FACCIAMO MUOVERE L'ITALIA



RELAZIONE ANNUALE 2016

unione petrolifera

FACCIAMO MUOVERE L'ITALIA



RELAZIONE ANNUALE 2016

unione petrolifera

GLI ORGANI SOCIALI

(30 Maggio 2016)

Presidente
Claudio SPINACI

Vice Presidenti
Daniele BANDIERA
Alessandro GILOTTI
Paolo GROSSI
Gianni MURANO

Consiglio Direttivo
Alessandro GARRONE
Claudio GERACI
Luca LUTEROTTI
Maurizio MIGLIAROTTI
Piero NERI
Guido OTTOLENGHI
Pierre Yves SACHET
Dario SCAFFARDI

Giunta
Italo BELLOTTO
Ugo BRACHETTI PERETTI
Claudio COVINI
Giuseppe D'ARRIGO
Oleg DUROV
Alessandro GARRONE
Antonio LAZZARINETTI
Luca LUTEROTTI
Maurizio MIGLIAROTTI
Edoardo MIRGONE
Piero NERI
Guido OTTOLENGHI
Giorgio PROFUMO
Pierre Yves SACHET
Dario SCAFFARDI
Gian Luigi TRIBOLDI

Collegio dei Revisori Contabili
Lucia BORMIDA
Antonio PALUMBIERI
(Presidente)
Fabrizio SCANU
Giuseppe CEMBROLA
(Supplente)
Orazio DRISALDI
(Supplente)

Probiviri
Carlo CITTADINI
Getulio CURZI
Pio MIRGONE
Massimo QUADRELLI
Carlo RANESI

Direttore Generale
Pietro DE SIMONE

LE AZIENDE ASSOCIATE

(30 Maggio 2016)

ALMA PETROLI
API - ANONIMA PETROLI ITALIANA
API RAFFINERIA DI ANCONA
ATTILIO CARMAGNANI “AC”
BP ITALIA
COSTIERI D’ALESIO
DECAL
DEPOSITI COSTIERI DEL TIRRENO
DISMA
ENI REFINING & MARKETING
ERG SPA
ESSO ITALIANA
GAZPROM NEFT LUBRICANTS
IES- ITALIANA ENERGIA E SERVIZI
IPLOM
ISAB
KRI
KUWAIT PETROLEUM ITALIA
LA PETROLIFERA ITALO-RUMENA
LUKOIL ITALIA
NERI DEPOSITI COSTIERI
PETRA
PETROLIG
PETRONAS LUBRICANTS ITALY
PETROVEN
RAFFINERIA DI MILAZZO
RAFFINERIA DI ROMA
SARAS
S.A.R.P.O.M.
SERAM
SHELL ITALIA OIL PRODUCTS
SIGEMI
S.I.O.T.
SUPERBA
TAMOIL ITALIA
TOSCOPETROL
TOTALERG
VISCOLUBE

INDICE

Il mercato internazionale 9

Il quadro economico internazionale 9
La domanda e l'offerta di petrolio 11
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati 15
L'evoluzione della raffinazione 15

L'economia italiana e l'energia 17

Il quadro macroeconomico 17
I consumi di energia 25
I combustibili solidi 26
La fattura energetica e petrolifera 26
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico 28
Il contributo del gas naturale 32

Il petrolio in Italia 39

La produzione nazionale di idrocarburi 39
I consumi di prodotti petroliferi 43
I prezzi dei prodotti petroliferi 46
Le importazioni e le esportazioni 47

Il downstream italiano 49

Raffinazione: un 2015 positivo non cancella i problemi strutturali 49
La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità 56
La crisi della rete autostradale 62
Illegalità e contrabbando 63
Adeguamento delle attrezzature nei punti vendita agli standard europei 69
Autotrasporto merci: dopo la sentenza della Corte di Giustizia UE 70
La riforma dei Porti 70
Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione 71

Gli aspetti doganali e fiscali 74

Entrate tributarie e gettito fiscale 74
Il gettito fiscale degli oli minerali 76
L'evoluzione della tassazione sui prodotti energetici 78
Le novità fiscali nella Legge di stabilità 2016 81
La Circolare dell'Agenzia delle Dogane sui cali 82

Il petrolio e l'ambiente 83

L'accordo di Parigi (COP 21) e l'impatto sul settore 83
La revisione dello schema comunitario "Emission Trading" 85
Biocarburanti: evoluzione quadro normativo 86
Etichettatura carburanti nei punti vendita 87
La qualità dell'aria nelle politiche europee (EU Air Quality Package) 87
Attuazione della Direttiva 2010/75/UE (IPPC) sulle emissioni industriali 91
Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO) 93
La Legge sugli ecoreati 93
Gli ultimi sviluppi su rifiuti e bonifiche 94

Salute e sicurezza 96

Il recepimento della Direttiva 2012/18/UE (Seveso III) 97
La gestione delle attrezzature a Pressione 98
La performance sicurezza nel 2015 98

Focus

Il calo delle quotazioni del greggio e i suoi effetti sulla crescita economica 20
Automobili e benessere 22
Le potenzialità dell'Italia come "hub" europeo 35
Investimenti e attività industriali 50
Evoluzione assetti di mercato 52
Award e ricorrenze nel 2015 del settore petrolifero 52
Bioraffinerie e diesel di nuova generazione 54
Oil and Gas Climate Initiative 55
Contrasto all'illegalità nel commercio di prodotti petroliferi Protocollo UP Assopetroli 64
Iniziative sulla Sicurezza fisica (Security) che il settore ritiene prioritarie 67
Rapporto intersettoriale OSSIF sulla Criminalità predatoria 2015 68
Il nuovo schema Emission Trading dopo il 2020 84
Il "dieselgate" 88
Eventi UP su salute, sicurezza e ambiente 94
Novità in materia di rifiuti e bonifiche 95

APPENDICE STATISTICA

Mondo/Paesi industrializzati 103
- I consumi energetici dei principali Paesi 103
- Il grado di dipendenza energetica e petrolifera 103
- La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche 104
- I consumi petroliferi 105
- La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio 106
- I prezzi "SPOT" dei principali greggi 107

Mercato internazionale 108
- Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi 108
- Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi 108
- Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi 109
- Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi 109

Italia 110
- I consumi energetici per fonti primarie 110
- I consumi energetici per settori di utilizzo 110
- La produzione di idrocarburi 111
- Il bilancio petrolifero 111
- Le importazioni di petrolio greggio 112
- Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati 113
- Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio 113
- La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti 114
- Le lavorazioni delle raffinerie 115
- La capacità dei principali impianti delle raffinerie 115
- La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata 116
- I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi 117
- La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio 118
- Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" per Paesi di provenienza 119
- Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" 120
- Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" 120
- I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi 121

Europa 122
- I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione 122
- I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio riscaldamento e dell'olio combustibile 123

IL MERCATO INTERNAZIONALE

Il quadro economico internazionale

Il **2015 è stato un anno ancora molto incerto per l'economia mondiale** che, nel complesso, ha tuttavia **mostrato segnali di miglioramento** soprattutto nelle economie avanzate, cui ha fatto da contraltare un indebolimento -per il quinto anno consecutivo- di quelle emergenti e in via di sviluppo.

Il 2015, infatti, si è chiuso con un Pil mondiale in progresso del 3,1 per cento, in rallentamento comunque rispetto al 3,4 per cento dell'anno precedente, sebbene in un **contesto sicuramente più favorevole**, non solo sui mercati valutari per politiche monetarie di chiaro segno espansivo, ma anche su quelli delle materie prime dove i corsi sia del petrolio che di altre commodity, dopo avere toccato i minimi storici, avevano **lasciato sperare in un ripresa ben più robusta di quella effettivamente osservata.**

Un ruolo importante lo hanno avuto le **preoccupazioni legate alla situazione economica della Cina**, che per la prima volta nella sua storia non ha centrato gli obiettivi di crescita che si era prefissata, tanto da essere costretta a rivedere al ribasso anche le stime per i prossimi anni, **con il rischio di provocare un effetto "trascinamento" anche su altre economie**.

La decisa flessione dei prezzi del greggio, iniziata nella seconda parte del 2015, aveva alimentato un certo clima di ottimismo sull'impatto che essa avrebbe potuto avere in termini di consumi interni, ma che in parte è andato deluso: in primo luogo per il **calo della domanda nei Paesi produttori**, poi per la **riduzione degli investimenti e del commercio mondiale** ed infine per **l'impossibilità per molti di questi Paesi di ricorrere alla leva finanziaria**[1].

Lo stesso Fondo Monetario Internazionale (FMI), in un recente rapporto[2] ha affermato che la "*boccata d'ossigeno ampiamente prevista per l'economia globale deve ancora concretizzarsi*" aggiungendo che *"paradossalmente i benefici a livello globale derivanti dai bassi prezzi ci saranno solo dopo che le quotazioni avranno recuperato un po' e le economie avanzate avranno fatto maggiori progressi che superino il contesto attuale di bassi tassi di interesse"*.

Questo perché, secondo il FMI, l'aumentata correlazione positiva tra l'andamento dei mercati azionari e dei prezzi del petrolio, ossia quando entrambe le variabili si muovono nella stessa direzione, complica la conduzione della politica monetaria che per fronteggiare le spinte deflazionistiche non può agire in senso anticiclico.

---

[1] Vedi Focus "Il calo delle quotazioni del greggio ed i suoi effetti sulla crescita economica" a pag. 20.

[2] FMI, "*Oil prices and the global economy: it's complicated*", 24 marzo 2016.

Paesi industrializzati I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo (Variazione percentuale rispetto all'anno precedente)		Indice prezzi al consumo[1] (Variazione percentuale rispetto all'anno precedente)		Disoccupazione (Percentuale delle forze di lavoro)		Indebitamento pubblico[2] (Percentuale del Pil)	
	2014	2015[3]	2014	2015[3]	2014	2015[3]	2014	2015[3]
Francia	+ 0,2	+ 1,2	+ 0,5	—	10,3	10,3	– 4,0	– 3,7
Regno Unito	+ 2,9	+ 2,3	+ 1,5	—	6,2	5,4	– 5,5	– 4,3
Germania	+ 1,6	+ 1,4	+ 0,9	+ 0,2	6,7	6,4	+ 0,3	+ 0,7
ITALIA	**– 0,3**	**+ 0,8**	**+ 0,2**	**+ 0,1**	**12,7**	**11,9**	**– 3,0**	**– 2,6**
Area Euro	+ 0,9	+ 1,6	+ 0,5	+ 0,1	12,1	11,4	– 2,5	– 2,1
Usa	+ 2,4	+ 2,4	+ 1,6	+ 0,1	6,2	5,3	– 3,8	– 3,4
Giappone	– 0,1	+ 0,6	+ 2,7	+ 0,8	3,6	3,4	– 5,4	– 5,3
Paesi Ocse	+ 1,8	+ 2,0	+ 1,6	+ 0,5	7,5	6,9	– 3,1	– 3,0

[1] Indice armonizzato. Deflatore dei consumi privati per l'aggregato dei Paesi Ocse. [2] Indebitamento netto contratto nel corso dell'anno.
[3] Dati provvisori.

Fonte: IHS Global Insight

Mondo I consumi energetici

(Milioni di tep)

	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014[*]
Combustibili solidi	2.221	2.342	2.950	3.506	3.672	3.741	3.928	3.974
Gas naturale	1.663	2.067	2.352	2.736	2.788	2.838	2.902	2.909
Petrolio	3.231	3.658	4.005	4.130	4.137	4.207	4.217	4.241
Nucleare	526	676	722	719	674	642	646	662
Idroelettrico	184	225	252	296	301	316	326	333
Geotermica, Eolica e Solare	36	60	70	112	127	142	161	169
Biomasse e rifiuti	905	1.025	1.127	1.287	1.311	1.340	1.377	1.398
TOTALE	**8.766**	**10.053**	**11.478**	**12.786**	**13.010**	**13.226**	**13.557**	**13.686**

[*] Stime.

Fonte: Elaborazioni ENI

Mondo La produzione di greggio

	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015[*]
					(Milioni di tonnellate)				
Paesi Opec	1.233	1.511	1.680	1.668	1.704	1.776	1.740	1.730	1.785
Paesi Ocse	891	1.014	913	857	859	903	951	1.040	1.080
Altri Paesi	1.048	1.093	1.323	1.453	1.448	1.441	1.442	1.451	1.475
TOTALE	**3.172**	**3.618**	**3.916**	**3.978**	**4.011**	**4.120**	**4.133**	**4.221**	**4.340**
					(Quote percentuali)				
Paesi Opec	38,9	41,8	42,9	41,9	42,5	43,1	42,1	41,0	41,1
Paesi Ocse	28,1	28,0	23,3	21,6	21,4	21,9	23,0	24,6	24,9
Altri Paesi	33,0	30,2	33,8	36,5	36,1	35,0	34,9	34,4	34,0
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

[*] Dati provvisori.
Fonte: BP Statistical Review; per il 2015 stima Unione Petrolifera su dati AIE

Infatti l'orientamento delle **politiche monetarie dei principali Paesi avanzati ha continuato ad essere fortemente espansivo**, tranne che negli Stati Uniti che nel dicembre 2015 hanno deciso di porre fine alla lunga politica di tassi di interesse nulli, con un rialzo di 25 punti base dei tassi sui *Federal funds,* motivato dal miglioramento del mercato del lavoro.

Una decisione che molti osservatori temevano per le ripercussioni che avrebbe potuto generare sui mercati finanziari e valutari globali, ma che in realtà **ha avuto un impatto contenuto grazie all'assicurazione che le politiche monetarie sarebbero rimaste comunque accomodanti.**

Nell'area euro, la Banca Centrale ha vieppiù rafforzato questo stimolo monetario con l'iniezione di ulteriore liquidità nel sistema, arrivando nei primi mesi del 2016 a **tassi di interesse negativi** per cercare di porre un freno alla pressione deflazionistica che ha colpito l'Europa.

Tutti gli indicatori lasciano comunque prefigurare una graduale accelerazione dell'attività economica mondiale che, stando alle ultime stime del FMI, nel 2016 dovrebbe crescere del 3,2 per cento e nel 2017 del 3,5 per cento. In particolare, **nell'area euro**, che nel 2015 ha fatto segnare un più 1,6 per cento (rispetto allo 0,9 per cento del 2014), **si stima un progresso dell'1,5 per cento per il 2016 e dell'1,6 per il 2017**.

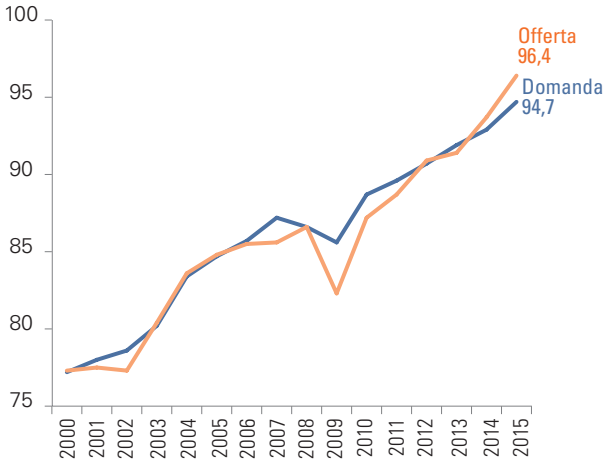
Una **crescita che resta tuttavia fragile, soggetta com'è ai rischi di una perdurante incertezza** delle condizioni di domanda **in importanti mercati di sbocco** e all'acuirsi delle **tensioni geopolitiche** in ampie aree del Nord Africa e del Medio Oriente, che possono amplificare i problemi dell'irrisolta **questione dei "migranti"**, da cui sembra dipendere in particolar modo la tenuta dell'Europa.

La domanda e l'offerta di petrolio

L'anno appena trascorso sarà ricordato per il **deciso aumento della produzione mondiale di petrolio**, cresciuta di circa 2,7 milioni barili/giorno rispetto al 2014, il 63 per cento in più rispetto alla media degli ultimi quattro anni. Complessivamente, **nel 2015 l'offerta è stata pari 96,4 milioni barili/giorno**, di cui il 40 per cento coperta dai Paesi Opec che, con un incremento di 1,25 milioni barili/giorno (+3,3 per cento), hanno continuato nella loro politica di **difesa delle quote anziché dei prezzi**.

L'Arabia Saudita, primo produttore in ambito Opec con un peso del 26 per cento, si è nuovamente posizionata sopra i 10 milioni barili/giorno, seguita subito dopo **dall'Iraq che con circa 4 milioni barili/giorno è tornato su livelli produttivi superiori a quelli degli anni di Saddam Hussein.**

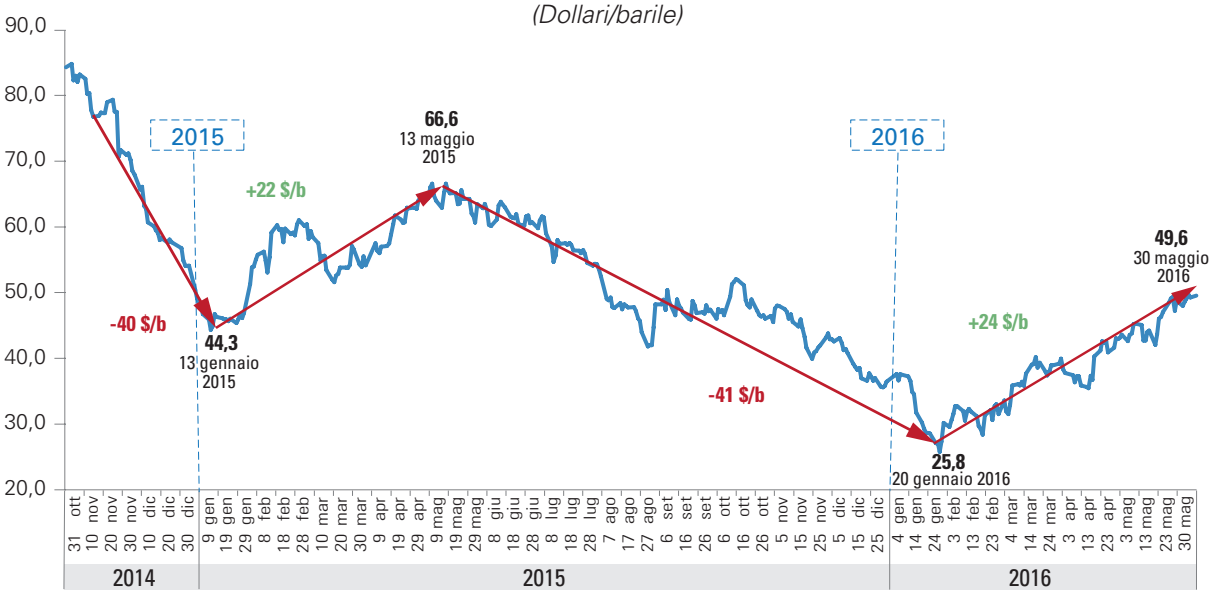
Mondo - Domanda e offerta di greggio
(Milioni di barili/giorno)



Fonte: AIE

Petrolio - Quotazioni internazionali

QUOTAZIONI SPOT DEL BRENT DATED GIORNALIERE
(Dollari/barile)



Fonte: UP su dati Platts

Diverso il discorso per **l'Iran** che solo dopo l'eliminazione delle sanzioni[1] ha fatto registrare un **consistente aumento della produzione**, superando nel primo trimestre del 2016 i 3 milioni barili/giorno (+260.000 barili/giorno rispetto all'ultimo trimestre 2015).

Analoga dinamica si è avuta negli altri principali Paesi produttori non-Opec, a partire dagli **Stati Uniti e dalla Russia, che ancora una volta si sono confermati primo e secondo produttore mondiale**, rispettivamente con 12,9 e 11,06 milioni barili/giorno. Per gli Stati Uniti, grazie al vero e proprio boom dello *shale oil*, il progresso è stato di circa 1 milione barili/giorno rispetto al 2014, mentre per la Russia, alle prese con una grave crisi economica, di soli 150 mila barili.

Ciò ha prodotto **un persistente surplus produttivo** che, dopo avere superato i 2 milioni barili/giorno nel secondo trimestre del 2015, si è poi attestato **in media annua a 1,7 milioni**, un valore che comunque rappresenta il **record storico degli ultimi 40 anni.**

Nell'ultimo decennio l'offerta dei Paesi non Opec complessivamente è aumentata di 7,7 milioni barili/giorno, quasi il doppio di quella dei Paesi Opec (+3,9 milioni).

Le ultime stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) **per il 2016 restituiscono però uno scenario in cui tale surplus è destinato a ridursi**, alla luce della frenata gli Stati Uniti che, pur avendo mostrato un'ampia resilienza a prezzi tornati

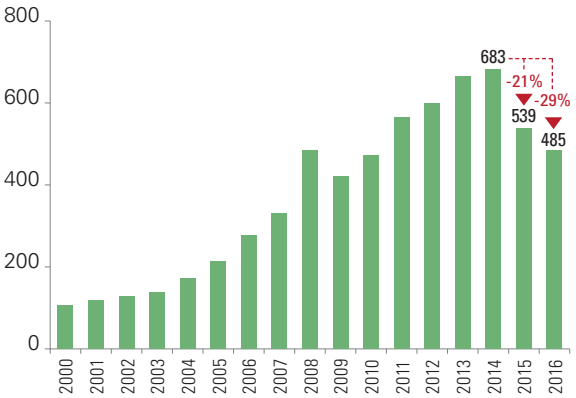
[1] L'annuncio della fine delle sanzioni è stato dato a Vienna il 16 gennaio 2016 dalla responsabile della diplomazia europea, Federica Mogherini, in una conferenza stampa congiunta con il Ministro iraniano degli Esteri, Javad Zarif.

Petrolio - Fattori influenti sulle quotazioni

SPINTE AL RIALZO

RIDUZIONE INVESTIMENTI MONDIALI IN E&P

(Miliardi di dollari)

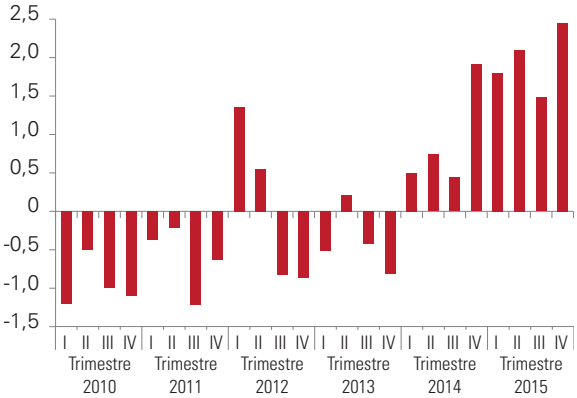


Fonte: IFP, gennaio 2016

SPINTE AL RIBASSO

SCORTE ELEVATE

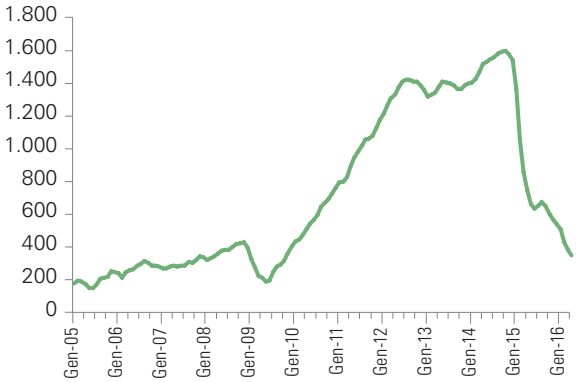
(Variazioni delle scorte mondiali di greggio)



Fonte: US Energy Information Administration

RIDUZIONE PRODUZIONE "*SHALE OIL*" USA

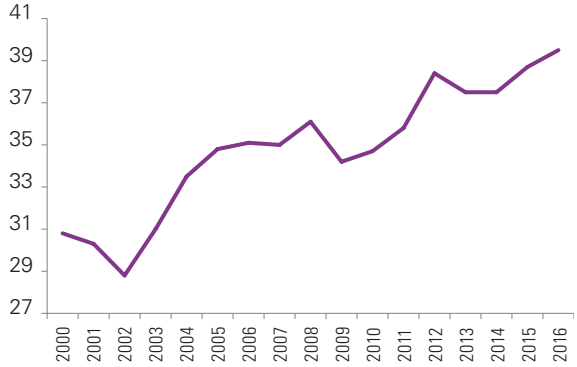
(Numero pozzi perforati di greggio operativi)



Fonte: US Energy Information Administration

AUMENTO PRODUZIONE PAESI OPEC

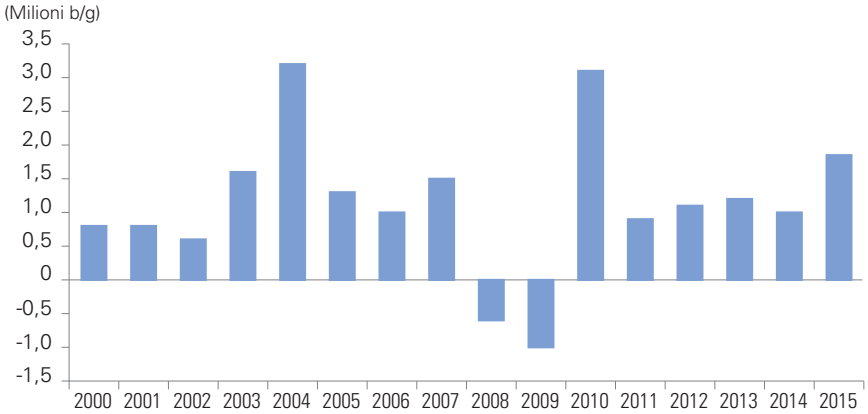
(Milioni di barili/giorno)



Fonte: AIE

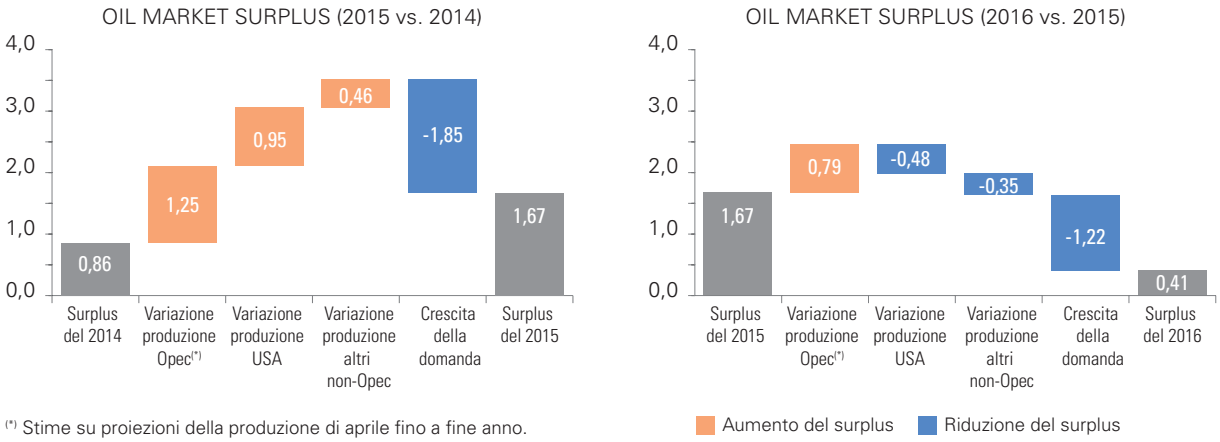
ANDAMENTO DOMANDA MONDIALE

(Variazione assoluta verso anno precedente)



Fonte: AIE

Mondo - L'evoluzione del surplus del mercato petrolifero nel 2015 – 2016
(Milioni di barili/giorno)



(*) Stime su proiezioni della produzione di aprile fino a fine anno.
Fonte: UP su dati AIE

ai minimi degli ultimi 10 anni, in questo avvio d'anno hanno visto scendere progressivamente i livelli produttivi.

Un processo che nel 2016 dovrebbe portarli ad un taglio produttivo di circa 500.000 barili/giorno e aiutare così un **riequilibrio nei fondamentali, dipendente peraltro dalle decisioni Opec, che richiederà tuttavia ancora del tempo**, presumibilmente non prima della fine del 2016, tenuto altresì conto degli elevati stoccaggi da smaltire.

Quanto alla **domanda petrolifera mondiale, nel 2015 è stata pari a 94,7 milioni barili/giorno** (oltre 1,8 milioni in più rispetto al 2014, + 2 per cento), di cui il 51 per cento richiesto dai Paesi non-Ocse.

Si tratta della **crescita più sostenuta degli ultimi 10 anni,** seconda solamente a quella del 2010, e ciò **nonostante il rallentamento dell'economia mondiale** che, peraltro, è proseguito nei primi mesi del 2016.

La domanda è tornata ad essere positiva anche nei Paesi Ocse, Europa compresa, con un aumento complessivo di 450.000 barili/giorno, che ha **più che compensato il calo osservato nell'anno ancora precedente.**

Nell'ultimo decennio la domanda petrolifera mondiale **nei Paesi Ocse è diminuita di 4,2 milioni barili/giorno, mentre in quelli non-Ocse è aumentata di 14,3 milioni.**

Per il 2016, stando sempre alle stime dell'AIE, **la domanda dovrebbe mostrare una crescita di 1,2 milioni barili/giorno, più contenuta di quanto stimato a fine 2015**, comunque ancora molto sensibile alla possibile evoluzione dei prezzi e della situazione economica cinese, secondo mercato petrolifero mondiale.

Insomma, i **segnali che si sta andando verso un riequilibrio dei fondamentali principali ci sono tutti, ma non ancora così solidi**.

I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati

Forte aumento della produzione e scorte a livelli record hanno sostenuto l'altro elemento caratterizzante il 2015: **il crollo dei prezzi del greggio**. Nel corso dell'anno, infatti, questi hanno nuovamente perso terreno: dopo il crollo della seconda metà del 2014 - da 110 dollari/barile del giugno 2014 a 45 dollari (-60 per cento) - hanno rilevato un nuovo picco rialzista di 67 dollari (+49 per cento) nel maggio 2015 seguito da una nuova flessione fino ai circa 36 dollari (-46 per cento) di metà dicembre.

Tendenza riflessiva che si è accentuata nei primi due mesi del 2016, fino ai 26 dollari di metà gennaio (con un calo di oltre il 7 per cento in una sola seduta), in concomitanza con l'annuncio del cosiddetto *"implementation day"* che ha portato all'eliminazione delle sanzioni all'Iran, **reazione per molti versi dettata da movimenti speculativi.**

Solo le voci di una possibile intesa tra Russia ed Opec per un taglio del 5 per cento della produzione, poi trasformatosi il 16 febbraio a Doha in un accordo tra alcuni Paesi produttori (Russia, Arabia Saudita, Venezuela e Qatar) per **un "congelamento" dei livelli produttivi sui livelli di gennaio**, hanno permesso ai prezzi di tornare sui 33-36 dollari/barile, per poi risalire a fine maggio intorno ai 50 dollari. Il successivo vertice Opec, tenutosi nei primi giorni di giugno del 2016, ha confermato la politica sin qui seguita dai Paesi produttori di mantenere inalterati i tetti produttivi.

Il crollo dei prezzi del 2015 ha avuto pesanti ripercussioni sui bilanci delle compagnie petrolifere che, in moltissimi casi, hanno dovuto rivedere piani di investimento e assetti organizzativi, con un taglio complessivo degli investimenti di oltre 200 miliardi di dollari nel 2015 e altri 300 stimati per il 2016. **Il 2016 si prefigura comunque come un altro anno di prezzi bassi**, con evidenti difficoltà nel prevedere come e quando l'attuale fase riflessiva potrà esaurirsi. Le stime dei principali istituti si posizionano in una forchetta compresa tra 30 e 50 dollari, con **una media annua intorno ai 44 dollari che dovrebbe salire a circa 54 nel 2017.**

Quanto ai **prodotti raffinati quotati sui mercati internazionali**[1], nel 2015 la **benzina** in media annua si è attestata intorno ai 39 centesimi euro/litro, **in calo di 13 centesimi** rispetto all'anno precedente (-25 per cento); sullo stesso valore anche **il gasolio** ma **risultato in calo di 16 centesimi** (-29 per cento). **Medie che nei primi quattro mesi del 2016 sono ulteriormente scese intorno ai 29 centesimi per la benzina e ai 26 per il gasolio**, tuttavia con una tendenza ad una sostenuta ripresa nel periodo più recente.

L'evoluzione della raffinazione

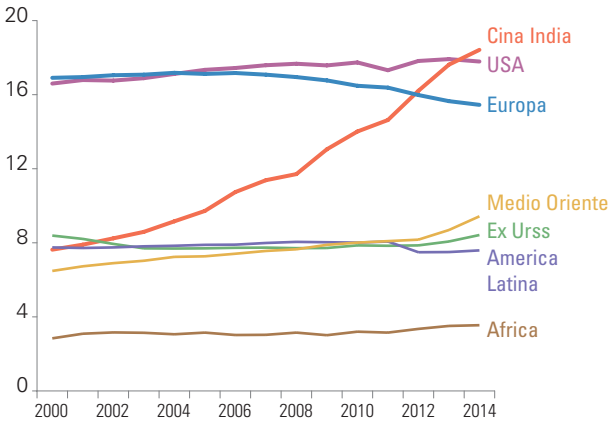
Nel 2015 è stato un anno che ha sostanzialmente confermato le tendenze di fondo che hanno caratterizzato negli ultimi anni l'industria della raffinazione: un **rinnovato protagonismo dei Paesi non-Ocse dove ancora sono concentrati i maggiori investimenti in nuova capacità (l'84 per cento) e una persistente crisi strutturale nei Paesi Ocse, circoscritta perlopiù all'Europa.** Sebbene nell'anno

[1] Quotazioni Platts Cif Med.

appena trascorso la raffinazione europea abbia potuto contare su **margini tornati ad essere positivi per la prima volta dal 2010** e tassi di utilizzo risaliti intorno all'83 per cento rispetto al 79 dell'anno precedente, **molti dei problemi che caratterizzano il mercato europeo restano irrisolti**.

In Europa, **dal 2008 sono stati chiusi 24 impianti su 101**, pari a oltre 2 milioni barili/giorno di capacità, di cui il 17 per cento solo in Italia, con **stime di un taglio di altri 2 milioni entro il 2020**. Diverso il discorso per gli **Stati Uniti che prevedono la realizzazione di nuova capacità entro il 2020**, con raffinerie che continuano a lavorare a pieno regime e dove lo scorso anno in Nord Dakota è stato costruito il primo nuovo impianto dal 1976.

Mondo - Capacità di raffinazione per area geografica *(Milioni di barili/giorno)*



Fonte: Unione Petrolifera su dati BP Statistical Review

Pur mantenendo un indiscusso ruolo di driver degli investimenti in nuova capacità, anche **in diversi Paesi dell'area asiatica si è assistito ad una revisione dei piani di investimento** spostando l'orizzonte temporale a dopo il 2019, così come in diversi Paesi del Medio Oriente dove forse sono concentrati i progetti più significativi. Tutto ciò però sembra destinato a **non bastare per ridurre l'eccesso di capacità a livello mondiale** che, secondo l'AIE, dovrebbe ancora aggirarsi intorno ai 6 milioni barili/giorno nel 2020 e a circa 15 nel 2040, di cui rispettivamente 2,2 e 5 milioni in Europa.

Mondo Capacità di raffinazione e lavorazioni al 2040, secondo lo Scenario a Nuove Politiche dell'Agenzia Internazionale dell'Energia *(Milioni di barili/giorno)*

	Capacità	Capacità addizionali	Lavorazioni			Capacità a rischio(*)	
	2014	2040	2014	2020	2040	2020	2040
Europa	16,9	-1,7	13,2	12,1	9,7	2,2	5,0
Nord America	20,9	-0,2	18,6	19,0	15,6	0,1	3,9
Cina	12,8	5,0	10,2	11,9	14,6	0,6	1,1
India	4,4	3,4	4,5	4,9	7,6	—	—
Asia Ocse	7,6	-0,9	6,2	5,5	4,7	0,8	1,7
Altri Asia	6,7	2,6	4,9	5,7	7,9	0,2	0,3
Russia	6,2	-0,3	5,6	5,5	4,5	0,1	0,9
Medio Oriente	8,2	4,4	6,5	8,2	11,4	0,8	0,3
Brasile	2,0	0,9	2,1	2,3	2,7	—	—
Africa	3,3	1,2	2,2	2,5	3,6	0,7	0,5
Altri	5,1	0,1	3,9	4,0	3,9	0,4	0,9
TOTALE	**94,1**	**14,5**	**77,9**	**81,6**	**86,2**	**5,9**	**14,6**

(*) La "Capacità a rischio" è stimata per ogni regione come la differenza fra la capacità degli impianti di raffinazione da un lato e le rispettive lavorazioni che saranno richieste dall'altro, considerando in quest'ultime un 14 per cento di margini di fermata per manutenzione.

Fonte: AIE, World Energy Outlook 2015

L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA

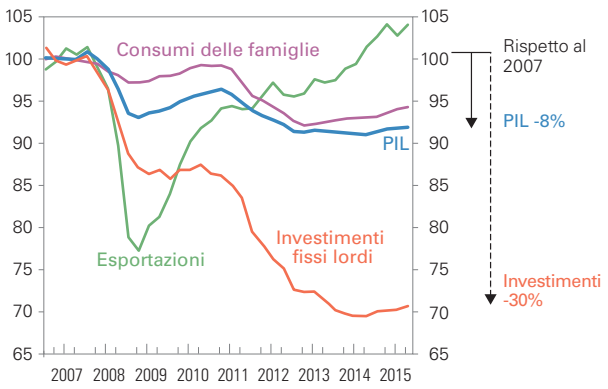
Il quadro macroeconomico

Nel 2015 è proseguita la ripresa ciclica nel nostro Paese, anche se con un progressivo indebolimento nel corso dell'anno, spinta dal consolidamento dei consumi e da un recupero degli investimenti.

Dopo tre anni di recessione è tornato ad aumentare il Pil, che ha segnato un recupero medio annuo del +0,8 per cento: sebbene di modesta entità, praticamente la metà della crescita dei Paesi dell'area euro e ancora inferiore di oltre l'8 per cento rispetto ai suoi valori ante crisi del 2007, è comunque auspicio di una inversione di tendenza.

Segnali positivi sono giunti, oltre che dalle importazioni di beni e servizi (+4,3 per cento) dai consumi delle famiglie (+0,9 per cento) e finalmente degli investimenti fissi lordi (+0,8 per cento), ponendo ter-

Italia - PIL e principali componenti della domanda[1]
(Dati trimestrali; indici: 2007=100)



[1] Quantità a prezzi concatenati; dati destagionalizzati e corretti per i giorni lavorativi.

