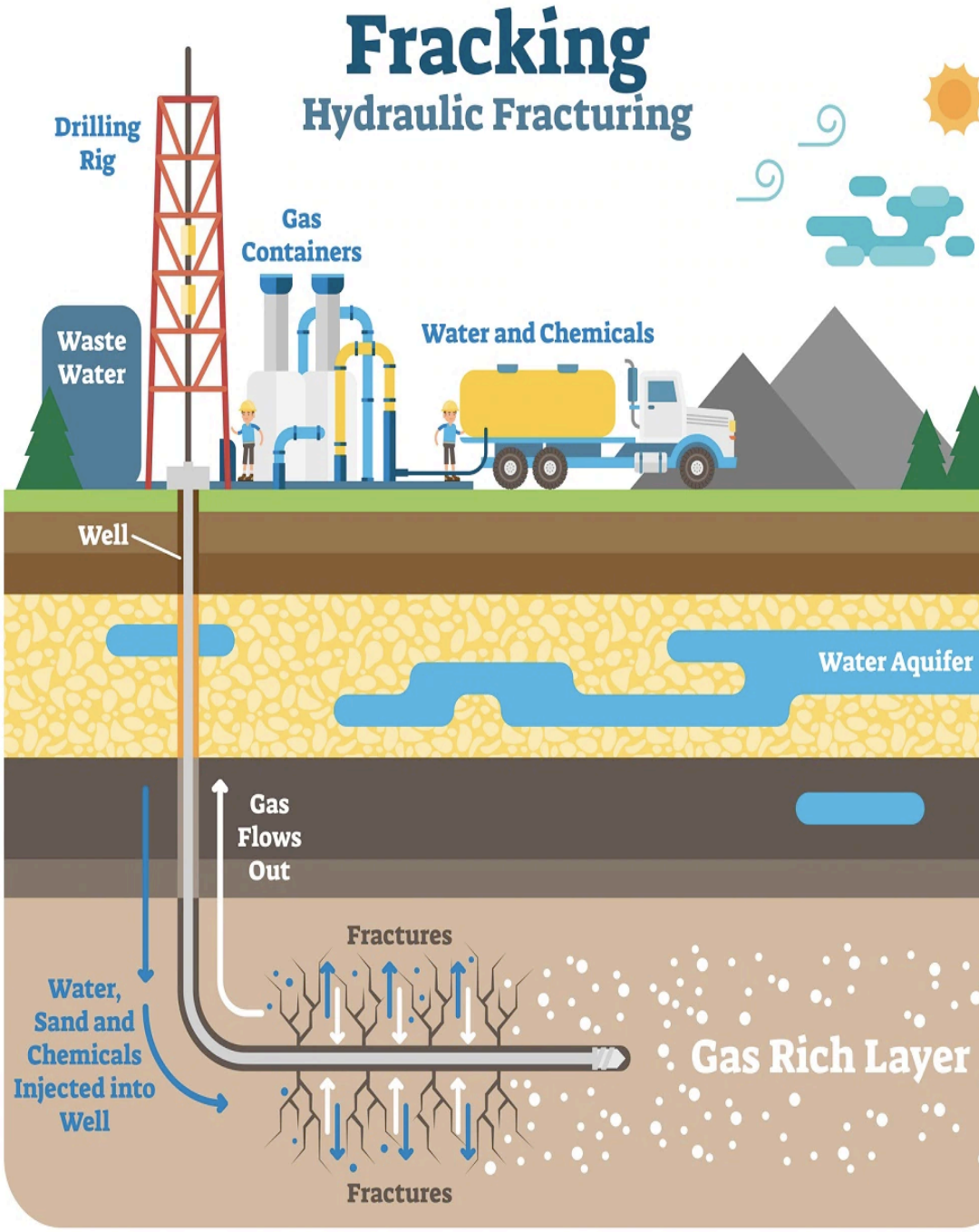
Elaborazione da "The Carbon Majors Database – 2017 Dataset Release"

