



GIUGNO 2013

Io scacchiere della raffinazione

Numero **22**



EURO 4,00

■ **Direttore responsabile**
Gianni Di Giovanni

■ **Direttore editoriale**
Stefano Lucchini

■ **Comitato editoriale**
Paul Betts, Faith Birol,
Bassam Fattouh, Guido Gentili,
Gary Hart, James F. Hoge,
Harold W. Kroto, Alessandro
Lanza, Lifan Li, Molly Moore,
Edward Morse, Moisés Naim,
Daniel Nocera, Joaquin Navarro
Valls, Mario Pirani, Carlo Rossella,
Giulio Sapelli, Giuseppe Turani

■ **Comitato scientifico**
Lelio Alfonso, Geminello Alvi,
Antonio Galdo, Raffaella Leone,
Marco Ravaglioli, Giuseppe
Sammarco, Mario Sechi,
Daniela Viglione, Enzo Viscusi

■ **In redazione**
Coordinatore: Clara Sanna

Charlotte Bolask, Rita Kirby,
Simona Manna, Alessandra Mina,
Serena Sabino,
Giancarlo Stocchia, Luisa Berti

■ **Autori**
Giuseppe Acconcia, Jose Alberich,
Pialuisa Bianco, Valerio
Castronovo, Tomislav Corak,
James Crabtree, Joerg Doerler,
Abdalla Salem El-Badri, Richard
Forrest, Dario Gaspar, Vikas
Kaushal, Giorgia Lamaro (Agenzia
Nova), Tobias Lewe, Nicolò Sartori
(IAI), George Smith, Fabio
Squillante (Agenzia Nova),
Serena Van Dyne, Neal Walters

■ **Foto**
Agr, Archivio Eni,
Contrasto-Magnum-Reuters-
Redux, Corbis, Gettyimages,
Marka, Sie Masterfile, Tips Images

■ **Redazione e produzione**
Agi, via Ostiense, 72 - 00154 Roma
tel. +39 06 51996254 -385
fax + 39 06 51996286
e-mail: info@abo.net
www.abo.net
@AboutOil

■ **Progetto grafico**
Cynthia Sgarallino
■ **Collaborazione al progetto**
Sabrina Mossetto
■ **Impaginazione**
IMPRINTING www.imprintingweb.com

■ **Stampa**
In Italia: Marchesi Grafiche
Editoriali SpA - Roma
In USA: Fry Communications Inc.
Mechanicsburg, PA
In Cina: Reference Standard
Limited - Pechino

■ **Traduzioni:** RR Donnelley
■ **Revisione testi:** Abigail Asher



Chiuso in redazione il 4 giugno 2013



Carta Selena Burgo - carta naturale
senza legno, riciclata al 100%,
sbiancata senza cloro, acid free.

Editore **eni spa**

Presidente:

Giuseppe Recchi

Amministratore delegato:

Paolo Scaroni

Consiglio di amministrazione:

Carlo Cesare Gatto,

Alessandro Lorenzi,

Paolo Marchioni, Roberto Petri,

Alessandro Profumo,

Mario Resca, Francesco Taranto

Piazzale Enrico Mattei, 1

00144 Roma - www.eni.com

Lo scacchiere della raffinazione

Fra le tante e complesse questioni che scuotono il mondo del petrolio, quella della crisi dell'industria della raffinazione è rimasta fino ad oggi defilata: circoscritta al dibattito fra esperti. L'opinione pubblica, pure attenta a problemi più evidenti (primo fra tutti la questione dell'esauribilità delle risorse petrolifere) quasi nulla sa delle difficoltà in cui si dibattono, nel mondo occidentale, le imprese alle quali compete la fase conclusiva della filiera del petrolio. Nonostante gli scricchiolii si manifestino ormai da qualche tempo in maniera sensibile e il fenomeno sia stato analizzato da importanti indagini europee, compresa una del Parlamento italiano.

Che sta succedendo? E perché il problema è così serio da giustificare una più ampia presa di coscienza da parte dei cittadini? Oil cerca di dare risposta a questi interrogativi interpellando alcuni dei massimi conoscitori del tema, il cui responso è unanime: la situazione rischia di sfuggire di mano; è urgente correre ai ripari.

La questione tocca l'intero Occidente ma appare particolarmente sensibile in Europa. Cambiamenti del mercato, calo della domanda, invecchiamento delle tecnologie, costi crescenti hanno reso ormai non più economico il funzionamento di molte raffinerie. La produzione di carburanti tende a spostarsi in altre aree del mondo. Nel Vecchio continente alcuni impianti storici hanno chiuso, altri rischiano di doverlo fare in breve, quasi tutti presentano bilanci in rosso. Le conseguenze appaiono evidenti: non solo pesanti contraccolpi economici (non esclusi quelli dei ridotti incassi fiscali per gli Stati) e occupazionali, ma soprattutto una prospettiva strategicamente allarmante: che per un prodotto



GIANNI DI GIOVANNI

vitale come i carburanti l'Europa debba ridursi alla mercé delle importazioni dall'estero. Serve un impegno concorde dei governi europei per un riassetto globale del settore attraverso la ristrutturazione e l'aggiornamento del sistema produttivo e una disciplina normativa e fiscale più adeguata. E serve soprattutto una nuova strategia complessiva da parte dell'Unione.

“Alla Commissione europea – dice a Oil Chris Beddoes, direttore generale di Europa, l'associazione delle raffinerie europee – chiediamo di intervenire in modo più equilibrato in tema di ambiente e

cambiamenti climatici, riconoscendo che l'Europa non può fare tutto da sola”. Per il momento la Commissione ha risposto avviando una procedura di “fitness check” in modo da valutare “gli effetti della legislazione vigente sulla competitività del settore”, come spiega il consigliere del presidente Barroso, Pierre Dechamps. Se il Vecchio continente arranca, “il boom della raffinazione in Asia è solo all'inizio” e i paesi del Medio Oriente hanno gettato le basi per diventare protagonisti anche nel downstream. Come scrive Moisés Naim del Carnegie Endowment di Washington, “fra il 2011 e il 2015 i paesi in via di sviluppo aumenteranno la propria capacità di raffinazione di circa 6,9 milioni di barili al giorno”.

Questo e molto altro leggerete nelle pagine che seguono. A me piace concludere questo breve intervento con le parole del Segretario generale dell'OPEC, Salem El-Badri, “sebbene le raffinerie si trovino a dover far fronte a molteplici rischi vi saranno opportunità per quelle che saranno in grado di affrontare con successo le sfide dei prossimi anni”.

S O M M A R I O

opinioni

3 *Esclusiva: parla Ashti Hawrami, ministro delle Risorse naturali del Kurdistan*
BENEDETTI DALLE RISORSE
di Fabio Squillante

6 *Intervista a Sally Jewell, neo-segretario agli Interni degli Stati Uniti*
INDUSTRIA FORTE, AMBIENTE PULITO
di Rita Kirby

8 *Australia: le previsioni del ministro dell'Energia, Gary Gray*
LNG, UN FUTURO IN PRIMA LINEA
di Rita Kirby

11 *UE: l'europarlamentare Amalia Sartori spiega l'agenda dell'Unione*
SICUREZZA E SOSTENIBILITÀ
di Charlotte Bolask

focus

14 **RAFFINAZIONE 2021, CHI SARANNO I PROTAGONISTI?**
a cura di A.T. Kearney

19 **RISCHI E OPPORTUNITÀ IN UN MONDO CHE CAMBIA**
di Abdalla Salem El-Badri

22 **I 7 FATTORI CHE HANNO CAMBIATO IL SETTORE**
di Moisés Naim

24 **LA FAVOLA DI CENERENTOLA, MA CON LIETO FINE IN FORSE**
di Paul Betts

27 *Intervista a Chris Beddoes direttore generale di Europa*
UNA PERDITA CHE NON CI POSSIAMO PERMETTERE
di Serena Van Dyne

30 *Il punto di Pierre Dechamps consigliere di Manuel Barroso*
LE REGOLE DEL GIOCO
di Serena Van Dyne

32 **È TEMPO DI REAGIRE**
di Guido Gentili

35 **GIANO, IL CIGNO NERO E LA SOLITA VECCHIA STORIA**
di Pialuisa Bianco

37 **IL BOOM ASIATICO È SOLO ALL'INIZIO**
di James Crabtree

40 **UN ASSE CHE VA VERSO IL NUOVO**
di Lifan Li

43 **STRATEGIE ENERGETICHE DEL MEDIO ORIENTE**
di Bassam Fattouh

46 **L'IMPERATIVO È OTTIMIZZARE, O SI FA LA FINE DEI DINOSAURI**
di Molly Moore

rubriche

48 **Società QUATTRO MOSSE PER GARANTIRE OCCUPAZIONE, SICUREZZA E SOSTENIBILITÀ**
di Antonio Galdo

49 **Dialoghi L'EGITTO PENSA AI SUKUK PER FAR FRONTE ALLA CRISI**
di Giuseppe Acconcia

50 **Baricentri L'EUROPA DELLA RAFFINAZIONE E LE SFIDE CHE VENGONO DA EST**
di Nicolò Sartori (IAI)

51 **Com'eravamo DA BURTON ALLA GREEN REFINERY: 100 ANNI DI STORIA**
di Valerio Castronovo

52 **Data 100 \$/B: UN CEILING, NON PIÙ UN FLOOR?**
a cura della Direzione Pianificazione e Controllo Eni

54 **Data L'ALTRA INDUSTRIA PETROLIFERA**
di James Hansen

55 **THE READER**



Esclusiva/Ashti Hawrami,
ministro delle Risorse naturali del Kurdistan

Benedetti dalle risorse

La ricchezza della Regione, le cui riserve stimate ammontano a 45 miliardi di barili di petrolio e a 3-6 tcm di gas, garantirà stabilità e sviluppo all'Iraq intero e sicurezza delle forniture ai mercati in espansione



ASHTI HAWRAMI
è ministro delle Risorse naturali della Regione del Kurdistan. Ha assunto l'incarico per la prima volta nel maggio del 2006 ed è stato confermato dopo le elezioni del 2009 e nel 2012. Prima di entrare nel governo del Kurdistan ha lavorato come ingegnere nel Mare del nord per conto della British National Oil Company e ha ricoperto l'incarico di Presidente e Amministratore delegato di ECL Group Plc.

“L

**FABIO
SQUILLANTE**
(AGENZIA NOVA)

a maledizione delle risorse del passato deve essere trasformata in benedizione”. Ashti Hawrami, ministro delle Risorse naturali del Kurdistan, condensa in queste poche parole la strategia del governo regionale in tema di energia e di sviluppo. Le riserve di petrolio (45 miliardi di barili) e gas (3-6 tcm), saranno utilizzate per garantire stabilità all'Iraq intero e sicurezza delle forniture ai mercati in espansione come quello turco. Il Kurdistan, assicura il ministro, sarà in grado di esportare circa 400.000 barili al giorno entro gli inizi del prossimo anno e 1 milione di barili al giorno entro la fine del 2015. Il piano del governo prevede inol-

tre esportazioni per 2 milioni di barili al giorno entro la fine del 2019.

Dopo il crollo del regime di Saddam Hussein, la Regione autonoma dell'Iraq, il Kurdistan, ha assistito a un sorprendente sviluppo economico e sociale, ottenuto in gran parte grazie alle risorse energetiche, il che la rende un attore importante anche dal punto di vista politico. Quale crede possa essere il ruolo del Kurdistan nella stabilizzazione dell'Iraq e dell'area nel suo complesso?

In passato, le risorse naturali dell'Iraq sono state usate e abusate per alimentare la repressione interna e per finanziare guer- ➔

I rapporti con Ankara e gli interessi in gioco

La crescente domanda interna di prodotti raffinati nella regione autonoma del Kurdistan

iracheno e di greggio in Turchia è alla base dei rapporti sempre più stretti tra il governo di Ankara e quello di Erbil.

Secondo fonti dell'industria petrolifera, il Kurdistan iracheno ha iniziato, nel gennaio scorso, ad esportare greggio dal **GIACIMENTO DI TAQ TAQ** verso la Turchia, ricevendo in cambio quantità limitate di diesel e cherosene per far funzionare le proprie centrali elettriche. Il primo carico di greggio è stato trasportato a gennaio, dal giacimento di Taq Taq fino al porto turco di Mersin, sul Mediterraneo, come riferito dal presidente della società turco-britannica Genel Energy, Mehmet Sepil.

Il Kurdistan iracheno, attualmente, produce circa **400 MILA BARILI DI PETROLIO AL GIORNO (BPD)**, raffinandone circa 15 mila in condensato. Il principale giacimento è proprio quello di Taq Taq, con 130 mila bpd, mentre nel sito di Tawke vengono prodotti 105 mila bpd e in quello di Khurmala tra i 110 e i 115 mila bpd.

Il volume delle esportazioni possibili della regione nel nord dell'Iraq oscilla attualmente tra i 250 e i 300 mila bpd, con una **CAPACITÀ DI RAFFINAZIONE** in loco di circa 100-110 mila bpd, che entro la fine dell'anno

POTREBBE ARRIVARE A 150 MILA BPD.

Le riserve petrolifere del Kurdistan superano i 45 miliardi di barili di petrolio (secondo stime dell'amministrazione di Erbil) e rappresentano poco meno di un terzo delle riserve irachene (143 miliardi).

“Attualmente **IL KURDISTAN È IL CAPOLUOGO DELL'ESPLORAZIONE NEL MONDO**”, ha detto di recente l'ex direttore esecutivo di British Petroleum, Tony Hayward. Nel settembre 2011, l'ex boss di Bp è diventato socio e direttore di Genel Energy, la società che vende il greggio dai giacimenti di Taq Taq direttamente alla Turchia. Il petrolio viene trasportato in Turchia su camion cisterne, ma tra pochi mesi entrerà in funzione un **NUOVO OLEODOTTO** che collegherà direttamente il giacimento alla città di confine di Fishkabur, dove già oggi arriva l'oleodotto Kirkuk-Ceyhan. Fonti dell'industria petrolifera sostengono che l'oleodotto sarà completato entro settembre.

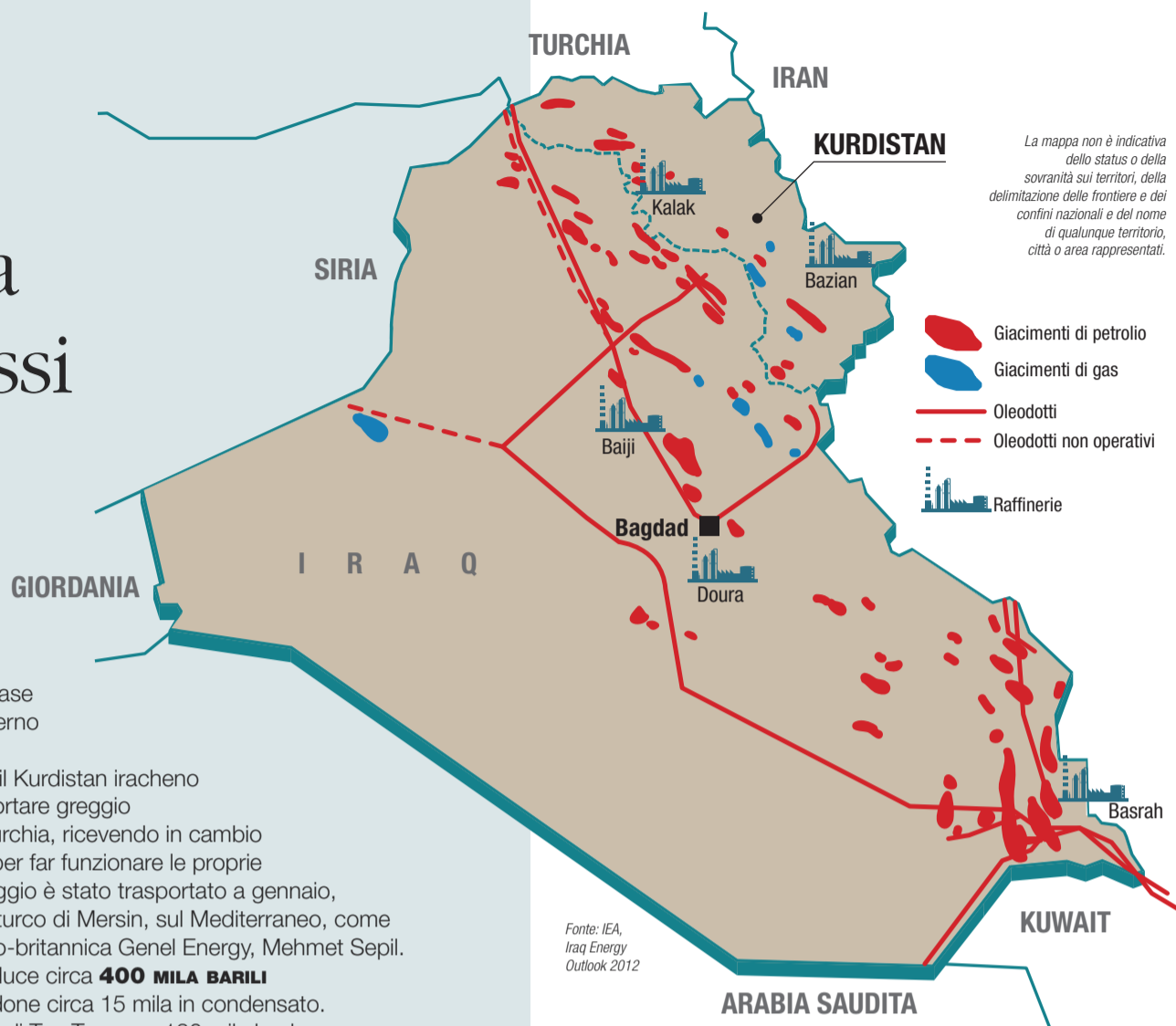
Grazie alla nuova infrastruttura, la capacità di esportazione di Genel Energy aumenterà significativamente, in media di 20 mila barili al giorno.

La società turco-britannica ha scoperto inoltre un **NUOVO GIACIMENTO** di petrolio nel nord dell'Iraq, in partnership con un'altra compagnia petrolifera turca, Petoil, e con il governo della regione autonoma del Kurdistan.

Genel Energy non è l'unica compagnia che ha siglato accordi commerciali con Erbil. Come ha sottolineato lo stesso ministro dell'Energia turco, Taner Yildiz, durante una visita a Washington al seguito del premier Recep Tayyip Erdogan, almeno **19 PAESI E 39 SOCIETÀ HANNO ACCORDI BILATERALI** con l'amministrazione del Kurdistan iracheno. Il primo colosso petrolifero straniero a firmare un accordo con Erbil è stato Exxon-Mobil, nel 2011, seguita da Chevron e da Total. Chevron ha acquisito dall'indiana Reliance I/80 per cento degli interessi in due blocchi nella Regione, le aree di Rovi e Sarta, in cui l'austriaca Omv detiene il 20 per cento degli interessi. Con il contratto per i siti di Rovi e Sarta, Chevron ha fatto il suo ingresso nell'industria del gas e del petrolio dell'Iraq, dopo aver perso la quarta gara indetta da Baghdad per la concessione delle licenze. Nel giro di due anni le quattro maggiori compagnie petrolifere mondiali hanno messo piede nella **REGIONE DEL KURDISTAN** che, grazie agli accordi raggiunti,

STA ACQUISENDO UNA SEMPRE MAGGIORE AUTONOMIA.

I contratti siglati da Erbil offrono ai colossi petroliferi **MARGINI DI UTILI** che si aggirano **TRA IL 25 E IL 30 PERCENTO**. La stabilità politica, economica e sociale di cui gode il Kurdistan ha favorito gli investimenti esteri.



re costose e nocive con i paesi confinanti. Noi della Regione del Kurdistan siamo determinati a fare in modo che ciò non accada più. La Costituzione federale dell'Iraq, approvata nel 2005, fissa come concetti fondamentali quello della condivisione del potere e della condivisione delle entrate. Decentra alle Regioni e ai Governatorati la gestione delle nuove riserve di petrolio e gas del paese e richiede diritti congiunti per i vecchi giacimenti. Supportando e attuando i requisiti previsti dalla Costituzione, il governo della Regione del Kurdistan (Kurdistan Region Government, KRG) contribuirà all'unità e alla stabilità dell'Iraq. La politica del KRG è di usare le riserve di petrolio e gas con saggezza e prudenza, in modo che non ne beneficino solo le persone che oggi vivono nella Regione del Kurdistan e in Iraq, ma anche le generazioni future. Il KRG crede di dover gestire le proprie risorse in modo da poter avere un ruolo di primo piano nel sostenere economicamente l'Iraq e anche per garantire la sicurezza delle forniture di risorse energetiche a mercati in ascesa quali quello turco e di altri attori internazionali.

Può spiegarci le linee guida del governo della Regione in merito alle politiche di sviluppo dell'energia, con riferimento in particolare alla costruzione di nuove infrastrutture per i trasporti, e il ruolo che le società internazionali possono avere in questo processo?

Tutte le attività concernenti il petrolio e il gas della Regione rientrano nella legge del Kurdistan del 2007 in materia di petrolio e gas. Questa legge è pienamente in linea con la Costituzione federale dell'Iraq. Ai sensi di questa legge, il KRG ha sottoscritto oltre 50 contratti di production sharing con società petrolifere e di gas internazionali, attive in oltre 20 diversi paesi. Abbiamo iniziato con piccole società di esplorazione indipendenti e ora siamo nella fase di consolidamento con major, quali Exxon Mobil, Chevron, Gazprom e Total, che hanno tutte sottoscritto contratti di esplorazione. Sono già state fatte scoperte significative e il KRG sarà in grado di esportare circa 400.000 barili al giorno entro gli inizi del prossimo anno e 1 milione di barili al giorno entro la fine del 2015. Il piano prevede esportazioni per 2 milioni di barili al giorno entro la fine del 2019. As-

GIORGIA LAMARO/Agenzia Nova



sisterete pertanto a un'eccezionale ripresa della crescita a tutti i livelli del settore, dalla fase di esplorazione allo sviluppo dei giacimenti fino alle infrastrutture per il transito delle esportazioni. Il petrolio e il gas arriveranno ai mercati attraverso una gigantesca rete di pipeline interne, attualmente in costruzione nelle zone al confine con la Turchia. Il KRG persegue una politica pro-business ed è convinto che il settore privato, piuttosto che lo stato, sia l'entità più efficace e veloce per l'attuazione dei nostri piani per le infrastrutture di esportazione.

In passato ci sono state tensioni tra Erbil e Baghdad in merito alla possibilità di esportare il petrolio e il gas dal Kurdistan, nonché sulla divisione dei proventi. Sembra tuttavia che recentemente sia stato raggiunto un accordo.

Può spiegarci i dettagli di questo accordo?

La politica del KRG in materia di petrolio e gas prevede di attuare le disposizioni della Costituzione dell'Iraq, ai sensi della quale il petrolio è di proprietà di tutte le persone di tutte le Regioni e di tutti i Governatorati dell'Iraq, ma la gestione e il controllo delle risorse estratte competono alle Regioni e ai Governatorati. Il petrolio e il gas non sono indicati come domini esclusivi del governo federale. Qualsiasi legge o accordo duraturo sugli idrocarburi in Iraq deve basarsi su questi concetti fondamentali. Sfortunatamente ci sono alcune persone all'interno del governo federale che vorrebbero riportare indietro le lancette dell'orologio e tentare di ricentralizzare il governo in Iraq. Ciò condurrebbe solo a un altro fallimento. Il KRG è impegnato nella cooperazione e nel coordinamento, non nel confronto, e porterà avanti un dialogo costruttivo con le controparti di Baghdad per risolvere le questioni ancora in essere in materia di petrolio e gas, sempre nel rispetto della Costituzione.

Può darci una stima delle riserve provate della Regione del Kurdistan?

Le riserve stimate ammontano a 45 miliardi di barili di petrolio e a 3-6 tcm (triloni di metri cubi) di gas. Si tratta di riserve che l'Iraq non sapeva di avere e che sono state scoperte grazie alle esplorazioni avviate in Kurdistan successi-

vamente alla caduta del vecchio regime nel 2003 e che vanno ad aggiungersi alla ricchezza dell'intero paese.

È evidente che le risorse energetiche garantiranno la crescita economica della regione.

Quali sono i piani del governo per il loro impiego?

La maledizione delle risorse del passato deve essere trasformata in benedizione. È per questa ragione, ad esempio, che i contratti di production sharing richiedono alle società di impegnare somme di denaro nello sviluppo delle competenze. Sono già stati versati 3 miliardi di dollari, allocati in programmi sociali quali ospedali, università, reti idriche e fognarie, e programmi di edilizia abitativa sociale per le vittime della passata dittatura.

Dobbiamo anche usare il petrolio e il gas per contribuire a diversificare l'economia della Regione e garantire il benessere delle generazioni future. Le aree obiettivo di crescita sono l'agricoltura, il turismo e il settore minerario.

Nonostante l'enorme capacità produttiva, il Kurdistan e l'intero Iraq sono carenti in termini di capacità di raffinazione. Il Piano Strategico dell'Iraq 2008-2017 punta ad accrescere la capacità di raffinazione dai 600.000 barili al giorno a 1,5 milioni di barili al giorno.

Ci saranno degli impianti nella sua Regione?

Le attività downstream della Regione sono gestite dal settore privato. Ci sono due raffinerie importanti, una a Kalak, a ovest di Erbil, e una a Bazian, vicino a Sulaymaniyah. La loro produzione complessiva è di 70.000 barili al giorno, ma il costante lavoro migliorerà la capacità di raffinazione, portandola a 100.000 barili al giorno entro la fine di quest'anno. Attualmente ci sono anche numerosi impianti di distillazione del greggio o piccole unità di raffinazione di base che soddisfano la domanda di prodotti interna del KRG, fino a che società di raffinazione maggiori non saranno in grado di incrementare la loro capacità. Ai sensi di un accordo con Baghdad, il KRG ha diritto al 17 per cento del prodotto raffinato totale dell'Iraq. La politica del KRG prevede di diventare autosufficienti in termini di prodotti raffinati entro la fine del 2015.

La Costituzione federale dell'Iraq, approvata nel 2005, fissa come concetti fondamentali quello della condivisione del potere e della condivisione delle entrate. Decentra alle Regioni e ai Governatorati la gestione delle nuove riserve di petrolio e gas del paese e richiede diritti congiunti per i vecchi giacimenti



USA/Parla il nuovo segretario agli Interni, Sally Jewell

Industria forte, ambiente pulito

Il settore degli idrocarburi è cruciale per gli Stati Uniti e la Casa Bianca intende sostenerlo, nel rispetto dell'ambiente e tutelando le persone. Ma guai a mettere i regolatori sul banco degli imputati quando le cose non vanno, perché le responsabilità sono condivise

SALLY JEWELL si è insediata come 51° segretario degli Interni il 12 aprile 2013. Durante la cerimonia di nomina, il presidente Obama ha affermato: "Sally Jewell è un'esperta delle questioni climatiche ed energetiche che influenzeranno sempre più il nostro futuro". In precedenza, Jewell ha svolto incarichi nel settore privato, più di recente quello di Presidente e Amministratore delegato di Recreation Equipment, Inc. (REI). Prima di entrare a far parte di REI, ha lavorato per 19 anni come banchiere commerciale. Forte di una formazione da ingegnere petrolifero, Jewell ha iniziato la sua carriera alla Mobil Oil Corp. nei giacimenti gas-petroliferi dell'Oklahoma.

A

RITA
KIRBY

poche settimane dalla sua nomina, il 51° ministro degli Interni americano, Sally Jewell, ha esordito all'edizione 2013 dell'Offshore Technology Conference di Houston presentando se stessa e l'agenda del suo Dipartimento sul fronte dell'energia. L'ultimo segretario agli Interni ad aver partecipato all'OTC era stato Gale Norton non meno di dieci anni fa. Il nuovo capo del Dipartimento ha incontrato gli executive dell'industria del petrolio e del gas e ha girato per gli stand, provando simulatori per la trivellazione ed ascoltando le presentazioni. La Jewell, ex numero uno della Recreational Equip-

ment, con un background da ingegnere petrolifero, ha creato aspettative ottimistiche da parte di un'industria che reclama una regolamentazione attenta alle esigenze del settore.

Qual è la sua linea?

La nostra filosofia è davvero quella di supportare l'industria dell'energia affinché cresca e si sviluppi, ma anche quella di trovare nuove forme di tutela per l'ambiente e di salvaguardia per le persone. Il sostegno all'industria del petrolio e del gas è fondamentale anche nella direzione di una indipendenza energetica per gli Stati Uniti. Tra i miei doveri, in questa nuova posizione, c'è anche quello di restare al passo con la nuova tecnologia, che avanza in maniera veloce. Il mio Di-

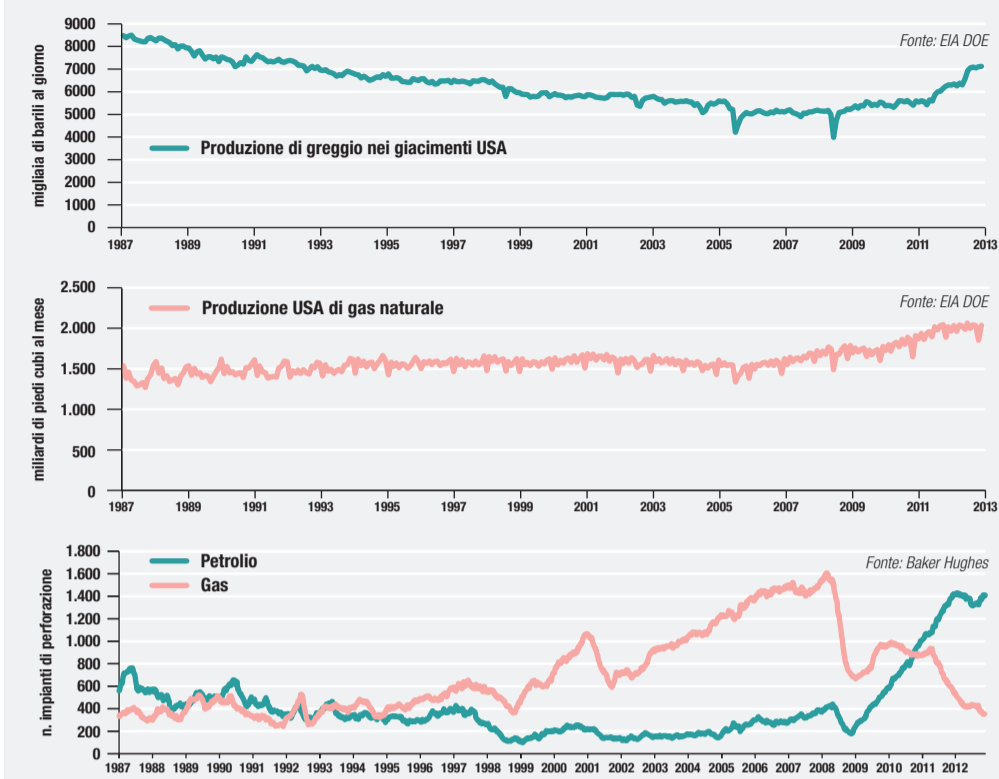


partimento deve fare il possibile per favorire lo sviluppo dell'industria dell'energia.

Lei ha iniziato la sua carriera come ingegnere per General Electric in Alaska e poi anche per Mobil Oil Corp in Oklahoma e in Colorado. Praticamente un pioniere come donna in questo settore...

Come donna nel settore dell'energia bisognava avere la pelle davvero dura. Eravamo molto poche ed era difficile trovarsi in sintonia con qualcuno. Quando lavoravo nel business del petrolio, alle donne non era neppure consentito andare offshore.

EVOLUZIONE DELL'ATTIVITÀ OIL&GAS IN USA



I tre grafici mostrano l'evoluzione dell'industria statunitense del petrolio e del gas dal 1987 ad oggi. La produzione di petrolio, in calo fino al 2009, conosce a partire da quell'anno un'inversione di tendenza; mentre quella di gas comincia a salire, seppure con oscillazioni, già dal 2007.

La popolazione del nostro paese è decisamente più variegata rispetto a quello che appare quando si guarda al settore dell'energia. Questa diversificazione non si riscontrava quando ci lavoravo io e non la si riscontra neppure ora. Si tratta di un problema enorme e la mancanza di diversificazione non riguarda solo le donne, ma anche i giovani e le persone di colore.

Su questo fronte l'industria ha molta strada da fare. Dobbiamo lavorare tutti insieme per creare un ambiente favorevole per le donne, per la gente di colore, per tutte le persone dai background più svariati. L'industria esclude a priori molti potenziali talenti che potrebbero renderle un bel servizio. Tra l'altro molti di coloro che hanno reso grande questa industria, e che oggi hanno la mia età, stanno andando in pensione. Ciò significa che in un breve lasso di tempo ci sarà un significativo drenaggio di cervelli.

Dal palco dell'OTC, la Coalizione dei governatori dell'Outer Continental Shelf, ha reclamato l'apertura di nuove aree alle trivellazioni offshore...

Il concetto di deepwater è un concetto in evoluzione. Il nodo riguarda la disponibilità di tecnologie sufficientemente avanzate per sviluppare queste risorse in modo sicuro e sostenibile.

Qual è stato il suo messaggio agli executive che ha incontrato all'OTC?

Che occorre lavorare insieme e non gli uni contro gli altri. Ho anche esortato a non mettere i regolatori sul banco degli imputati e a non biasimare il governo quando ci sono dei problemi perché la verità è che le responsabilità sono condivise. Noi non vogliamo certo metterci di traverso rispetto allo sviluppo ma abbiamo il dovere di proteggere gli asset di proprietà del popolo americano. Non ho colto una particolare riluttanza nei confronti della regolamentazione. Ciò che l'industria chiede è un quadro regolatorio certo, affidabile e coerente con la consapevolezza che circostanze diverse giustificano comportamenti differenti.

Australia/Le previsioni del ministro dell'Energia, Gary Gray

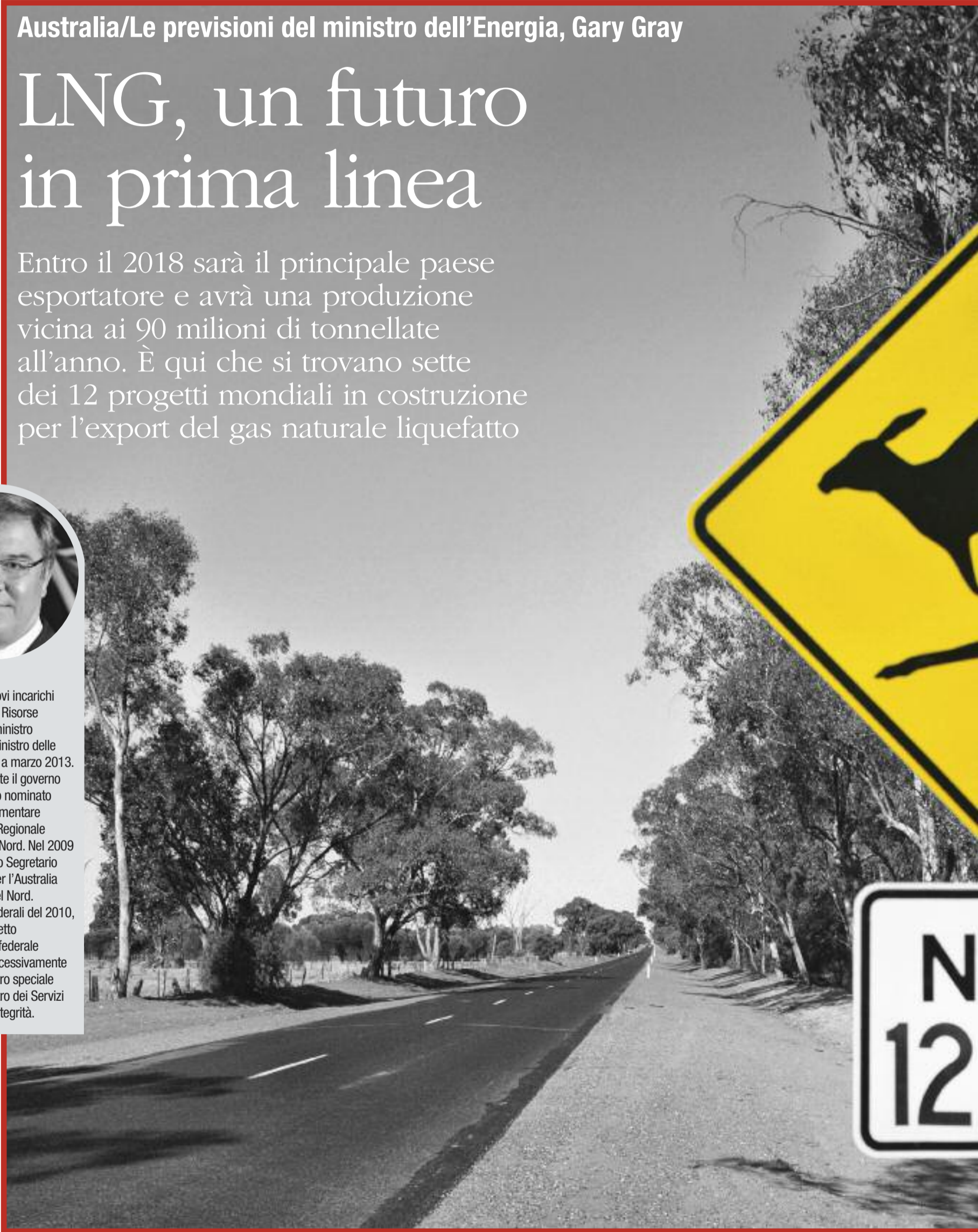
LNG, un futuro in prima linea

Entro il 2018 sarà il principale paese esportatore e avrà una produzione vicina ai 90 milioni di tonnellate all'anno. È qui che si trovano sette dei 12 progetti mondiali in costruzione per l'export del gas naturale liquefatto



GARY GREY

ha assunto i nuovi incarichi di ministro delle Risorse e dell'Energia, ministro del Turismo e ministro delle Piccole Imprese a marzo 2013. Nel 2007, durante il governo laburista, è stato nominato Segretario Parlamentare per lo Sviluppo Regionale e l'Australia del Nord. Nel 2009 è stato nominato Segretario Parlamentare per l'Australia occidentale e del Nord. Alle votazioni federali del 2010, Gary è stato rieletto rappresentante federale per Brand e successivamente nominato ministro speciale di Stato e ministro dei Servizi pubblici e dell'Integrità.





LAustralia non teme rivali nelle forniture di gas naturale e prevede di diventare il primo Paese esportatore di LNG entro i prossimi cinque anni.

RITA KIRBY

Lo assicura il neo ministro australiano dell'Energia, Gary Gray, che all'LNG 17 di Houston è venuto a raccogliere il testimone della più importante conferenza del settore a livello globale, prevista a Perth nel 2016. Solo nel 2007, all'LNG 15 di Barcellona, lo shale gas veniva appena menzionato e il focus era sul Qatar come esportatore "emergente" di LNG. Oggi lo scenario è totalmente cambiato.

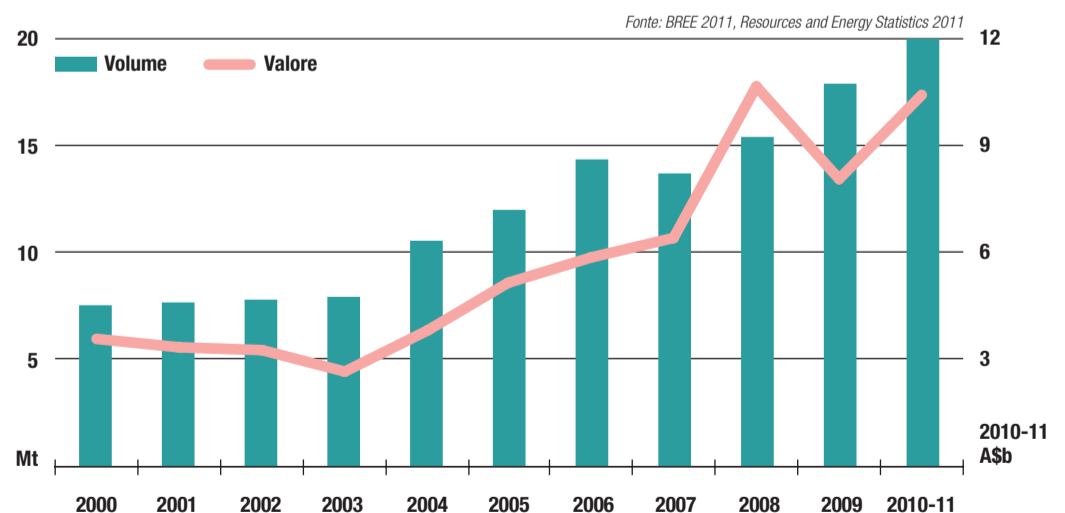
Il ruolo dell'LNG sui mercati globali dell'energia è l'argomento "caldo" del momento e l'Australia si trova in prima linea...

Nei prossimi cinque anni assisteremo ad un'ulteriore espansione nell'industria dell'LNG e l'Australia ne sarà l'epicentro. Prevediamo di diventare il principale – o il secondo principale – Paese esportatore di LNG entro 2018. Sette dei 12 progetti mondiali in costruzione per l'export di LNG si trovano in Australia. E presto questi "magnifici sette" saranno affiancati da un ulteriore impianto, il Browse, sulla costa Kimberley. Nei prossimi cinque anni la nostra produzione si avvicinerà ai 90 milioni di tonnellate all'anno. I progetti australiani sono, tra l'altro, noti per il loro tasso di innovazione. Gordon incorpora il più grande impianto di cattura di CO₂, tre progetti usano il "Coal Seam Gas" come feedback per l'LNG e, nell'offshore della costa nord occidentale dell'Australia, Shell pianifica di utilizzare il floating LNG, un altro primato mondiale.

Sui progetti australiani per l'export di LNG ci sono pressioni dal punto di vista dei costi, soprattutto ora che gli Stati Uniti sono pronti a lanciarsi in questo business. In che misura il governo di Canberra intende intervenire per assicurare il successo dei progetti australiani?