Fonte: Banca d'Italia su dati Istat

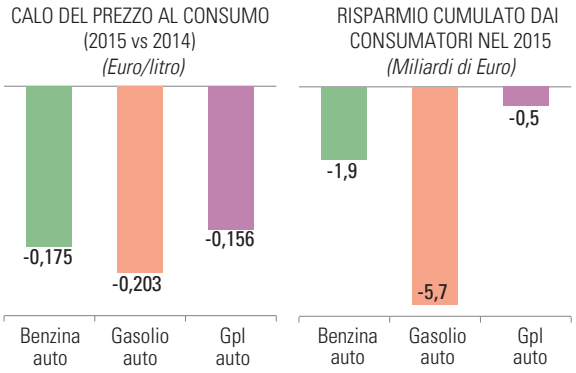
Italia PIL, domanda nazionale e commercio con l'estero
(Quantità a prezzi concatenati; variazioni percentuali sul periodo precedente; dati trimestrali destagionalizzati e corretti per i giorni lavorativi)

		Prodotto interno lordo	Investimenti fissi lordi	Spesa per consumi delle famiglie residenti e ISP[1]	Spesa per consumi delle Amministrazioni Pubbliche	Domanda nazionale[2]	Esportazioni di beni e servizi	Importazioni di beni e servizi
2012		-2,8	-9,3	-3,9	-1,4	-5,7	2,3	-8,1
2013		-1,7	-6,6	-2,5	-0,3	-2,6	0,6	-2,3
2014		-0,3	-3,4	0,6	-1,0	-0,4	3,1	3,2
2015		0,8	0,8	0,9	-0,7	1,1	4,3	6,0
2015	I	0,4	0,6	0,1	-0,6	0,9	1,2	2,9
	II	0,3	—	0,4	-0,3	0,3	1,4	1,6
	III	0,2	0,2	0,5	0,2	0,5	-1,3	-0,2
	IV	0,1	0,8	0,3	0,6	—	1,3	1,0

[1] Istituzioni senza scopo di lucro al servizio delle famiglie. [2] Include la variazione delle scorte e oggetti di valore.
Fonte: Banca d'Italia su dati Istat

"L'effetto petrolio" sull'economia italiana nel 2015

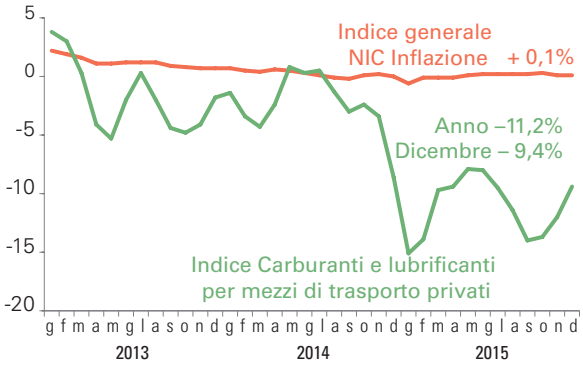
VARIAZIONE DEL PREZZI DEI CARBURANTI E RELATIVO RISPARMIO PER GLI AUTOMOBILISTI



Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

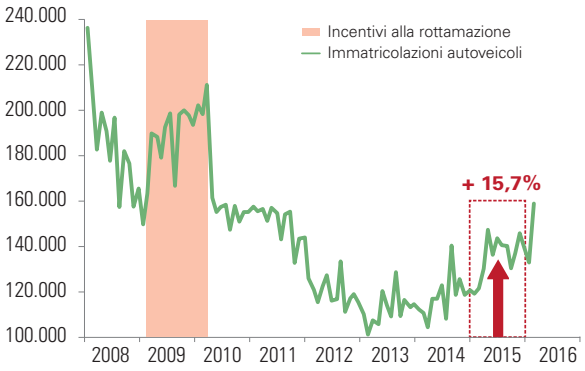
DINAMICA DEI PREZZI

(Variazioni tendenziali percentuali)



Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat

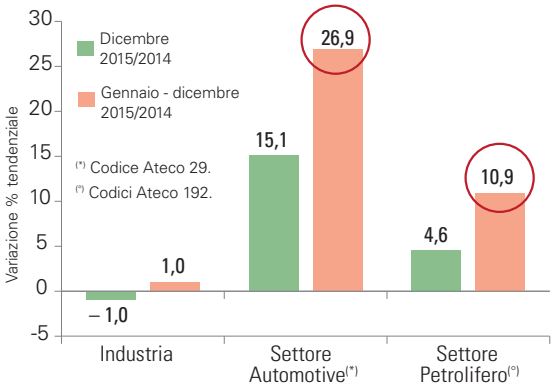
NUOVE IMMATRICOLAZIONI (ACI)



Fonte: MISE, La dinamica dell'economia italiana, marzo 2016

PRODUZIONE INDUSTRIALE

(Dati corretti per effetti calendario, indici base=2010)



Fonte: Anfia e Unione Petrolifera su dati Istat

ANDAMENTO DEL PIL IN VOLUME anni 2000-2015

(Variazioni percentuali, valori concatenati)



Fonte: Istat e stime Banca d'Italia (vedi Focus "Il calo delle quotazioni del greggio" a pag. 20)

mine ai ripetuti cali che si protraevano dall'avvio della crisi finanziaria (restano del 30 per cento più bassi rispetto ai valori ante crisi).

Il rafforzamento dei consumi delle famiglie è stato sostenuto dal moderato recupero del reddito disponibile: il primo incremento in termini reali dal 2008.

Il miglioramento del potere di acquisto dei consumatori (+0,8 per cento), favorito dal generalizzato calo dei prezzi e, in particolare dei prodotti petroliferi, ha prodotto un volano aggiuntivo per l'economia, stimolando l'acquisto di quei beni durevoli, come le automobili, che era stato posticipato a lungo per effetto della crisi, ma che pure sono un bene primario della vita odierna.

Al riavvio dell'attività manifatturiera, che ha rilevato un'evoluzione altalenante nel corso dell'anno, hanno contribuito certamente i settori legati al petrolio.

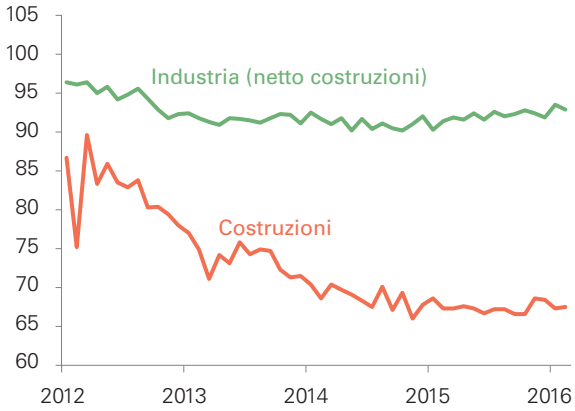
I due **settori trainanti la produzione industriale**, che dopo 3 anni di cali ha segnato un incremento (+1,7 per cento dell'indice grezzo e +1 per cento di quello corretto per effetti di calendario), sono stati infatti il comparto legato alle auto: la **fabbricazione dei mezzi di trasporto**, che ha rilevato un consistente aumento (26,9 per cento) e la **raffinazione dei prodotti petroliferi** (+10,9 per cento).

Dopo la temporanea battuta di arresto di fine 2015 la produzione industriale ha ripreso a crescere nei primi mesi dell'anno in corso, così come sta proseguendo la moderata espansione dell'attività nei servizi e il consolidamento dei segnali di recupero nel settore edile.

In prospettiva tuttavia l'espansione del ciclo manifatturiero potrebbe risentire dell'incertezza della domanda estera. Il contesto economico internazionale ha infatti rilevato nel 2015 una crescita più tiepida (+3,1 per cento) rispetto all'anno precedente (+3,4 per cento), prevalentemente per il raffreddarsi delle economie dei Paesi emergenti, in particolare di quelli produttori di petrolio, nonché dai Paesi asiatici, che è tuttora in corso, e che riducono la possibilità di assorbimento delle nostre esportazioni.

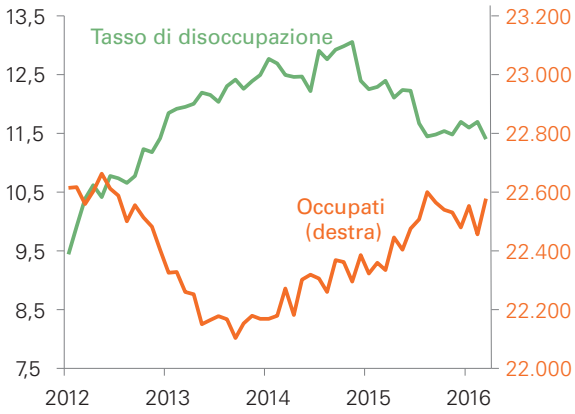
All'incremento di reddito disponibile delle famiglie hanno concorso anche le condizioni più favorevoli del mercato del lavoro, che hanno fatto lievitare il clima di fiducia dei consumatori: la risalita dell'occupazione iniziata nel 2014 si è infatti consolidata nel 2015.

Italia - Indici della produzione
(Indici base 2010=100)



Fonte: Istat

Italia - Occupati e tasso di disoccupazione
(Migliaia di unità; valori percentuali)



Fonte: Istat

FOCUS

IL CALO DELLE QUOTAZIONI DEL GREGGIO E I SUOI EFFETTI SULLA CRESCITA ECONOMICA
Le osservazioni del Fondo Monetario Internazionale e della Banca d'Italia(*)

Il petrolio è una fonte di energia, nonché una *commodity,* che ha una straordinaria rilevanza a livello mondiale e il fatto che la notevole caduta dei prezzi da giugno 2014 a marzo di quest'anno, abbia prodotto una crescita economica meno intensa di quanto ci si aspettasse è uno dei fenomeni più sorprendenti del 2015 al quale i principali analisti economici hanno cercato di dare una spiegazione.

Il Fondo Monetario Internazionale (FMI) stesso si è reso conto di aver sopravvalutato il sostegno che i bassi prezzi del greggio avrebbero dato all'economia mondiale, ritenendo che i guadagni per i Paesi importatori di greggio avrebbero bilanciato le perdite per gli esportatori[1]. Invece in controtendenza con quanto atteso, anche i mercati azionari sono scesi mentre il petrolio scivolava.

La flessione di circa il 70 per cento tra giugno 2014 e marzo di quest'anno del prezzo del petrolio ha causato un ingente trasferimento di risorse dai Paesi esportatori a quelli importatori netti di greggio. Secondo le stime della Banca d'Italia, nel 2015 esse sarebbero attorno allo 0,5% del PIL degli Stati Uniti e a +1% del prodotto delle quattro principali economie dell'area euro[2]. In base ai precedenti storici, tale redistribuzione di risorse avrebbe dovuto generare un impulso significativo alla domanda globale: la minore spesa energetica si sarebbe dovuta riflettere in un rafforzamento della domanda nei Paesi importatori, mentre in quelli esportatori la contrazione di consumi e investimenti avrebbe dovuto essere in parte attenuata dalla riduzione del risparmio.

I dati di questi ultimi due anni non sembrano però avvalorare tale tesi. Anzi, fra ottobre del 2014 e aprile del 2016, ad ogni revisione al ribasso delle quotazioni del petrolio, effettive e attese, si è associato un peggioramento delle prospettive di crescita mondiale.

L'impatto sui Paesi esportatori di materie prime è stato negativo, come ci si attendeva, ma le previsioni di crescita sono state corrette al ribasso o mantenute invariate anche per i Paesi importatori.

Per gli Stati Uniti la revisione negativa alla crescita media annua del PIL prevista per il triennio 2015-2017 è stata di circa 0,5 punti; per l'area dell'euro la dinamica attesa dell'attività è rimasta pressoché stabile. La causa principale che ha spinto le correzioni al ribasso su tutti gli orizzonti temporali è stata sostanzialmente una diversa valutazione dell'impatto sugli investimenti nelle diverse aree mondiali.

Fra i fattori che la spiegano vi è:

1. **parte consistente della flessione del prezzo del greggio** registrata da giugno del 2014 (circa un terzo secondo Banca d'Italia) **è dovuta al calo della domanda**, e soprattutto al marcato rallentamento dell'economia cinese in particolare

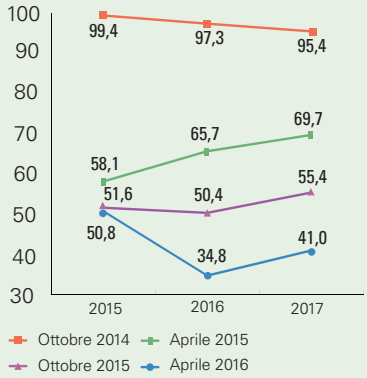
(*) Banca d'Italia, "Il calo dei corsi del greggio e la crescita globale" Bollettino economico n. 2/2016.

[1] Il FMI stima una perdita di 390 miliardi di dollari per le sole economie mediorientali dipendenti dal petrolio nel solo anno 2015.

[2] Stime basate sulla differenza tra il prezzo medio del petrolio nella seconda metà del 2015 (47 dollari al barile) e nel 2014 (98,9 dollari al barile) e sulle importazioni nette di greggio del 2014 per ciascuno dei Paesi considerati.

Mondo Revisioni delle previsioni del Fondo Monetario Internazionale

(a) PREZZO DEL PETROLIO
(dati medi annuali; dollari per barile)



(b) PIL E INVESTIMENTI
(dati annuali; variazioni percentuali e differenze in punti percentuali)

		PIL			Investimenti(1)		
		2015	2016	2017	2015	2016	2017
Mondo	ottobre 2014	3,8	4,0	4,1	5,1	5,5	5,2
	aprile 2016	3,1	3,2	3,5	2,3	3,8	4,6
	diifferenza	-0,7	-0,8	-0,6	-2,8	-1,7	-0,6
Stati Uniti	ottobre 2014	3,1	3,0	2,9	6,9	6,6	5,9
	aprile 2016	2,4	2,4	2,5	3,7	3,6	4,4
	diifferenza	-0,7	-0,6	-0,4	-3,2	-3,0 -	1,5
Area euro	ottobre 2014	1,4	1,7	1,7	2,2	3,1	3,0
	aprile 2016	1,6	1,5	1,6	2,7	2,5	2,8
	diifferenza	0,2	-0,2	-0,1	0,5	-0,6	-0,2
Paesi esportatori di greggio	ottobre 2014	3,2	3,9	3,9	2,5	3,2	3,3
	aprile 2016	0,1	0,8	2,1	-6,1	1,7	3,7
	diifferenza	-3,1	-3,1	-1,8	-8,6	-1,5	0,4

(1) Mondo e Paesi esportatori di greggio: ultima previsione disponibile ottobre 2015.

Fonte: Banca d'Italia su FMI, World Economic Outlook, anni vari.

FOCUS

nei settori ad alto assorbimento di petrolio. Le basse quotazioni hanno quindi **riflesso la debolezza dell'economia**;

2. a differenza del passato, l'**accresciuta integrazione fra Paesi avanzati ed emergenti** ha determinato un effetto indiretto negativo a carico dei Paesi importatori particolarmente rilevante. Infatti il forte calo registrato dalle quotazioni nello scorso biennio si è riversato in misura significativa sulla **spesa delle economie esportatrici di greggio** che **hanno ridotto la propria domanda estera**.

Fra le altre cause che possono avere attenuato gli effetti della flessione dei corsi petroliferi sulle economie dei Paesi importatori:

3. la **minore dipendenza dal greggio** rispetto al passato;
4. il fatto che la caduta dei corsi abbia **rafforzato le pressioni deflattive** e spinto verso l'alto i tassi di interesse reali in una situazione in cui quelli ufficiali erano già prossimi allo zero;
5. l'accresciuta rilevanza del settore energetico ed estrattivo in Paesi quali gli Stati Uniti, che hanno risentito di una **revisione al ribasso particolarmente marcata e immediata degli investimenti** ad esso dedicati.

Il forte rallentamento dell'industria petrolifera negli Stati Uniti e nel resto del mondo ha avuto anche ripercussioni sul sistema finanziario.

Secondo i dati della Banca dei Regolamenti Internazionali (BRI), tra il 2006 e il 2014, per sostenere l'espansione degli investimenti, soprattutto nelle nuove tecniche estrattive dello *shale*, il debito delle imprese nel settore Oil & Gas è triplicato, raggiungendo circa 3.000 miliardi di dollari.

Successivamente la prolungata fase di bassi prezzi ha determinato perdite sempre più consistenti, con un numero in costante aumento di imprese di piccola e media dimensione del comparto energetico che sono fallite o che si trovano in gravi difficoltà, e per quasi tutte si è deteriorato il merito di credito.

Secondo il FMI, nel solo settore Oil & Gas il calo delle quotazioni ha prodotto una contrazione degli investimenti a livello mondiale pari a 215 miliardi di dollari fra il 2014 e il 2015, equivalenti all'1,2% degli investimenti fissi lordi globali, poco meno dello 0,3% del Pil mondiale.

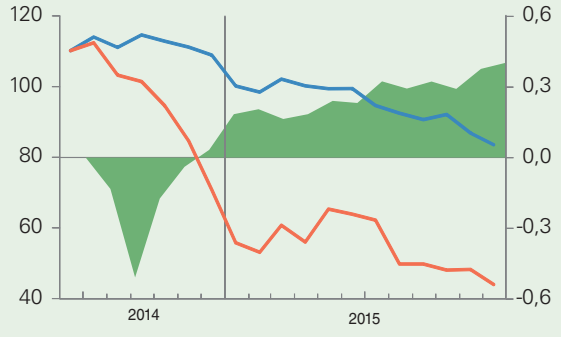
Le stime sugli **effetti della riduzione del prezzo** del Brent effettuate dalla Banca d'Italia **per il nostro Paese** indicano che, rispetto alle attese formulate nel luglio 2014, **il calo del greggio ha sostenuto la crescita del PIL dell'Italia nel 2015 per sei decimi di punto percentuale**.

Tale effetto è stato possibile grazie alle risorse che la riduzione della spesa energetica ha liberato e che famiglie e imprese possono destinare a consumi e investimenti.

Tuttavia la dinamica del commercio mondiale, meno sostenuta rispetto a quella prevista nel 2014, ha ridotto di tre decimi la crescita del PIL nel 2015.

La debolezza della domanda economica mondiale ha quindi all'incirca dimezzato l'impatto favorevole della riduzione delle quotazioni del greggio sull'attività economica italiana.

Prezzo del petrolio - Andamento storico e contributo dei fattori di domanda[1]
(Dollari al barile e quota sul totale)



Calo cumulato spiegato dalla domanda[2]
Prezzo spiegato dalla domanda — Prezzo del Brent

[1] Ottenuto da una regressione delle variazioni del prezzo del Brent su quelle del prezzo del rame, della domanda mondiale e del consumo di energia elettrica in Cina. [2] Scala di destra.

Fonte: elaborazioni su dati CEIC e Thomson Reuters Datastream.

Stati Uniti - Quota degli investimenti nel settore dell'energia[1]
(Dati trimestrali; quota percentuale)



[1] Quota degli investimenti nel settore estrattivo e minerario sul totale degli investimenti in macchinari e attrezzature nell'industria al netto delle costruzioni.

Fonte: Banca d'italia su dati Bureau of Economic Analysis

FOCUS

AUTOMOBILI E BENESSERE - La rilevanza dell'acquisto dell'auto nel benessere dei cittadini

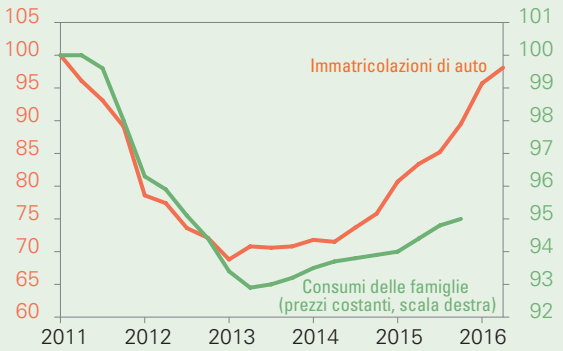
Parallelamente al raffreddarsi dei prezzi dei carburanti e al migliorare delle condizioni economiche, il mercato delle immatricolazioni di automobili ha iniziato a rilevare significativi segnali di inversione del trend, con un recupero rispetto ai minimi cui era sceso durante la crisi. Il **peso delle spese per l'acquisto di auto** rispetto al totale dei consumi delle famiglie, si è ridotto in media nel triennio 2012-2014 **al 2,3 per cento rispetto al 4 per cento del 2000, con valori assoluti attorno ai 23 miliardi l'anno, rispetto ai 35,5 miliardi del 2007**. Eppure l'acquistare un auto è decisamente importante per il benessere dei cittadini: l'Istat ne ha dato una valutazione, considerandola nelle stime sul nuovo **"Benessere Equo e Sostenibile" (BES)**.

Tale nuovo indicatore, che è composto da un insieme di indici, a differenza del Prodotto Interno Lordo non misura quantità economiche, ma rientra nel dibattito statistico internazionale sul "superamento del Pil", alimentato dalla consapevolezza che i parametri sui quali valutare il progresso di una società non possano essere esclusivamente di carattere economico.

L'approccio per misurare il Bes è multidimensionale, integrando l'indicatore dell'attività economica, il Pil, con valutazioni delle fondamentali dimensioni sociali e ambientali del benessere, e con misure di diseguaglianza e sostenibilità economica, sociale e ambientale.

A fine 2015 l'Istat ha pubblicato la terza edizione del **Rapporto sul benessere equo e sostenibile** (Bes), che offre un **quadro integrato dei principali fenomeni sociali, economici e ambientali** che hanno caratterizzato l'evoluzione del nostro Paese negli anni recenti: tale analisi mira a rendere il Paese maggiormente consapevole dei propri punti di forza e delle difficoltà da superare per migliorare la qualità della vita dei cittadini. L'impossibilità di potersi permettere l'acquisto di un'auto viene ritenuta fra i vari disagi economici che comportano una "grave deprivazione materiale". Tale disagio viene quindi valutato nell'**Indice di Grave deprivazione materiale** che, secondo la metodologia di Eurostat, misura la percentuale di persone che vivono in famiglie con almeno 4 dei 9 problemi considerati sul totale delle persone residenti. **L'automobile non è quindi solo un mezzo di trasporto, che può avere una gamma più o meno ampia di alternative, ma anche una componente rilevante del nostro benessere quotidiano**.

Italia - Consumi delle famiglie e immatricolazioni di auto *(Indici 1° trim. 2011=100, dati trimestrali destagionalizzati)*



Fonte: Centro Studi Confindustria su dati ISTAT, ANFIA

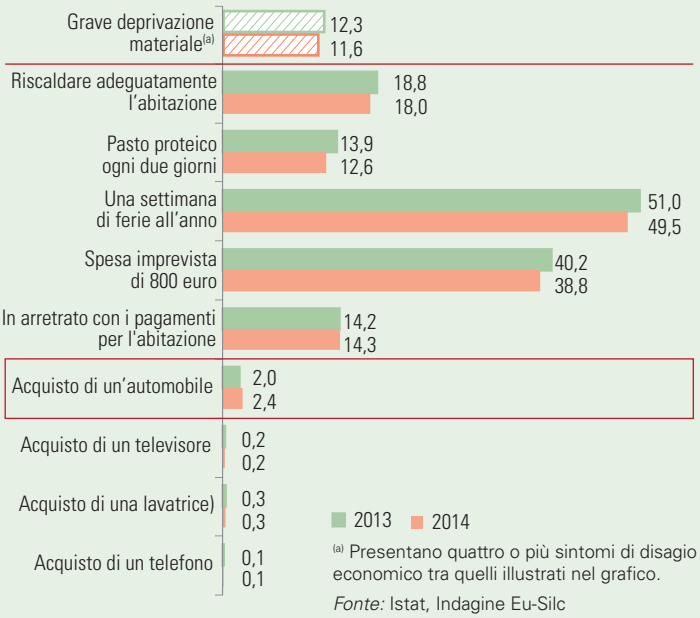
Italia - Quota di persone in famiglie che presentano il sintomo di deprivazione *(Anni 2013-2014, valori percentuali)*

I PROBLEMI CONSIDERATI COME "GRAVE DEPRIVAZIONE MATERIALE" SONO:

I) non poter riscaldare adeguatamente l'abitazione;
II) non potersi permettere un pasto adeguato ogni due giorni, cioè con proteine della carne o del pesce (o equivalente vegetariano);
III) non potersi permettere una settimana di ferie all'anno lontano da casa;
IV) non poter sostenere spese impreviste di 800 euro;
V) avere arretrati per il mutuo, l'affitto, le bollette o per altri debiti come per es. gli acquisti a rate;

non potersi permettere:

VI) l'acquisto di un'automobile;
VII) l'acquisto di un televisore a colori;
VIII l'acquisto di una lavatrice;
IX) l'acquisto di un telefono.



(a) Presentano quattro o più sintomi di disagio economico tra quelli illustrati nel grafico.

Fonte: Istat, Indagine Eu-Silc

Sgravi contributivi e nuove norme (decontribuzione, Decreto Poletti[1] e Jobs Act[2]) hanno favorito l'**incremento degli occupati,** sia a tempo determinato che indeterminato. Nel 2015 il **tasso di disoccupazione** è sceso in media annua all'11,9 per cento contro il 12,7 del 2014, grazie all'aumento del numero di occupati su base annua di 186mila unità (+0,8 per cento).

Con una variazione pari al +0,1 per cento, l'**indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)** ha rallentato per il terzo anno consecutivo, attestandosi sui livelli più bassi dal 1959. Tale dinamica è stata determinata principalmente dagli andamenti dei prezzi dei beni energetici non regolamentati, con i **carburanti** che **hanno registrato una flessione del 10,3 per cento in media nel 2015**, in consistente accentuazione rispetto al -2,1 per cento dell'anno precedente.

Tale tendenza al calo, sebbene in attenuazione, è proseguita nei primi mesi dell'anno in corso: insieme al permanere dell'inflazione di fondo su valori storicamente molto bassi, ha portato all'attuale fase di inflazione negativa, che fra l'altro è presente anche in altri Paesi dell'area euro (Francia, Spagna). La generale debolezza dei prezzi e dei salari riflette sostanzialmente gli ampi margini di capacità produttiva e di forza lavoro inutilizzati.

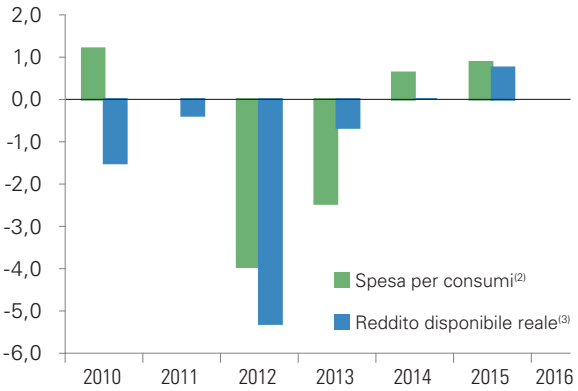
Nel 2015 l'**indebitamento netto delle Amministrazioni Pubbliche** (-42.338 milioni di euro) è sceso al 2,6 per cento del Pil, risultando in calo di oltre 6,5 miliardi rispetto al 2014 (-48.936 milioni di euro, pari al 3,0 per cento del Pil). **Il debito pubblico** invece è salito a 2.172 miliardi e la sua incidenza sul Pil è aumentata leggermente di 0,2 punti percentuali: ora è al 132,7 per cento, rispetto al 132,5 dell'anno precedente.

[1] Legge n. 78 del 16 maggio 2014.

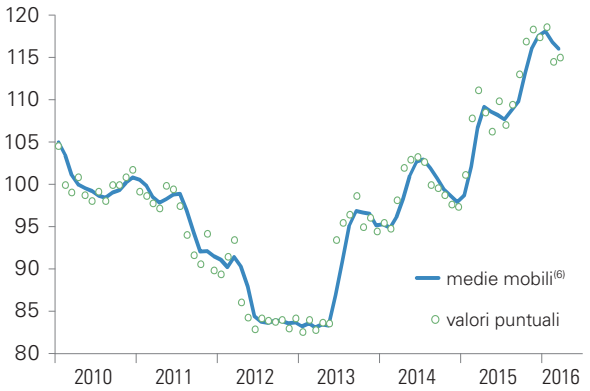
[2] Jobs Act – Legge n. 183 del 10 dicembre 2014.

Italia - Consumi, reddito e clima di fiducia dei consumatori
(Variazioni percentuali e numeri indice)

CONSUMI E REDDITO DELLE FAMIGLIE RESIDENTI[(1)]



CLIMA DI FIDUCIA DEI CONSUMATORI[(4)(5)]



[(1)] Variazioni percentuali sull'anno precedente. [(2)] Quantità a prezzi concatenati. [(3)] Deflazionato con il deflatore della spesa per consumi delle famiglie (valori concatenati con anno di riferimento 2010). [(4)] Dati mensili destagionalizzati. Indici: 2010=100. [(5)] A giugno 2013 sono state introdotte innovazioni metodologiche che rendono i dati diffusi a partire da quella data non direttamente confrontabili con quelli precedenti. [(6)] Dati mensili; medie mobili nei 3 mesi terminanti in quello di riferimento.

Fonte: Banca d'Italia su dati Istat

Italia I dati macroeconomici

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015(*)
	VARIAZIONE PERCENTUALE VS. ANNO PRECEDENTE												
Prodotto interno lordo[a]	+0,2	+1,6	+0,9	+2,0	+1,5	–1,1	–5,5	+1,7	+0,6	–2,8	–1,7	–0,3	+ 0,8
Produzione industriale[b]	–1,0	+0,9	–1,8	+3,1	+2,5	–3,2	–18,7	+6,9	–0,4	–6,0	–3,2	–1,0	+ 1,6
Inflazione	+2,8	+2,1	+2,1	+2,1	+1,7	+3,4	+0,8	+1,5	+2,8	+3,0	+1,2	+0,2	+ 0,1
Investimenti fissi lordi[a]	–0,3	+2,1	+1,7	+3,2	+1,6	–3,1	–9,9	–0,5	–1,9	–9,3	–6,6	–3,4	+ 0,8
	PERCENTUALE DELLE FORZE DI LAVORO												
Disoccupazione[c]	8,4	8,0	7,7	6,8	6,1	6,7	7,7	8,4	8,4	10,7	12,1	12,7	11,9
	MILIARDI DI EURO												
Saldo import-export	+2,9	–2,3	–9,6	–20,8	–9,4	–13,1	–6,4	–31,2	–25,6	+9,3	+29,2	+41,9	+45,2
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	47	52	62	56	25	44	83	68	57	48	47	49	42
Debito delle Amministrazioni pubbliche[d]	1.397	1.450	1.519	1.588	1.606	1.671	1.770	1.851	1.907	1.989	2.070	2.136	2.172
Pil a euro correnti	1.391	1.448	1.490	1.548	1.610	1.632	1.573	1.605	1.637	1.613	1.604	1.612	1.636

(*) Dati provvisori. [a] Secondo i valori concatenati con base di riferimento 2010. [b] Variazioni indice grezzo 2010=100. [c] Dati revisionati in base alla Rilevazione Continua sulle Forze di lavoro, avviata da gennaio 2004. [d] A fine anno.

Fonte: Istat, Banca d'Italia

Italia I consumi di energia
(Milioni di tep)

	2000	2005	2008	2009	2010	2012	2013	2014	2015(*)	Variazione 2015 vs. 2014	Peso sul totale 2015
Combustibili solidi	12,8	17,0	16,7	13,0	14,9	16,6	14,2	13,7	13,5	– 1,7%	7,9%
Gas naturale(•)	57,9	70,7	69,5	63,9	68,1	61,4	57,4	50,7	55,3	+ 9,0%	32,3%
Importazioni nette di energia elettrica	9,8	10,8	8,8	9,9	9,7	9,5	9,3	9,6	10,2	+ 6,0%	5,9%
Petrolio(°)	92,0	85,2	79,3	73,3	72,2	62,2	58,3	57,3	59,2	+ 3,4%	34,6%
Fonti rinnovabili	12,9	13,6	17,0	20,2	22,9	26,6	33,8	34,7	33,1	– 4,5%	19,3%
TOTALE	**185,4**	**197,3**	**191,3**	**180,3**	**187,8**	**176,3**	**173,0**	**166,0**	**171,3**	**+ 3,2%**	**100,0%**

(*) Dati provvisori. Variazioni calcolate su tre decimali.
(•) Serie storica ricostruita in base al coefficiente di 8,190 usato per la trasformazione in tep e adottato a partire dal 2008 dal Ministero dello Sviluppo Economico per uniformità con le statistiche internazionali (Eurostat, AIE).
(°) I valori successivi al 1997 includono l'Orimulsion impiegato per produzione di elettricità. Dal 1998 è cambiata metodologia di rilevazione delle importazioni di coke di petrolio.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

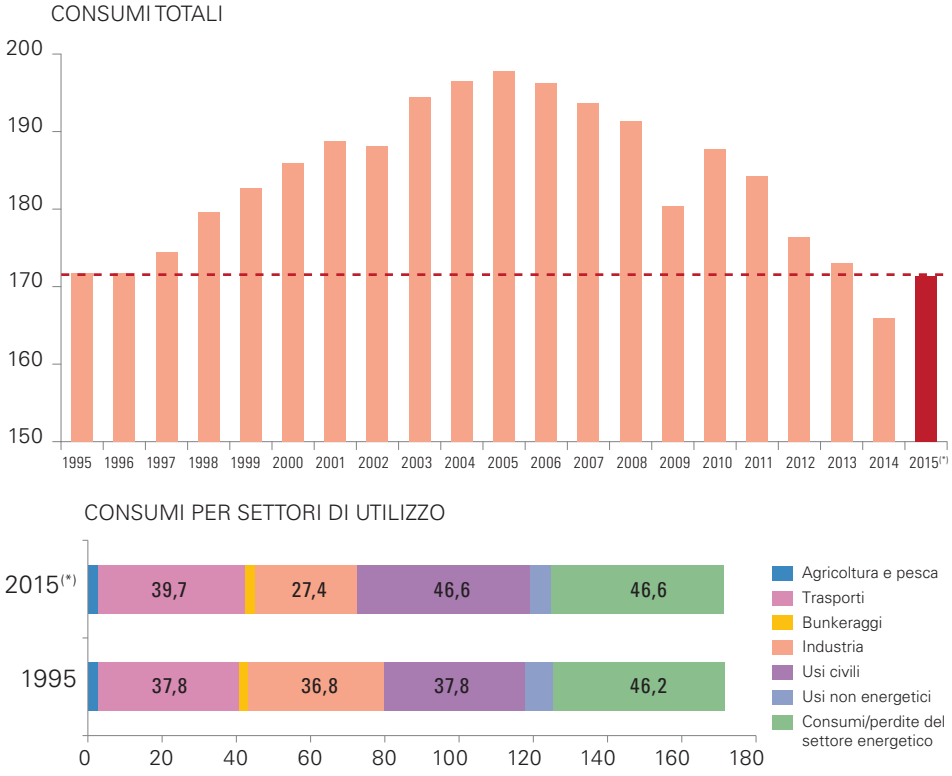
I consumi di energia

Dopo 9 anni di decrescita, interrotti solo nel 2010 da un segno positivo (+4,2 per cento), nel 2015 la domanda di energia nel nostro Paese ha rilevato un incremento di 5,3 Mtep, passando dai 166 a 171,3 Mtep (+3,2 per cento): un valore vicino a quello di metà anni '90, ma con un assetto industriale ed economico profondamente diverso. Rispetto ad allora abbiamo 7 milioni in più di auto circolanti, consumiamo oltre 54 TWh in più di energia elettrica, ma abbiamo perso quasi 17 punti di produzione industriale.

Nel 2015 sono risultate **in aumento le principali fonti fossili** (gas +9,1 per cento e petrolio +3,4 per cento) e le **importazioni nette di energia elettrica** (+6,0 per cento), mentre **si ridimensiona il contributo dei combustibili solidi** (-1,7 per cento) e, soprattutto, in controtendenza, **quello delle fonti rinnovabili** (-4,5 per cento), che hanno scontato il ritorno della produzione idroelettrica su valori medi storici (44 TWh circa), il 25 per cento in meno verso il 2014, anno in cui aveva toccato la produzione record di 58,5 TWh.

La produzione nazionale di energia, compresa quella di greggio e gas naturale **in flessione**, ha portato al 75 per cento la nostra dipendenza energetica dall'estero, contro il 73 per cento del 2014.

Italia - Consumi di energia totali e per settore di utilizzo
(Milioni di tep)



(*) Dati provvisori.

Fonte: UP su dati Ministero dello Sviluppo Economico

I combustibili solidi

Nel 2015 la domanda di **combustibili solidi** è stimata sui 13,5 Mtep, con una variazione del -1,7 per cento rispetto al 2014: è il terzo calo consecutivo dal 2012 per questa fonte di energia. Nei suoi principali settori di uso - industria siderurgica e produzione termoelettrica - si stanno riflettendo da un lato gli effetti del contesto economico non ancora in recupero[1], dall'altro le crescenti difficoltà per le centrali a carbone, il cui uso, nonostante l'economicità e la maggiore efficienza, è in palese contrasto con gli scenari di decarbonizzazione.

Nel corso del 2015 sono proseguiti i piani di dismissione per alcuni impianti[2], che troveranno il loro compimento già nel 2017-2019, nonché gli accertamenti di carattere ambientale che hanno portato alla sospensione, già da marzo 2014, delle attività di due unità da 300 MW ciascuna della centrale di Vado Ligure (Tirreno Power), così come dell'avvio dei lavori per la nuova unità da 460 MW, con investimenti previsti di 1,2 miliardi di euro.

Resta attualmente ancora critica anche la situazione della centrale Edipower di Brindisi Nord (ferma da oltre 2 anni), per la quale nel 2015 la Conferenza dei servizi aveva previsto di procedere al dimezzamento delle capacità installate (da 640 MW a 300 MW) e alla sostituzione parziale del carbone con Combustibile Solido Secondario (CSS) prodotto dalla Regione, progetto che sconta le opposizioni degli enti locali.

Infine, in riferimento al Sulcis, nell'ambito del Decreto Destinazione Italia[3] sono stati previsti incentivi per la produzione di energia elettrica per un massimo di 2.100 GWh/anno, da un'innovativa centrale che sfrutterà il carbone con una significativa riduzione delle emissioni in atmosfera. Al momento non sono state prese ancora decisioni in merito e si attendono le decisioni della Regione Sardegna, se intenderà comunque portare avanti il progetto oppure se cambierà strategia, anche alla luce del COP 21 di Parigi[4].

Proseguono comunque le attività di ricerca sulle tecnologie innovative nell'ambito del "*Protocollo d'Intesa per lo Sviluppo di un Polo Tecnologico di Ricerca*" siglato nel 2013 tra la Regione Sardegna e il Ministero dello Sviluppo Economico.

La fattura energetica e petrolifera

Fra gli effetti aggiuntivi che il calo delle quotazioni del petrolio (-46,7 per cento) ha prodotto nel 2015 per l'economia italiana c'è un **nuovo, consistente ridimensionamento della fattura energetica**, nonostante l'aumento dei consumi di energia (+3,2 per cento) e l'indebolimento del cambio euro/dollaro.

---

[1] Secondo FederCostruzioni, il comparto siderurgico nel 2015 ha subito un calo produttivo del 4 per cento e la produzione nel settore delle costruzioni, principale destinazione dei prodotti siderurgici, secondo l'Istat è ulteriormente scesa dell'1 per cento. Inoltre sono in corso le operazioni di manifestazioni di interesse per trasferimento dei complessi aziendali della Ilva, in amministrazione straordinaria.

[2] Fra le 23 centrali di cui l'Enel ha annunciato la chiusura, vi sono anche le centrali a carbone di Genova, Bastardo e Marghera, sugli altri impianti sono in corso valutazioni anche per migliorare la loro efficienza e l'impatto ambientale.

[3] Decreto Legge 23 dicembre 2013 n. 145, convertito con modificazioni dalla Legge 21 febbraio 2014, n. 9.

[4] Ventunesima sessione annuale della Conferenza delle Parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) tenutasi a Parigi dal 30 novembre al 12 dicembre 2015. Sugli effetti per il settore petrolifero vedi anche capitolo *"L'accordo di Parigi (COP 21) e l'impatto sul settore"* a pag. 83.

Italia La stima della "fattura energetica"
(Milioni di euro)

	1990	2000	2005	2008	2010	2012	2013	2014	2015[1]
Combustibili solidi	731	1.009	1.892	2.927	2.270	2.775	1.812	1.404	1.315
Gas naturale	1.859	7.835	12.194	22.253	18.998	24.189	20.421	15.524	14.185
Petrolio[2]	8.561	18.653	22.412	32.474	28.432	33.908	30.450	24.912	16.080
Biocarburanti e biomasse	—	67	135	463	1.129	1.616	1.366	1.017	837
Altre[3]	867	1.523	2.135	1.948	2.409	2.389	2.044	1.780	2.065
TOTALE	**12.018**	**29.087**	**38.768**	**60.065**	**53.238**	**64.877**	**56.093**	**44.637**	**34.482**

(1) Valori provvisori.
(2) I dati precedenti al 1995 non sono omogenei con quelli da tale anno in poi, a seguito di modifiche nel criterio di classificazione (Ateco 91), la più rilevante delle quali consiste nel non considerare più le "provviste di bordo" fra le esportazioni.
(3) Comprende: energia elettrica, combustibili nucleari e altri combustibili minori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat

La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e gli introiti derivanti dalle esportazioni) **è scesa**, infatti, **a 34,482 miliardi di euro, contro i 44,637 del 2014** (-22,7 per cento), con un **risparmio di 10,1 miliardi di euro**.