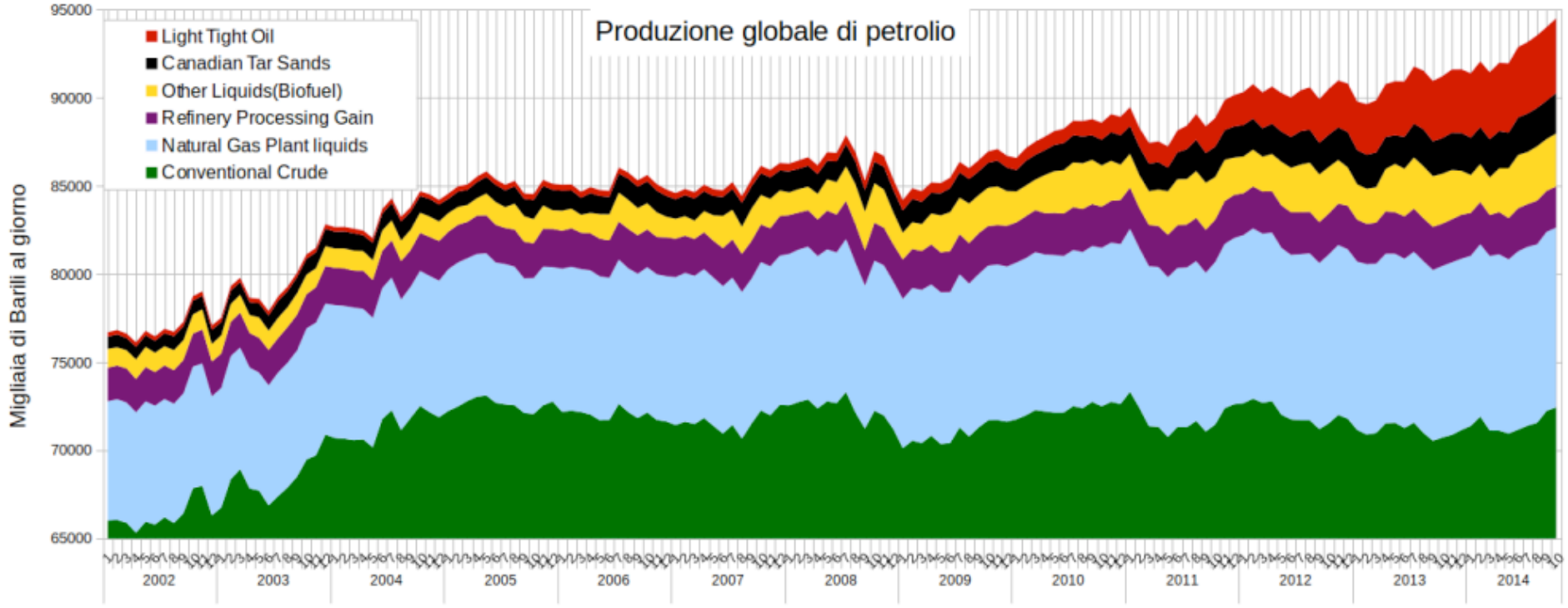
Coltivazione di un giacimento di sabbie bituminose











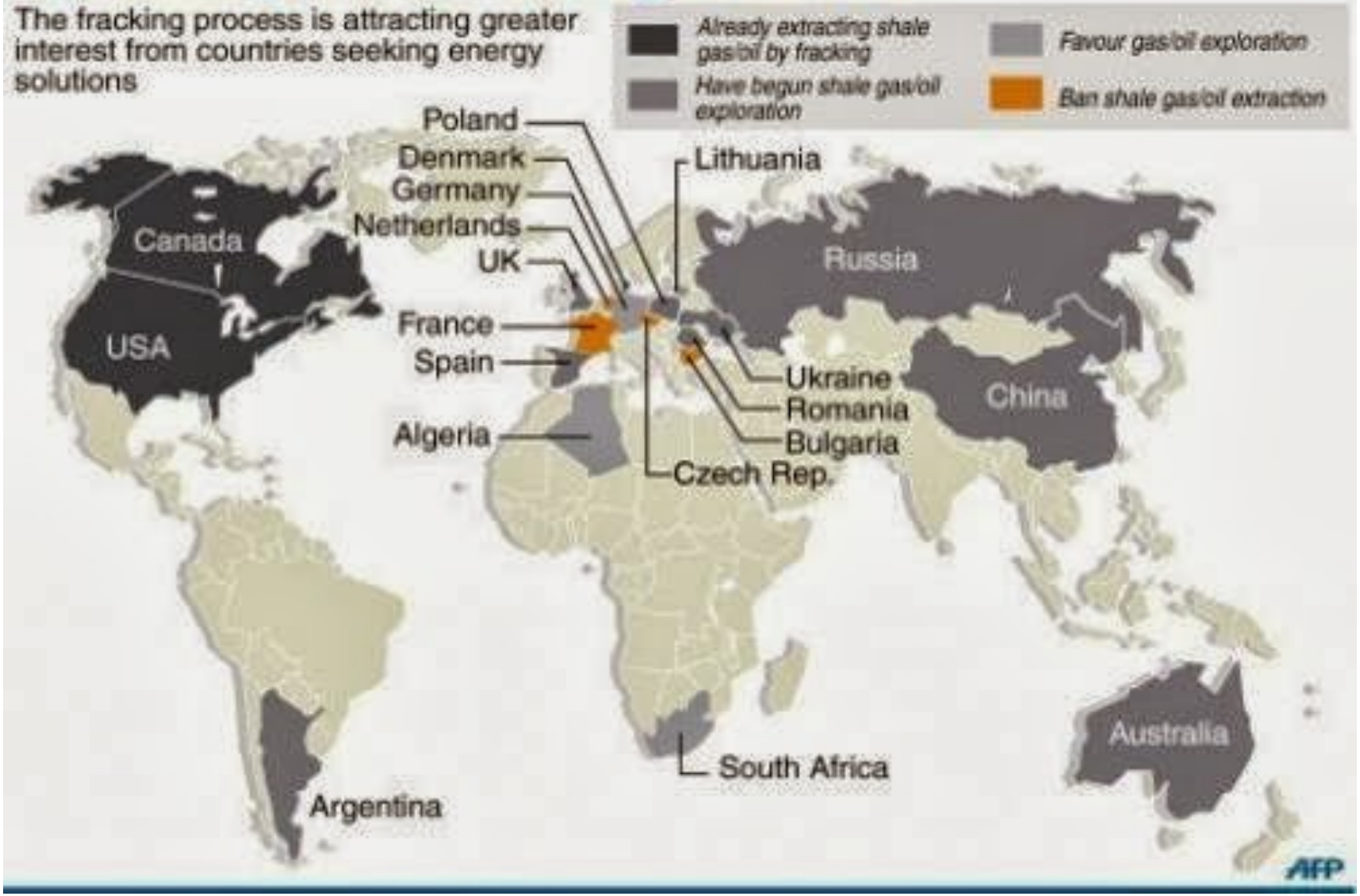
Il grafico mostra la produzione petrolifera mondiale, mese per mese, dal gennaio 2002 all'ottobre 2014. I dati sono quelli ufficiali forniti dall'Energy Information Agency(USA) e dal National Energy Board(Canada). La produzione petrolifera è suddivisa in varie frazioni, perché il petrolio non è tutto uguale e, in parte, non è neanche veramente petrolio. Attenzione: l'asse Y non parte da zero per meglio evidenziare le variazioni delle frazioni marginali di petrolio.