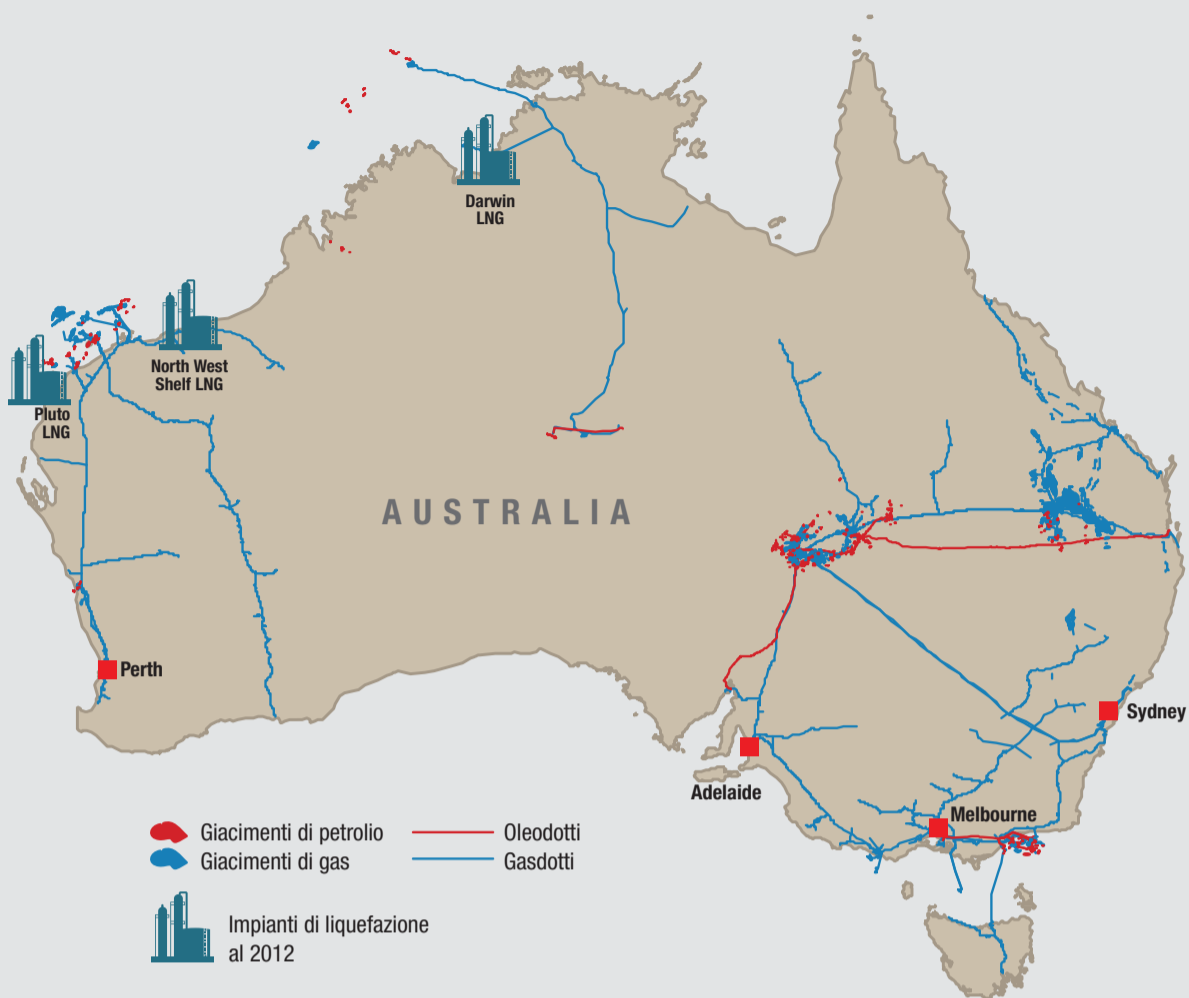
Il nostro governo non interverrà su prezzi o sugli accordi commerciali. Saranno le forze del mercato a determinare quali progetti avranno successo. Ciò che il governo australiano intende assicurare è un ambiente regolatorio affidabile e solido, con la consapevolezza che i benefici di una buona regolamentazione non devono limitarsi a fornire assistenza ai risultati economici o commerciali negativi. Il processo regolatorio deve anche rassicurare le comunità locali sull'impatto ambientale →

L'EXPORT DI GAS NATURALE LIQUEFATTO IN AUSTRALIA



Nel 2010-2011 l'Australia ha esportato 20 milioni di tonnellate di LNG, con un incremento del 12 per cento rispetto al 2009-10. Il valore delle esportazioni di LNG nel 2010-11 è aumentato del 30 per cento rispetto al 2009-10 a 10,4 miliardi di dollari, incremento che riflette i prezzi del petrolio più elevati.

	1995	2000	2005	2008	2009	2010	2011
PETROLIO							
Produzione							
Migliaia di barili al giorno	580	802	545	551	553	513	434
Riserve							
Milioni di barili al 31 dicembre	3799	4944	3718	4239	4061	3831	3873
Rapporto riserve/produzione							
Anni	18	17	19	21	20	20	24
Consumo							
Migliaia di barili al giorno	811	872	933	964	951	961	997
Consumo pro capite							
Barili	16,34	16,62	16,69	16,35	15,85	15,75	16,1
Rapporto produzione/consumo							
Rapporto	0,72	0,92	0,58	0,57	0,58	0,53	0,44
SETTORE DELLA RAFFINAZIONE							
Numero di raffinerie							
Numeri	11	11	9				8
Capacità primaria							
Migliaia di barili al giorno	739	837	752				765
FCC equivalente							
%	49	51	61				59
Indice di complessità di Nelson							
Indice	8	8	7,8				7,7
Utilizzo della capacità primaria							
%	81	80	82				72
GAS							
Produzione							
Miliardi di metri cubi	29,82	34,04	37,4	43,54	46,9	50,73	59,05
Riserve							
Miliardi di metri cubi al 31 dicembre	1264	2203	2428	3569	3594	3759	3849
Rapporto riserve/produzione							
Anni	42	65	65	82	77	74	65
Consumo							
Miliardi di metri cubi	19,97	22,99	22,63	30,08	32,04	31,6	37,91
Consumo pro capite							
Metri cubi	1102	1200	1109	1398	1463	1419	1677
Rapporto produzione/consumo							
Rapporto	1,49	1,48	1,65	1,45	1,46	1,61	1,56



Fonte: Eni Oil & Gas Review

di questi progetti e ogni passo deve essere assolutamente trasparente. In Australia siamo orgogliosi dei nostri sistemi di regolamentazione, dei risultati in termini di sicurezza e di impatto ambientale. Siamo molto ben attrezzati per cogliere le opportunità del mercato e affrontare le sfide.

I timori legati all'impatto ambientale, in particolare sul fronte del "coal bed methane", secondo lei possono essere fugati semplicemente con una buona regolamentazione?

Un buon quadro regolatorio è indispensabile ma da solo non basta. L'industria deve impegnarsi direttamente con le comunità locali per guadagnarsi il supporto. In tutto il mondo, non solo in Australia ma anche in Europa, Africa e Stati Uniti, la produzione di gas naturale sta creando migliaia di posti di lavoro, incoraggiando l'innovazione e favorendo lo sviluppo di zone rimaste indietro per decenni. Mentre però l'industria eccelle sul fronte tecnologico, non fa altrettanto su quello "non tecnologico". È necessario un maggiore impegno sul coinvolgimento delle popolazioni locali, delle organizzazioni non governative e anche degli ambientalisti, affinché si arrivi ad una conoscenza più profonda di come questo settore lavora. Alle volte gli attivisti, anziché impegnarsi per migliorare la regolamentazione, cercano solo di creare paura e confusione. Occorre chiarezza. Se l'industria non riuscirà a far passare il messaggio, informando correttamente le popolazioni, saranno sempre meno i politici che, come me, intendono perseguire regolamentazioni sensibili, basate sui fatti scientifici e tenendo conto della sostenibilità dal punto di vista ambientale.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia prevede un raddoppio della domanda mondiale di gas naturale entro il 2035. Quali saranno le future rotte del gas naturale liquefatto?

Dalle economie emergenti dovrebbe pervenire l'80 per cento dell'incremento della domanda globale di gas naturale nei prossimi 20 anni. L'import di LNG nell'area dell'Asia e del Pacifico dovrebbe crescere, in media, ad un tasso tendenziale del 7 per cento, fino a raggiungere i 220 milioni di tonnellate

all'anno entro il 2018, contro i 185 milioni del 2012. La Cina, da sola, rappresenterà un quinto di questo incremento, visto che si appresta a diventare tra i principali Paesi importatori di LNG a livello globale. Il gas naturale liquefatto gioca un ruolo sempre maggiore anche in India e si stima che l'import potrebbe raggiungere i 31 milioni di tonnellate all'anno entro il 2018, se saranno sviluppate infrastrutture appropriate. Si prevede che anche Singapore, Thailandia, Malesia e Filippine diventino Paesi importatori di LNG mentre persisterà la forte richiesta da Giappone, Corea e Taiwan. Singapore diventerà un hub regionale del gas. Dal punto di vista delle forniture, l'entità delle riserve nel Mediterraneo orientale, a largo delle coste africane, sarà più definita così come i tempi della messa in produzione. L'impatto della rivoluzione dello shale gas in Nord America si comincerà a sentire dopo il 2016, con la costruzione di un certo numero di progetti per l'export. Per quel che riguarda l'Australia, l'obiettivo non è solo quello di soddisfare la futura domanda ma anche quello di partecipare attivamente allo sviluppo di nuove tecnologie, come il floating LNG. Poiché l'Australia ospiterà il primo progetto di floating LNG del mondo, l'ambizione del governo australiano è che Perth diventi la capitale globale del FLNG.

Il testimone della più importante conferenza mondiale sul gas naturale liquefatto passa da Houston a Perth, che nel 2016 ospiterà l'LNG 18. L'ambizione è quella di strappare a Houston anche il primato di capitale mondiale dell'energia?

Perth e Houston sono città "sorelle", in ogni senso. Perth è come Houston, una città rivolta verso l'esterno, una città tecnologica e sicuramente una capitale dell'energia. C'è un aneddoto su Perth emblematico dei legami tra queste due città. In una notte del 1962 gli abitanti di Perth accesero tutte le luci in omaggio al passaggio dell'astronauta John Glenn a bordo della sua Friendship 7. Glenn è stato il primo astronauta ad aver orbitato intorno alla terra ed è stato anche colui che ha denominato Perth "città della luce".

UE/L'euro parlamentare Amalia Sartori spiega l'agenda dell'Unione

Sicurezza e sostenibilità

Possono sintetizzarsi in queste due parole d'ordine le priorità del Vecchio continente in tema di energia. Le sfide delle infrastrutture, del mercato unico e dell'approvvigionamento a prezzi accessibili



AMALIA SARTORI

è presidente della Commissione Industria, Ricerca ed Energia del Parlamento europeo. Eletta euro parlamentare per la prima volta nel 1999, è stata riconfermata nel 2004 e nel 2009. È iscritta al gruppo parlamentare del Partito Popolare Europeo. È stata anche membro delle seguenti Commissioni: Mercato interno e protezione dei consumatori, Crisi finanziaria, economica e sociale, Commissione speciale per l'attuazione della strategia di Lisbona, Commissione temporanea sul cambiamento climatico.

Sicurezza dell'approvvigionamento energetico e attenzione all'ambiente. È su queste due direttrici che si sta muovendo la politica energetica europea. In quest'ottica, ha spiegato ad Oil Amalia Sartori, presidente, dal 2011, della Commissione Industria, Ricerca ed Energia del Parlamento europeo, è necessario diversificare le fonti e le rotte, creare nuove infrastrutture verso e tra gli stati europei e completare il mercato unico. Privilegiando fonti che abbiano un impatto ambientale ridotto.

CHARLOTTE BOLASK

Quali sono le principali sfide che si trova ad affrontare oggi l'Europa da un punto di vista energetico?

La sfida principale che ci troviamo davanti è quella della sicurezza dell'approvvigionamento, a costi accessibili e competitivi. Accessibili soprattutto per le nostre famiglie e competitivi per le nostre industrie e ovviamente in modo sicuro e sostenibile. Queste sono le linee guida emerse dalle conclusioni del Consiglio europeo del 22 maggio 2013, che recitano testualmente: "la politica energetica europea deve ga-

rantire la sicurezza dell'approvvigionamento, per le imprese e per le famiglie".

Come trasformare queste linee guida in fatti concreti?

Intanto ritengo che sia utile ricordare come, grazie al trattato di Lisbona che pone l'energia al centro dell'attività Europea e le conferisce una base giuridica, la politica energetica dell'Unione Europea sia materia parzialmente comunitaria. La scelta del mix energetico però rimane prerogativa del singolo Stato. Ogni Paese può decidere quali tipi di fonti energetiche utilizzare per definire il suo mix. Come Unione Europea abbiamo fatto la scelta del 20-20-20 (ndr. Riduzione del 20 per cento delle emissioni di CO₂, aumento del 20 per cento delle energie rinnovabili e aumento del 20 per cento del risparmio energetico entro il 2020). Tutto quello che avevamo immaginato al 2020 è già stato trasformato in regolamenti o direttive. L'ultimo che abbiamo approvato è stato quello relativo all'efficienza energetica e i riscontri che abbiamo sono molto buoni, infatti, anche se l'obbligo di recepimento per i singoli Stati scatterà soltanto l'anno prossimo, tutti i governi stanno già applicando le indicazioni date. Possiamo →

Euroenergia in 5 punti

La politica energetica europea deve garantire la **SICUREZZA** dell'approvvigionamento, per le imprese e per le famiglie.



Tutti gli Stati membri stanno arrivando agli **OBIETTIVI** che erano stati posti con il 20-20-20 e alcuni li stanno anche superando.



Il progetto che in questo momento va per la maggiore è il **TAP**; il Nabucco, che era stato sposato con più interesse da parte dell'Unione Europea, è retrocesso.



Abbiamo un problema di **INFRASTRUTTURAZIONE** europea per quanto riguarda le reti energetiche fra i diversi Stati dell'Unione.



Il **FORUM EUROPEO** della Raffinazione ha l'obiettivo di monitorare la sicurezza dei prodotti petroliferi e di coinvolgere i protagonisti del settore per assumere posizioni condivise.



dire che tutti gli Stati membri stanno arrivando agli obiettivi che erano stati posti e alcuni li stanno anche superando. Oggi stiamo ragionando sul 2030 e sul 2050. Immaginando che il fabbisogno globale di energia nei prossimi anni continui ad aumentare, il primo obiettivo è quello di diversificare le nostre fonti e rotte di approvvigionamento. A questo proposito, guardiamo con grande interesse ai diversi progetti che sono attualmente sul tavolo. Ci sembra che il progetto che in questo momento stia andando per la maggiore sia sicuramente il TAP, che sta correndo. Il Nabucco, che era partito con più enfasi e che era stato sposato con più interesse da parte dell'Unione Europea, oggi è retrocesso di molto.

Abbiamo infine un problema di infrastrutturazione europea per quanto riguarda le reti energetiche. Ad oggi, gli Stati membri, anche di fronte a una richiesta forte del Parlamento e della Commissione, non hanno ritenuto di dare una risposta adeguata, dal punto di vista finanziario, alle indicazioni fornite dal Connecting Europe Facility (CEF), che prevede soprattutto l'interconnessione fra i diversi Stati dell'Unione. Secondo i nostri calcoli, servirebbero 200 miliardi di Euro per interconnettere i Paesi con le infrastrutture energetiche. L'Europa ne ha messi a disposizione cinque. Per cui il grande punto di domanda è: chi tira fuori il resto dei soldi? Certo, potrebbero metterli a disposizione le grandi compagnie private, però bisogna capire come rendere più appetibili per loro questo tipo di investimenti. Investimenti che altrimenti noi non riusciamo a fare, e che però sono fondamentali, anche in previsione del completamento del mercato interno dell'energia, che teoricamente nel 2014 dovrebbe vedere la luce.

E per quanto riguarda le fonti energetiche?

Per rispondere a questa domanda dobbiamo introdurre altri due grandi temi: il primo è quello dell'ambiente sul quale siamo molto attenti e che ci porta a privilegiare fonti che abbiano un impatto ambientale ridotto. Il secondo è il risparmio energetico e lo sviluppo delle rinnovabili. Nelle proiezioni contenute in tutti gli studi promossi finora dalla Commissione sul tema delle fonti energetiche, risulta in modo evidente che, anche se da qui al 2050 l'85 per cento delle nostre fonti non dovrà essere più di origine fossile, nella fase intermedia non si potrà prescindere da queste.

In questo periodo di transizione assumono molta importanza le nuove tecnologie ...

Certamente. Di recente è planato sul nostro mercato il tema del gas di scisto con i suoi pro e i suoi contro. Il dibattito è aperto e sta suscitando grande attenzione, anche perché, mentre in un primo momento sembrava che solo la Polonia o il Regno Unito e la Romania avessero questo gas ora sembra che sia presente un po' ovunque in Europa, tranne forse in Italia. Certo, sono state immediatamente evidenziate le possibili problematiche di tipo ambientale, però si è anche scatenata la ricerca per creare gli strumenti utili a ridurre l'impatto sull'ambiente. Quindi, secondo me, questo è un fronte sul quale probabilmente potremmo anche avere soddisfazione rispetto alla possibilità di aumentare un po' la soglia di autosufficienza all'interno dell'Unione.

Un po' come è avvenuto in America?

Esatto. E a questo proposito vale la pena ricordare che recentemente a Strasburgo abbiamo votato la prima risoluzione relativa all'accordo commerciale fra Unione Europea e Stati Uniti. Un accordo estremamente importante perché solo 3-4 anni fa, probabilmente, gli Stati Uniti non avrebbero immaginato un percorso di questo tipo, mentre adesso stanno tornando a guardare con interesse l'Europa. Oggi è partito con forza questo tavolo congiunto fra Stati Uniti ed Unione Europea, io lo chiamo USA-USE, che immagina la possibilità di creare proprio un mercato di libero scambio fra i nostri due paesi su tutta una serie di temi. Io lo considero importante anche dal punto di vista politico: quello che è accaduto in questi anni probabilmente ha fatto riflettere gli Stati Uniti sull'opportunità di "abbandonare" un rapporto forte e importante con un'area del mondo che, volente o nolente,



rappresenta ancora un mercato di 500 milioni di abitanti e possiede una forte economia. Credo che anche il tema dell'energia avrà il suo peso su questo tavolo. Per esempio, uno scambio dal punto di vista delle nuove tecnologie potrebbe essere un percorso percorribile.

Per quanto riguarda invece il nucleare?

Il nucleare tradizionale secondo me farà fatica a rimanere in Europa, a causa degli incidenti che si sono verificati. Diciamo che non vedo un grande futuro per questa fonte. Certo, c'è il grande tema della fusione, che sarebbe la soluzione per eccellenza per energia pulita e a basso costo. L'Europa assieme a moltissimi altri Paesi sta finanziando il progetto ITER. Questo è un sogno bellissimo che continuiamo a finanziare, però, parliamo di tempi medio-lunghi.

In Europa occidentale molte raffinerie stanno chiudendo e secondo un'analisi di A.T. Kearney, nel corso dei prossimi cinque anni un'attività su cinque rischia di essere espulsa dal mercato. È una tendenza inevitabile o è possibile invertire la rotta? E come?

Sicuramente l'industria della raffinazione in Europa sta vivendo un momento particolarmente critico: da un lato c'è la crisi globale che porta a un calo dei consumi; dall'altro i vincoli ambientali e la vischiosità della normativa europea, che ha continuato a crescere negli anni costringendo l'industria della raffinazione ad affrontare tutta una serie di problemi che in anni diversi non aveva affrontato. Oggi, la domanda che proviene dal mondo della raffinazione è da un lato di fornire certezze normative, sgravando anche da alcuni aspetti burocratici l'industria stessa, e dall'altro di favorire nuovi investimenti. A livello europeo c'è la consapevolezza che il settore energetico, più di molti altri, è in continuo cambiamento, ci sono continue scoperte, continue innovazioni, ma anche continue limitazioni, continui condizionamenti, e quindi più di altri necessita che le aziende, tutte, ma in particolare quelle della raffinazione, puntino ancora più di quanto non abbiano fatto in passato sulla ricerca, sul tema di uno sviluppo che dia risposte alle preoccupazioni di carattere ambientale che accompagnano questo mondo. Tenendo conto che lavorare in Europa è più difficile che lavorare magari in Asia o nel Medio

Oriente, non soltanto per sistemi fiscali diversi, non soltanto per i costi del lavoro, l'accesso al credito, la disponibilità immediata di materie prime, ma anche per i vincoli che vengono posti. La strada dei sussidi non può continuare, poiché questi servono solo nelle fasi di transizione durante le quali una società si riorienta, per capire le nuove esigenze e le nuove possibilità del mercato; se invece la società resta immobile, i sussidi servono solo a ritardare un po' l'inevitabile.

Nel 2009 in Europa avevamo 98 impianti di raffinazione, attualmente la capacità di raffinazione si è ridotta del 30 per cento, sono stati chiusi 7 impianti, altri 13 hanno cambiato di proprietà, abbiamo 3 raffinerie in vendita in questo momento, mentre uno degli operatori indipendenti più importanti, Petroplus, è fallito. Nelle previsioni più pessimistiche si parla addirittura dell'ipotesi della chiusura di altri 40 impianti. Questo è il motivo che ha spinto il Commissario Tajani e il Commissario Oettinger ad assumere due iniziative che sono in questo momento in corso. L'anno scorso hanno lanciato il Forum Europeo della Raffinazione: si sono riuniti a novembre, si sono riuniti ad aprile di quest'anno e nell'autunno prossimo ci sarà un nuovo incontro. L'obiettivo di questo tavolo permanente è proprio quello di monitorare la sicurezza dei prodotti petroliferi e di coinvolgere i protagonisti del settore, per potere assumere posizioni condivise e partecipate a livello europeo. La seconda iniziativa è quella che questo tavolo ha definito il "fitness check", cioè un controllo costante dello stato di salute, proprio del settore della raffinazione. Inoltre noi stiamo approvando proprio in queste settimane un grande programma europeo per la ricerca e l'innovazione che si chiama Horizon 20-20 che dovrebbe mettere a disposizione una settantina di miliardi di Euro per i prossimi anni e che può rappresentare uno stimolo per affrontare con forza il tema legato all'innovazione in questo settore. L'altra cosa che noi possiamo fare è lavorare sulla semplificazione normativa, evitando sovrapposizioni legislative e valutando sempre l'impatto delle diverse normative sulla competitività del settore, con l'obiettivo di garantire condizioni di concorrenza con i paesi extra UE. Raccontare questi obiettivi è semplice, realizzarli non lo è, ne sono pienamente consapevole. Diciamo che queste sono le soluzioni messe sul piatto dal tavolo di lavoro e su queste la Commissione sta lavorando.

Il settore energetico, più di molti altri, è in continuo cambiamento e quindi più di altri necessita che le società, tutte, ma in particolare quelle della raffinazione, puntino sulla ricerca, su uno sviluppo che dia risposte alle preoccupazioni di carattere ambientale che accompagnano questo mondo

Scenari futuri/Condizioni regionali diverse richiedono strategie diversificate

Raffinazione 2021

chi saranno
i protagonisti



Secondo il rapporto di A.T. Kearney, nei prossimi cinque anni chiuderà una raffineria su cinque. Il modello operativo e il livello di integrazione saranno determinanti per la sopravvivenza e la redditività degli impianti

N

A CURA DI
A.T. KEARNEY

el corso dei prossimi 10 anni gli operatori di una raffineria su tre nel Nord America e in Europa Occidentale dovranno riconsiderare i propri modelli operativi e le modalità con cui scelgono di integrarsi nella catena del valore. In caso contrario faticheranno a stare al passo con i mutamenti dei mercati

globali e a reggere il confronto con standard globali di raffinazione in costante miglioramento. Entro il 2021 le raffinerie dovranno dare inizio ad un processo di ristrutturazione e di riposizionamento strategico dei propri asset, oppure abbandonare il mercato.

Queste cupe prospettive sono alcuni dei risultati di un recente studio A. T. Kearney sul mercato della raffinazione globale. In Nord America e in Europa Occidentale ci si attende che il fenomeno della chiusura delle raffine-



corso una sostanziale ristrutturazione e nel quale avverranno ulteriori riorganizzazioni. Nei paesi sviluppati i margini nel settore della raffinazione sono diminuiti in maniera considerevole negli ultimi anni (vedi figura 1). I raffinatori non sono stati in grado di trarre vantaggio dai prezzi elevati che di recente hanno caratterizzato il mercato dei prodotti petroliferi raffinati, prezzi determinati principalmente dai regimi fiscali locali e dall'aumento dei costi delle materie prime che transitano sul mercato. Un'ulteriore pressione sul settore della raffinazione potrebbe rendere futuri investimenti o disinvestimenti ancora più difficili.

Sul fronte della domanda, il consumo di petrolio continua a crescere nei mercati in via di sviluppo e a diminuire (o a rimanere stabile) nei paesi sviluppati. Conseguentemente più della metà delle raffinerie in Asia, Medio Oriente ed Europa Orientale sono state costruite o sono state migliorate in maniera sostanziale nel cor-

di elevata qualità, ad esempio quelli a bassissimo contenuto di zolfo.

Sul fronte dell'offerta assistiamo a diverse risposte a questa tendenza in diversi paesi del mondo. La Cina e il Medio Oriente — e in particolare Saudi Aramco — stanno costruendo ulteriori raffinerie e stanno progettando una maggiore integrazione con le attività upstream (vedi figura 2). Il Brasile, dopo le recenti scoperte di importanti giacimenti pre-salt, sta puntando a diventare un esportatore di prodotti petroliferi raffinati ed è al vertice della crescita della capacità in Sud America.

Si prevede che gli Stati Uniti diventeranno un paese esportatore di prodotti, invertendo il loro ormai tradizionale ruolo di grande importatore. Da parte sua, l'Europa Occidentale sta registrando mutamenti per quanto riguarda la proprietà degli asset, con importanti società in procinto di ripensare i propri portafogli e di accelerare i disinvestimenti.

Tali mutamenti riflettono un cambiamento ben più profondo di un semplice trasferimento di asset. Si sta rimettendo in discussione l'idea comune dell'integrazione verticale come modello ideale e sostenibile per i raffinatori. Si stanno discutendo approcci maggiormente differenziati, nei quali vengono tenute in considerazione le specifiche

Si sta rimettendo in discussione l'idea comune dell'integrazione verticale come modello ideale e sostenibile e si stanno discutendo approcci più differenziati

degli asset insieme alla più ampia questione dell'integrazione nella rete. I raffinatori ed esportatori del Medio Oriente sono in contatto con società integrate nel settore downstream o con rivenditori specializzati in Asia al fine di garantirsi degli sbocchi sul mercato in vista dei futuri mutamenti della domanda e dell'offerta. Stiamo inoltre assistendo a tentativi di assicurarsi un maggiore valore tramite una più profonda integrazione con il settore petrolchimico, dei lubrificanti o di altri prodotti speciali, un fatto questo che sta portando la discussione ad un ulteriore livello.

degli asset insieme alla più ampia questione dell'integrazione nella rete. I raffinatori ed esportatori del Medio Oriente sono in contatto con società integrate nel settore downstream o con rivenditori specializzati in Asia al fine di garantirsi degli sbocchi sul mercato in vista dei futuri mutamenti della domanda e dell'offerta. Stiamo inoltre assistendo a tentativi di assicurarsi un maggiore valore tramite una più profonda integrazione con il settore petrolchimico, dei lubrificanti o di altri prodotti speciali, un fatto questo che sta portando la discussione ad un ulteriore livello.

I FATTORI LEGATI ALLA CREAZIONE DEL VALORE

Di fronte a tali rapidi cambiamenti a livello regionale e globale, i raffinatori devono riesaminare i fattori in grado di creare davvero valore nel proprio settore al fine di ottenere il maggior vantaggio possibile dal proprio portafoglio di asset. Il valore generato da un asset dipende da fattori collegati all'input, all'output e all'asset stesso (vedi figura 3).

Il valore collegato a fattori di input comprende la fungibilità del greggio, le operazioni di trading e hedging, le

rie continui anche in futuro, con una raffineria su cinque tagliata fuori dal mercato nel corso dei prossimi cinque anni. Contemporaneamente la crescita esplosiva della domanda in Asia e in Medio Oriente porterà a mutamenti sostanziali delle strutture relative alla capacità e alle partnership. La scelta del modello operativo più adatto e del livello di integrazione necessario lungo la catena del valore (per ogni asset e ogni regione) sarà determinante per il miglioramento dei margini e il mantenimento della red-

ditività in un contesto di mercato volatile. Per quanto riguarda gli asset che non sono finanziariamente sostenibili, indipendentemente dal loro modello, sarà necessario prendere una decisione tempestiva al fine di evitare perdite più avanti nel corso dei prossimi dieci anni.

MUTAMENTI DEL MERCATO REGIONALE E GLOBALE

Il settore della raffinazione globale è un mercato maturo nel quale è già in

Anche le tendenze relative alla domanda di prodotti petroliferi raffinati sta cambiando. La recessione ha portato alla diminuzione della domanda di benzina negli Stati Uniti e in Europa Occidentale. Si prevede perciò un'eccedenza di benzina in queste regioni, che metterà ulteriore pressione in particolare agli impianti con una produzione ingente di benzina. La tendenza generale della domanda è chiaramente orientata verso carburanti

importazioni di energia e i componenti per la miscelazione. Il valore di output è collegato alla scelta di un prodotto o al settore di un mercato, ad esempio, quello dei lubrificanti, del petrolchimico, dei prodotti speciali (per aviazione e marina), o dei carburanti e dell'energia (per uso domestico o industriale). Il valore collegato all'asset dipende da fattori quali le dimensioni e la tecnologia, il regime fiscale e normativo, la gestione della catena di distribuzione e la flessibilità dell'offerta.

Il valore derivante da ogni barile di petrolio consumato varia di giorno in giorno e nel lungo periodo, come varia del resto il rischio collegato a tale valore. I fattori di rischio sono collegati alle fluttuazioni della domanda e dell'offerta e alle operazioni di arbitraggio, all'esposizione in termini di prezzo e di tempo, alla volatilità e alla disponibilità, all'incertezza e alle instabilità politiche e normative, e alla mutua dipendenza di tutti questi elementi lungo la catena del valore.

In un contesto tanto complesso e mutevole, i raffinatori devono aver fiducia nel fatto di partecipare al mercato nella maniera più produttiva possibile, accertandosi che la propria attività di raffinazione possieda sia la flessibilità giusta sia la capacità di cogliere diverse opportunità di mercato.

I MODELLI OPERATIVI

Attualmente vanno per la maggiore quattro principali modelli operativi nel settore, e nessuno di questi predomina sugli altri. Il quadro è in costante evoluzione, dato che le società adottano i modelli che ritengono più adatti al periodo.

Tali modelli operativi possono essere sinteticamente definiti secondo quanto segue:

- **Integrazione upstream.** Una singola fonte di greggio rappresenta più del 50 per cento della fornitura upstream integrata del raffinatore; la fonte di greggio può essere sia un diritto di concessione petrolifera sia un accordo contrattuale a lungo termine.

- **Raffinatore indipendente** In mancanza di integrazione upstream e downstream, il raffinatore indipendente ha la flessibilità necessaria per reagire rapidamente alle opportunità di fornitura di greggio e di fornitura downstream, nonché di regolare le proprie attività o di integrarsi in un più ampio hub logistico.

- **Integrazione downstream.** I canali di marketing dedicati rappresentano più del 50 per cento della produzione downstream integrata del raffinatore. Tali attività commerciali vengono garantite mediante quote azionarie o accordi contrattuali a lungo termine.

- **Integrazione verticale.** Soddisfa-



IN MEDIO ORIENTE
Sebbene l'integrazione upstream continui ad essere dominante, la gran parte dei nuovi investimenti va nella direzione del downstream e la maggioranza dei prodotti raffinati viene esportata.

cendo contemporaneamente le necessità di un raffinatore integrato downstream e di uno upstream, il raffinatore integrato verticalmente è in grado di ottenere valore sfruttando tutti i vantaggi lungo la catena del valore.

In ognuna delle regioni del mondo prevalgono diversi modelli operativi (vedi figura 4).

Nord America. La diminuzione della domanda sta riducendo il deficit di benzina, il quale a sua volta riduce le opportunità per i raffinatori che sono grandi esportatori verso gli Stati Uniti e per gli operatori finanziari che cercano di trarre profitto dalle opportunità offerte dall'arbitraggio. La diminuzione della domanda influenza in maniera significativa anche i raffinatori interni agli Stati Uniti.

Sulla costa occidentale degli Stati Uniti, in cui il mercato è limitato dall'oceano Pacifico e dalle Montagne Rocciose, si pone particolare attenzione alla scelta della posizione più adatta. Il greggio leggero proveniente dall'Alaska non richiede una configurazione significativa degli impianti, nonostante alcune quantità di greggio pesante siano fornite a livello locale. In California molti standard

relativi al carburante stanno migliorando.

Per quanto riguarda le raffinerie della Costa del Golfo, la capacità di conversione rappresenta un prerequisito essenziale per la flessibilità della gamma dei greggi, al fine di sfruttare in maniera opportunistica il differenziale fra il prezzo del greggio leggero e del greggio pesante, rendendo così la configurazione il fattore

strategie a senso unico che riflettono la tipologia dei loro asset in quella determinata regione.

La costa orientale del Nord America predilige l'integrazione downstream, in cui c'è una vicinanza tra il greggio e il mercato della grande distribuzione, mentre nel Midwest l'integrazione upstream è il modello operativo di riferimento per le società che sono in possesso dei diritti

per lo sfruttamento del greggio derivante da sabbie bituminose e che possono ottenere più valore raffinandolo o migliorandolo, piuttosto che immettendolo direttamente sul mercato.

Le raffinerie negli Stati Uniti e lungo la costa orientale del Canada sono vulnerabili alla diminuzione della

domanda di benzina, al differenziale ampiamente sfavorevole fra WTI e Brent, nonché alla competizione rappresentata dalla sovraccapacità in Europa. Queste tendenze sono all'origine delle recenti chiusure di due delle maggiori raffinerie statu-

Di fronte ai rapidi cambiamenti a livello regionale e globale, i raffinatori devono riesaminare i fattori in grado di creare davvero valore nel proprio settore

chiave della produzione di valore. Un'ampia infrastruttura per la distribuzione dei prodotti consente sia l'utilizzo di modelli operativi commerciali che di modelli operativi esclusivamente downstream; oggi la maggior parte delle società adotta

nitensi, l'impianto ConocoPhillips di Trainer in Pennsylvania e la raffineria Sunoco di Marcus Hook nel New Jersey, nonché della proposta di vendita o di chiusura, risalente al luglio 2012, della raffineria Sunoco di Philadelphia.

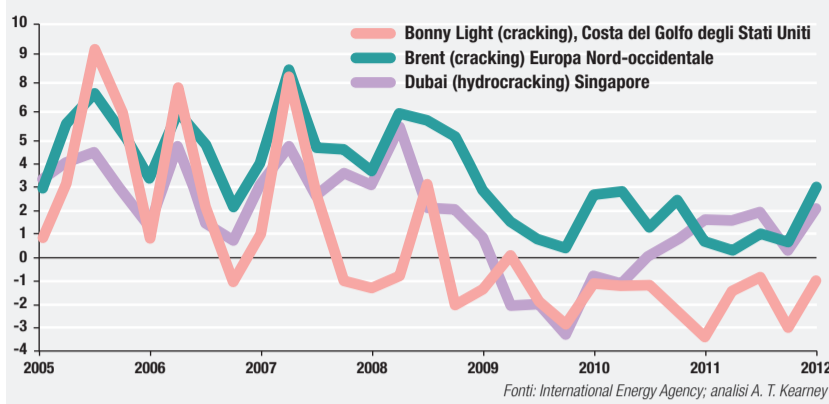
Il Canada Centrale e il centro degli Stati Uniti si sono dimostrati collocazioni vantaggiose per la raffinazione, grazie alla combinazione fra l'ottimo accesso tramite oleodotto al greggio del Canada Occidentale e la limitata competizione tra prodotti derivante dalla loro posizione relativamente "chiusa". Stimolate dalla crescente esplorazione delle sabbie bituminose in Canada, alcune raffinerie canadesi e statunitensi stanno pensando di ampliare le loro capacità di lavorazione con il greggio più pesante, come nel caso del recente e importante investimento effettuato da BP nella propria raffineria Whiting nell'Indiana.

Sud America. Il mercato sudamericano è dominato da società petrolifere, per lo più statali, integrate verticalmente, come Petrobras, PDVSA ed Ecopetrol. Esistono soltanto poche joint venture fra società petrolifere internazionali (Repsol, Exxon, Shell) e i protagonisti delle attività di raffinazione a livello locale; tali collaborazioni vengono realizzate soprattutto in vista di uno specifico investimento nella lavorazione del greggio pesante.

Medio Oriente. Sebbene l'integrazione upstream continui ad essere dominante in Medio Oriente, la gran parte dei nuovi investimenti va nella direzione del downstream e la maggioranza dei prodotti raffinati viene esportata. La tendenza di fondo è sempre verso l'integrazione fra i grandi impianti di raffinazione e il petrolchimico, mentre la creazione di joint venture per l'esportazione a livello locale e per gli asset con un mercato di riferimento sta progressivamente diventando parte delle strategie societarie. Sta inoltre emergendo un'altra tendenza in conseguenza dei colloqui in corso fra i raffinatori del Medio Oriente (ad esempio Qatar Petroleum e Saudi Aramco) e le società di integrazione downstream in Cina (ad esempio Sinopec) al fine di garantire la fornitura per la regione Asia Pacifico e assicurare nuovi mercati al Medio Oriente (si tratta di proverbiali situazioni win-win).

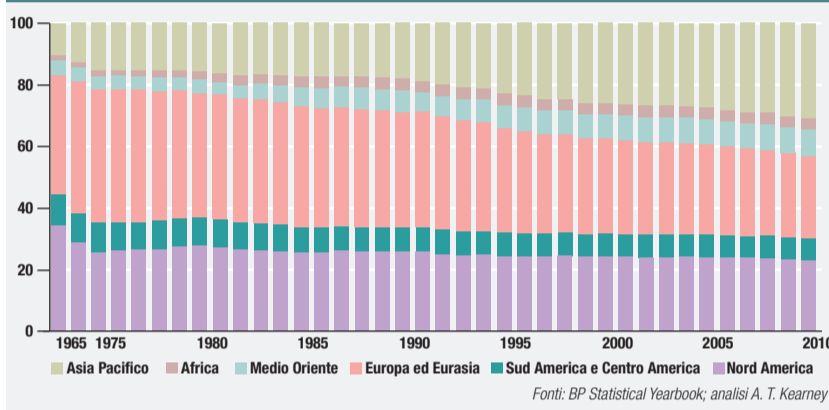
Europa Occidentale. In Europa Occidentale l'integrazione downstream rappresenta il modello prevalente. La dimensione, la complessità e la posizione sono elementi essenziali per assicurarsi vantaggi competitivi e flessibilità delle forniture. Dato che la regione possiede sia liquidità in prodotti petroliferi sia buone infrastrutture, ma è rallentata da scarsi margini di raffinazione e da

1 - DIMINUIZIONE DEI MARGINI (\$ per barile)



Nei paesi sviluppati i margini nel settore della raffinazione sono diminuiti in maniera considerevole negli ultimi anni.

2 - CAPACITÀ DI RAFFINAZIONE (% PER REGIONE)



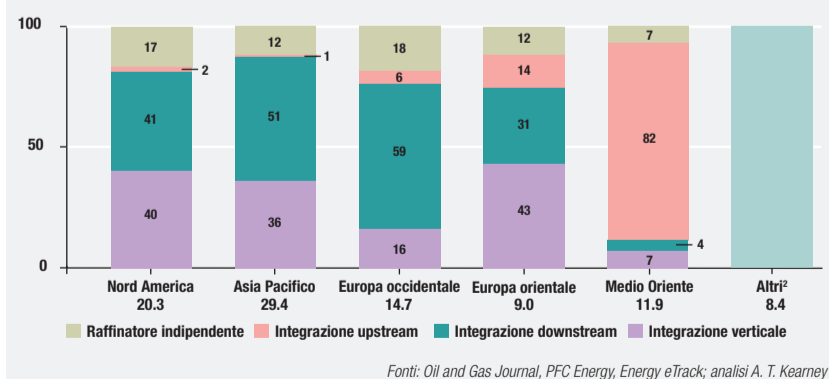
Il Medio Oriente e l'Asia Pacifico (in particolare la Cina) stanno costruendo nuovi impianti, ampliando la loro capacità di raffinazione.

3 - FATTORI CHE GENERANO VALORE

INPUT	Fungibilità del greggio	Operazioni di trading ed hedging	Importazioni energetiche	Componenti per la miscelazione
	<ul style="list-style-type: none"> Bilanciamenti regionali o locali Oleodotto o importazioni via mare Ottimizzazione asset multipli 	<ul style="list-style-type: none"> Fonti di alimentazione Prodotti Valuta 	<ul style="list-style-type: none"> Elettricità Vapore 	<ul style="list-style-type: none"> Benzina Biocarburante Gas to liquids
COLLEGATO AGLI ASSET	Dimensioni e tecnologia	Regime fiscale e normativo	Gestione della catena della fornitura	Flessibilità dell'offerta
	<ul style="list-style-type: none"> Dimensioni globali o inferiori Distillazione e conversione Tecnologia 	<ul style="list-style-type: none"> Imposte Normative Contesto 	<ul style="list-style-type: none"> Posizione Infrastrutture logistiche Ottimizzazione del capitale circolante 	<ul style="list-style-type: none"> Tecnologia dedicata Capacità di modificare il paniere Flessibilità operativa
OUTPUT	Carburanti ed energia	Prodotti speciali	Petrolchimici	Lubrificanti
	<ul style="list-style-type: none"> Solo grossista in contrasto con la vendita al dettaglio Esportazioni in contrasto con vendite locali 	<ul style="list-style-type: none"> Mercati specialistici (marina, aviazione, asfalto) con asset dedicati Qualità del marchio 	<ul style="list-style-type: none"> Catena del valore Joint venture o proprietà esclusiva Esportazioni in contrasto con vendite locali 	<ul style="list-style-type: none"> Impianto di petrolio base Impianto di miscelazione e di immagazzinamento

La tabella mette in relazione il valore generato da un asset con fattori collegati all'input, all'output e all'asset stesso.

4 - CAPACITÀ DI RAFFINAZIONE NEL 2011 (%)¹



Il grafico mostra i diversi modelli operativi prevalenti in ognuna delle regioni del mondo.

¹ 72 per cento della capacità globale di raffinazione, per un totale di 672 raffinerie

un'insufficiente base di materie prime, vengono privilegiate le strategie asset-light (o il trading puro con il supporto di un marchio forte).

In Europa Occidentale molti asset minori e poco moderni sono stati chiusi o convertiti in terminali, ad esempio Reichstett da Petroplus in Francia, Dunkirk da Total in Francia, Cremona da Tamoil in Italia e Harburg da Shell in Germania. Altri sono stati messi in vendita, compresi Humberside da Conoco nel Regno Unito e la quota di Chevron nella raffineria Nerefco nei Paesi Bassi.

Altre raffinerie minori dedicate soprattutto alla produzione di benzina sono a rischio. In questa regione, il modello del raffinatore indipendente sta venendo messo in discussione in conseguenza dell'aumento della volatilità dei prezzi sia per quanto riguarda l'input che l'output delle raffinerie, come evidenziato, ad esempio, dall'insolvenza di Petroplus del gennaio 2012.

Europa Orientale e Russia. L'Europa Orientale e la Russia continuano a considerare prioritaria l'integrazione verticale. Il governo russo continua a intervenire per supportare le esportazioni di petrolio per carburanti, mentre la raffinazione viene supportata con dei sussidi al fine di stimolare gli investimenti nell'ammodernamento degli asset.

Contemporaneamente le raffinerie dell'Europa Orientale si concentrano sul soddisfacimento delle richieste provenienti dal mercato locale e i governi nazionali rafforzano le posizioni di mercato esistenti. Questo tipo di strategia può significare che il settore ha imboccato un vicolo cieco.

Asia Pacifico. L'Asia Pacifico mostra alcune caratteristiche comuni all'intera regione e alcune differenze, soprattutto per quanto riguarda le carenze energetiche. I prezzi vengono generalmente controllati dai governi, le catene di distribuzione sono di proprietà delle società petrolifere nazionali e l'integrazione downstream rappresenta il modello prevalente. I raffinatori indipendenti sono esposti ai sussidi e devono essere in grado di adattarsi alle condizioni locali per quanto riguarda le opportunità relative alla fornitura rispetto a quelle relative alle esportazioni.

Nella regione dell'Asia Pacifico le strutture proprietarie di raffinazione sono cambiate in maniera significativa: coloro che erano marginali o quasi inesistenti 15 anni fa hanno di recente creato una notevole quantità di capacità (ad esempio, 75 milioni di tonnellate annue in India provengono da Reliance ed Essar). In questa regione caratterizzata da una rapida crescita economica, le società petrolifere internazionali stanno cercando di investire tramite partnership in maniera sempre crescente.