Il **peso della fattura energetica sul Pil** nel 2015 è stato pari al 2,1 per cento rispetto al 2,8 del 2014 e al 4 per cento del 2012: anno con l'incidenza più elevata di questi ultimi 10 anni[1]. Ad eccezione dell'esborso per le importazioni nette di energia elettrica, tornato sopra ai 2 miliardi di euro, tutte le fonti hanno rilevato decrementi rispetto all'anno precedente. In particolare, la spesa netta per **l'approvvigionamento del gas** è passata da 15,5 a poco meno di 14,2 miliardi di euro (-8,6 per cento) che, con oltre **1,3 miliardi di euro in meno, dopo il petrolio, ha consentito il maggior risparmio sulla spesa energetica**.

Nel 2015 infatti la **fattura petrolifera ha determinato l'84 per cento del risparmio sulla fattura energetica, passando da 24,912 miliardi del 2014 a 16,080 miliardi di euro** (oltre 8,5 miliardi in meno, pari al -34 per cento).

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio è stato pari a 345,6 euro contro i 548,1 del 2014, con un **decremento del 36,9 per cento**, che è la risultante di un minore costo all'origine (-47,5 per cento in dollari), erosa però da un deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-16,8 per cento).

Il **peso sul Pil della fattura petrolifera è di conseguenza sceso all'1,0 per cento** rispetto all'1,5 del 2014 e al 2,1 per cento del 2011-2012, rappresentando quindi **il valore più basso dal 2000**. Nel periodo di picco (1980 – 83) era stato invece mediamente del 4,6 per cento.

[1] Negli anni '90 la media era dell'1,4 per cento, mentre l'incidenza più alta è stata rilevata nel periodo 1980-85 pari al 5,2 per cento.

Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico

Dopo quasi un decennio in costante crescita, il 2015 è stato un **anno in controtendenza per le fonti rinnovabili** che complessivamente con il 4,5 per cento in meno (-11,6 per cento la sola produzione elettrica) sono tornate a 33,1 Mtep, riuscendo a soddisfare poco più del 19 per cento dei consumi energetici nazionali, dopo aver sfiorato il 21 per cento nel 2014.

La contrazione è conseguente al calo della produzione elettrica lorda, che rappresenta la quasi totalità del consumo interno lordo da rinnovabili, e che è scesa dai 120,7 TWh del 2014 a 106,7 TWh (-11,6 per cento). La flessione di tipo congiunturale è dovuta al **forte calo dell'idroelettrico** (43,9 TWh, -25 per cento), tornato sulla media dopo il record storico del 2015.

In contrazione anche l'**eolico** (14,9 TWh, - 1,9 per cento), in conseguenza dei problemi per i ritardi nella realizzazione dei nuovi impianti, mentre continuano a salire soprattutto la **geotermia** (+4,1 per cento) e il **fotovoltaico** (+2,4 per cento). Prosegue comunque l'aumento della potenza installata delle fonti rinnovabili, che hanno superato i 51 GW (+1,7 per cento), anche se a ritmi meno spinti rispetto al passato, a causa delle incertezze sui meccanismi di incentivazione.

Nel 2015 per la prima volta il costo degli incentivi alle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), saliti dai 3 miliardi del 2009 a 13,4 del 2014, è risultato in diminuzione: la componente A3 è scesa a 12,6 miliardi di euro in conseguenza della conclusione del periodo di incentivazione per molti beneficiari del CIP6, nonché ai provvedimenti "*spalma incentivi*"[1].

Per il 2016 la previsione del GSE riguardo alla componente A3 (14,4 miliardi di euro) dovrebbe risultare sovrastimata per effetto delle modalità di pagamento previste per

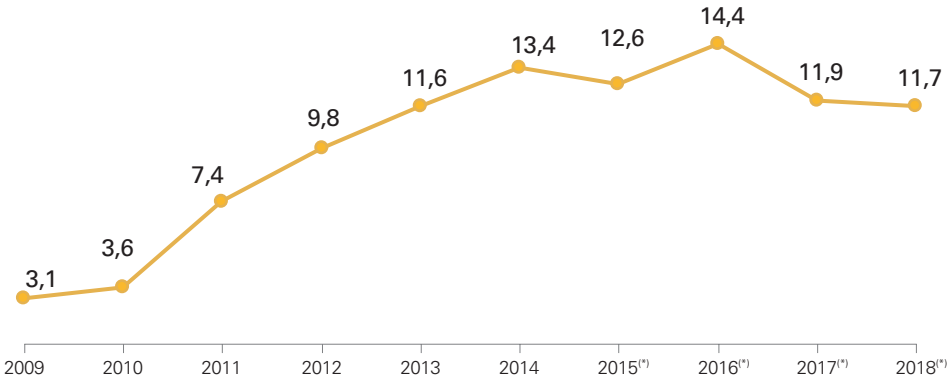
[1] Decreti attuativi previsti dall'articolo 26 del Disegno di legge Competitività (Legge 11 agosto 2014 n. 116), noto come "*Spalma-Incentivi Fotovoltaico*" (Decreto Ministeriale 16 ottobre 2014, che approva le modalità operative per l'erogazione da parte del Gestore Servizi Energetici delle tariffe incentivanti per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, e il Decreto Ministeriale 17 ottobre 2014, che stabilisce le modalità per la rimodulazione delle tariffe incentivanti attribuite agli impianti fotovoltaici) e sugli incentivi alle fonti rinnovabili non fotovoltaiche, il Decreto Ministeriale 6 novembre 2014, in attuazione dell'art. 1 co. 3 a 5 del Decreto Legge 145/13 (c.d. Decreto Legge Destinazione Italia, Legge 21 febbraio 2014, n. 9).

Italia Le fonti rinnovabili nel 2015

	POTENZA (MW)			PRODUZIONE (GWh)		
	2014	2015(*)	Variazione %	2014	2015(*)	Variazione %
Idrica (1)	18.418	18.531	0,6%	58.545	43.902	– 25,0%
Eolica	8.703	9.126	4,9%	15.178	14.883	– 1,9%
Fotovoltaico	18.609	18.910	1,6%	22.306	22.847	2,4%
Bioenergie(2)	4.044	4.087	1,1%	18.732	18.894	0,9%
Geotermica	821	824	0,4%	5.916	6.160	4,1%
TOTALE	**50.595**	**51.478**	**1,7%**	**120.677**	**106.686**	**– 11,6%**

(*) Stime GSE per il 2015. Dati provvisori.
(1) Produzione da apporti naturali.
(2) Biomasse solide, biogas e bioliquidi.
Fonte: GSE, Dati preliminari, 29 febbraio 2016

Italia - Il fabbisogno economico derivante dai meccanismi di incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili
(Miliardi di euro della componente A3 a carico degli utenti finali)



Evoluzione dei meccanismi di incentivazione

• I CE • II CE • RID • TO • SSP • CV • CIP6	• Risoluzione CIP6	• III CE • IV CE	• V CE	• FER elettriche		• Spalma FTV • Spalma FER	• Conversione CV in tariffa

Legenda: CE: Conto Energia; CV: Certificati Verdi; FER: Fonti Energetiche Rinnovabili; FTV: Fotovoltaico; RID: Ritiro Dedicato; SSP: Scambio sul Posto; TO: Tariffa Omnicomprensiva.

Fonte: GSE, "Speciale Energia Rinnovabile. Principali indicatori relativi ai diversi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili 2013-2018", Roma, 20 gennaio 2016

le tariffe che andranno a sostituire i Certificati Verdi, in base all'art. 19 del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012. Successivamente dovrebbero continuare a contrarsi per la conclusione del periodo di incentivazione di alcuni impianti di grande dimensione.

Per quanto riguarda le fonti diverse dal fotovoltaico, la Commissione europea nei primi mesi di quest'anno ha approvato il nuovo regime di aiuti per sostenere la produzione elettrica, che ne consentirà di aumentare la capacità di circa 1.300 MW e che sarà in vigore fino al 2016[1].

In riferimento alle **modifiche societarie** avvenute nel corso del 2015 si segnala che la ERG Renew (ERG) ha perfezionato il *closing* per l'acquisizione da Macquarie European Infrastructure Fund, del capitale di quattro società di diritto francese titolari di sei parchi eolici in Francia: attraverso tale acquisizione ERG Renew, raddoppia la potenza installata da 64 MW a 127 MW nel mercato francese.

La joint venture Lukerg Renew, creata nel 2011 per realizzare investimenti in parchi eolici in Bulgaria e Romania, è stata sciolta nel giugno 2015. Inoltre, nei primi mesi di quest'anno con un'operazione da 60 milioni di sterline (circa 80 milioni di euro), ERG

[1] Gli impianti oltre 5 MW parteciperanno a procedure di asta al ribasso sul livello di incentivazione; quelli fra 0,5 e 5 MW saranno inseriti in un elenco specifico per tecnologia e sostenuti con criteri mirati; quelli inferiori a 0,5 MW avranno accesso diretto agli aiuti su richiesta.

Renew ha acquisito da TCI Renewables il 100 per cento del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd (società di diritto inglese) per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry, con una capacità prevista di circa 45 MW.

Nel nostro Paese si segnala che:

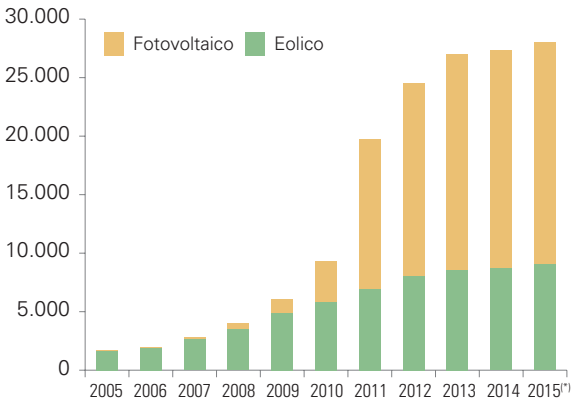
- il Gruppo API ha ceduto al socio spagnolo Iberdrola il 50 per cento della *joint venture* proprietaria dei 275 MW eolici in Puglia e Sicilia, mentre continua la sua attività nel fotovoltaico (11 MW nelle Marche) e nelle biomasse (70 MW);
- la ERG Power Generation (ERG), ha raggiunto un accordo con E.ON Italia per l'acquisizione degli impianti idroelettrici presenti in Umbria, Marche e Lazio di E.ON Produzione, con una potenza complessiva di 527 MW.

Per quanto riguarda la **domanda di energia elettrica, nel 2015 ha rilevato una crescita dell'1,5 per cento dopo 3 anni in flessione** nei quali ha perso mediamente il 2,5 per cento all'anno. L'incremento di domanda di 4,7 TWh è stato prodotto soprattutto dal caldo record registrato nel mese di luglio, quindi da eccezionali condizioni atmosferiche (temperature più elevate mediamente di oltre 5 gradi) che hanno impennato i consumi: la richiesta di luglio 2015 ha infatti superato di 3,8 TWh quello di luglio 2014, con un incremento del 13,4 per cento rispetto all'anno precedente.

I 315,2 TWh di richiesta in rete sono stati coperti per il 15 per cento con **importazioni nette dall'estero** (in aumento del 6,1 per cento rispetto al 2014), per il 33 per cento con **fonti rinnovabili**[1] e per il 52 per cento con la trasformazione di **combustibili fossili** nelle centrali termoelettriche.

[1] Calcolata sul totale della produzione lorda.

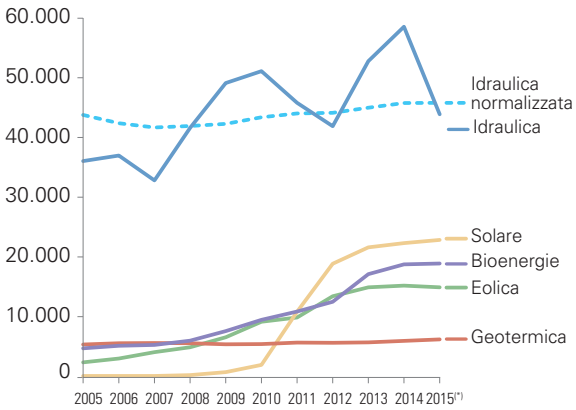
Italia - Potenza installata da fonti energetiche rinnovabili non programmabili *(GW)*



(*) Stime provvisorie.

Fonte: GSE, Terna

Italia - Produzione lorda degli impianti di generazione elettrica a fonti rinnovabili *(GWh)*

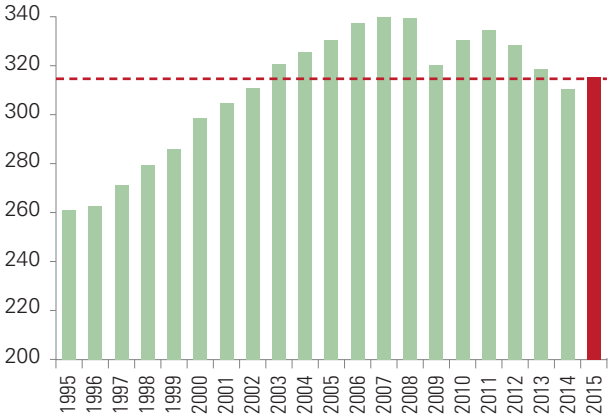


(*) Stime preliminari.

Fonte: GSE, "Dati preliminari", 29 febbraio 2016

I fattori climatici, oltre ad influenzare la domanda, stanno sempre più condizionando l'offerta: la frenata della produzione di elettricità di rinnovabili ha dato slancio, anche se temporaneamente, alla produzione termoelettrica, che ha segnato un incremento di oltre l'8 per cento. Se da un lato importazioni e rinnovabili coprono la metà del fabbisogno elettrico nazionale, il restante 50 per cento lo assicura il termoelettrico, pur in una situazione di perdurante *overcapacity*, assicurando una funzione di riserva, di *backup*, per il sistema elettrico.

Italia - La richiesta di energia elettrica sulla rete
(TWh)



Fonte: Terna

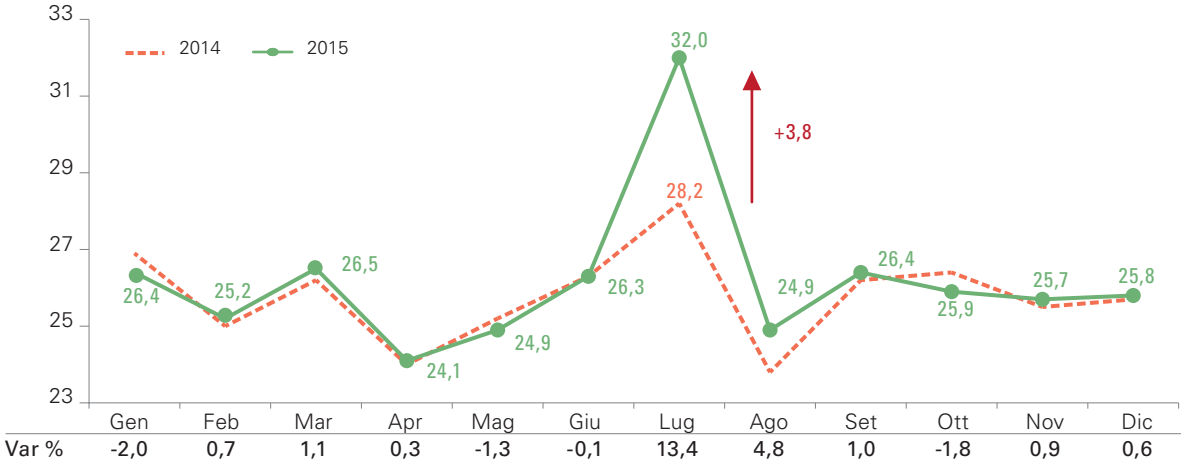
Il quadro prospettico per tali impianti non è ancora definito, con un piano tuttora in atto per un consolidamento del settore (con la chiusura e trasformazione di oltre 20 centrali, già annunciate lo scorso anno), nonché l'avvio del *capacity market*[1], oggetto di una indagine Ue in 11 Paesi europei per analizzarne la coerenza con la normativa sugli aiuti di Stato, che dovrebbe concludersi nell'anno in corso.

La crescente produzione elettrica da rinnovabili non programmabili (solare, eolico) ha ridotto drasticamente il numero di ore di esercizio delle centrali elettriche convenzionali, creando particolari criticità per le centrali a gas, che funzionano in modo flessibile, ma i cui costi di esercizio sono cresciuti rispetto alle centrali a carbone, meno flessibili.

La chiusura di centrali flessibili o la mancanza di economicità nell'investirvi mettono

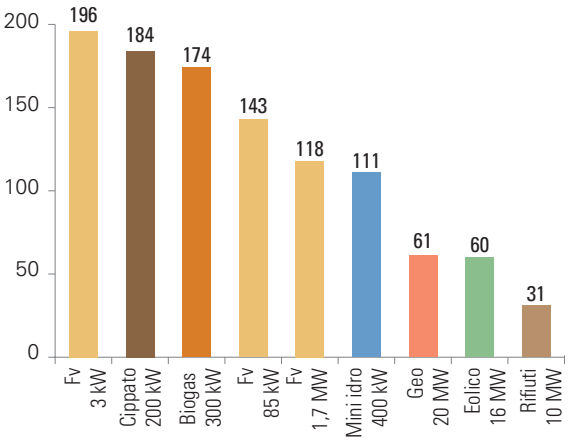
[1] Meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva elettrica.

Italia - Domanda elettrica mensile
(TWh)



Fonte: Terna

Italia - Stima del costo medio di generazione per fonte nel 2014 *(€/MWh)*



Fonte: GSE, "Rapporto delle attività 2015", 16 marzo 2016

a rischio il sistema elettrico, essendo le stesse ancora necessarie a sostenere la produzione rinnovabile intermittente. Peraltro la presenza di incentivi alle rinnovabili altera i segnali di prezzo necessari per avviare gli investimenti.

Con il "*capacity market*" i produttori non vengono più pagati solo per l'elettricità prodotta, ma anche per la loro disponibilità a produrla. In Italia il suo avvio è in fase di definizione: in base al Decreto Ministeriale del 30 giugno 2014 di approvazione della disciplina proposta da Terna e compatibilmente con i tempi di approvazione da parte della Commissione, tale mercato dovrebbe operare dal 2017 con la prima asta da tenersi a fine 2016.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha proposto inoltre (Delibera 95/2015/eel) di anticipare il *capacity market* in modo da organizzare le prime aste per il periodo di consegna 2017-2020 ("fase di prima attuazione").

Il contributo del gas naturale

Il gas naturale è stata la fonte energetica che ha rilevato l'incremento di domanda maggiore del 2015. Con un aumento di 5,6 miliardi di metri cubi (+9,1 per cento), i consumi sono tornati a superare i 67,5 miliardi di metri cubi: volumi analoghi a quelli del 1999. Rispetto al 2008 la domanda di gas resta comunque inferiore di oltre 17 miliardi di metri cubi (-20 per cento).

I fattori che nel 2015 hanno favorito la richiesta di gas sono stati:

- le temperature invernali più fredde di circa 1°C/giorno, che hanno spinto i consumi del **settore civile**, pari a circa 3 miliardi di metri cubi in più (+11,8 per cento);
- l'incremento della richiesta elettrica su rete (+1,5 per cento), accompagnato dalla necessità di supplire alla minore produzione idroelettrica (-25 per cento), tornata sui livelli normali dopo il record del 2014, hanno prodotto un aumento di altri 3 miliardi di metri cubi per la **produzione termoelettrica** (+16,8 per cento).

Il gas ha confermato così la sua capacità di compensare rapidamente alle eventuali insufficienze produttive elettriche delle FER.

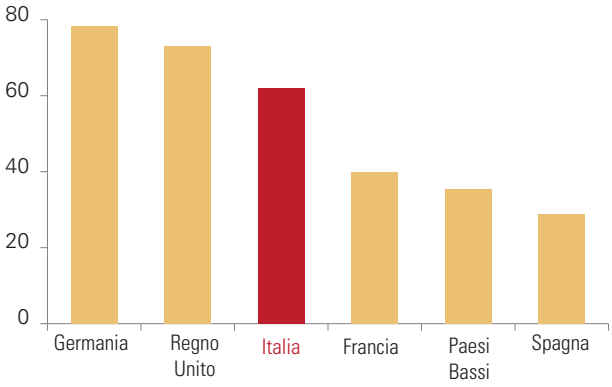
In riferimento ai **consumi industriali**, la domanda è scesa per il quinto anno consecutivo (-3,4 per cento): i 14 miliardi di metri cubi consumati nel 2015 sono inferiori del 27 per cento rispetto ai 19,2 del 2007.

È proseguita invece la crescita della domanda per **autotrazione**, che ha superato 1,15 miliardi di metri cubi (+9,3 per cento).

In Italia la fonte gas sta affrontando, come anche a livello europeo, una serie di criticità, quali:

- le incertezze sul suo ruolo nelle politiche ambientali comunitarie e nazionali, con un raffreddamento della potenziale crescita della domanda;
- una crescente dipendenza dalle importazioni;
- lo sviluppo del GNL[1];
- la riduzione progressiva di importazioni con contratti *take or pay*, che spinge gli operatori ad orientarsi su prospettive di breve termine.

Europa - Consumi di gas dei principali Paesi nel 2014
(Miliardi di metri cubi anno)



Fonte: Eurostat

Le attività industriali tendono quindi non solo **in ambito nazionale** a potenziarne i consumi verso quegli usi finali che, rispetto ai tradizionali (civili, industriali e termoelettrici), sono ancora poco sviluppati (vedi GNL nei trasporti stradali e marittimi), ma anche **in ambito internazionale** ad attuare delle opportune modalità di collegamento infrastrutturale fra le reti europee.

Da Paese di destinazione (il 3° in Europa per volumi consumati) l'Italia mira infatti a **diventare Paese di transito per il gas**, un *hub*[2] europeo per il quale ha tutte le potenzialità necessarie, sia per posizione geografica, che per infrastrutture esistenti: presenta infatti un'alta diversificazione di Paesi fornitori, nonché un mercato integrato, con sufficiente capacità bidirezionale, liquido e in linea con le norme comunitarie.

La rete gas nazionale funziona come unica zona di bilanciamento, senza congestioni interne. Il Punto di Scambio Virtuale (PSV), la borsa italiana in funzione dal 2003, ha liquidità in costante aumento. Un sistema integrato del gas in Europa, con adeguate interconnessioni e capacità di stoccaggio, consentirebbe di accrescere la flessibilità e diversificare le fonti di approvvigionamento, dando maggiore sicurezza alle forniture e creando le condizioni per un maggior allineamento dei prezzi rilevati agli *hub*.

A luglio 2015 la Commissione europea ha approvato fondi per oltre mezzo miliardo di euro destinati alle infrastrutture nel settore energetico per la creazione di un mercato unico, fra i quali sono stati consideranti anche progetti per gli **stoccaggi**.

Previsti dall'Unione per fronteggiare eventuali crisi delle forniture, il loro utilizzo può essere visto in senso commerciale, permettendo di acquistare gas quando il prezzo è più competitivo.

In Italia si comincia a definire il quadro di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, anche grazie all'intervento dell'AEEGSI (Delibera 182/2015/R/gas) che a luglio 2015 è stato disposto per regolamentare l'incentivazione della nuova capacità di punta.

[1] GNL – Gas naturale liquefatto.

[2] Vedi Focus " *Le potenzialità dell'Italia come 'hub' europeo*" a pag. 35.

In riferimento alle attività sui nuovi **gasdotti** si segnala che:

- a settembre 2015, è stato siglato l'accordo per il raddoppio del gasdotto **Nord Stream**, che porterà da 55 a 110 i miliardi di metri cubi/anno importati dalla Russia in Germania attraverso il Baltico, vanificando quindi le aspettative di affrancamento dal gas russo di Polonia, Slovacchia e Ucraina;
- lo sviluppo del **Turkish Stream**, il gasdotto fra Russia e Grecia, risulta invece sospeso per il mancato accordo tra Russia e Turchia;
- nei primi mesi dell'anno in corso è stato siglato un memorandum di intesa fra Gazprom, Edison e Depa per il trasporto del gas russo attraverso l'**ITGI**. Il progetto è già completato in Grecia e il suo collegamento *offshore* (**Igi Poseidon**) con l'Italia è stato già approvato e dichiarato Progetto di Interesse Comune europeo;
- in riferimento al **TAP** – Trans Adriatic Pipeline, gli eventi che lo hanno riguardato anche nei primi mesi dell'anno in corso, portano a ritenerlo come l'opera di più probabile realizzazione fra le infrastrutture in progetto per le importazioni di gas, che collegherà direttamente Italia ed Europa, aprendo il "*Corridoio Sud*". L'avvio delle operazioni per la sua costruzione è previsto infatti proprio in questi mesi.

Il gasdotto porterà in Europa il gas dal giacimento di Shah Deniz in Azerbaijan dal 2020. Il consorzio di società promotrici[1], fra le quali si segnala l'acquisizione di Snam delle quote della norvegese Statoil a dicembre 2015, per la sua realizzazione vi investirà 5,6 miliardi di euro, di cui 2,3 in Grecia e 400 milioni in Italia. Il collegamento dell'approdo del TAP è stato inoltre inserito dalla Snam nella rete dei gasdotti nazionali.

Per quanto riguarda le altre infrastrutture, in riferimento ai **rigassificatori**:

➤ il 2015 è stato un anno positivo per il terminale di **Adriatic Lng** (ExxonMobil 71 per cento, Qatar Petroleum 22 per cento, Edison 7 per cento), che, con una capacita' massima di rigassificazione pari a circa 8 miliardi di metri cubi/anno (di cui l'80 per cento in esenzione TPA[2]) ha registrato un utilizzo al 70 per cento, contro il 54 per cento dell'anno precedente.

In sei anni di attività il terminale ha complessivamente rigassificato oltre 35 miliardi di metri cubi di gas - di cui 5,6 nel 2015 (+30 per cento rispetto al 2014) - attraverso 430 carichi di GNL proveniente da 5 Paesi: Qatar, Egitto, Trinidad e Tobago, Guinea Equatoriale e Norvegia;

➤ il terminale di rigassificazione **OLT Offshore LNG Toscana**, è invece stato scarsamente utilizzato. L'offerta di servizi di *peak shaving* e, da quest'anno mediante procedura ad asta, di servizi integrati di stoccaggio e rigassificazione, ha consentito solo parzialmente di allocare capacità di rigassificazione. Il riconoscimento della strategicità del terminale comporta una parziale copertura dei mancati ricavi da rigassificazione a favore del gestore che nel 2015 ha

[1] BP, Socar e Snam, con il 20 per cento ciascuna, Fluxys (19 per cento), Enagás (16 per cento) e Axpo (5 per cento).

[2] TPA – Third Party Access.

FOCUS

LE POTENZIALITÀ DELL'ITALIA COME "HUB" EUROPEO

In un contesto in cui la domanda di gas in Italia, come in Europa, è prevista sostanzialmente stabile nei prossimi 15 anni, ma con un sensibile incremento della dipendenza dall'estero[1], per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti di gas[2] è di prioritaria rilevanza consolidare le infrastrutture europee con l'interconnessione di reti, terminal GNL e stoccaggi.

Potenziali rischi nel medio termine per la sicurezza e condizioni degli approvvigionamenti gas sono ravvisabili nella scadenza dei contratti di importazione di lungo periodo.

In Europa infatti la metà dei 400 miliardi di metri cubi consumati è acquistato *take or pay*, e oltre 200 miliardi di metri cubi/anno vengono dalla Russia: l'assenza di certezza su volumi così rilevanti può essere gestita attraverso una diversificazione degli approvvigionamenti, favorita da infrastrutture interconnesse.

Realizzate in base ai volumi previsti dai contratti *take or pay*, con una capacità di quasi 700 miliardi di metri cubi/anno[3], le infrastrutture europee sono già disponibili, ma sono usate a metà del loro potenziale proprio perché non sono interconnesse.

Per ottenere un efficiente funzionamento del mercato integrato del gas in Europa, più aperto e flessibile, è necessario anche promuovere l'allineamento regolatorio, integrare e rendere disponibili le capacità di stoccaggio, nonché introdurre nuovi servizi e regole. L'Italia può rivestire un ruolo centrale e ne avrebbe le caratteristiche necessarie.

In base alle valutazioni di un recente studio[4], che confermano i vari hub del gas europei in funzione di cinque indicatori chiave - i soggetti attivi, la tipologia di prodotti trattati, il volume di prodotti trattati, l'indice di "scambiabilità" ("*tradability*") e il tasso "*churn*" (percentuale di volumi fisici sul totale dei volumi scambiati) - l'Italia è in buona posizione per esserlo in futuro.

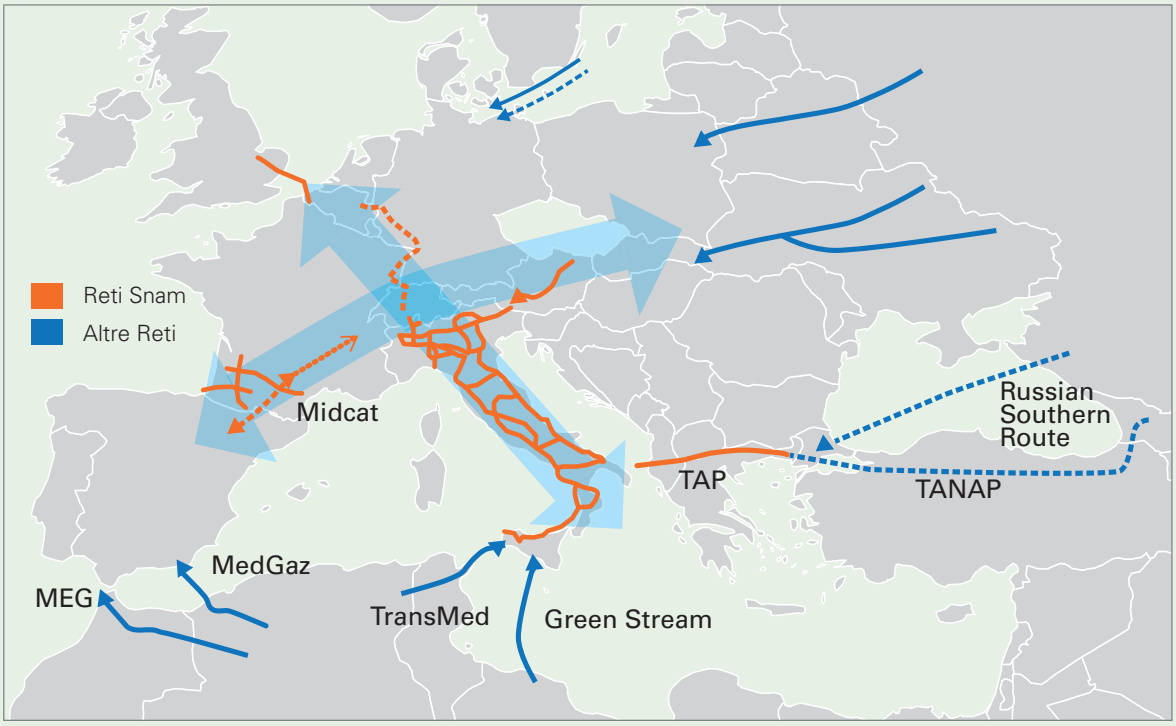
[1] Nel 2000 l'Europa produceva il 58 per cento del suo fabbisogno di gas, oggi è al 35 per cento ed è previsto contrarsi al 15- 18 per cento nei prossimi 7-8 anni.

[2] In base ai risultati degli stress test nel sistema gas, in caso di interruzioni delle forniture dalla Russia, l'Europa non riuscirebbe a sostituire integralmente gli approvvigionamenti, ma resterebbe un deficit di almeno il 4,5 per cento.

[3] 190 miliardi di metri cubi di capacità di importazione di GNL è usata a meno del 20 per cento; 460 nei gasdotti è usata al 50 per cento.

[4] Oxford Institute for Energy Studies, "The evolution of European traded gas hubs", dicembre 2015.

Italia - Infrastrutture coinvolte nei processi di integrazione dei mercati europei del gas



Fonte: SNAM, Audizione dott. Alverà presso la 10ª Commissione del Senato, 3 maggio 2016

FOCUS

Europa Valutazione delle potenzialità di sviluppo dei vari hub del gas

2014	5 ELEMENTI CHIAVE					
HUB	Soggetti attivi	Tipologia di prodotti[1]	Volume prodotti trattati	Indice di scambiabilità	% Volumi fisici su totale volumi scambiati	Punteggio /15[2]
NBP	40	46	20.505	19	26,2	15
TTF	30	45	13.555	19	36,0	15
NCG	25	24	1.750	16	3,7	10
GPL		21	1.000	13		9
ZEE	15	17	850	7	4,9	7
PEG Nord	10	17	435	9	1,6	7
CEGH/VTP	10	11	400	10	4,6	6
PSV	12	11	525	9	0,8	6
PEG Sud	5	13	80	n.d.	1,0	4
VOB	<10	n.d.	35	8	0,4	4
PEG TIGF	0	4	5	n.d.	0,1	3
AOC	<5	n.d.	(165)	n.d.	(0,6)	2/3

[1] Punteggio/64 dipende dal mercato OTC e dalle categorie di prodotti di scambio nella tavola dei prodotti commercializzati.

[2] Punteggio basato su ciascuno degli elementi chiave assegnando il valore zero per il Grigio; 1 punto per il Rosso; 2 punti per il Giallo; 3 punti per il Verde.

NBP	National Balancing Point - Gran Bretagna:1996
ZEE/ZTP	Zeebrugge Hub/Zeebrugge Trading Point - Belgio: 2000/2012
TTF	Title Transfer Facility - Paesi Bassi: 2003
PSV	Punto di Scambio Virtuale - Italia: 2003
PEG (N.S.T.)/TRS	Point d'Echange de Gaz (Nord, Sud, TIGF) Trading Region South - Francia: 2004/2015
AOC	Almacenamiento Operativo Commercial - Spagna: 2004
GTF	Gas Transfer Facility - Danimarca: 2004
CEGH/VTP	Central European Gas Hub /Virtual Trading Point - Austria: 2005/2013
GPL	Gaspool - Germania: 2009
NCG	NetConnect Germany - Germania: 2009
VOB	Virtuálnì Obchodnì Bod - Repubblica Ceca: 2011
VPGS	Virtual Point Gaz-System - Polonia: 2014

Fonte: Oxford Institute for Energy Studies, "The evolution of European traded gas hubs", dicembre 2015

FOCUS

In questa ottica si spiega l'accordo di Snam con Statoil, per rilevare il 20 per cento del consorzio che fa capo al gasdotto TAP (Trans Adriatic Pipeline), siglato a fine 2015 e, più di recente, ad aprile di quest'anno, nell'avvio del MidCat[1], il nuovo canale di collegamento tra Francia e Spagna, che ne raddoppierebb

e le capacità di trasporto, nel quale Snam è impegnata attraverso la partecipata francese Tigf, con investimenti di circa 400 milioni: sbloccando il collegamento con la Spagna si potrebbero trasferire 10 miliardi di metri cubi da Ovest a Est. Sono inoltre già in corso attività per l'inversione del flusso[2] del Transit gas, che ci permetterà di esportare verso l'Europa settentrionale il gas algerino e libico, il GNL e, in futuro dal Corridoio Sud.

Nel 2018 la capacità di *reverse flow* dell'Italia sarà di 6 miliardi di metri cubi, che potrà veicolare nel 2020 il gas azero dal TAP.

1 Il gasdotto, per il quale il Commissario europeo all'Energia e al Clima ha firmato il contratto di finanziamento per 5,6 milioni di euro per gli studi preparatori, mira a superare l'isolamento energetico della penisola iberica, integrandola con il resto d'Europa, grazie a 170 chilometri di tubi, con una capacità pari a 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno.

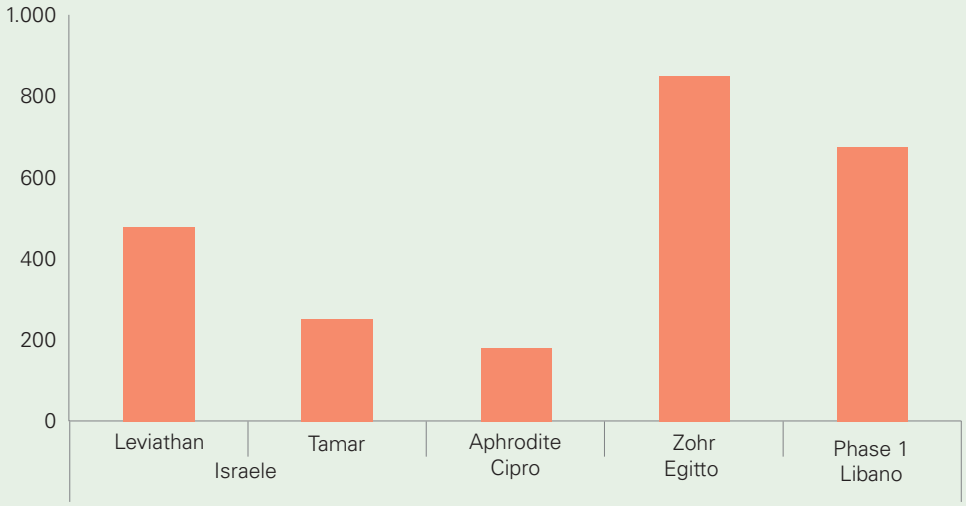
2 A fine 2015 la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) ha concesso alla Snam Rete Gas un prestito da 373 milioni di euro per supportare parte dei complessivi investimenti di 750 milioni di euro, molti dei quali rivolti al reverse flow, che è stato inserito dall'Europa fra i Progetti di Interesse Comune (PIC) nel settore dell'energia.

Inoltre, potrebbe già inviare 6 miliardi di metri cubi di gas all'Est Europa, per attenuare la dipendenza dalla Russia. Nei programmi per rendere l'Italia un hub del gas sono già a disposizione 2 miliardi di metri cubi di capacità di scambio di export nel corridoio Nord – Sud, che arriverà a 13 miliardi nel 2018; nel corridoio Est-Ovest sul Tag ci sono 6 miliardi di capacità.

Come hub, l'Italia favorirebbe le importazioni dalle aree mediterranee, grazie alle nuove scoperte Eni di Zhor nell'offshore[3] e nelle acque israeliane e cipriote, e potrebbe smistare gli stoccaggi da un Paese all'altro. Privilegiando l'asse Sud-Nord, si consentirebbe all'Europa una differenziazione delle fonti di approvvigionamento non ottenibile puntando solo sul Nord Stream. Inoltre l'hub italiano potrebbe essere indispensabile dopo il 2019, quando scadrà il contratto di transito della Russia con l'Ucraina, in caso di mancato rinnovo.

3 A fine agosto 2015, l'Eni ha effettuato una scoperta di gas di rilevanza mondiale nell'offshore egiziano del Mar Mediterraneo, presso il prospetto esplorativo denominato Zohr. Il pozzo Zohr 1X, attraverso il quale è stata effettuata la scoperta, è situato a 1.450 metri di profondità d'acqua. Dalle informazioni geologiche e geofisiche disponibili, il giacimento supergiant presenta un potenziale di risorse fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto (5,5 miliardi di barili di olio equivalente) e un'estensione di circa 100 chilometri quadrati. Zohr rappresenta la più grande scoperta di gas mai effettuata in Egitto e nel mar Mediterraneo e può diventare una delle maggiori scoperte di gas a livello mondiale.

Gas naturale - Riserve scoperte e attese nel bacino del Mediterraneo
(Miliardi di metri cubi)



Fonte: Fondazione ENI Enrico Mattei su indagine geologica USA, in Confindustria Poyry, novembre 2015

comportato l'applicazione di componenti addizionali alla tariffa di trasporto gas per oltre 80 milioni di euro.