Partendo dal basso troviamo il **Conventional Crude** (verde scuro), cioè il Petrolio Convenzionale, il greggio comunemente inteso, quello intrappolato in forma liquida in giacimenti di rocce permeabili confinati superiormente da rocce impermeabili[2]. E' la frazione più importante sul totale, quasi 3/4 della produzione mondiale, e al suo interno contiene la produzione di petroli ad estrazione più "facile" (tecnologicamente) e a costi minori (economicamente ed energeticamente). Il Petrolio Convenzionale ha sostenuto la crescita economica dal dopoguerra in poi, con un flusso crescente di energia in forma concentrata a basso costo. Il grafico mostra chiaramente però come **dal 2003-2005 la produzione di Petrolio Convenzionale sia entrata in stallo,** con un andamento chiamato in gergo *undulating plateau*. Appena sopra al Petrolio Convenzionale troviamo la frazione dei **Natural Gas Plants Liquids** (in celeste), che rappresentano i combustibili liquidi che derivano dalla condensazione della quota di idrocarburi più pesanti (dall'etano in su) nella produzione di Gas Naturale: etano, GPL e Benzine Naturali. E' quindi una frazione che dipende principalmente dalla produzione di Gas Naturale e secondariamente dallo sviluppo di impianti di separazione. Nel periodo considerato nel grafico l'aumento è stato del 50% (da 6762 a 10191 MB/d). Salendo ancora troviamo i **Refinery Processing Gain** (in viola), i Guadagni dei Processi di Raffinazione, una frazione "virtuale" che tiene conto dell'aumento di volume (non di energia) che avviene nella raffinazione dei petroli in seguito alla divisione delle catene di idrocarburi più lunghe (cracking). In pratica è la differenza tra i volumi di combustibili raffinati che escono dalle Raffinerie con i volumi di greggio in ingresso. Presenta un aumento nel periodo considerato del 23%, in buona parte dovuto probabilmente all'**aumento di produzione di greggi pesanti (minor qualità)** che devono essere sottoposti maggiormente a cracking, a scapito di **greggi più leggeri (miglior qualità)** di cui evidentemente è diminuita la produzione in percentuale.

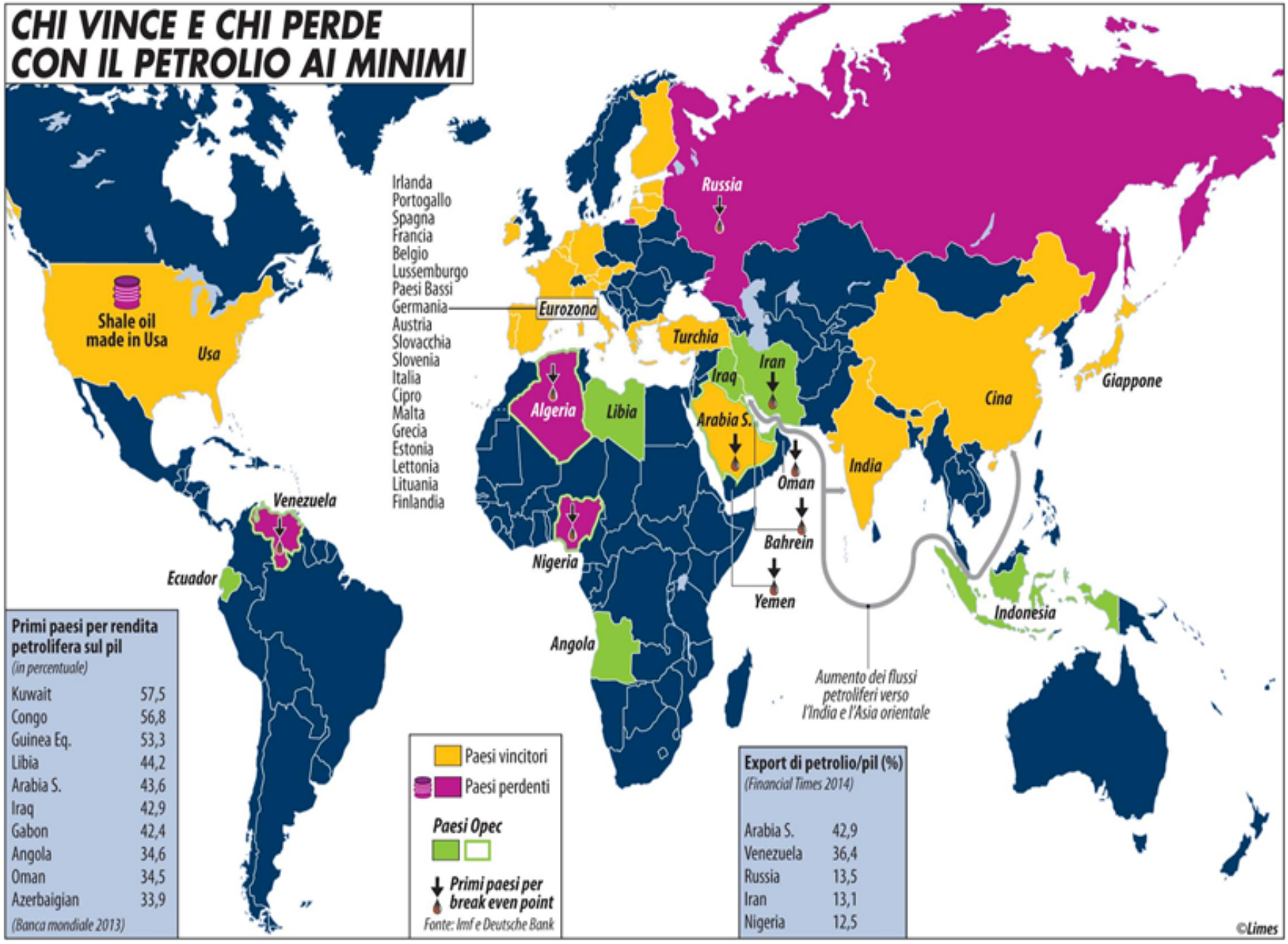
A seguire ci sono le **Canadian Tar Sands** (in nero), i petroli provenienti dalle Sabbie Bituminose Canadesi, sia nella forma immediata (petroli altamente viscosi, difficili da trasportare e da utilizzare) che "upgraded" (cioè trasformati in syncrude, simile al greggio). Si tratta di **petroli extra pesanti, la cui produzione comporta elevatissimi impatti ambientali** in zone vergini e, nella forma "upgraded", **enormi consumi di energia(bassa energia netta) e quindi elevati costi di produzione**. L'aumento di produzione si attesta ora intorno ai 2,3MB/d, un+ 330% rispetto ad inizio 2002. Per finire troviamo il famoso **Light Tight Oil**, che potremmo tradurre in italiano come "petrolio leggero da rocce compatte", il petrolio derivante dalla Fratturazione Idraulica (Fracking) estratto per lo più negli USA e in minima parte in Canada, a volte erroneamente riportato come Shale Oil. L'aumento di questa frazione negli ultimi 12 anni è notevole: circa 17 volte, con oltre 4MB/d prodotti nel 2014, e un'impennata nella produzione concentrata quasi tutta a partire dal 2010. Rimane però il fatto che la produzione di Tight Oil è **ben più costosa del petrolio convenzionale** (probabilmente include un **apporto di energia netta più basso**) e con un **impatto ambientale** che non la rende sviluppabile in zone antropizzate.