RIO DE JANEIRO

Petrobras punta a soddisfare completamente la crescente domanda interna di carburante e a diventare un esportatore.

La società sta investendo più di 70 miliardi di dollari per aumentare la propria capacità di raffinazione del 50 per cento e rimodernare i suoi impianti al fine di rispettare gli standard occidentali sui carburanti.

STRATEGIE DIFFERENTI PER REGIONI DIFFERENTI

All'interno di un panorama tanto diversificato, è chiaro che non può esistere un approccio "universale". L'obiettivo da raggiungere è l'adattamento alle condizioni locali o regionali sfruttando nello stesso tempo sinergie a livello globale. E i dati dimostrano che le società stanno cominciando a capire che è tempo di cambiare.

In Nord America, ad esempio, l'idea comune del modello operativo integrato ha subito un duro colpo con i disinvestimenti pianificati da BP, Sunoco e altri, nonché con la recente separazione di ConocoPhillips e Marathon in due società distinte di downstream e di upstream. Le forze del settore che stanno operando una tale inversione di rotta vengono analizzate in un recente articolo di A. T. Kearney, "La sfida al modello integrato per il petrolio e il gas". La separazione delle proprie attività di raffinazione operata da Marathon Oil ha fatto crescere il prezzo delle azioni della società del 20 per cento in più rispetto a quello delle società petrolifere integrate, e la società upstream è stata quotata con un valore tre volte maggiore rispetto a quello della società downstream.

Di contro le maggiori società del mercato sudamericano stanno ampliando la propria capacità di raffinazione al fine di ottenere più valore dalla produzione di petrolio locale. Sono chiusi nel classico modello dell'integrazione verticale. Petrobras sta progettando di soddisfare completamente la crescente domanda interna di carburante e, obiettivo ancora più ambizioso, di diventare un esportatore. La società sta investendo più di 70 miliardi di dollari USA, sta aumentando la propria capacità di raffinazione del 50 per cento e sta rimodernando gli asset esistenti al fine di rispettare gli standard occidentali sui carburanti.

Dal 2005 il Medio Oriente ha assistito all'apertura di un numero di raffinerie superiore a quello di qualunque al-



tra regione. Sono state realizzate numerose joint venture per integrare gli impianti di raffinazione, petrolchimici e chimici. Le società locali hanno dato il via a partnership con società internazionali al fine di ottenere competenze tecniche, acquisti garantiti e al fine di ridurre l'esposizione ai rischi di tipo geopolitico.

Le caratteristiche più importanti di questa regione comprendono l'accesso al capitale, la dipendenza nell'accesso alla tecnologia e una complessità crescente. L'Arabia Saudita, ad esempio, ha cominciato a consumare greggio pesante nelle proprie raffinerie. Ciò porta ad un'integrazione tra impianti petrolchimici e di raffinazione ben più complessa rispetto al passato, come dimostrato dal progetto Petro Rabigh e dai progetti di co-location di Satorp e Sadara. Come il Nord America, anche l'Europa Occidentale sta assistendo ad una forte crisi del modello d'integrazione tradizionale, con i disinvestimenti annunciati da Exxon, Shell e BP. I leader della regione come l'austriaca OMV hanno inoltre annunciato strategie asset-light e stanno prendendo in considerazione importanti disinvestimenti nel settore della raffinazione. I raffinatori indipendenti stanno sfruttando al massimo i loro asset

per ottenere quanto più possibile. Per i raffinatori locali, i distributori specializzati e gli ipermercati stanno diventando sempre più importanti. I raffinatori dell'Europa Orientale e della Russia stanno investendo in tecnologie e dimensioni al fine di superare le limitazioni rappresentate dall'obsolescenza delle proprie strutture e di portare all'eccellenza i propri asset. Tuttavia i problemi infrastrutturali e di output che interessano le tecnologie di raffinazione, non sostenute da investimenti sufficienti e non ancora al passo con i tempi, stanno ostacolando l'integrazione con il mercato locale e stanno piuttosto favorendo l'esportazione di carburanti. Società come Rosneft e Lukoil stanno mirando ad asset dell'Europa Occidentale per ampliare i propri portafogli.

L'Asia Pacifico è la regione con la maggiore attività in termini di numero di raffinerie aperte e chiuse, proprio mentre le piccole, inquinanti e meno efficienti raffinerie lasciano spazio a strutture all'avanguardia e di grandi dimensioni. In tale mercato, di grande interesse, i protagonisti del settore petrolifero internazionale stanno impegnandosi sempre di più in joint venture finalizzate alla costruzione di impianti petrolchimici, attratti dalla

crescita economica relativamente elevata di molte regioni.

UNA SOLA CERTEZZA: C'È BISOGNO DI ECCELLENZA

Ci attendiamo ulteriori e importanti interventi di miglioramento nel settore della raffinazione globale, tentativi che produrranno disinvestimenti e la chiusura di impianti arretrati in Nord America e in Europa Occidentale. La situazione di instabilità della domanda e dell'offerta globale spingerà le raffinerie del Medio Oriente ad intensificare le proprie partnership con le società della regione Asia Pacifico.

Nel frattempo un numero maggiore di raffinerie nella regione Asia Pacifico (in particolare in Cina e in India) verranno inglobate in impianti petrolchimici, sotto forma di integrazione inversa combinata build o buy. Le variazioni nella disponibilità del greggio, nonché i ribassi, influenzeranno la capacità di raffinazione e la redditività di alcune società della regione.

Come detto in precedenza, le società possono rispondere a tali variazioni scegliendo tra diversi modelli operativi e diversi metodi di integrazione nella catena del valore. Ognuno di questi modelli ha i suoi punti di forza e le sue debolezze: ad esempio, il modello del raffinatore indipendente puro può variare da una condizione di vulnerabilità ad un'elevata volatilità nel prezzo assoluto del petrolio.

Per i nuovi investitori sarà importante l'integrazione con una società upstream che ha una posizione competitiva o con un'azienda downstream solida. La piena integrazione della raffinazione con il petrolchimico può aggiungere valore ma porta con sé una propria complessità e propri fattori economici.

L'unica certezza in questo contesto mutevole è che l'eccellenza nei processi di raffinazione è fondamentale a livello di input, di output e di tutto ciò che è collegato agli asset. Il mercato non regala nulla, ed oggi più che mai la gestione dell'esposizione al rischio è diventata essenziale.

A.T. Kearney è una società globale di consulenza, focalizzata su tematiche strategiche e operative prioritarie per gli amministratori delegati delle maggiori aziende mondiali in tutti i principali settori e aree funzionali.

GLI AUTORI. Tobias Lewe, Joerg Doerler, Vikas Kaushal, Tomislav Corak, Jose Alberich, George Smith, Neal Walters, Dario Gaspar, Richard Forrest.



OPEC/Prospettive globali a medio e lungo termine per il downstream

Rischi e opportunità in un mondo che cambia

I continui mutamenti a livello strutturale, i tassi ridotti di utilizzo degli impianti, i margini scarsi, il surplus di capacità e l'aumento della competizione pongono alle raffinerie molteplici sfide

Nel corso degli ultimi anni il settore della raffinazione è stato sottoposto a sostanziali interventi di ristrutturazione a livello globale, che hanno mutato il panorama del downstream. Ed è evidente che i prossimi anni saranno contrassegnati da momenti impegnativi e turbolenti. Le raffinerie avranno molto su cui meditare, mentre il settore sarà sottoposto a ulteriori interventi di ristrutturazione.

Ovviamente molte sono le interpretazioni in merito a come potrebbe es-

sere il settore tra una decina o una ventina di anni, ma quel che è certo è che sarà molto diverso da come si presenta oggi.

Con la previsione di continui cambiamenti a livello strutturale, sia in termini di mix di prodotti che di equilibri regionali, con tassi ridotti di utilizzo degli impianti, margini scarsi, surplus di capacità e maggiore competizione per le quote di mercato, le raffinerie hanno una pletora di questioni da affrontare e sfide da superare. Le prospettive per il downstream sono riportate in maniera esaustiva nel World Oil Outlook (WOO) 2012 dell'OPEC e questo articolo si focalizzerà su alcuni degli sviluppi chiave e sui potenziali cambiamenti a cui

il settore potrebbe dover far fronte negli anni a venire.

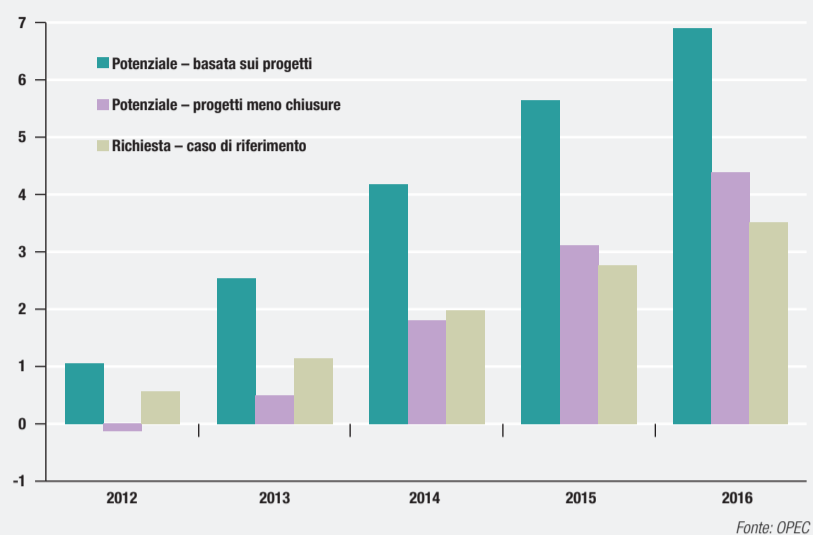
CAPACITÀ ADDIZIONALE E CHIUSURE

Nel medio termine, ossia nei prossimi cinque anni, gli sviluppi della raffinazione saranno guidati principalmente dalla quantità e dalla tipologia di aumenti di capacità e dalla misura con cui tali aumenti saranno compensati da eventuali chiusure. Una valutazione dei progetti di raffinazione in essere mostra che circa 7,2 milioni di barili al giorno (mbg) di nuova capacità di distillazione del greggio si aggiungeranno al sistema globale della raffinazione nel perio- ➔



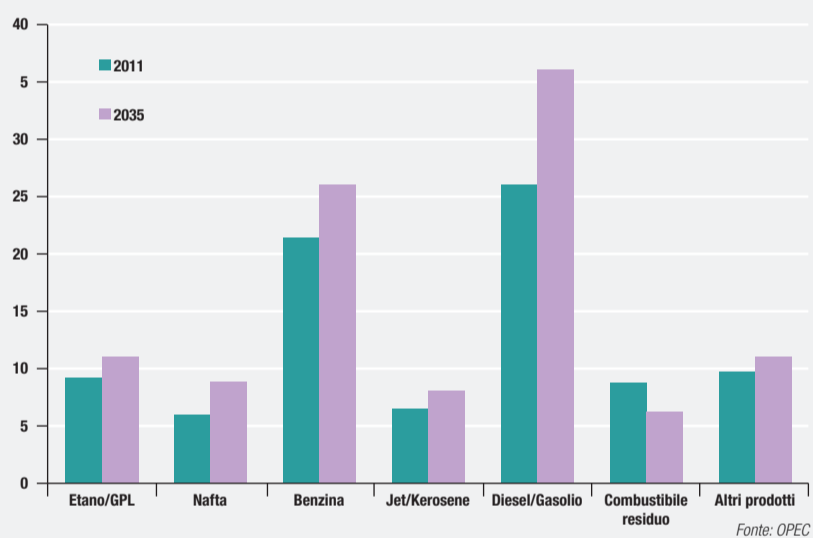
L'AUTORE. Abdalla Salem El-Badri è stato nominato Segretario generale dell'OPEC il 1° gennaio 2007. Ha iniziato la sua carriera nel settore petrolifero con Esso Standard (ora ExxonMobil) nel 1965. Nel 1983 è diventato Presidente della National Oil Company della Libia, prima di assumere la carica di ministro del Petrolio nel 1990. La sua carriera ministeriale è proseguita con la nomina a Ministro dell'Energia, del Petrolio e dell'Elettricità e a vice primo ministro. Nell'ultima metà del 1994, è stato sia Segretario generale che Presidente dell'OPEC, assolvendo nuovamente a questo incarico nel 1996 e nel 1997.

1 - DOMANDA E CAPACITÀ POTENZIALE (mb/g)



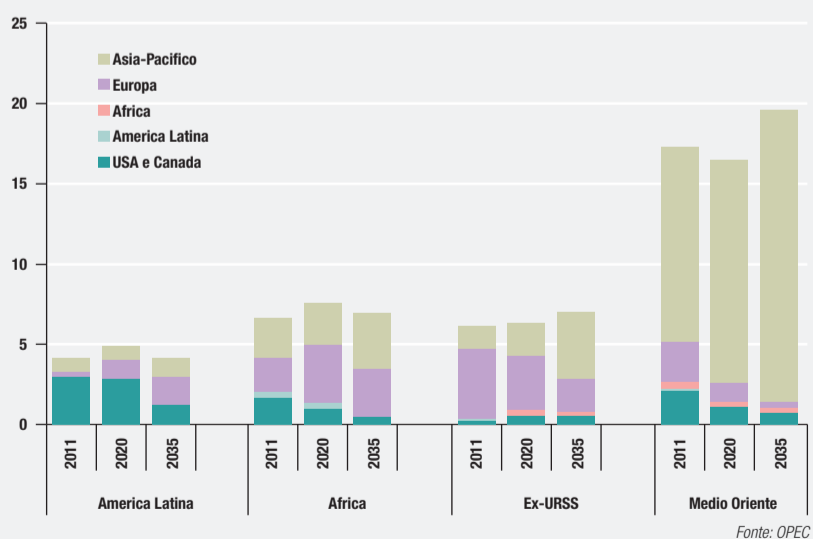
Il grafico mostra l'incremento della produttività delle raffinerie - derivante dall'aumento della domanda - confrontato con il "potenziale" di incremento della produttività sulla base della capacità di raffinazione aggiuntiva che si prevede diverrà operativa entro il periodo 2012-2016.

2 - DOMANDA GLOBALE DI PRODOTTI (Mb/g)



Dei 20 milioni di barili al giorno di domanda aggiuntiva entro il 2035, circa il 60 per cento è destinato al gasolio e il 38 per cento alla benzina e alla nafta.

3 - I MERCATI DI RIFERIMENTO (Mb/g)



Il grafico mostra le esportazioni di greggio per destinazione nel 2011, 2020 e 2035. Il Medio Oriente diverrà un paese chiave per l'export con quasi 20 milioni di barili al giorno.

do fino al 2016. Si prevede che il 40 per cento di questa capacità aggiuntiva si concretizzerà in Asia, principalmente in Cina e India. Medio Oriente, America Latina e Russia si posizionano anch'essi molto bene in termini di capacità aggiuntiva. Una parte di questa nuova capacità di raffinazione sarà compensata dalla chiusura di alcune raffinerie. Le recenti chiusure hanno inciso per 4 milioni di barili al giorno a livello globale e, se si tiene conto di alcuni recenti annunci, si va verso quota 5 milioni di barili al giorno entro il 2014 e potenzialmente ancora più in alto dal momento che almeno 15 raffinerie sono in vendita. L'Europa ha registrato il maggior numero di chiusure, con una quota di circa 1,7 milioni di barili al giorno "persi". Anche le raffinerie del Nord America e del Giappone sono state duramente colpite. In aggiunta, non si tratta più solamente di impianti semplici e di piccole dimensioni, ma oggi sono molte le raffinerie più complesse che hanno chiuso o sono in fase di chiusura. Nel controbilanciare i nuovi progetti previsti con le chiusure, e nel confrontarli con la produzione richiesta nel caso di riferimento del WOO 2012, è evidente che la crescita della capacità di raffinazione sarà molto superiore a quella della domanda, come si evince dalla figura 1.

Ciò è particolarmente evidente se si guarda alla capacità di distillazione di riserva. Gli sviluppi post recessione hanno portato la capacità di riserva del sistema globale di raffinazione sopra i 6 milioni di barili al giorno nel 2009. L'anno successivo la situazione si è in qualche modo invertita, con la domanda che è aumentata. Nel 2011 e nel 2012, la chiusura delle raffinerie principalmente nelle regioni dell'OCSE ha ridotto la capacità di riserva al di sotto dei 4 milioni di barili al giorno. Tuttavia, i nuovi progetti la ricondurranò sopra i 5 milioni di barili verso la fine di un orizzonte

In effetti, la chiusura di raffinerie per una quota di produzione di circa 4 milioni di barili al giorno registrata fino ad ora ha semplicemente eliminato la capacità di surplus primaria, che spesso non veniva utilizzata e ha quindi avuto un impatto ridotto sui margini. Le stime attuali suggeriscono che sia necessaria la chiusura aggiuntiva di raffinerie per una quota di produzione dai 3 ai 6 milioni di barili al giorno per ripristinare la convenienza a lungo termine della raffinazione.

SURPLUS DI BENZINA VS DEFICIT DI DISTILLATI

Tuttavia, è opportuno sottolineare che un surplus della capacità di distillazione presente nel settore non significa necessariamente che vi sia un surplus per tutti i prodotti. In effetti, il settore si trova a dover far fronte alla sfida di un deficit in termini di distillati e di un surplus in termini di benzina. Pertanto, le proporzioni di distillati rispetto alla benzina e alla nafta nella produzione di una raffineria saranno fattori chiave che incideranno sui margini e sui profitti. A tal proposito, le tecnologie di trattamento delle raffinerie, alcune delle quali si avvicinano alla fase commerciale, potrebbero modificarne in misura sostanziale i rendimenti.

In linea generale, ciò significa che nei prossimi anni il settore vivrà con ogni probabilità un periodo prolungato di utilizzo ridotto della raffineria, margini scarsi e maggiore competizione, poiché gli evidenti surplus di raffinazione nelle regioni dell'OCSE non scoraggiano i progetti delle regioni non OCSE. Oltre a ciò, un esame dei progetti esistenti indica che gli aumenti di capacità in termini di conversione e desolforazione crescono a un ritmo più veloce della distillazione del greggio. Pertanto, è potenzialmente fuorviante considerare i margini di raffinazione come una

pura funzione dell'utilizzo della capacità di distillazione. Nel complesso, sono necessari tassi di utilizzo più elevati, probabilmente superiori all'85 per cento, per migliorare i margini fino a livelli salutari e sostenibili.

Se si guarda al lungo termine, è importante evidenziare la quota (e il volume) crescente

È necessaria la chiusura di impianti per una quota di produzione dai 3 ai 6 milioni di barili al giorno per ripristinare la convenienza a lungo termine della raffinazione

temporale di medio termine, a meno che non vengano chiuse altre raffinerie. E, senza ulteriori chiusure, il livello della capacità di riserva si muoverà verso i 10 milioni di barili al giorno entro il 2016. Ciò significa che vi è spazio per una maggiore razionalizzazione della capacità.

dell'offerta di petrolio non greggio che soddisferà circa il 60 per cento dell'aumento della domanda di prodotto nel 2035. E questo perché gran parte di queste forniture bypassa il sistema di raffinazione, riducendo quindi la portata delle espansioni future necessarie.

Dove
crescerà
la domanda
di diesel
e nafta
nel mondo



TRASPORTI SU RUOTA



COMPARTO DELLA MARINA



SETTORE AERONAUTICO



INDUSTRIA PETROLCHIMICA

Per quanto concerne la domanda, l'importanza del settore dei trasporti si riflette nel fatto che, dei 20 milioni di barili al giorno di domanda aggiuntiva entro il 2035, circa il 60 per cento è destinato al gasolio e un altro 38 per cento è destinato alla benzina e alla nafta (figura 2). Oltre alla crescita dei trasporti su ruota, la domanda di diesel è sostenuta anche dal gasolio bunker per la marina e dal cherosene per jet per via dell'espansione del settore aeronautico, mentre la crescente industria petrolchimica fornisce slancio alla domanda di nafta. Per i prodotti restanti, una flessione del carburante residuo è ampiamente compensata da un aumento dell'etano, del GPL e del gruppo di "altri prodotti".

Il WOO 2012 dell'OPEC stima che, per soddisfare questa domanda futura di prodotti raffinati, gli aumenti totali cumulativi raggiungeranno quota 15 milioni di barili al giorno entro il 2035. Tuttavia, quasi la metà di questi aumenti avverrà entro il 2016. Il settore è quindi predisposto per un'impennata nei prossimi cinque anni, dopo di che ci sarà un tasso di crescita di gran lunga più lento fino al 2035.

È altresì fondamentale non dimenticare la crescente importanza delle unità di trattamento secondario, che giocano un ruolo vitale nella produzione di prodotti finiti avanzati. Oggi, essenzialmente tutti i nuovi progetti delle principali raffinerie comprendono impianti complessi con livelli elevati di upgrade, desolforazione e altre unità di trattamento. Questo trend è destinato a proseguire, poiché le proiezioni del WOO 2012 enfatizzano un bisogno sostenuto di capacità di conversione incrementale. In particolare, l'idro-

cracking rappresenterà quasi il 70 per cento della capacità di conversione totale richiesta. Per contro, saranno necessarie molte meno unità aggiuntive di coking e FCC, poiché in queste aree si registra già una sovracapacità.

Inoltre, l'enfasi per standard sempre più rigorosi in tema di zolfo nei carburanti condurrà ad attività di desolforazione che rappresenteranno il maggior volume degli aumenti di capacità nel periodo fino al 2035. Questi aumenti saranno una volta e mezzo superiori a quelli della distillazione oppure, in termini di volume, si prevede che ci saranno 22 milioni di barili al giorno provenienti da queste unità.

I CAMBIAMENTI NELLA COMMERCIALIZZAZIONE

Naturalmente, è altresì vitale comprendere i cambiamenti che con ogni

Solo con tassi di utilizzo delle raffinerie più elevati, probabilmente superiori all'85 per cento, i margini di raffinazione miglioreranno fino a livelli salutarmente e sostenibili

probabilità si verificheranno nella commercializzazione del petrolio greggio tra le principali regioni (figura 3). In linea generale, si prevede una condizione di stabilità nel medio termine e di crescita nel lungo termine. Il Medio Oriente diverrà la regione chiave per le esportazioni di greggio

nel lungo termine, con quasi 20 milioni di barili al giorno di esportazioni di greggio entro il 2035, rispetto ai 17 milioni di barili al giorno del 2011. Si assisterà tuttavia a uno spostamento verso est del modello di commercializzazione del greggio nel lungo termine. A causa di una flessione della domanda, unitamente alla crescente offerta negli Stati Uniti d'America e in Canada, le importazioni nette di petrolio greggio di questa regione sono destinate a scendere, stando al caso di riferimento del WOO 2012, al di sotto di 2 milioni di barili al giorno entro il 2035, dagli oltre 7 milioni di barili al giorno del 2011. Ciò conduce a uno spostamento della commercializzazione globale di greggio che, in larga misura, sarà determinato dalla tipologia di barili aggiuntivi che si prevede saranno prodotti in Nord America.

In primo luogo, si assisterà a una maggiore produzione di greggio sotto forma di varietà di petrolio greggio leggero, integrate da un aumento dell'offerta di etanolo, che gradatamente sostituirà una parte delle attuali importazioni dall'Africa e dal Mare del Nord. E anche la crescita dell'offerta di petrolio greggio pesante in Canada ridurrà le importazioni statunitensi dall'America Latina dopo il 2020. Si prevede che questi barili sostituiti dall'Africa e dall'America Latina modificheranno progressivamente la direzione della commercializzazione verso est, attratta dalla crescente domanda asiatica.

Ed è evidente che le raffinerie do-

vanno inoltre monitorare attentamente la quota di petrolio greggio che è necessario raffinare per barile di prodotto incrementale. Si tratta di un valore in attuale flessione e gli sviluppi del gas di scisto potrebbero modificare questo quadro ancora maggiormente, non solo per quanto concerne l'offerta, aggiungendo più gas naturali liquefatti o consentendo una maggiore trasformazione da gas naturali a carburanti liquidi di quanto non fosse anticipato nel caso di riferimento del WOO 2012, ma anche per quanto concerne la domanda, poiché maggiori quantitativi di gas naturale meno costoso potrebbero tradursi in una maggiore sostituzione di liquidi a base di petrolio greggio. L'effetto netto potrebbe essere così sintetizzato: le raffinerie tradizionali sarebbero ulteriormente schiacciate sia dalle integrazioni dell'offerta non di greggio che dalla riduzione della domanda.

Nei prossimi anni e decenni, il settore della raffinazione dovrà far fronte a una serie di sfide fondamentali e complesse. Molte di esse sono già iniziate e si stanno evolvendo, mentre altre potrebbero incidere sul settore in futuro. Dai surplus di capacità alla competizione e alle chiusure, dai fattori economici trainanti alla tecnologia, dagli sviluppi della domanda a quelli dell'offerta, vi sono molteplici questioni interconnesse per le quali le raffinerie dovranno discutere e trovare piani d'azione. È tuttavia opportuno sottolineare che sebbene le raffinerie si trovino evidentemente a dover far fronte a molteplici rischi, vi saranno anche opportunità per quelle che saranno in grado di affrontare con successo le sfide dei prossimi anni.

L'analisi/Oggi gli impianti sono più verdi e più efficienti

I fattori che hanno cambiato il settore

Il settore globale della raffinazione petrolifera sta vivendo un periodo di profonde trasformazioni. Ecco sette importanti cambiamenti evidenziati negli ultimi anni.

1 IL SETTORE È IN MOVIMENTO. Sebbene il numero di raffinerie ubicate in nazioni industrializzate sia in calo, nuove strutture proliferano in tutto il mondo in via di sviluppo. Questo spostamento geografico è riconducibile a due fattori principali. Innanzitutto una variazione nell'andamento della domanda. Secondo le stime dell'OPEC, la domanda di prodotti petroliferi raffinati nella regione Asia-Pacifico crescerà di circa il 2 per cento annuo fra il 2015 e il 2020, a fronte di una stagnazione o addirittura un lieve declino in Europa e negli Stati Uniti nello stesso periodo. In parte come reazione a questa tendenza, fra il 2011 e il 2015 i Paesi in via di sviluppo aumenteranno la propria capacità di raffinazione di circa 6,9 milioni di barili al giorno. In netto contrasto con questo scenario, per l'Europa e gli Stati Uniti si prevede un mero incremento di 1 milione di barili al giorno. Il secondo motivo alla base della chiusura degli impianti è la contrazione dei margini di profitto per le raffinerie nei mercati sviluppati, dove questo settore sta diventando economicamente insostenibile. Uno studio condotto dalla società di consulenza A.T. Kearney stima che una raffineria su cinque negli USA e in Europa è destinata a cessare la propria attività nei prossimi cinque anni (vedi pag 14).

2 L'ASSETTO PROPRIETARIO STA CAMBIANDO. Le compagnie petrolifere internazionali (IOC) hanno gradualmente abbandonato il settore della raffinazione, cedendo il posto all'espansio-

DI MOISÉS NAÍM

ne delle società nazionali (NOC), attualmente impegnate nella costruzione di nuovi impianti, non solo nelle zone di produzione del petrolio, ma anche nei Paesi consumatori. Nei loro Stati, le grandi compagnie petrolifere nazionali sono spesso considerate un incentivo alla creazione di nuovi settori, nuovi posti di lavoro e valore aggiunto alle esportazioni di greggio. Pertanto, ampliare la capacità di raffinazione installata rappresenta uno sviluppo naturale dell'attività delle NOC. L'Arabia Saudita è un esempio calzante di questa tendenza. Khalid al-Falih, Ad di ARAMCO, ha affermato che il suo Paese intende diventare il principale raffinatore di petrolio al mondo nel medio termine. E non è il solo a crederlo. Nel suo re-

Nuovi player, accordi commerciali, strutture proprietarie, ubicazioni e innovazioni tecnologiche stanno estendendo l'attività di raffinazione a luoghi e contesti finora inesplorati

più lavorato ha una qualità mediamente inferiore rispetto al passato, è più viscoso e presenta un maggiore contenuto di metalli, fra cui anche lo zolfo. Negli ultimi dieci anni, ingenti volumi del pesante greggio di Messico, Venezuela, Canada e Arabia Saudita hanno soppiantato quello più leggero e di qualità migliore. In tal senso, le raffinerie devono disporre di attrezzature altamente tecnologiche per eseguire trattamenti di cracking – inclusi processi di desolfurazione, decomposizione termica (visbreaking) e cracking idrogenante – per ridurre la viscosità, scindere le molecole pesanti in componenti più leggeri, estrarre lo zolfo e gli altri metalli. Talvolta, il petrolio pesante e non convenzionale richiede impianti a conversione profonda specifici, sofisticati ed estremamente costosi per generare prodotti commercialmente redditizi. Questo va chiaramente ad aggiungersi alla pressione che sta già spingendo molte raffinerie a chiudere i battenti.

4 LA RAFFINAZIONE È SEMPRE PIÙ "VERDE". Con i governi di tutto il mondo impegnati a varare normative di tutela dell'ambiente sempre più severe, le raffinerie non hanno avuto altra scelta, se non diventare più "verdi". In particolare, le rigorose norme nazionali sull'inquinamento e il controllo delle emissioni hanno innescato un ciclo di profondi cambiamenti. In linea con questo nuovo quadro legale, ad esempio, la percentuale di olio combustibile nel mix di raffinazione globale è scesa dal 25 per cento nel 1979 a circa il 10 per cento nel 2011. Al contempo, gli impianti di cogenerazione sono molto meno inquinanti delle tradizionali centrali elettriche. Ciononostante, è inevitabile che gli sforzi per costruire raffinerie petrolifere eco-compatibili si scontrino con la realtà dei fatti: il petrolio di scarsa qualità disponibile per la

3 NUOVE FONTI DI ALIMENTAZIONE ENERGETICA. Capita spesso che le raffinerie siano costrette a lavorare petrolio di qualità inferiore, poiché il greggio disponibile in quantità sempre maggiori tende a essere più pesante e "non convenzionale", tanto da richiedere speciali tecnologie di produzione e raffinazione. Attualmente, il greggio

raffinazione è più inquinante. Da questo presupposto hanno preso vita numerose iniziative finalizzate a ridurre l'impronta ambientale del settore della raffinazione. Un esempio promettente di questo nuovo trend è quello delle "bio-raffinerie": sviluppate sulla falsa riga degli impianti petroliferi tradizionali, queste strutture integrano tecnologie d'avanguardia e processi di conversione della biomassa per produrre combustibili, sostanze chimiche, mangimi, materiali ed energia da fonti non tradizionali. Recentemente due società del New Mexico, Tesoro Corporation e Sapphire Energy Inc., hanno unito le forze per costruire una raffineria capace di processare alghe marine. Un altro esempio incoraggiante è il cosiddetto Ecofining, un processo sviluppato congiuntamente da Eni SpA e Honeywell UOP, che utilizza la tecnologia di trattamento catalitico a idrogeno (hydroprocessing) per convertire oli naturali e grassi animali non commestibili in diesel pulito. Questo processo è già stato applicato da Emerald Biofuels, in Louisiana, per la realizzazione di un impianto di raffinazione. Ma l'esempio forse più evidente della nuova tendenza verso la costruzione di raffinerie eco-sostenibili arriva dall'Italia, dove Eni è impegnata in un progetto da 125 milioni di dollari per trasformare l'impianto petrolifero di Venezia in una bio-raffineria, che produrrà diesel da biocombustibili. La conclusione dei lavori è prevista per fine 2013.

5 LA RIVOLUZIONE DELL'EFFICIENZA. La necessità di ridurre i costi per compensare la contrazione dei margini di profitto, unitamente all'inasprimento dei requisiti ambientali e alle nuove opportunità offerte dalle tecnologie di ultima generazione, ha spinto al rialzo l'efficienza media delle raffinerie. Una prova evidente è senza dubbio l'utilizzo più proficuo dell'energia. Gli impianti di cogenerazione, menzionati in precedenza, non solo generano elettricità, ma sono stati progettati anche per immagazzinare il calore, che viene quindi riciclato all'interno della struttura o fornito alle comunità nelle aree limitrofe. Questo processo può raggiungere un'efficienza pari anche all'80 per cento, rispetto al 40-50 per cento di cicli combinati, turbine a gas e impianti a carbone. Una delle principali strutture di questo genere si trova a nord dell'Inghilterra, dove funge da centrale di approvvigionamento per le vicine raffinerie di Lindsey e Humber, utilizzando il 20 per cento di combustibile in meno rispetto agli stabilimenti tradizionali. Un altro esempio è il complesso di raffinazione più vasto del mondo – quello di Jamnagar, in India – dove i

LA BIO-RAFFINAZIONE
Il cancelliere tedesco, Angela Merkel, al centro, e il premier della Sassonia-Anhalt Reiner Haseloff, a destra, in visita a una bio-raffineria al Fraunhofer Center di Leuna in Germania. Gli scienziati del centro studiano come utilizzare efficacemente le risorse rinnovabili per sostituire il petrolio nell'industria chimica.



limiti ambientali e la necessità di lavorare greggio pesante hanno sostenuto un'importante espansione, che eguaglia ormai le principali economie di scala, basata su questi progetti innovativi che riducono sia gli investimenti sia i costi di gestione. Il risultato: il settore della raffinazione non è mai stato così efficiente e pulito prima d'ora.

6 NUOVE CONFIGURAZIONI SOCIETARIE. Le compagnie petrolifere nazionali e internazionali, le raffinerie indipendenti e dedicate, ma anche i governi nazionali, stanno stipulando nuove forme di collaborazione e accordi produttivi. Sebbene storicamente fossero le società petrolifere internazionali a possedere impianti di raffinazione ubicati nei Paesi consumatori, oggi giorno stiamo assistendo a una crescente interconnessione di interessi, che dà vita a nuove forme societarie per rispondere alle moderne necessità commerciali e di sicurezza energetica che riguardano indistintamente Paesi produttori e consumatori. Un buon esempio in questo senso è la raffineria del gruppo Motiva Enterprises LLC, situata a Port Arthur, Texas. Si tratta dell'impianto più grande degli Stati Uniti, gestito congiuntamente da una compagnia petrolifera nazionale – la saudita Aramco – e dal colosso internazionale Royal Dutch Shell, e ubicata in un Paese terzo, ovvero gli Stati Uniti. Questa organizzazione consente all'Arabia Saudita di assicurarsi un mercato stabile per il suo greggio pesante. Da parte loro, gli Stati Uniti possono contare su un rapporto commerciale consolidato con il principale produttore petrolifero mondiale, aumentando così la propria sicurezza energetica, mentre Royal Dutch Shell espande la sua presenza su entrambi i fronti, stringendo da un lato una partnership con il pro-

duttore e proponendosi, dall'altro lato, come operatore chiave nel segmento della raffinazione statunitense. Accordi di questo tipo – dove partner spinti da motivazioni diverse trovano un compromesso per sviluppare iniziative comuni – sono ormai all'ordine del giorno.

7 UN CAMBIAMENTO DELLA DOMANDA RICHIEDE MODELLI DIVERSI. Le nuove raffinerie si stanno già adattando ai cambiamenti nelle preferenze dei consumatori. Il diesel, ad esempio, rappresenterà il 60 per cento della domanda addizionale di prodotti raffinati a livello globale entro il 2035. Questo trend è ascrivibile non solo alla crescente quota di mercato del diesel come carburante per auto e camion, ma anche dal suo impiego sempre più frequente come combustibile navale (bunker fuel). Ecco perché le nuove raffinerie saranno configurate per produrre più diesel e meno benzina, riducendo in modo significativo i volumi di prodotti pesanti come l'olio combustibile.

Per gran parte del 20° secolo, si è creduto che tecnologia, modelli di costo, natura della domanda e altre considerazioni su rischi e profitti avessero causato – in modo quasi na-

turale e pressoché inevitabile – l'assorbimento delle raffinerie nelle strutture societarie di compagnie petrolifere verticalmente integrate. Ovviamente esistevano anche raffinerie indipendenti, ma erano più che altro l'eccezione che conferma la regola. Nella maggior parte dei casi, le grandi società petrolifere possedevano e controllavano le attività di raffinazione come passaggio aggiuntivo nella catena di lavorazione che dall'esplorazione portava alla vendita al dettaglio di idrocarburi. Oggigiorno, lo scenario appare completamente diverso: sebbene il concetto di raffineria, verticalmente integrata, sia ancora un elemento chiave del panorama settoriale, nuovi player, accordi commerciali, strutture proprietarie, ubicazioni e innovazioni tecnologiche stanno estendendo l'attività di raffinazione a luoghi e contesti finora inesplorati.

Moisés Naim è scholar presso il Carnegie Endowment di Washington e autore di "The End of Power. From Boardrooms to Battlefields and Churches to States why being in charge isn't what it used to be." (Basic Books, 2013).

Europa/La crisi del settore mette a rischio la sicurezza energetica

La favola di Cenerentola, con lieto fine in forse

Da tempo le società petrolifere internazionali stanno diminuendo la propria capacità di raffinazione nel Vecchio continente, mentre le aumentano nei paesi emergenti. E per ora non è apparsa una fata in grado di sostituirle



Oggi ci si riferisce spesso al settore della raffinazione in Europa occidentale come alla Cenerentola del settore petrolifero. Da tempo le società petrolifere internazionali (IOC), cioè le società storicamente, finanziariamente e tecnologicamente più dotate del settore, stanno diminuendo la propria capacità di raffinazione in Europa aumentando invece la propria esposizione nei paesi emergenti e in quelli non appartenenti all'OCSE. Per ora non è apparsa una fata in grado di sostituire le IOC. I raf-

PAUL BETTS

finatori indipendenti hanno acquistato dalle IOC maggiore capacità ma le loro ambiziose speranze di una migliore flessibilità ed efficienza non si sono concretizzate e così il più importante raffinatore indipendente d'Europa, Petroplus, è stato costretto a dichiarare bancarotta. Le società petrolifere statali (NOC), provenienti sia da paesi emergenti produttori di petrolio che da paesi emergenti privi di risorse petrolifere, hanno effettuato alcuni investimenti mirati nel settore della raffinazione europea, ma non hanno recitato la parte dei principi azzurri, dal momento che hanno limitato la loro attività ad alcune incursioni finalizzate a stabilire la propria presenza nel

Uno dei principali problemi dell'industria europea è la discrepanza fra il tipo di prodotti offerti e la domanda effettiva, con surplus di benzina e deficit di distillati medi

vecchio continente e ad acquisire un'utile piattaforma per tenere sotto controllo gli sviluppi del settore, accelerando il proprio processo di apprendimento. Tali acquisizioni mirate di raffinerie effettuate dalle NOC in Europa vengono inoltre interpre-

tate da più parti come dei cavalli di Troia, il cui fine sarebbe quello di ottenere delle strutture di stoccaggio che possano contribuire a distribuire sui mercati europei prodotti raffinati esportati dalle loro grandi, competitive e tecnologicamente avanzate raffinerie col-

locate nei relativi paesi d'origine.

LE CRITICITÀ DEL SETTORE

I governi e la Commissione europea hanno iniziato a preoccuparsi non solo delle forniture di gas e petrolio, ma

anche delle fondamentali forniture di prodotti raffinati, sebbene abbiano poi offerto ben pochi aiuti concreti e abbiano invece continuato a mettere sotto pressione le attività e i margini del settore imponendo pesanti tassazioni e normative ambientali stringenti e incoraggiando lo sviluppo di prodotti sostitutivi come i biocombustibili. Tutto ciò in un periodo in cui il settore in Europa sta affrontando una serie sempre crescente di problemi, inclusi la spietata competizione dei paesi produttori mediorientali e di altri paesi emergenti come l'India, la Cina e recentemente il Brasile, paese quest'ultimo che ha intenzione di trasformarsi anche in esportatore di prodotti raffinati. Nel contempo la domanda interna in Europa, e la domanda di prodotti petroliferi esportati dall'Europa negli

zione negativa. Tra il 2008 e il 2012 circa il 30 per cento della capacità europea complessiva è passato di mano, è stato congelato o è stato convertito (e il 20 per cento negli ultimi due anni), secondo un dettagliato ed efficace studio della crisi che ha investito il settore della raffinazione europeo realizzato dal programma Dutch Clingendael International Energy in collaborazione con il Netherlands Institute of International Relations. Lo studio mette in luce che dalla cosiddetta "epoca d'oro", tra il 2004 e il 2008, i margini del settore europeo della raffinazione si sono assottigliati sempre di più in conseguenza del calo della domanda di prodotti petroliferi in Europa, dei prezzi del greggio in aumento e della persistente capacità in eccesso del settore europeo della raffinazione che ha ulteriormente ridotto i margini.

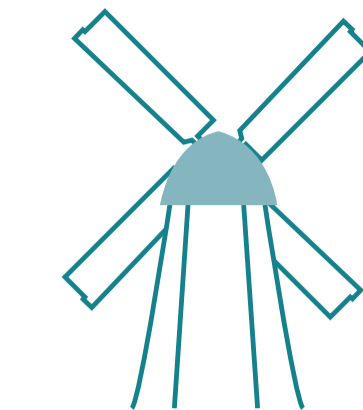
LE CHIUSURE IN FRANCIA

L'Istituto petrolifero francese (UFIP) ha recentemente riaffermato che il settore europeo della raffinazione sta attraversando una profonda crisi e che i governi devono prepararsi ad affrontare nuovi problemi. "Le raffinerie europee continueranno a soffrire, è qualcosa che i governi e i leader politici devono comprendere", ha dichiarato Jean-Louis Schilansky, responsabile dell'associazione petrolifera francese. "Continuiamo a prevedere che nel 2015 avremo ancora un 8-10 per cento di capacità eccedente nel settore europeo della raffinazione e la ristrutturazione in Europa non è ancora terminata", ha aggiunto. In Francia, sono state chiuse quattro raffinerie dal 2009. Altri quattro impianti sono oggi a rischio, compresi Fos di Exxon-Mobil, la raffineria Lavera posseduta in parte da Ineos Group e le due raffinerie Total di Feyzin e La Mede. Per la grande società petrolifera francese Total il problema è ancora più grave. La compagnia detiene 2 milioni di barili al giorno della capacità di raffinazione europea e l'85 per cento di tale capacità si trova in Europa, mentre il 40 per cento si trova nella sola Francia. La società, tuttavia, ha faticato nell'opera di ristrutturazione delle proprie operazioni downstream in Francia a causa dell'opposizione dei sindacati e delle pressioni governative. In realtà Total ha confermato che manterrà gli impegni presi nel 2010 al momento della chiusura del proprio impianto di Dunkirk, quando assicurò che non avrebbe chiuso nessun'altra raffineria fino al 2015.