Per i **rigassificatori in programma** la situazione appare attualmente meno prossima ad una loro realizzazione a breve:

- il progetto offshore di Api Nova Energia a Falconara ha ottenuto la proroga della validità della Via al 2019;
- a Panigaglia sono in corso valutazioni per aggiungere i servizi *small-scale* a quelli già offerti, adeguando quindi il terminale a distribuire direttamente il GNL;
- quello di Porto Empedocle (AG) è ritenuto meno strategico per gli interessi della società proprietaria (Enel);
- a dicembre scorso è stato presentato un nuovo progetto per il terminale Edison che dovrebbe sorgere nel complesso industriale Solvay di Rosignano;
- per quello di Zaule (TS) il Ministero dello Sviluppo Economico ha di recente deciso di riaprire l'iter autorizzativo, a seguito della conferma della validità della Via da parte del Ministero dell'Ambiente.

IL PETROLIO IN ITALIA

La produzione nazionale di idrocarburi

Dopo cinque anni di crescita consecutiva, nel 2015 la **produzione di greggio nel nostro Paese ha rilevato una battuta d'arresto,** registrando un calo del 5,1 per cento e toccando quota 5,5 milioni di tonnellate; ulteriore flessione anche per il **gas naturale** che si è attestato a meno di 6,9 miliardi di metri cubi (-5,6 per cento).

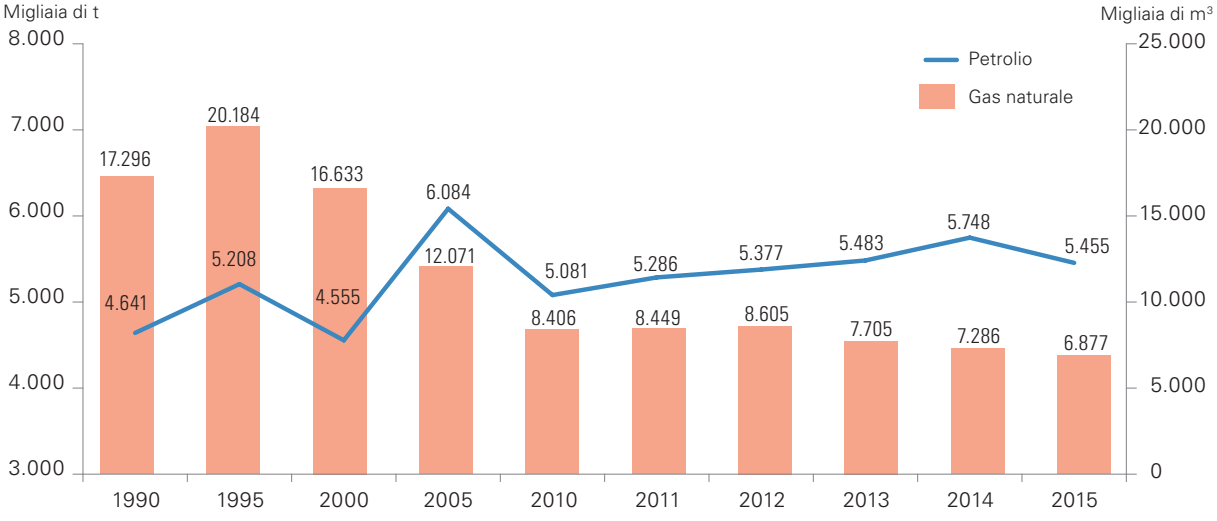
Attualmente, la **produzione di greggio nazionale rappresenta il 9,4 per cento dei consumi nazionali**, mentre quella di **gas contribuisce al 10,2 per cento**. Complessivamente, al momento sono attivi 867 pozzi eroganti, 91 centrali di trattamento a terra e 135 strutture a mare.

Nel 2015 dai pozzi **offshore sono stati estratti circa il 66 per cento della produzione di gas e il 14 per cento di quella di greggio.**

La **Basilicata** resta la Regione **protagonista del contesto produttivo italiano**, avendo contribuito per il 69 per cento della produzione complessiva di greggio (pari a 3,8 milioni di tonnellate, -5,3 per cento) e per oltre il 22 per cento di quella di gas naturale (1,5 miliardi di metri cubi; +3,8 per cento).

Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, la produzione nazionale, complessivamente pari a 11,1 Mtep, nel 2015 ha consentito un **risparmio di 3,2 miliardi di euro** nella nostra fattura energetica.

Italia - Produzione nazionale di idrocarburi



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

L'incertezza normativa e i rischi per l'E&P in Italia

Secondo il Rapporto Annuale 2015 della Direzione per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico "*in oltre 60 anni di attività il settore della ricerca e produzione di idrocarburi ha rappresentato in Italia un modello di riferimento in quanto a standard di sicurezza e performance complessive*". Un giudizio validato dagli indicatori illustrati nel 2° Rapporto Ambientale del settore Esplorazione & Produzione (E&P) in Italia presentato nel novembre del 2015.

Per contro, proprio nel 2015 e nell'anno in corso, il Settore è stato suo malgrado protagonista di contestazioni e polemiche che hanno avuto notevoli impatti sugli investimenti e sulle relative attività produttive previste a fine 2014:

– l'art. 38 del Decreto Legge n. 133/2014 "*Sblocca Italia*" aveva alimentato positive attese per ridare slancio alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, nonché allo stoccaggio sotterraneo di gas naturale, poiché conferiva loro "*carattere di interesse strategico, di pubblica utilità, urgenti e indifferibili*", cercando di avvicinare le norme nazionali di rilascio delle autorizzazioni a quelle degli altri Paesi europei, senza intaccare le prerogative di Regioni ed Enti locali;

– invece vincoli e resistenze locali, alimentate dalla divergenza sulle strategie energetiche tra Regioni e Governo centrale, sono culminate a luglio 2015 in una richiesta referendaria da parte di alcune Regioni[1] per impedire sia le modifiche nelle competenze in materia di autorizzazioni a terra (art. 38 dello Sblocca Italia), sia lo sblocco delle attività offshore entro le 12 miglia marine (pari a 22,2 chilometri dalla costa), così come sancito dall'art. 35 del Decreto Legge Sviluppo;

– per cercare una visione condivisa fra le Amministrazioni centrali e locali, la Legge di Stabilità[2] a fine 2015 ha ripristinato il divieto di ricerca e produzione di idrocarburi entro le 12 miglia marine, e annullato quanto previsto dallo Sblocca Italia, andando così ad incidere sui numerosi progetti già presentati;

– come effetto di tale norma, già ad inizio di quest'anno sono state rigettate o riperimetrate 27 istanze presentate entro -o parzialmente ricadenti entro- le 12 miglia dalla costa, con pesanti impatti sugli investimenti che molte società internazionali avevano destinato alle attività di E&P nel nostro Paese.

In definitiva, i ripetuti cambiamenti normativi intervenuti negli ultimi dieci anni hanno significativamente ridotto l'interesse minerario di molte industrie straniere, con gravi danni di immagine per il nostro Paese. Sommato alle recenti fluttuazioni del prezzo del petrolio, questo fenomeno sta avendo un effetto depressivo sugli investimenti, con il rischio di pesanti conseguenze occupazionali ed economiche.

I punti di forza del sistema E&P

La produzione nazionale di idrocarburi ha una rilevanza socioeconomica, oltre che energetica, non indifferente per l'Italia. Si stima infatti che solo nel 2015 la valoriz-

[1] L'iniziativa referendaria è stata promossa inizialmente da 5 Regioni (Marche, Molise, Puglia, Basilicata e Calabria), per poi estendersi ad altre 5 (Abruzzo, Campania, Liguria, Sardegna e Veneto).

[2] Legge n. 208 del 28 dicembre 2015.

zazione degli idrocarburi nazionali abbia garantito alle casse delle Pubbliche Amministrazioni oltre 340 milioni di euro, tra Royalties e canoni, e circa 630 milioni di euro di imposte.

Il 2015 è stato anche l'anno della ripartenza dell'attività *upstream* in Emilia Romagna dopo il terremoto del 2012. A seguito di approfondite indagini internazionali e alla pubblicazione di studi che escludono la correlazione tra l'evento sismico e l'attività di estrazione e produzione di idrocarburi, la Regione Emilia Romagna e il Ministero dello Sviluppo Economico hanno firmato un "Accordo Operativo" che ha portato alla revoca della sospensione delle attività, in vigore dall'anno precedente.

Nell'ultimo anno infine sono stati effettuati ingenti investimenti soprattutto nei due principali giacimenti *onshore* italiani – entrambi localizzati in Basilicata – nonché per lo sviluppo del progetto offshore denominato Ibleo.

- Il **Centro Olio Val d'Agri** *(joint venture* Eni e Shell), ove nella seconda metà del 2015 è stata collaudata e messa in esercizio la quinta linea di trattamento gas con tecnologia di abbattimento delle emissioni di SO_2, ha visto investimenti per circa 250 milioni di euro.
- Il **giacimento di Tempa Rossa** (Total operatore con il 50 per cento, Mitsui 25 per cento, Shell 25 per cento) ha ricevuto nel 2015 investimenti per più di 300 milioni di euro. Si rileva tuttavia uno slittamento all'inizio del 2018 dell'avvio previsto per la produzione, che sarà di 50.000 barili/giorno di greggio e 230.000 metri cubi di gas. Il greggio prodotto sarà trasportato attraverso l'oleodotto di Viggiano nella Raffineria di Taranto, nella quale verranno realizzati due serbatoi e un nuovo sistema di recupero vapore.
- Il progetto **Ibleo**, favorito anche dal Protocollo d'intesa tra la Regione Sicilia e gli operatori siglato nel 2014, prevede un investimento complessivo di circa 900 milioni di euro. Si tratta della più importante iniziativa industriale offshore in Italia, nonché strettamente collegata al progetto di riconversione della raffineria di Gela. Un beneficio occupazionale significativo per il territorio siciliano, con una produzione di oltre 10 miliardi di metri cubi di gas in circa 14 anni.

Attualmente sono in corso accertamenti, per i quali da fine marzo scorso è stata sospesa la produzione di Viggiano, con notevoli perdite economiche ed occupazionali, e conseguenze sulle forniture del greggio anche per la Raffineria di Taranto, che generalmente ne viene approvvigionata.

Gli accordi con le Regioni Sicilia e Emilia Romagna e i potenziali di sviluppo resi evidenti dagli investimenti effettuati dalle Compagnie operanti in Italia – nonostante le avverse condizioni del mercato e le conflittualità emerse e approdate nell'iniziativa referendaria – danno risalto all'importanza del Settore nello scenario industriale italiano. Un'importanza resa ancora più evidente se si allarga lo spettro d'analisi al vasto indotto connesso alle operazioni *upstream* in Italia. Parliamo di una filiera di società fornitrici di beni e servizi all'attività E&P a cui viene riconosciuta *una leadership* a livello globale sia per il possesso di un elevato e consolidato *know how*, che per il fatturato complessivo - circa 20 miliardi di euro - registrato nell'ultimo anno.

Italia La domanda di prodotti petroliferi
(Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2013	2014	2015	Variazione %[1] 2015 vs. 2014
Gpl	3,9	3,5	3,4	3,3	3,1	3,3	+ 5,6%
Benzina con piombo	4,6	—	—	—	—	—	…
Benzina senza piombo	12,2	13,5	10,0	8,0	7,9	7,8	– 1,0%
TOTALE BENZINA	16,8	13,5	10,0	8,0	7,9	7,8	– 1,0%
Carboturbo	3,6	3,8	3,9	3,7	3,8	3,9	+ 2,9%
Gasolio autotrazione	18,3	24,4	25,3	22,4	22,8	23,2	+ 1,9%
Gasolio riscaldamento	3,6	2,9	1,9	1,4	1,1	1,2	+ 3,2%
Gasolio altri usi	2,6	2,6	2,4	2,1	2,2	2,2	+ 0,9%
TOTALE GASOLI	24,5	29,9	29,6	25,9	26,1	26,6	+ 1,9%
Olio combustibile termoelettrica	13,7	5,6	1,0	0,5	0,5	0,6	+ 30,3%
Olio combustibile altri usi	3,0	2,5	1,2	1,0	0,9	1,3	+ 46,3%
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	16,7	8,1	2,2	1,5	1,4	1,9	+ 40,8%
– di cui olio combustibile Btz - fluido	10,7	6,4	1,4	1,2	0,6	0,7	+ 18,9%
Bitume	2,4	2,8	2,0	1,4	1,5	1,5	+ 1,1%
Altri prodotti[2]	6,5	4,7	3,6	2,6	2,4	2,4	+ 1,0%
Petrolchimica (carica netta)	7,0	6,5	5,8	4,1	2,7	3,4	+ 24,7%
Bunkeraggi	2,8	3,5	3,5	2,5	2,3	2,6	+ 13,3%
TOTALE IMMISSIONI AL CONSUMO	84,2	76,3	64,0	53,0	51,2	53,4	+ 4,4%
Consumi/perdite di raffineria	9,1	10,0	9,4	6,9	6,2	6,3	+ 1,2%
Riduzione (aumento) scorte	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	…
TOTALE CONSUMI	**93,5**	**86,7**	**73,7**	**60,2**	**57,6**	**60,0**	**+ 4,1%**

[1] Calcolate sulle migliaia di tonnellate.
[2] Comprende Coke di Petrolio, Petrolio, Lubrificanti e altri.
Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Italia Il costo del greggio importato

	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	Var. % 2015 vs. 2014
Fob dollari/barile	22,5	16,3	26,9	50,4	78,0	108,6	98,2	50,7	– 48,4
Cif dollari/tonnellata	172,2	125,0	205,0	379,9	581,0	806,8	730,4	383,3	– 47,5
Cambio dollaro/euro[1]	1,2887	1,2953	0,9174	1,2359	1,3246	1,3281	1,3326	1,1089	– 16,8
Cif euro/tonnellata	133,6	96,5	223,5	307,4	438,6	607,5	548,1	345,6	– 36,9

[1] Cambio medio ponderato sulla base dei volumi mensilmente importati. Non corrispondente esattamente alla media Uic - Ufficio Italiano Cambi.
Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, Unione Petrolifera

La dimensione degli investimenti nelle risorse del sottosuolo dà inoltre contezza del potenziale di un patrimonio che appartiene allo Stato e di cui le compagnie sono solo un veicolo della loro valorizzazione.

I consumi di prodotti petroliferi

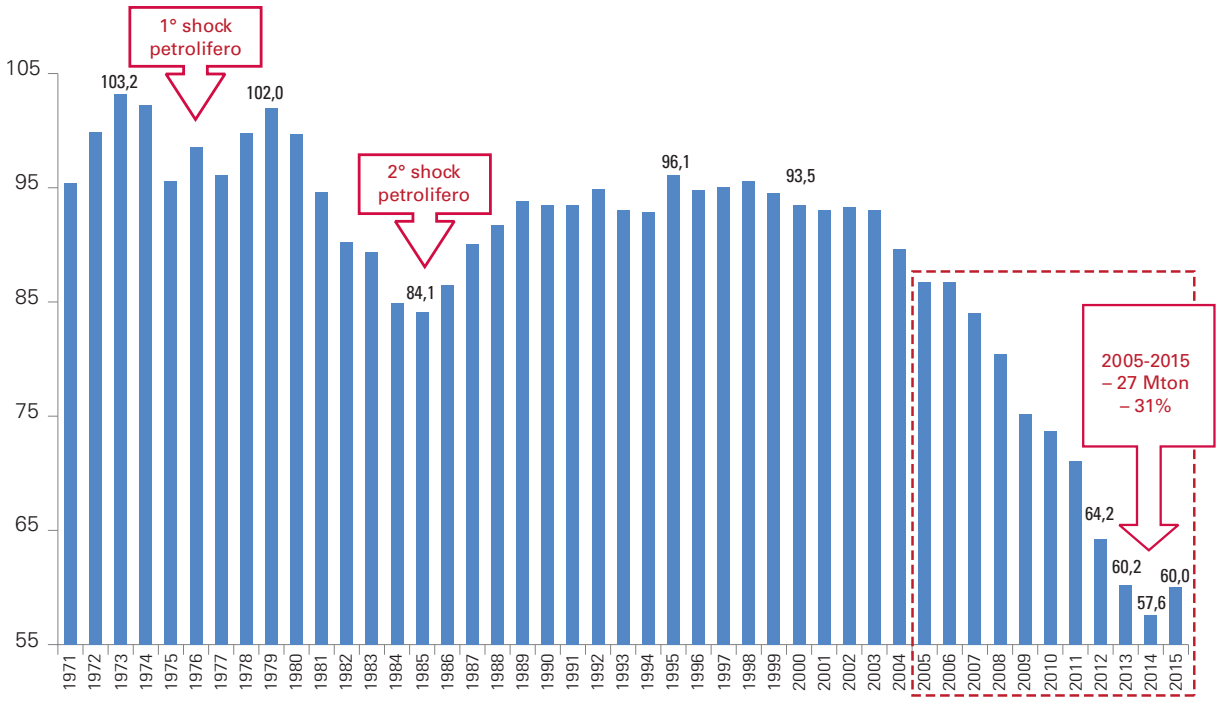
Dopo 12 anni di continue riduzioni, i **consumi di prodotti petroliferi** nel 2015 hanno rilevato un incremento del 4,1 per cento[1], tornando a 60,0 milioni di tonnellate.

Siamo certamente su valori molto lontani dal passato. Solo 10 anni fa, nel 2005 i consumi interni erano pari a 86,7 milioni di tonnellate: con il 31 per cento in meno di oggi ben 26,7 milioni di tonnellate sono state eliminate non solo per la sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas nella produzione termoelettrica, ma anche per il lungo periodo di crisi economica e particolarmente con la seconda fase della recessione, che ha prodotto nel 2012 la contrazione annua più ampia nella storia dei consumi petroliferi italiani (-6,8 milioni di tonnellate, di cui 3,7 solo di benzina e gasolio).

Le circa 2,4 milioni di tonnellate in più rispetto al 2014, sono conseguenti principalmente all'**aumento del fabbisogno petrolchimico netto (+0,7 milioni di tonnellate), dei consumi e perdite di raffineria (+0,3 milioni di tonnellate) e dei**

[1] Secondo i dati provvisori, la variazione misurata in Mtep (tonnellate equivalenti petrolio) è invece del +3,4 per cento, considerando anche il diverso potere calorifico di ciascun prodotto.

Italia - I consumi di prodotti petroliferi
(Milioni di tonnellate)



Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Italia L'approvvigionamento petrolifero
(Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015[1]
Importazioni di greggio	74,7	73,6	83,7	89,3	78,6	58,4	53,8	62,5
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	85,3	72,2	52,5	53,8	62,5
– di cui conto committente estero	11,6	3,2	6,6	4,0	6,4	5,9	—	—
Importazione di semilavorati	12,1	8,6	6,6	5,9	6,9	8,1	5,9	6,1
Importazioni di prodotti finiti[2]	23,5	25,1	22,3	14,0	12,7	12,9	12,5	13,0

(1) Dati provvisori.
(2) Dall'anno 1999 e fino al 2004 comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo) e Coke di Petrolio.

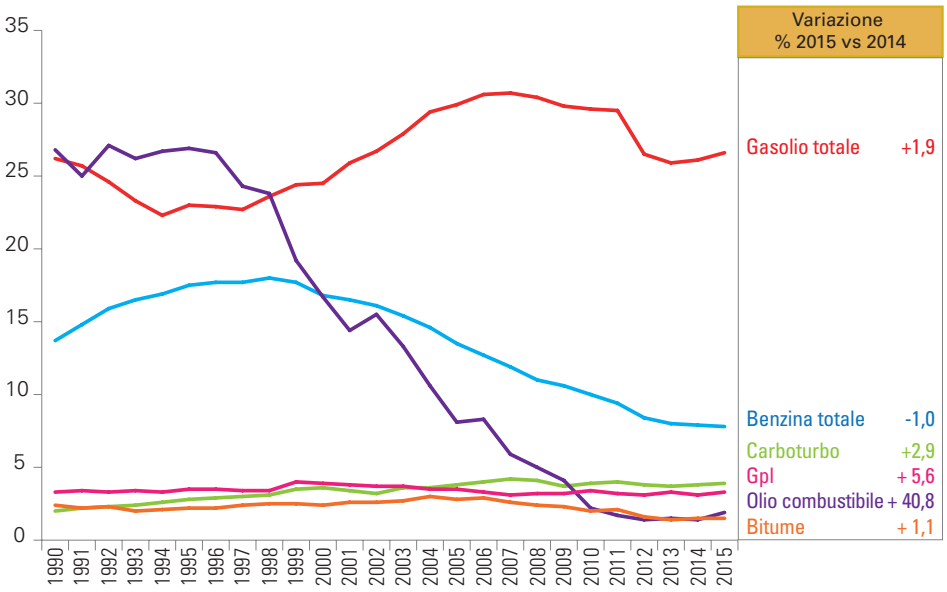
Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Italia Le provenienze del greggio

	Milioni di tonnellate							Peso percentuale						
	1990	2000	2005	2010	2013	2014	2015	1990	2000	2005	2010	2013	2014	2015
MEDIO ORIENTE	26,8	30,6	30,8	25,9	13,3	12,8	17,3	35,9	36,6	34,5	32,9	22,7	23,8	27,7
– di cui: Arabia Saudita	8,1	8,4	12,6	5,6	8,1	5,8	5,4							
Iran	9,5	10,4	9,6	10,4	—	0,4	—							
Iraq	3,4	8,2	5,9	7,4	4,9	6,3	11,6							
AFRICA	40,4	32,2	30,6	24,6	16,8	13,4	18,1	54,1	38,5	34,2	31,3	28,9	24,9	28,9
– di cui: Libia	24,5	21,9	23,3	18,2	8,2	4,2	3,9							
Algeria	4,6	3,2	2,9	0,7	1,7	1,3	1,3							
Egitto	6,2	3,3	0,7	1,4	1,2	1,5	2,7							
Angola	—	0,1	0,2	0,6	0,9	1,8	2,8							
Nigeria	1,3	1,1	1,6	0,8	3,1	1,4	1,9							
EX URSS	6,2	16,1	24,5	25,9	26,3	22,3	24,6	8,3	19,2	27,4	33,0	45,0	41,4	39,4
– di cui: Russia	n.d.	13,9	18,4	11,9	11,2	8,9	8,2							
Azerbaijan	n.d.	1,8	2,9	11,0	10,8	9,2	11,2							
AMERICA LATINA	0,5	0,5	0,1	0,3	0,6	3,8	1,6	0,7	0,6	0,2	0,4	1,0	7,1	2,6
EUROPA	0,6	4,3	3,3	1,9	1,4	1,5	0,9	0,8	5,1	3,7	2,4	2,4	2,8	1,4
ALTRE PROVENIENZE	0,2	—	—	—	—	—	—	0,2	—	—	—	—	—	—
TOTALE	**74,7**	**83,7**	**89,3**	**78,6**	**58,4**	**53,8**	**62,5**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
– di cui da Area Opec	*55,5*	*55,0*	*56,1*	*43,7*	*27,1*	*21,6*	*27,2*	*74,3%*	*65,7%*	*62,8%*	*55,6%*	*46,4%*	*40,1%*	*43,5%*

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Italia - Evoluzione dei consumi dei principali prodotti petroliferi
(Milioni di tonnellate)



Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

bunkeraggi (+0,3). In aumento dell'1,3 per cento **anche i consumi dei carburanti** (benzina, gasolio e GPL per autotrazione), che complessivamente **hanno recuperato oltre 420 mila tonnellate**, favoriti dal calo dei prezzi al consumo.

In particolare, la **dinamica dei vari prodotti** è stata la seguente:

- i consumi di **benzine** (circa 7,8 milioni di tonnellate) hanno proseguito il trend in contrazione, ma con una **variazione negativa attenuata rispetto al passato (-1,0 per cento rispetto al -1,6 per cento del 2014)**;
- la domanda di **gasolio autotrazione** (23,2 milioni di tonnellate) ha rilevato un **aumento dell'1,9 per cento** (430 mila tonnellate in più), grazie anche al recupero delle attività produttive;
- in **aumento** anche il gasolio utilizzato negli altri usi: in particolare il **gasolio riscaldamento** ha rilevato un +3,2 per cento, in conseguenza delle temperature più fredde dell'anno, e il **gasolio per uso agricolo** è salito dell'1,6 per cento;
- complessivamente, la domanda di gasoli si è attestata sui 26,6 milioni di tonnellate, con una crescita di circa 0,5 milioni di tonnellate rispetto al 2014 (+1,9 per cento);
- sale anche il **GPL**, che nel complesso ha registrato un aumento del 5,6 per cento, con il settore autotrazione in crescita del 5,4 per cento;
- forte rimbalzo della domanda di **olio combustibile** (pari a 1,9 milioni di tonnellate +40,8 per cento rispetto al 2014), che torna ad essere economicamente competitivo. In particolare nel settore termoelettrico (esclu-

dendo i volumi utilizzati dagli autoproduttori industriali) sono state consumate oltre 600 mila tonnellate di olio combustibile, quasi tutte con tenore di zolfo inferiore all'1 per cento e provenienti dal mercato interno;

- andamenti positivi si segnalano anche per: il **carboturbo** (+2,9 per cento), gli **altri prodotti** (+1,3 per cento) e i **bitumi** (+1,1 per cento).
- In leggera flessione i **lubrificanti** (-0,3 per cento); scendono dell'8,6 per cento i **consumi per produzione di energia elettrica e termica.**

I prezzi dei prodotti petroliferi

I prezzi dei prodotti petroliferi sono stati il fattore chiave con cui gli effetti positivi del crollo delle quotazioni internazionali del greggio si sono trasmesse all'economia reale del nostro Paese nel 2015.

Le quotazioni internazionali dei prodotti hanno infatti rilevato andamenti in calo, specialmente nel secondo semestre, che rispetto ai valori del 2014, hanno prodotto mediamente **decrementi del 37,8 per cento per le benzine e del 41,0 per il gasolio auto** su valori espressi in dollari.

Nel corso dell'anno sono stati raggiunti dei valori di punta intorno al mese di giugno per poi iniziare a scendere. In linea con l'andamento delle quotazioni internazionali e con i valori rilevati nella media dei Paesi europei, i **prezzi industriali** (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) di tutti i principali prodotti espressi come valori medi dell'anno 2015 rispetto all'anno precedente, **hanno registrato le seguenti variazioni percentuali:**

benzina senza piombo	-21,0%
gasolio autotrazione	-23,5%
gasolio riscaldamento	-22,6%
olio combustibile Btz	-36,8%

seguendo le **quotazioni internazionali espresse in euro**, che hanno registrato **variazioni sostanzialmente analoghe**.

I prezzi medi al consumo nel 2015 sono stati pari a 1,538 euro/litro per la

Italia I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Benzina senza piombo	euro/litro	1,749	1,713	1,538	1,035	1,039	1,006	0,714	0,674	0,532
Gasolio auto	euro/litro	1,659	1,609	1,406	0,908	0,910	0,871	0,750	0,700	0,535
Gpl auto	euro/litro	0,806	0,769	0,613	0,288	0,286	0,258	0,517	0,483	0,355
Gasolio riscaldamento	euro/litro	1,421	1,367	1,169	0,652	0,650	0,614	0,768	0,718	0,555
Olio comb. denso Btz	euro/kg	0,632	0,594	0,388	0,089	0,085	0,066	0,543	0,508	0,322

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

benzina e a 1,406 euro/litro per il gasolio auto. I decrementi, rispettivamente del 10 per cento per la benzina e del 13 per cento per il gasolio, sono stati percentualmente meno significative, data la loro consistente componente fiscale: **complessivamente le tasse rappresentano oltre il 65 per cento del prezzo finale della benzina e il 62 per cento del gasolio.**

Rispetto al valore del 2014, pari a 1,039 euro/litro, la componente fiscale sulla benzina è scesa a 1,006 (-3,2 per cento), mentre quella sul gasolio auto è scesa da 0,910 a 0,871 euro/litro (-4,2 per cento): si tratta di cali legati al decremento dei prezzi industriali che hanno fatto scendere l'entità dell'IVA.

Le importazioni e le esportazioni

Nel 2015 le **importazioni italiane di greggio** sono state pari a 62,5 milioni di tonnellate, con un aumento del 16,0 per cento rispetto all'anno precedente: si tratta di un valore che seppure superiore ai minimi degli ultimi due anni è ancora di gran lunga inferiore ai livelli precedenti. Anche nel 2015 non ci sono state importazioni di petrolio per conto di "committenti esteri".

Sono risultate in **crescita sia le importazioni dei prodotti finiti** (pari a 13,0 milioni di tonnellate, +4,0 per cento), che di **semilavorati esteri** (pari a 6,1 milioni di tonnellate, +3,8 per cento).

In **consistente aumento le esportazioni** di greggio, semilavorati e prodotti finiti, che si sono attestate sui 28,1 milioni di tonnellate (+33,7 per cento rispetto al 2014). Siamo ancora su valori inferiori a quelli del 2007, anno in cui i volumi esportati hanno raggiunto circa 31,2 milioni di tonnellate, rispetto ai quali sono state esportate 3,1 milioni di tonnellate in meno.

Il riacuirsi della tensione in Libia, nel corso del 2015 ha determinato una ulteriore riduzione dei flussi di greggio dal nostro tradizionale primo fornitore. I mancati volumi, e quindi il suo posto, sono stati rimpiazzati **dall'area ex-sovietica, che con Azerbaijan 17,9, Russia 13,1 e Kazakhistan 8,4, ha garantito nel complesso oltre il 39 per cento** del greggio arrivato in Italia.

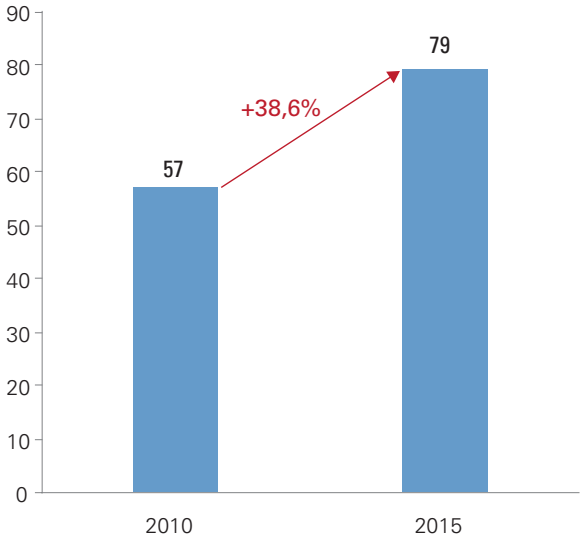
Significativo infine l'incremento dei volumi dall'**Iraq**, pari a 11,6 milioni di tonnellate, che con un aumento dell'85 per cento è divenuto il primo fornitore di greggio del nostro Paese nel 2015.

Rispetto al 2010, quando le provenienze dalle tre aree (Africa, ex URSS e Medio Oriente) erano assolutamente bilanciate (circa 33 per cento ciascuna), le **turbolenze geopolitiche hanno ridotto sia il peso dell'Africa** (28,9 per cento), **sia quello del Medio Oriente** (27,7 per cento).

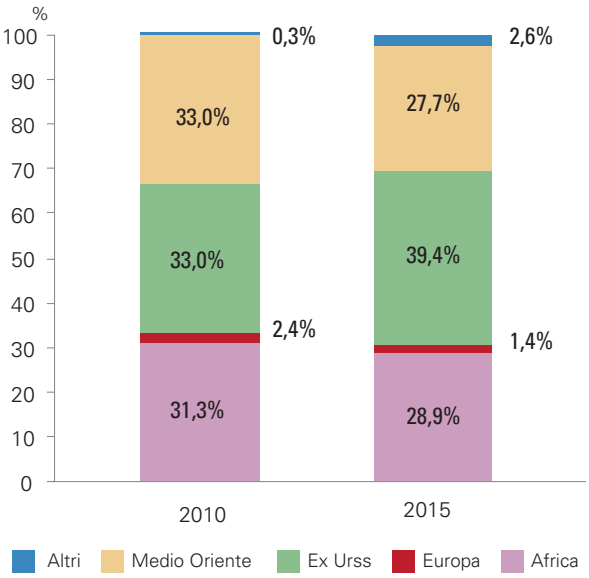
Tuttavia è aumentato il numero dei Paesi da cui importiamo greggio (29 nel 2015 rispetto ai 25 del 2010) accrescendo in questo modo la flessibilità degli approvvigionamenti.

Italia - Tipi e provenienze dei greggi importati

TIPI DI GREGGI IMPORTATI



PROVENIENZA DEI GREGGI IMPORTATI



Fonte: Unione Petrolifera

IL DOWNSTREAM ITALIANO

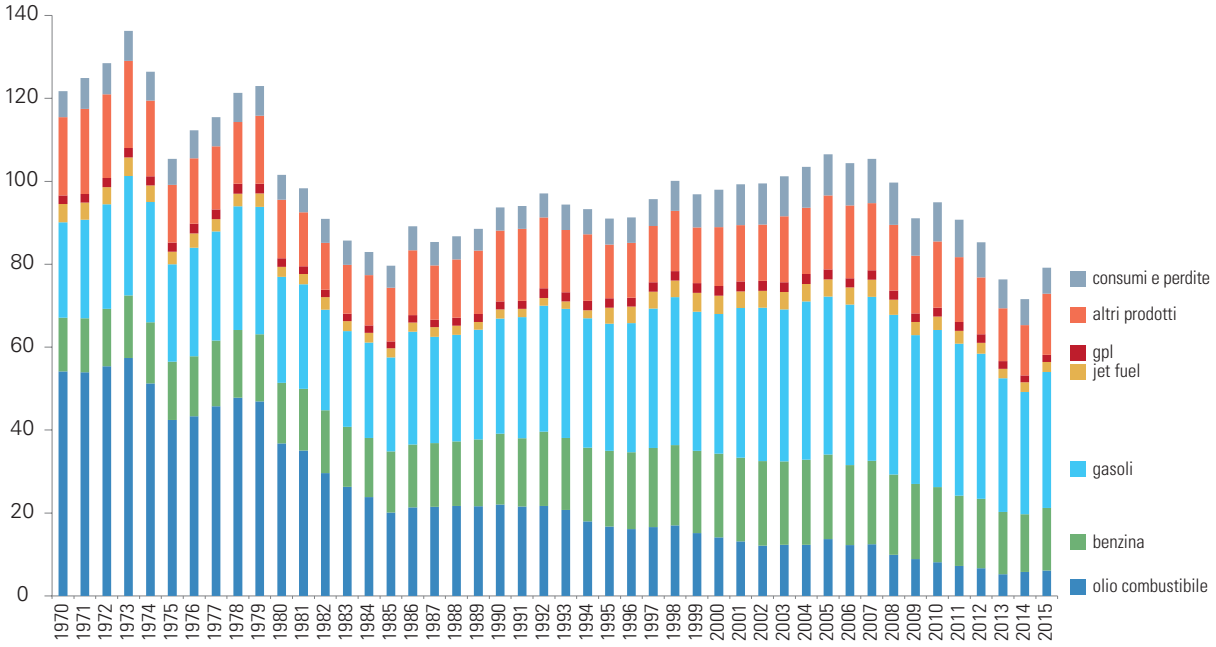
Raffinazione: un 2015 positivo non cancella i problemi strutturali

Nel 2015 la capacità di raffinazione installata è stata pari a 87,5 milioni di tonnellate, a fronte di lavorazioni per circa 72,7 milioni, in aumento del 9,8 per cento. **Il tasso di utilizzo è stato pari all'83 per cento, che scende al 69 per cento** se viene rapportato ai soli consumi interni, e sembra essere destinato a migliorare solo marginalmente. Sebbene in discreto recupero rispetto al minimo del 2014, le lavorazioni, pari a 72,7 milioni di tonnellate, **risultano più basse di oltre 28 milioni rispetto a 10 anni fa, quando gli impianti lavoravano a pieno regime.**

Al 1° gennaio 2016 la capacità di raffinazione effettivamente disponibile è pari a **87,2 milioni di tonnellate**. Pertanto, nonostante la riduzione delle capacità degli impianti, **la situazione di *overcapacity* è tutt'altro che superata**.

La **capacità di desolforazione del sistema di raffinazione**, cioè degli impianti idonei a produrre le qualità di carburanti secondo le specifiche sul tenore di zolfo richieste, è oggi pari a 40,8 milioni di tonnellate, in leggero aumento rispetto al 2014

Italia - Evoluzione della produzione delle raffinerie *(Milioni di tonnellate)*



Fonte: Unione Petrolifera

FOCUS

INVESTIMENTI E ATTIVITÀ INDUSTRIALI

In risposta ai mutamenti del mercato e ai vincoli normativi sempre più stringenti, l'innovazione tecnologica di prodotto e di processo resta la principale strategia dell'industria petrolifera nel nostro Paese.

In particolare per quanto riguarda gli **impianti di raffinazione**:

• la **Raffineria Api** nel corso del 2015 ha avviato le attività propedeutiche alla produzione del *Marine fuel oil* a basso tenore di zolfo, nonché il sistema di autoproduzione di azoto, destinato ad alimentare in continuo le reti di raffineria, insieme al progetto di autoproduzione di ossigeno. Sono stati inoltre avviati studi per la produzione dei componenti per la produzione Diesel dalla filiera vegetale di seconda generazione e per il migliore utilizzo dell'etanolo nella produzione di benzina;

• dopo i circa 120 milioni di euro spesi nel 2015, la **Raffineria di Milazzo** investirà quest'anno circa 100 milioni per i *revamping* dell'impianto Hds1 e dei forni di Topping e Vacuum ed il completamento della nuova rimessa antincendio. Le attività di investimenti in corso includono anche lavori relativi ai progetti del nuovo impianto zolfo, e della terza unità recupero vapori, la copertura delle vasche del trattamento acque ed interventi di ammodernamento dei pontili.

Proprio in questi mesi la Raffineria è riuscita ad ottenere 110 milioni di euro di finanziamento dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI), nell'ambito del piano Juncker lanciato dalla Commissione europea nel 2014, per il rilancio economico e nell'elenco delle infrastrutture strategiche e di interesse nazionale (art. 57 della Legge 35/2012).

I fondi BEI[1], erogati a fronte di investimenti pluriennali per complessivi per 236 milioni di euro, mireranno:

– a ridurre l'impatto ambientale (con la realizzazione di un'unità aggiuntiva di trattamento zolfo, per la lavorazione di greggio a maggior tenore di zolfo),

– a incrementare l'efficienza energetica (migliorando la stabilità operativa, il recupero termico e la performance degli impianti),

– ad aumentare la protezione ambientale (con un maggior controllo preventivo di potenziali eventi di contaminazione del sottosuolo e delle falde acquifere);

• nel 2015 la **Saras** ha investito 86,2 milioni di euro, dei quali oltre l'85 per cento sono stati dedicati al segmento Raffinazione, soprattutto per la realizzazione di interventi dedicati all'efficienza energetica e al miglioramento dei processi di recupero del calore. In particolare, sono state realizzate delle modifiche che permettono una maggiore integrazione termica degli impianti di *MildHydroCracking* con le unità di distillazione atmosferica (Toppings) e con le unità di Desolforazione. Sono stati inoltre avviati i primi investimenti di integrazione coi nuovi "impianti Nord" acquisiti da Versalis nel 2014, al fine di ottimizzare e potenziare il funzionamento degli stessi.

Infine, per quanto riguarda gli investimenti per la protezione ambientale, essi hanno riguardato la realizzazione e il ripristino dei doppi fondi per taluni serbatoi di idrocarburi, e lavori di pavimentazione di bacini di serbatoi e tubazioni; fra quelli per la sicurezza il miglioramento dei sistemi di prevenzione e rilevazione incendi e la segregazione di zone d'impianto;

• la **Total** ha acquisito dall'Eni la licenza di uso per la tecnologia EST – *Eni Slurry Technology*, che consente la conversione fino al 95 per cento degli oli combustibili che residuano, mentre nelle attuali tecniche di raffinazione essa non è superiore al 70 per cento. La tecnologia EST è il risultato di 15 anni di ricerca Eni, che è stata sperimentata per due anni nella Raffineria di Sannazzaro;

• con un investimento di circa un milione di euro è stata realizzata nell'impianto **Viscolube** di Pieve Fissiraga (LO) una nuova colonna di termodeasfaltazione, entrata in funzione a settembre 2015, lunga 34 metri e in grado di separare l'olio, preventivamente disidratato, nelle sue componenti lubrificanti, gasolio e bitumi, consentendo ulteriori margini di miglioramento qualitativo e di performance.