The emergence of shale gas and oil

The fracking process is attracting greater interest from countries seeking energy solutions



CHI VINCE E CHI PERDE CON IL PETROLIO AI MINIMI



Primi paesi per rendita petrolifera sul pil
(in percentuale)

Kuwait	57,5
Congo	56,8
Guinea Eq.	53,3
Libia	44,2
Arabia S.	43,6
Iraq	42,9
Gabon	42,4
Angola	34,6
Oman	34,5
Azerbaigian	33,9

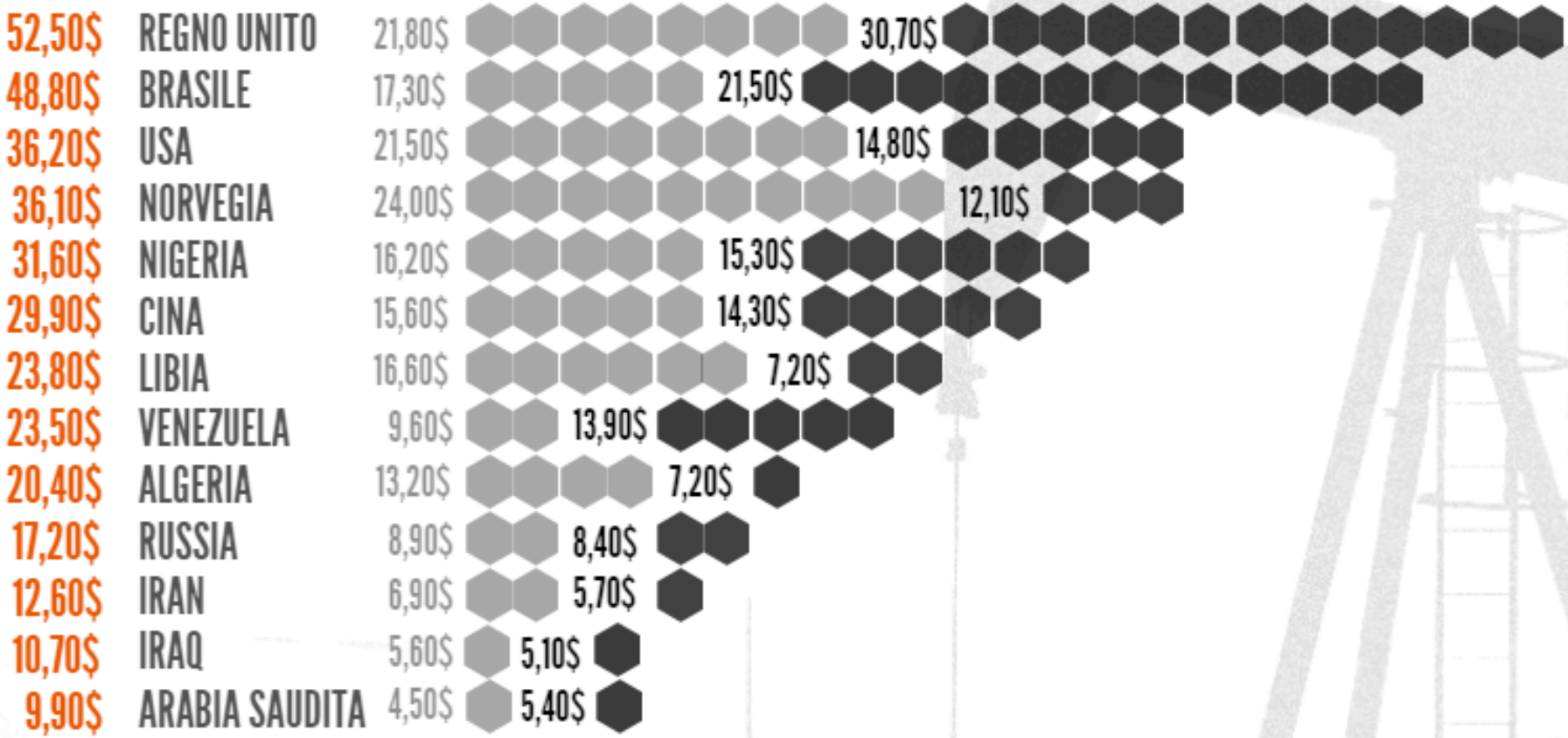
(Banca mondiale 2013)