IL REGNO UNITO CERCA LE CAUSE

Anche nel Regno Unito la classe politica è in allarme per la crisi. Il co-

mitato parlamentare per le questioni energetiche e il cambiamento climatico sta cercando prove scritte che spieghino le ragioni delle chiusure di raffinerie nel Regno Unito, l'impatto delle normative nazionali e dell'Unione Europea sul settore e quale gamma di prodotti sarà presumibilmente richiesta in futuro. Alla fine degli anni settanta nel Regno Unito erano presenti 18 raffinerie. Oggi ce ne sono solo sette. La chiusura più recente è avvenuta nel 2012 e ha riguardato l'impianto di Coryton, una delle strutture più grandi e moderne d'Europa, che ha servito il 10 per cento del mercato dei carburanti del Regno Unito. Di proprietà del gruppo svizzero Petroplus, ora insolvente, l'impianto di Coryton è la seconda raffineria del Regno Unito a chiudere dai tempi della crisi economica esplosa nel 2008. Ma alla conferenza Platts European Markets, Robert Turner, il direttore di Price Waterhouse Coopers (PWC) a capo del team che si è occupato dell'insolvenza di Petroplus nel Regno Unito, ha detto ai partecipanti che le circostanze che hanno condotto alla bancarotta Petroplus non riguardavano soltanto il raffinatore svizzero e paneuropeo. "Il settore europeo della raffinazione dovrà operare una ristrutturazione totale, ma è possibile che i nuovi capitali faticino comunque ad arrivare", ha dichiarato. "Questo periodo di ristrutturazione sarà radicale ed estremamente penoso per il settore". In riferimento alla raffineria di Coryton, il direttore di PWC ha detto che i curatori fallimentari avevano ricevuto un'offerta migliore, finalizzata a tra-

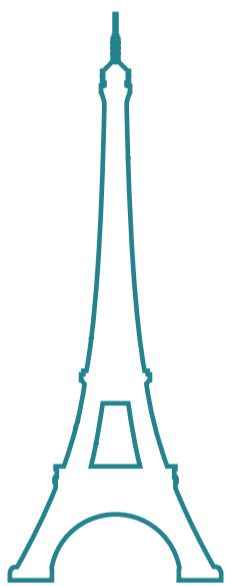


Nei Paesi Bassi per far fronte alla crisi del settore stanno cercando di ampliare le dimensioni delle raffinerie. I Paesi Bassi hanno anche il vantaggio di avere accesso ad un porto in alto mare.

sformare Coryton in un terminal di stoccaggio, rispetto a quella avanzata da coloro che intendevano garantire la continuità aziendale. Ma alla fine nessuno si è dimostrato intenzionato a rilevare l'impianto, che è stato così costretto a chiudere.

Esistono diverse stime riguardanti il numero di raffinerie che potrebbero chiudere nei prossimi anni in Europa. Uno studio del settore effettuato da esperti A T Kearney (vedi pagina 14) suggerisce che una raffineria su cinque cesserà la propria attività entro i prossimi cinque anni. Uno studio Bloomberg, focalizzato sui dirigenti delle raffinerie europee, mostra che delle 104 strutture della regione, 10 - dalla Francia all'Italia fino alla Repubblica Ceca - chiuderanno definitivamente entro il 2020. "Considerando semplicemente la diminuzione della domanda, si può concludere che ogni anno in Europa una grande raffineria o due raffinerie minori saranno costrette a chiudere", ha fatto notare un dirigente.

Un anziano dirigente del settore petrolchimico e della raffinazione di BP, ora in pensione dopo essere stato a capo di una grande raffineria del Regno Unito, sostiene che il problema dell'Europa consiste nello scarso accesso a grandi quantità di petrolio nei pressi delle raffinerie. Nello stesso tempo un problema collegato è che la maggior parte delle raffinerie europee è vecchia e relativamente piccola per gli standard odierni e ciò rende difficile competere con le enormi raffinerie cinesi, indiane, saudite e sudamericane. "Per di più il petrolio autoctono, quando si è tanto fortunati da possederlo, non è una soluzione semplice. C'è un problema strutturale per quanto riguarda il petrolio fornito ai raffinatori europei: esso arriva in gradi diversi, c'è il greggio buono e il greggio cattivo e questo fatto stabilisce in ultima analisi quel che è possibile fare ed ottenere da esso", dice →



In Francia sono state chiuse quattro raffinerie dal 2009. Altri quattro impianti sono oggi a rischio, compresi Fos di Exxon-Mobil, la raffineria Lavera posseduta in parte da Ineos Group e le due raffinerie Total di Feyzin e La Mede.

Stati Uniti, continuano a diminuire. Anzi, gli Stati Uniti stanno oggi diventando esportatori di prodotti raffinati in Europa. La combinazione di tutti questi elementi rappresenta il problema della discrepanza in Europa fra il tipo di prodotti offerti e la domanda effettiva, con un surplus di benzine e carburanti e una mancanza di distillati medi. Non ultimo va citato il problema della mancanza di grandi dimensioni di molte vecchie raffinerie europee all'interno di un settore in cui i costi fissi e gli investimenti sono sempre stati elevati e in crescita costante. In breve, la situazione europea non è delle migliori. Le statistiche del settore e le relative previsioni rafforzano questa sensa-



Nel Regno Unito, alla fine degli anni settanta, erano presenti 18 raffinerie. Oggi ce ne sono solo sette. La chiusura più recente è avvenuta nel 2012 e ha riguardato l'impianto di Coryton, una delle strutture più grandi e moderne d'Europa, che ha servito il 10 per cento del mercato dei carburanti del paese.



l'ex manager di BP con anni di esperienza diretta nel settore della raffinazione. "Oggi si ha scarso controllo delle proprie forniture a livello di raffineria, dal momento che grandi quantità di petrolio provengono dal mercato spot", aggiunge. Dato che le condizioni con le quali il petrolio viene scambiato sul mercato spot rendono difficile stabilire la provenienza del greggio, è importante sottoscrivere contratti a lungo termine con i fornitori, anche se questi possono a volte risultare svantaggiosi a livello economico in conseguenza delle fluttuazioni nel prezzo del greggio e del gas. Nello stesso tempo il costo del lavoro in Europa continua a crescere anno dopo anno, mentre i produttori dell'est si avvalgono di un costo del lavoro inferiore, almeno per il momento", spiega.

Negli ultimi tempi i raffinatori indipendenti hanno acquistato raffinerie dai più importanti raffinatori a livello mondiale, i quali desideravano ridurre la propria esposizione in questo settore e concentrarsi sul settore upstream, molto più redditizio. Ma molti raffinatori indipendenti sono stati colti di sorpresa dalla grave crisi economica della raffinazione in Europa e stanno a loro volta chiudendo gli impianti o convertendoli in strutture di stoccaggio, senza più mantenere la continuità aziendale. Nel Regno Unito, ad esempio, il consumo di petrolio è sceso quest'anno del 25 per cento in conseguenza del clima di recessione. Spiega il manager BP: "I prezzi sono elevati, la gente è a corto di contanti e sta limitando i soldi spesi in carburanti. Ci sono inoltre le tasse che i governi impongono sui prezzi alla pompa di benzina ad aggravare il problema. I regimi fiscali

stanno deprimendo la domanda e la capacità dei raffinatori di ottenere un effettivo profitto. Gli investimenti di capitali devono essere elevati e il problema è particolarmente complesso per le raffinerie più vecchie, visti i costi di installazione delle nuove apparecchiature di sicurezza ne-

Bisognerebbe prestare attenzione alla competitività europea rispetto ai raffinatori esteri in rapporto alle differenze fra normative e vantaggi locali

cessarie per soddisfare gli standard attuali. Nuove normative e nuovi standard di sicurezza contribuiscono a questa situazione. In breve, è più economico costruire in Cina dove le leggi non sono così severe. È diventato troppo costoso costruire nel Regno Unito. Inoltre costruendo in Cina si è più vicini al proprio mercato, vista la grande domanda proveniente da quella regione".

I PAESI BASSI SULLA STRADA GIUSTA

A questo punto come deve comportarsi l'Europa e dove andrà a finire il suo settore della raffinazione, soprattutto considerando che non c'è alcun possibile successore delle IOC, con i mezzi tecnici e finanziari per affrontare le sfide poste dal settore? Le IOC sono state restie ad impegnarsi con investimenti di medio e lungo pe-

riodo nel settore europeo della raffinazione, preferendo piuttosto aumentare la propria esposizione nel settore della raffinazione dei paesi emergenti e dei paesi non OCSE. In media le IOC spendono soltanto il 15-20 per cento dei loro investimenti complessivi nel settore downstream.

In realtà l'attuale crisi europea è davanti agli occhi di tutti da circa un trentennio. Anche se le società petrolifere preferirebbero disinvestire dalle loro attività di raffinazione in Europa per concentrarsi sul settore upstream, è evidente che esse non possono semplicemente voltare le spalle a questo settore in difficoltà. Hanno considerato a lungo quale potesse essere la soluzione migliore e sono giunte alla conclusione che una piccola raffineria non è mai economica. C'è bisogno di grandi dimensioni e i Paesi Bassi in questo senso sono nella direzione giusta, con il vantaggio di avere accesso ad un porto in alto mare. Il settore sta guardando a nuove tecnologie che possano contribuire alla ristrutturazione; ma sebbene la tecnologia sia importante non può in alcun modo risolvere i problemi rappresentati dagli elevati costi fissi del lavoro e del capitale.

LA NECESSITÀ DI UNA STRATEGIA EUROPEA

Lo studio olandese Clingendael sul settore europeo della raffinazione invita la Commissione europea e i leader politici nazionali ad affrontare il

problema strutturale rappresentato dalle incertezze del mercato nel breve periodo e dagli orizzonti a lungo termine degli investimenti nella raffinazione. Da solo il mercato, afferma lo studio, non risolverà questo dilemma. Lo studio propone anche qualche ragionevole suggerimento. Sarebbe per esempio auspicabile una valutazione relativa all'attuale impatto delle imposizioni fiscali sulla domanda di carburante (compresa un'analisi del differenziale fra le tasse sulle vendite di automobili diesel o a benzina). Bisognerebbe prestare attenzione alla posizione competitiva del settore europeo rispetto a quella di raffinatori esteri in rapporto alle differenze fra le normative e i vantaggi locali. Dovrebbero essere abbassati i livelli relativi alle barriere all'ingresso e all'uscita per i raffinatori europei meno competitivi. Un quarto tipo di soluzioni a lungo termine potrebbe riguardare la sostituzione dei carburanti, in particolare i distillati medi e leggeri, con biocarburanti, carburante derivato da carbone o carburante da gas naturale, al fine di bilanciare le quantità di carburanti richieste e ridurre il materiale di lavorazione necessario per il greggio. L'Europa necessita di un settore basato su una concezione del petrolio innovativa e sulle rinnovabili se intende soddisfare i suoi bisogni futuri in maniera efficace e rispettosa dell'ambiente, garantendo anche la sicurezza delle forniture.

La Commissione europea ha segnalato in un documento di lavoro del 2010 che nel lungo periodo è necessaria una ristrutturazione del settore. Ma il mercato europeo, bloccato in parte dai legislatori europei e nazionali, non ha finora mandato i segnali giusti. Oggi sembra sempre più difficile rinnovare il mercato, oppure entrarvi o uscirvi. La crisi economica è la prima preoccupazione e indebolisce ulteriormente il settore, ma la situazione non riguarda soltanto il problema dei posti di lavoro. Da un punto di vista energetico, le costanti chiusure e gli sgomberi di molte raffinerie europee a favore di società estere provenienti dai paesi emergenti o produttori di petrolio, sollevano il problema della sicurezza europea relativa alle forniture di prodotti petroliferi. La situazione è molto deprimente e Cenerentola non è certo sul punto di essere portata al suo incantevole ballo. Il suo principe dovrà avere pazienza.

Paul Betts lavora da 36 anni per il Financial Times ed è stato per 28 anni corrispondente estero del quotidiano a Roma, Parigi, New York e Milano. Attualmente scrive da Londra come editorialista di economia internazionale.

Europa/Il direttore generale Chris Beddoes lancia l'allarme

Una perdita che non ci possiamo permettere

L'industria della raffinazione deve rimanere in Europa. In caso contrario la sicurezza degli approvvigionamenti energetici sarebbe messa a rischio. L'UE deve intervenire valutando l'impatto sulla competitività delle sue politiche per il clima



CHRIS BEDDOES

ricopre attualmente l'incarico di Direttore generale di Europaia, associazione della quale è entrato a far parte nel gennaio 2008. È responsabile del settore Energia e Clima, cui compete anche la valutazione degli impatti della politica dell'UE sul settore della raffinazione. Beddoes vanta 30 anni di esperienza con ExxonMobil in attività di raffinazione, fornitura e distribuzione.

SERENA VAN DYNE

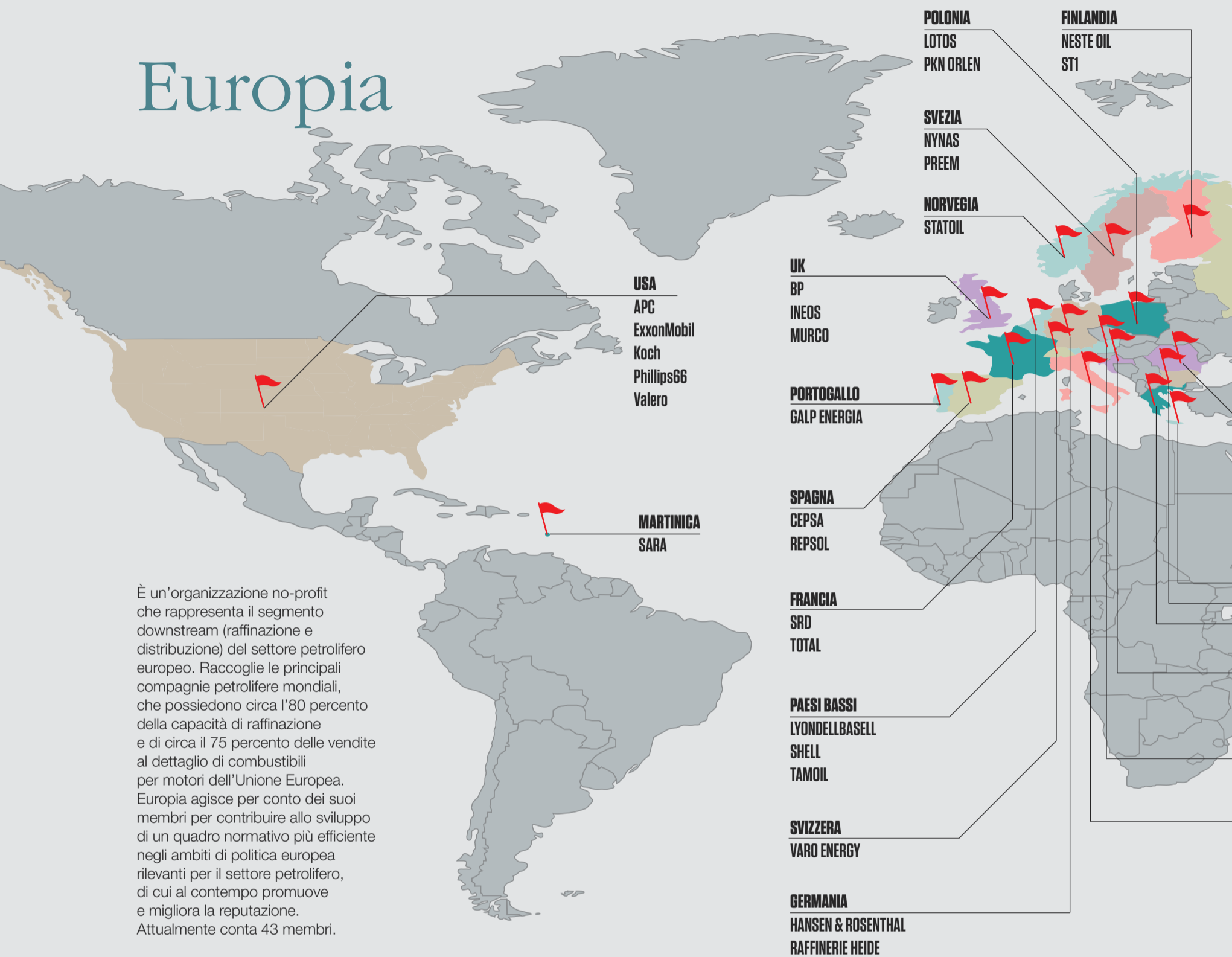
Il declino dell'industria della raffinazione rappresenterebbe per l'Europa una perdita enorme in termini economici (tra i 20 e i 30 miliardi di euro l'anno), fiscali (270 miliardi di euro) e occupazionali e metterebbe a rischio la sicurezza degli approvvigionamenti, aumentando la dipendenza dalle importazioni degli

stati membri. A lanciare l'allarme dal 7° Refining Summit di Barcellona è Chris Beddoes, direttore generale di Europaia, l'associazione che raccoglie il 100 per cento delle società di raffinazione europee. Il quadro internazionale è preoccupante, spiega Beddoes, e il Vecchio Continente rischia di restare schiacciato tra Asia e Stati Uniti. Per questo "quando si tratta di valutare le singole politiche europee - ammonisce il direttore di Europaia - è necessario prestare più attenzione al loro impatto sulla competitività".

Qual è il ruolo delle raffinerie in Europa e per quali ragioni è importante che vi restino?

Le raffinerie svolgono un ruolo su più livelli. Innanzitutto garantiscono un approvvigionamento affidabile a un prezzo accessibile per i consumatori europei. Ed è questa la ragione per cui sono cresciute, perfettamente in equilibrio con la nostra domanda 30, 40 anni fa. Esse hanno un enorme valore economico e infrastrutturale poiché sono integrate nell'industria petrolchimica per innumerevoli aspet-

Europa



È un'organizzazione no-profit che rappresenta il segmento downstream (raffinazione e distribuzione) del settore petrolifero europeo. Raccoglie le principali compagnie petrolifere mondiali, che possiedono circa l'80 per cento della capacità di raffinazione e di circa il 75 per cento delle vendite al dettaglio di combustibili per motori dell'Unione Europea. Europa agisce per conto dei suoi membri per contribuire allo sviluppo di un quadro normativo più efficiente negli ambiti di politica europea rilevanti per il settore petrolifero, di cui al contempo promuove e migliora la reputazione. Attualmente conta 43 membri.

ti e sono molteplici i prodotti speciali ad alto valore che le industrie costruiscono partendo dalle raffinerie. Si tratta di un datore di lavoro importante, in grado di offrire competenze di qualità elevata. E rappresentano anche un enorme valore aggiunto per l'economia, che varia tra i 20 e i 30 miliardi a secondo dell'anno che si prende in considerazione. E questi sono soldi, che determinano l'equilibrio della nostra bilancia commerciale. Oltre ad avere un immenso impatto in termini di entrate fiscali per gli stati membri. Raccogliamo 270 miliardi di euro di imposte con la tassazione dei nostri prodotti. È risaputo, il prezzo del prodotto per i consumatori è pari al 60 o 70 per cento in più rispetto al prezzo effettivo; i consumatori paga-

no circa il 60 per cento di tasse alla pompa. Quindi il prezzo della materia prima è inferiore alla metà del prezzo del prodotto.

Quale potrebbe essere l'impatto della flessione delle raffinerie europee sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico?

La sicurezza degli approvvigionamenti non deve essere intesa in termini assoluti. Non è possibile sostenere che un certo numero di chiusure ci conduca improvvisamente a una situazione di insicurezza. Ma sono convinto che diventeremo sempre più dipendenti dalle importazioni man mano che perdiamo la nostra

capacità di raffinazione. Perdiamo le nostre opzioni. Ora possiamo pensare di controbilanciare in una certa mi-

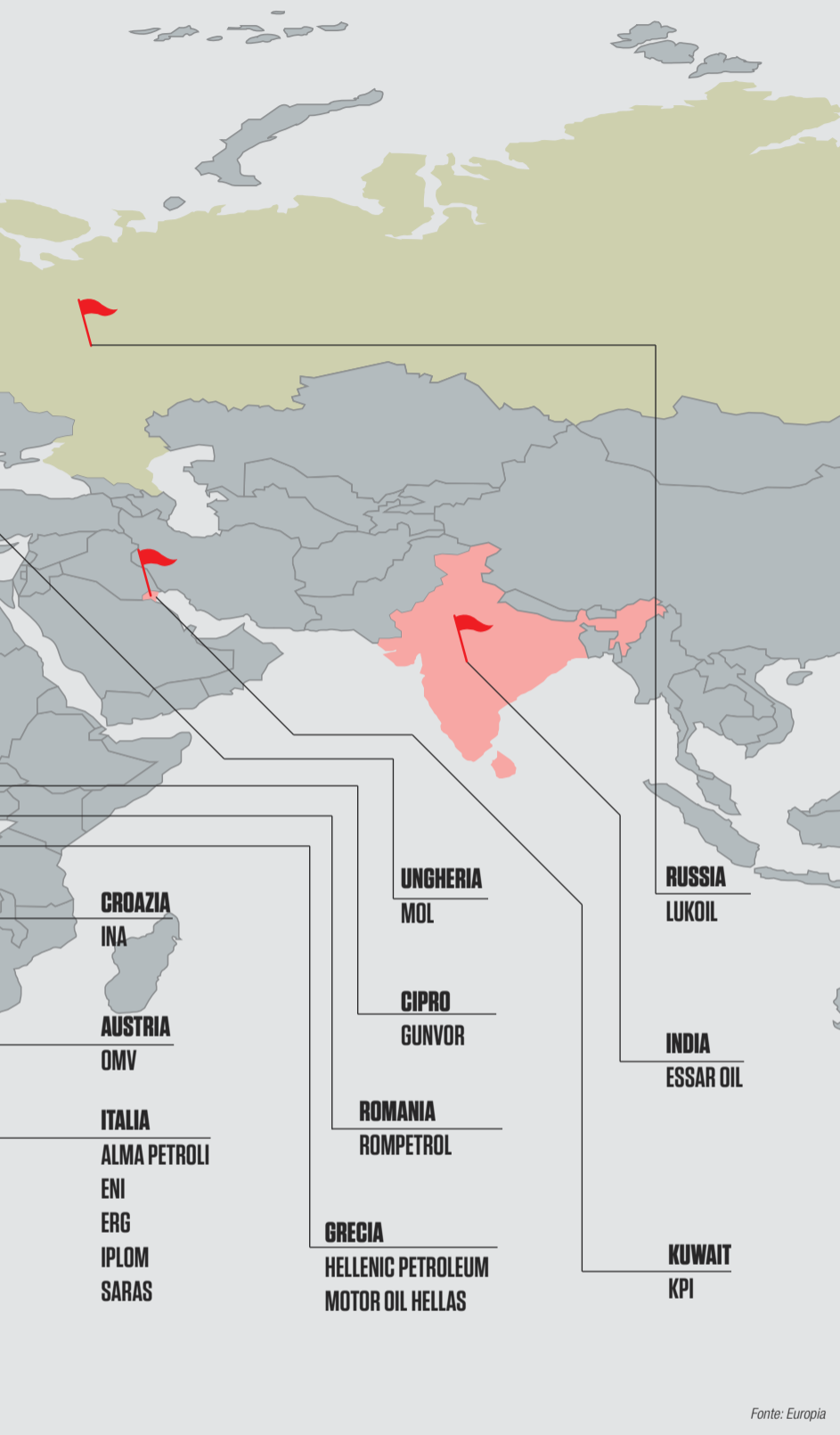
Alla Commissione europea chiediamo di intervenire in modo più equilibrato in tema di ambiente, riconoscendo che l'Europa non può fare tutto da sola

sura situazioni problematiche attingendo a fornitori diversi, ammesso che ve ne siano. Ma se la nostra ca-

pacità diminuisce eccessivamente rischiamo di diventare dipendenti dalle importazioni da un numero ridotto di fornitori.

Allunghiamo la catena di fornitura poiché, come ha avuto modo di affermare l'AIE, s'inizia a vedere la possibilità di una maggiore volatilità. Abbiamo sempre meno scelta. Con ogni probabilità i consumatori dovranno sostenere costi superiori. Perderemo il valore aggiunto della raffinazione e avremo una catena di fornitura più inaffidabile. Questo forse potrebbe essere compensato da un mag-

ne e avremo una catena di fornitura più inaffidabile. Questo forse potrebbe essere compensato da un mag-



giore stoccaggio, ma in questo caso si dovrebbe disporre di una capacità di stoccaggio enorme e non si avrebbe comunque il valore aggiunto dell'infrastruttura industriale.

Vediamo pertanto crescere il timore nei diversi paesi, come il Regno Unito e la Francia, che dipendono in misura sostanziale dai distillati. I loro governi sono sempre più preoccupati dell'affidabilità delle importazioni e degli effetti che queste potrebbero avere sulla sicurezza delle forniture.

Che cosa incide sulla raffinazione in Europa? Quali sono le principali preoccupazioni al momento?

Ci sono innumerevoli preoccupa-

zioni. Se si osserva il quadro internazionale, si constata una crescente capacità di raffinazione del Medio Oriente e dell'Asia, parte della quale viene dirottata verso le esportazioni. La pressione da parte di questi paesi è cresciuta negli anni e ne abbiamo visto i segnali nel tempo. La ripresa della raffinazione statunitense, dovuta a prezzi ridotti dell'energia, ha rappresentato uno dei cambiamenti principali degli ultimi tre quattro anni. Gli Stati Uniti sono stati un grande mercato per la nostra benzina, ma in tempi recenti abbiamo assistito a una flessione delle loro importazioni. Abbiamo visto le raffinerie statunitensi ripartire grazie a prezzi relativamente ridotti del petrolio. E l'Europa rischia di essere schiacciata da questa si-

tuazione. Che cosa può fare l'Europa senza imporre proprie restrizioni di natura internazionale a questi mercati? È questo il grande tema che affrontiamo con le istituzioni degli stati membri. Basta riconoscere le pressioni della concorrenza, non si possono risolvere tutti i problemi, ma bisogna concentrarsi su quelli che si possono risolvere, senza aggiungere altri fardelli e spingersi verso un'ulteriore e prematura flessione.

Quindi la Commissione europea e l'industria della raffinazione cosa dovrebbero fare per far fronte a questa situazione?

Iniziamo da ciò che possiamo fare noi. Faremo quanto ci diranno le nostre società, perché non è l'associazione ad agire. Le nostre società faranno le loro scelte strategiche. Bisogna guardare alla nostra efficienza energetica. L'Europa vanta uno dei sistemi di raffinazione più efficienti dal punto di vista energetico. Abbiamo certamente alcune che sono meno efficienti, ma ne abbiamo anche altre che sono le migliori d'Europa. E ciò dipende dai costi elevati che le nostre raffinerie devono sostenere per l'energia. Pertanto disponiamo di una buona efficienza energetica, in continuo miglioramento.

Nonostante la situazione, continuiamo a investire in alcune località per migliorare l'equilibrio tra i prodotti, producendo più diesel. Abbiamo constatato ingenti investimenti in Spagna, Grecia, Portogallo e in regioni dell'Europa centrale. E continuano gli investimenti anche nell'Europa settentrionale. Pertanto l'industria controllerà i propri costi. Ricercheremo investimenti strategici. Gestiremo l'energia ogniqualvolta ci sia possibile. Ma quello che non potremo fare è gestire l'ambiente. E ciò che chiediamo di fare alla commissione è di intervenire in modo più equilibrato in termini di ambiente e di cambiamenti climatici.

Riconoscere che l'Europa non può fare tutto da sola. Guardare ai fardelli auto-imposti e prestare attenzione all'impatto sulla competitività. E pretendiamo un maggior equilibrio delle politiche per il clima. E non si tratta di dire se sia giusto o sbagliato, non stiamo discutendo di questo, c'è una questione globale che necessita di essere affrontata. Stiamo dicendo che l'Europa non dovrebbe caricarsi l'intero peso sulle sue sole spalle, con il rischio di emarginare la nostra attività. Ci sono cose che possiamo fare in Europa per raddrizzare la situazione. Abbiamo parlato dei "fitness check" che sono una specie di valutazione settoriale incrociata dell'impatto delle politiche europee sull'industria della raffinazione. Quando si tratta di valutare le singole politiche è realmente ne-

cessario prestare più attenzione alla competitività. È necessario controllare queste politiche e accertarsi che siano state valutate correttamente prima di essere implementate. E questo non sempre accade attualmente.

Ad esempio voi ritenete molto pericoloso per la competitività delle raffinerie europee uno degli articoli di aggiornamento della direttiva sulla qualità dei carburanti del 2009. Perché?

Esso pone una restrizione economica su determinate tipologie di greggio, come ad esempio quello estratto dalle sabbie bituminose del Canada. La proposta è attualmente ancora in fase di discussione presso la commissione, che sta facendo una valutazione dell'impatto. Ma siamo molto preoccupati perché la Direzione Generale per l'Azione per il Clima, che sta trattando la questione, è stata molto chiara nelle sue motivazioni. Intende interrompere la produzione di sabbie bituminose. E intende certamente mantenerle al di fuori dell'Europa. Abbiamo molte preoccupazioni, le stesse che peraltro hanno anche molti stati membri. Ci sembra che con questa misura la DG non faccia nulla per le emissioni globali di CO₂, se non farne pagare il costo all'industria europea. Sembra andare verso la non ottimizzazione dei flussi commerciali.

Diverse raffinerie europee hanno chiuso negli ultimi anni. Quali sono le vostre previsioni per il futuro?

Penso che quando abbiamo fatto il censimento per l'introduzione dell'ETS in Europa e Norvegia, nel 2008, le raffinerie fossero 97. Oggi siamo scesi a 87. E non abbiamo previsioni per il futuro.

Se si osserva la costante flessione della domanda che si traduce in una riduzione equivalente di capacità in Europa, allora possiamo stimare una flessione del 20 per cento entro il 2030. Ora se si considerano i grandi numeri, se prendiamo in esame una raffineria di medie dimensioni, una delle 90 che producono 700 milioni di tonnellate, qual è il risultato? Otto milioni di tonnellate di prodotto in meno, ossia probabilmente 25 di queste società di raffinazione chiuse.

Se si prendono in esame raffinerie di dimensioni più piccole il numero delle chiusure potrebbe essere superiore. Eppure sono certo che non andrà così. Alcune delle raffinerie di dimensioni più piccole continueranno a essere operative. Alcune delle raffinerie più grandi potrebbero chiudere. Sarà interessante vedere come reagiranno i governi.



Normative/Il punto di Pierre Dechamps, consigliere del presidente Barroso

Le regole del gioco

I paesi europei sono a un passo dagli obiettivi del pacchetto 20-20-20 su energia e clima, ma la roadmap 2050 è ancora solo “una visione”. La tassa sull’energia per riequilibrare benzina e diesel e il fitness check

D

SERENA VAN DYNE

Barroso, a margine del “7° Refining Summit” che si è tenuto tra il 21 e il

23 maggio a Barcellona, fa il punto con *Oil* sul quadro normativo dell’Unione in tema di carburanti e ambiente. Dechamps, che - tiene a precisare - parla esclusivamente a titolo personale, passa in rassegna le iniziative e le direttive in cantiere a Bruxelles che impattano maggiormente sul settore della raffinazione.

23 maggio a Barcellona, fa il punto con *Oil* sul quadro normativo dell’Unione in tema di carburanti e ambiente. Dechamps, che - tiene a precisare - parla esclusivamente a titolo personale, passa in rassegna le iniziative e le direttive in cantiere a Bruxelles che impattano maggiormente sul settore della raffinazione.

Qual è, a livello europeo, il contesto normativo in cui le industrie della raffinazione si muovono?

Per parlare delle “regole del gioco” bisogna ripercorrere la lunga storia del pacchetto energia e cambiamenti climatici. Verso la fine del 2008 sono stati fissati i tre obiettivi per il 2020: il 20 per cento in meno di emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, una quota del 20 per cento di energie rinnovabili nel mix energetico finale, un 20 per cento in più di efficienza energetica. Dei tre obiettivi prefissati, i primi due sono legalmente vincolanti. Il terzo no. La finalità di queste disposizioni era

fornire un quadro esaustivo per una crescita economica responsabile, una crescita a basse emissioni di anidride carbonica. Rispetto alla riduzione del 20 per cento delle emissioni di gas serra di tutta l’Unione Europea, nel 2011 è stato registrato un calo del 17 per cento rispetto al 1990, perciò stiamo procedendo sulla strada giusta. Siamo anche in leggero vantaggio sulla tabella di marcia, ma la cosa non sorprende. Infatti, non è altro che un riflesso della crisi economica in cui ci troviamo al momento. Tut-



tavia, non appena usciremo da questa fase di stallo assisteremo anche a un rinnovato incremento delle emissioni di gas serra.

Per quanto riguarda il secondo obiettivo, il 20 per cento di rinnovabili?

Al momento dovremmo essere al 10 per cento. Da un punto di vista matematico, siamo perfettamente in linea con l'obiettivo. Tuttavia, non riusciremo a raggiungerlo a meno che, nel frattempo, non siano introdotte nuove politiche e misure. In caso contrario, il risultato definitivo sarà probabilmente inferiore al 20 per cento auspicato. Infine, è piuttosto difficile immaginare quanta efficienza energetica sarà generata in ultima analisi. Le stime più frequenti parlano di una percentuale nell'ordine del 17 per cento. La questione se riusciremo a raggiungere o no il 20 per cento, probabilmente dipenderà non tanto dalla legislazione, quanto dalla pressione economica sulle industrie, affinché diventino più efficienti. Ora, questo pacchetto rappresenta solo una pietra miliare nel lungo percorso verso la roadmap 2050, che non

è legalmente vincolante. Non si tratta di una disposizione legale. È più che altro... una "visione": è un obiettivo politico. Nell'ambito di questa visione, l'idea è di ridurre le emissioni di gas serra almeno dell'80 per cento entro la metà del secolo. Siamo giunti a un punto in cui servirebbero degli obiettivi intermedi fra quelli legalmente vincolanti del 2020, che presuppongono un percorso impervio, e il traguardo del 2050. Vorremmo iniziare a discutere degli obiettivi per il 2030, una data intermedia. Ci aspettiamo che la commissione abbia nuove proposte verso la fine di quest'anno.

Il settore della raffinazione necessita di una strategia da parte dell'UE, che garantisca alle raffinerie più competitività. Cosa sta facendo l'Europa e cosa bisognerebbe fare?

Al momento, quello che stiamo facendo nel settore è applicare una procedura di fitness check. Si tratta di un'analisi degli effetti della legislazione vigente. Non si tratta di una valutazione d'impatto di ciò che potremmo fare in futuro, bensì verifichiamo gli effetti delle norme già applicate. Quello sulle raffinerie è solo uno dei quattro fitness check previsti. Perciò questo è stato chiaramente identificato come un settore a rischio, uno dei primi quattro più esposti. È senza dubbio un buon segno. Mi aspetto che da questo processo emerga un'indicazione chiara di come possiamo adattare la legislazione esistente, dato che alcune normative attualmente in vigore non sono più utili. Il quadro generale potrebbe essere semplificato e anche modificato nell'ottica di un aumento della competitività rispetto al settore della raffinazione esterno all'UE.

Le esigenze del settore sono impellenti, ma gli operatori pensano che l'UE sia molto, molto lenta.

Siamo una grande macchina e come tale siamo piuttosto lenti da una prospettiva esterna. Ma, lo ribadisco, questa verifica, ad esempio, sarà uno studio della durata di un anno, da oggi a maggio 2014 e dovrebbe portare allo sviluppo di raccomandazioni di carattere politico a settembre 2014. Perciò, da un punto di vista settoriale, sì, probabilmente è un processo molto lento, ma per la commissione queste tempistiche sono ragionevolmente rapide.

Uno dei temi più spinosi a livello europeo è la direttiva sulla qualità dei combustibili....

La direttiva sulla qualità dei combustibili è stata sottoposta a revisio-

ne qualche tempo fa, allo scopo di generare un 6 per cento di riduzione dei gas serra entro il 2020 con riferimento ai combustibili per il settore dei trasporti. Ma la vera domanda è: come sarà verificata, implementata, controllata? Come possiamo assicurarci che funzioni davvero e che sia effettivamente raggiunto l'obiettivo prefisso? Inizialmente la commissione aveva varato una bozza di proposta ma il tutto è stato posticipato – e di un bel po'. Alla commissione era stato chiesto di elaborare una valutazione d'impatto. Non ci sono ancora tempistiche definite. E poi c'è la questione della competitività, della posizione del settore e dell'effetto – o meglio delle implicazioni che la concorrenza potrebbe avere sul settore. Ma è ancora tutto da decidere

Invece per quanto riguarda la direttiva sulla tassazione dell'energia?

Anche questo aspetto è stato rimandato troppo a lungo e ora probabilmente la direttiva necessita di una revisione approfondita. Non abbiamo una proposta completa al riguardo, ma direi che abbiamo almeno un'idea di come procedere. Una delle considerazioni principali è che tutti i prodotti energetici dovrebbero essere assoggettati alla medesima tassazione minima su una base energetica, cioè per contenuti di energia e non al litro. La nostra intenzione era quella di introdurre una tassa specifica più contenuta che si non si basasse sul carburante effettivamente acquistato dai consumatori al distributore, si tratterebbe piuttosto di una piccola imposta aggiuntiva basata sul contenuto di CO₂ nel combustibile. Non andrebbe a sovrapporsi con l'ETS, ma sarebbe un'integrazione. La direttiva sulla tassazione dell'energia rappresenta inoltre un ottimo strumento, se non addirittura il migliore, per garantire una sorta di convergenza delle imposte applicate a benzina e diesel in tutti gli Stati membri. Intendiamo ridurre lo squilibrio fra alcuni prodotti, collaborando nei limiti del possibile con gli operatori per avere una certa quota di benzina e una certa quota di diesel. Sappiamo bene che nell'UE produciamo troppa benzina e che dobbiamo venderla agli USA e, per contro, dobbiamo importare diesel, soprattutto dalla Russia. La situazione, quindi, non è delle migliori. So anche che favorire il diesel è stata una decisione politica negli ultimi decenni, ma a questo punto non è solo una decisione politica voler ristabilire una ripartizione più bilanciata di questi due combustibili.

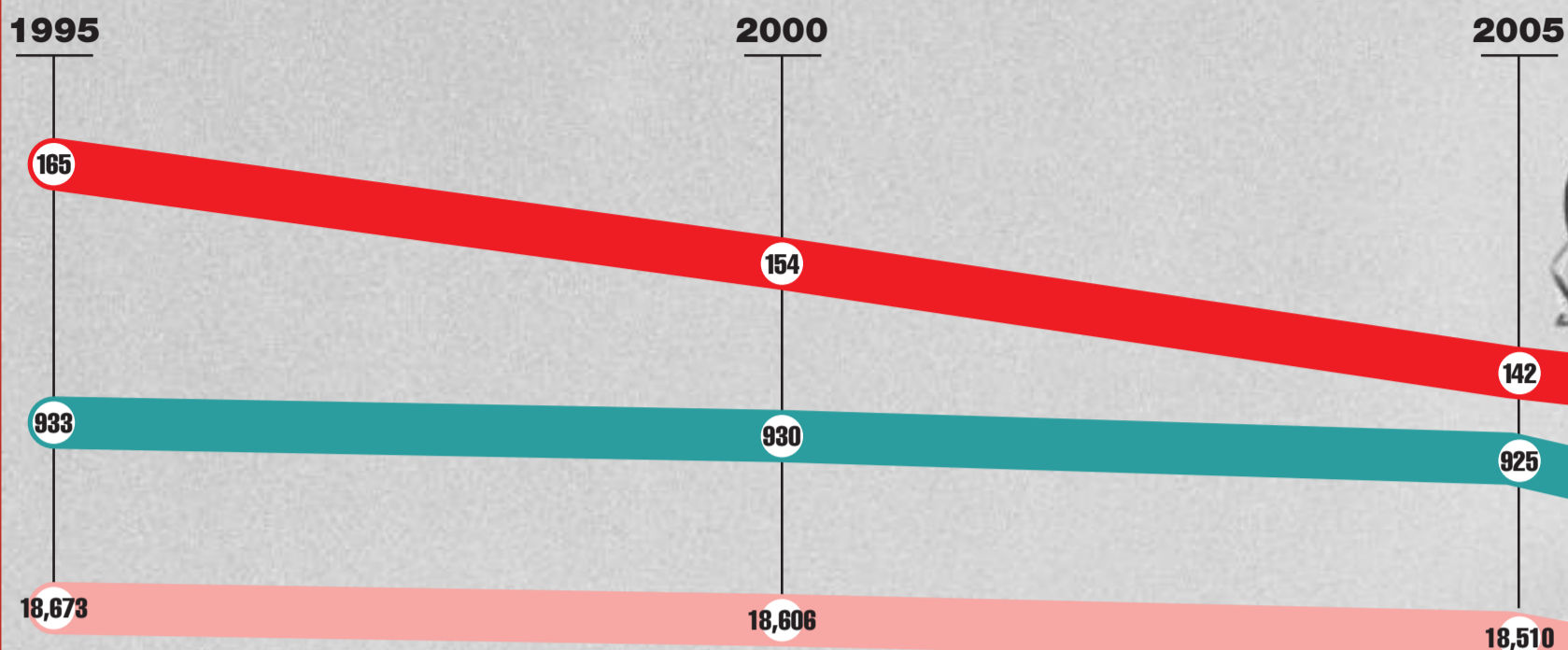
Come si pone la Commissione europea rispetto alle esplorazioni di



PIERRE DECHAMPS
dal 2008 fa parte dell'Ufficio dei consiglieri per le politiche europee del presidente Barroso per questioni relative ad ambiente, energia e cambiamenti climatici. Nei 10 anni precedenti – dal 1998 alla fine del 2007 – ha lavorato per la Direzione generale della ricerca e dell'innovazione della Commissione europea in qualità di funzionario di progetto nel settore delle tecnologie del carbone pulito e, successivamente, nel segmento della cattura e stoccaggio di CO₂.

idrocarburi non convenzionali all'interno dei propri confini?

Il problema è che è molto difficile per la commissione elaborare dichiarazioni e opinioni sull'esplorazione di idrocarburi non convenzionali come il gas o il petrolio di scisto, perché i 27 Stati membri si trovano in situazioni totalmente diverse da questo punto di vista. Da un lato, ci sono Paesi come la Francia, che hanno vietato le attività di esplorazione per il gas di scisto; dall'altro lato, invece, ci sono Paesi come la Polonia, che – se mi permette l'espressione – sognano un po' a occhi aperti se pensano di acquisire l'indipendenza energetica dalla Russia e offrire più energia al resto dell'UE. L'argomento perciò è piuttosto delicato e un obiettivo dovrebbe essere lo sviluppo di una politica europea coordinata. È comunque molto difficile perché, come stabilisce il Trattato di Lisbona, queste decisioni competono ai singoli Stati membri.