In riferimento agli eventi che hanno riguardato le attività delle **infrastrutture di trasporto** del greggio e prodotti, si segnala che:

• la Società Italiana per l'Oleodotto Transalpino (**Siot**) a settembre 2015 ha ottenuto il rinnovo per altri 50 anni dall'Autorità Portuale di Trieste della concessione demaniale marittima. Al terminal petrolifero di Trieste, che la Siot gestisce dal 1964, attraccano più di 500 navi all'anno, che sbarcano 41,5 milioni di tonnellate di greggio (pari al 75 per cento del traffico del Porto), garantendo con l'Oleodotto TAL, il 90 per cento del fabbisogno petrolifero dell'Austria, il 40 per cento della Germania e il 50 per cento della Repubblica Ceca.

Il Piano di Sviluppo della Siot vi prevede investimenti di 20 milioni di euro nel triennio 2015-2017;

• nei primi mesi dell'anno in corso l'Autorità Portuale di Genova sta valutando il progetto della **Attilio Carmagnani** (attiva dal 1904 nello stoccaggio e movimentazione di prodotti petrolchimici via nave, terra e autobotte) e della **Superba** (Società che gestisce il deposito costiero collegato al Porto Petroli di Genova) per trasferire i propri depositi costieri dall'attuale sede di Multedo di Pegli, all'interno dell'ex Idroscalo del porto in un'area di oltre 30mila metri quadrati, occupata dalla centrale a carbone di Enel, che sarà liberata entro il prossimo anno. Concentrando i due depositi costieri si ridurrebbero i rischi legati alla movimentazione dei prodotti stoccati e l'area Multedo sarebbe comunque bonificata dalle due Società.

[1] Dal punto di vista tecnico 30 milioni saranno erogati direttamente dalla BEI, altri 40 sempre della BEI ma con garanzie della Cassa Depositi e Prestiti (CDP) e gli ultimi 40 tramite un Istituto bancario italiano.

Italia L'attività delle raffinerie *(Milioni di tonnellate)*

	2000	2005	2010	2012	2013	2014	2015
Lavorazioni	94,2	101,0	90,3	80,5	70,9	66,2	72,7
– greggio nazionale	4,5	5,5	5,0	4,9	5,0	5,2	4,8
– greggio estero	82,9	88,7	78,5	68,8	57,9	54,4	61,9
– semilavorati di importazione	6,8	6,8	6,8	6,8	8,0	6,6	6,1
Altri semilavorati, additivi, biocarburanti, ossigenati	3,8	5,5	4,6	4,8	5,4	5,4	6,5
Totale materia prima trattata	98,0	106,5	94,9	85,3	76,3	71,6	79,1
– di cui conto committenti esteri	6,7	3,9	6,9	8,4	8,2	—	—
Capacità di raffinazione[1]	100,2	100,2	106,6	103,1	99,1	98,1	87,5
% di utilizzazione[2]	94%	100%	85%	78%	72%	68%	83%

[1] Capacità supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica, al 1° gennaio.
[2] Riferita al totale lavorazioni, esclusi altri semilavorati, additivi, biocarburanti e ossigenati.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

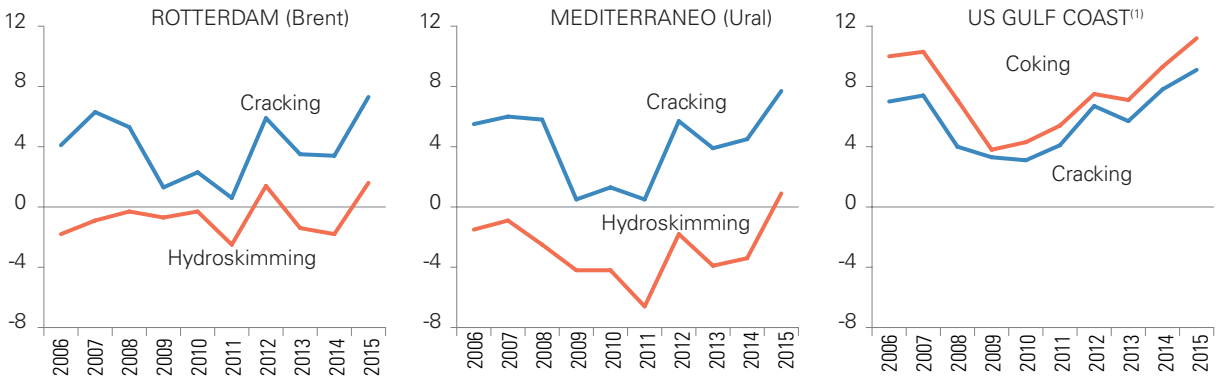
(+0,8 per cento), ma più bassa di oltre il 17 per cento rispetto al 2011, prima del ridimensionamento degli assetti impiantistici.

Per quanto riguarda i **margini di raffinazione**, nel 2015 mediamente hanno registrato un significativo miglioramento rispetto al 2014, consentendo di arginare in qualche misura le notevoli perdite che il settore ha cumulato in questo lungo periodo di crisi.Anche le lavorazioni meno complesse hanno rilevato valori positivi.

In Europa rispetto alla media del periodo 2005-2008 per le lavorazioni cracking, i **margini per il Brent sono passati da 5,2 a 7,3 dollari** al barile (+39 per cento), mentre per le lavorazioni **Ural da 6,0 a 7,7 dollari al barile** (+29 per cento).

Il consistente recupero dei margini di raffinazione è stato sostenuto dal calo della quotazione del petrolio e dall'apprezzamento relativo dei prodotti (in particolare della benzina, il cui *crack spread* ha segnato livelli record nel 2015), in un contesto di ripresa dei consumi di raffinati, ma con una minore disponibilità di prodotti, per

Nord Europa/Mediterraneo/Area del Golfo (Usa)
Il margine incrementale derivante dalla lavorazione di un barile di greggio *(Dollari a barile)*



[1] Mix di greggi HLS/LLS.

Fonte: IEA, 2015

FOCUS

EVOLUZIONE ASSETTI DI MERCATO

Nel corso del 2015 e nei primi mesi dell'anno in corso si sono registrate delle modifiche marginali negli assetti societari, fra le quali si segnalano:

- la fusione per incorporazione di Erg Supply & Trading Spa in **Erg Spa**, con effetti dal 1° luglio 2015 (dal 1° gennaio 2015 quelli contabili e fiscali);
- la Rosneft JV Progetti, controllata indiretta di **Rosneft Oil Company** ha venduto ad ottobre 2015 ad investitori istituzionali circa l'8,99 per cento delle sue azioni nel capitale di Saras, con un incasso di 162,4 milioni di euro. Con tale operazione la partecipazione Rosneft in Saras è scesa dal 21 per cento al 12 per cento.

  A seguito del collocamento sul mercato del 9 per cento, da parte di Rosneft, l'istituto svizzero Ubs, attraverso Ubs Ag e Ubs Switzerland Ag è divenuto socio rilevante di Saras, essendo titolare del 2,189 per cento delle azioni del Gruppo;
- a settembre 2015 la **Saras** ha costituito una nuova controllata "Saras Trading SA" a Ginevra, che ha avviato le sue attività a gennaio di quest'anno e che secondo il Piano industriale del Gruppo 2016-2019 mirerà a perseguire nuove opportunità commerciali.

FOCUS

AWARD E RICORRENZE NEL 2015 DEL SETTORE PETROLIFERO

Nonostante le difficoltà e le incertezze di un contesto economico non ancora pienamente uscito dalla crisi, che ha portato profondi cambiamenti negli assetti industriali, l'industria petrolifera si è confermata anche nell'anno appena trascorso un comparto di eccellenza fra le industrie nazionali.

Fra gli eventi del 2015 ed i riconoscimenti ottenuti dal settore petrolifero si ricordano le seguenti ricorrenze:

- i 40 anni di attività della Raffineria **Isab** di Priolo Gargallo (SR) e i 50 anni di attività della Raffineria **Saras** a Sarroch (CA),che sono fra i più grandi e complessi impianti del Mediterraneo.

Inoltre il conferimento all'**Eni** delle seguenti premiazioni:

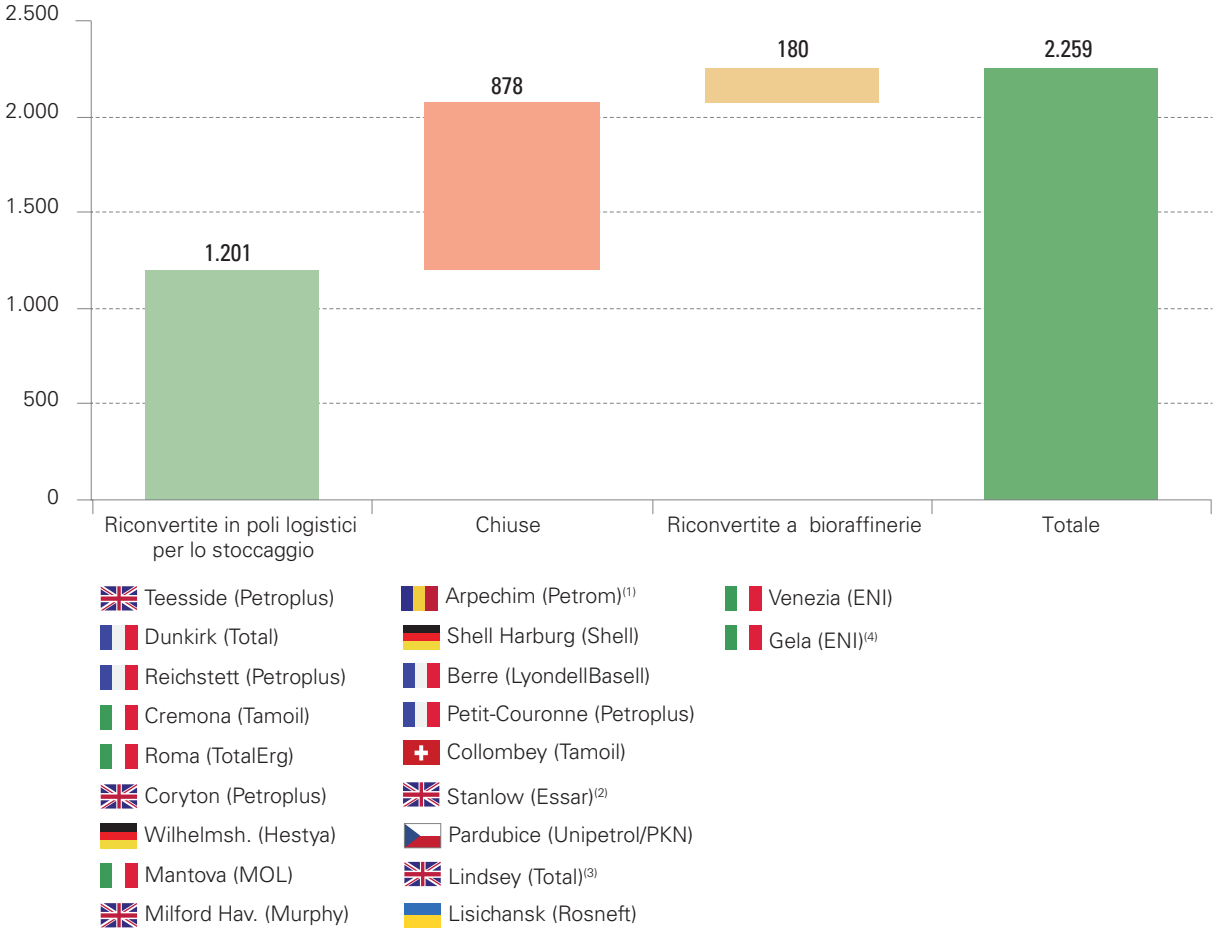
- "*Exploration Company of the Year*" dal Petroleum Economist, per aver messo in opera un approccio innovativo nelle attività di esplorazione e una capacità unica di perseguire gli interessi del proprio business con successo, spesso in ambienti sfidanti;
- il Premio nazionale per l'Innovazione ("Premio dei premi"), istituito su concessione del Presidente della Repubblica presso il Cotec, Fondazione Nazionale per l'Innovazione Tecnologica (conferitogli per il 7° anno consecutivo).

E nelle seguenti classifiche:

- il migliore posizionamento nel CDP *Italy Climate Disclousure Leadership* Index (CDLI), indice che raccoglie le migliori aziende quotate italiane per qualità e completezza delle informazioni sui temi dei cambiamenti climatici e delle emissioni di gas serra;
- il migliore posizionamento nella classifica Webranking di Comprend per la Comunicazione finanziaria online delle società quotate (seguita dalla **Erg** al 13° posto);
- l'entrata fra le prime 20 "Capex Top Spender" nella ricerca di Standard and Poor's per capitali investiti dalle società non finanziarie in Europa e fra le prime 60 a livello globale.

Sempre nel 2015 è stato conferito al Chairman & CEO **Exxon Mobil Corporation**, Rex W. Tillerson, il "Petroleum Executive of the Year Award".

Europa OCSE - Raffinerie chiuse e convertite fra il 2009 e il 2015
(Migliaia barili/giorno)



(1) Dopo la chiusura la raffineria è stata parzialmente convertita in deposito di greggio e prodotti.
(2) Chiuso solo un impianto CDU.
(3) Riduzione del 50% della capacità.
(4) In via di conversione a bioraffineria: attività prevista dal 2018.

Fonte: The Boston Consulting Group

concomitanti fermate manutentive negli impianti, nonché per la razionalizzazione del sistema di raffinazione europeo, proseguita anche nel 2015, con una riduzione della *spare capacity* globale.

Nel nostro Paese gli **investimenti effettuati nel 2015 sono stati circa 900** milioni di euro, di cui il 55 per cento destinato all'ammodernamento degli impianti, al mantenimento degli standard di sicurezza ed affidabilità, nonché al miglioramento dell'efficienza energetica e ambientale.

Nonostante il 2015 abbia fatto registrare una ripresa dei risultati economici delle raffinerie italiane, grazie soprattutto ai bassi prezzi del petrolio e alla lieve ripresa dei consumi, **i problemi strutturali del nostro sistema industriale rimangono in**

FOCUS

BIORAFFINERIE E DIESEL DI NUOVA GENERAZIONE

L'**Eni** ha valorizzato gli investimenti fatti in ricerca, applicandoli alla conversione di alcuni dei propri siti industriali: Porto Marghera e Gela.

Porto Marghera, che venne inaugurata nel 1926, è la prima bioraffineria al mondo ottenuta dalla conversione di una raffineria tradizionale, utilizzando il brevetto Ecofining™, sviluppato dal 2005 in partnership con la statunitense Honeywell-Uop.

Tale tecnologia, che si basa sulla idrogenazione completa degli oli vegetali, consente ampia flessibilità rispetto alle cariche biologiche da utilizzare come materia prima: oli vegetali, cariche di seconda generazione (grassi animali, oli esausti di cottura) e "*advanced*" (quali oli di alghe e rifiuti, materiale lignocellulosico, ecc.).

Nella 1ª fase del Piano, cioè fino a metà 2017, la capacità produttiva sarà di 360mila tonnellate (nel 2014 la produzione era di 90mila tonnellate di biodiesel). Nella 2ª fase che partirà nel 2017, la capacità salirà a 560mila tonnellate di oli vegetali all'anno, con una produzione di circa 140mila tonnellate/anno di biodiesel, grazie ad un ulteriore *upgrading*, con la costruzione di un impianto per produrre idrogeno da biogas e uno che raffinerà olio di palma e altri oli vegetali grezzi, **con un investimento di 110 milioni di euro, aggiuntivo agli altri 70 già effettuati**.

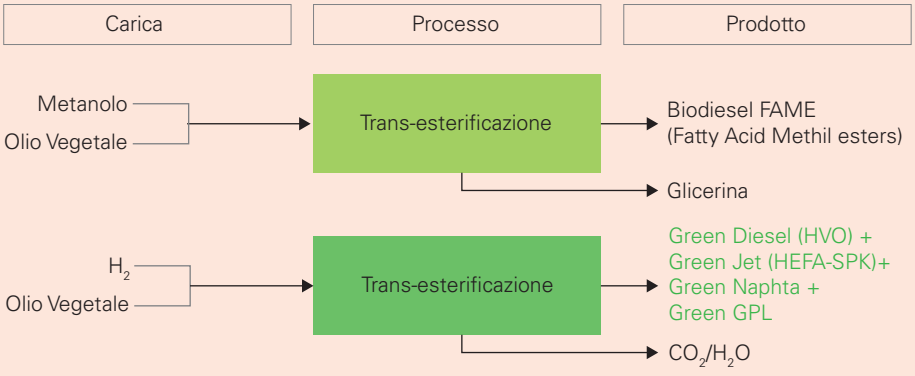
L'altra **Raffineria** a ciclo tradizionale che è in fase di riconversione a è quella **di Gela** (Caltanissetta), il cui avvio dei cantieri è programmato in questa prima metà dell'anno, dopo aver concluso i necessari iter autorizzativi. Nel 2016 saranno completate tutte le attività in corso relative allo smontaggio di apparecchiature e linee, l'approvvigionamento e la riqualifica dei materiali esistenti, nonché il proseguimento delle attività di prefabbricazione. Inoltre, nel frattempo, Eni ha anticipato la gara per la realizzazione di una nuova unità di *Steam Reforming* per la produzione di idrogeno e vapore, per la quale verrà presentato il relativo iter autorizzativo entro la fine di aprile.

Gli investimenti previsti nel Protocollo d'intesa del novembre 2014, di cui quelli per l'impianto costituiscono un parte importante, sono complessivamente 2,2 miliardi di euro.

Il progetto prevede, attraverso la valorizzazione degli impianti e l'applicazione di tecnologie proprietarie, di convertire materie prime non convenzionali di prima (olio di palma) e seconda generazione (grassi animali, oli di frittura) in Green Diesel, Green GPL e Green Nafta. Sarà realizzato un polo logistico per la spedizione dei greggi di produzione locale e dei carburanti green.

La capacità di lavorazione sarà di circa 710mila tonnellate di oli vegetali all'anno, con una produzione di 530mila tonnellate di Green Diesel.

Confronto fra processi di produzione del Biodiesel tradizionale ed Ecofining™



FOCUS

OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE
L'impegno delle industrie petrolifere nella lotta ai cambiamenti climatici

A seguito delle discussioni nel Meeting Annuale del World Economic Forum di Davos, l'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) è stato lanciato a New York nel Summit delle Nazioni Unite sul Clima il 23 settembre 2014.

Si tratta di un'iniziativa su base volontaria delle principali industrie del petrolio e del gas, che mirano a lavorare congiuntamente per realizzare soluzioni concrete ai cambiamenti climatici, condividendo le migliori pratiche e la collaborazione fra industrie.

Le società che fanno parte dell'OGCI (Bp, Cnpc, Eni, Pemex, Reliance Industries, Repsol, Saudi Aramco, Shell, Statoil e Total), garantiscono complessivamente circa un quinto della produzione di gas e petrolio e forniscono circa il 10 per cento dell'energia mondiale.

Ad ottobre 2015, prima della Conferenza Internazionale sul Clima di Parigi, hanno firmato una dichiarazione congiunta per rafforzare misure e investimenti atti a ridurre le emissioni di gas serra.

Efficienza, gas, fonti rinnovabili, Ricerca e Sviluppo e CCS (Carbon Capture and Storage) sono le diverse aree nelle quali intendono avviare collaborazioni fra le imprese, per andare oltre gli sforzi individuali:

- sul fronte dell'**efficienza** si tenderanno ad ottimizzare le produzioni e a migliorare l'utilizzo finale dei carburanti nei veicoli stradali;
- per quanto riguarda il **gas**, la cooperazione riguarderà azioni per aumentarne gli impieghi nel mix energetico mondiale e l'eliminazione del flaring;

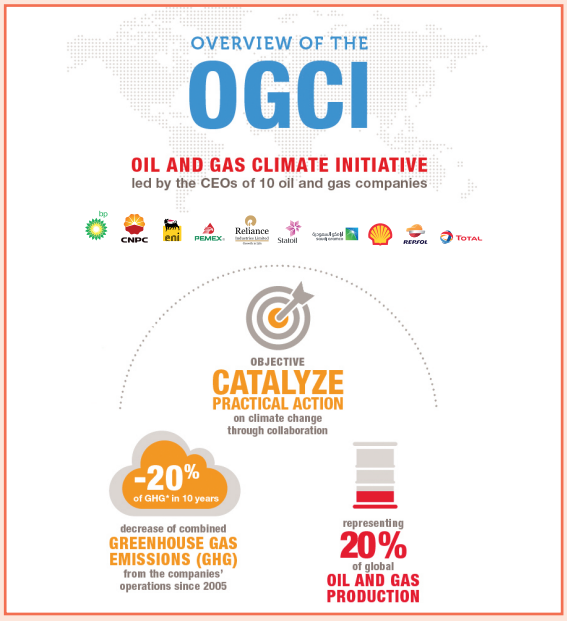
fra le soluzioni a lungo-termine sono previsti investimenti in:

- **R&S** per ridurre le emissioni di gas-serra;
- partnership per migliorare la **CCS** e
- attività per accrescere la quota di rinnovabili nel mix energetico globale.

Pur ribadendo il loro interesse a rimanere "*major petrolifere*" gli impegni presi dalle compagnie si stanno già concretizzando:

• l'**Eni** a novembre 2015 ha creato la divisione "Energy Solution", con l'obiettivo di supportare le attività della compagnia, migliorando le condizioni di accesso all'energia in quei Paesi, soprattutto Africa ed estremo Oriente, in cui il Gruppo opera, e garantendo il massimo contributo alla riduzione delle emissioni dirette di CO_2.

Impegnata già dal 2007 in un programma di Ricerca e Sviluppo sulle energie rinnovabili in collaborazione con il Massachusetts Institute of Technology (MIT), focalizzato sull'energia solare e sulla produzione di biocombustibili a partire da biomasse non alimentari, nei primi mesi dell'anno in corso ha lanciato una strategia per le rinnovabili, nella quale mira a realizzare 440 MW di capacità rinnovabile in Italia e all'estero al 2022. Il Piano Eni per le fonti rinnovabili prevede l'avvio entro fine 2017 di 200 MW[1] fotovoltaici in Pakistan ed Egitto, mentre nel nostro Paese, il "Progetto Italia" mira all'installazione al 2022 di oltre 220 MW di nuova capacità, con un investimento compreso tra i 200 e i 250 milioni di euro.



Saranno inoltre valorizzate aree industriali bonificate di oltre 4mila ettari non utilizzabili o di scarso interesse economico, attraverso iniziative di larga scala in impianti Fer (soprattutto fotovoltaico, biomasse e solare a concentrazione).

Complessivamente nei prossimi 3 anni sono previsti investimenti per 500 milioni di euro in attività e sviluppo di progetti e altri 500 milioni in ricerca;

• la **Shell** nei primi mesi di quest'anno ha ufficializzato il suo ritorno nell'eolico offshore, dal quale era uscita quasi completamente nel 2008, per partecipare in consorzio con Eneco e Van Oord alla gara bandita dal Governo olandese per la prima fase della realizzazione di 3.500 MW[2]. Attualmente il Gruppo anglosassone possiede quote di circa 500 MW di parchi offshore (8 in Nord America e 2 in Europa);

• la **Statoil**, pur proseguendo le sue attività di E&P nel Mare del Nord, investirà 20 miliardi di corone in progetti eolici marini, sfruttando le potenzialità del vento lungo le coste norvegesi, inoltre ha acquisito il 50 per cento di uno dei primi parchi eolici in Germania con la E.ON per 1,2 miliardi di euro;

• la **Total**, che già nel 2011 con l'acquisizione di Sun Power aveva diversificato le sue attività nei comparti dell'elettricità e delle energie rinnovabili, a fine aprile 2016 ha creato la divisione Gas Renewable & Power ed ha acquistato per 950 milioni di euro la Saft, società francese attiva nella produzione di batterie agli ioni di litio con oltre 4.100 dipendenti in 19 Paesi, fra cui l'Italia.

[1] Cinque progetti per circa 70 MW fotovoltaici complessivi saranno sviluppati ad Assemini, Porto Torres, Manfredonia, Priolo e Augusta ed ulteriori 150 MW a Porto Torres, Assemini, Priolo, Ferrandina, Portoscuso, Cengio, Crotone, Brindisi, Belvedere e Spinello.

[2] La gara bandita dal Governo olandese, per la realizzazione dei parchi eolici offshore Borssele I e II da 350 MW ciascuno situati a 22 km dalle coste dello Zeeland, è la prima gara del piano lanciato dall'Olanda nel 2013 per l'incremento della potenza eolica offshore dagli attuali 1.000 a 4.500 MW entro il 2023.

larga parte irrisolti, caratterizzato come è da una persistente condizione di eccesso di capacità.

La raffinazione italiana, e in più in generale quella europea, già da alcuni anni è condizionata da una domanda in calo, da eccessivi costi della legislazione comunitaria e da una crescente competizione con le esportazioni di Paesi come Asia e Medio Oriente, che possono contare su varie forme di sussidi interni, su una domanda in espansione e su normative ambientali molto meno severe di quelle europee.

Indubbi vantaggi competitivi che **hanno reso la competizione internazionale talmente asimmetrica** che il quadro strutturale per il prossimo futuro rimane, di fatto, negativo. Questo scenario è stato dibattuto a lungo lo scorso 1° marzo a Bruxelles, in occasione del *Refining Forum*, cui per la prima volta ha partecipato il Commissario europeo Clima/Energia, Miguel Arias Cañete, nel corso del quale sono stati illustrati i risultati finali del *Fitness Check* condotto negli ultimi tre anni dalla Commissione europea.

In questo ambito, è stata ribadita la **strategicità dell'industria della raffinazione**, non solo per la sicurezza degli approvvigionamenti, ma anche per il **contributo alla sicurezza energetica che potrà dare nella transizione verso un economia a più basso contenuto di carbonio**, in coerenza con gli obiettivi della COP 21 di Parigi.

È pertanto importante che le **Istituzioni europee continuino a monitorare l'impatto della legislazione futura sul settore**, poiché dai risultati del *Fitness Check*, peraltro circoscritti alla sola normativa pre-2012, emerge che i maggiori costi derivanti dalla legislazione comunitaria hanno rappresentato **il 25 per cento della perdita di competitività totale** nel periodo considerato.

Sono valori di entità notevole in un mercato globale molto competitivo qual è quello della raffinazione e **dunque ogni nuovo intervento legislativo andrà attentamente valutato;** ciò vale a maggior ragione per la **Direttiva sulle emissioni industriali (IED[1])** e quella sull'**Emission Trading (ETS II)** previste per il periodo 2020–2030.

Solo rimuovendo tutte quelle disposizioni che danneggiano fortemente la competitività del settore, **prive di una reale giustificazione da un punto di vista costi-benefici, sarà possibile mantenere l'attività industriale in Europa** piuttosto che delocalizzarla in altre regioni del Pianeta, senza alcun vantaggio sotto il profilo ambientale ma con **sicure penalizzazioni in termini economici, sociali e di sicurezza degli approvvigionamenti.**

La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità

Nel corso del **2015 la rete di distribuzione ordinaria**, pur in un quadro di grandi difficoltà economiche dovute a una marginalità praticamente nulla, **ha proseguito nel suo sforzo di razionalizzazione** che ha portato alla chiusura di circa 300 impianti. **Al 1° gennaio 2016 la rete di distribuzione carburanti stimava infatti 21.000 punti vendita, rispetto ai 21.300 di inizio 2015. A diminuire è stato**

[1] IED – Industrial Emission Directive.

soprattutto il numero degli impianti di proprietà delle compagnie petrolifere, mentre in crescita è risultato quello degli **altri operatori che ormai rappresentano il 50 per cento del mercato.**

Dal 2007 ad oggi, il numero degli impianti facenti capo ad **operatori indipendenti con marchi propri è passato da quasi 1.200 ad oltre 3.400** ***(+200 per cento)***, il numero di impianti di **operatori indipendenti che espongono marchi delle compagnie petrolifere è sceso da 8.800 a 7.000** ***(-20 per cento)***, mentre quello delle **compagnie petrolifere da 12.600 a 10.600** ***(-15 per cento)***.

Nello stesso periodo **l'erogato medio si è ridotto del 18 per cento**, attestandosi nel 2015 a poco più di 1.300 metri cubi/anno, che è meno della metà di quello europeo.

Nel 2015 **i margini di distribuzione sono scesi su livelli più bassi di quelli del 2014,** mostrando un peggioramento della già scarsa remunerativitá del settore, messo duramente alla prova dalla **forte pressione fiscale** sui carburanti, nonostante un debole cambio di tendenza nei consumi.

Procedere con vigore sulla strada della **riduzione del numero di punti vendita, a partire da quelli insostenibili, appare pertanto l'unica strada da seguire per ridare sostenibilità economica e riqualificare** il nostro sistema distributivo, anche dal punto di vista della sicurezza e del decoro urbano.

In tale quadro si pongono le auspicate misure inizialmente contenute nel Disegno di

Europa La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2015

	Numero totale punti vendita	% di punti vendita Self Service	Erogato medio complessivo(*)
Austria	2.622	80	2.430
Belgio	3.386	n.d.	2.100
Danimarca	2.007	100	1.650
Francia	11.356	n.d.	3.780
Germania	14.562	99	3.300
Grecia	6.127	3	825
ITALIA	**21.300**	**44**	**1.311**
Olanda	4.198	92	1.800
Norvegia	1.892	100	2.015
Polonia	6.486	100	2.530
Portogallo	2.944	57	2.040
Regno Unito	8.609	99	4.200
Repubblica Ceca	3.792	98	1.800
Spagna	10.712	73	2.310
Svezia	2.723	100	2.440
Svizzera	3.480	96	1.445
Ungheria	1.537	84	2.700

(*) Valori in metri cubi di benzina e gasolio.

Fonte: Indagine NOIA (National Oil Industries Associations) condotta da Unione Petrolifera

legge collegato alla Legge di stabilità 2014[1] e fatte confluire nel **Disegno di legge annuale sulla Concorrenza**[2], attualmente all'esame del Parlamento. Tali misure possono rappresentare un primo importante passo in questa direzione, prevedendo **un'Anagrafe di tutti gli impianti esistenti, la chiusura di quelli chiaramente incompatibili** con la sicurezza stradale e intervenendo anche sul **tema delle bonifiche per facilitare il processo di riqualificazione.**

La proposta contenuta nel Disegno di legge sulla Concorrenza[3] è il frutto del confronto che il Ministero dello Sviluppo Economico ha avuto con le Regioni, l'ANCI[4] e tutte le rappresentanze del settore, ed ha come **obiettivo primario la chiusura degli impianti di carburanti incompatibili con la sicurezza stradale.**

A livello operativo, **procede l'attività del Comitato per la ristrutturazione della rete che opera presso la Cassa Conguaglio GPL** per l'erogazione dei contributi

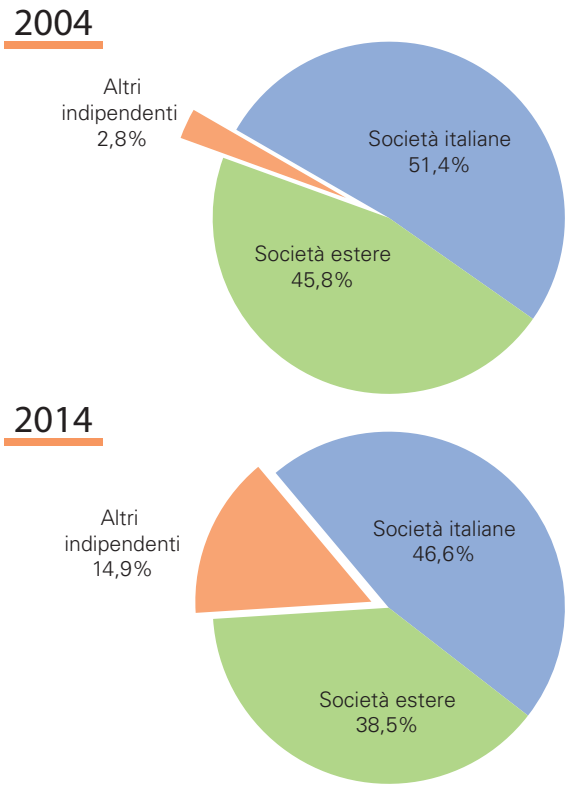
1 Modifiche ed integrazioni all'allegato A al Decreto del Presidente della Repubblica 24 ottobe 2003, n. 340, recante la disciplina per la sicurezza degli impianti di distribuzione stradale di GPL per autotrazione.

2 Atto Senato 2085.

3 Art. 36 Atto Senato 2085.

4 ANCI - Associazione Nazionale Comuni Italiani.

Italia - Il ruolo dei diversi gruppi di operatori nelle vendite rete di benzina e gasolio auto



Italia Il ruolo dei maggiori operatori petroliferi nel 2014

	% di contributo alle vendite al mercato interno di tutti i prodotti petroliferi	Numero di punti vendita carburanti in esercizio a fine anno
Eni Div. R&M	29,1	4.591
Esso	13,0	2.640
TotalErg	8,1	2.658
IP Gruppo API	6,8	2.978
KPI(*)	6,5	2.731
Tamoil	5,4	1.509
Ies Italiana	3,0	196
Shell/Kri	2,7	561
Altri	25,4	3.436
TOTALE	**100,0**	**21.300**

(*) Dato riferito alle sole Società del Gruppo associate ad UP.

Fonte: Unione Petrolifera

per le operazioni di smantellamento ed eventuale bonifica dei siti dei punti vendita chiusi nel triennio 2012-2014, di cui al Decreto Ministeriale del 16 aprile 2013 e successive modificazioni.

Le istanze ricevute ad inizio 2016 sono state complessivamente circa 920, alcune delle quali già liquidate, mentre per le altre si deve attendere il completamento dell'istruttoria.

A riguardo, permangono **alcune difficoltà procedurali ed operative nell'iter istruttorio**, nonostante le semplificazioni adottate in sede ministeriale. L'auspicio è quello di un'accelerazione dell'esame delle pratiche, grazie all'impegno degli Uffici preposti, considerata la preoccupazione espressa dagli operatori **per la lentezza con cui si procede e tenuto conto che, nel 2015, il settore ha dovuto sostenere l'importante onere economico** del finanziamento a saldo del Fondo, effettuato presso la Cassa Conguaglio GPL.

Altro nodo da sciogliere è quello del **recupero dei mancati finanziamenti al Fondo stesso**, fenomeno evidenziatosi già in sede di acconto del versamento e su cui la Cassa Conguaglio GPL sta tuttora lavorando.

In ultimo si pone il problema della **gestione del Fondo per la ristrutturazione della rete dopo il 31 dicembre 2016**, termine ultimo per il riordino della Cassa Conguaglio GPL. Una soluzione potrebbe essere quella proposta nell'ambito del Disegno di legge Concorrenza, con il trasferimento delle competenze della Cassa al GSE o alle sue controllate.

Il Disegno di legge Concorrenza[1] affida inoltre delega al Ministero dello Sviluppo Economico, sentite le Regioni e l'Antitrust, per la **definizione degli "ostacoli tecnici e oneri economici" in cui verrebbe meno l'obbligatorietà di installare presso i nuovi impianti GPL o metano**.

L'auspicio è che, tramite tale norma, si **possa definire un quadro certo** che contemperi la necessità di sviluppare il mercato dei combustibili alternativi, ai sensi della Direttiva DAFI 2014/94/UE[2], con quella della tutela della concorrenza, facendo venire meno le ragioni di contenzioso tra Stato e Regioni sul tema. Infatti, **l'assenza di criteri omogenei a livello nazionale**, ha fatto sì che anche nel corso del 2015 la Presidenza del Consiglio dei Ministri abbia impugnato dinanzi alla Corte Costituzionale alcune leggi regionali volte a prevedere l'obbligo per i nuovi impianti di installare GPL e metano.

Tali contenziosi non aiutano gli operatori che per investire necessitano **di un quadro normativo certo e stabile.**

Per la diffusione di tali carburanti eco-compatibili è centrale consentire la loro erogazione anche in modalità self-service. In merito si è i**n attesa dell'emanazione, da parte del Comitato Italiano Gas, Ente federato all'UNI[3], della norma tecnica per**

[1] Art. 35 Atto Senato 2085.

[2] Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di infrastrutture per i combustibili alternativi.

[3] UNI - Ente Italiano di Normazione.

Italia Rete Punti Vendita carburanti in esercizio al 1° gennaio 2015 per Regione

	Totale Rete Punti Vendita(*)	di cui: autostradali	di cui: con gasolio	di cui: con Gpl
Piemonte	1.458	61	1.454	169
Valle d'Aosta	58	5	58	3
Liguria	466	32	463	16
Lombardia	2.470	56	2.453	219
Trentino	303	9	303	25
Friuli Venezia Giulia	433	11	432	47
Veneto	1.256	37	1.255	161
Emilia Romagna	1.383	37	1.378	147
Toscana	1.297	32	1.296	177
Umbria	342	4	342	51
Marche	560	12	559	67
Lazio	1.837	40	1.821	218
Molise	133	4	133	15
Abruzzo	480	18	480	49
Campania	1.454	36	1.444	64
Puglia	1.193	21	1.187	142
Basilicata	203	3	203	25
Calabria	714	15	713	55
Sicilia	1.484	22	1.471	76
Sardegna	559	—	559	40
TOTALE CAMPIONE	**18.083**	**455**	**18.004**	**1.766**

(*) Dati riferiti agli impianti attivi, eroganti, del campione UP comprendente: Eni Div. R&M, Erg Spa, Esso, IES Italiana Energia e Servizi Spa, IP Gruppo Api, Q8, Shell, Tamoil e TotalErg. La complessiva rete punti vendita a fine 2014 è stimata in 21.300.

Fonte: Unione Petrolifera

Italia L'evoluzione della rete distributiva metano per autotrazione
(Numero di impianti in esercizio a fine anno)

	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016(1)
Piemonte	12	23	30	43	54	60	75	77
Valle d'Aosta	—	—	—	—	1	1	1	1
Liguria	7	7	7	7	7	7	7	8
Lombardia	29	45	53	67	101	123	141	158
Trentino Alto Adige	3	4	10	8	11	15	16	17
Friuli Venezia Giulia	4	4	4	3	3	3	4	4
Veneto	68	73	80	81	112	123	134	139
Emilia Romagna	81	85	96	112	135	154	180	192
Marche	44	54	65	71	74	80	88	93
Toscana	51	57	61	67	78	85	98	108
Umbria	16	18	20	22	24	26	31	33
Lazio	13	19	28	32	41	46	48	55
Abruzzo	12	13	15	16	17	20	23	26
Molise	3	3	3	3	3	3	3	4
Puglia	20	28	33	39	46	50	62	65
Campania	19	27	41	43	48	53	65	72
Basilicata	3	4	3	5	6	7	8	9
Calabria	1	3	4	6	6	7	9	9
Sardegna	NON È SERVITA DALLA RETE DEL METANO							
Sicilia	6	10	14	17	20	21	28	31
ITALIA	**392**	**477**	**567**	**642**	**787**	**884**	**1.021**	**1.101**

(1) Dati riferiti a maggio 2016.

Fonte: FEDERMETANO

regolamentare l'interdizione dell'erogazione del GPL in serbatoi non destinati alla propulsione del veicolo. Tale regola è necessaria per dare applicazione alle modifiche apportate dal Decreto Ministeriale 31 marzo 2014[1] al Decreto del Presidente della Repubblica n. 340/2003 per la vendita di GPL in modalità self-service non presidiata.