Export di petrolio/pil (%)
(Financial Times 2014)

Arabia S.	42,9
Venezuela	36,4
Russia	13,5
Iran	13,1
Nigeria	12,5

QUANTO COSTA RIEMPIRE UN BARILE?

IL COSTO COMPOSITO DI UN BARILE DI GREGGIO ALLA FINE DEL 2015 PER ALCUNI DEI PRINCIPALI PRODUTTORI



CAPEX, spesa di capitale

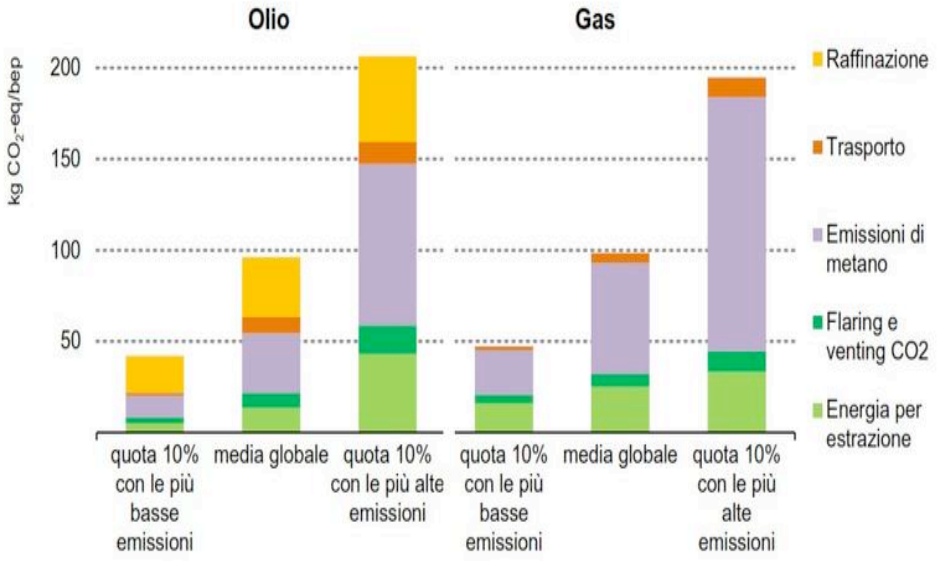
OPEX, costi di gestione

FONTE: RYSTAD ENERGY Novembre 2015

Gli idrocarburi, olio e gas naturale, che oggi soddisfano da soli circa il 54% della domanda energetica mondiale, sembrano essere ben posizionati per continuare a coprire un ruolo cardine nel panorama energetico mondiale anche per gli anni a venire. Secondo il principale scenario di lungo termine dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (New Policies Scenario) tale contributo dovrebbe ridursi solo leggermente nei prossimi 20 anni, assestandosi su un valore pari al 53% nel 2040.

Per tale motivo, appaiono sempre più urgenti quelle azioni volte a ridurre gli impatti sociali e ambientali connessi alle attività lungo tutta la filiera degli idrocarburi. In particolare il baricentro dell'attenzione si sta spostando ultimamente verso le emissioni indirette di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione di olio e gas, dai relativi processi di lavorazione fino al trasporto raggiungendo il consumatore finale.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia nell'ultimo World Energy Outlook ha pubblicato la prima stima completa, ad oggi disponibile, delle emissioni derivanti dalla filiera sia dell'olio che del gas. Tale analisi mostra che non esiste un unico valore di riferimento ma che l'intensità emissiva indiretta può differire ampiamente a seconda della diversa filiera considerata, muovendosi all'interno di un intervallo per cui le emissioni indirette delle filiere più emissive possono risultare oltre quattro volte superiori al livello associato alle filiere maggiormente virtuose.



Il **totale delle emissioni indirette di gas a effetto serra** (GHG) associate alla filiera degli idrocarburi sono stimate oggi essere circa 5,2 gigatonnellate di CO_2-equivalente, pari a circa il 15% delle emissioni di GHG derivanti complessivamente dal settore energetico. Tale stima comprende sia le emissioni di anidride carbonica che di metano e non include le emissioni associate al consumo dei prodotti.