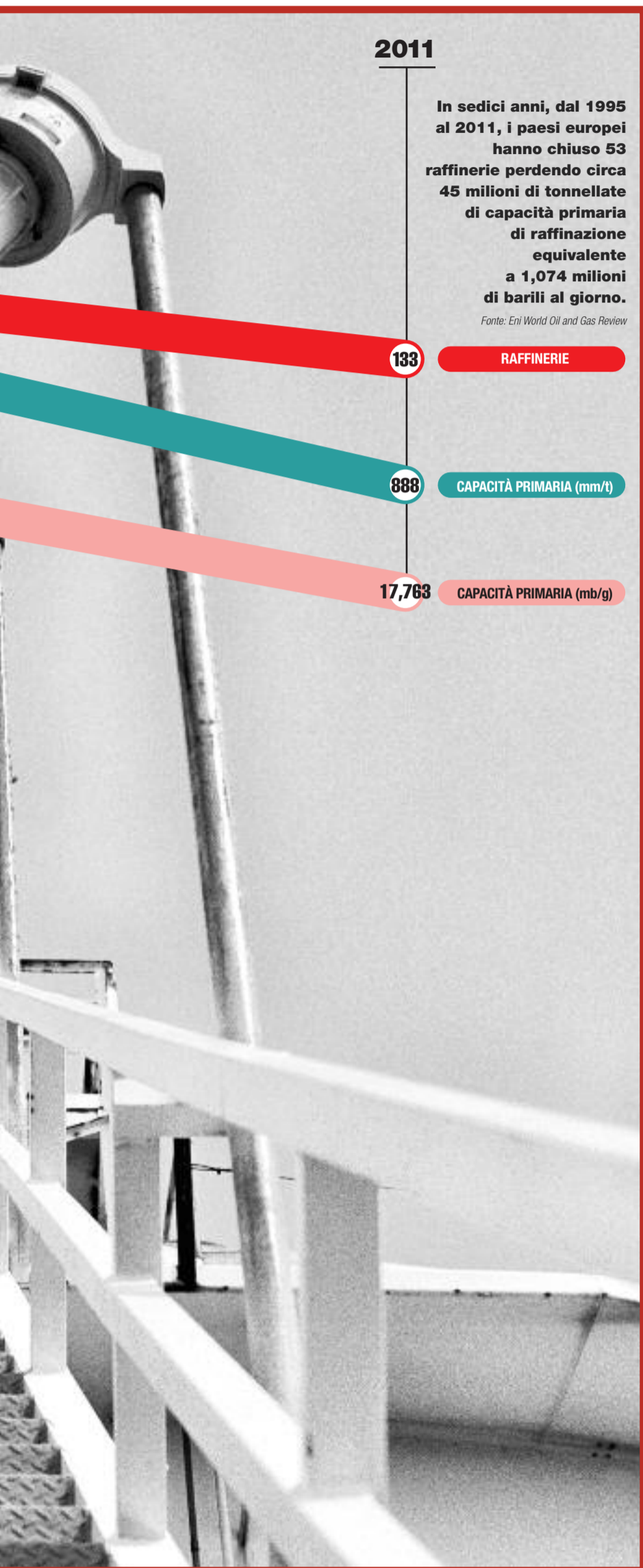


Crisi/ I paesi del Vecchio Continente devono affrontare uniti la sfida

È tempo di reagire

Le difficoltà economico-finanziarie, la concorrenza dei paesi asiatici, la “voracità” delle grandi compagnie petrolifere russe hanno colpito duramente la raffinazione europea. Nei prossimi anni sono a rischio 40 impianti





Chi l'avrebbe mai detto che un certo spirito del leggendario John D. Rockefeller, classe 1839 (l'audace fondatore nel 1870 della Standard Oil, che a sedici anni investì i suoi primi guadagni nell'acquisto a Cleveland di una raffineria) sarebbe in qualche modo rivissuto negli anni Duemila nel cuore dell'Europa orientale, a 800 km da Mosca? Parliamo del mega impianto di raffinazione, il primo costruito dopo la caduta del regime sovietico, nella Repubblica autonoma del Tatarstan, dove viene estratto il 70 per cento di tutto l'heavy oil russo.

GUIDO GENTILI

Oppure, chi l'avrebbe mai detto, cinquant'anni fa, che il Venezuela avrebbe costruito tre raffinerie in Cina? E chi avrebbe mai previsto che la foto della King Peleus, la prima petroliera che attraccò nel 1961 in Sicilia, al pontile della Raffineria Mediterranea, tra le maggiori allora d'Europa, sarebbe rimasta solo nell'album dei ricordi di un passato irripetibile, visto che nella vecchia

del greggio scende e l'AIE (Agenzia Internazionale dell'Energia) calcola un ritorno ai livelli del 1994. Circa due terzi delle raffinerie europee presentano margini in rosso: l'ultima stagione buona (che i tecnici definiscono "Golden age of refining") è stata quella iniziata nel 2003 e terminata nel 2008. Margini di raffinazione da 20 dollari al barile sono solo un ricordo scolorito. L'impennata dell'export statunitense di diesel, il gasolio per autotrazione, è stata una lama che si è infilata nel cuore della raffinazione europea, orientata perlopiù alla produzione di benzina, a fronte di una domanda europea di carburanti costituita per il 75 per cento da diesel. E poi, è vero che ancora oggi quasi il 95 per cento dell'energia dei trasporti deriva dal petrolio, ma in prospettiva crescerà il peso dei cosiddetti prodotti non-refinery, a partire dai biocarburanti.

La crisi ha colpito duro, ma anche la concorrenza dei paesi asiatici (che rappresentano circa il 30 per cento della produzione mondiale) ha contribuito in modo decisivo a cambiare il contesto, ridisegnandone il perimetro geo-strategico anche per accorciare, in termini di

L'impennata dell'export statunitense di diesel, il gasolio per autotrazione, ha colpito duramente la raffinazione europea, orientata perlopiù alla produzione di benzina

trasporto e logistica, il tragitto tra domanda trainante (oggi localizzata nelle economie emergenti) e offerta. Quando sono in campo sistemi - a partire dalla Cina - in grado di lavorare e produrre con i loro impianti 2 milioni di barili al giorno (e nella sola Arabia Saudita si stanno edifi-

Europa le raffinerie, per un secolo uno dei simboli del capitalismo industriale, rischiano di chiudere i battenti?

Soprattutto in Europa, che incide per il 17 per cento sulla produzione mondiale, le cose cambiano. Perché cambia il mercato, innanzitutto.

UN ORIZZONTE CUPO

Uno studio molto recente dell'agenzia statunitense Bloomberg spiega che il panorama nel settore della raffinazione del greggio è attraversato da nuvole nere. La domanda di carburanti in Europa sta scendendo al minimo degli ultimi 20 anni e si stima che nel decennio in corso verrà perduto oltre il 10 per cento della capacità di raffinazione. Tradotto in numeri: su 98 impianti operanti nel 2009, a metà 2012 cinque avevano chiuso la produzione (tredici cambiato la proprietà) ed una decina, se non molti di più, potrebbero seguire la stessa sorte entro il 2020. Del resto, ormai da cinque anni il consumo

cando tre impianti, ciascuno capace di lavorare 400 mila barili al giorno per utilizzare greggio di bassa qualità e trasformarlo in combustibili pregiati), con maggiori economie di scale e standard, costi del lavoro e ambientali molto inferiori a quelli europei, la lotta si fa impari.

Inoltre, la vecchia Europa della raffinazione, sulla quale pesa un'Europa in crisi da "debiti sovrani" e a corto di risorse, è divenuta l'oggetto del desiderio (molto possibile) delle grandi compagnie petrolifere russe dotate di immense disponibilità finanziarie (e di un sistema fiscale alle spalle che ne incentiva l'espansione) che acquistano oggi impianti in crisi a prezzi molto bassi, accontentandosi di bassi margini in questa fase di recessione per poi come ha spiegato Vladimir Socor della Jamestown Foundation di Washington "investire per riconvertire gli impianti in modo da poter lavorare il greggio russo, in attesa della ripresa europea e di nuovi profitti nel settore della raffinazione".



RaffinItaly



PROGETTO EST

Con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 190 mila barili/giorno e un indice di conversione del 59 per cento la raffineria Eni di Sannazzaro è una delle più efficienti d'Europa. Il progetto di potenziamento più rilevante in corso è relativo alla realizzazione di un impianto di conversione (in colore nella foto) basato sulla tecnologia proprietaria EST (Eni Slurry Technology) della capacità di 23 mila barili/giorno con avvio atteso nel 2013 per la produzione, a partire da greggi pesanti e ad alto contenuto di zolfo, di distillati medi pregiati (in

particolare gasolio) con azzeramento della resa in olio combustibile. Inoltre, presso la raffineria è in corso il progetto Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation finalizzato alla produzione di idrogeno utilizzando anche in questo caso un know how proprietario. È inoltre in via di sviluppo la tecnologia di conversione Slurry Dual-Catalyst (evoluzione della tecnologia EST) che, attraverso la combinazione di due distinti nano-catalizzatori, potrebbe consentire l'incremento della produttività della tecnologia EST, il miglioramento della qualità dei prodotti e una riduzione dei costi



di investimento e dei costi operativi. Presso la raffineria di Sannazzaro è in fase di completamento anche la progettazione di dettaglio del primo impianto industriale per la produzione di idrogeno attraverso la tecnologia proprietaria Hydrogen

SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation). Tale tecnologia di reforming trasforma, a costi competitivi, idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno).

LA SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

In questo comparto, ramo portante dell'industria petrolifera e non solo (dato che impatta su molte altre industrie che rifornisce, come i lubrificanti per i macchinari industriali o i solventi per inchiostri e vernici) l'Europa, che occupa direttamente e indirettamente circa 600 mila persone, di cui 100 mila circa in Italia, è dunque alle prese con crisi strutturale. Una crisi sulla quale si discute poco nonostante -come ha osservato Alessandro Bartelloni, responsabile del settore trasporto e prodotti petroliferi di Europa (European Petroleum Industry Association), i prodotti petroliferi non siano solo i carburanti, ma rappresentino anche una fondamentale materia prima per l'industria. Soprattutto per quanto riguarda la petrolchimica, in Europa su 58 impianti di steam cracking, l'impianto base per la petrolchimica, 41 sono integrati con le raffinerie e "in conclusione si può affermare che la raffineria è importante dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti dell'Europa".

Ma tant'è, con la crisi della raffinazione l'Europa deve fare i conti. Come? Innanzi tutto facendo leva sul-

la realtà dei fatti, a cominciare dal problema della competitività (tema vivissimo in particolare in Italia con una capacità di raffinazione pari a 100 milioni di tonnellate distribuite sui 15 raffinerie dove si prevede un eccesso di capacità di più di 20 milioni di tonnellate per i prossimi anni), se è vero che è diventato più conveniente importare i prodotti raffinati invece che produrli e se la produzione non trova comunque sbocco sui mercati internazionali.

IL CASO ITALIANO

L'indagine parlamentare svoltasi in Italia nel 2012 si è conclusa con un documento finale che non lascia dubbi. Costi di produzione notevolmente più alti a causa degli oneri connessi alle normative in favore dell'ambiente e a tutela del lavoro. Carico fiscale molto elevato. Mancato rinnovo tecnologico degli impianti obsoleti (anche se non mancano piani e progetti di punta, come si spiega nel box qui sopra). Costi di trasporto alti. Oneri amministrativi esorbitanti (gli oneri burocratico-amministrativi connessi ai procedimenti autorizzativi, anche per dismissioni o riconversioni industriali, rappresentano un freno potentissimo). Tutto questo, mentre le

raffinerie americane acquistano petrolio a prezzi più bassi, quelle mediorientali godono di costi di approvvigionamento minori e non hanno costi di trasporto, quelle asiatiche trattano greggi a basso costo e fruiscono di sussidi. E con quasi tutti i paesi di raffinazione del mondo che hanno "politiche sociali ed ambientali molto meno restrittive di quelle europee".

Tagliare gli impianti - ipotesi sul tavolo dei governi - fa paura dappertutto, in Europa. Che però dovrebbe svegliarsi. Samuele Furfari, alto funzionario della direzione generale Energia della Commissione Ue, ha osservato che "gli stati membri devono prestare attenzione ai rischi e alle opportunità del settore raffinazione, ma devono ad ogni costo evitare di concedere delle sovvenzioni che non fanno altro che ritardare l'inevitabile. Piuttosto, devono permettere al mercato di essere totalmente operativo e a livello europeo è la Commissione ad offrire la dimensione necessaria per affrontare un problema globale, visto che nessuno Stato o nessuna società è in grado di affrontare la sfida da solo". Mentre è in discussione la direttiva sulla qualità dei carburanti (Fuel Quality Directive) si è ricono-

sciuto il valore strategico della raffinazione e lo stato di crisi del settore. Ed è stato aperto un forum di discussione, nel quadro generale del nuovo obiettivo per il 2020 di alzare dal 16 al 20 per cento la quota dell'industria nel Prodotto interno lordo europeo. Inoltre, si promette un miglioramento del quadro normativo "con lo scopo -ha spiegato Furfari- di garantire che le legislazioni dell'Unione Europea siano a vantaggio delle persone e delle imprese".

Il problema è che non c'è più tempo per i dibattiti. "In assenza di decisioni puntuali, urgenti e condivise -conclude il documento approvato dal Parlamento italiano- la raffinazione europea sarebbe esposta ad una crisi gravissima con la chiusura di altri 40 impianti nei prossimi anni ed un aumento della dipendenza dall'estero pur in costanza di un eccesso di offerta". Ipotesi purtroppo realistica.

Guido Gentili è editorialista de "Il Sole 24 ore", di cui è stato il direttore dal 2001 al 2005. Dal 1996 al 1998 è stato editorialista de "Il Corriere della Sera" e direttore del settimanale "Il Mondo".

Prospettive/Come cambierà il mappamondo energetico

Giano, il cigno nero e la solita vecchia storia

Il petrolio “bifronte”: non solo commodity ma protagonista del portafoglio finanziario mondiale. Sdoppiamento sfaccettato dalla globalizzazione della domanda, dal climate change e dalla rivoluzione dello shale gas e del tight oil

F

**PIALUISA
BIANCO**

inché ci sarà un'industria del petrolio, saremo sicuri di non aver sperperato la modernità che abbiamo ereditato. Finché potremo pagare l'energia che muove il mondo, sapremo calcolare il prezzo e il rischio della vita quotidiana. Il mondo brucia energia non solo quando produce ricchezza, la brucia anche quando riflette sulla sicurezza, aspira a pace e libertà e desidera il cielo pulito. Lo abbiamo imparato con fatica. Ma dal quel lontano inizio nel 1861, dalla prima e più ordinaria globalizzazione del petrolio, quando il primo carico di cherosene fu spedito dalla Pennsylvania all'Inghilterra, il cambiamento che ha investito il mondo del petrolio è stato prodigioso, qualitativo non solo quantitativo. Quel che dobbiamo imparare ora è ad avere a che fare con il Giano bifronte della nostra epoca, la doppia identità del petrolio. Non più soltanto commodity preziosa per la sicurezza e la vitalità delle nazioni, ma uno dei più scrutati protagonisti del portafoglio finanziario del mondo. Nel pieno della crisi cominciata nel 2008, perfino allora, lo scambio quotidiano dei future del greggio - i paper barrels - era pari a trenta volte il consumo mondiale quotidiano di barili. A sfaccettare questo sdoppiamento entrano in gioco la globalizzazione della domanda di petrolio, un fenomeno imponente da 15 anni a questa parte; il climate change come fattore politico che influenza le decisioni su come e quanto petrolio dovremo utilizzare; e la spinta verso le nuove tecnologie che incide sul petrolio come su tutte le altre risorse energetiche. E infine il “cigno nero” di questa nuova era, la rivoluzione dello shale gas e del tight oil, che fatalmente



ridisegnerà la curva della domanda di petrolio e modificherà l'intero panorama dell'energia: industria, commercio, prezzi, asset finanziari, politiche e competizione internazionale fino a capovolgere la geopolitica.

LA DOPPIA IDENTITÀ DEL PETROLIO

Paradossi e schizofrenie di questo duplice livello del mercato non risparmiano le raffinerie, industrie nate per soddisfare il mercato rendendo volatile il petrolio, le quali ora, ironia delle cose, vengono volatilizzate dal mercato. Il paradosso è questo: l'industria della raffinazione proviene dal vecchio mondo industriale, ma il petrolio oggi schizza fuori dalla dimensione post-industriale della competizione tra gli stati. L'imponente macchina della raffinazione, un col-

po d'occhio solo a guardare l'enorme quantità di tubi, torri, serbatoi che smontano e ricostruiscono la catena degli idrocarburi per trasformare il greggio in benzina, diesel, carburante per gli aerei, gasolio per riscaldamento domestico e tutti gli altri prodotti di uso corrente, questo gigante dell'industria oggi non è compensato dai suoi profitti. Negli Stati Uniti non è stata costruita una nuova raffineria negli ultimi trent'anni. In Europa negli ultimi cinque anni i due terzi delle raffinerie hanno costantemente perso danaro, il dieci per cento ha chiuso. Il miserrimo rango cui si è ridotto questo business è segnalato dai 2,2 milioni di barili al giorno persi dall'Europa in capacità di raffinazione. Reindustrializzare è un'impresa proibitiva e scoraggiata dalla competizione con le nuove super efficienti raffinerie sorte in Medio

Oriente e in Asia. Da qui benzina, diesel e ogni altro derivato possono essere spedite ovunque nel mondo, proprio come nel 1861 la Pennsylvania poteva spedire il cherosene in Inghilterra. Molte grandi imprese preferiscono vendere le proprie raffinerie e dedicarsi all'esplorazione e alla produzione. E il punto non è tanto se esista qualcuno che possa avere interesse a comprare pur a basso prezzo, quanto piuttosto se non sia in corso un grande aggiustamento geografico del settore. È sorprendente la mappa dei paesi che hanno via via espugnato l'area privilegiata delle nazioni di più antica industrializzazione.

È proprio l'ultimo rapporto di aprile dell'International Energy Agency a sostanziare questo cambiamento, segnalando la novità che nei prossimi cinque anni il mercato si sposterà dal greggio al raffinato. È un segnale interessante, e una nuova contraddizione, perché fino a poco tempo fa l'unico interrogativo riguardava la rapidità con cui sarebbe cresciuta la domanda globale di greggio. Nel 2009 l'agenzia confidava sul fatto che il petrolio avrebbe continuato a coprire il 30 per cento delle risorse del mondo e che il fabbisogno energetico sarebbe più che raddoppiato entro il 2030. Invece negli ultimi tre anni, secondo i dati di aprile, la domanda è cresciuta debolmente, di appena 795 mila barili al



L'AUTORE

Pialuisa Bianco è una giornalista, scrittrice, editrice e manager culturale italiana, oltre che la fondatrice

del mensile italiano di politica estera Longitude. Dal 2008, è anche Consulente del Ministro italiano degli Affari Esteri e Direttore del Forum Strategico del rispettivo Ministero.

giorno, perché la più forte richiesta nei paesi che non aderiscono all'OCSE (1,28 milioni di barili al giorno) è compensata dalla contrazione dei consumi (480 mila barili al giorno) nei paesi OCSE soprattutto in Europa, dove simili livelli non si vedevano dal 1985. Lo scambio globale dunque scenderà a 32,4 milioni di barili al giorno nel 2018, ma, ecco la novità, la domanda sarà soprattutto di prodotti raffinati. E qui entra in campo l'aggiustamento geografico di cui si diceva, centrato sull'accresciuta capacità di esportare prodotti raffinati da agguerrite aree di raffinazione come sono attualmente l'Arabia Saudita o la Cina, grazie alla costruzione ad hoc di grandi raffinerie orientate all'export. È facile prevedere che con simili condizioni industriali lo spostamento verso la domanda di prodotti raffinati non sarà una circostanza contingente o un episodio temporaneo. Ma è ancora più importante mettere in conto quanto verranno sconvolte le rotte tradizionali dell'export, dal breve al lungo raggio, comprese le rotte più impervie tra i paesi del Golfo, l'Oceano indiano, tutta l'Asia e l'Africa.

UNA COSTANTE RESTA: L'INCOSTANZA DEL MERCATO

Tanti rivolgimenti hanno lasciato intatta una sola cosa: l'incostanza del mercato del petrolio, l'unica riscontrabile costante. Il continuo aggiustamento della domanda e dell'offerta, influenzata dall'economia, dalla politica, dalla tecnologia dai gusti dei consumatori e da ogni genere di accidente, continuerà a muovere i prezzi, e altrettanto costante sarà il tentativo di stabilizzarli. È sempre stato così. Andò così alla fine del XIX secolo quando la Pennsylvania altalenava tra crescita e collasso. Negli anni Trenta quando il mondo girava attorno ai 10 centesimi a barile del petrolio Texano. O infine nell'incendiario luglio 2008 dei clamorosi 147,27 dollari a barile della West Texas Intermediate.

Con la crisi petrolifera del 1973 conseguente alla guerra del Kippur, esattamente quarant'anni fa, il mondo cominciò a realizzare quanto fosse dipendente dalla stabilità mediorientale e dall'affidabilità dell'OPEC. Ogni piccolo sussulto in quei paesi produttori - non a caso definiti da Henry Kissinger "giugulare del petrolio" - poteva avere enormi ripercussioni sul quadro della sicurezza internazionale. Da allora petrolio e geopolitica si tengono per mano.

Ma il mondo attuale è impigliato in un contesto energetico tanto più complicato e così poco maneggevole che l'industria del petrolio è influenzata da una miriade di altri fattori. Sarebbe davvero ingenuo, e a vol-

ALTI E BASSI



1859 • Il 27 agosto in Pennsylvania viene scavato il primo pozzo petrolifero.



1931 • Con la Grande Depressione e la scoperta dell'East Texas field il barile scende a 10 centesimi.



1973 • Con la crisi petrolifera il mondo realizza di essere dipendente dalla stabilità mediorientale.



2008 • A luglio l'indice West Texas Intermediate tocca i 147,27 dollari a barile.

te superstizioso, credere che i precari equilibri in Medio Oriente, o anche altrove nei paesi ricchi di petrolio, siano al giorno d'oggi il solo rischio da mettere in conto. Nel 2008 ci fu un clamoroso calo di produzione (8 milioni di barili al giorno) in quattro paesi, Iran, Iraq, Nigeria e Venezuela. Tumulti interni, cattivi investimenti e in Iraq anche l'invasione americana e il dopoguerra erano certamente tra le cause. Non le sole però a determinare l'impennata dei prezzi. Senza la forte domanda della Cina (nel 2010 ha superato gli Stati Uniti diventando il principale consumatore di energia), il concomitante calo nella capacità globale di raffinazione e infine l'intrusione degli speculatori, un nugolo di hedge fund, le cose sarebbero forse andate diversamente.

Si può osservare con un relativo distacco anche l'ondata rivoluzionaria in Nord Africa e Medio Oriente che ha sconvolto meno del previsto la topografia energetica della regione.

Certo se esplodessero l'Arabia Saudita o l'Iran, le conseguenze si allargherebbero all'intero contesto geopolitico. Ma in Siria, nonostante le compromissioni regionali, il danno energetico affligge solo i siriani. Le esportazioni di petrolio rappresentavano il 25 per cento di tutte le entrate statali, oggi non esistono più. La guerra civile ha devastato l'industria locale. I ribelli controllano i giacimenti, le truppe di Assad le raffinerie. Nessuna analisi vale più delle immagini diffuse dall'agenzia Reuters di alcuni siriani che tentano di improvvisare rudimentali mezzi di raffinazione direttamente nell'area dei giacimenti, sperando di ottenere qualche prodotto vendibile.

COME CAMBIA LA DISTRIBUZIONE DEL POTERE

Il Medio Oriente difficilmente riuscirà a rimanere padrone del gioco come negli anni Settanta, anche indipendentemente dai subbugli rivoluzionari. Nuovi produttori si stanno accreditando nell'emisfero occidentale del mondo e già ora minacciano la storica supremazia mediorientale. Senza contare l'effetto della shale revolution che cambierà davvero la distribuzione del potere nel mondo dell'energia, aprendo una partita inedita tra i paesi che dispongono di shale gas e tight oil e quelli che non ne dispongono. Anche qui tuttavia bisogna guardarsi dalle semplificazioni e dai facili entusiasmi. Ingenuo credere che il petrolio mediorientale abbia oggi potere di vita e di morte, ingenuo fare conto che possa dileguarsi nel nulla. La shale revolution non libererà da un momento all'altro né gli Stati Uniti né il resto del mondo dall'antica dipendenza, ma comincerà a influenzare ovunque industria, commercio, prezzi. Alla fine certo ridefinirà il quadro geopolitico. Ma non sarà una tendenza lineare, senza controtendenze. Già si avvertono le forti oscillazioni a seguito delle divisioni interne all'Opec su come dovrebbero reagire i vari paesi membri, se abbassando i prezzi o tagliando la produzione. Il guru del petrolio, Andy Hall, soprannominato "God" per alcune sue infallibili previsioni, è addirittura convinto che la rivoluzione, insostenibile se non con alti prezzi, sarà "temporanea".

In qualunque modo vadano le cose, l'evoluzione in corso negli Stati Uniti sta modificando la loro economia, l'assetto industriale e la prospettiva energetica. Con costi relativamente irrisori, un terzo del prezzo in Europa e un quarto in Giappone, gli Stati Uniti, grazie all'abbondanza e alla convenienza del gas naturale, stanno avviando una intensiva reindustrializzazione, che nessun paese europeo potrà mai permettersi. Ad analizzare

il trend in corso, secondo la IEA, nel 2015 l'America avrà superato la Russia come principale produttore di gas, nel 2020 avrà superato l'Arabia Saudita come produttore di petrolio e nel 2035 sarà totalmente autosufficiente. Il sogno della "energy independence", per la prima volta esplicitato da Richard Nixon durante la crisi del 1973, sta per avverarsi? Forse sì. Gradualmente si intende. Gli Stati Uniti continueranno a importare petrolio anche dal Medio Oriente, ma sempre meno, in parte per la propria maggior produzione, in parte perché la domanda americana ha raggiunto il tetto. Gran parte delle importazioni già ora viene dall'emisfero occidentale, solo dal Canada arriva il 30 per cento. Ed è sciocco credere che l'impegno americano in Medio Oriente possa dipendere dal petrolio che ne importa, appena il 12 per cento. L'interesse degli Stati Uniti non riguarda il numero di barili che possono arrivare sul suolo americano, ma che la produzione di petrolio da cui dipende l'economia mondiale resti accessibile e stabile, scongiurando gravi distorsioni del mercato e drammatici picchi nei prezzi. È ancora difficile immaginare in che modo l'equilibrio strategico nella regione verrà ridisegnato, giacché per il momento il punto dolente resta per gli americani l'Iran. E forse se c'è un effetto geopolitico già registrabile sulla questione iraniana è che la crescente produzione americana, fiancheggiata da quella dell'Arabia Saudita, ha compensato gli effetti delle sanzioni sui paesi importatori, rendendole perciò realmente efficaci.

L'importanza del riequilibrio geopolitico, se ci sarà, andrà ben oltre il peso del Medio Oriente. Coinvolgerà sia il delicato rapporto tra Russia ed Europa, sia il confronto critico tra le superpotenze del XXI secolo, Stati Uniti e Cina. I paesi europei beneficeranno della rivoluzione in corso potendo esibire più forza nei negoziati con la Russia, dal cui gas naturale dipendono per un quarto del fabbisogno. La Cina, la cui domanda è cresciuta esponenzialmente, dovrà importare di più proprio dal Medio Oriente e non potrà evitare di avere un interesse diretto alla tutela della sicurezza della regione. Volenti o nolenti, Cina e Stati Uniti dovranno sviluppare un metodo di comprensione reciproca e inventare uno schema di collaborazione che garantisca la sicurezza energetica mondiale. Sarà forse questo il nodo cruciale dei prossimi anni, a dispetto di molti analisti frettolosi che preconizzano il disimpegno degli Stati Uniti e la fine della geopolitica. E allora basterà al resto del mondo, e in particolare all'Europa, piangere sulle raffinerie perdute?



India/La domanda sfrenata ha portato a un decennio di espansione

Il boom asiatico è solo all'inizio

Le raffinerie private del subcontinente sono più competitive e meglio gestite e le loro performance sono sostenute dalla rapida e persistente crescita regionale. La sfida della concorrenza e del calo della redditività

**JAMES
CRABTREE**

Su un lato della strada svetta Jamnagar, il più grande impianto di raffi-

Il cuore della raffinazione dell'India risiede lungo la statale 25, una strada ben asfaltata a due corsie che abbraccia la regione a sud del Golfo di Kutch, nello stato occidentale di Gujarat. Il momento migliore per osservarla è la notte.

nazione di petrolio al mondo, gestita dalla società Reliance Industries del miliardario Mukesh Ambani. Dislocata su oltre 3.000 ettari, con torri gigantesche e luci scintillanti, ricorda i grattacieli dello skyline di una città vista da lontano. Poche miglia più avanti si incontra Vadinar, il secondo di questi colossi indiani, di proprietà di Essar, un altro importante gruppo industriale fondato sempre da due miliardari, i fratelli Ravi e Shashi Ruia.

Spesso, per lo meno in India, ci si ri- ➔

ferisce all'area circostante come all'“hub mondiale della raffinazione”, mentre il resto dell'attività nella regione è suddiviso negli impianti gestiti dalla statale Indian Oil Corporation e da altre società minori. Con le sue lunghe coste, i grandi porti e la fortunata vicinanza al Medio Oriente, il Gujarat è anche il fulcro di molte spedizioni petrolifere che ogni anno raggiungono l'India per soddisfare il crescente fabbisogno energetico della sua florida economia.

Queste strutture hanno partecipato al boom di ampio raggio vissuto nell'ultimo decennio dal settore indiano della raffinazione petrolifera, quando gli operatori hanno fatto di tutto per aumentare la propria capacità a fronte di una domanda salita alle stelle. Questo scenario si riflette a sua volta in tutta l'area asiatica e soprattutto in Cina e nel Golfo Persico, anch'essi interessati da una sfrenata accelerazione della domanda e pronti a prendere il posto degli impianti europei e nordamericani che, colpiti dalla recessione, faticano a stare a galla o chiudono addirittura i battenti.

UN SEGMENTO STRANAMENTE INSICURO

“Il Medio Oriente e l'Asia possono contare ora su un'ingente capacità di raffinazione, gran parte della quale riconducibile a quella che si potrebbe chiamare ‘l'epoca d'oro’ del settore, fra il 2004 e il 2007”, ha dichiarato Dayanand Mittal, analista gas-petrolifero di Ambit, società di intermediazione di Mumbai.

Eppure, nonostante tutta questa crescita, quello della raffinazione in Asia è un segmento stranamente insicuro. Le figure più influenti del settore lamentano spesso il fatto che le forniture sono aumentate eccessivamente, causando una contrazione dei margini – un problema esacerbato dai recenti rallentamenti economici sia in Cina che in India. “La domanda asiatica continuerà a crescere – è vero – ma l'aumento smisurato della capacità si basava sul presupposto che l'epoca d'oro sarebbe proseguita per sempre, cosa che invece non è avvenuta”, ha spiegato il referente di Ambit, Mittal. “Perciò, sebbene le cose vadano molto meglio qui che in Europa, il futuro ora è più incerto. Gli operatori devono adattarsi”.

Le prove di questa saturazione dell'offerta sono palesi. L'Agenzia Internazionale dell'Energia stima che le raffinerie cinesi aggiungeranno 4 milioni di barili al giorno di capacità entro il 2017, superando di gran lunga la domanda interna del Paese. Anche nel Golfo Persico i produttori petroliferi non si risparmiano, soprattutto in Arabia Saudita, dove la statale Saudi Aramco sta collaborando con la francese Total per portare a ter-

LO “SKYLINE” DI JAMNAGAR
Dislocata su oltre 3.000 ettari di terreno, Jamnagar, nello stato indiano di Gujarat, è la più grande raffineria al mondo. L'impianto è gestito dalla società Reliance Industries del miliardario Mukesh Ambani.

mine un mega complesso a Jubail, con una capacità di 400.000 barili al giorno. La raffineria aprirà alla fine di quest'anno, mentre altri due impianti di dimensioni simili seguiranno nei prossimi quattro anni.

Eppure, questa tendenza espansionistica è ancora più evidente in India, considerati i livelli minimi da cui è partita l'escalation del Paese. La capacità complessiva della terza più grande economia dell'Asia è schizzata da soli 62 milioni di tonnellate l'anno nel 1998 a circa 215 milioni nel 2012. “Il settore della raffinazione nel Paese ha evidenziato una crescita fenomenale, trasformando in breve tempo l'India in un hub dei prodotti raffinati”, ha dichiarato l'anno scorso il Primo Ministro Manmohan Singh durante la cerimonia di consacrazione al Guru Gobind Singh di un nuovo impianto da 3,6 miliardi di dollari nello Stato settentrionale del Punjab.

Entro il 2017, la capacità della raffi-



neria verrà incrementata di 50 milioni di tonnellate l'anno, mentre tre nuove strutture ne aggiungeranno altri 30 milioni. “Abbiamo una capacità di raffinazione sufficiente a garantire l'esportazione di prodotti petroliferi”, ha affermato Singh – fatto insolito per un Paese dove le carenze energetiche sono tristemente frequenti.

Gran parte della capacità di raffinazione dell'India risiede nelle mani delle società a controllo statale per la distribuzione di petrolio, come Indian Oil. Le loro unità di raffinazione sono solitamente redditizie, sebbene queste società debbano fare i conti con normative severe che regolano i prezzi di vendita dei prodotti ai consumatori finali. “Il governo le costringe a rimmetterci e la cosa è piuttosto frustrante”, ha dichiarato un esperto del settore petrolifero indiano, che preferisce non essere menzionato.

PUBBLICO E PRIVATO

Ciononostante, in un settore asiatico dominato da entità a controllo statale, il segmento della raffinazione indiano è particolarmente noto per i suoi operatori privati, la cui recente storia è coronata da episodi più felici e remunerativi rispetto a quella della concorrenza pubblica. Reliance è senza dubbio la più grande delle due società principali: il conglomerato energia-petrochimica è anche il numero uno a livello di ricavi fra le società indiane quotate in borsa, mentre il suo presidente, Ambani, è l'uomo d'affari più ricco e forse anche più potente del Paese.

L'impianto è stato fondato dal padre, Dhirubhai, che partendo da una piccola impresa di commercio, ha scritto capitolo dopo capitolo una delle

classiche storie “dalle stalle alle stelle” più celebrate dell'India, spaziando fra i più svariati settori, dal tessile al petrolchimico, dalle telecomunicazioni all'energia elettrica. La società ha avviato la costruzione di Jamnagar a metà degli anni '90, dopo che il governo aveva consentito ai primi operatori privati di accedere al mercato della raffinazione. Nonostante i ritardi parziali dovuti a un ciclone, l'impianto è stato completato nel 1999 e da allora Reliance ha speso almeno 16 miliardi di dollari per la messa in servizio ed espansione della struttura, compresa l'aggiunta di un secondo impianto contiguo destinato unicamente all'esportazione.

La vicina raffineria di Vadinar, però, è più rappresentativa del boom registrato nel settore della raffinazione indiano: i suoi titolari, infatti, si sono affacciati al mercato e hanno interamente realizzato e aperto l'impianto nell'arco dell'ultimo decennio.

Essar stessa è una variegata impresa di commercio, con attività che vanno dall'energia ai porti, all'outsourcing in ambito informatico, e vanta una reputazione di ingegnoso investitore che ne riflette alla perfezione il modello di business estremamente competitivo. Il gruppo deve la sua espansione ai finanziamenti ottenuti da terzi e conta oggi debiti netti per 938 miliardi di rupie (14 miliardi di dollari): il risultato di ingenti allocazioni di capitale in segmenti come la lavorazione dell'acciaio, la generazione di energia elettrica e le spedizioni, oltre alla normale attività di raffinazione.

L'impianto di Vadinar condivide una storia stranamente simile a quella del suo vicino più grande: nel 2006, infatti, un ciclone si è abbattuto sul sito





1

MILIARDI

di dollari
è costata a PetroChina
la partecipazione
nella scozzese
Grangemouth

1,3

MILIARDI

di dollari spesi nel 2011
da Essar per acquistare
la raffineria di Stanlow,
la seconda più grande
del Regno Unito

140

MILIARDI

di dollari saranno investiti
dall'India in nuove infrastrutture
di raffinazione nel corso
dei prossimi
due decenni

già completato per metà, distruggendone una buona parte. L'impianto è stato comunque aperto due anni dopo e da allora la società ha già speso 1,8 miliardi di dollari per un progetto di upgrade, completato nel 2012.

Ho incontrato il direttore C. Manoharan durante una visita all'impianto lo scorso anno. Brillante veterano del settore con una barba grigia e incolta, mi ha mostrato la struttura ampliata, spiegandomi come le nuove raffinerie asiatiche godano oggi di un duplice vantaggio rispetto alla concorrenza ormai obsoleta del mondo industrializzato: da un lato possono contare sulla vicinanza ai consumatori dei mercati asiatici in rapida espansione, dall'altro lato vantano ottime capacità di elaborazione tecnologica.

UN FUTURO ROSEO

“A livello globale abbiamo già visto che le raffinerie inefficienti sono state costrette a chiudere; inoltre, mentre prima gran parte della raffinazione avveniva nei grandi impianti petroliferi, ora queste società si concentrano sull'estrazione e la produzione, consentendo la nascita e la proliferazione di raffinerie indipendenti”, ha affermato Manoharan. Il miglioramento dell'impianto permette a Essar di lavorare tipi di greggio più esotici, di qualità inferiore e più convenienti, importati da regioni come l'America Latina e ciò rappresenta indubbiamente un ulteriore vantaggio commerciale.

A sostenere questa tesi è anche Prashant Ruia, presidente generale del gruppo Essar e figlio del fondatore Shashi Ruia: a suo avviso le nuove raf-

finerie dell'India manterranno la loro competitività proprio perché vantano strutture tecnologicamente avanzate, ma comunque relativamente poco costose da costruire e gestire. “Se oggi volessi costruire una nuova raffineria da 20 milioni di tonnellate altrove nel mondo, servirebbero almeno 10 miliardi di dollari”, ha affermato Ruia. “Nel Medio Oriente, con 10 miliardi di dollari stanno costruendo un impianto più piccolo di quello che abbiamo realizzato noi. In questo senso abbiamo l'opportunità di migliorare i nostri asset, ottimizzarli fino a farli diventare leader di settore, numeri uno al mondo – il tutto a costi contenuti”. Alla luce di questi aspetti, il futuro della raffinazione in India appare roseo, proprio come lo è per il resto della concorrenza asiatica. In particolare, gli operatori del settore privato indiano tendono a essere più competitivi e meglio gestiti e le loro perfor-

mance sono sostenute dalla rapida e persistente crescita regionale che, nei prossimi anni, spingerà ancora una volta la domanda interna di prodotti raffinati al di sopra della capacità nazionale. Non va dimenticato, inoltre, che le raffinerie asiatiche stanno muovendo i primi passi nel mondo industrializzato; un esempio è Essar che ha acquistato la seconda più grande raffineria petrolifera della Gran Bretagna, quella di Stanlow, per 1,3 miliardi di dollari nel 2011, o ancora PetroChina che, nello stesso anno, ha comprato per un miliardo di dollari una partecipazione in Grangemouth. Tuttavia, sebbene gli occhi siano puntati ben oltre confine, le sfide all'interno dei singoli Paesi non mancano. Nel breve termine, molte società asiatiche dovranno fare i conti con un'offerta eccessiva e saranno costrette ad attendere un ulteriore incremento della domanda – e quindi una rinnovata crescita economica – soprattutto in Cina e in India. In una prospettiva di più lungo termine, però, i produttori devono anche decidere quando riprendere seriamente gli investimenti, considerato che le previsioni sulla domanda regionale parlano ancora di notevoli incrementi nei prossimi vent'anni. “La crescita prosegue a velocità folle e le società la rincorrono”, ha dichiarato Deepak Mahurkar, responsabile del segmento gas-petroliero di PwC in India. “E alcune delle raffinerie non riescono a tenere il passo”.

L'aumento della concorrenza rappresenta una preoccupazione piuttosto immediata, che nasce proprio dal boom di costruzioni di nuovi impianti. In tal senso, le raffinerie asiatiche potrebbero dover affrontare la concorrenza delle società esportatrici nei rispettivi mercati interni, nella fattispecie dagli impianti in Medio Oriente, compreso il recente trio di mega raffinerie in Arabia Saudita. E anche se questo scenario non dovesse concretizzarsi, la redditività è destinata a ridursi. Come emerge da una recente relazione sul segmento gas-petroliero di Barclays, “con un sistema di raffinazione di portata globale con una ragionevole intercambiabilità di prodotti fra le varie regioni, prevediamo un'ulteriore contrazione dei margini per l'Asia”.

Le raffinerie asiatiche possono contare sul supporto di altri fattori globali, non da ultimo un'accelerazione dell'ondata di chiusure in Europa e altrove nel mondo, che potrebbe ridurre la concorrenza internazionale. Tuttavia, altri aspetti si riveleranno sempre più problematici, come la necessità di trovare nuove fonti di petrolio o la potenziale minaccia a lungo termine posta da un aumento delle esportazioni di gas dall'America, sostenute dalla rivoluzione del gas di scisto.



L'AUTORE. James Crabtree è responsabile dell'ufficio del Financial Times a Mumbai, dove gestisce la tiratura del giornale per la divisione India. In precedenza,

ha lavorato come Comment Editor del contro-editoriale. Prima di entrare a far parte del FT, Crabtree ha svolto l'incarico di Deputy Editor di Prospect, il principale mensile britannico di politica, questioni di interesse pubblico. È tornato al giornalismo dopo aver lavorato come consulente di politica per l'Unità strategica del Primo Ministro britannico e in vari think tank nel Regno Unito e in America. Ha inoltre trascorso diversi anni negli Stati Uniti, inizialmente come Fulbright Scholar alla Kennedy School of Government della Harvard University.

DOMANDA E INVESTIMENTI

“La questione chiave è fin dove sono disposte a spingersi: alcune società indiane per la lavorazione del greggio hanno spostato l'attenzione verso nuove regioni geografiche, incluse alcune aree a più alto rischio”, ha affermato Kalpana Jain, esperta del settore gas-petroliero di Deloitte in India. “Se gli Stati Uniti inizieranno a esportare più GNL, il prezzo e la disponibilità di greggio saranno meno cruciali e l'equilibrio fra petrolio e gas cambierà in futuro. Il gas diventerà sempre più importante”.

Ciononostante, la sfida principale per il settore rimane per il momento riuscire ad affrontare un'ulteriore crescita e, in particolare, gestire la delicata questione dell'allineamento dell'offerta a una domanda futura in rapido aumento. Si tratta di un compito che le raffinerie della regione hanno ampiamente sottovalutato negli ultimi anni, puntando invece a costruire nuove strutture e cadendo poi nella trappola di un rallentamento economico imprevisto, con l'epoca d'oro della raffinazione che non è durata così a lungo come molti avevano previsto.

Di conseguenza, il recente spreco di investimenti subirà una battuta d'arresto un po' ovunque, sebbene alcune raffinerie stiano ancora spendendo a piene mani, come ad esempio Reliance, che prevede di allocare altri 4 miliardi di dollari nell'impianto di Jamnagar entro il 2017. A lungo termine, però, crescita ed espansione torneranno ad animare la scena ed è per questo che, a detta dell'AIE, l'India investirà circa 140 miliardi di dollari in nuove infrastrutture di raffinazione nel corso dei prossimi due decenni. Alla luce di queste cifre, una cosa è chiara: il boom della raffinazione in Asia è solo all'inizio.

Russia-Cina/Il futuro della raffinazione

Un asse che va verso il nuovo

Mosca è pronta a investire nel settore 24,4 milioni di dollari nel 2015, ma il rinnovamento del refining russo potrebbe avvenire soprattutto grazie ai capitali cinesi. Anche se non mancano gli ostacoli

LIFAN
LI

I futuro della raffinazione in Russia sembra essere molto prospero. Nei prossimi cinque anni Mosca prevede infatti di potenziare le proprie capacità di raffinazione, data l'arretratezza in cui si trovano oggi gli impianti. Per questo nel 2015 è previsto che gli investimenti per il settore aumentino di 24,4 milioni di dollari. E alle potenzialità russe guarda in particolar modo la Cina, secondo maggior paese nel mondo in termini di raffinazione. Tra i due paesi si sono già avviate relazioni strategiche e Pechino potrebbe investire nel mercato russo traghettando la Russia verso il rinnovamento, smentendo tra l'altro la teoria della "minaccia cinese".