Rimane comunque l'ostacolo, posto dalla normativa nazionale, sia per il GPL che per il metano, che condiziona l'erogazione di tali prodotti in self-service non presidiato all'utilizzo da parte dell'utente di una scheda a riconoscimento elettronico, senza specificarne chi sia preposto al rilascio della stessa.

Peculiarità tutta italiana, essendo **consentita negli altri Paesi europei la libera erogazione in modalità self-service di GPL e metano**, 24h/24, senza altri vincoli.

Nell'ambito dell'attuazione degli obiettivi della Direttiva 2014/94/UE si inserisce il **Piano Nazionale Infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica (PNIRE)**. Previsto dalla Legge n. 134/2012[2] e sottoposto a revisione annuale, il PNIRE prevede **l'erogazione di un co-finanziamento per l'installazione di colonnine elettriche** presso diversi siti, quali parcheggi, marciapiedi, aree della Grande Distribuzione Organizzata e impianti di carburanti.

[1] Modifiche ed integrazioni all'allegato A al Decreto del Presidente della Repubblica 24 ottobre 2003, n. 340, recante la disciplina per la sicurezza degli impianti di distribuzione stradale di GPL per autotrazione.

[2] Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, recante "*Misure urgenti per la crescita del Paese*".

Italia Regioni con impianti di carburanti con marchio GDO(1)

	Auchan	Carrefour	Conad Leclerc	Coop	Iperstation	Simply	Altri marchi	TOTALE
Valle d'Aosta	—	1	—	—	—	—	—	1
Piemonte	3	9	5	2	—	—	2	21
Liguria	—	—	1	1	—	—	—	2
Lombardia	11	7	—	3	8	5	4	38
Veneto	2	2	—	1	2	1	1	9
Friuli Venezia Giulia	—	1	2	—	—	—	—	3
Emilia Romagna	—	—	7	15	—	—	—	22
Toscana	—	2	8	—	—	—	—	10
Marche	2	1	—	1	—	3		7
Umbria	—	—	4	1	—	—	—	5
Lazio	1	2	1	—	—	—	—	4
Abruzzo	3	—	2	—	—	—	—	5
Molise	—	—	—	—	—	—	—	—
Campania	2	—	2	—	—	—	—	4
Basilicata	—	—	1	—	—	—	—	1
Puglia	1	—	—	5	—	—	—	6
Calabria	1	—	—	—	—	—	—	1
Sicilia	1	—	—	—	—	—	—	1
Sardegna	—	1	2	—	—	—	—	3
TOTALE	**27**	**26**	**35**	**29**	**10**	**9**	**7**	**143**

(1) GDO - Grande Distribuzione Organizzata. N.B. Sono inclusi i cosiddetti ***"co-branding"*** con marchi in condivisione.

Fonte: Stime Unione Petrolifera aggiornate ad aprile 2016

Passaggio **indispensabile** per il finanziamento statale è l'emanazione, da parte delle Regioni, di **Linee guida nelle quali siano meglio specificate le modalità di sviluppo** delle colonnine elettriche sul territorio: ad oggi, solo alcune Regioni, tra cui Lombardia, Veneto e Piemonte, hanno emanato dette Linee guida.

Ferma restando la bontà dell'iniziativa, restano **alcuni nodi da risolvere in materia.** Anzitutto, non è ancora stato chiarito come **superare l'attuale disciplina che consente la vendita di energia elettrica ai consumatori solo da parte del produttore della stessa**, requisito non sempre assicurato dal titolare dell'impianto di carburanti.

In merito ai finanziamenti statali, inoltre, **non è chiaro se i fondi stanziati siano compatibili con l'art. 107 del Trattato** di Funzionamento dell'Unione europea in tema di Aiuti di Stato.

La crisi della rete autostradale

Dopo lunga attesa, con il Decreto Ministeriale del 7 agosto 2015, firmato dai Ministri dello Sviluppo economico e dei Trasporti, è stato **approvato il Piano di ristrutturazione delle aree di servizio autostradali.**

Il Piano, passato al vaglio della Conferenza delle Regioni e delle Province Autonome, annunciato come valido strumento per una maggiore economicità ed efficienza nei servizi autostradali, si è **rivelato confuso e deludente**.

Come evidenziato da Unione Petrolifera alla stessa Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, il Decreto Interministeriale, oltre a non dare alcun contributo per l'auspicata ristrutturazione della rete autostradale, **interviene pesantemente sui rapporti privatistici tra azienda e gestore**.

Per tali motivi, considerato l'aggravarsi della già critica situazione in cui versano gli impianti autostradali, che nel 2015 hanno continuato a perdere volumi (-7 per cento; dal 2007 il calo diventa del 55 per cento) a fronte di un aumento del traffico di oltre il 3 per cento, il **settore petrolifero ha depositato, presso il TAR del Lazio, un ricorso contro il Decreto di approvazione del Piano**.

Tra gli elementi del ricorso, i criteri cui le concessionarie autostradali devono attenersi per l'espletamento delle procedure di affidamento dei servizi carbo-lubrificanti e di ristorazione. Criteri che **rendono difficile la possibilità per i concorrenti di formulare offerte competitive,** soprattutto a causa dell'inserimento di condizioni gravose per i soggetti affidatari.

In prima istanza, Unione Petrolifera aveva evidenziato anche **l'aspetto critico della tempistica di svolgimento delle gare**, che non consentiva agli interessati una partecipazione consapevole e razionale, a danno della concorrenza e, conseguentemente, della qualità dei servizi al consumatore.

Tale criticità è stata **superata con la nota del dicembre 2015** con cui i competenti Ministeri hanno **rideterminato il cronoprogramma degli affidamenti**, in scadenza al 31 dicembre 2015, fissando al 30 giugno 2016 il nuovo termine per la conclusione delle gare.

La situazione di contenzioso, che ha visto anche le Associazioni dei Gestori rivolgersi al TAR, ha **destato l'attenzione del Parlamento che, nell'ambito di alcune interrogazioni**, ha invitato il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti a ridimensionare il clima pesante venutosi a creare.

Il TAR ha esaminato nel merito i ricorsi sia delle aziende petrolifere che dei gestori ad aprile 2016, dopo aver respinto la richiesta di sospensiva del Decreto Ministeriale, privilegiando l'interesse pubblico del servizio in autostrada.

Illegalità e contrabbando

La prolungata crisi economica e il consistente peso della fiscalità sui prodotti petroliferi hanno alimentato in questi ultimi anni fenomeni di diffusa illegalità nel mercato, così come una crescita esponenziale di azioni criminali dirette alle strutture del settore petrolifero e della distribuzione dei prodotti. L'**illegalità fiscale** e gli **attacchi alla sicurezza fisica delle strutture** (cosiddetta "*Security*") sono fenomeni distinti, ma accomunati dalla diffusa violazione della Legge e dal fatto che nuocciono all'Erario, agli operatori e ai consumatori stessi.

L'impatto dell'illegalità sul mercato, che è ormai considerevole e ampiamente in crescita**, nuoce in primo luogo alla libera competizione, perché falsa le condizioni competitive, penalizzando gli operatori che operano nel rispetto delle norme e procurando significative perdite all'erario.**

Ma **nuoce anche ai consumatori**: perché se è vero che da un lato l'illegalità abbassa, in apparenza, i prezzi con una sorta di *dumping*, dall'altro **espelle dal mercato gli operatori che operano correttamente e introduce prodotti qualitativamente inadeguati ed ambientalmente dannosi**[1].

Fra i fenomeni che riguardano il **mercato parallelo di prodotti di contrabbando,** il progressivo incremento di fenomeni criminosi ha visto non di rado il **coinvolgimento di associazioni criminali anche di carattere transnazionale**.

Tra i casi particolarmente preoccupanti ed emergenti vi è **l'arrivo nei porti na-**

[1] L'83 per cento del gettito accertato per accise dalle fonti di energia nel nostro Paese è generato dai prodotti petroliferi: nel 2015 è stato pari a circa 26,7 miliardi di euro (vedi tabella a pag. 75).

Italia Il contrasto al contrabbando dei prodotti petroliferi. Attività della Guardia di Finanza

Servizio in materia di accise		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Interventi effettuati	n.	3.740	3.714	4.006	3.681	3.409	3.854
Prodotti energetici sequestrati	Kg	8.306.624	1.746.102	2.053.267	9.262.742	4.377.523	4.595.693
Prodotti energetici consumati in frode	Kg	70.782.586	57.926.808	72.265.710	50.410.862	100.474.590	191.655.794

FOCUS

CONTRASTO ALL'ILLEGALITÀ NEL COMMERCIO DI PRODOTTI PETROLIFERI. IL PROTOCOLLO UP CON ASSOPETROLI

L'Unione Petrolifera, congiuntamente ad Assopetroli ha messo a punto un documento al fine di fornire alle Autorità competenti possibili proposte di intervento in materia fiscale che, se realizzate nei modi e nei termini appropriati, costituirebbero un valido strumento per contrastare un fenomeno in forte crescita.

- Riguardo ai depositi fiscali di stoccaggio, che sono la struttura logistica del sistema di circolazione dei prodotti petroliferi in regime sospensivo di accise è stata rilevata la loro eccessiva proliferazione. Attualmente risultano circa 400 depositi, spesso di modeste dimensioni che non sono giustificabili dalle oggettive esigenze operative o di approvvigionamento del mercato e frequentemente associano anche il regime di **deposito IVA divenendo così impianti ad elevata criticità fiscale**.

  Per tali motivi occorre prevedere che i nuovi depositi fiscali siano limitati ai soli impianti riforniti prevalentemente via mare e/o via oleodotto e a quelli di modeste dimensioni solo se considerati strategici per la logistica e per la distribuzione di prodotti agevolati. Per i depositi fiscali attualmente in esercizio occorre che gli organi di controllo effettuino puntuali verifiche circa il riscontro dei criteri oggettivi e soggettivi indicati dall'Agenzia delle Dogane nella Circolare 16/D del 28 aprile 2006.

- Anche per i **destinatari registrati,** ossia **operatori che possono ricevere prodotto in sospensione di accisa** occorre definire con specifico regolamento i requisiti per accedere a tale istituto, considerato che questo istituto è stato concesso anche a distributori stradali di carburanti che invece, ai sensi della normativa vigente, devono ricevere solo prodotti che hanno già assolto i tributi.

- Altra criticità deriva dalle **spedizioni con altri Stati dell'Unione europea**. Il regime di circolazione degli oli lubrificanti è semplificato rispetto a quello dei carburanti e combustibili, essendo i primi esclusi dal campo di applicazione della Direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici. Di conseguenza non sono tracciabili le spedizioni di oli lubrificanti da altri Stati comunitari verso l'Italia. Questo sistema favorisce un **doppio sistema di evasione fiscale** (evasione dell'imposta di consumo sugli oli lubrificanti; utilizzo come gasolio e quindi evasione dell'accisa sui carburanti). Per contrastare questi comportamenti è stato proposto di promuovere presso la Commissione europea l'estensione del sistema di circolazione intracomunitario dei carburanti e combustibili, EMCS (Excise Movement Control System), anche al trasporto degli oli lubrificanti.

- Si riscontra anche il **transito nel territorio italiano di carburanti provenienti da Stati comunitari dell'Europa dell'Est** destinati ad altri stati comunitari che invece vengono dirottati per alimentare la rete clandestina dei depositi di stoccaggio in Italia. Un valido strumento di contrasto potrebbe essere l'adozione obbligatoria di un sistema di tracciatura elettronica del percorso effettuato dagli automezzi che attualmente è allo studio ai fini della sicurezza stradale.

- La frode fiscale dei carburanti avviene anche con l'**utilizzo doloso e fraudolento della dichiarazione d'intenti ai fini della non imponibilità dell'IVA**.

  Per reprimere il fenomeno è stato proposto di prevedere che l'acquisto dei carburanti e combustibili mediante l'utilizzo del plafond venga effettuato senza pagamento dell'IVA solo dagli esportatori abituali, che hanno realizzato nell'anno precedente cessioni all'esportazioni o intracomunitarie dei medesimi prodotti.

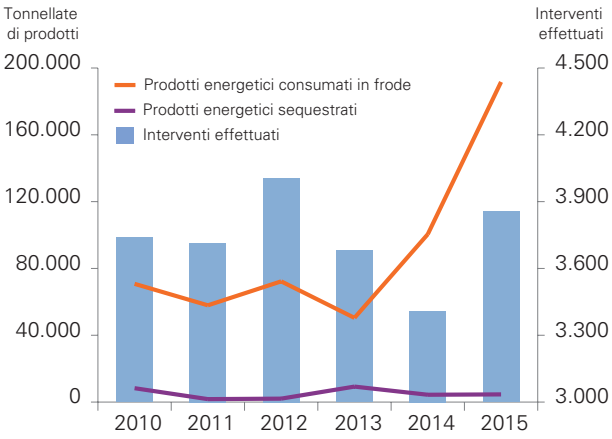
  Tali soggetti dovranno anche ottenere, su specifica richiesta una preventiva certificazione dell'Agenzia delle Dogane che attesti l'ammontare delle suddette operazioni effettuate nell'anno precedente.

  L'Agenzia delle Entrate dovrebbe rilasciare la prevista ricevuta di presentazione telematica della dichiarazione d'intenti, con specifico riferimento ai prodotti energetici in questione, solo dopo aver ricevuto dall'Agenzia delle Dogane l'anzidetta certificazione che attesti l'ammontare delle operazioni di export e/o comunitarie effettuate nell'anno di riferimento, superiori ad un valore di un milione di euro.

zionali di navi di piccole dimensioni (4-6 mila tonnellate di portata), con carichi di carburanti provenienti da taluni Stati dell'Unione Europea (Cipro, Malta, Slovenia, Grecia), ma originari di Stati a forte instabilità politica (Libia, Siria, Iraq), a prezzi ingiustificabilmente inferiori a quelli del mercato internazionale.

L'altra fattispecie di azioni criminose, che desta forte preoccupazione, riguarda gli attacchi alle strutture petrolifere: in questa seconda tipologia di fenomeni, non per questo meno rilevanti, rientrano sia gli attacchi agli accettatori di banconote per la sottrazione di contanti sulla **rete carburanti** che i furti di prodotto sugli **oleodotti.** Anche su tale fronte Unione Petrolifera sta mettendo in atto tutte le opportune azioni di salvaguardia.

Italia - Interventi effettuati e risultati ottenuti dalla Guardia di Finanza nei servizi in materia di accise fra il 2010 e il 2015



Fonte: Comando Generale della Guardia di Finanza – III Reparto Operazioni – Ufficio Tutela Entrate – Sezione Accise ed Imposte sui Consumi

Frodi e appropriazioni indebite nella distribuzione dei prodotti petroliferi

Il 2015 è stato un altro anno molto impegnativo da parte delle Forze dell'Ordine nel contrasto al **crescente fenomeno delle frodi e del contrabbando nella distribuzione dei carburanti**.

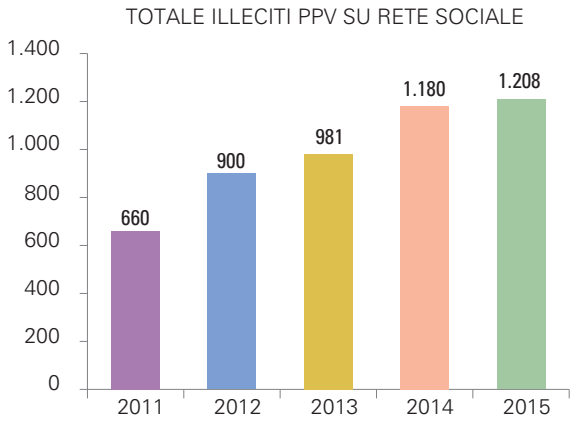
Riteniamo che tale lotta debba essere articolata attraverso distinte azioni parallele, a partire da **un'attività di polizia tesa a reprimere le singole situazioni di illegalità**. Un'azione che nel corso del 2015 e in questo avvio di 2016 è stata particolarmente intensa da parte del Comando Generale della Guardia di Finanza, alla quale va il plauso per l'impegno profuso e i crescenti risultati ottenuti, nonostante la riduzione delle proprie risorse umane e finanziarie.

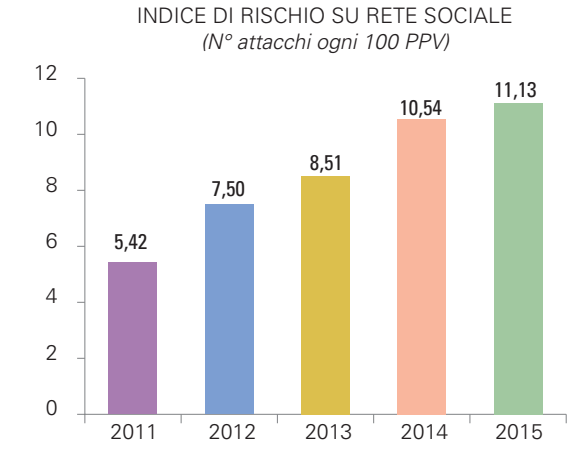
I controlli si sono sostanziati in diverse **attività ispettive nei vari segmenti della filiera commerciale**. In particolare, essi sono effettuati attraverso una attenta valutazione dell'analisi di rischio, finalizzata non solo a tutelare le esigenze erariali ma anche la correttezza del mercato attraverso il riscontro delle quantità dei carburanti erogati, le loro caratteristiche qualitative e merceologiche e le osservazioni degli obblighi di corretta e trasparente informazione all'utenza sui prezzi praticati.

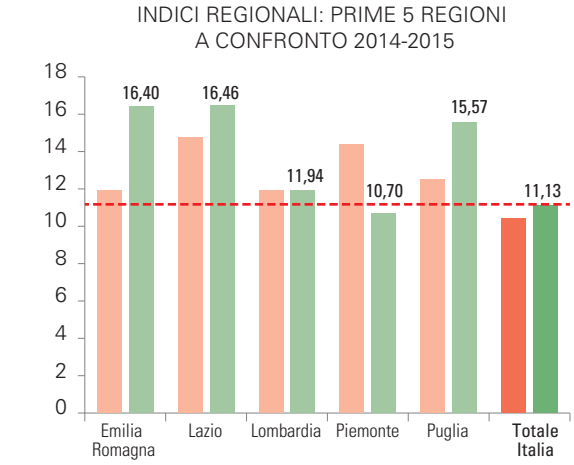
Unione Petrolifera auspica che i controlli siano sempre più numerosi, visto che il quantitativo consumato in frode è raddoppiato nell'ultimo anno, ritenendoli fondamentali perché hanno anche una forte valenza deterrente.

Inoltre, è essenziale un'azione di **revisione, nell'ambito delle Direttive dell'Unione europea, del quadro normativo di riferimento della tassazione** sui carburanti e combustibili e dell'Imposta sul valore aggiunto, allo scopo di colmare quelle lacune dovute a norme anacronistiche e a prassi non compatibili con gli attuali livelli di efficienza dei sistemi informativi.

Italia - Attacchi ai punti vendita degli Associati UP







Fonte: Survey UP 2015

Tra le azioni, che sono state proposte insieme anche all'Assopetroli, vi è **l'adozione obbligatoria per l'intera filiera petrolifera della trasmissione telematica dei dati delle fatture** emesse, ricevute e delle relative variazioni ai sistemi informatici delle Agenzie fiscali che siano in grado di incrociare automaticamente le informazioni ricevute ed evidenziare quelle che non hanno trovato il dovuto riscontro. In questo modo i tempi tra il compimento dell'illecito e l'azione di controllo sarebbero brevissimi rispetto a quelli attuali e di fatto si ridurrebbe il rischio di reiterazione del reato.

Altre proposte, molte delle quali già presentate durante l'attività di consultazione con le Agenzie fiscali per l'esecuzione della Legge delega per la riforma fiscale, sono al vaglio delle competenti autorità del Ministero dell'Economia e delle Finanze, ed hanno lo scopo di rivedere l'assetto normativo del sistema delle accise con particolare riferimento ai controlli.

Comunque in tema di contrasto all'illegalità, è proseguito il confronto con le Istituzioni ed avviati approfondimenti con l'Agenzia dell'Entrate, con quella delle Dogane e con il Comando generale della Guardia di Finanza per azioni mirate ed incisive, sia in ambito normativo che di tracciabilità dei prodotti. Per evitare poi l'infiltrazione di associazioni di tipo mafioso sulla rete di distribuzione dei carburanti è stata ipotizzata la definizione di un **protocollo di legalità specifico del contratto di gestione**, attualmente al vaglio del tavolo Ministero dell'Interno.

La Security delle strutture petrolifere

Nel corso degli ultimi anni si è registrato un crescente numero di attacchi alle strutture del settore petrolifero e a quelle collegate alla distribuzione dei prodotti raffinati. I fenomeni più preoccupanti hanno riguardato la sottrazione di contanti con attacchi agli accettatori di banconote presenti presso i punti vendita e le effrazioni agli oleodotti che trasportano prodotti petroliferi.

Gli attacchi avvengono con l'obiettivo di sottrarre prodotti finiti (fino ad alcune migliaia di litri), ma insieme al furto di prodotto e al danno alle strutture si possono avere pesanti conseguenze sulle matrici ambientali (acqua, suolo e sottosuolo); inoltre, trattandosi di sostanze altamente infiammabili, esse rappresentano un ri-

schio per la pubblica incolumità, oltre alla possibile interruzione di pubblico servizio.

A tale scopo, è stato **istituito un tavolo di monitoraggio** con l'obiettivo di raccogliere informazioni puntuali sugli eventi occorsi negli ultimi anni, al fine di arrivare alla definizione di proposte concrete.

Prioritario è promuovere un inasprimento dell'apparato sanzionatorio per coloro che attaccano le strutture petrolifere, un potenziamento dell'attività investigativa centralizzando tutte le informazioni disponibili e l'attivazione da parte delle Forze dell'Ordine di piani di prevenzione e contrasto a livello locale.

Anche per quanto riguarda gli **attacchi agli accettatori di banconote** si è registrato nel 2015 un trend crescente, con 10,5 attacchi ogni 100 punti vendita, contro un indice di rischio[1] dello scorso anno di 8,5, come riportato nel Rapporto OSSIF 2015 sulla criminalità predatoria.

Al fine di giungere alla definizione di possibili interventi tecnico-costruttivi per incrementare la sicurezza dei terminali di pagamento da tentativi di effrazione e frodi, UP, Assopetroli, Grandi Reti e ANIMA/ACISM[2] hanno elaborato le Linee Guida "**Standard tecnici di security per terminali self-service**" che rappresentano uno strumento per la scelta informata delle soluzioni tecniche ad oggi disponibili o in via di adattamento.

Nelle Linee Guida si elencano le **misure di contrasto ritenute più efficaci** per ciascuna tipologia di attacco alle attrezzature, conosciuta o potenziale. Le misure sono orientate a rafforzare fisicamente gli accettatori di banconote per aumentare il tempo necessario all'effrazione e scoraggiare il furto.

Un altro versante di azione per ridurre i furti di contanti, è quello **dell'incentivazione del pagamento elettronico** (carte di credito/debito). Va in questa direzione il Regolamento (UE) 2015/751 del 29 aprile 2015 relativo alle commissioni inter-

[1] Indice di rischio: numero di esercizi attaccati ogni 100 esercizi.

[2] ANIMA/ACISM: Associazione di Costruttori di Strumenti di Misura.

FOCUS

INIZIATIVE SULLA SICUREZZA FISICA (SECURITY) CHE IL SETTORE RITIENE PRIORITARIE

Oleodotti

- inasprimento dell'apparato sanzionatorio per coloro che attaccano le strutture petrolifere (modificando l'art. 433 del Codice Penale), come già fatto per i furti di rame, criminali a cui può essere inoltre applicata la recente Legge sui delitti ambientali (Legge 68/2015);
- potenziamento dell'attività investigativa centralizzando tutte le informazioni disponibili sugli attacchi agli oleodotti;
- attivazione da parte delle Forze dell'Ordine di piani di prevenzione e contrasto a livello locale.

Rete carburanti

- sinergie sistematiche con le Forze dell'Ordine presenti sul territorio al fine di concorrere a respingere gli attacchi criminali;
- incentivazione del pagamento elettronico, rendendolo appetibile sia per l'oil e il non oil, rimuovendo gli ostacoli ancora presenti nella filiera del pagamento;
- protocollo di legalità per la rete, con il Ministero dell'Interno per la prevenzione dei reati di stampo mafioso, coinvolgendo anche le associazioni dei gestori e dei retisti privati.

FOCUS

RAPPORTO INTERSETTORIALE OSSIF SULLA CRIMINALITÀ PREDATORIA 2015

Il Rapporto OSSIF 2015 sulla criminalità predatoria, predisposto da ABI e Ministero dell'Interno, cui ha collaborato anche UP, contiene i dati relativi a rapine e furti in banca e in altri settori esposti, quali poste, tabaccherie, farmacie, distribuzione moderna, esercizi commerciali, distributori di carburante e trasporto valori.

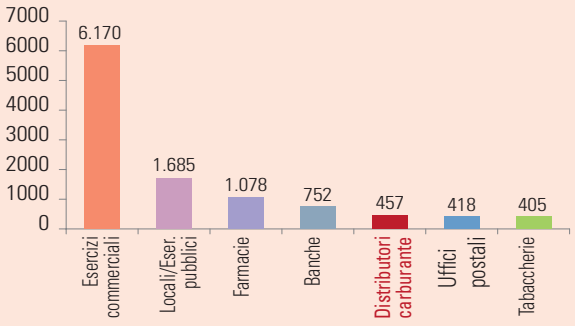
I dati complessivi del rapporto per l'anno 2014 rilevano i seguenti andamenti:

– 39.191 **rapine** denunciate dalle Forze dell'ordine all'Autorità Giudiziaria nel 2014 (-10,4 per cento rispetto al 2013)
– 1.572.165 **furti** denunciati dalle Forze dell'ordine all'Autorità Giudiziaria nel 2014 (+ 1,1 per cento rispetto al 2013)

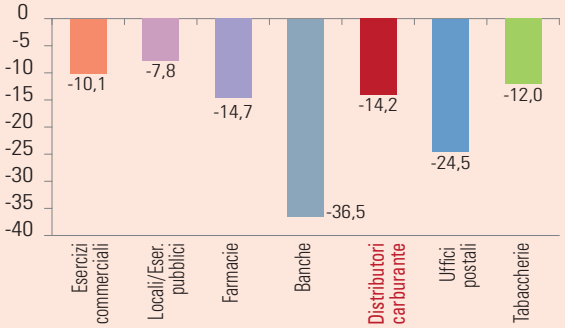
Dal confronto intersettoriale emerge per la **distribuzione carburanti:**

- un **numero di rapine in calo del 14,1 per cento** rispetto al 2013 (457 rapine nel 2014);
- un **numero di furti** (prevalentemente attacchi agli accettatori self) in **aumento del 20,3 per cento** (1.180 casi riferiti alla sola rete sociale);
- un **indice di rischio** (furti ogni 100 punti operativi) molto elevato per la rete carburanti (10,5) rispetto a tutti gli altri settori esposti, fatta eccezione per la Distribuzione Moderna Organizzata (DMO).

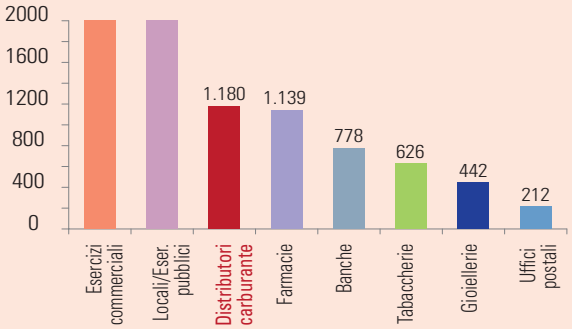
Rapine commesse nel 2014



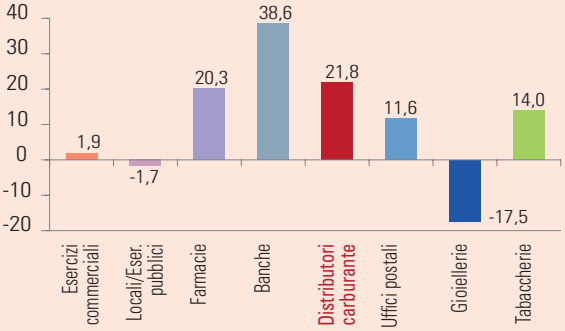
Variazione % rispetto al 2013



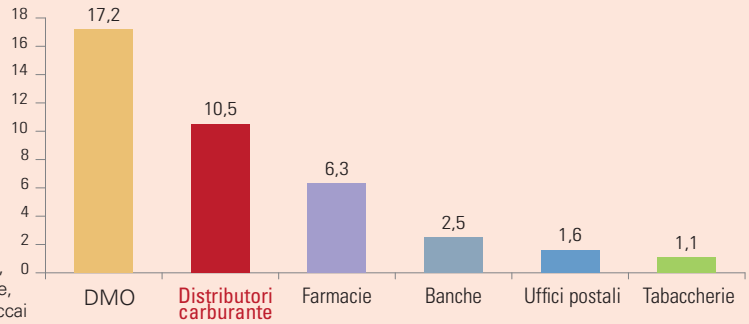
Furti commessi nel 2014



Variazione % rispetto al 2013



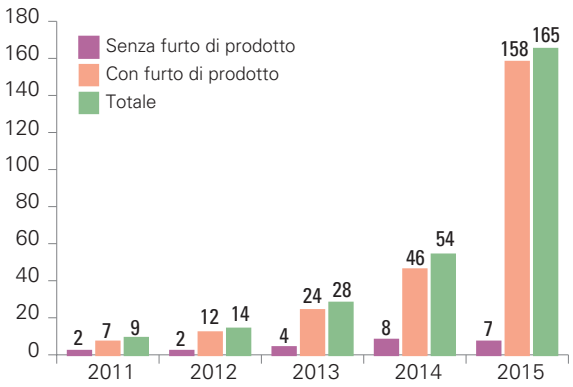
Furti ogni 100 punti operativi nel 2014



Fonte: OSSIF su dati, del Ministero dell'Interno, Federfarma, Poste Italiane, Federazione Italiana Tabaccai e Unione Petrolifera

bancarie sulle operazioni di pagamento con carta, che prevede un tetto massimo per le commissioni di interscambio dello 0,2 per cento per le carte di debito e dello 0,3 per cento per quelle di credito (la commissione di interscambio è parte della commissione complessiva pagata dall'esercente) ed introduce una serie di regole per favorire la concorrenza e la trasparenza del mercato. Il regolamento sarà pienamente operativo dal giugno 2016, ma è ancora insufficiente ad incentivare l'uso della moneta elettronica.

Italia - Effrazione agli oleodotti delle Associate UP



Fonte: Survey UP 2015

Adeguamento delle attrezzature nei punti vendita agli standard europei

Prosegue l'adeguamento degli accettatori self-service della rete carburanti per la lettura delle nuove **banconote della "Serie Europa".** Nel 2015 ha avuto luogo l'emissione del biglietto da 20 euro, in circolazione dal 25 novembre.

Il settore petrolifero ha **partecipato attivamente al monitoraggio** congiunto della Banca Centrale Europea (BCE) e della Banca d'Italia (BI) sullo stato di adeguamento delle apparecchiature che trattano la banconota.

Il **90 per cento della rete di proprietà delle Aziende distributrici è stata adeguata** alla data di immissione, nonostante ci siano state problematiche tecniche sul nuovo software di lettura.

Sempre nel 2015 è stata altresì affrontata la tematica del termine del periodo transitorio di cui alla **Direttiva MID[1] sugli strumenti di misura (2004/22/CE)**, che dal prossimo 30 ottobre 2016 prevede l'installazione sulla rete carburanti di erogatori ed apparecchiature ad essi associati (terminali self-service e sistemi gestionali) esclusivamente conformi alle norme europee. La Direttiva consente però che gli strumenti immessi sul mercato nel rispetto delle norme nazionali di metrologia legale possano continuare ad essere utilizzati, dopo tale data, purché non rimossi dal luogo di utilizzazione.

Il parco di strumenti di misura per i carburanti installati presso le stazioni di servizio e quello dei sistemi di pagamento e gestionali, agli stessi associati, sono prevalentemente costituiti da apparecchiature nazionali (circa del 70 per cento rispetto al totale) in ragione della vita media degli erogatori (15/20 anni).

Il settore ritiene opportuno confermare, con un atto formale, la possibilità di associare a sistemi di misura di carburanti in servizio con approvazione nazionale apparecchiature self-service conformi alle Direttive in quanto non si compromettono le loro funzioni, l'affidabilità legale della misura prodotta e quindi la tutela dei diritti dei consumatori ed in tale senso si è adoperato affinché il Decreto Legislativo di recepimento chiarisca tale possibilità.

[1] MID – Measuring Instruments Directive.

Autotrasporto merci: dopo la sentenza della Corte di Giustizia UE

A seguito della Sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione europea del settembre 2014 avverso la normativa italiana sull'autotrasporto, sono state posti in essere, a livello nazionale, **una serie di interventi che hanno radicalmente cambiato l'assetto legislativo in cui si opera**.

La Legge n. 190/2014[1] e la Sentenza del Tar del Lazio del 20 febbraio 2015, hanno **riportato all'autonomia negoziale delle singole parti** contraenti la definizione del prezzo del servizio di autotrasporto. Unica funzione mantenuta dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti sul tema è quella della potestà di pubblicazione dei "*valori indicativi di riferimento dei costi di esercizio dell'impresa di autotrasporto per conto terzi*", il cui aggiornamento online, con riferimento specifico al valore del costo del gasolio per autotrazione, è effettuato mensilmente. Rimane la critica da parte dell'utenza riguardo a tale pubblicazione che potrebbe **in futuro essere strumentale a una reintroduzione surrettizia dei costi minimi**.

La riforma dei Porti

Di grande attualità ed interesse strategico per il Paese è stata **la riforma del sistema portuale e logistico** avviata nel corso del 2015. Al fine di stimolare la crescita del traffico delle merci e delle persone, con particolare attenzione all'intermodalità, il cosiddetto Decreto "*Sblocca Italia*" (Legge n. 164/2014[2]), ha delegato il Presidente del Consiglio dei Ministri all'emanazione di un Decreto del Presidente della Repubblica contenente il **Piano strategico della portualità e della logistica**.

Il **Piano è stato approvato nell'agosto del 2015 e definisce una linea strategica d'intervento**, partendo dall'analisi delle condizioni attuali dei porti intesi come "*porte di scambio dei sistemi territoriali economico-produttivi e dei consumi*", l'andamento della domanda dei traffici, l'offerta a livello infrastrutturale e di servizi, le problematiche amministrative e dei controlli.

La decisione di **ricondurre a livello nazionale la definizione delle strategie generali sulla portualità è stata apprezzata** anche dal mondo imprenditoriale, che ha condiviso la necessità di delineare un sistema infrastrutturale integrato e intermodale, di semplificare le procedure di dragaggio ed escavo, di migliorare e snellire le procedure dei controlli, in particolare doganali e sanitari.

A seguito del ricorso della Regione Campania contro il Piano, la Corte Costituzionale, con Sentenza n. 261/2015, ha dichiarato **l'illegittimità della norma di delega** al Governo per l'adozione del Piano, nella parte in cui non ha previsto il suo esame in sede di Conferenza Stato-Regioni. Un problema ritenuto comunque superabile dal Governo, non essendo stato intaccato l'impianto complessivo della delega.

Nell'ambito della *governance* dei porti, il Piano ipotizza **l'istituzione di una Auto-**

[1] Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di Stabilità 2015).

[2] Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133, recante misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive.

rità di Sistema Portuale, la cui creazione, in luogo delle attuali Autorità portuali, è oggetto di uno schema di Decreto Legislativo, approvato in via preliminare dal Consiglio dei Ministri nel dicembre 2015, sulla base della delega di cui alla cosiddetta "*Legge Madia*" (Legge n. 124/2015[1]), sottoposto all'esame della Conferenza unificata Stato Regioni che ha dato il suo via libera con alcune osservazioni lo scorso 31 marzo. Si attende il parere delle Commissioni Parlamentari.

Nella versione attuale, pur apportando un riassetto importante della portualità nazionale, **lo schema di Decreto Legislativo non appare adeguato ed efficace per un effettivo rilancio della competitività del settore**.

Al contrario, la creazione di organismi di nomina pubblica e l'esclusione degli *stakeholders*, relegati a ruolo consultivo su pochi temi, desta molta preoccupazione. Le 15 Autorità previste dal Piano, sarebbero infatti dotate di una **struttura piramidale, incentrata sulla figura plenipotenziaria del Presidente**, di nomina ministeriale.

Le linee strategiche, invece, dovrebbero essere definite a livello nazionale, nell'ambito di un tavolo composto dai singoli Presidenti delle Autorità Portuali e dal Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Unico elemento di apprezzamento può essere ricondotto all'istituzione, presso ogni Autorità di Sistema Portuale, dello Sportello Unico Amministrativo e dello Sportello Unico Doganale e dei Controlli, nell'ottica **dell'auspicata semplificazione delle procedure, la cui reale portata va comunque valutata nel tempo.**

Il Decreto Legislativo non interviene inoltre sulla disciplina della **concessione delle aree demaniali e delle banchine,** i cui criteri, sulla base di quanto previsto dalla Legge n. 84/1984[2], dovrebbero formare oggetto di un apposito Decreto Interministeriale i cui contenuti non sono ancora noti, ma che si auspica **tengano in debito conto il ruolo strategico della logistica petrolifera nell'approvvigionamento del fabbisogno energetico nazionale ed una adeguata programmazione degli investimenti.**

Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione

Le **rigidità poste dalla normativa nazionale per la tenuta delle scorte all'estero**, più volte evidenziate dagli operatori nazionali, è stata oggetto di rilievo da parte dell'Unione europea con la **Procedura d'Infrazione** n. 4014/2015 a carico dell'Italia.

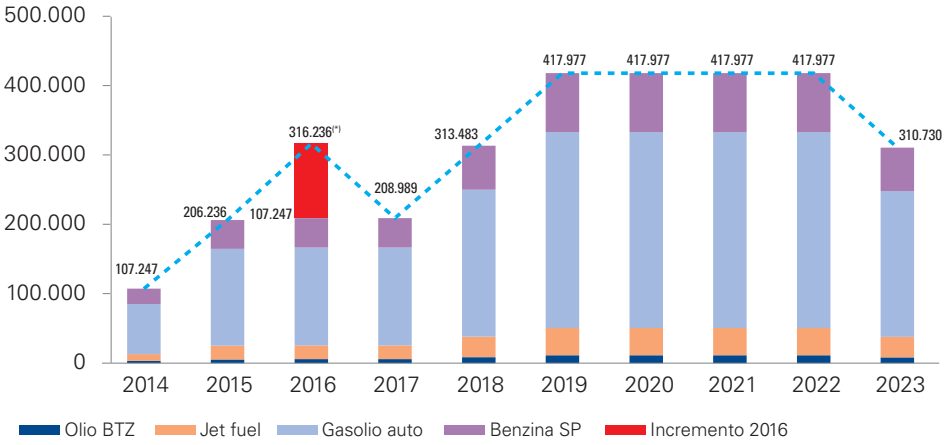
L'intervento comunitario ha spinto lo Stato italiano a modificare il Decreto Legislativo n. 249/2012[3], tramite la cosiddetta "*Legge europea 2014*" (Legge n. 115/2015), che ha **previsto la possibilità per i soggetti obbligati di detenere all'estero almeno il 30 per cento del totale delle scorte** a proprio carico, indifferentemente dal fatto che si tratti di scorte in prodotti o libere. Tale flessibilità è stata ampliata

[1] Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle Amministrazioni Pubbliche.

[2] Riordino della legislazione in materia portuale.

[3] Attuazione della Direttiva 2009/119/CE, che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi.

Italia - Ipotesi di Piano Industriale OCSIT a novembre 2015
(Tonnellate)



(*) Stima prudenziale effettuata sulla base dei dati del piano industriale.

Fonte: Acquirente Unico, OCSIT

nel Decreto annuale per la determinazione dell'obblighi di scorta, che ha previsto per l'anno 2016, in via sperimentale, la **possibilità di detenere in altri Stati membri dell'Unione europea fino al 100 per cento dei propri obblighi, anche in prodotti**.