Guardando alla sola filiera dell'**olio**, le emissioni indirette derivanti dalla produzione, raffinazione e trasporto di un barile di olio rappresentano oggi una quota che varia tra il 10% e il 30% di tutto il ciclo *well-to-wheel*. In media l'intensità emissiva indiretta associata alla produzione di olio è stimata essere superiore a 95 kg di CO_2-equivalente per barile di petrolio equivalente.

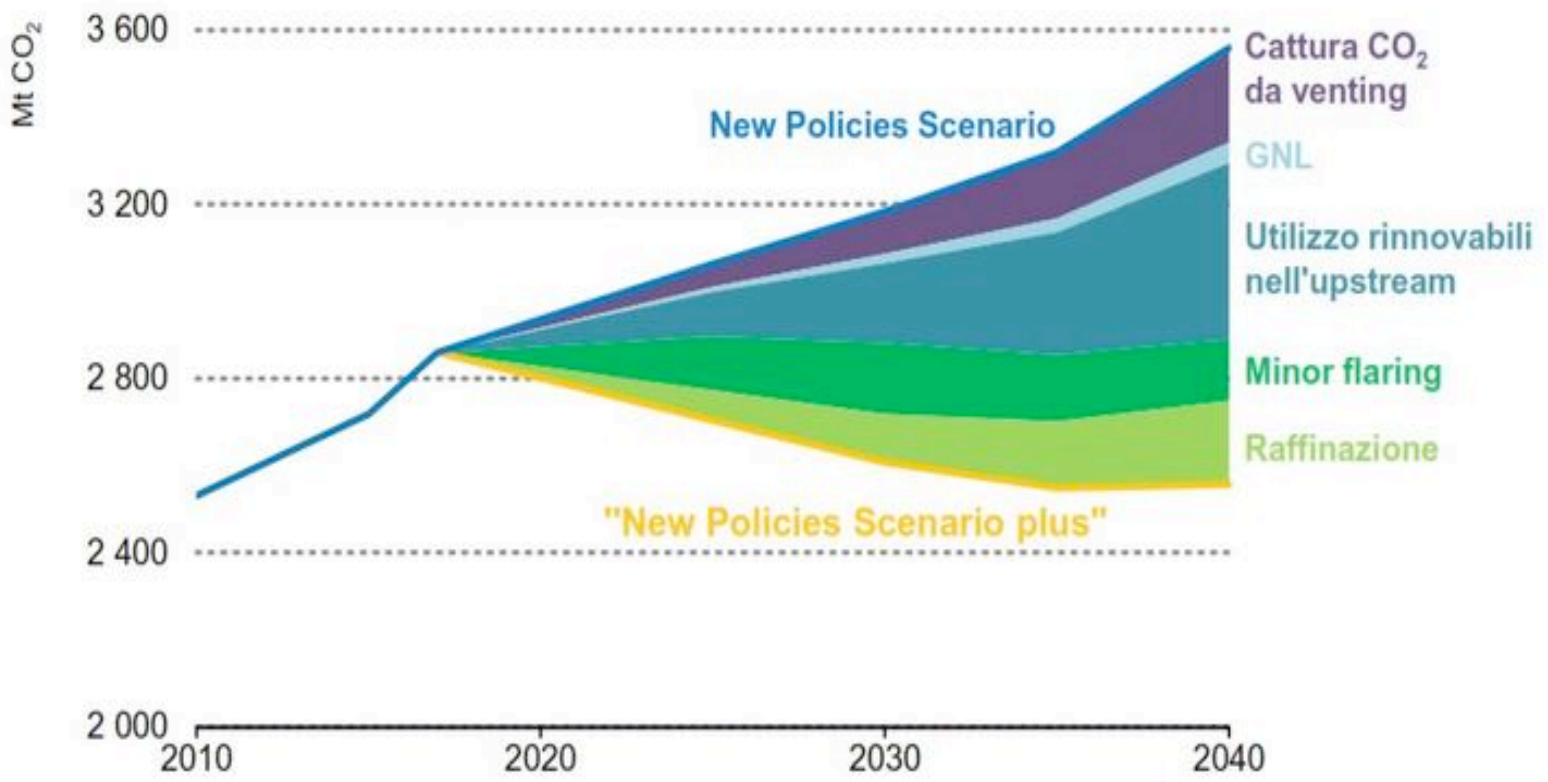
Per quanto riguarda il **gas naturale,** le emissioni indirette rappresentano oggi una quota che varia tra il 15% e il 40% dell'intensità emissiva connessa a tutta la filiera. Anche in questo caso si ha un vasto spettro di valori riscontrabili ma risulta ad ogni modo veritiero per circa il 97% dei casi che il gas consumato oggi abbia una intensità emissiva misurabile lungo tutta la filiera inferiore a quella associata al carbone. Nonostante ciò le azioni non dovrebbero focalizzarsi sul miglioramento delle prestazioni del gas rispetto al carbone, quanto piuttosto sull'adottare soluzioni convenienti capaci di ridurre il divario tra gas e tecnologie a zero emissioni. In media l'intensità emissiva indiretta associata alla produzione di gas è stimata essere appena inferiore a 100 kg di CO_2-equivalente per barile di petrolio equivalente.