LE SINERGIE A LIVELLO REGIONALE

Il 25 aprile 2013 si è tenuto a Mosca, grazie alla sponsorizzazione del Comitato di imprenditori della Shanghai Cooperation Organization (SCO), il 14° Forum internazionale dal titolo "Alta tecnologia nel 21° secolo: innovazione della SCO a livello regionale", incentrato sul tema "Lo sviluppo futuro dei gruppi petrolchimici russi: l'esperienza dei membri della SCO". Le questioni discusse nel corso del Forum comprendevano le iniziative a livello nazionale volte a supportare lo sviluppo dei gruppi

petrolchimici, l'influenza del sistema WTO sulle attività dei gruppi petrolchimici e la cooperazione a livello regionale fra questi gruppi. Non è stato difficile concludere che il passaggio dalla lavorazione primaria alla lavorazione intensiva è il principale obiettivo dello sviluppo del settore petrolchimico russo. I partner dei paesi membri, sulla base della propria esperienza e dei propri interessi, potrebbero decidere di investire nel mercato russo e accelerare così il cambiamento della modalità di sviluppo propria del settore petrolchimico russo. Secondo quanto previsto dalle direttive impartite dal Primo Ministro russo nel 2012, il governo russo ha autorizzato la creazione di nuovi gruppi petrolchimici a livello regionale a Bashkir e a Nižnij Novgorod nella Repubblica del Tatarstan. I gruppi si trovano più precisamente nel territorio di Stavropol, a Irkutsk e nel Territorio del Litorale. Il Piano per lo sviluppo del settore petrolchimico e del gas naturale fino al 2030, approvato dalle autorità, ha indicato come punto centrale dello sviluppo le olefine e i polimeri. Si calcola che nel 2030 la produzione di olefine in Russia potrà raggiungere una cifra pari a 14,2 milioni di tonnellate, una cifra 4,8 volte superiore ai 2,4 milioni di tonnellate del 2010, rappresentando in questo modo il 5,6 per cento della produzione globale invece dell'1,6 per cento del 2010. Secondo il Piano per lo sviluppo, nel 2030 verrà sottoposto a lavorazione il 60 per cento degli idrocarburi leggeri rispetto al 30,8 per cento del 2010.



LO SVILUPPO DEL SETTORE E I PROGETTI PIÙ RECENTI

La capacità di lavorazione dei prodotti petroliferi della Russia viene indicata come la terza più importante del mondo, dopo quelle degli Stati Uniti e della Cina. Tuttavia, a causa della maggiore attenzione posta "alla fase di estrazione piuttosto che a quella di lavorazione", le sue capacità di lavorazione secondaria sono in grande ritardo rispetto a quelle dei paesi occidentali. Negli ultimi anni la domanda globale di petrolio è aumentata in maniera costante, in particolare negli Stati Uniti e in Europa, dove il settore della raffinazione è giunto a un punto morto. Nello stesso tempo le sempre più rigide normative in merito alla tutela ambientale costringono le società petrolifere a rafforzare i propri investimenti nel settore della raffinazione. Per ora, la capacità di raffinazione cresce

piuttosto lentamente. Nell'immediato futuro la crescita sarà rappresentata soprattutto dalle società petrolchimiche fondate o entrate in attività intorno al 2010. Il picco di crescita della capacità di raffinazione si è avuto nel 2010 e nel 2011, con delle cifre pari a 2,58 e 2,74 milioni di barili al giorno rispettivamente. La prossima fase di crescita sarà determinata da paesi del Medio Oriente, dalla Cina e dall'India. La crescita della lavorazione secondaria proverrà dagli Stati Uniti e dai paesi dell'Europa occidentale. La crescita delle capacità di lavorazione primaria verrà principalmente dalla Russia e dal Kazakistan, mentre quella proveniente dai paesi OCSE sarà abbastanza limitata.

La Russia, in quanto paese produttore di petrolio più grande al mondo e secondo maggiore esportatore di petrolio, gioca un ruolo importante



LE RAGIONI DELL'ARRETRATEZZA

Gli impianti di raffinazione russi hanno dimensioni limitate rispetto a quelli dei paesi OCSE. Fino alla fine del 2009, la Russia possedeva 28 raffinerie e 40 unità di raffinazione, con una capacità media pari soltanto a 0,13 milioni di barili al giorno e una capacità di raffinazione primaria pari a 0,28 miliardi di tonnellate l'anno. Nel 2009 il volume del greggio raffinato è stato pari a 236 milioni di tonnellate; la produzione di benzina ha potuto soddisfare soltanto il fabbisogno interno e il gasolio e l'olio combustibile sono stati esportati soprattutto sul mercato della CSI.

Il settore della raffinazione russo è afflitto da molti problemi. Le strutture e le tecnologie sono piuttosto arretrate, mentre gli investimenti sono limitati e la qualità è tutt'altro che soddisfacente. La maggior parte delle raffinerie fu costruita a partire dagli anni Quaranta fino alla metà degli anni Sessanta del Novecento. Furono pochi gli impianti ad essere costruiti dopo tale periodo. Il livello di raffinazione del greggio di questi impianti può raggiungere soltanto una percentuale del 70 per cento (che nel 2009 fu toccata solo da 12 raffinerie). Di conseguenza la quantità e la qualità del petrolio leggero è relativamente bassa. L'80 per cento del diesel pro-

impianti è pari a 250 e il volume dei prodotti raffinati si aggira intorno ai 12 milioni di tonnellate l'anno. Il paese punta poco su questi impianti.

Visti i problemi, la Russia ha ridotto le esportazioni di petrolio leggero e in anni recenti ha stimolato gli impianti di raffinazione a reinvestire. Si prevede che nel 2015 gli investimenti della Russia nel settore della raffinazione aumenteranno di 780 milioni di rupie, pari a 24,4 milioni di dollari. Le autorità aspirano inoltre alla qualità e al potenziamento tecnologico, nonché alla fusione di società al fine di creare grandi gruppi petrolchimici. Proprio a causa di tali misure, la Russia ha potuto questa volta ospitare il Forum sull' "Alta tecnologia nel 21° secolo".

UN'OCCASIONE GHIOTTA PER LA CINA

L'arretratezza degli impianti di raffinazione russi rappresenta un'opportunità per le società energetiche cinesi che possono entrare nel mercato russo e rafforzare la cooperazione fra i due paesi nel settore dell'energia. A luglio del 2011 la capacità di raffinazione primaria della Cina ha raggiunto i 586 milioni di tonnellate, mentre il numero nel 2000 era stato pari a 276 milioni e nel 2005 a 324,5 milioni. La Cina è diventato il secondo maggiore paese

in termini di raffinazione, dietro soltanto agli Stati Uniti. Tuttavia la rapida crescita ha determinato delle eccedenze. Nel luglio del 2011 si era previsto che la capacità di raffinazione primaria dei principali impianti cinesi sarebbe gradualmente cresciuta di 179 mila tonnellate. Per

Le società petrolchimiche cinesi possono partecipare al rinnovamento della Russia, investendo nel mercato russo e smentendo le teorie del "saccheggio delle risorse"

nel mercato petrolifero internazionale. Tuttavia la sua capacità di raffinazione è piuttosto limitata. Ad esempio, la struttura della lavorazione primaria è semplice e ha raggiunto una cifra pari a 5,34 milioni di barili al giorno nel 2006. L'utilizzo del cracking catalitico, della fratturazione idraulica, del reforming e del coking nei processi di lavorazione secondaria – con valori pari rispettivamente a 6,1 per cento, 1 per cento, 13,8 per cento e 1,6 per cento nel campo della lavorazione primaria – è ben al di sotto dei valori medi a livello mondiale.

Nel 2010 il ministro dell'Industria e dell'Energia propose di costruire sei unità petrolchimiche nel Mar Caspio, nel nord-ovest, sul Volga, in Siberia occidentale, in Siberia orientale e in Estremo Oriente, sia ampliando le strutture esistenti sia creando di nuove grazie all'intervento

di società petrolchimiche private. La scelta dei siti di costruzione è stata fatta in base all'accesso alle materie prime o al mercato. Gli impianti saranno altamente competitivi e rappresenteranno dei centri di eccellenza, con una capacità di etilene pari a 10 miliardi di tonnellate l'anno. Nei prossimi cinque anni la Russia prevede di potenziare le proprie capacità di raffinazione primaria al fine di soddisfare una domanda interna in crescita. D'altra parte, per innalzare il valore dei prodotti e raggiungere gli elevati standard europei e statunitensi, la Russia svilupperà la propria capacità di raffinazione secondaria. Ad esempio, il nuovo impianto di raffinazione costruito a Nachodka, in Estremo Oriente, ha una capacità pari a 0,4 milioni di barili al giorno e porta così la capacità totale della Russia a 0,6 milioni di barili al giorno.

dotto in Russia è composto da zolfo e il 50 per cento deve essere raffinato nuovamente in Europa.

Nonostante la bassa qualità del prodotto, l'utile lordo di una raffineria è più elevato di quello europeo. I dazi doganali sulle esportazioni sono la ragione principale della stagnazione del settore della raffinazione. Attualmente i dazi sulle esportazioni imposti dalla Russia sono pari al 40 per cento per il greggio e al 50 per cento per il petrolio leggero. Di conseguenza l'utile elevato non spinge gli impianti di raffinazione a potenziarsi, a rinnovarsi e a investire.

D'altra parte, le dimensioni e la capacità degli impianti di raffinazione russi sono limitate. Un gran numero di piccoli impianti orientati all'esportazione produce olio combustibile e diesel o benzina di bassa qualità ottenuti dalla prima distillazione. Secondo le statistiche il numero di tali

questo la cooperazione fra Cina e Russia nel settore della raffinazione sarà una situazione win-win e la capacità e la tecnologia cinesi faranno ingresso nel mercato russo.

I leader russi e cinesi si sono scambiati numerose visite nel 2012 e nel 2013 e hanno stabilito delle relazioni strategiche tra i due paesi. La questione più importante era quella di garantire l'orientamento dell'oleodotto dell'Estremo Oriente verso la Cina. La cooperazione fondata su questo oleodotto favorisce la Cina. Le società petrolifere cinesi considerano la Russia un'area strategica ed esplorano progetti per lo sviluppo del petrolio e del gas in Russia. Il progetto Sakhalin proposto da Sinopec e Rosneft, che è il primo progetto di grandi dimensioni nel settore del gas e del petrolio portato avanti da una società petrolifera statale cinese in Russia, è in fase di realizzazione. Dopo anni di →



Igor Sechin, presidente di Rosneft, incontra Fu Chengyu, presidente di Sinopec. I giganti dell'energia dell'Est danno vita a promettenti sinergie.

Il progetto Sakhalin

Il Sakhalin-3 è solo uno dei cinque progetti di produzione di gas nati dalla **joint venture** siglata tra il presidente di Sinopec Fu Chengyu e il presidente di Rosneft, Igor Sechin, nel marzo scorso e legati alla piattaforma (progetto) Sakhalin. La joint venture **Venineft** detiene la licenza di sfruttamento del giacimento Sakhalin-3, composto di quattro progetti minori, tra cui quello di **Veninsky**: in base all'accordo, Sinopec - che detiene una partecipazione del 25,1 per cento - finanzia le spese di esplorazione per il 75 per cento. La partecipazione di Rosneft equivale al restante 74,9 per cento. Gli investimenti nel progetto risalenti al 2006 dovevano essere pari a 120-150 milioni di dollari: in realtà, si sono fermati a **69,8 milioni di dollari**, secondo calcoli effettuati nel 2007.

Il meccanismo di finanziamento del progetto non starebbe funzionando a dovere: il fondo congiunto stabilito da China Investment Corporation e Russian Direct Investment Fund, ancora a marzo scorso, ai tempi della visita di Xi Jinping in Russia - il suo primo viaggio all'estero da presidente cinese - non aveva effettuato alcun investimento. Rosneft rifiuta di divulgare il valore totale degli investimenti nelle esplorazioni di altri tre pozzi, ma secondo gli analisti si tratterebbe di un progetto di **300-500 milioni di dollari**. Le licenze di sfruttamento degli altri tre giacimenti (Kirinsky, Ayashsky e Vostochno-Odopinsky) sono detenute da Gazprom, che detiene la licenza anche per il giacimento di gas di Kirinskoye. In totale, secondo le stime di Gazprom, le riserve di gas del progetto Sakhalin-3 sono pari a **1400 miliardi di metri cubi**, in gran parte condensati nel giacimento di Kirinskoye. Attualmente solo i progetti 1 e 2 sono in fase di sviluppo, mentre il 4 e il 5 sono stati sospesi. Rosneft e il suo partner BP hanno deciso di ritirarsi dal progetto Sakhalin-4 dopo due esplorazioni andate a vuoto. In seguito, BP ha cancellato la partnership con Rosneft per il Sakhalin-5, che il gruppo russo stima avere 56 milioni di tonnellate di petrolio: i lavori dovrebbero cominciare **entro il 2017**.

sforzi le società cinesi hanno finalmente fatto ingresso nel grande mercato russo.

Il 31 ottobre 2012 Sinopec ha annunciato la propria partecipazione nella maggiore società petrolchimica e di lavorazione del gas russa, Sibur, e ha acquistato il 25 per cento della fabbrica di gomma sintetica di Krasnoyarsk. A dicembre Igor Sechin di Rosneft ha incontrato il Vice Primo

Ministro cinese Wang Qishan e ha discusso con lui la possibilità di costruire in collaborazione un impianto di raffinazione a Tianjin e di fare ingresso nel mercato cinese. La società petrolchimica sino-russa di Tianjin, fondata nel novembre 2007, si basa sull'accordo di base per la cooperazione fra Cina e Russia siglato nel 2006. Secondo l'accordo, Sinopec era in possesso del 51 per cento della

società, mentre Rosneft del 49 per cento. La società costruirà una raffineria a Tianjin con un investimento di 5 miliardi di dollari e raggiungerà una capacità pari a 13 milioni di tonnellate. Sinopec progettava di entrare nei settori della raffinazione e dell'esplorazione russi, mentre Rosneft sperava di entrare nel mercato cinese attraverso i canali offerti da Sinopec.

OSTACOLI ALLA COOPERAZIONE, A COMINCIARE DALLE NORMATIVE

Ci sono, tuttavia, alcuni ostacoli alla cooperazione energetica fra i due paesi. In Russia il sistema legale e i termini e le modalità relativi ai contratti sono complessi e vengono spesso modificati, e mancano così di stabilità e di omogeneità. Nel settore dell'energia, le società petrolifere statali russe giocano un ruolo sempre più importante e sono in grado di influenzare i processi decisionali del governo per quanto riguarda il sistema fiscale e legale. Non esistono normative eque e trasparenti relative alle società estere. Inoltre il paese è potenzialmente instabile a livello politico. Ci sono troppe leggi che subiscono frequenti modifiche e ci sono poche garanzie in merito alla loro applicazione. Le normative riguardanti la valuta estera sono molto stringenti, mentre il sistema finanziario e assicurativo è ben lontano dall'essere perfetto. L'inflazione e la pressione fiscale sono elevate. C'è scarso interesse da parte degli investitori esteri. La corruzione è frequente e l'efficienza dell'amministrazione è bassa. Perciò in Russia è difficile e complicato partecipare a grandi progetti che coinvolgono il petrolio e il gas. Se si esclude il progetto Sakhalin, la cooperazione energetica fra i due paesi

non ha un solido sviluppo. Rosneft e Sinopec hanno raggiunto una serie di accordi strategici di cooperazione da realizzare a Magadan, in Siberia orientale e al Polo nord e le società cinesi hanno teoricamente il permesso di sfruttare e sviluppare le fonti energetiche russe. Tuttavia il governo russo non ha autorizzato investimenti cinesi in prospettiva futura. La maggior parte delle aree interessate dall'accordo è strategica e può essere sviluppata soltanto dopo l'approvazione della Legge sui prodotti minerali. Avendo bisogno di investimenti, le società petrolifere russe potrebbero impegnarsi senza il permesso del governo. Inoltre le società russe devono essere incluse nel processo di sviluppo.

Nel complesso si può dire che la cooperazione fra i due paesi ha grandi potenzialità. La Cina ha una struttura tradizionale, nella quale il 70 per cento dell'elettricità viene prodotta dal carbone. Nel 13° piano quinquennale, la strategia energetica della Cina verrà certamente rivista. Le esportazioni di petrolio della Russia rappresentano solo il 6-6,5 per cento delle importazioni complessive della Cina. La cooperazione fra Cina e Russia nel settore della raffinazione può essere esteso allo sviluppo di biodiesel: le importazioni dalla Russia, dunque, possono giovare alla protezione dell'ambiente in Cina.

In virtù di migliori investimenti e di una maggiore attività di rinnovamento, le società petrolchimiche cinesi possono guidare la cooperazione e partecipare al rinnovamento della Russia, investendo nel mercato russo e smentendo le cosiddette teorie del "saccheggio delle risorse" e della "minaccia cinese". Nel corso del summit APEC tenutosi in Russia nel settembre del 2012, il ministro dell'energia russo, Alexander Novak, fece notare che le potenziali opportunità di cooperazione erano tante e che non potevano essere ridotte al semplice commercio di energia e di materie prime. Le società di entrambi i paesi possono scambiarsi tecnologie ed esperienza e contribuire allo sviluppo del paese partner con l'acquisto di quote di partecipazione.

Lifan Li è professore associato presso l'Accademia delle Scienze Sociali di Shanghai (SASS) e Segretario generale del Centro Studi di Shanghai per l'Organizzazione e la Cooperazione.

Medio Oriente/Un'analisi delle prospettive dei più grandi produttori di petrolio

Strategie energetiche del Medio Oriente

Le dinamiche della raffinazione dei paesi del Golfo e le rispettive implicazioni sui mercati dei prodotti.

Molto probabilmente, saranno diesel e benzina a sperimentare i livelli di crescita più rapidi



BASSAM FATTOUH

In seguito all'ondata di nazionalizzazioni negli anni '70, molte compagnie petrolifere nazionali (NOC) nel Medio Oriente hanno adottato una strategia di integrazione verticale, tramite la costruzione di raffinerie di esportazione, finalizzate a sfruttare il valore aggiunto della conversione del petrolio greggio in prodotti raffinati. Fra il 1973 e il 1990, la capacità di raffinazione del Medio Oriente è aumentata a ritmo serrato, tanto da raddoppiare i milioni di barili al giorno da 2,7 a 5,2 durante il periodo in esame. Molte NOC regionali hanno anche investito in strutture di raffinazione e distribuzione nei principali Paesi consumatori.

Ciononostante, dopo il rapido aumento della capacità di raffinazione registrato negli anni '70 e '80, la crescita ha subito una battuta d'arresto in molti Paesi per gran parte degli anni '90.

Questa stagnazione è riconducibile a diversi fattori, fra cui la diminuzione

ne della produzione petrolifera, il calo delle entrate governative dovuto alla debolezza dei prezzi del petrolio, la riduzione dei margini di raffinazione e della redditività del segmento upstream rispetto a quello downstream.

CON IL 2000 AUMENTA LA CAPACITÀ DI RAFFINAZIONE

Dall'inizio del 2000, però, la netta accelerazione della domanda globale di petrolio e il miglioramento dei margini di raffinazione hanno riportato l'attenzione dei governi su questo settore. Di conseguenza, gli investimenti per nuove raffinerie e per l'espansione della capacità esistente sono tornati a salire, soprattutto nei sei Paesi del Consiglio di cooperazione del Golfo (GCC), in Iraq e in Iran. Sono molti i fattori che giustificano questa rinnovata tendenza all'aumento della capacità di raffinazione. Alcuni sono di natura puramente tecnica, legati ad aspetti come la massimizzazione dei prodotti ad alto valore, la produzione di combustibili puliti, la conformità ai regolamenti ambientali e la riconfigurazione delle raffinerie

per adattarsi all'andamento mutevole della domanda di prodotti petroliferi. Altri dipendono, invece, da cambiamenti di natura strategica, che mirano a integrare le raffinerie negli impianti petrolchimici con lo scopo di diversificare le materie prime lavorate in questi stabilimenti. Un altro aspetto da considerare è la disponibilità limitata di gas per il settore elettrico e, in alcuni casi, una mancanza di infrastrutture nel segmento stesso del gas, tale che ad alcuni Paesi non rimane altra scelta se non continuare a fare affidamento sui combustibili liquidi. In Arabia Saudita, ad esempio, le ingenti riserve di gas scoperte di recente sono localizzate soprattutto nel Golfo, ma questi nuovi giacimenti non sono in grado di alimentare gli impianti elettrici delle regioni occidentali e meridionali, dove la penetrazione del gas nel mix di combustibili è ancora piuttosto scarsa a causa delle limitazioni infrastrutturali.

LA DOMANDA SI QUADRUPLICA TRA IL 1980 E 2011

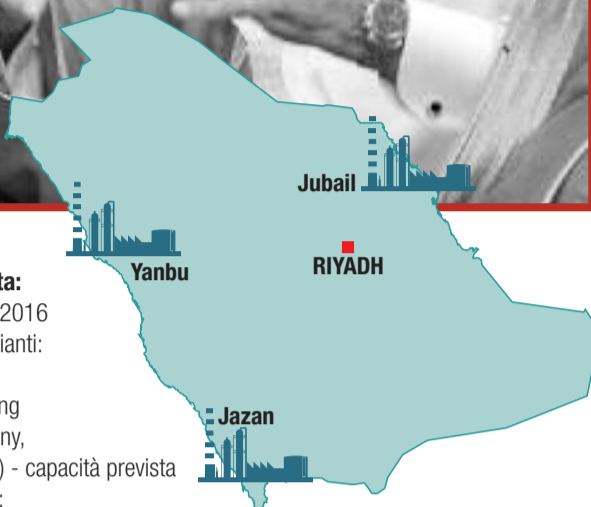
In ogni caso, il driver più importante rimane la necessità di soddi-

sfare il rapido aumento della domanda nazionale di prodotti petroliferi. Dalla *BP Statistical Review* emerge che la domanda di prodotti petroliferi nel Medio Oriente è pressoché quadruplicata fra il 1980 e il 2011, passando da circa 2 milioni di barili al giorno a oltre 8 milioni. Il tasso di crescita più rapido è ascrivibile ai distillati leggeri, con un aumento annuo medio del 4,85 per cento nel periodo 1980-2011. Anche i distillati medi e l'olio combustibile hanno riportato un netto rialzo, rispettivamente nell'ordine del 3,94 per cento e del 3,58 per cento. In effetti, una delle caratteristiche più interessanti di questa regione è l'importanza attribuita all'olio combustibile nel mix di prodotti energetici, equivalente a circa il 25 per cento del totale nel 2011. Nonostante la crescente penetrazione del gas naturale nel settore elettrico, gli oli combustibili sono tutt'oggi ampiamente utilizzati per la generazione di elettricità in molti Paesi. In Arabia Saudita, ad esempio, la Saudi Electricity Company (SEC) ha consumato circa 363 milioni di barili di petrolio equivalente al giorno nel 2011, con il greggio e il gas naturale →

Ali I. Naimi,
ministro del petrolio
e delle risorse
minerarie saudita.



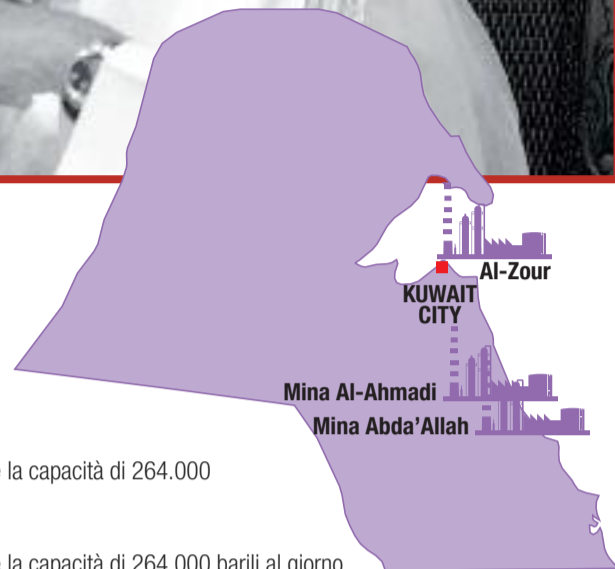
Arabia Saudita:
tra il 2012 e il 2016
sono previsti tre nuovi impianti:
JUBAIL - SATORP
(Saudi Aramco Total Refining
and Petrochemical Company,
una joint venture con Total) - capacità prevista
di 400.000 barili al giorno;
YANBU - YASREF (Yanbu Aramco Sinopec Refining
Company, una joint venture con Sinopec) - capacità prevista di 400.000 barili al giorno;
JAZAN (Saudi Aramco 100%) - capacità prevista di 400.000 barili al giorno.



**Mustafa Jassim
Al-Shamali,**
vice primo ministro,
ministro delle Finanze
e ministro del Petrolio
ad interim del Kuwait.



Kuwait:
AL-ZOUR
è in progetto
un nuovo impianto
da 615.000
barili al giorno
MINA AL-AHMADI
progetto per aumentare la capacità di 264.000
barili al giorno
MINA ABDA'ALLAH
progetto per aumentare la capacità di 264.000 barili al giorno



che rappresentano, alla pari, il 37 per cento del totale, seguiti da diesel (21 per cento) e olio combustibile (5 per cento). Anche in Iraq, le centrali elettriche sono alimentate per lo più da oli combustibili, tanto che nel 2010, il 57 per cento della generazione di elettricità proviene da olio combustibile pesante, greggio e gasolio.

La notevole crescita della domanda di prodotti petroliferi è dovuta, a sua volta, a svariati motivi: rapido aumento della popolazione, solida crescita economica e miglioramento degli standard di vita – tutti fattori che hanno spinto al rialzo il numero di veicoli in circolazione e il consumo di elettricità. Da non sottovalutare è anche la riduzione dei prezzi applicati ai prodotti petroliferi. Sempre in Arabia Saudita, ad esempio, benzina e diesel sono venduti rispettivamente a 12 centesimi di dollaro al litro e 6,7 centesimi di dollaro al litro: prezzi molto contenuti anche per gli standard di questa regione. Il greggio, l'olio combustibile pesante e il diesel vengono forniti al settore elettrico a prezzi di gran lunga inferiori rispetto a quelli prevalenti sui mercati internazionali. Valori così bassi generano distorsioni nel processo di determinazione dei prezzi, causando una cattiva allocazione delle risorse che, per effetto domino, impedisce al Paese di ottimizzare l'impiego delle proprie ricchezze naturali. Tutto ciò incoraggia inoltre lo spreco e il traffico illecito di prodotti petroliferi nei Paesi vicini. Ciononostante, dopo i numerosi shock politici scaturiti dalla Primavera Araba, molti governi nella regione sono riluttanti a intraprendere riforme di ampio raggio sul fronte della determinazione dei prezzi energetici, considerato anche che un'implementazione

efficace potrebbe intaccare la crescita della domanda di petrolio. In prospettiva futura, prezzi energetici contenuti, l'utilizzo di più liquidi nel settore petrolchimico, l'aumento delle auto in circolazione e una maggiore domanda di elettricità continueranno a spingere al rialzo la domanda petrolifera. A tale proposito, l'AIE prevede un aumento nel solo Medio Oriente di 1,7 milioni di barili al giorno fra il 2011 e il 2017 – una crescita che, con un tasso medio del 3,4 per cento, può essere annoverata fra le più alte del mondo. Molto probabilmente, saranno diesel e benzina a sperimentare i livelli di crescita più rapidi nel periodo.

LA POLITICA DEI PREZZI TOCCA GLI INVESTIMENTI

Anche la politica di determinazione dei prezzi a livello nazionale influenza gli investimenti nel settore

Caratteristica della regione è l'importanza attribuita nel mix di prodotti energetici all'olio combustibile, pari a circa il 25 per cento del totale nel 2011

della raffinazione. Considerati i bassi prezzi sul fronte interno, le NOC non possono contare su incentivi alla fornitura di prodotti petroliferi al mercato locale, né su investimenti per ampliare la capacità di raffinazione. Tuttavia, data l'importanza di approvvigionamenti stabili di prodotti petroliferi per l'economia locale, i governi fanno spesso ricorso

alle NOC per soddisfare la domanda interna a prezzi regolamentati. L'incremento della domanda nazionale, che negli ultimi dieci anni ha superato il tasso di crescita della capacità di raffinazione, ha eroso le possibilità di esportazione di alcuni produttori chiave del Medio Oriente, mentre altri sono divenuti sempre più dipendenti dalle importazioni, soprattutto di benzina. Secondo le statistiche dell'OPEC, ad esempio, le esportazioni di prodotti petroliferi dagli EAU sono quasi dimezzate in un periodo relativamente breve – da circa 400.000 barili al giorno nel 2007, a 227.000 barili al giorno nel 2011 – mentre quelle della sola Arabia Saudita sono scese da 1,14 milioni di barili al giorno a 900.000 barili al giorno nello stesso arco di tempo. Per contro, alcuni Paesi hanno incrementato le esportazioni di prodotti raffinati: è il caso del Qatar, dove le cifre relative al-

l'export sono passate da 74.000 barili al giorno nel 2007 a oltre 500.000 barili al giorno nel 2011. Nel complesso, il Medio Oriente rimane un esportatore netto di prodotti raffinati (con in testa olio combustibile e nafta) - uno status che difficilmente perderanno nel prossimo decennio, stante

l'incremento degli investimenti nella capacità di raffinazione.

INCREMENTI SONO PREVISTI NEI PAESI DEL GOLFO

È proprio la pressione derivante dalla domanda interna che negli ultimi anni ha spinto molti Paesi della regione MENA (Medio Oriente e

Nord Africa) ad annunciare progetti di costruzione di nuove raffinerie. Se tutti i progetti previsti fossero effettivamente portati a compimento, la regione MENA potrebbe aumentare la sua capacità di raffinazione di 5 milioni di barili al giorno entro il 2015. Tuttavia, molte delle iniziative annunciate sono state abbandonate o rimandate e pertanto l'aumento reale della capacità di raffinazione nei prossimi anni sarà probabilmente più modesto. Secondo l'OPEC, fra il 2012 e il 2016, il Medio Oriente potrebbe aggiungere altri 1,79 milioni di barili al giorno alla sua capacità di raffinazione attuale, con gran parte degli incrementi previsti nei Paesi del Golfo e in particolare in Arabia Saudita e negli EAU. La Saudi Aramco si classifica al primo posto con tre nuovi impianti: SATORP (Saudi Aramco Total Refining and Petrochemical Company, una joint venture con Total) a Jubail; YASREF (Yanbu Aramco Sinopec Refining Company, una joint venture con Sinopec) a Yanbu; e Jazan (esclusivamente Saudi Aramco), ciascuna con una capacità prevista di 400.000 barili al giorno. La società di raffinazione Abu Dhabi Oil Refining è attualmente impegnata in un'espansione della capacità per 417.000 barili al giorno per la raffineria di Ruwais. I progetti sviluppati da Kuwait, Qatar, Oman, Iraq e Iran nel settore delle pipeline dovrebbero iniziare verso la fine di questo decennio, sebbene alcuni potrebbero subire gravi ritardi. Ad ostacolare i progetti di raffinazione dell'Iran, ad esempio, saranno molto probabilmente le sanzioni finanziarie imposte di recente al Paese. Anche l'Iraq ha difficoltà a tenere fede al suo piano ambizioso di costruire quattro nuovi impianti (con una ca-



Abdul-Kareem
Luaibi Bahedh,
ministro
del petrolio
iracheno.



Suhail Mohamed Al Mazrouei,
ministro dell'Energia
degli Emirati Arabi Uniti.



Iraq: punta
a costruire

quattro nuovi impianti entro
la fine del decennio, ma il
progetto potrebbe subire gravi ritardi

PROVINCIA DI NASIRIYAH

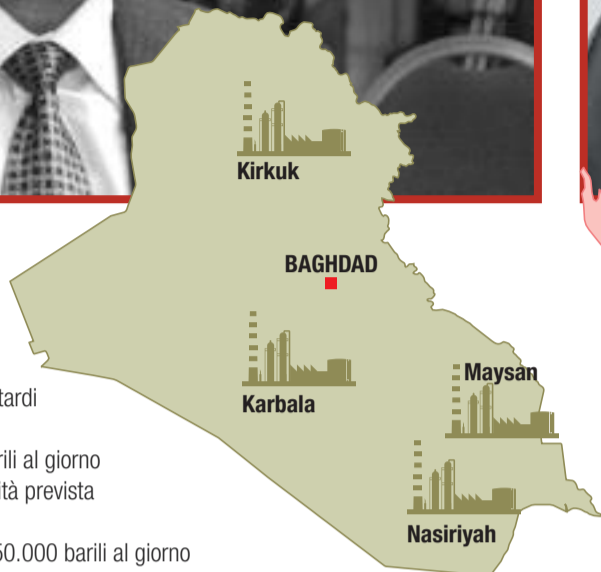
capacità prevista di 300.000 barili al giorno

PROVINCIA DI MAYSAN - capacità prevista

di 150.000 barili al giorno

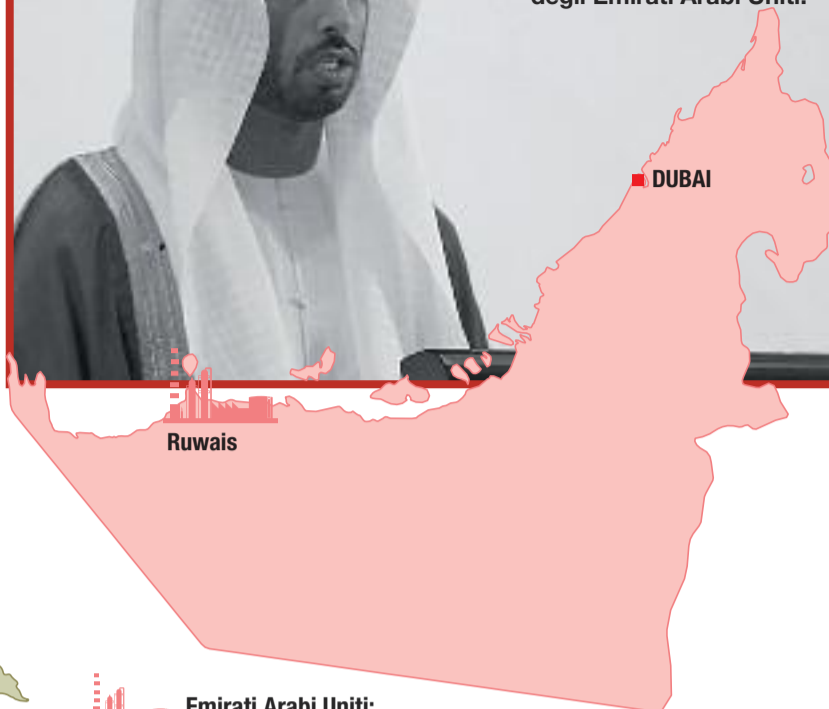
KIRKUK - capacità prevista di 150.000 barili al giorno

KARBALA - capacità prevista di 140.000 barili al giorno



Emirati Arabi Uniti:

RUWAIIS - Abu Dhabi Oil Refining sta lavorando per espandere
di 417.000 barili al giorno la capacità della raffineria di Ruwais



capacità totale di 740.000 barili al giorno) e migliorare le raffinerie esistenti per produrre combustibili puliti per il mercato interno. Fattori come condizioni commerciali poco appetibili, l'incapacità di attirare investitori, prezzi nazionali bassi e un quadro normativo incerto indicano che la capacità di raffinazione dell'Iraq è destinata ad aumentare a un ritmo molto lento nei prossimi dieci anni. I progetti del Kuwait di costruire un nuovo impianto da 615.000 barili al giorno ad Al-Zour e di implementare sistemi di produzione di combustibile pulito, oltre che di espandere la capacità di 264.000 barili al giorno nelle raffinerie di Mina Al-Ahmadi e Mina Abda'Allah, potrebbero subire ulteriori ritardi per una serie di crisi che hanno paralizzato il sistema politico per anni.

Gran parte dei prodotti aggiuntivi derivanti dai recenti progetti di investimento rimarranno verosimilmente nella regione, le cui importazioni di benzina subiranno un decremento non appena le raffinerie entreranno in funzione. Ad esempio, secondo un rapporto di Bloomberg, l'Arabia Saudita (il principale importatore di benzina della regione) ridurrà gli acquisti del 50 per cento nel 2014 e nello stesso anno, gli EAU potrebbero diventare autosufficienti per la produzione di benzina con l'attivazione dell'impianto di Ruwais. L'Oman intende raggiungere l'autosufficienza per i prodotti petroliferi entro il 2016, grazie a un'espansione del 70 per cento della capacità della raffineria di Sohar. Inoltre, alcuni Paesi saranno in grado di generare prodotti petroliferi in eccesso, da destinare all'esportazione. Nel 2014, una volta attivata la raffineria YASREF da 0,4 milioni di barili al giorno, l'Arabia Saudita potrebbe contare su un lieve surplus di diesel da

esportare "a seconda delle condizioni economiche". Si prevede che il solo impianto SATORP contribuirà ad aumentare la produzione saudita di diesel di circa 0,176 milioni di barili al giorno, mentre le raffinerie YASREF e Jazan potrebbero portare la capacità totale del Paese nel segmento diesel a oltre 0,45 milioni di barili al giorno. Se così fosse, l'Arabia Saudita si trasformerebbe in un esportatore netto di diesel nei prossimi anni o per lo meno fino alla fine del decennio, quando il consumo interno raggiungerà di nuovo i livelli produttivi alla fine del decennio.

IL CASO INDIANO

La riduzione delle importazioni di alcuni prodotti petroliferi e l'aumento delle esportazioni dal Medio Oriente avranno una serie di implicazioni soprattutto sulle raffinerie indiane. L'India esporta attualmente

**L'India esporta attualmente
0,4-0,55 milioni di b/g
di diesel, destinati soprattutto
a Europa e Africa.
Ma il Medio Oriente le darà
del filo da torcere in futuro**

0,4-0,55 milioni di barili di diesel al giorno, destinati soprattutto a Europa e Africa. Tuttavia, con il vantaggio di costi di spedizione ridotti verso l'Europa, il Medio Oriente darà del filo da torcere all'India in futuro. I miglioramenti delle raffinerie esistenti permettono già alla regione di produrre diesel a basso contenuto di zolfo. Per i contratti stipulati nel

2013, Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) intende offrire diesel con un contenuto di zolfo pari a 10 ppm, diventando così il primo produttore del Golfo a esportare ULSD nel prossimo futuro.

Questa variazione nei flussi commerciali dei prodotti petroliferi potrebbe aprire le porte a interessanti opportunità di business per le NOC in questo ambito. Aramco Trading, ad esempio, tratterà molti più prodotti una volta che le nuove raffinerie dell'Arabia Saudita saranno operative a pieno regime. Inoltre, è la sola entità incaricata di soddisfare il fabbisogno ingente e in rapida crescita del Regno. Potenzialmente, società come Aramco Trading potrebbero ampliare ulteriormente il proprio raggio d'azione, accrescendo il know-how ed entrando in concorrenza con alcune delle organizzazioni di trading già consolidate.

Oltre a questi effetti diretti sul mercato dei prodotti, è importante ricordare che la nuova capacità di raffinazione, presto operativa nel Medio Oriente, è strettamente correlata al tipo di greggio prodotto. Ad esempio, il giacimento saudita di Manifa - che si prevede raggiungerà una capacità complessiva di 900.000 barili al giorno entro la fine

del 2014 - fornirà petrolio pesante ai nuovi impianti di raffinazione di Jubail e Yanbu. Ciò significa che l'accresciuta produzione di greggio ad alto contenuto di zolfo verrà sfruttata a livello nazionale. Considerata la portata degli investimenti allocati di recente alle raffinerie per la lavorazione di greggio altamente zolfuro, soprattutto negli USA, la ridu-

zione nella fornitura di greggio pesante ai mercati internazionali potrebbe influenzare il differenziale sui prodotti leggeri e, di conseguenza, la redditività di alcune raffinerie di petrolio pesante.

Perciò, quanto discusso finora conduce a una deduzione logica: se la nuova ondata di investimenti nel settore della raffinazione del Medio Oriente è intesa per lo più a soddisfare la rapida crescita della domanda interna, esistono implicazioni più ampie per i mercati del greggio e dei prodotti petroliferi, oltre che per i flussi commerciali. A breve e medio termine, un aumento delle esportazioni e una riduzione delle importazioni di alcuni prodotti petroliferi da e verso il Medio Oriente eserciterà un'ulteriore pressione sui margini da raffinazione a livello globale. Tuttavia, nel lungo periodo, l'aumento previsto della domanda interna di prodotti raffinati, unito all'incertezza riguardante l'implementazione di alcuni dei progetti annunciati, delinea uno scenario tutt'altro che chiaro riguardo agli equilibri di domanda e offerta. Se il recente aumento della capacità di raffinazione di alcuni Paesi esportatori di petrolio li aiuterà a raggiungere un'autosufficienza temporanea, in assenza di una riforma concreta del processo di determinazione dei prezzi, il tira e molla fra un'ulteriore espansione della produzione e l'abilità di soddisfare una domanda crescente è destinato a continuare in futuro.

Oltre a svolgere il ruolo di Direttore del programma Petrolio e Medio Oriente, Bassam Fattouh è Membro Ricercatore presso il St Antony's College (Oxford University) e Docente presso la School of Oriental and African Studies.

USA/ I cicli di espansione e recessione del refining e le prospettive future

L'imperativo è ottimizzare, o si fa la fine dei dinosauri

Negli ultimi trent'anni hanno chiuso metà degli impianti di raffinazione. Gli esperti sostengono che, per la sopravvivenza del settore, saranno fondamentali miglioramenti della gestione e l'utilizzo di tecnologie software



1989, Texas, USA.

L'

MOLLY MOORE

ultima raffineria di petrolio negli Stati Uniti è stata aperta sulle rive del Fiume Mississippi, Louisiana, 37 anni fa. Nei tre decenni passati, metà delle raffinerie statunitensi ha chiuso i battenti, tanto che delle 300 raffinerie operative nel 1982, solo 142 continuano tutt'oggi a funzionare. Ciò nonostante, la capacità di raffinazione degli Stati Uniti è cresciuta di circa il 13 per cento grazie al miglioramento dell'efficienza degli impianti esistenti, cui si deve gran parte del carico produttivo.

COME LA VECCHIA LINOTYPE

Proprio come la vecchia Linotype ha ceduto il posto ai computer e le mani dell'uomo ai robot automatizzati nelle catene di montaggio, il

settore della raffinazione petrolifera statunitense sta vivendo un periodo di ingenti ristrutturazioni. Il mercato interno dei combustibili petroliferi è in calo e il settore si trova ad affrontare importanti sfide economiche e normative. Molti degli impianti ormai vetusti che trasformavano il greggio in una miriade di prodotti secondari stanno scomparendo dal tessuto industriale. Gli ambientalisti gioiscono della sparizione delle raffinerie e delle loro ciminiere eruttanti, celebrandola come una vittoria per l'ambiente e la salute pubblica. Per contro, le autorità competenti descrivono regolarmente la chiusura delle raffinerie come un disastro che porterà all'aumento progressivo dei prezzi dei prodotti gas-petroliiferi. La verità risiede in una complessa area di confine fra i due estremi e rappresenta sia l'evoluzione naturale del settore che l'effettivo cambiamento dello stile di vita e delle prospettive degli americani. I progressi tecnologici, come

l'automazione, la cogenerazione e i sistemi di estrazione liquido-liquido hanno ampiamente sostenuto la capacità di raffinazione, mentre gli impianti modernizzati consentono di sfruttare al massimo ogni singolo barile di petrolio lavorato. Di conseguenza, sebbene non siano state costruite nuove raffinerie, l'American Petroleum Institute stima che i miglioramenti nelle strutture esistenti abbiano aumentato la capacità di raffinazione all'equivalente di 23 nuovi impianti di medie dimensioni. Per la verità, alcuni impianti vetusti sono stati chiusi perché sarebbe stato eccessivamente costoso procedere alla loro ottimizzazione affinché rispettassero i nuovi standard di controllo delle emissioni inquinanti. Molti altri, invece, sono stati dismessi a causa dell'andamento impreveduto dei mercati petroliferi internazionali. L'anno scorso è toccato a una delle più grandi raffinerie del Nord America, l'enorme HOVENSA a St. Croix nelle Iso-

le Vergini americane. Sebbene lavorasse 350.000 barili di greggio al giorno, l'impianto aveva perso approssimativamente 1,3 miliardi di dollari negli ultimi tre anni di attività, equivalenti a circa 1 milione di dollari al giorno. La raffineria pagava prezzi elevati per il greggio Brent e non aveva accesso al più conveniente gas naturale: una combinazione economicamente insostenibile.