Parallelamente, il **Ministero è intervenuto sulle modalità per la tenuta delle scorte all'estero**, modificando, con il Decreto Ministeriale 23 novembre 2015, il precedente Decreto del maggio 2013 in materia. Sulla base della **nuova disciplina,** le scorte in prodotti potranno essere tenute all'estero solo nei Paesi dove sono in vigore ***Memorandum of Understanding*** **o accordi bilaterali**, salvo che le scorte in prodotti non siano tenute presso Organismi Centrali di Stoccaggio.

Nel 2016 l'Organismo Centrale di Stoccaggio nazionale (OCSIT), ha ulteriormente **incrementato il numero di giorni di scorte in prodotti da detenere, passando da 3 a 6**, anziché i programmati 5 giorni. Tale accelerazione è nata dall'esigenza di utilizzare appieno le risorse finanziarie già nella disponibilità di OCSIT, peraltro in un momento di andamento favorevole delle quotazioni internazionali dei prodotti.

Le scorte complessive detenute da OCSIT per l'anno **scorte 2016 sono pari quindi a 754.800 tep.**

A livello comunitario, inoltre, sono stati avviati i lavori per la **revisione della Direttiva 2009/119/CE, che disciplina proprio le scorte d'obbligo**. L'Unione europea, attraverso una società di consulenza, ha sottoposto a Paesi membri, Organismi centrali di stoccaggio, aziende soggette alla tenuta delle scorte e altri *stakeholders*, un **questionario per una valutazione di medio termine** sulla Direttiva 2009/119/CE. La *survey* ha avuto termine a dicembre 2015.

Tra i temi che con molta probabilità l'Unione europea dovrà approfondire, in tale

processo di revisione, figura la **criticità della tenuta di scorte anche in prodotti non di rilievo**, come il coke di petrolio, e l'opportunità di prevedere un **modello standardizzato di *Memorandum of Understanding*** (MoU).

Sempre in attuazione del Decreto Legislativo n. 249/2012 **prosegue, ormai a regime, la rilevazione annuale del Gestore dei Mercati Energetici (GME) sulle capacità di stoccaggio** esistenti nel nostro Paese e sulle loro infrastrutture di ricezione e di spedizione.

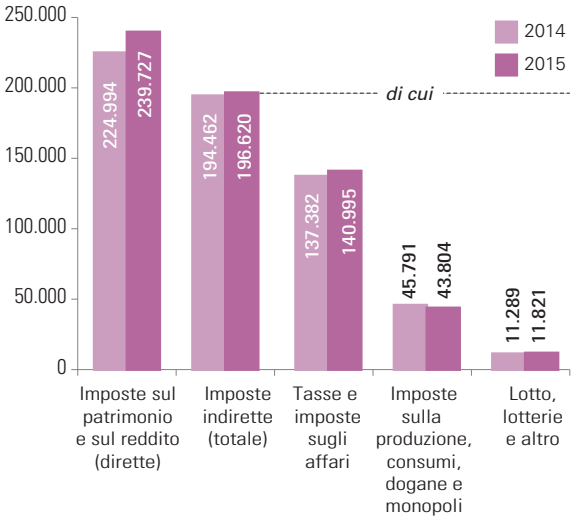
Sono proseguite, inoltre, in modo serrato, le consultazioni per la **messa a punto della Piattaforma di mercato per l'incontro tra domanda e offerta di logistica,** nonché della **Piattaforma per l'incontro tra domanda e offerta all'ingrosso dei prodotti petroliferi**, estesa anche ai biocarburanti, da istituire presso GME.

Al fine di promuovere l'utilizzo delle Piattaforme prima della loro approvazione, l'**Unione Petrolifera ha evidenziato la necessità che il GME acquisisca preventivamente un riscontro dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato** sulla loro *compliance* con la disciplina antitrust.

Il confronto con il GME e il Ministero dello Sviluppo Economico ha riguardato, inoltre, **la definizione delle modalità di rilevazione delle capacità di stoccaggio e di transito disponibili**, per la cui attuazione sarà necessario contemperare la complessa dall'attività dei depositi con l'indeterminatezza della norma.

GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI

Italia - Composizione del gettito per settori d'imposta
(Milioni di euro)



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze

Entrate tributarie e gettito fiscale

Le **entrate tributarie erariali** accertate in base al criterio di competenza giuridica nel periodo gennaio-dicembre 2015 sono ammontate a oltre **436 miliardi di euro**, con un aumento del 4 per cento (+16,891 miliardi di euro) rispetto all'anno precedente.

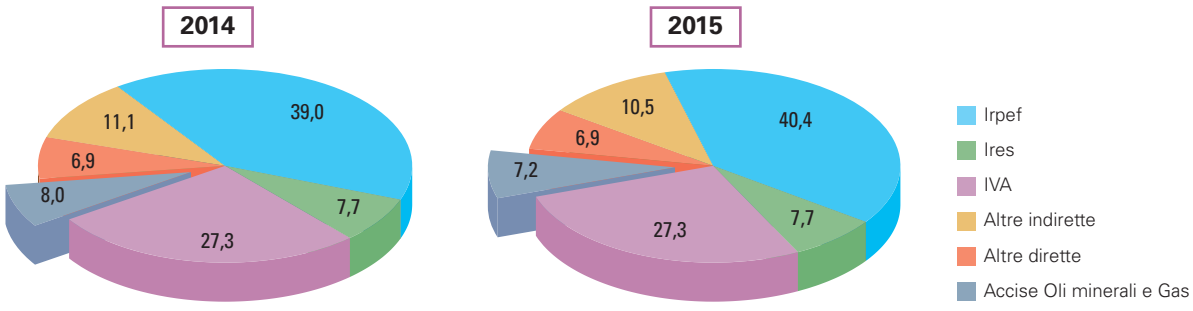
In particolare, le **imposte dirette** si sono attestate a circa **240 miliardi** di euro, con un incremento del 6,5 per cento rispetto al 2014. Le **imposte indirette**, invece, sono cresciute dell'1,1 per cento per un gettito complessivo di **197 miliardi** di euro circa.

Secondo il Bollettino del Ministero dell'Economia e delle Finanze[1], complessivamente **le entrate derivanti dalle accise sugli oli minerali, energia elettrica e gas naturale** nel corso del 2015 si sono attestate a circa **31,3 miliardi di euro**, -2,2 miliardi di euro rispetto al 2014 (33.505 milioni di euro).

Di conseguenza, nel 2015 il **gettito fiscale dei prodotti energetici** ha rappresentato il 7,2 per cento delle entrate complessive, contro l'8,0 per cento dell'anno precedente.

[1] Bollettino Entrate Tributarie n. 166, pubblicato a marzo 2016.

Italia - Ripartizione percentuale del gettito fiscale tra le principali categorie di imposta



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze

Italia Gettito accertato per accise e fonti di energia
(Migliaia di euro)

FONTE	2013	2014	2015	Peso%
PETROLIO	**26.589.892**	**25.966.371**	**26.654.245**	**83,2%**
Accisa prodotti energetici, loro derivati e prodotti analoghi	24.444.632	25.088.606	25.752.160	
Accisa gas petroliferi liquefatti	597.913	577.076	602.562	
Imposta di consumo su oli lubrificanti e bitume	296.210	300.643	299.524	
Accisa su gasolio L. 244/2007[1]	187.523	20	0,254	
Accisa benzina riservata a Regioni a statuto ordinario[1]	1.063.313	27	—	
BIOCARBURANTI	**1.393**	**2.259**	**4.249**	**0,01%**
Accisa sugli oli e grassi animali e vegetali utilizzati per carburazione o combustione	1.393	2.156	4.189	
Accisa sull'alcole metilico utilizzato per carburazione o combustione	—	103	60	
ENERGIA ELETTRICA	**2.190.643**	**2.433.565**	**2.351.626**	**7,3%**
Accisa sull'energia elettrica	2.172.875	2.426.973	2.347.905	
Addizionale energia elettrica D.L. 28/11/1988 n. 511[2]	17.766	6.589	3.720	
Addizionale energia elettrica D.L. 30/09/1989 n. 332[2]	2	3	1	
GAS NATURALE	**3.696.580**	**4.146.506**	**2.970.308**	**9,3%**
Accisa sul gas naturale per autotrazione	3.495	3.632	4.852	
Accisa sul gas naturale per combustione	3.693.085	4.142.874	2.965.456	
CARBONE	**52.484**	**41.171**	**43.913**	**0,2%**
Accisa sul carbone, lignite e coke di carbon fossile utilizzati per carburazione e combustione	52.376	41.164	43.912	
Imposta di consumo su carbone, coke di petrolio, bitume denominato orimulsion	109	7	1	
TOTALE INTROITI ACCISE FONTI DI ENERGIA	**32.530.993**	**32.589.872**	**32.024.342**	**100,0%**
TASSA AMBIENTALE ANIDRITE SOLFOROSA E OSSIDI DI AZOTO	12.999	8.186	7.888	

[1] Art.1 comma 301 Legge 24 dicembre 2012 n. 228 Abrogazione comma 12 art. 3 Legge 549/95 benzina e comma 295 e ss art. 1 Legge 244/2007 gasolio. Decorrenza 1° gennaio 2012.
[2] Decreto Legislativo 2 marzo 2012 n. 16 convertito in Legge 26 aprile 2012 n. 44 abrogazione art. 6 Decreto Legislativo 511/88. Decorrenza 1° gennaio 2013.

Fonte: Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, "Organizzazione, attività e statistica Anno 2015", maggio 2016

Secondo i dati pubblicati dall'Agenzia delle Dogane[1] con circa 26,7 miliardi di euro **i prodotti petroliferi hanno rappresentato l'83 per cento del gettito accertato per accise sulle fonti di energia**.

Gas naturale ed energia elettrica hanno contribuito rispettivamente al 9 e 7 per cento, con introiti per entrambi in calo rispetto al 2014: da 4,1 a meno di 3 miliardi il gas (-28,4 per cento) e attorno a 2,4 miliardi l'energia elettrica (-3,4 per cento).

Il gettito fiscale degli oli minerali

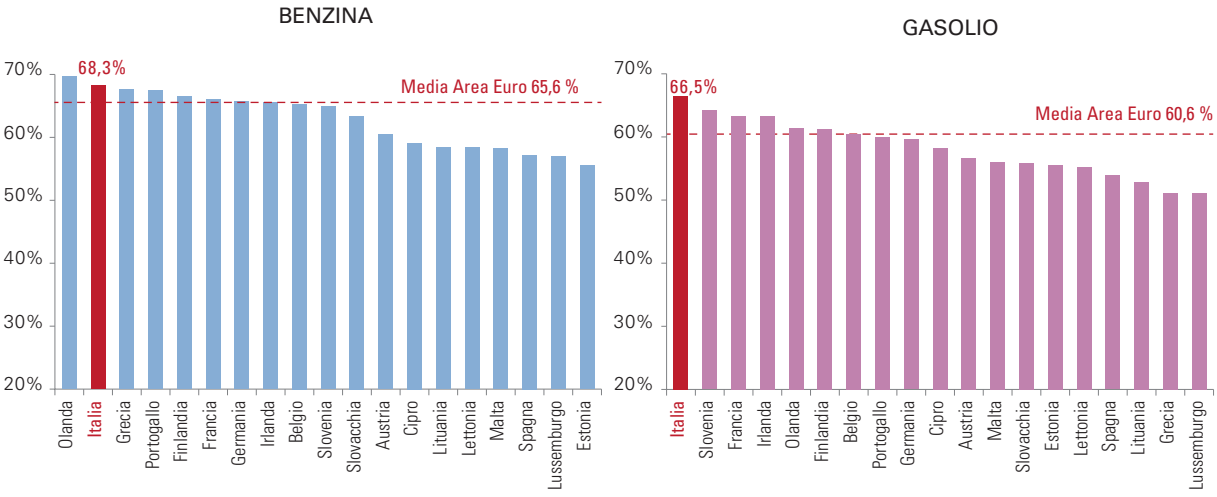
Per quanto riguarda **la tassazione complessiva (accise + IVA)**, nel 2015 le **entrate fiscali complessive derivanti dai prodotti petroliferi** si stimano pari a circa **40,2 miliardi di euro**[2], con un decremento del 2,5 per cento rispetto all'anno precedente (1 miliardo e 45 milioni in meno).

La variazione è il risultato di un incremento del gettito di accisa di circa 300 milioni (grazie ai maggiori quantitativi di gasoli), che ha solo parzialmente attenuato il forte calo del gettito IVA, oltre 1,3 miliardi di gettito in meno, conseguente al deciso ribasso dei prezzi dei prodotti petroliferi (mediamente -10,2 per cento la benzina e -12,6 per cento il gasolio).

[1] Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, "Organizzazione, attività e statistica Anno 2015", maggio 2016.

[2] Stime UP in base all'andamento dei consumi dei prodotti petroliferi, che non considera le riduzioni e le esenzioni di accise per particolari utilizzi e comprende anche le stime su accise e imposte sui gas incondensabili, sui lubrificanti e bitumi.

Area Euro - Incidenza fiscale sul prezzo al consumo dei carburanti
(Peso percentuale della componente fiscale sul prezzo di ogni litro al 9 maggio 2016)



Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

Italia La stima del gettito fiscale sugli oli minerali
(Miliardi di euro)

	Imposta di fabbricazione/Accisa								
	sulle Benzina	di cui quota riservata alle Regioni[1]	sui Gasoli	sugli Oli comb.li	su altri prodotti	Totale	Sovra-imposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti
1970	0,658		0,123	0,058	0,064	0,903	0,009	0,088	1,000
1975	1,286		0,159	0,023	0,089	1,557	0,010	0,542	2,109
1980	2,957		0,325	0,033	0,173	3,488	0,039	1,963	5,490
1985	5,268		1,669	0,097	0,195	7,229	0,076	4,028	11,333
1990	8,054		7,186	0,400	0,679	16,319	0,300	5,010	21,629
1995	12,586		8,862	0,724	0,738	22,910	0,374	6,972	30,256
1996	12,425	3,961	8,886	0,405	1,170	22,886	0,376	7,489	30,751
1997	13,082	4,032	9,194	0,349	1,040	23,665	0,238	7,850	31,753
1998	13,091	2,946	9,575	0,306	1,070	24,042	0,204	7,902	32,148
1999	13,613	2,930	10,350	0,300	1,150	25,413	0,178	8,367	33,958
2000	11,650	2,794	9,900	0,245	1,186	22,981	0,170	9,813	32,964
2001	11,350	2,530	10,700	0,230	1,955	24,235	0,134	9,658	34,027
2002	11,370	2,648	11,255	0,235	1,383	24,243	0,153	9,813	34,209
2003	11,000	2,379	11,800	0,230	1,527	24,557	0,126	10,050	34,733
2004	10,600	2,174	12,450	0,160	0,683	23,893	0,098	10,650	34,641
2005	9,950	2,032	13,050	0,150	1,186	24,336	0,081	11,630	36,047
2006	9,350	1,921	13,500	0,160	1,477	24,487	0,084	12,300	36,871
2007	8,770	2,084	14,000	0,120	1,310	24,200	0,061	12,100	36,361
2008	8,130	1,942	14,070	0,110	1,290	23,600	0,060	13,200	36,860
2009	7,900	2,019	13,900	0,110	1,090	23,000	0,069	10,850	33,919
2010	7,450	2,034	13,750	0,100	1,650	22,950	0,047	11,750	34,747
2011[2]	7,480	1,915	14,950	0,070	1,750	24,250	0,047	13,600	37,897
2012	8,030	1,728	17,550	0,050	1,770	27,400	0,048	14,400	41,848
2013	7,800	1,252	17,400	0,050	1,944	27,194	0,056	13,880	41,130
2014 [3]	7,750	—	17,590	0,050	1,910	27,300	0,055	13,840	41,195
2015 [4]	7,680	—	18,000	0,050	1,860	27,590	0,060	12,500	40,150

[1] Compartecipazione all'accisa allargata anche al gasolio a partire dal 2007.
[2] Dato modificato in quanto rispetto all'anno scorso una quota di oltre 800 milioni di euro dell'imposta sugli oli minerali, accertati ma da riscuotere, sono stati prima considerati ed in seguito tolti dalla competenza dell'anno 2011.
[3] La differenza con i dati preconsuntivi del Ministero delle Finanze è dovuto al fatto che la riserva destinata alle regioni a Statuto ordinario, da dicembre 2013 viene contabilizzata tra le imposte erariali, come sempre fatto nelle stime UP.
[4] Dato provvisorio.

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze; stime Unione Petrolifera dal 2001

L'evoluzione della tassazione sui prodotti energetici

Dal primo gennaio 2015 **il livello di tassazione dei carburanti e dei combustibili è risultato invariato grazie alla disattivazione della clausola di salvaguardia** di cui alla Legge 190/2014[1], che è stata prima sospesa dalla Legge n. 187/2015 e successivamente abrogata dalla Legge 28 dicembre 2015, n. 208 (Legge di stabilità per il 2016).

Nel corso dell'anno è stata altresì rinviata l'applicazione della clausola di salvaguardia di cui sempre alla Legge di stabilità per il 2016, legata all'andamento del gettito atteso dalla c.d. "*voluntary disclosure*".

Ad oggi i provvedimenti vigenti che prevedono aumenti nei prossimi anni sono i seguenti:

Provvedimento	Tipologia misura	ATTIVAZIONE	Decorrenza aumento	IMPORTI
Legge n. 208 del 28 dicembre 2015 aumento accise su prodotti di cui alla Direttiva 2008/118/CE	**clausola di salvaguardia**	L'aumento doveva essere attivato mediante Decreto Ministero Economia e Finanze entro il 30 marzo 2016. Ad oggi tale Decreto non è stato emanato e pertanto il previsto eventuale aumento a partire dal 1° maggio 2016 non avrà luogo.	**1° maggio 2016**	La clausola è legata all'andamento del gettito atteso dalla c.d. "*voluntary disclosure*". La norma non reca un'esatta quantificazione delle maggiori entrate imposte max 2 miliardi di euro
Legge n. 147 del 27 dicembre 2013 – Legge di Stabilità 2014 – co. 626: aumento accise carburanti	**copertura**	Da attivare con provvedimento Agenzia delle Dogane entro il 31 dicembre 2016	**dal 1° gennaio 2017 al 31 dicembre 2018**	**220 milioni** di euro per l'anno 2017 e **199 milioni** per l'anno 2018
Legge n. 190 del 23 dicembre 2014 – Legge di Stabilità 2015 – art. 1 co. 718 lett. c): aumento accise carburanti	**clausola di salvaguardia**	Da attivare con provvedimento Agenzia delle Dogane	**1° gennaio 2018**	RIDOTTA DAL DISEGNO DI LEGGE DI STABILITA' 2016 dagli iniziali 700 milioni di euro a 350 milioni (art. 1 co 6)
Legge n. 116 dell'11 agosto 2014 - Disegno di legge Competitività – art. 19 co. 3 lett. b: aumento accise carburanti	**copertura**	Da attivare con provvedimento Agenzia delle Dogane entro il 30 novembre 2018	**dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2021**	**140,7 milioni** di euro nel 2019, **146,4 milioni** nel 2020 e **148,3 milioni** a decorrere dal 2021

Aumenti IVA previsti "Legge Stabilità 2016 art.1 co 6"	2017	2018
Aliquota IVA 10% (attuale)	13%	
Aliquota IVA 22% (attuale)	24%	25%

[1] Vedi nota 1 pag. 70.

Italia I livelli attuali delle accise

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore al 1° maggio 2016

Prodotti	Importo	Unità di misura
a) Benzina Super	728,40000	1000 lt
b) Olio da gas o Gasolio		
usato come carburante	617,40000	1000 lt
usato come combustibile per riscaldamento	403,21000	1000 lt
c) Petrolio lampante o cherosene		
usato come carburante	337,49064	1000 lt
usato per riscaldamento	337,49064	1000 lt
d) Gas di petrolio liquefatto Gpl		
usato come carburante	267,76364	1000 kg
usato come combustibile per riscaldamento	189,94458	1000 kg
e) Gas Metano		
1) per autotrazione	0,00331	m^3
2) per usi industriali	0,01250	m^3
3) per combustibili usi civili(*):		
a) per consumi fino a 120 m^3/anno	0,04400	m^3
b) per consumi da 120 a 480 m^3/anno	0,17500	m^3
c) per consumi da 480 a 1560 m^3/anno	0,17000	m^3
d) per consumi oltre i 1560 m^3/anno	0,18600	m^3
f) Oli combustibili per riscaldamento		
ad alto tenore di zolfo (ATZ)	128,26775	1000 kg
a basso tenore di zolfo (BTZ)	64,24210	1000 kg
g) Oli combustibili per uso industriale		
ad alto tenore di zolfo (ATZ)	63,75351	1000 kg
a basso tenore di zolfo (BTZ)	31,38870	1000 kg
h) Lubrificanti	787,81000	1000 kg
i) Bitumi di petrolio	30,99000	1000 kg

(*) Aliquote di accisa diverse per consumi nei territori ex Cassa del Mezzogiorno ex art. 1 DPR n. 218/78.

Europa Le accise in vigore al 1° maggio 2016

	(Euro/000 litri)				(Euro/000 kg)
	Benzina Eurosuper 95	Gasolio Auto	Gasolio Riscaldamento	Gpl Auto	Olio Combustibile btz
Austria	493,36	409,64	109,18	—	67,70
Belgio	619,10	464,83	18,65	—	16,35
Bulgaria	363,02	330,30	330,30	93,96	—
Cipro	489,70	460,70	135,43	—	17,70
Croazia	516,09	409,13	45,86	7,41	21,39
Danimarca	618,88	423,56	332,42	—	409,04
Estonia	422,77	392,92	110,95	69,92	—
Finlandia	652,78	493,38	214,00	—	—
Francia	647,60	510,60	96,30	77,80	68,80
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	—
Grecia	679,39	338,55	—	—	41,81
Irlanda	607,72	499,00	122,28	—	101,84
ITALIA	**728,40**	**617,40**	**403,21**	**147,27**	**31,39**
Lettonia	444,69	350,49	30,83	119,55	—
Lituania	434,43	330,17	21,14	161,17	15,06
Lussemburgo	462,09	335,00	10,00	54,07	—
Malta	549,38	472,40	232,09	—	—
Olanda	777,90	492,47	492,47	185,25	36,33
Polonia	378,19	330,54	52,56	105,60	14,50
Portogallo	681,10	465,92	346,51	137,82	36,30
Regno Unito	733,56	733,56	141,02	—	—
Repubblica Ceca	475,17	405,23	87,89	79,93	17,47
Romania	453,27	422,47	422,47	68,34	15,83
Slovacchia	570,17	406,05	—	98,28	131,15
Slovenia	563,70	488,66	244,11	114,56	111,30
Spagna	461,92	367,98	87,56	32,41	16,63
Svezia	680,51	601,85	436,75	—	473,96
Ungheria	385,65	354,72	354,72	109,47	18,82

Fonte: Commissione Europea, Direzione Energia

Le novità fiscali nella Legge di stabilità 2016

L'articolo 1, comma 21, della Legge di stabilità per l'anno 2016 ha introdotto importanti **novità relativamente alla determinazione delle rendite catastali delle unità immobiliari urbane a destinazione speciale** e di quelle a destinazione particolare censite in catasto nella categoria dei gruppi D (raffinerie e depositi di stoccaggio) ed E (distributori stradali di carburanti E/3), stabilendo quali siano le componenti immobiliari da prendere in considerazione al fine della determinazione delle rendite catastali.

In proposito, il legislatore ha stabilito che per tali categorie di immobili sono **esclusi dalla stima diretta i macchinari, i congegni e le attrezzature e gli altri impianti funzionali** allo specifico processo produttivo. Infatti, nelle relative istruzioni di cui alla Circolare 2/E dell'Agenzia delle Entrate del 1° febbraio 2016, per le raffinerie viene indicata a titolo esemplificativo, l'esclusione dei forni di preriscaldamento, delle torri di raffinazione atmosferica e sottovuoto, degli impianti destinati ai processi di conversione o di miglioramento delle qualità prodotti, nonché degli impianti per il trattamento dei fumi e delle acque.

Inoltre, le variazioni catastali finalizzate all'applicazione delle disposizioni in esame, devono essere presentate entro il 15 giugno 2016 affinché possano produrre effetto ai fini della riduzione della base imponibile per la determinazione dell'IMU.

Riduzione aliquota IRES

È prevista la riduzione dell'aliquota IRES dal 27,56 per cento al 24 per cento a partire dal 1° gennaio 2017.

Super-ammortamenti per gli investimenti

La Legge di Stabilità per il 2016 ha previsto la possibilità di operare un super-ammortamento operando una rivalutazione del costo pari al 140 per cento per gli investimenti in beni materiali nuovi effettuati dal 15 ottobre 2015 al 31 dicembre 2016.

La disposizione è finalizzata ad incentivare gli investimenti in beni materiali strumentali nuovi attraverso una maggiorazione percentuale del costo fiscalmente riconosciuto dei beni medesimi (140 per cento), in modo da consentire, ai fini della determinazione dell'IRES e dell'IRPEF, l'imputazione al periodo d'imposta di quote di ammortamento e dei canoni di locazione finanziaria più elevati.

Il beneficio interessa tanto i beni strumentali acquistati in proprietà quanto quelli acquisiti in *leasing*.

Sono esclusi dal beneficio, tuttavia, gli investimenti in beni materiali strumentali nuovi per i quali il Decreto Ministeriale 31 dicembre 1988 stabilisce coefficienti di ammortamento inferiori al 6,5 per cento, gli investimenti in fabbricati e costruzioni, nonché gli investimenti in beni di cui all'allegato 3 della Legge di Stabilità 2016.

La Circolare dell'Agenzia delle Dogane sui cali

L'Agenzia delle Dogane, con la Circolare 6/D del 18 giugno 2015, ha fornito importanti indicazioni riguardo al tema dei cali carburanti. In particolare, esse hanno riguardato:

1) le differenze attribuibili a **variazioni termiche** nel caso di trasferimenti di carburanti ad accisa assolta, specificando che le misurazioni dei volumi a temperatura ambiente, presa a parametro nei rapporti negoziali, non rilevano ai fini delle liquidazioni delle accise qualora le differenze siano attribuibili alle variazioni termiche che possono verificarsi fra il momento del carico e quello dello scarico ed alle tolleranze degli strumenti di misura.

   Pertanto, fermo restando quanto disposto dal Decreto Legislativo 504/95[1], le variazioni dei volumi di carburanti assoggettati ad accisa conseguenti al mutare delle temperature durante il trasporto non determinano l'insorgenza di un minore debito tributario e non mutano l'entità dell'accisa già liquidata.

   La tenuta del **registro di carico e scarico degli impianti di distribuzione di carburanti**. In proposito, è stato precisato che in sede di verifica presso i suddetti impianti, l'organo di controllo, ai fini della corretta contabilizzazione dei prodotti, deve necessariamente tenere conto della totalità degli scarichi riportati dalle aziende nel registro, incluse tutte le deficienze registrate, anche se di misura superiore alle tolleranze emesse;

2) la determinazione della **misura della differenza tra giacenze reali e risultanze contabili** nei depositi commerciali di gasolio chiarendo che occorre fare riferimento all'art. 50 comma 2 del Decreto Legislativo 504/95 (tolleranza del 3 per mille delle quantità assunte in carico) e non la previsione del Decreto Ministeriale 55/2000[2] (1 per cento in volume a 15° C calcolato sull'effettivo periodo di giacenza, in ragione di giorno in giorno);

3) la **non operatività della presunzione di acquisto** ai sensi delle disposizioni dell'imposta sul valore aggiunto per le eccedenze dei prodotti energetici rientranti negli stessi limiti quantitativi per i quali non si fa luogo al recupero dell'accisa come stabiliti dal Decreto Legislativo 441/97[3].

---

[1] Testo unico delle accise.

[2] Regolamento sulle norme in materia di cali naturali e tecnici delle merci soggette a vincolo doganale e ad accise.

[3] Regolamento recante norme per il riordino della disciplina delle presunzioni di cessioni e di acquisto.

IL PETROLIO E L'AMBIENTE

L'accordo di Parigi (COP 21) e l'impatto sul settore

L'Accordo raggiunto a Parigi lo scorso dicembre punta all'obiettivo di rafforzare la risposta globale alla minaccia dei cambiamenti climatici, impegnando la Comunità internazionale a mantenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli pre-industriali. Un Accordo definito da più parti *"storico, ambizioso, giusto, sostenibile, dinamico, equilibrato e legalmente vincolante"*.

Oltre a prevedere di mantenere l'aumento della temperatura terrestre «ben» al di sotto dei 2°C, nell'accordo è stato anche sottoscritto **l'impegno a fare i massimi sforzi per contenere tale aumento al massimo entro 1,5°C**.

La strategia di riduzione si basa sui cosiddetti «INDCs - I*ntended Nationally Determined Contributions*», **cioè impegni volontari e specifici che ciascun Paese ha promesso di raggiungere**. Tali impegni saranno soggetti a revisione ogni 5 anni con la prima verifica fissata nel 2023, peraltro **senza la previsione di alcuna sanzione in caso di inottemperanza e ancora in assenza di un sistema rigoroso di monitoraggio e controllo**.

Per entrare in vigore, l'accordo dovrà essere ratificato dal 55 per cento delle Parti che rappresentano almeno il 55 per cento delle emissioni mondiali di CO_2 e sarà aperto per la firma delle Parti dal 21 aprile 2016 al 21 aprile 2017. L'auspicio è quello di r**aggiungere una generica neutralità delle emissioni nella seconda metà del secolo**.

L'Unione europea, nel corso delle trattative di Parigi, ha giocato un ruolo determinante nell'alzare l'asticella, confermando i propri impegni al 2030 per una riduzione del 40 per cento delle emissioni di CO_2 rispetto al 1990 e gli altri target su rinnovabili ed efficienza energetica.

Tuttavia, stando agli studi di numerosi istituti scientifici, anche se tutti i Paesi facessero la loro parte sulla base dei rispettivi impegni volontari, ciò non basterebbe per contenere l'aumento della temperatura entro i 2°C, **affidandosi così, in qualche modo, alla "buona volontà" dei singoli Stati per un'ulteriore diminuzione delle rispettive emissioni**, nonostante la mancanza di sanzioni in caso di non raggiungimento degli obiettivi.

In questo quadro, vale rilevare che la Cina, uno dei maggiori Paesi emettitori con una **quota del 26 per cento**, si è impegnata ad iniziare a ridurre le proprie emissioni solo dopo il 2030, mentre l'India, avendo affermato di non voler rinunciare all'uso del carbone, difficilmente potrà dare un contributo significativo.

Ciò ripropone ancora una volta **l'elevata asimmetria che caratterizza la competizione internazionale**, che finisce per scaricarsi sui Paesi europei chiamati a sostenere gli sforzi maggiori e gran parte dei costi ambientali.

FOCUS

IL NUOVO SCHEMA EMISSION TRADING DOPO IL 2020

Il Consiglio Europeo ha confermato che un sistema di scambio di quote di emissione funzionante sarà il principale strumento europeo per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO_2 al 2030. Il 15 luglio 2015 la Commissione europea ha presentato la proposta di Direttiva di revisione dello schema ETS post 2020, dalla quale emergono molteplici criticità.

Esiste anzitutto un rischio connesso al ***Carbon Leakage*** **diretto** e cioè al costo che le imprese dovranno sostenere per acquistare le quote che non saranno allocate a titolo gratuito. Con la nuova proposta di Direttiva viene ridotto l'ammontare di quote a titolo gratuito rilasciate a partire dal 2021, anno di inizio del nuovo periodo di scambio e successivamente diminuirà del 2,2 per cento ogni anno in applicazione del fattore di riduzione transettoriale. Questo perché gli obbiettivi comunitari al 2030 prevedono una diminuzione del 43 per cento delle emissioni di CO_2 nel 2030 rispetto al 2005.

Al riguardo sono previsti criteri più severi per il riconoscimento dello stato di *Carbon Leakage* e quindi con l'assegnazione di quote gratuite per quei settori a più alto rischio di delocalizzazione della produzione industriale fuori dall'Europa verso Paesi privi di obblighi sulle emissioni di CO_2. Pur in presenza di un riconoscimento di settore Carbon Leakage, con la proposta di Direttiva i *benchmark* diventano più stringenti, attraverso una riduzione fissa dell'1 per cento rispetto al 2007-2008 su base annua fino al 2025. Si ricorda che il *benchmark* è il parametro in base al quale viene stabilito il numero esatto di quote gratuite da rilasciare ad una determinata impresa.

Non meno rilevante è la problematica legata al ***Carbon Leakage*** **indiretto** e cioè al maggior costo che le imprese devono affrontare per acquistare energia elettrica con tariffe maggiorate proprio a causa dell'Emission Trading. Questo fenomeno oltre a contribuire alla perdita di competitività dell'industria europea nei confronti dei Paesi extraeuropei, genera una distorsione della competitività anche tra i Paesi europei.

La normativa comunitaria infatti prevede **la possibilità per gli Stati membri di concedere Aiuti di Stato per compensare i maggiori costi che le proprie imprese sono costrette a subire** a causa degli aumenti dei prezzi dell'energia elettrica dovuti al sistema ETS. Attualmente alcuni Paesi europei concedono tali aiuti (Germania e UK in particolare) ma non l'Italia a causa delle difficolta di Bilancio presenti nel nostro Paese. Questo determina uno svantaggio competitivo delle nostre imprese nei confronti di quelle degli altri Paesi europei, nostri principali competitor.

Ulteriori elementi presenti nella Proposta riguardano l'istituzione di un **Fondo per l'innovazione** a sostegno di investimenti in energie rinnovabili, cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) e sviluppo di tecnologie a bassa emissione di carbonio nei settori ad elevata intensità energetica. Un consistente quantitativo di quote saranno accantonate a partire dal 2021 che, unitamente a quelle non assegnate nel periodo 2013-2020, serviranno a finanziare le attività previste dal Fondo per l'innovazione che sarà avviato a partire dal 2021.

Un ulteriore accantonamento di quote servirà a finanziare il **Fondo per la modernizzazione** il cui obiettivo è quello di aiutare gli Stati membri in ritardo di sviluppo (è esclusa l'Italia) per investimenti in materia di efficienza energetica e di modernizzazione dei sistemi energetici. I Paesi ammessi a fruirne sono: Bulgaria, Croazia, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia e Ungheria.

Europa Compensazione dei costi indiretti derivanti dalle emissioni di CO_2 in alcuni Stati membri

	Percentuale di costo compensato	Totale rimborsato	Anni	Milioni di Euro l'anno
Regno Unito(*)	85%	161	3	53,9
Grecia	85%	128	7	18,3
Germania	85%	756	3	252,0
Spagna	85%	5	3	1,7
Olanda	85%	156	3	52,0
Belgio	85%	304	8	38,0

(*) Tasso di cambio €/sterlina 0,70.

Fonte: Posizione ufficiale del Governo italiano sulla riforma post 2020 dell'Emission Trading System (EU ETS), aprile 2016

FOCUS

Sulla proposta di Direttiva di revisione dell'*Emission Trading* è stata recentemente ufficializzata la posizione del Governo italiano nella quale vengono formulate proposte di modifica del testo della Commissione necessarie a rendere accettabili i punti critici illustrati in precedenza.

Sul ***Carbon Leakage* diretto** l'Italia chiede di rivedere il criterio di revisione delle soglie tra quote da mettere all'asta e quote assegnate gratuitamente per aumentare queste ultime, garantendo che vengano allocate a tutti i settori esposti a rischio *Carbon Leakage* nella IV fase di scambio. Al riguardo richiede inoltre che la revisione dei *benchmark* avvenga **su basi realistiche che riflettano il reale sviluppo tecnologico dei settori e non in base a parametri fissi di riduzione**. Sempre in tema di allocazione chiede l'eliminazione del fattore di riduzione transettoriale, l'assegnazione delle quote in base ai reali dati di produzione delle aziende e criteri meno stringenti per il riconoscimento di settore esposto al Carbon Leakage.

Per quanto riguarda il ***Carbon Leakage* indiretto**, l'Italia chiede di rivedere il sistema di compensazione dei costi indiretti con un **meccanismo armonizzato a livello europeo** che eviti quindi le distorsioni della competitività intra-europea. Chiede infine di rivedere il campo di applicazione della Direttiva per semplificare lo schema *Emission Trading* ed agevolare i piccoli emettitori fissando una quota al di sotto della quale si è esclusi dalla Direttiva (si discute sul valore di 50.000 tonnellate di CO_2 emesse).

La posizione del Governo italiano riflette in massima parte gli orientamenti dell'industria petrolifera su questa normativa, il cui scopo deve essere quello di **conseguire le previste riduzioni** di emissioni di CO_2 al 2030, al minimo costo per la collettività e **senza generare oneri ingiustificati che penalizzerebbero pesantemente la competitività dell'industria europea** nei mercati internazionali.

La proposta di Direttiva sarà discussa nelle istituzioni comunitarie (Consiglio e Parlamento) nei prossimi mesi, prevedendone l'approvazione definitiva nel corso del 2017. Si auspica che in quelle sedi la posizione dell'Italia possa essere condivisa dalla maggior parte degli altri Stati membri.

La revisione dello schema comunitario "*Emission Trading*"

Nel corso del 2015 la Commissione europea ha presentato al Parlamento europeo e al Consiglio la proposta legislativa di **revisione della Direttiva ETS per il periodo 2020 – 2030**, quale contributo principale per realizzare l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40 per cento entro il 2030. L'altro contributo è quello relativo ai settori non-ETS, che si realizzerà attraverso l'attuazione della cosiddetta *Effort Sharing Decision*.

La revisione della Direttiva interesserà aspetti fondamentali del funzionamento del sistema, inclusa la **definizione delle nuove misure per i settori a rischio di *carbon leakage***, cioè la metodologia di allocazione delle quote a titolo gratuito, la compensazioni dei costi indiretti, la destinazione dei proventi delle aste, la clausola di *opt-out*[1] per i piccoli impianti. **Molte di queste disposizioni rappresentano una potenziale criticità** per i diversi settori industriali e in particolare per quello della raffinazione.

Unione Petrolifera, insieme a Confindustria, collabora attivamente con il Governo Italiano affinché si giunga ad una **revisione sostanziale** di tutte quelle misure, presenti nella proposta, in grado di compromettere ulteriormente la competitività dell'industria italiana **senza reali benefici ambientali**. Gli **oneri a carico dell'industria della raffinazione potrebbero essere particolarmente elevati** ed i nuovi cri-

[1] Per "*opt-out*" si intende la possibilità per coloro che emettono meno di 25.000 tonnellate di CO_2 di uscire dallo schema ETS.

teri anziché proteggere il settore dal *carbon leakage*, potrebbero invece escluderla da tale protezione. In questo caso, le conseguenze sulla competitività delle raffinerie italiane sarebbero pesantissime, aggravando il rischio di una totale scomparsa.

Biocarburanti: evoluzione quadro normativo

Nel corso del 2015 sono state adottate due Direttive in attuazione e revisione delle Direttive 2009/28/CE **sulle rinnovabili** e 2009/30/CE sulla **qualità dei fuels**.

La prima è la Direttiva 2015/652/UE che fissa i **metodi di calcolo e gli obblighi di comunicazione** relativi alla qualità della benzina e del combustibile diesel, introducendo fattori di *default* sulle emissioni di gas ad effetto serra (GHG[1]) per tali prodotti, in linea con gli orientamenti dell'industria petrolifera come da tabella seguente:

Fonte di materie prime e processo	Combustibile immesso sul mercato	Intensità emissioni di gas serra (gCO_{2eq} / MJ)
Greggio, Liquido da carbone, GTL, Bitume naturale, Scisti bituminosi	Benzina	93,3
Greggio, Liquido da carbone, GTL, Bitume naturale, Scisti bituminosi	Diesel o Gasolio	95,1
Gas naturale, miscela dell'UE	Gas naturale compresso per motore ad accensione comandata	69,3
GPL	Gas di petrolio liquefatto per motore ad accensione comandata	73,6

L'altra Direttiva è la 1513/2015/UE, cosiddetta ILUC[2], che modifica sia la Direttiva 2009/30/CE che la Direttiva 2009/28/CE.