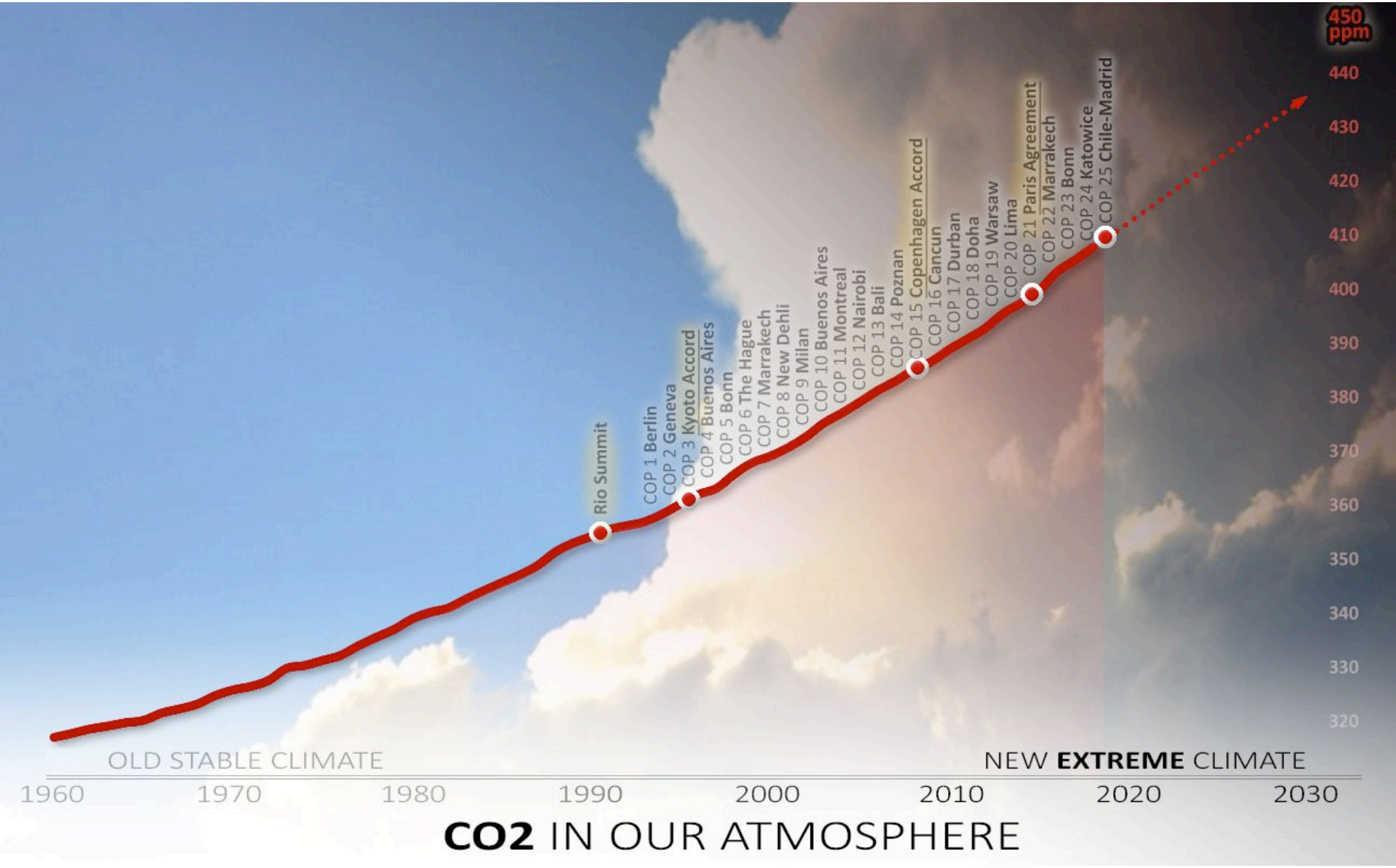
Tra le principali sorgenti emissive identificabili lungo la filiera degli idrocarburi si posizionano le attività che vengono svolte in superficie quali ad esempio il venting di metano, il rilascio naturale di anidride carbonica, il flaring di metano così come aspetti peculiari associati ai differenti tipi di olio e gas estratti.

Le sole perdite di metano rappresentano una componente importante lungo la filiera degli idrocarburi ma al tempo stesso appaiono anche come possibili da arginare adottando semplici misure economicamente convenienti. Basterebbe infatti anche solo sviluppare quelle misure che hanno un net present value positivo per evitare circa 1,5 gigatonnellate di CO2-equivalente di emissioni all'anno al 2040.