COSTA IN CUI VAI, IMPIANTO CHE TROVI

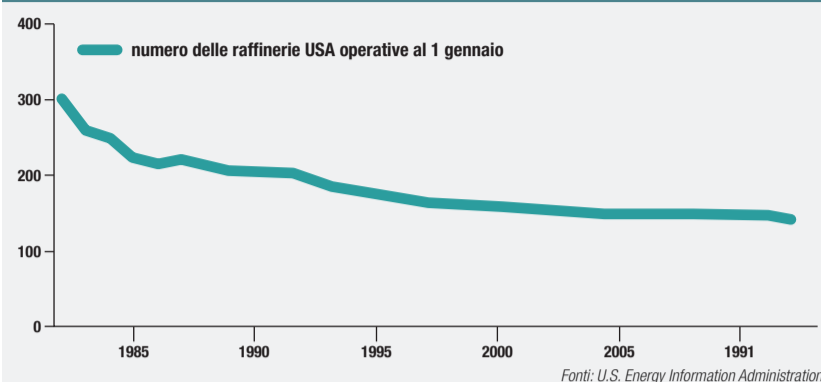
Il settore della raffinazione statunitense si divide fra gli impianti più vecchi, situati per lo più sulla East Coast e responsabili generalmente della lavorazione del Brent dolce importato di elevata qualità, e gli impianti del Midwest e degli Stati meridionali, capaci di raffinare il più economico greggio pesante, importato dal Canada occidentale, dal Golfo del Messico e dall'America Latina. Rac-

chiuso in una cintura fra la Louisiana e Chicago, queste raffinerie hanno anche accesso al greggio intermedio del Texas occidentale – il cosiddetto West Texas Intermediate – un petrolio dolce molto simile al Brent. Questo va ovviamente a svantaggio delle raffinerie della East Coast nei periodi in cui il Brent scambia a prezzi più elevati rispetto al WTI. Le società di maggior successo sono impegnate in progetti di miglioramento di ampia scala, finalizzati al trattamento del petrolio di scisto e degli ibridi complessi, risultanti dalle attività di esplorazione del bitume nella regione occidentale degli Stati Uniti e in Canada. Tuttavia, questi sforzi vanno a beneficio delle sole industrie situate a ovest degli Stati Uniti, lasciando escluse le raffinerie della parte est, troppo lontane da queste materie prime per giustificare i costi di una modernizzazione degli impianti. In effetti, il boom di attività nel giacimento di scisto di Bakken, North Dakota, ha accelerato la costruzione della prima nuova raffineria statunitense dal 1976. Le autorità sperano che la raffineria, frutto di una collaborazione fra MDU Resources Group Inc. e Calumet Specialty Products Partners, riuscirà a soddisfare la domanda crescente di diesel nello Stato per alimentare i pozzi di perforazione, i camion e i treni che sostengono il boom petrolifero del North Dakota. Data l'ubicazione remota della raffineria e la scarsa densità demografica dello Stato, l'impianto non è ancora entrato nel mirino degli ambientalisti, che si erano già prodigati per ostacolare la costruzione di nuovi impianti. Ciò nonostante, le società impegnate nella realizzazione della raffineria stanno "mettendo il carro davanti ai buoi", utilizzando progetti modulari che consentiranno loro di spostare letteralmente altrove la raffineria, per seguire gli eventuali cambiamenti del mercato in futuro. Infatti, a livello settoriale, l'attività di raffinazione è sempre stata interessata da cicli altalenanti di espansione e recessione. In passato, c'è stato un periodo in cui la necessità di nuove raffinerie negli Stati Uniti era così elevata che l'allora Presidente George W. Bush era pronto ad autorizzarne la costruzione in basi militari dismesse.

PIÙ CRISI, MENO DOMANDA DI GAS

La recessione degli ultimi quattro anni, però, ha ridotto la domanda di gas e altri prodotti raffinati, tanto che la U.S. Energy Information Administration ha rivisto al ribasso le stime sul consumo petrolifero nel paese per gli anni a venire. I biocombustibili e l'etanolo stanno rimpiazzando benzina e diesel, mentre i nuovi standard

TRENT'ANNI DI CHIUSURE



Nei tre decenni passati, metà delle raffinerie americane ha chiuso i battenti, tanto che delle 300 raffinerie operative nel 1982, solo 142 continuano tutt'oggi a funzionare.

di efficienza dei consumi per le automobili stanno gradualmente riducendo la domanda complessiva di benzina. L'amministrazione Obama ha richiesto che l'efficienza delle automobili arrivi a una media di 57,13 km/l entro il 2016, dai circa 40,23 km/l del 2010. Ciò potrebbe comportare una riduzione del consumo di petrolio pari a circa 1,8 miliardi di barili nel quadriennio 2012-2016. Nella sua relazione del 2013 sull'outlook energetico, la U.S. Energy Information Administration prevede un calo persistente del consumo di benzina per motori, "a riflettere le implicazioni di standard sempre più rigidi imposti alle società sul fronte dell'efficienza media dei combustibili". In una lettera pubblicata di recente dal Wall Street Journal, Charles Drevna, Presidente del sindacato degli American Fuel & Petrochemical Manufacturers, ha lamentato il fatto che i

sta acquistando raffinerie di etanolo. Altre grandi società stanno abbandonando in massa il segmento della raffinazione.

C'È CHI CI GUADAGNA

In questo universo variabile, che è il mercato della raffinazione, alcune società stanno perfino prosperando. Nell'ultimo trimestre del 2012, Exxon e Chevron hanno registrato eccellenti guadagni, sostenuti dagli utili delle raffinerie statunitensi. D'altro canto, le raffinerie – che talvolta immergono intere comunità nell'odore dello zolfo – sono da sempre un bersaglio privilegiato dei movimenti ambientalisti. Gli impianti consumano acqua in abbondanza, occupano vasti territori e rilasciano enormi quantità di anidride carbonica nell'atmosfera. Piuttosto che passare anni ad affrontare procedure normative per la costruzione di nuove raffinerie conformi a standard ambientali sempre più severi, gran parte delle società ha scelto la strada più facile, ovvero il miglioramento degli impianti esistenti, aumentandone spesso sia l'efficienza che la capacità. Alcuni, nel settore, hanno accusato aspramente l'amministrazione Obama di aver contribuito alla chiusura degli impianti con "politiche che inondano le raffinerie nazionali di costosi e spesso controversi regolamenti, che ne minacciano la competitività, offrendo comunque benefici ambientali scarsi, se non addirittura nulli" – queste le parole del Presidente degli American Fuel & Petrochemical Manufacturers, Drevna. Tuttavia, in alcuni casi, le norme statali si sono rivelate persino più severe di quelle federali. Alcune società si sono arrese alla volontà di ambientalisti e vicini combattivi, scegliendo la via del compromesso. Flint

L'amministrazione USA è stata accusata di aver contribuito alla chiusura degli impianti con "politiche che inondano le raffinerie di costosi e spesso controversi regolamenti"

requisiti più elevati di efficienza dei combustibili nel settore automobilistico e gli incentivi ai biocombustibili hanno condotto alla "innaturale distruzione della domanda di benzina, tradottasi nella chiusura di 18 raffinerie". Eppure molte società hanno optato per un approccio lungimirante, accogliendo con favore i cambiamenti a livello normativo e i nuovi standard per le automobili. La principale società di raffinazione americana, Valero Energy, ha chiuso di recente un impianto, dopo che i suoi titoli avevano subito un drastico crollo durante la recessione. Ora Valero

Hills Resources, una controllata di Koch Industries Inc., ha recentemente accettato di ridurre le emissioni di gas serra e sostanze inquinanti dell'aria, avviando un progetto da 400 milioni di dollari per il miglioramento dell'impianto Pine Bend Refinery, nella periferia di Rosemount – la raffineria di petrolio più grande del Minnesota – in cambio della promessa degli ambientalisti di non opporsi alle sue richieste di autorizzazione. La società non solo si è impegnata a installare un'attrezzatura ad efficienza energetica ultraelevata e un sistema di monitoraggio che ridurranno le emissioni di gas serra di circa 52.000 tonnellate, ma ha anche dichiarato che donerà un milione di dollari a "Project Green Fleet", un'organizzazione che si dedica alla riduzione delle emissioni da autobus per il trasporto scolastico e altri veicoli alimentati a diesel. Da parte loro, gli oppositori all'espansione della raffineria – il Minnesota Center for Environmental Advocacy e l'Environmental Integrity Project – hanno accettato di non ostacolare le richieste della società alla Minnesota Pollution Control Agency per ottenere l'apposita autorizzazione alla raffinazione ("air permit", ndr). Negoziando un accordo prima dell'inizio del processo normativo, sia la società che gli ambientalisti hanno risparmiato tempo e denaro, come ha dichiarato un portavoce della raffineria. Tuttavia, è la contrazione dei margini di profitto a spingere molte società ad abbandonare il segmento della raffinazione. L'apertura di impianti più innovativi ed efficienti in altre zone del mondo porterà con sempre maggiore insistenza alla chiusura dei vecchi impianti statunitensi. Anche il più conveniente gas d'importazione sarà commercializzato minando l'attività delle raffinerie negli USA. Molti esperti sostengono che l'ottimizzazione delle raffinerie sarà un aspetto essenziale per la sopravvivenza del settore nel Paese. Saranno fondamentali un miglioramento della pianificazione e della gestione, un'analisi delle lacune ad ogni fase del processo – dalla progettazione e programmazione alle operazioni vere e proprie – oltre all'utilizzo di tecnologie software. Le raffinerie che riusciranno a tenere fede a queste linee guida avranno più probabilità di crescere; le altre faranno la fine dei dinosauri.

Molly Moore è vice presidente senior di Sanderson Strategies Group, azienda di strategie mediatiche con sede a Washington, D.C., in precedenza corrispondente dall'estero per il Washington Post.



ANTONIO GALDO

Quattro mosse per garantire occupazione, sicurezza e sostenibilità

Come la siderurgia, se non peggio. La crisi dell'industria della raffinazione in Europa rappresenta un colpo pesantissimo all'occupazione, in un momento nel quale le statistiche sui senza lavoro, specie i giovani, peggiorano ovunque nel vecchio continente. Una crisi strutturale, di sistema, risultato di una serie di fattori paradigmatici di una politica industriale europea fiacca e poco attenta ai problemi della competizione globale. Le raffinerie dell'Unione pagano il prezzo non solo di un crollo generale dei consumi (al ritmo di un 2 per cento l'anno) e dunque di una sovra-produzione e di un'eccessiva offerta dei prodotti, ma innanzitutto di una concorrenza spietata dei paesi asiatici. Qui il costo del lavoro è decisamente più basso, le norme di sicurezza ambientale (quando esistono e sono rispettate) risultano molto più blande, il regime fiscale più favorevole, l'accesso al credito più conveniente. E oggi, di fronte a impianti che continuano a chiudersi, fa paura pensare come la chiusura delle raffinerie se da un lato indebolisce la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, dall'altro versante, e questo è l'aspetto più preoccupante, si traduce in un serio pericolo per 600mila posti di lavoro, una buona parte dei quali sono di manodopera qualificata, che comprendono anche la logistica e la parte commerciale. Né può essere una soluzione quella di trasformare gli stabilimenti in siti di stoccaggio, anche per evitare il costo delle bonifiche: in questo modo, infatti, il salvataggio è solo virtuale, mentre è comunque reale la perdita dei posti di lavoro (in

ciascuna raffineria lavorano, in media, circa 5mila persone). Che fare per evitare il baratro? Come affrontare un fenomeno non congiunturale, ma piuttosto strutturale di de-industrializzazione? E quali misure si possono prendere per salvaguardare migliaia di posti di lavoro e la stessa coesione sociale nell'Unione? A queste domande, finora, l'Europa ha risposto con tavoli tecnici, forum, rapporti della Commissione, e qualche generico grido d'allarme. Tutto ciò non basta. Servono provvedimenti urgenti nella consapevolezza che la crisi europea dell'industria della raffinazione non può essere affrontata in ordine sparso, da ciascun paese membro dell'Unione, ma ha bisogno di un piano europeo di politica industriale, condiviso e finanziato a livello intergovernativo. Un piano in quattro punti.

Innanzitutto bisogna riconoscere il valore strategico, anche sul piano occupazionale, dell'industria della raffinazione europea

Cercando di non ripetere l'errore fatto appunto con la siderurgia, laddove spesso la concorrenza, di fronte al vento impetuoso della crisi, si è scatenata tra paesi europei con sovvenzioni che hanno soltanto ritardato l'inevitabile chiusura di alcuni impianti. Se la raffinazione è riconosciuta come un asset strategico dell'industria europea, allora bisognerà fissare, a lungo termine, il fabbisogno necessario e la capienza produttiva complessiva dell'Unione per poi spalarla nei singoli paesi. La seconda mossa riguarda la riconversione sul territorio degli impianti che vengono esclusi dal piano di



produzione pluriennale. Qui le possibilità sono enormi. Basti pensare, per esempio, alla possibilità di trasformare questi impianti in moderni siti industriali per il riciclo e la riconversione energetica dei rifiuti, garantendo ovviamente il massimo della sicurezza dei lavoratori e il minimo rischio sul piano dell'impatto ambientale. Ma sicurezza e ambiente non possono rappresentare l'alibi per impedire le riconversioni degli stabilimenti: da qui norme snelle, autorizzazioni in tempi rapidi, deroghe laddove le leggi esistenti sono troppo vincolanti. E regole stabili, certe e uguali per tutti i paesi dell'Unione. Questo processo di riqualificazione avrebbe l'enorme vantaggio di puntare su un settore, quello della trasformazione virtuosa dei rifiuti, sicuramente in crescita, e anche essenziale per definire i contorni di una nuova economia della sostenibilità. Inoltre,

trasformando le ex raffinerie in altri tipi di impianti, sempre legati alle attività energetiche, si garantirebbero gli attuali livelli occupazionali. Al contrario, come abbiamo già detto, dell'attuale finzione di riconvertire le raffinerie in impianti di stoccaggio dove i numeri degli addetti diventano del tutto diversi.

È da tenere presente che la riconversione di un impianto di raffinazione a uso civile è un'operazione molto costosa, che ha bisogno dunque di incentivi fiscali e di adeguate forme di sostegno finanziario

Il terzo punto è quello degli investimenti, pubblici e privati, per riqualificare le attuali produzioni. Servono soldi per valorizzare nuove competenze, nuovi prodotti, e puntare sull'innovazione e sull'efficienza energetica, altro snodo nevralgico di una nuova economia. In tutto

il mondo, per esempio, si stanno sviluppando le bioraffinerie, con massicci investimenti in paesi come gli Stati Uniti e il Canada: l'incredibile paradosso è che si tratta di interventi fatti con brevetti industriali europei. Come spesso accade l'Europa esporta la sua innovazione, e non riesce ad applicarla a casa propria, contribuendo così alla sua emarginazione nello scacchiere industriale internazionale. Anche in questo caso, come a proposito della riconversione, i nuovi impianti avrebbero una capienza occupazionale almeno pari a quella dei precedenti stabilimenti di raffinazione.

Il quarto punto è il più delicato, perché chiama in causa le politiche commerciali mondiali. È venuto il momento di mettere un freno, anche nell'industria della raffinazione, alla concorrenza sleale. Partendo da un principio: bisogna garantire condizioni di competizione alla pari tra i paesi dell'Unione e quelli dell'area extra-Ue. Come? Anche in questo caso soltanto una concertazione di politica industriale e commerciale, a livello europeo, può portare all'introduzione del green label per i prodotti raffinati all'interno dell'Unione. A quel punto si stabilisce che solo i prodotti ottenuti con processi industriali che soddisfino gli stessi standard (sicurezza e protezione dell'ambiente) provenienti dai paesi esterni all'Europa possono essere utilizzati all'interno dell'area commerciale della comunità. Infine, serve la tracciabilità della provenienza dei raffinati, unica regola universale che può scoraggiare la concorrenza di imprese che non lavorano con gli stessi vincoli imposti all'interno dell'Unione. Sarebbe una scelta forte, che sicuramente farebbe discutere a livello di organismi internazionali: ma sarebbe anche la prova che l'Europa vuole difendere la sua industria della raffinazione, i lavoratori del settore, ed i suoi target di sostenibilità ambientale. ■

L'autore dirige il sito www.nonsprecare.it. Ha scritto per la casa editrice Einaudi i libri "Non sprecare", "Basta poco" e l'ultimo, "L'egoismo è finito".



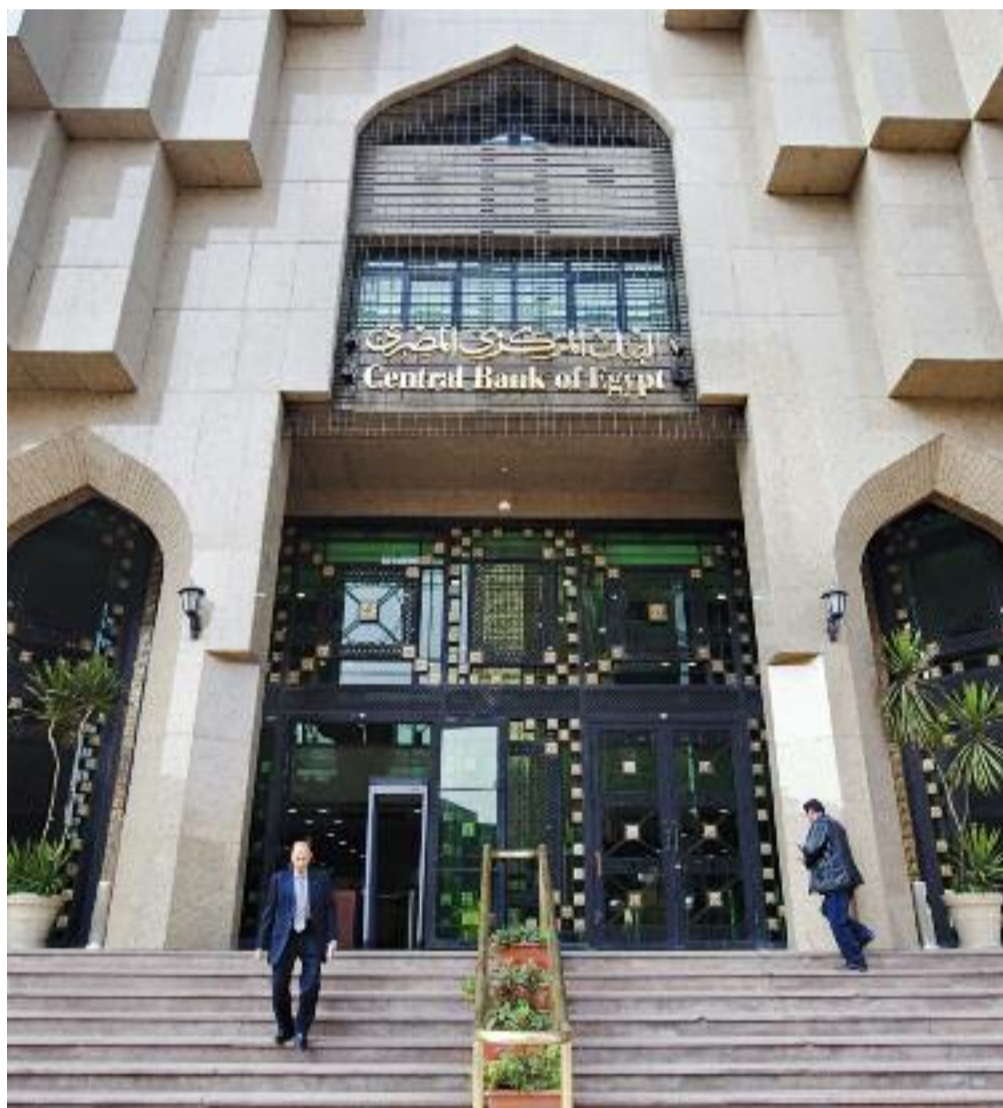
GIUSEPPE
ACCONCIA

L'Egitto pensa ai sukuk per far fronte alla crisi

Per superare la crisi finanziaria che attanaglia l'Egitto, i Fratelli Musulmani hanno scommesso su politiche di liberalizzazione dell'economia. Centrali per il loro programma politico sono soprattutto le joint venture pubbliche/private. Per questa ragione, il governo egiziano ha approvato una nuova legge che regola l'emissione dei sukuk: titoli obbligazionari o strumenti finanziari a tasso fisso islamici. Il Consiglio della Shura, che gode dei pieni poteri legislativi dopo l'entrata in vigore della nuova Costituzione nello scorso dicembre, ha approvato il decreto all'unanimità. In base alla nuova legge, entro luglio, l'Egitto potrebbe assistere alla prima emissione di sukuk, con il governo che spera in rendimenti compresi tra i 10 e i 15 miliardi di dollari l'anno. La Islamic Investment Bank d'Egitto, da sola, supporterà l'emissione di sukuk con prestiti pari a 388 milioni di dollari.

Il ministro delle Finanze egiziano, El-Sayed Hegazi, ha respinto i timori per cui la nuova legge consentirebbe la vendita di asset pubblici

Hegazi ha sottolineato che il nuovo progetto di legge proibisce la vendita o l'ipoteca di proprietà statali. In questo caso, la legge vieta l'emissione di titoli obbligazionari sukuk garantiti da asset pubblici quali il Fiume Nilo, il Canale di Suez, le Piramidi e proprietà storiche. La questione ha tuttavia sollevato numerose polemiche. In particolare, lo scorso dicembre, il governo ha preparato la prima bozza del decreto sui titoli obbligazionari, sukuk sovrani, che è stata aspramente



Il Cairo, la sede della Banca Centrale d'Egitto.

criticata dalla Islamic Research Academy di Al-Azhar. Secondo le più influenti istituzioni islamiche del paese, la bozza del decreto sui sukuk violerebbe la Sharia (legge islamica) e costituirebbe una minaccia per la sovranità dello stato. Nella seconda lettura del testo emendato, lo scorso aprile, gli esperti di legge islamica hanno chiesto anche che i sukuk vengano emessi per un periodo non superiore ai 25 anni e che sia proprio Al-Azhar, come stabilito

dall'articolo 4 della Costituzione, ad avere l'ultima parola sul rispetto della Sharia in occasione della loro emissione. Lo scorso anno il tasso di crescita mondiale della finanza islamica ha toccato quota 20 per cento. Questo importo non comprende i fondi investiti in private banking. Secondo Alberto Brugnoli, Amministratore di Assaif, centro islamico per la progettazione di strumenti finanziari, "nel 2012-2013 il mercato obbligazionario

islamico ha raggiunto un nuovo record, dopo le ottime performance del 2008-2009, con un volume previsto di 4.000 o 5.000 miliardi di dollari entro il 2020". "Gli uomini d'affari del Qatar sono soprattutto impegnati nell'acquisto di asset pubblici in altri paesi, investendo in titoli obbligazionari islamici", afferma. Tuttavia, uno degli obiettivi della finanza islamica è quello di reinvestire il capitale in progetti sociali volti alla diffusione della ricchezza

e del private equity. In questo caso, sono soprattutto utili i programmi di microfinanza. Secondo Alberto Brugnoli, "i prodotti di microfinanza hanno in effetti avuto successo nei paesi a maggioranza musulmana, con grandi banche operanti nel settore della microfinanza in Indonesia, Bangladesh, Pakistan, Marocco, Egitto e India, anche se solo alcune di esse sono conformi alla Sharia". Come spiega l'esperto, questi strumenti possono essere interessanti anche per gli investitori non musulmani: "I prodotti tradizionali non soddisfano le esigenze di molti clienti musulmani poiché la conformità alla Sharia in alcune società è un fatto più culturale che religioso e anche i meno osservanti dal punto di vista religioso preferiscono prodotti conformi alla Sharia".

Le assicurazioni islamiche - takaful - sono, ad esempio, in aumento in Europa, soprattutto in Germania e nel Regno Unito

In Inghilterra le banche islamiche applicano le leggi convenzionali sui risparmi a strumenti alternativi per depositi congiunti senza garanzie. Da ultimo, con la crescita di questi nuovi strumenti economici, molte donne hanno iniziato a essere coinvolte in progetti finanziari islamici. In Malesia e Pakistan, sono molte le donne alla guida di banche islamiche. Inoltre, vi sono numerose fondazioni islamiche - awqaf - gestite da donne. Secondo Valentino Cattelan, Ricercatore presso l'Università Tor Vergata di Roma: "la Islamic Development Bank ha già avviato progetti di microcredito in Mali, in Pakistan e Afghanistan per migliorare le condizioni di vita delle famiglie tribali e tradizionali". ■

È giornalista e ricercatore, si occupa di Iran e Medio Oriente. Dal 2005 ha vissuto tra Iran, Egitto e Siria collaborando con testate italiane Il Manifesto, Il Riformista, Radio 2, RaiNews, inglesi, The Independent, ed egiziane, Al Ahram. Ha pubblicato "La Primavera egiziana" (Infinito edizioni, 2012).



di NICOLÒ
SARTORI

L'Europa della raffinazione e le sfide che vengono da Est

Il centro di gravità della capacità di raffinazione globale si sta rapidamente allontanando dall'Europa, in direzione delle grandi economie emergenti e dei principali paesi produttori mediorientali. La bancarotta di Petroplus nel 2012 e il vano (almeno per ora) tentativo del governo francese di risollevarne le sorti, sono emblematici della profonda crisi che attraversa il settore. Le conseguenze del possibile smantellamento dell'industria europea della raffinazione non si limitano all'ambito socio-economico, ma hanno un forte impatto strategico sulla sicurezza degli approvvigionamenti di prodotti petroliferi. In un contesto internazionale sempre più competitivo, l'Europa non può permettersi il rischio di un'eccessiva dipendenza dalle importazioni. I governi e le istituzioni sono pertanto chiamati – in cooperazione con la controparte industriale – a identificare soluzioni per un rilancio sostenibile di un settore altamente strategico.

La crisi economica ha aggravato le debolezze strutturali del settore

A partire dal 2008 la crisi economica che ha colpito i paesi dell'UE ha acuito i problemi di un settore già indebolito dagli alti costi fissi e di manutenzione, e dal prezzo della manodopera specializzata. Si è verificata così una costante diminuzione dei margini di profitto al barile. Il crollo dei consumi ha determinato il declino degli investimenti infrastrutturali con conseguente riduzione della capacità installata di lavorazione e di produzione, e soprattutto con una netta contrazione del suo tasso di utilizzo. È inoltre cambiata la struttura dei consumi nel



La raffineria Petroplus a Cresser, in Svizzera.

settore dei trasporti, con l'introduzione di nuove forme di alimentazione – GPL ed elettrico in primis – e la sostanziale diminuzione dei consumi globali di benzina a favore del gasolio, la cui capacità di produzione in Europa è ancora limitata. Anche l'attività normativa dell'Unione europea in materia ambientale gioca un ruolo importante nello spiegare le difficoltà del settore. Le raffinerie sono infatti oggetto delle misure della Commissione sulle emissioni industriali, che impongono alle compagnie ingenti investimenti per contenere le proprie emissioni all'interno delle quote assegnate, o viceversa, alti costi per l'acquisto di crediti di emissione nel caso in cui non riescano a mantenersi entro i parametri stabiliti. Significativo è anche l'impatto della direttiva sulla

promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che impone l'introduzione di una significativa quota di carburanti da fonti rinnovabili – i biocarburanti – nel settore dei trasporti.

La capacità di raffinazione globale si sta progressivamente spostando verso est

In questo contesto di declino strutturale, la competizione globale e l'emergere di nuovi attori internazionali non solo hanno dato un duro colpo all'industria della raffinazione europea, ma rappresentano una minaccia strategica per la sicurezza degli approvvigionamenti di prodotti petroliferi in Europa. Trainata da consumi in costante espansione e da costi operativi ridotti, la capacità di raffinazione globale si sta progressivamente spostando

verso est. Sul fronte asiatico, grazie a Cina e India la capacità di raffinazione aumenterà di 8 milioni di barili al giorno entro il 2020, mentre nei prossimi anni l'entrata a regime di nuovi progetti industriali farà del Medio Oriente un polo chiave per la raffinazione globale. Tale scenario rappresenta un rischio per la sicurezza energetica europea, soprattutto se si considera che il motore principale delle trasformazioni in atto sono le compagnie petrolifere nazionali (NOCs). I colossi nazionali asiatici e mediorientali stanno infatti dando vita a uno straordinario processo di integrazione verticale, con un massiccio intervento nel settore della raffinazione e del downstream. La partnership industriale e commerciale tra produttori mediorientali e consumatori asiatici potrebbe minacciare gli interessi geostrategici europei. Tuttavia, oltre al rischio che la produzione di prodotti petroliferi si sposti rapidamente verso oriente rendendo l'Europa fortemente dipendente da importazioni, l'evoluzione del contesto strategico rischia di avere un impatto diretto sulla natura dell'industria europea. Il pericolo è che nel tentativo di razionalizzare le loro attività le compagnie europee decidano di svendere i loro asset alle NOC, decisamente meno sensibili alle esigenze politico-strategiche europee nel momento in cui – a causa di profitti non soddisfacenti – dovessero decidere di smantellare e chiudere le loro attività.

Verso un nuovo modello di sviluppo industriale

L'accesso sicuro, indiscriminato e sostenibile all'approvvigionamento di

prodotti petroliferi rappresenta un interesse strategico per l'Europa, e una condizione imprescindibile per garantirne la tenuta politica, economica e sociale negli anni a venire. Le tendenze attualmente in atto, tanto in ambito interno che nello scenario internazionale, mostrano tuttavia una crescente vulnerabilità in questo settore. Per far fronte a tale vulnerabilità, è necessario un nuovo modello di sviluppo industriale che tenga in conto fattori imprescindibili quali la stagnazione dei consumi e l'irreversibilità di alcune politiche ambientali. Dal punto di vista industriale, l'enfasi dovrà necessariamente essere posta sullo sviluppo tecnologico, sia per migliorare l'efficienza che per aprire la finestra a nuovi mercati emergenti. Gli effetti della rivoluzione unconventional potrebbero essere infatti intercettati dall'industria europea, con ripercussioni positive sui margini di profitto delle compagnie e sulla competitività del settore. Emblematico al riguardo è il caso di Eni, che con lo sviluppo della tecnologia EST sarà in grado di processare residui petroliferi molto pesanti, ampliando notevolmente il proprio mercato di riferimento. Dal punto di vista istituzionale, il carattere strategico del settore della raffinazione dovrebbe portare l'UE a intraprendere iniziative in sua tutela. Innanzitutto sostenendo le attività di ricerca e innovazione tecnologica avviate dalle compagnie private. In secondo luogo – sul modello dell'iniziativa lanciata negli anni '90 per fronteggiare la crisi dell'industria europea della difesa – guidando un processo di razionalizzazione e consolidamento del settore. Tale iniziativa, richiede il riconoscimento degli interessi strategici in gioco, una profonda comprensione delle tendenze evolutive in atto, e la cooperazione degli attori industriali coinvolti. Uno sforzo congiunto, di cui tutti potrebbero beneficiare. ■

È ricercatore presso l'area Sicurezza e Difesa dello IAI, dove si occupa principalmente di questioni di sicurezza internazionale, con attenzione particolare per i processi di evoluzione tecnologica che caratterizzano il settore.

VALERIO
CASTRONOVO

Risale al 1913, giusto cent'anni fa, il primo processo di cracking termico, realizzato negli Stati Uniti, che ha dato le ali all'attività di raffinazione del petrolio. Prima di allora le raffinerie si occupavano esclusivamente di distillare il greggio per separare le varie frazioni di idrocarburi e di commercializzarle per i diversi usi. Particolarmente alta (ma non adeguatamente soddisfatta) era la domanda di frazioni a 10-15 atomi di carbonio per il cherosene delle lampade a petrolio; mentre risultava invece in eccesso la produzione di quella a 6-10 atomi di carbonio per la benzina che, anche in quanto considerata troppo pericolosa per la sua infiammabilità, veniva in gran parte dissolta, scaricandola per lo più nei fiumi o nelle reti fognarie.

Il chimico William M. Burton, direttore di una raffineria della Standard Oil, sperimentò nel 1913 il primo processo di cracking termico

Così andarono le cose sin quando, ai primi del Novecento, irruppe sulla scena l'automobile e venne ripescato il progetto, concepito in passato; di spezzare termicamente le catene degli idrocarburi più pesanti per ottenere frazioni ("tagli") più leggere, a catena più corta. Fu William M. Burton, direttore di una raffineria della Standard Oil, a sperimentare nel 1913 questo procedimento in un apposito impianto e il successo fu tale che fin dal primo anno in cui venne applicato i proventi risultarono superiori di dieci volte i costi di tale operazione. Per una decina di anni il metodo Burton seguì a far testo, finché non lasciò il



Veduta aerea della raffineria di Venezia. Grazie al progetto Green Refining di Eni gli impianti tradizionali saranno convertiti, entro il 2013, in "bio-raffineria" per la produzione di bio-carburanti.

posto a un procedimento più efficace: quello inventato da Charles P. Dubbs e messo a punto grazie al patrocinio di un facoltoso uomo d'affari (che si addossò i pesanti



William Merriam Burton, ingegnere americano inventore del cracking termico.

Da W. Burton alla Green Refinery: 100 anni di storia

costi necessari per il suo sviluppo). Ma per individuare una soluzione tecnicamente più valida e applicabile su larga scala, ci vollero oltre vent'anni di ricerche e sperimentazioni. Nel 1925 un ingegnere francese, Eugène Houdry cominciò a studiare le potenzialità della catalisi nel processo di cracking. La Vacuum, società costituita nel 1930, con la quale Houdry collaborò negli Stati Uniti, giunse nel 1937 a conseguire i primi risultati positivi sul piano industriale del nuovo procedimento (semi-continuo e catalizzatore a letto fisso), ideato dall'ingegnere francese (che vi aveva intanto investito gran parte del proprio patrimonio). Nel 1942, un gruppo di lavoro creato per coordinare le ricerche di quattro grosse

società petrolifere statunitensi (Indiana Standard, Jersey Standard, Shell e Texaco) arrivò a rendere operativo a tutti gli effetti un processo di cracking continuo e a letto fluido, poi perfezionato nel successivo decennio. Peraltro, era risultato frattanto essenziale il lavoro svolto da un brillante chimico, Walter Reppe, a cui la IG Farben aveva affidato il compito di sintetizzare, a partire dall'acetilene (ricavato dal carbonio) il butadiene: ciò che egli era riuscito a fare nel 1930 inventando un metodo basato su quattro successive reazioni tra cui un'idrogenazione ad alta pressione. A questo punto s'erano stabiliti fra ricerca e produzione, e fra chimica e industria petrolifera, rapporti

di reciproca saldatura e di compenetrazione, destinati nei due decenni successivi alla fine del conflitto a dar luogo a ulteriori rilevanti sviluppi: in particolare, attraverso l'impiego del polietilene ricavabile dal cracking termico, nella produzione di massa di materie plastiche. Nel frattempo era divenuto sempre più importante il ruolo delle raffinerie, attrezzatesi con nuovi impianti per i trattamenti preliminari alle varie operazioni di distillazione del greggio. Di qui il trend ascendente della produzione petrolifera, cresciuta sino a rappresentare nel 1950 una quota pari al 30 per cento nei consumi energetici mondiali rispetto al 10 per cento del 1920.

Negli anni Settanta si sarebbe poi verificato un balzo in avanti sino al 45-50 per cento, anche in seguito al sensibile miglioramento del cracking catalitico, avvenuto nel 1965

Dopo che inizialmente l'impiego del motore endotermico aveva reso utilizzabili gli scarti della lavorazione, nuove tecnologie di raffinazione hanno consentito di ridurre man mano gli scarichi liquidi e gassosi e quindi i loro effetti inquinanti. Negli ultimi anni, in seguito sia alla ristrutturazione totale o parziale di numerose raffinerie (assecondata da economie di processo e di scala), sia al compimento di adeguate opere di bonifica, sono andati ulteriormente diminuendo gli effetti di impatto ambientale. In questo quadro s'inscrive il progetto-pilota "Green Refinery" dell'italiana Eni per la riconversione, nel 2013, della raffineria di Venezia in "bio-raffineria" a elevata compatibilità ambientale, che rappresenta il primo caso del genere al mondo. ■

Già ordinario di storia contemporanea all'università di Torino, è direttore della rivista di scienze e storia "Prometeo". Dal 2000 è editorialista de Il Sole 24 ore. Tra le sue pubblicazioni più recenti: "L'avventura dell'unità europea".

GLI ANDAMENTI DEL MERCATO

100 \$/b: un ceiling, non più un floor?

Crisi economica e offerta abbondante guidano il Brent in ribasso negli ultimi mesi

Il prezzo del petrolio

Negli ultimi due anni il prezzo del Brent è rimasto nel range compreso tra 105-115 \$/b, con solo alcune temporanee escursioni fuori da questo intervallo. Lo scorso anno, i prezzi sono balzati a marzo oltre 125 \$/b, per scendere a giugno anche sotto 90 \$/b e poi tornare nel suddetto trading range. Quest'anno le quotazioni hanno ripercorso un trend simile, con un picco di 119 \$/b in febbraio e la caduta a 97 \$/b a metà aprile. Crisi economica e offerta abbondante alimentano il sentimento bearish negli ultimi mesi. Dopo il record del 2012, anche quest'anno il bilancio mondiale segna un consistente esubero di offerta. La IEA, l'OPEC e il DoE/USA sono concordi nel rivedere al ribasso la stima della domanda per il 2013, penalizzata da un quadro macroeconomico debole e, in alcuni casi, peggiore delle aspettative. I recenti dati congiunturali registrano infatti la persistente debolezza dell'economia internazionale: la situazione europea si è fatta più critica, negli USA l'aspettativa di ripresa è più contenuta e anche la crescita cinese comincia a viaggiare su tassi meno stratosferici. Sul fronte dell'offerta la produzione di tight oil USA costituisce l'altro elemento destabilizzante: ancora nella fase di forte espansione, sta generando una catena di effetti sia sul mercato domestico che sul trade internazionale. Non ultimo quello di togliere spazio all'OPEC.

Al momento tuttavia l'OPEC non interviene, anche se il basket dei prezzi viaggia oltre 10 \$/b sotto i livelli dello scorso anno e la spare capacity effettiva del Cartello – capacità produttiva addizionale nel breve termine – è bassa. Infatti molti paesi

OPEC sono in forte difficoltà – Nigeria, Libia, Algeria, Venezuela, Iran. I paesi più grandi in termini di potenziale produttivo sono essenzialmente l'Arabia Saudita e l'Iraq, ma quest'ultimo resta condizionato dall'instabilità che continua a compromettere l'export e lo sviluppo dei progetti produttivi.

La gestione del mercato spetta dunque all'Arabia Saudita e, nel contesto attuale di debolezza dei fondamentali, l'attenzione si focalizza su possibili tagli a sostegno del prezzo. Il paese ha già ridotto il passo della produzione rispetto al 2012, ma non sembra 'affannarsi' a dichiarare tagli. "The market is large enough for everyone" dichiara il Ministro saudita alla vigilia del meeting di fine maggio, che si conclude con un roll over di fatto dell'attuale produzione. Il prezzo 'desiderato' è riconfermato essere 100 \$/b, sufficiente per bilanciare il budget del paese, per garantire spazio alle nuove produzioni (tight oil) e per non deprimerne troppo il consumo mondiale; mentre il nuovo floor nel medio lungo termine secondo il ministro saudita è sceso a 70 \$/b, equivalente al break-even price del tight oil USA, fattore chiave del bilancio petrolifero mondiale.

Il Brent a 100 \$/b, fino ad oggi considerato un floor del prezzo del greggio, secondo alcuni analisti potrebbe diventare il nuovo ceiling? Al momento è un tema un pò azzardato: continua infatti il braccio di ferro tra la conclamata debolezza dell'economia e l'elevato rischio geopolitico alimentato dai vari focolai che surriscaldano il Nord Africa e il Medio Oriente, minacciando l'affidabilità dell'offerta di quelle aree.

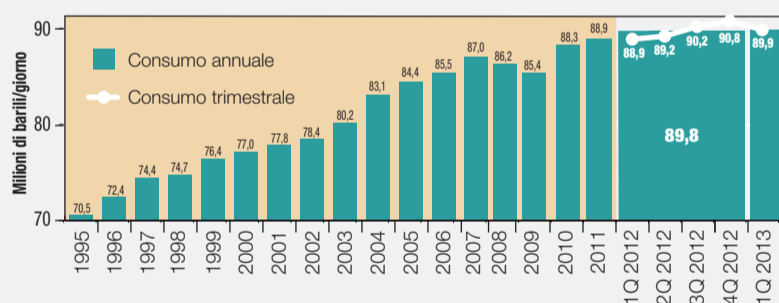
La domanda di petrolio

Nel primo trimestre 2013, la domanda mondiale di petrolio raggiunge 89,8 Mb/g con una crescita di 0,9 Mb/g. In termini di contributo solo i paesi non OCSE crescono (+1,4 Mb/g), mentre i paesi non OCSE riportano un ulteriore calo (-0,5 Mb/g). Tra i paesi industrializzati l'Europa registra la riduzione più forte (-0,5 Mb/g) per il permanere della fase recessiva. In crescita invece l'America OCSE con un incremento del consumo di 0,3 Mb/g in presenza di segnali positivi dal mercato del lavoro USA: negli ultimi due trimestri sono stati creati oltre un milione di nuovi posti di lavoro e la disoccupazione ad aprile è scesa al 7,1%, il tasso minimo dal 2008. Si avvicina il sorpasso in termini di consumi di petrolio dell'area non OCSE sull'area OCSE (1Q 2013 non OCSE 44,1 Mb/g vs OCSE 45,7 Mb/g).

Oltre il 30% della crescita non OCSE proviene dalla Cina, che nel primo trimestre registra un aumento di 0,5 Mb/g. Tuttavia l'economia cinese, fortemente dipendente dalle esportazioni, risente negativamente della recessione dell'area euro e di fondamentali non più così forti come nello scorso decennio. La domanda interna e il settore manifatturiero sono più deboli: nel primo trimestre il PIL cinese riporta una crescita del 7,7% rispetto al 2012, a fronte di un'aspettativa superiore all'8% e a maggio, l'indice Producer Manager Index PMI (indice degli ordinativi del settore manifatturiero e dei servizi, anticipatore del ciclo economico) è sceso portandosi per la prima volta da ottobre 2012 in fase di contrazione. Tali prospettive hanno un impatto negativo diretto sui consumi di gasolio, prodotto impiegato nel trasporto pesante e nell'industria. La benzina, invece, rispecchia l'andamento positivo del settore trasporti. Nei primi quattro mesi 2013 le vendite di auto sono cresciute del 16% rispetto al 2012, toccando 5,8 milioni di unità.

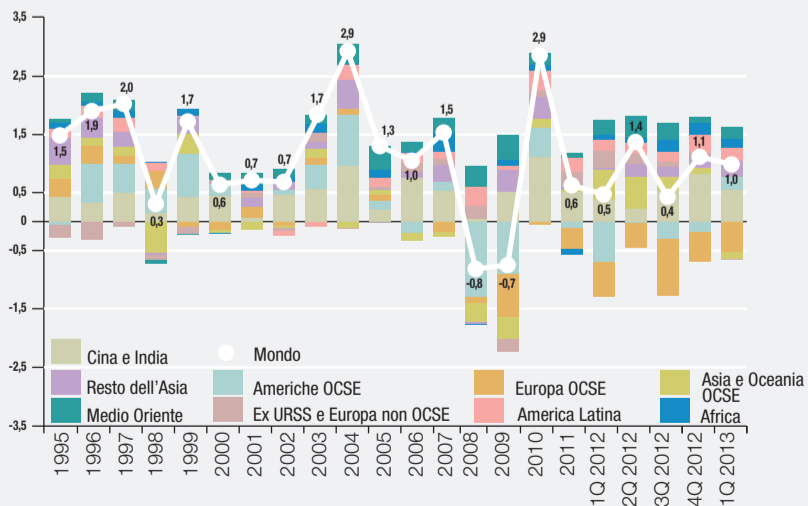
La Cina si conferma così il paese trainante della domanda petrolifera e il secondo più grande consumatore mondiale dopo gli USA (Cina 9,6 Mb/g vs USA 18,6 Mb/g nel 2012).

CONSUMO MONDIALE



Fonte: elaborazioni Eni su dati dell'Agenzia Internazionale dell'Energia, variazioni sullo stesso periodo dell'anno precedente

VARIAZIONE DEL CONSUMO MONDIALE E PER AREA



La raffinazione ha cambiato radicalmente faccia negli ultimi decenni

L'altra industria petrolifera

L'11 per cento di ogni barile di greggio viene utilizzato per prodotti diversi da carburanti e lubrificanti: dai detersivi all'aspirina, dalle vernici agli antistaminici. Il 46 per cento si trasforma in benzina, il 26 in diesel

U

JAMES
HANSEN

na volta si diceva degli efficientissimi norcini di Chicago che utilizzavano ogni parte del maiale con la sola eccezione del "oink", il grugnito d'allarme emesso dai suini quando scoprono a sorpresa la finalità per cui sono stati allevati.

Non sono meno efficienti le raffinerie petrolifere, anche se come consumatori pensiamo al petrolio soprattutto come fonte d'energia per il trasporto e il riscaldamento.

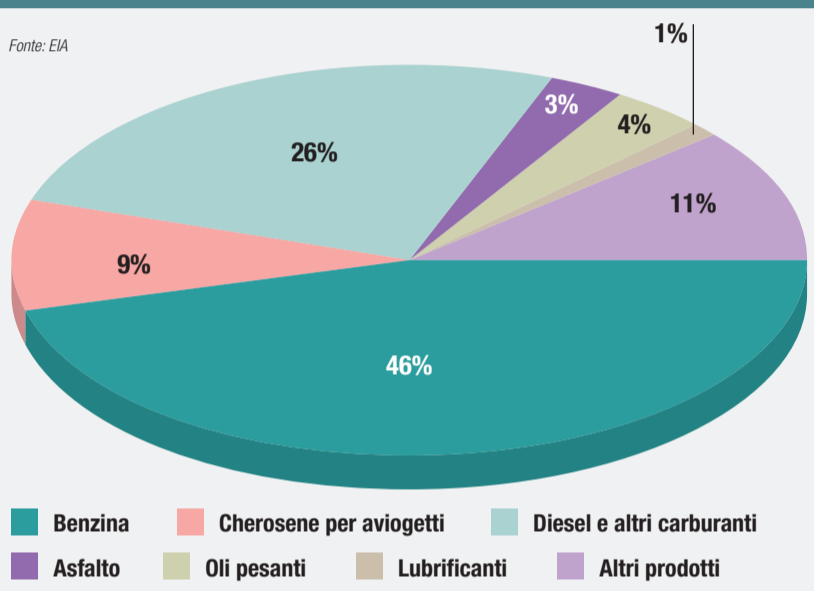
La percezione è corretta, fine dove arriva. Il "barile" da 42 galloni - la misura standard del settore - rende dopo la raffinazione circa 21 gal (80 L) di benzina, 3 gal (11 L) di cherosene per l'aviazione, 9 gal (34 L) di distillati e semilavorati petrolchimici, 4 gal (15 L) di lubrificanti e 3 gal (11 L) di residui pesanti. Nel 2012 circa il 75 per cento dei 6,79 miliardi di barili di greggio consumati è stato utilizzato sotto forma di benzina, petrolio da riscaldamento/diesel o come carburante per gli aerei.

Ciò che è meno evidente è la presenza, vitale, del petrolio in una grandissima gamma di altri prodotti

I semilavorati dell'industria petrolchimica vengono trasformati in: plastica (soprattutto), cere e materiali sigillanti, liquidi anti-gelo, basi per vernici, lacche e smalti, saponi, detersivi e detergenti, tinture, esplosivi, fertilizzanti, alcool metilico, resine industriali, fibre sintetiche (nailon, poliestere, rayon), gomma sintetica, solventi e molte altre cose. Farmaci come l'aspirina e gli antistaminici sono basati su semilavorati petrolchimici. Perfino i residui pesanti lasciati indietro dal processo di raffinazione trovano vita ulteriore come catrame e asfalto. Lo zolfo, un contaminante indesiderato spesso presente nel greggio, è un importante prodotto commerciale, come anche il "coke" da petrolio, un carbone molto puro usato per fabbricare prodotti particolari come gli elettrodi.

La lista è solo parziale. Sono almeno seimila le categorie merceologiche

I MILLE USI DEL PETROLIO



Nel 2012 il 75% dei 6,79 miliardi di barili di greggio consumati è stato utilizzato sotto forma di benzina, diesel o carburante per gli aerei.

basate su derivati della raffinazione. L'11 per cento di ogni barile di petrolio greggio finisce sotto la voce "altro" - non-carburante/non-lubrificante - com'è evidente dal grafico che appare in questa pagina. L'industria petrolchimica mondiale ha cambiato radicalmente faccia negli ultimi decenni. Una volta gli Stati Uniti, l'Europa Occidentale e il Giappone ne dominavano in maniera quasi assoluta la produzione, coprendo non solo la domanda interna ma anche quella dei mercati esteri. Contavano per oltre l'80 per cento della produzione primaria prima del 1980.

Da allora la costruzione su larga scala di impianti petrolchimici in altre parti del mondo ha cambiato le dinamiche geografiche del settore. Paesi con importanti riserve di idrocarburi, come l'Arabia Saudita e il Canada, hanno sviluppato la produzione per poter "catturare" una quota maggiore del valore delle loro risorse. Siccome sono paesi dalla domanda domestica limitata, una parte significativa della loro produzione petrolchimica raggiunge altri mercati mondiali.

Anche i paesi asiatici - Cina, Indonesia, Singapore, la Corea del Sud e Taiwan - nel corso degli ultimi due decenni hanno fortemente sviluppato la capacità produttiva per so-

stenere la crescita economica interna e per servire i mercati esteri.

L'insieme di queste attività ha ridotto il numero di mercati d'export capaci di assorbire la produzione tradizionale e l'industria petrolchimica degli USA, dell'Europa Occidentale e del Giappone è scivolata sempre più indietro. Nel 2010 la produzione dei composti petrolchimici di base nelle regioni ammontava a solo il 37 per cento del totale mondiale, meno della metà della quota degli anni '70.

L'utilizzo di gran lunga più importante dei carburanti fossili - carbone e gas naturale compresi dunque - resta la produzione energetica

Stime recenti suggeriscono che il settore assorba, come equivalente energetico, approssimativamente 17 quadrilioni di BTUs (British Thermal Units) - tra il 5 e il 7 per cento - del consumo totale degli idrocarburi nel mondo.

I prezzi dei semilavorati petrolchimici reagiscono pertanto primariamente alla domanda per gli idrocarburi come fonti energetiche e molto meno al valore della produzione come basi per l'ulteriore elaborazione in altri prodotti.

Ciò implica che la produzione petrolchimica - da trent'anni in movimento dall'Ovest all'Est del mondo

- potrebbe essere di fronte a un cambiamento di direzione radicale. La rivoluzione del "fracking" ha improvvisamente e grandemente aumentato l'accesso agli idrocarburi greggi negli Stati Uniti e potrebbe portare a un recupero spettacolare dei volumi americani.

L'attuale produzione USA vale \$83 miliardi l'anno secondo IBIS, una società di ricerche di mercato. La testata specialistica "Hydrocarbon Processing" riferisce che: "a causa dell'aumento della produzione di gas (dal fracking), la capacità di frazionamento dei gas liquidi naturali negli USA passerà ai 2,6 milioni di bdp (barili al giorno) nel 2013, un incremento di 575.000 bpd rispetto al 2012".

Buona parte dell'aumento sarà sotto forma di etano - la base dell'etilene, il più importante dei semilavorati petrolchimici - al punto che la sovradisponibilità dovrebbe spingere al ribasso il prezzo del prodotto nell'America del Nord.

Il continente rimasto escluso dal cambiamento epocale è l'Europa. Possiede poche risorse di idrocarburi convenzionali ed è rimasto finora tentennante per motivi ecologici e politici davanti alla prospettiva di adottare la tecnologia di fracking che ha rivoluzionato la produzione di gas naturale negli Stati Uniti.

Secondo lo studio di consulenza tedesco Roland Berger: "Quattordici dei 43 impianti (petrolchimici) europei non saranno più in grado di generare un utile già nel 2015. Ciò porterà a un calo di capacità di produzione del 26 per cento. Nello stesso momento, gli operatori asiatici e del Golfo stanno ultimando installazioni avanzate dalla capacità produttiva di un milione di tonnellate. L'Europa arriva a stento alla metà".

È consulente di grandi gruppi italiani per la comunicazione finanziaria e le relazioni internazionali. Americano, arriva in Italia in qualità di Vice-console responsabile degli affari economici al Consolato Generale Usa di Napoli. Diventa corrispondente per alcune grandi testate della stampa estera tra cui l'International Herald Tribune.



CARLO
ROSSELLA

Il nuovo volto del potere

Chi è oggi al potere, chi ha potere, chi vorrebbe potere, farebbe bene a leggere il saggio di Moisés Naím *The End of Power*. In tal modo il lettore, potente o no, capirebbe perché il potere, nel mondo contemporaneo, sia cambiato. Dai Consigli di amministrazione ai campi di battaglia, dalle chiese agli stati, il potere non è più quello di un tempo. È in scena, nel mondo contemporaneo, così racconta con notevole capacità e chiarezza Moisés Naím, la decadenza dei poteri, delle grandi istituzioni, delle leadership.

Naím spiega come il potente contemporaneo sia più vincolato, abbia meno margini operativi e rischi di perdere il posto come mai prima d'ora. È una preoccupazione che Naím ha potuto constatare negli ambienti dei potenti che frequenta abitualmente, dal summit annuale di Davos, al Bilderberg, alla Trilateral agli incontri continui con capi di stato, intellettuali di grande fama, uomini dell'economia e della finanza, seminari del Carnegie Endowment for International Peace, di cui è autorevole membro.

Anche lo stesso Naím perse il potere e lo ricorda nel libro. Nel febbraio del 1989 era stato nominato ministro dell'Industria e del Commercio del suo paese, il Venezuela democratico. Ma in seguito a rivolte di piazza la democrazia fu travolta. Il programma di riforma economica che Naím e gli altri suoi colleghi avevano sostenuto smise di simboleggiare speranza e prosperità e fu considerato la causa delle violenze di strada e dell'aumento di povertà e disuguaglianza. Naím comprese qualche tempo dopo "l'enorme divario fra la percezione e la realtà" del suo potere.

Nel mondo contemporaneo è necessario capire l'impatto sociale, politico, manageriale della decadenza del potere assediato dal basso, che non garantisce più gli stessi privilegi di un tempo, divenuto paradossalmente più facile da conquistare, ma più difficile da esercitare e più semplice da perdere. Oggi, grazie a media, social network, organizzazioni non governative, web parties, nati sulla rete e capaci di mobilitare su un tema milioni di persone, blog, fughe di documenti modelli Wikileaks, il potere si è fatto più debole. Anche i capi di stato e il Papa sono su Twitter, rincorrono la loro perdita di potere fra le masse, e sarebbe stupefacente il contrario. Sono saliti su un treno che porta chissà dove ma non certo verso un aumento del loro potere. Insomma la decadenza del potere ha cambiato e sta cambiando il mondo. Naím dimostra la validità di questa affermazione. Il capitolo ottavo, ad esempio, è dedicato alle mutazioni avvenute nell'economia e nella stessa industria petrolifera. Per decenni le "Sette Sorelle", sette maggiori industrie petrolifere del mondo, come Exxon e Shell hanno dominato il settore del petrolio. Ma oggi non

è più così. Spiega Naím: "Le Sette Sorelle, non sono state semplicemente sostituite da altre simili a loro; oggi l'industria petrolifera è meno integrata verticalmente e più frammentata. È notevolmente cambiato il sistema di compravendita del petrolio nei nuovi mercati a termine e a pronti. Il settore è affollato da nuovi "indipendenti", piccole società che rivaleggiano, e in alcuni casi persino superano, giganti come ExxonMobil, Chevron e BP. Fra i nuovi protagonisti della industria petrolifera si affacciano anche aziende statali divenute molto più competitive e molto più assertive nel controllo delle risorse del loro paese".

Fanno parte dello scenario dell'industria petrolifera anche enormi fondi comuni di investimento in grado di esercitare "un'influenza senza precedenti su proprietà, contabilità, finanze". Ieri solo le "Sette Sorelle" avevano accesso alle enormi risorse finanziarie necessarie ad entrare nel mercato del petrolio, oggi "è possibile che le piccole aziende riescano ad acquisire il capitale necessario per concorrere a progetti che un tempo erano appannaggio esclusivo dei giganti del petrolio".

Ma c'è di più per Naím oltre alla frammentazione: "Tutti questi operatori del settore devono affrontare, fra l'altro, accurati controlli e interventi senza precedenti da parte di governi, azionisti che utilizzano il proprio potere per modificare la politica aziendale, gruppi ambientalisti, investitori istituzionali, sindacati, media".

A tale proposito Naím cita una confidenza di Paolo Scaroni, Amministratore Delegato dell'Eni: "Se penso a come i responsabili delle maggiori compagnie petrolifere degli anni Sessanta, Settanta e Ottanta erano soliti decidere, e al modo

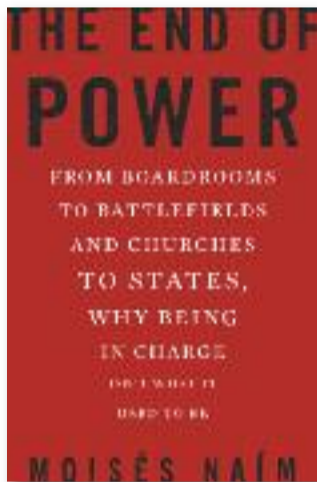
in cui gestivano l'azienda, mi stupisco per la libertà e l'autonomia di cui godevano. Dal posto che occupo, è evidente come oggi qualsiasi amministratore delegato di una azienda petrolifera abbia un potere infinitamente minore di quelli che sono venuti prima di lui".

Tutto ciò accade anche nel settore bancario, industriale, politico, militare. Insomma il potere è in decadenza anche se i titoli dei giornali, scrive Naím "sembrano indicare regolarmente il contrario". La decadenza del potere è quindi inarrestabile? A questa domanda Naím risponde, in pratica, con un "sì". Ma bisogna leggere bene tutto il suo indispensabile saggio per sapere perché e cercare opportuni antidoti e contromisure.

È giornalista e dirigente d'azienda.

Ha diretto il TG1, La Stampa, Panorama e il Tg5.

Attualmente è presidente di Medusa Film, società di produzione e distribuzione cinematografica del gruppo Mediaset.



Titolo: The end of Power
Autore: Moisés Naím
Editore: Basic Books
Dati: 2013, 320 pagine
Prezzo: 27,99 dollari

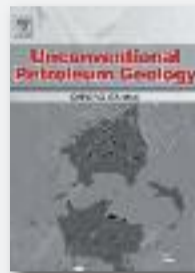
Ingegneria responsabile



Titolo: Refining Expertise
Autore: Gwen Ottinger
Editore: NYU Press
Dati: 2013, 240 pagine
Prezzo: 23 dollari

Refining Expertise è un libro sulla responsabilità sociale d'impresa e l'attivismo ambientale. I residenti di una piccola cittadina della Louisiana erano convinti che la vicina raffineria petrolifera fosse una minaccia per la loro salute. Alla fine l'hanno accettata grazie all'approccio degli scienziati e gli ingegneri dell'impianto, che invece che ritenersi infallibili, hanno cominciato a dichiararsi responsabili.

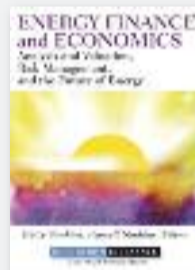
I nuovi idrocarburi



Titolo: Unconventional Petroleum Geology
Autore: Caineng Zou
Editore: Elsevier
Dati: 2012, 384 pagine
Prezzo: 179,95 dollari

È il primo libro del suo genere a identificare, catalogare e valutare in modo generalizzato le attività di esplorazione e recupero di potenziali idrocarburi non convenzionali presenti sulla Terra. I progressi compiuti nelle tecnologie degli idrocarburi e nei sistemi di sviluppo del petrolio hanno trasformato l'esplorazione di idrocarburi non convenzionali in una delle tendenze più popolari del settore petrolifero.

Finanza e futuro



Titolo: Energy Finance. Analysis and Valuation, Risk Management, and the Future of Energy
Autori: Betty Simkins, Russell Simkins
Editore: Wiley
Dati: 2013, 606 pagine
Prezzo: 125 dollari

Energy Finance offre un'interessante panoramica sulla situazione economico-finanziaria del settore energetico. Grazie al contributo dei più autorevoli esperti dei giorni nostri questo libro fornisce un quadro d'insieme del settore energetico, affrontando questioni di natura economica e finanziaria legate alle risorse. Il libro si concentra su una serie di argomenti, compresi la corporate finance, importanti per il settore gas-petroliero, oltre ad esaminare aspetti come le risorse non convenzionali e l'energia alternativa.

Il mito del gas naturale



Titolo: Cold, Hungry and in the Dark: Exploding the Natural Gas Supply Myth
Autore: Bill Powers
Editore: New Society Publishers
Dati: 2013, 336 pagine
Prezzo: 19,95 dollari

È opinione diffusa che il Nord America stia vivendo un'epoca di abbondanza energetica grazie al gas di scisto. Ma quanto durerà? L'autore sostiene che un calo della produttività, unito alla crescente domanda, innescherà un ciclo recessivo che spingerà i prezzi alle stelle, penalizzerà l'economia e avrà ripercussioni profonde sulla vita di quasi tutti i cittadini nordamericani.

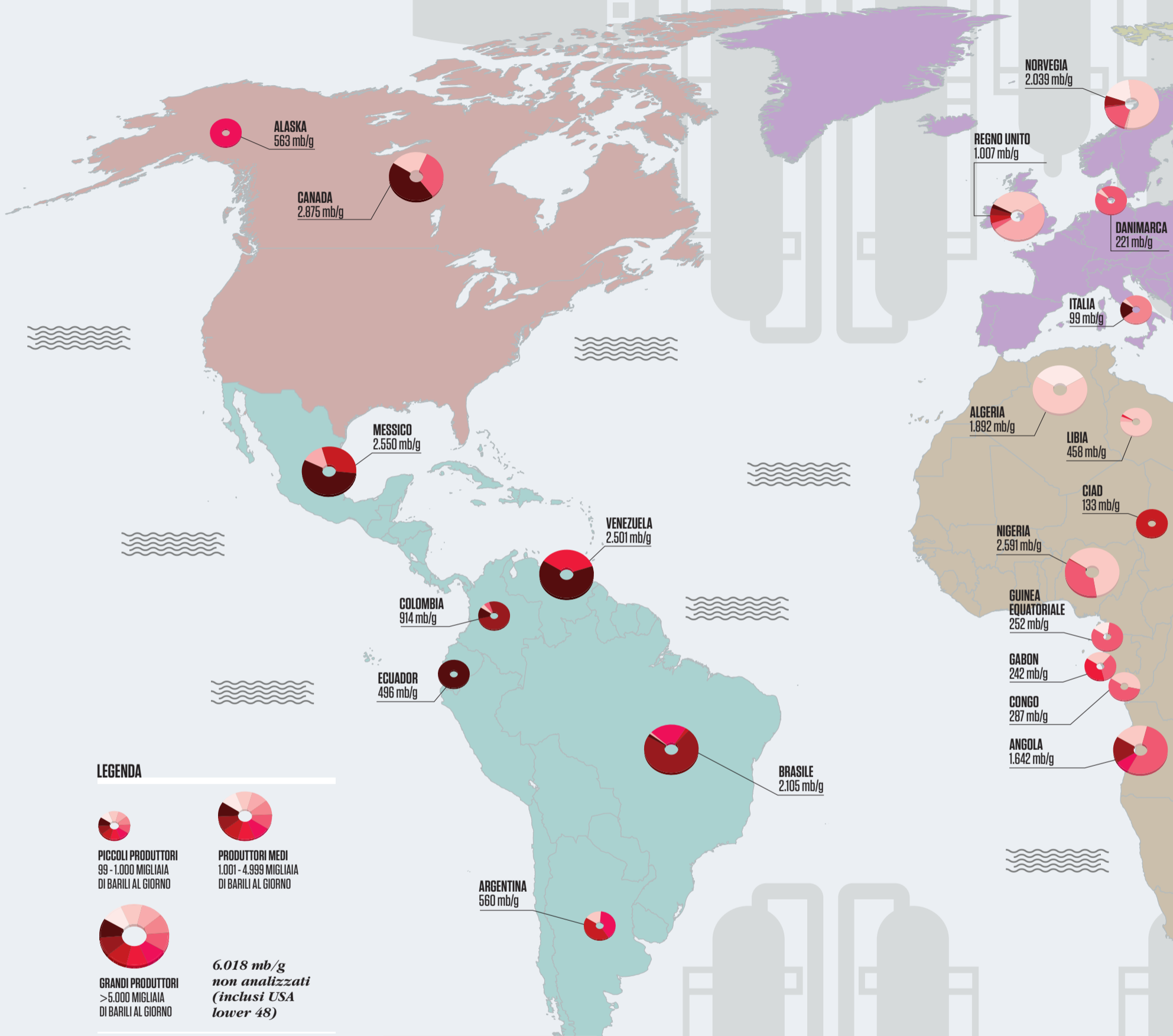


Giugno 2013

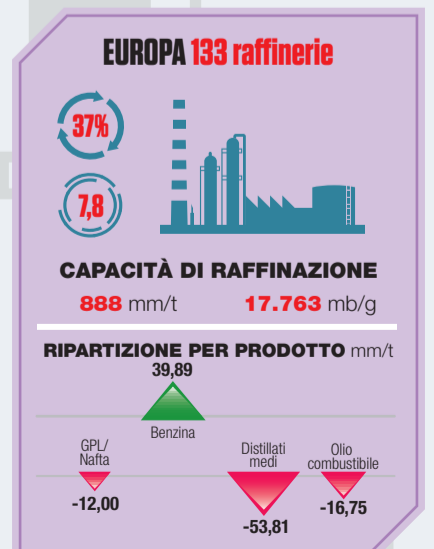
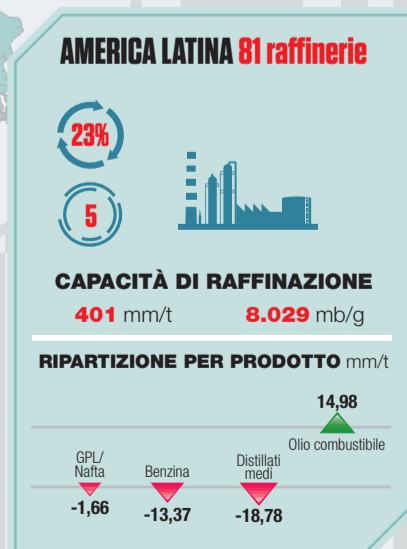
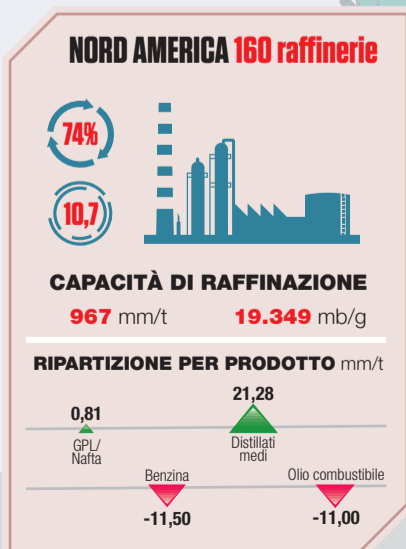
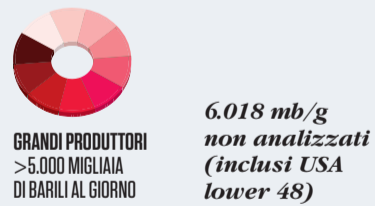
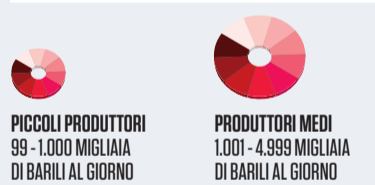
Notizie e idee per la comunità energetica e non solo.
Su carta e online.
Per ulteriori informazioni, visita il sito www.abo.net
e seguici su [@AboutOil](https://twitter.com/AboutOil)



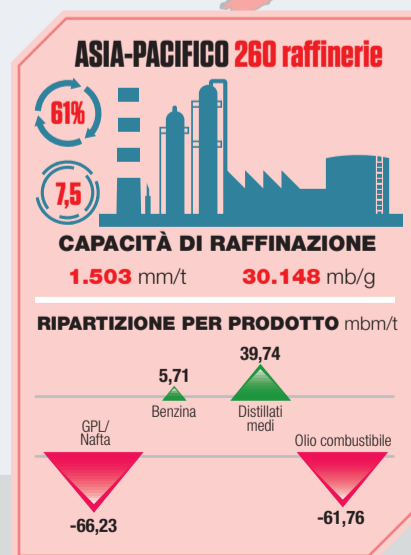
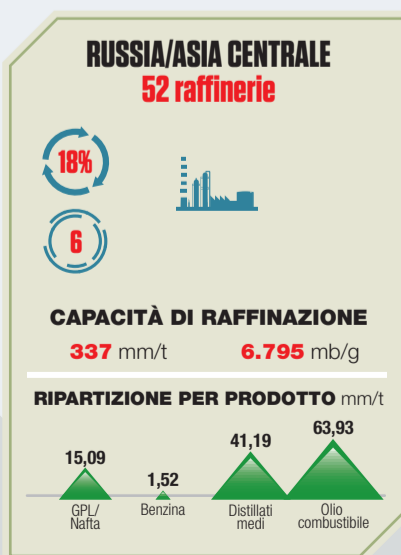
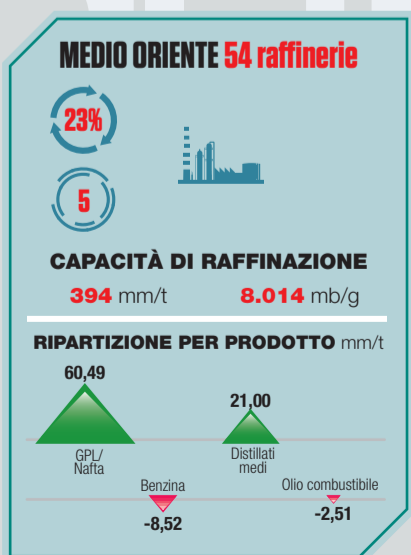
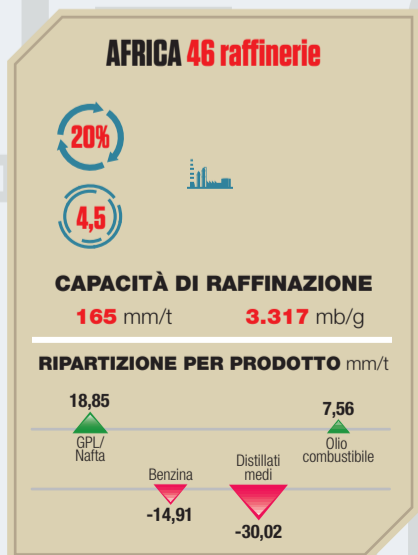
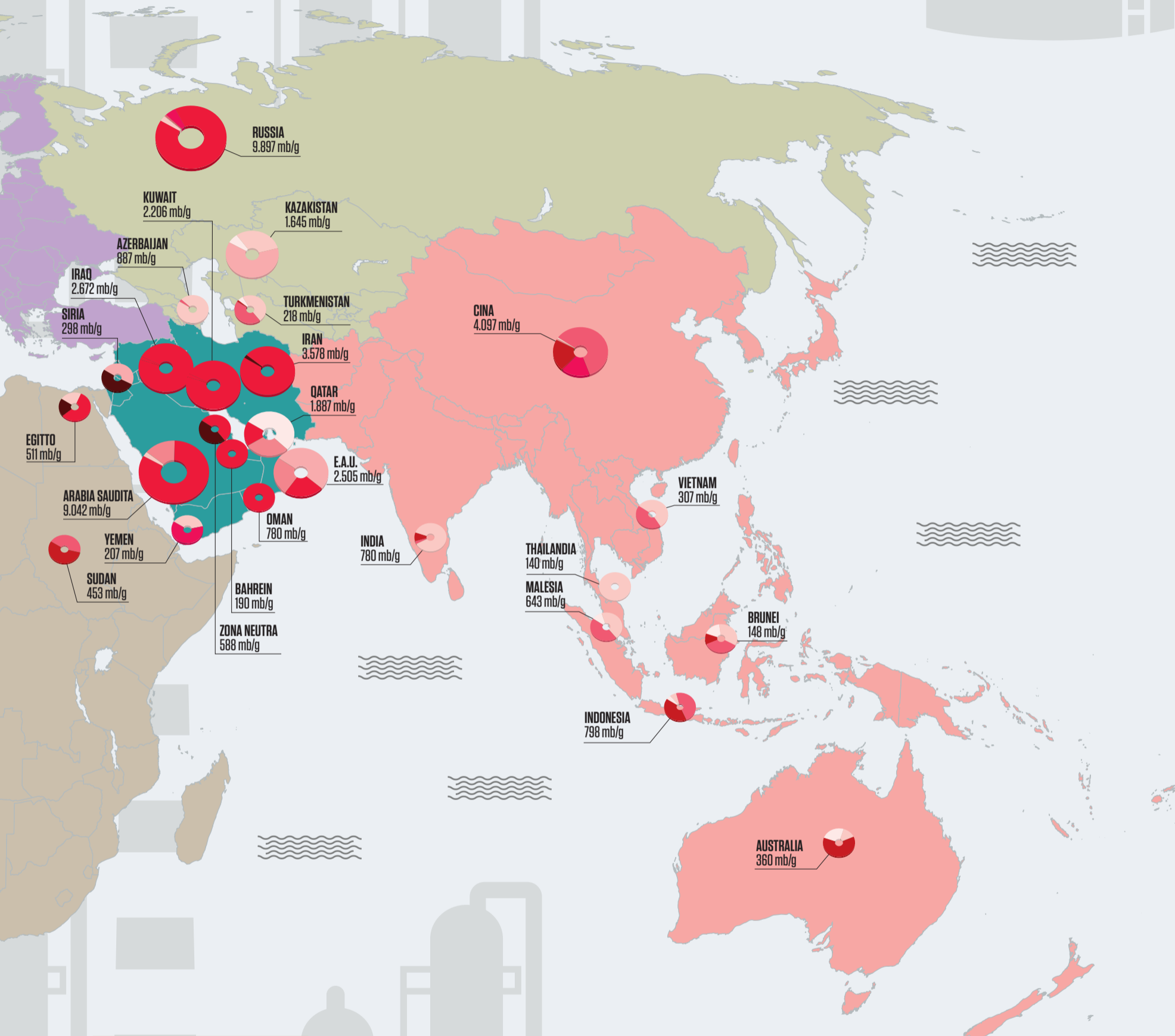
QUALITÀ DEI GREGGI E CAPA



LEGENDA

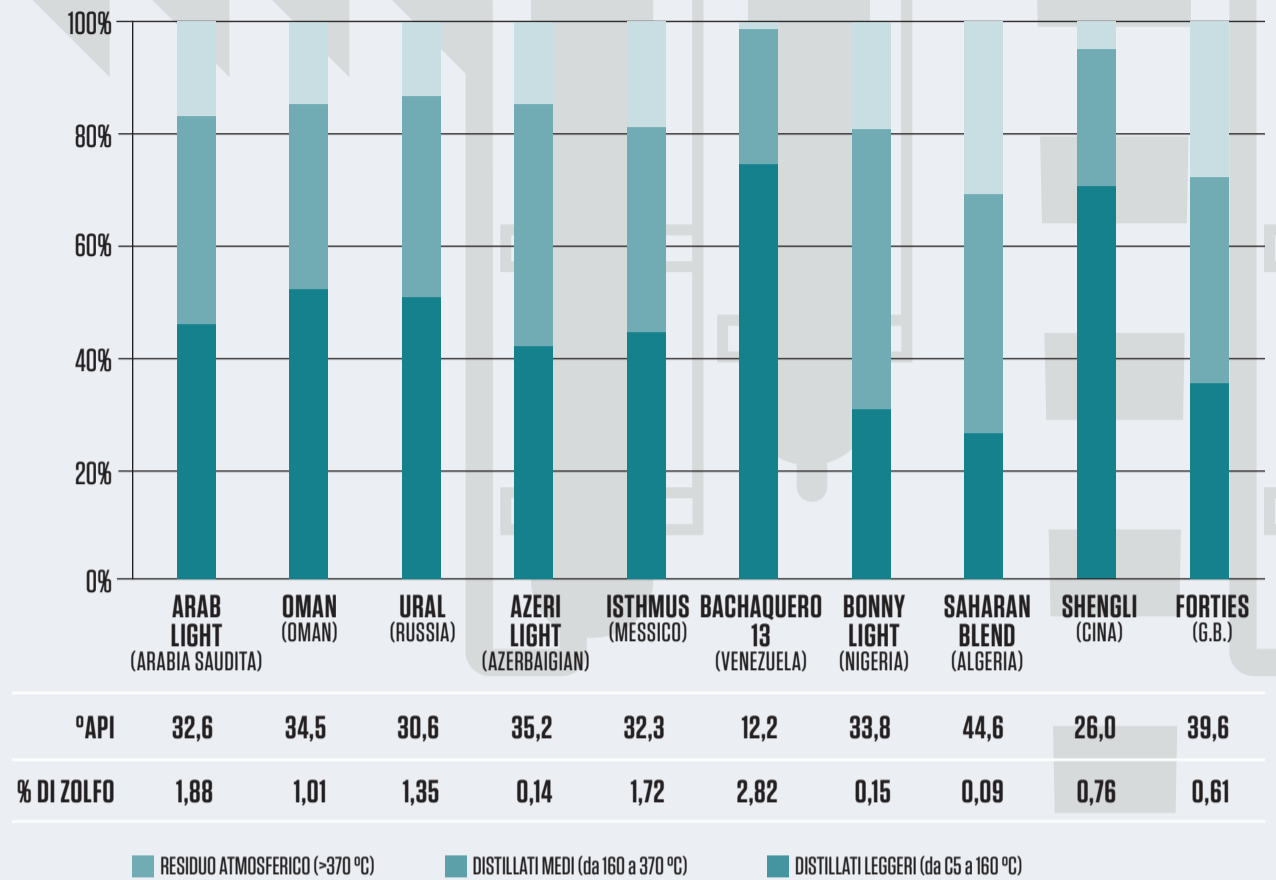


CAPACITÀ DI RAFFINAZIONE



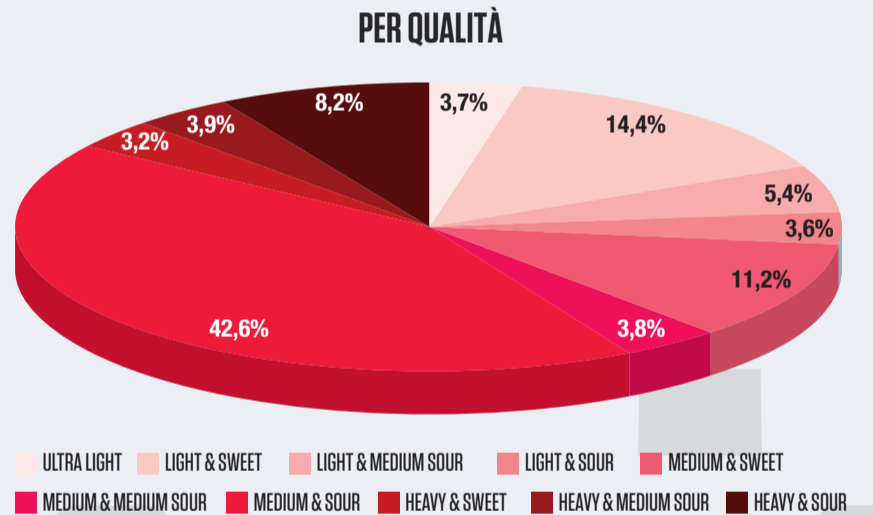
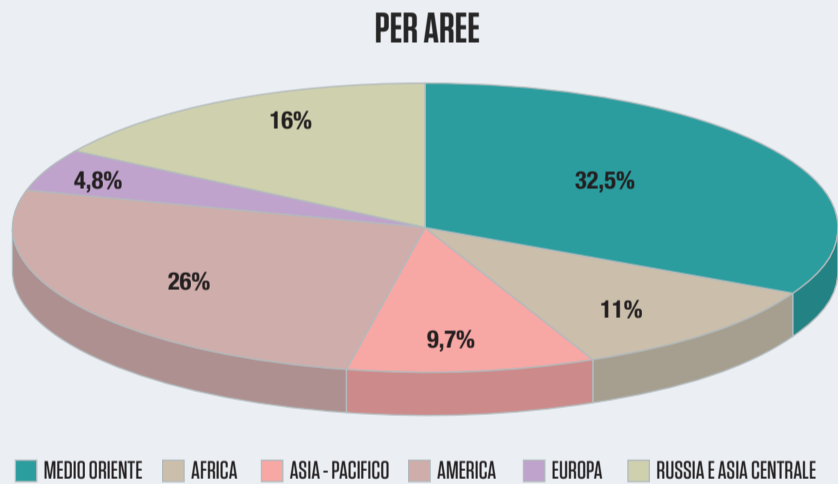
RESE DI DISTILLAZIONE DI ALCUNI GREGGI (2011-wt%)

Nel grafico sono presentate le rese di distillazione per i principali greggi delle diverse aree di produzione. Grado API e contenuto di zolfo non sono sufficienti a caratterizzare un greggio. Soprattutto per un raffinatore è fondamentale conoscerne le rese.



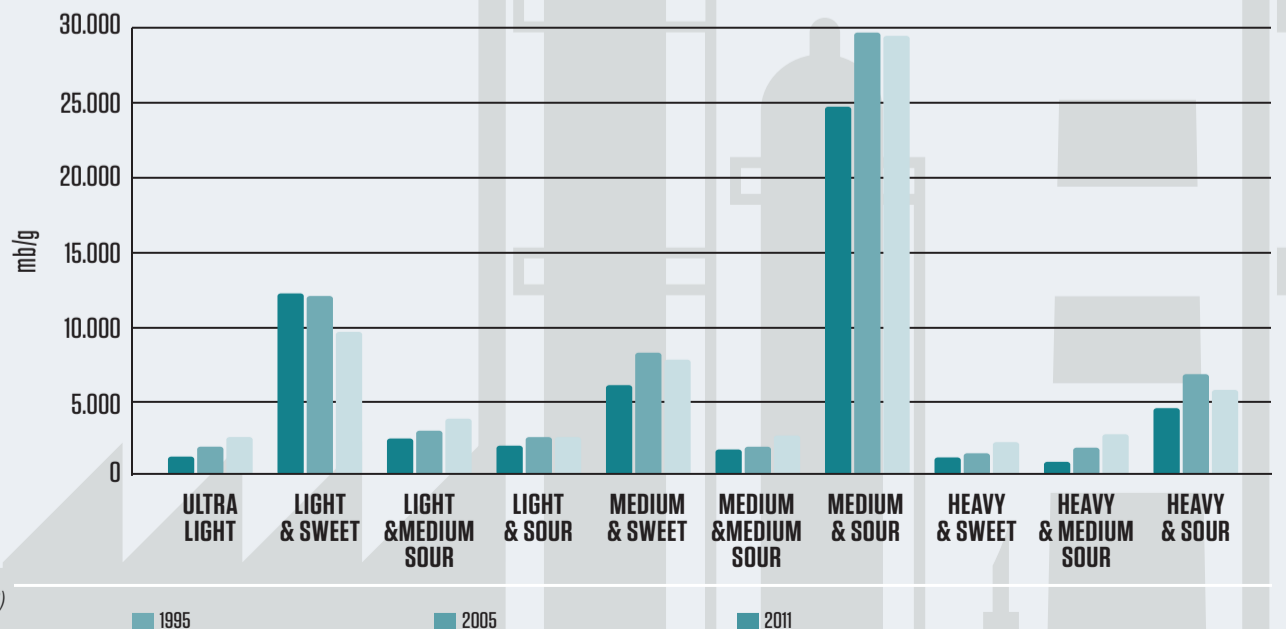
**Le rese dei distillati atmosferici sono calcolati applicando la tecnica del TBP (punto di ebollizione effettivo) e la procedura ASTM D2892. Le cifre sono espresse come percentuale della massa.

PRODUZIONE MONDIALE DI GREGGIO (2011 – 68.682.000 b/g)



PER QUALITÀ E PER ANNI

Il Medio Oriente guida la produzione mondiale di greggio (35% del totale analizzato). Le Americhe sono la seconda area produttiva più significativa. La classe medium & sour è la più rappresentativa, pesando per oltre il 40% della produzione analizzata nel 2011. A seguire quella light & sweet con circa il 14%.



* 6.018 mb/g non analizzati (inclusi USA lower 48)



Lo scacchiere della raffinazione

I PROSSIMI ANNI SARANNO PARTICOLARMENTE TURBOLENTI PER L'INDUSTRIA GLOBALE DELLA RAFFINAZIONE, CON GRANDI CAMBIAMENTI STRUTTURALI CHE RIGUARDANO SIA IL MIX DI PRODOTTO SIA GLI EQUILIBRI REGIONALI. IN NORD AMERICA E IN EUROPA OCCIDENTALE, LA TENDENZA ATTUALE VERSO LA CHIUSURA DELLE RAFFINERIE È DESTINATA A CONTINUARE; MENTRE IL BOOM DELLA DOMANDA IN ASIA E IN MEDIO ORIENTE, CON LA CRESCITA DEI CONSUMI, PORTERÀ A UN INCREMENTO NELLA CAPACITÀ DI RAFFINAZIONE DI QUESTE AREE. NELLE PAGINE CHE SEGUONO LA MAPPA DEI PRINCIPALI PRODUTTORI DI PETROLIO DEL MONDO E I NUMERI DELLA CAPACITÀ DI RAFFINAZIONE E DEGLI IMPIANTI DI NORD-AMERICA, SUD-AMERICA, EUROPA, AFRICA, MEDIO ORIENTE, RUSSIA/ASIA-CENTRALE, ASIA-PACIFICO.