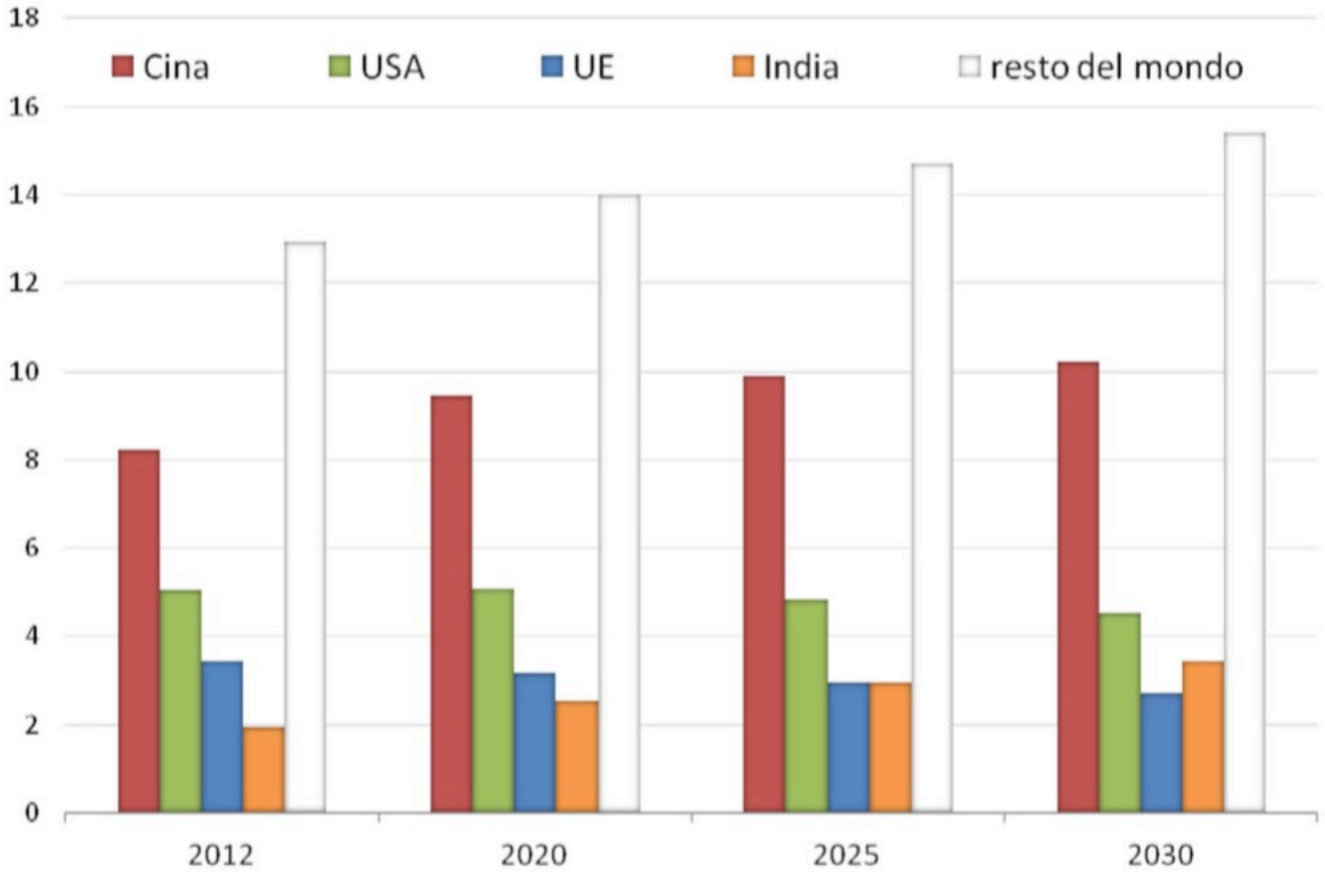
A tali misure possono essere affiancate altre soluzioni quali l'elettrificazione o l'adozione di sistemi rinnovabili per lo svolgimento delle operazioni upstream e midstream, l'utilizzo di soluzioni di cattura, utilizzo e sequestro dell'anidride carbonica (CCUS), l'iniezione dell'anidride carbonica nelle operazioni di recupero assistito del petrolio (CO2-EOR) e l'utilizzo di idrogeno a basso impatto carbonico in alternativa a quello prodotto da gas naturale, soprattutto nei processi di raffinazione.

Un largo impiego di tali tecnologie, molte delle quali troverebbero applicazione a costi relativamente bassi, potrebbe avere importanti ricadute. Un livello di carbon price di 50 dollari per tonnellata di CO2 viene già considerato nella fase di selezione dei progetti da alcune società dell'industria petrolifera. L'Agenzia Internazionale dell'Energia stima che applicando tale valore lungo tutta la filiera degli idrocarburi si riuscirebbero a ridurre le emissioni di anidride carbonica di oltre 1 gigatonnellata al 2040. Combinando inoltre tale risultato con la riduzione delle emissioni di metano ottenibile applicando soluzioni senza alcun costo netto si arriverebbe a una riduzione di oltre 2,5 gigatonnellate di CO2-equivalente; un valore pari al totale delle emissioni di gas a effetto serra connesse oggi al comparto energetico dell'India.




450 ppm
440
430
420
410
400
390
380
370
360
350
340
330
320
Rio Summit
COP 1 Berlin
COP 2 Geneva
COP 3 Kyoto Accord
COP 4 Buenos Aires
COP 5 Bonn
COP 6 The Hague
COP 7 Marrakech
COP 8 New Dehli
COP 9 Milan
COP 10 Buenos Aires
COP 11 Montreal
COP 12 Nairobi
COP 13 Bali
COP 14 Poznan
COP 15 Copenhagen Accord
COP 16 Cancun
COP 17 Durban
COP 18 Doha
COP 19 Warsaw
COP 20 Lima
COP 21 Paris Agreement
COP 22 Marrakech
COP 23 Bonn
COP 24 Katowice
COP 25 Chile-Madrid
OLD STABLE CLIMATE
NEW EXTREME CLIMATE
1960
1970
1980
1990
2000
2010
2020
2030
CO2 IN OUR ATMOSPHERE

Le emissioni di gas climalteranti nel 2030



I dati sono espressi in miliardi di tonnellate equivalenti di anidride carbonica
Fonte: elaborazioni su dati Iea, *World Energy Outlook 2014*