In sintesi, **le principali disposizioni della Direttiva riguardano**:

- **la limitazione dell'uso dei biocarburanti** convenzionali (7 per cento max in energia);
- **l'innalzamento della soglia di performance** attesa per nuove installazioni di produzione di biocarburanti riguardo le emissioni (60 per cento minimo dalla data di entrata in vigore);
- **l'incentivazione dell'uso di biocarburanti** avanzati (0,5 per cento minimo in energia);
- **l'obbligo** per gli Stati membri ed i fornitori di carburanti a **rendere noti i dati sulle emissioni da biocarburanti** causate dal cambiamento dell'uso del suolo (ILUC);
- **l'assenza di obbligo di miscelazione di etanolo nella benzina**;
- la possibilità per gli Stati membri di **ridurre il limite del 7 per cento** dei bio di prima generazione;
- i **bio di seconda generazione** sono solo quelli derivanti dalla parte A dell'annex IX;
- i bio derivanti dalla parte B dell'annex IX non sono *advanced* ma solo ***double counting***;

[1] GHG – Green House Gases.

[2] ILUC - Indirect Land-Use Change. E' l'impatto del cambiamento indiretto del carico del suolo sulle emissioni di gas effetto serra dei biocarburanti.

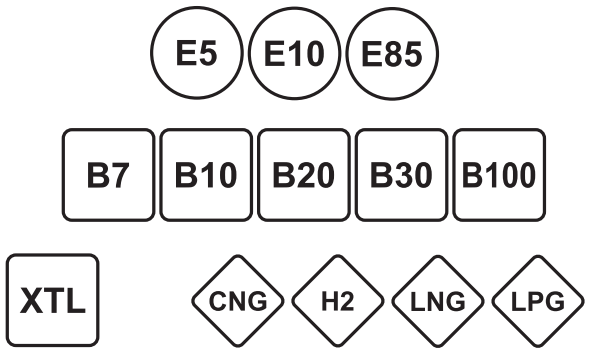
– la Direttiva dovrà essere recepita nell'ordinamento nazionale **entro il 10 settembre 2017**.

Per quanto riguarda i **biocarburanti avanzati** si ricorda che **in Italia è stato introdotto un obbligo minimo in energia pari all'1,2 per cento** a partire **dal 2018**, che nel 2020 e 2022 salirà rispettivamente a 1,6 per cento e 2,0 per cento. L'Italia si è quindi dotata di **una normativa estremamente severa ed unica tra i Paesi dell'Unione Europea**. Unione Petrolifera ha forti dubbi sulla possibilità di disporre di quantitativi sufficienti di biocarburanti avanzati al 2018. A tal proposito ha commissionato uno studio specifico su questi prodotti mirato a verificarne l'effettiva disponibilità e, nel caso non ci fosse, a richiedere l'eliminazione dell'obbligo o la sua riduzione a valori accettabili.

Etichettatura carburanti nei punti vendita

È in avanzata fase di definizione un **progetto di norma sulla etichettatura di tutti i *fuels*** che sono e che saranno distribuiti sulla rete ordinaria e autostradale. La norma ha lo scopo di identificare la **compatibilità tra *fuels* e veicoli in conformità con le disposizioni della Direttiva DAFI 2014/94/UE**[1]. La compatibilità si concretizza attraverso la **corrispondenza di un «*identifier*»** presente su pompa e pistola erogatrice con quello presente su veicolo e manuale di uso e manutenzione. Nella figura seguente sono riportati gli "*identifier*" per benzina, diesel, GPL e gas naturale. La norma entrerà in vigore non appena pubblicata dal CEN[2] e sarà **immediatamente cogente per i nuovi veicoli immessi in consumo**, mentre la rete distributiva carburanti avrà due anni di tempo per adeguarsi.

Italia - Etichette identificatrici i Fuel secondo la Norma prEN16942



Fonte: CEN

La qualità dell'aria nelle politiche europee (EU Air Quality Package)

Nel corso del 2015 sono proseguite in sede europea le attività per la stesura di alcune Direttive[3] relative al pacchetto di politiche in materia di miglioramento della qualità dell'aria, che aggiornano la legislazione esistente con l'obiettivo di ridurre ulteriormente le emissioni provenienti dall'industria, dal traffico, dagli impianti energetici e dall'agricoltura, nonché i rischi potenziali per la salute umana e l'ambiente.

Di particolare interesse per il settore petrolifero sono la proposta per la limitazione delle emissioni da impianti di combustione di media dimensione (Direttiva MCPD[4])

[1] Direttiva DAFI sulla realizzazione di infrastrutture per i combustibili alternativi.

[2] CEN – Comitato Europeo di Normazione.

[3] Proposte nel dicembre 2013 dalla Commissione europea.

[4] MCPD – Medium Combustion Plants Directive. La Direttiva è in corso di recepimento nella Legge di delega all'esame del Parlamento

FOCUS

IL "DIESELGATE" - MANOMISSIONE SISTEMI ANTINQUINANTI AUTO GRUPPO VOLKSWAGEN

Il comunicato stampa dell'EPA (Environmental Protection Agency) del 18 settembre 2015 rendeva nota la violazione da parte del gruppo Volkswagen del "Clean air act". Tale notifica riguardava alcuni motori Diesel 4 cilindri della casa tedesca (500.000 veicoli negli Stati Uniti) i quali, durante test indipendenti condotti dalla West Virginia University in collaborazione con la stessa EPA, presentavano un livello di emissioni di NOx che superava fino a 40 volte lo standard normativo.

Con il termine NOx vengono indicati genericamente l'insieme dei due più importanti ossidi di azoto a livello di inquinamento atmosferico ossia il monossido di azoto, NO, e il biossido di azoto, NO_2. Per limitare la concentrazione di tali sostanze da molti anni la maggior parte degli Stati si sono impegnati a legiferare per fissare dei tetti oltre i quali non si può eccedere: ciò vale soprattutto nell'ambito automotive.

Ogni veicolo immatricolato negli Stati Uniti nel periodo di riferimento del comunicato dell'EPA (2009-2015) doveva rientrare nello standard di emissioni "US EPA Tier 2 / Bin 5" oppure nel "California LEV-II ULEV"; per entrambi i limiti di NOx si attestavano intorno ai 0,043 g/km (0,07 g/miglia). Tali valori devono essere misurati durante un ciclo di prova che simuli il più possibile le condizioni reali: negli Stati Uniti è vigente il FTP .

Il software di alcune centraline montate su auto Volkswagen era in grado di riconoscere le condizioni di funzionamento del ciclo (simili a quelle ideali) e predisponeva tutti i dispositivi di abbattimento degli inquinanti così da risultare conformi agli standard richiesti: i test svolti su strada hanno rilevato valori di NOx vicini a 1,5 g/km contro ~ 0,022 g/km ottenuti sul ciclo di prova, (emissioni di 70 volte più alte di quelle dichiarate) assicurando in tal modo il mantenimento di prestazioni motoristiche particolarmente elevate. Ciò ha portato il Governo ad intraprendere azioni legali contro la VW avendo accertato che dietro il software "difettoso" ci fosse la cattiva fede da parte del gruppo, che era perfettamente a conoscenza del sistema.

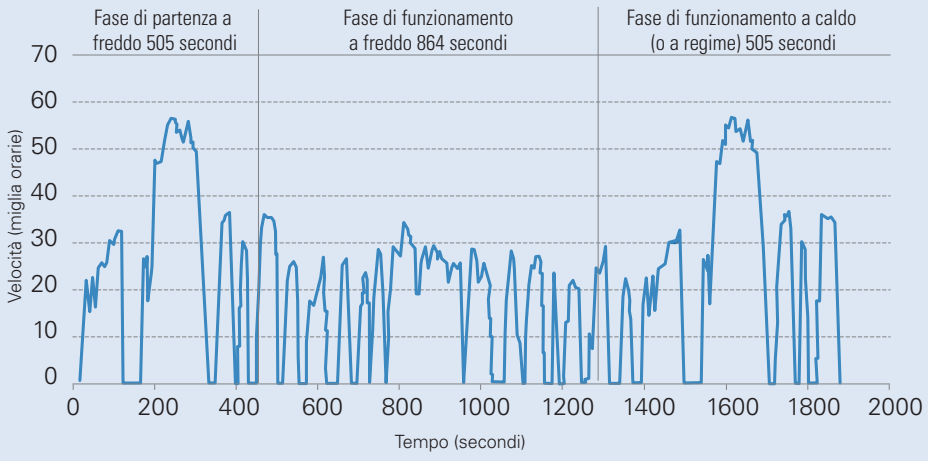
Conseguenze immediate sono state le dimissioni del CEO Martin Winterkorn seguite da altri provvedimenti di carattere pecuniario tra cui quello dell'EPA che ha chiesto 37.500 dollari per ogni veicolo risultato non conforme alle norme per un totale 18 miliardi di dollari. A questi vanno ad aggiungersi i costi per la correzione del software stimabili in 7,3 miliardi e i 1000 dollari che sono stati promessi ai proprietari delle auto coinvolte.

In Europa la situazione non è stata molto diversa da quella oltreoceano: la normativa vigente (Regolamento (CE) n. 715/2007), di cui fanno parte gli standard EURO 5 ed EURO 6, sancisce i limiti sulle principali emissioni inquinanti - monossido di carbonio (CO), idrocarburi non metanici e idrocarburi totali, ossidi di azoto (NOx) e particolato (PM) - facendo discorsi separati per i motori Diesel e per quelli ad Accensione Comandata i quali possono essere alimentati a Benzina, GPL, Metano, ecc.

Per quanto riguarda la prima categoria lo standard EURO 5 vede

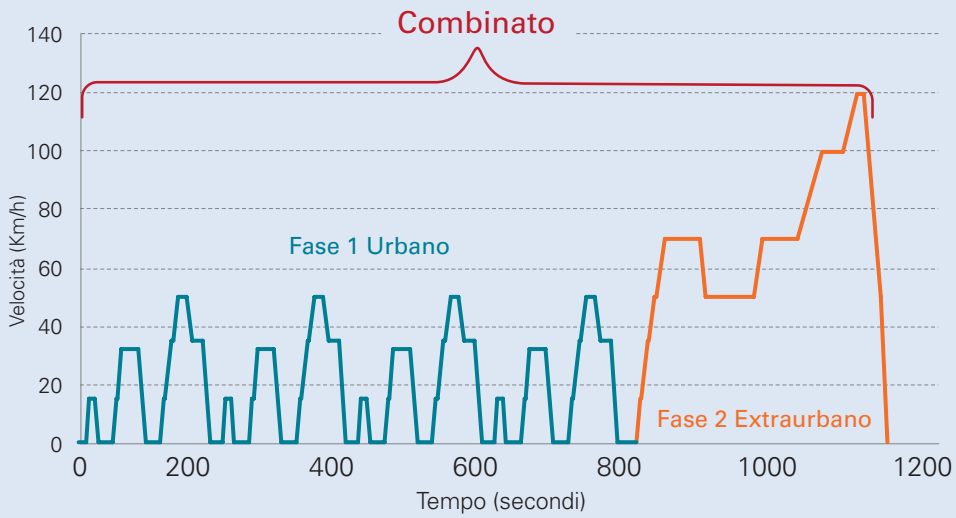
Stati Uniti - Ciclo FTP (Federal Test Procedure) dell'EPA

(Durata =1874 secondi, distanza =11,04 miglia, velocità media =21,19 miglia orarie)



FOCUS

Europa - Ciclo NEDC (New European Driving Cycle)



in particolare il limite sugli NOx attestarsi intorno 0,18 g/km (ossia una riduzione del 20 per cento rispetto al precedente EURO 4) mentre quello della più recente EURO 6, applicata a partire dal 1° settembre 2014 per quanto riguarda il rilascio dell'omologazione e dal 1° settembre 2015 per l'immatricolazione e la vendita dei nuovi tipi di veicoli, il limite di 0,08 g/km che si traduce in una riduzione supplementare di più del 50 per cento rispetto allo standard Euro 5.

Il 7 aprile 2016 una commissione tecnica indipendente, istituita dal Ministro dell'Ambiente francese Ségolène Royal, ha presentato un dossier in cui sono state esaminate 52 auto tra cui anche alcune non del gruppo VW (Renault, Peugeot, FCA, Kia, Citroen, Nissan, Mercedes, Toyota, BMW, Ford e Opel). Questo studio oltre a cercare di fare chiarezza sulla questione degli NOx gettava l'occhio anche sulla questione della CO_2, molto sentita soprattutto per l'effetto serra.

Le auto del test sono state sottoposte a tre cicli di prova: "D1" (classico ciclo NEDC , che è ad oggi ancora l'unico ufficiale a livello normativo europeo per i test di omologazione delle vetture), "D2" (ciclo NEDC "modificato" i cui risultati non dovrebbero essere "alterati" da eventuali "defeat device" come quello di Vokswagen da cui è scaturito il dieselgate) e "D3"(ciclo RDE (Real Driving Emission) per misurare, con un'apparecchiatura di misura installata sulle vetture (PEMS – Portable Emissions Mesurement System), le reali emissioni su strada.

Nel ciclo "D1" dodici veicoli (principalmente Euro 6) hanno superato di oltre il 10 per cento gli standard consentiti. Per il "D2" entrambi i modelli del gruppo Volkswagen hanno presentato emissioni di gran lunga superiori allo standard: questi veicoli hanno rilevato il cambiamento di ciclo e disattivato il loro sistema di controllo dell'inquinamento sulla seconda parte della prova.

La risoluzione di tutto ciò avrà una serie di effetti collaterali che non può essere sottovalutata. Tutte le vetture coinvolte vedranno la modifica del software della centralina affinché i sistemi di abbattimento lavorino correttamente durante tutto il ciclo di vita dell'automobile evitando così il cycle beating.

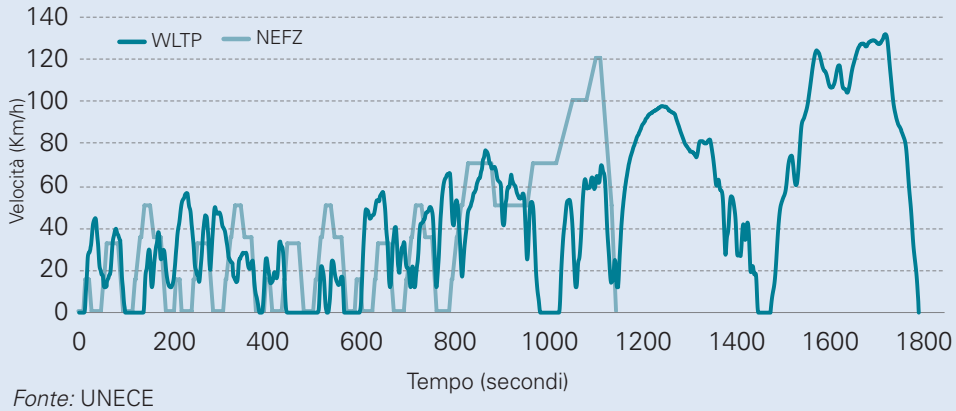
La centralina controlla tutti i parametri motoristici al fine di ottenere le massime prestazioni: l'aggiornamento ne provocherà una sensibile riduzione (anche se la casa continua ad affermare il contrario). Per tale motivo molti clienti, i quali acquistano le auto del gruppo soprattutto per il rendimento su strada, potrebbero scoprirsi non molto sensibili alle questioni ambientali e non portare l'auto in officina a seguito del richiamo della casa.

Anche l'aspetto normativo si è mosso: la Commissione Europea ha stabilito infatti che dal gennaio 2016 le emissioni dei motori Diesel e non solo, dovranno essere verificate attraverso il test RDE (Real Driving Emission), una misurazione che si affiancherà all'attuale NEDC. Si tratta in sostanza dell'obbligo, da parte degli organismi di certificazione, di verificare se davvero il livello di emissioni inquinanti emesse da una vettura nella guida reale corrisponda a quanto accertato in fase di omologazione nella prova di laboratorio e rispetti il limite di NOx stabilito dalle normative europee.

Essendo richiesti comunque degli standard che siano uguali per tutti, si sta ancora lavorando alle condizioni di guida che devono

FOCUS

Mondo - Profilo del futuro Ciclo WLTP



Fonte: UNECE

essere soddisfatte dal nuovo ciclo affinché siano per quanto più possibile ripetibili.

Il sistema di misurazione è il PEMS: questo viene montato direttamente sul veicolo e misura in modo istantaneo i valori di emissione di tutti gli inquinanti che interessano la prova (espressi in grammi/secondo o alternativamente in g/km). Si prevede, almeno nella fase iniziale, di adottare questa nuova procedura solo col fine di controllare i valori delle emissioni e nel 2017 di renderlo obbligatorio per l'immatricolazione.

In prospettiva futura l'uso di sistemi PEMS sarà regolato dal ciclo WLTP (Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedures) o WLCT (World-wide harmonized Light duty Test Cycle) in fase di sviluppo dall'UNECE (United Nations Economic Commission for Europe) con l'obiettivo di stabilire delle norme uguali in tutto il mondo.

Questi avvenimenti hanno costretto l'Europa a rivedere la normativa introducendo delle flessibilità, anche per tener conto delle condizioni di variabilità delle prove, che comunque rendono meno stringenti le norme Euro 6.

In sostanza dal 1° settembre 2017 i nuovi prototipi auto potranno superare del 110 per cento il tetto massimo degli 0,08 g/km di NOx. Dal 1° Settembre 2019 questa soglia entrerà in vigore per tutti i modelli auto. Dal 1° Gennaio 2020 saranno consentite emissioni in più del 50 per cento per i nuovi prototipi e dal 1° gennaio 2021 per tutti i modelli.

e la proposta di revisione della attuale Direttiva 2003/35/EC sui tetti di emissione nazionali (Direttiva NEC[1]).

La **Direttiva MCPD (2015/2193/UE), pubblicata** il 28 novembre 2015, è entrata in vigore 18 dicembre 2015 e stabilisce le norme per il controllo e riduzione delle emissioni di anidride solforosa (SO_2), ossidi di azoto (NO_x) e particolato, e regole per il monitoraggio delle emissioni di monossido di carbonio (CO).

Tale **Direttiva si applica agli impianti di combustione aventi potenza termica ricompresa tra 1 e 50 MW, indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato**; i limiti fissati per gli impianti esistenti di dimensione 5-50 MW si applicano en-

[1] NEC – National Emissions Ceilings.

tro il 2025 e dal 2030 per quelli da 1-5 MW. Per i nuovi impianti, i limiti si applicano a partire dal 19 dicembre 2017, con possibilità di deroga temporale solo per alcune specifiche tipologie.

Sono escluse dal campo di applicazione della MCPD alcune peculiari fattispecie di medi impianti di combustione e tra questi gli impianti alimentati con combustibili di raffineria, da soli o con altri combustibili, per la produzione di energia nelle raffinerie in quanto già soggetti ai livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT) di cui alla Direttiva 2010/75/UE (IED).

Quanto alla **revisione della Direttiva NEC**, in ottobre il Parlamento europeo ha votato le proposte di emendamenti e nel successivo mese di dicembre il Consiglio ha concordato la propria proposta di un "***approccio generale***" (*General approach*) che servirà come base per le negoziazioni, con il Parlamento europeo e la Commissione (cosiddetto *Trialogue*), che dovrebbero partire nel primo semestre 2016.La proposta originaria della Commissione riporta nuovi impegni nazionali di riduzione delle emissioni, applicabili a partire dal 2020 e dal 2030, per i sei principali inquinanti atmosferici: SO_2, NO_x, composti organici volatili, ammoniaca, particolato (polvere fine) e metano.

L'orientamento generale del Consiglio europeo risulta più realistico e flessibile rispetto alla posizione notevolmente più restrittiva del Parlamento europeo su importanti aspetti quali:

- i **limiti di emissione al 2030, l'applicazione di obiettivi intermedi al 2025 (indicativi e non vincolanti)**;
- **i meccanismi di flessibilità**, in caso di eventi futuri incerti, come la situazione economica o circostanze eccezionali;
- **la previsione di aggiustamenti legislativi ex post dei tetti di emissione (clausola di revisione)**, qualora gli Stati membri non siano in grado di raggiungere i loro impegni di riduzione delle emissioni;
- **l'esclusione del metano** dal campo di applicazione della direttiva in considerazione delle possibili sovrapposizioni con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

In vista del prossimo negoziato, Unione Petrolifera, in accordo con il resto del sistema industriale italiano, ha rimarcato il proprio forte impegno per la riduzione dei propri impatti sulla qualità dell'aria, con importanti investimenti in tecnologie innovative per l'abbattimento delle emissioni in atmosfera, ribadendo la volontà di proseguire in tale direzione attraverso l'applicazione delle migliori tecniche disponibili (BAT) ai sensi della Direttiva sulle emissioni industriali (IED).

Attuazione della Direttiva 2010/75/UE (IPPC[1]) sulle emissioni industriali

Nel corso del 2015 le raffinerie italiane hanno presentato le istanze ed ottenuto i decreti di rinnovo delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) per l'esercizio dei

[1] IPPC – Integrated Pollution Prevention and Control.

Grandi Impianti di Combustione (GIC), sulla base di nuovi e più rigorosi Valori Limite di Emissione (VLE)[1].

Tutte le raffinerie si sono conformate ai nuovi VLE e ottenuto, nell'ambito delle autorizzazioni, alcune deroghe previste dalla Direttiva 2010/75/UE e recepite dal Decreto Legislativo n. 152/06[2].

Sempre nel corso del 2015 il Ministero Ambiente ha altresì elaborato le istruzioni per l'avvio del più ampio riesame delle AIA dell'intero stabilimento di raffineria, sulla base delle Conclusioni BAT, pubblicate con decisione della Commissione Europea il 28 ottobre 2014, che includono il cosiddetto approccio "Bolla" e i cui limiti di emissione (VLE) devono essere rispettati entro ottobre 2018[3]. Al riguardo, il Ministero ha emanato:

- nel dicembre 2015, una Direttiva Ministeriale per disciplinare gli aspetti più significativi della conduzione dei procedimenti sulla base dell'esperienza maturata nell'ultimo decennio;
- nel marzo 2016 la modulistica che i gestori di raffineria devono compilare ed inserire nella presentazione della Domanda AIA.

A seguito del completamento delle suddette istruzioni il Ministero ha formalmente comunicato e disposto alle raffinerie, nell'aprile 2016, l'avvio delle istanze di rinnovo AIA, prescrivendo un termine di presentazione di 60 giorni.

Essendo tale termine incongruo, in considerazione della complessità della documentazione e dati da presentare e per la necessità di elaborare una efficace proposta impiantistica, Unione Petrolifera ed Aziende hanno proposto al Ministero un'estensione della prescritta scadenza.

Va sottolineato che il procedimento autorizzativo, pur prevedendo l'approccio "Bolla di raffineria", ne limita la flessibilità applicativa, visti i più rigidi limiti emissivi imposti ai GIC, ancorché rientranti nella "bolla" complessiva dello stabilimento.

Si rimarca e si auspica inoltre l'importanza che i nuovi valori limiti di emissione VLE coincidano con i valori meno rigorosi dei corrispondenti BAT-AELs[4] ricavabili dai documenti delle Conclusioni BAT, che garantiscono totalmente gli obiettivi ambientali della Direttiva. Tali limiti risultano infatti sostenibili, anche se, in ogni caso, richiedono investimenti decisamente significativi.

Limiti più rigorosi comporterebbero costi sproporzionati per gli operatori e la possibile chiusura di impianti. Unione Petrolifera, in considerazione dei tempi ormai ridottissimi (ottobre 2018) previsti per la conformità ai nuovi VLE, non esclude la necessità di richiedere, in alcuni casi, una dilazione dei tempi e/o altre deroghe previste dal Decreto Legislativo n. 152/06.

---

[1] Le nuove procedure sono previste dalla Direttiva 2010/75/UE, recepita in Italia con il Decreto Legislativo 46/2014, cogenti dal 1° gennaio 2016 e comunque sino all'emanazione del più ampio provvedimento di riesame AIA dell'intero stabilimento e non oltre il 31 dicembre 2016.

[2] Punti 3.3 e 3.4 dell'Allegato II, Parte V.

[3] Le "conclusioni BAT" specificano per ogni settore le migliori tecniche disponibili ed i livelli di prestazione.

[4] Le BAT-AELs specificano per ogni settore i valori limite corrispondenti alle migliori tecniche disponibili.

Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)

Nel 2015 è proseguita a livello internazionale, in ambito ISO TC 207, l'attività di elaborazione degli standard correlati alla mitigazione dell'effetto serra e all'allineamento dei vari sistemi di gestione ambientale prodotti e qualità[1].

Si segnala, in particolare, la pubblicazione nel settembre 2015 della nuova versione della EN ISO 14001:2015 che specifica i requisiti di un sistema di gestione ambientale che una organizzazione può utilizzare per sviluppare le proprie prestazioni ambientali.

La norma risponde alle tendenze dello sviluppo sostenibile come equilibrio tra ambiente, società ed economia, rappresentando un aiuto per il raggiungimento degli esiti attesi dal proprio sistema di gestione ambientale. La norma richiede che l'organizzazione:

- determini il campo di applicazione del proprio sistema di gestione considerando i fattori interni ed esterni (ambientali, sociali ed economici) del contesto in cui opera;
- affronti i rischi ed opportunità correlati ai suoi aspetti ambientali, agli obblighi di conformità e altri fattori identificati nel contesto. Ciò consente di indirizzare in modo efficace i propri rischi ed opportunità integrando la gestione ambientale nei processi di business, strategici e nelle attività decisionali raggiungendo benefici finanziari, operativi e di posizione di mercato;
- determini gli aspetti ambientali delle sue attività, prodotti e servizi che può controllare e quelli sui quali può esercitare una influenza, e i loro impatti ambientali associati considerando una prospettiva di ciclo di vita.

Per l'entrata in vigore della norma è fissato un periodo transitorio di 3 anni dalla sua pubblicazione.

Le altre norme ISO più significative e di particolare interesse per il settore petrolifero riguardano:

- ISO 14067, pubblicata nel 2013, "*Carbon Footprint of Products*" per la quantificazione e comunicazione dei gas effetto serra emessi nel ciclo di vita dei prodotti;
- revisione della ISO 14064 -1 "*Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals*" che dovrà includere anche la quantificazione delle emissioni indirette collegate all'intero ciclo di vita dei prodotti e servizi.

Unione Petrolifera partecipa attivamente ai lavori ISO ed UNI relativi alla elaborazione delle norme di interesse del settore.

La Legge sugli ecoreati

Nel maggio scorso è stata pubblicata la Legge n. 68/2015[2] che ha inserito i delitti contro l'ambiente nel Codice Penale, giunta al termine di un acceso dibattito par-

[1] Tutte le norme relative ai sistemi di gestione devono essere elaborate sulla base di una identica struttura, denominata "High Level Structure", per facilitarne un approccio applicativo il più possibile integrato.

2 Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 122 del 28 maggio 2015 "*Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente*".

lamentare nel corso del quale il settore industriale ha richiesto più volte e con forza di ricondurre il provvedimento a condizioni di equità e realismo.

La nuova Legge è stata valutata dagli stessi promotori come una norma ulteriormente migliorabile, dopo una prima fase di applicazione.

Il settore industriale ha da sempre condiviso le linee di fondo del provvedimento che punta a rafforzare la tutela penale dell'ambiente nel caso di reati posti in essere da organizzazioni criminali, ma nell'attuale formulazione non distingue adeguatamente tra condotte dolose e colpose e non si coordina con la disciplina specifica dei siti contaminati (Decreto Legislativo 152/06 Parte IV Titolo V). L'incertezza definitoria e la mancata previsione della non punibilità per chi si attiva con la bonifica, potrebbe comportare l'avvio di un procedimento d'indagine per ogni notifica di potenziale contaminazione.

Nonostante il provvedimento sia in vigore, si ritiene necessario intervenire al più presto per prevedere meccanismi premiali o una sospensione del procedimento penale qualora il soggetto si attivi per il risanamento ambientale (a seconda dei casi, messa in sicurezza, bonifica o riparazione), rimuovendo la contaminazione prima che questa possa determinare conseguenze ulteriori.

Gli ultimi sviluppi su rifiuti e bonifiche

Diversi interventi normativi hanno riguardato nel 2015 la disciplina dei rifiuti e delle bonifiche, sia a livello nazionale che comunitario[1].

[1] Vedi Focus "Novità in materia di rifiuti e bonifiche".

FOCUS

EVENTI UNIONE PETROLIFERA SU SALUTE SICUREZZA E AMBIENTE

Eventi pubblici	Data e luogo	Argomento
Giornata di approfondimento con Ministero Ambiente	Ministero Ambiente Roma, 21 luglio 2015	Decreto Bonifiche rete carburanti
Convegno con Federchimica e Provincia di Ferrara	Fiera Remtech 2015 Ferrara, 23 settembre 2015	Convegno nazionale Direttiva IED e semplificazioni rete carburanti
Convegno con ANIMA/Acism	Fiera Oil & non OIL Roma, 30 ottobre 2015	La sicurezza fisica nella rete carburanti

Iniziative dedicate alle Aziende associate	Data e luogo	Argomento
Giornata di approfondimento con INAIL	UP, 7 maggio 2015	Manuale rischio occupazionale siti in bonifica
Giornata di approfondimento con Studio Butti & Partners	UP, 10 novembre 2015	Ecoreati e bonifiche
Workshop con Exxonmobil	UP, 18 febbraio 2016	Il peso del Comportamento Umano nei processi di Safety

Dal 1° giugno 2015 è stata data piena attuazione ai provvedimenti europei[1] che allineano anche la **classificazione dei rifiuti** ai nuovi criteri CLP[2] per le sostanze e le miscele. In assenza di un provvedimento di codifica delle modifiche nel Codice Ambientale, il pieno richiamo al Regolamento e alla Decisione UE è stato più volte ribadito dal Ministero Ambiente, sia nella nota di chiarimento sulla classificazione dei rifiuti del settembre scorso[3] che nelle istruzioni aggiuntive alla compilazione del

[1] Regolamento UE 1357/2014 (criteri per l'attribuzione delle caratteristiche di pericolo HP dei rifiuti) e dalla Decisione UE 955/2014 (nuovo elenco europeo dei rifiuti).

[2] Nota Ministero dell'Ambiente prot. 11845/RIN del 28 settembre 2015.

[3] CLP - Classification, labelling and packaging. Regolamento (CE) N. 1272/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2008 relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele che modifica e abroga le Direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e che reca modifica al Regolamento (CE) n. 1907/2006".

FOCUS

NOVITÀ IN MATERIA DI RIFIUTI E BONIFICHE

Enti locali *Legge 6 agosto 2015, n. 125 di conversione del Decreto Legge 19 giugno 2015, n. 78* *"Disposizioni urgenti in materia di enti territoriali"*	*Classificazione dei rifiuti HP* Art. 7 co. 9-ter Nuovo criterio di attribuzione della caratteristica di pericolo HP 14 - ecotossico previsto dall'Accordo ADR per la classe 9 – M6 e M7 *Definizione produttore del rifiuto* Art. 11 co. 16-bis Conferma modifica della definizioni di "produttore del rifiuto" di cui all'art. 183 c.1 del Decreto Legislativo 152/06
Milleproroghe *Legge 25 febbraio 2016, n. 21 di conversione del Decreto Legge 30 dicembre 2015, n. 210* *"Proroga di termini previsti da disposizioni legislative"*	*SISTRI* Art. 8 - Rinvio di un anno delle sanzioni relative al corretto utilizzo del SISTRI dal 31 dicembre 2015 al 31 dicembre 2016 - Riduzione del 50 per cento delle sanzioni SISTRI per mancata iscrizione e mancato pagamento del contributo - Differimento di un anno dei termini del contratto con l'attuale concessionario e anticipazione all'attuale concessionaria del SISTRI a titolo di indennizzo dei costi di produzione
Collegato ambientale Legge 28 dicembre 2015, n. 221 *"Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse natura"*	*Valutazione impatto sanitario* Art. 9 Svolgimento, nell'ambito della VIA, di una valutazione di impatto sanitario (VIS), per i progetti riguardanti: le raffinerie di petrolio greggi *Procedura per bonifica e danno* Art. 31 Nuova procedura per proposta transattiva da parte del soggetto privato per il risarcimento del danno ambientale ed il ripristino dei SIN *Divieto di smaltimento* Art. 46 Abroga la disposizione che prevede il divieto di smaltimento in discarica dei rifiuti con PCI (Potere calorifico inferiore) superiore a 13.000 kJ/Kg *Dragaggio sedimenti* Art. 78 Modifica l'articolo 5-bis della Legge 84/1994 in materia di dragaggio di aree portuali e marino-costiere poste in siti di bonifica di interesse nazionale

"Modello unico di dichiarazione ambientale per l'anno 2016".

Nuovo rinvio (dal 31 dicembre 2015 al 31 dicembre 2016[1]) per le sanzioni relative al corretto utilizzo del **SISTRI**, in attesa della pubblicazione del Decreto che semplifica l'attuale sistema di tracciabilità introducendo quanto richiesto dal sistema industriale: interoperabilità, registrazioni *off line*, eliminazione dei dispositivi USB e delle *black box*. Nel frattempo continuano ad applicarsi gli adempimenti e gli obblighi gestionali tradizionali (registri e formulari), nonché le relative sanzioni.

Nel luglio scorso è stata modificata la definizione di «***produttore di rifiuti***»[2], che è ora il soggetto la cui attività produce rifiuti e il soggetto al quale è giuridicamente riferibile detta produzione. Si teme che tale sdoppiamento possa creare problemi applicativi, duplicando gli oneri dei produttori iniziali sia per quanto riguarda gli adempimenti amministrativi (registri di carico e scarico, formulari, ecc), sia per quanto riguarda la responsabilità per il corretto avvio a smaltimento o recupero del rifiuto. Sul punto non si è ancora consolidato un indirizzo giurisprudenziale.

A **livello europeo**, lo scorso 2 dicembre la Commissione europea ha pubblicato l'atteso pacchetto di proposte in materia di **economia circolare**, costituita da una comunicazione "*Closing the loop: an EU action plan for the circular economy*", i cui contenuti dovrebbero trovare attuazione attraverso proposte legislative per la revisione delle seguenti Direttive: rifiuti, imballaggi e rifiuti di imballaggio; rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE) e discariche.

Il settore industriale ritiene che le proposte di modifica delle Direttive in oggetto rappresentino, complessivamente, un tentativo di qualificare ulteriormente l'attuale quadro di riferimento normativo. In particolare è stato apprezzato l'allineamento delle definizioni tra le varie Direttive e dei metodi per il calcolo degli obiettivi di riutilizzo e riciclaggio dei rifiuti; la limitazione graduale del conferimento in discarica dei rifiuti urbani; la valorizzazione dei sottoprodotti e la promozione della conversione dei rifiuti in risorse (i.e. *end of waste*). Sarà ora seguita con interesse la negoziazione europea, in Parlamento e in Consiglio, per la finalizzazione delle suddette proposte.

Con riferimento alla **contaminazione dei siti**, le raffinere hanno presentato la **relazione di riferimento**[3], in quanto impianti soggetti ad AIA statale, entro il 7 gennaio 2016. E' in corso un confronto tra Ministero Ambiente e Confindustria per individuare criteri per la determinazione delle garanzie finanziarie, da versare con la relazione di riferimento, che tengano conto del rischio di potenziale contaminazione futura (ad es. le aree dei centri di pericolo).

---

[1] Decreto Legge 30 dicembre 2015, n. 210 "Proroga di termini previsti da disposizioni legislative".

[2] La disposizione era prevista dal Decreto Legge 4 luglio 2015, n. 92 Misure urgenti in materia di rifiuti e di autorizzazione integrata ambientale, nonché per l'esercizio dell'attività d'impresa di stabilimenti industriali di interesse strategico nazionale, non convertito in legge, successivamente confluito nella Legge n. 125/2016.

[3] Fotografia della contaminazione delle acque e dei suoli delle sostanze pericolose pertinenti all'attività dell'installazione.

SALUTE E SICUREZZA

Il recepimento della Direttiva 2012/18/UE (Seveso III)

La Direttiva 2012/18/UE, relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, ha sostituito integralmente, a partire dal 1° giugno 2015, la previgente normativa[1].

Ad eccezione di alcuni aspetti relativi agli oli combustibili densi e ai combustibili alternativi utilizzati per gli stessi scopi, recepiti con il Decreto Legislativo 48/2014, tutte le altre previsioni sono state recepite dal Decreto Legislativo 2015/105[2], entrato in vigore il 29 luglio 2015[3].

Tale Decreto, assimilabile ad una sorta di "Testo unico", includendo come allegati l'aggiornamento e completamento di numerose norme tecniche attuative collegate, conferma sostanzialmente l'impianto del precedente, anche se le novità introdotte sono molteplici, tra cui le più significative sono:

- modifiche all'ambito di applicazione, quali ad esempio l'eliminazione degli obblighi di cui all'art. 5 co. 2 del Decreto Legislativo 334/99 per determinate attività sotto soglia, abrogazione del Decreto Ministeriale 293/2001 sulle attività portuali, revisione delle previsioni applicabili agli scali merci terminali ferroviari;
- nuove e/o modificate definizioni: stabilimento nuovo, preesistente, adiacente, altro stabilimento, deposito temporaneo intermedio, pubblico, pubblico interessato, ispezioni;
- nuovo assetto delle competenze istituzionali (Ministero dell'Ambiente, Regioni, Ministero Interno, Vigili del Fuoco) e istituzione presso il Ministero dell'Ambiente del "*coordinamento per l'uniforme applicazione sul territorio nazionale*";
- nuove procedure e tempistiche per le notifiche e rapporti sicurezza. Espliciti riferimenti a valutazione scenari incidentali derivanti da eventi naturali;
- consultazione pubblica e partecipazione al processo decisionale (per progetti relativi a nuovi stabilimenti e modifiche significative agli stabilimenti esistenti);
- allineamento all'*Aarhus Convention* (affinché pubblico e organizzazioni non pubbliche abbiano accesso amministrativo e giudiziale);
- ispezioni più incisive (programmi, modalità, controlli e reporting più tempestivi).

Unione Petrolifera, nell'ambito delle consuete consultazioni istituzionali e associative, ha fornito il proprio contributo tecnico e di esperienze gestionali, apprezzando

[1] Direttive 96/82/CE e 2003/105/CE.

[2] Gazzetta Ufficiale n. 161 del 14 luglio 2015.

[3] Abroga il Decreto Legislativo n. 334/1999, il Decreto Legislativo n. 238/2005, compresi i decreti attuativi connessi.

la disponibilità e l'interesse delle varie Istituzioni contattate a considerare utili numerose indicazioni messe a disposizione.

La gestione delle attrezzature a Pressione

Unione Petrolifera ha da tempo posto all'attenzione del Ministero Sviluppo Economico (MISE) la necessità di provvedere ad un aggiornamento del Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/2004 "*Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 febbraio 2000, n. 93*".

L'aggiornamento riguarda le necessità di semplificazione delle complesse procedure operative e amministrative, di chiarezza e certezza degli adempimenti e dei ruoli di controllo e di superamento delle sovrapposizioni normative tra lo stesso Decreto Ministeriale n° 329 del 01/12/004 e il Decreto Legislativo n° 81 del 9 aprile 2008 (Testo unico in materia di salute e sicurezza sul lavoro).

L'avvio dei lavori di aggiornamento appare essere imminente e in tale prospettiva Unione Petrolifera rimarca l'importanza di essere consultato, sin dalle prime fasi di impostazione, per fornire il proprio supporto tecnico e di consolidate esperienze operative.

Le maggiori criticità e le possibili soluzioni sono state già precedentemente evidenziate a seguito delle numerose riunioni e attività concluse nel 2014 dallo specifico gruppo di lavoro ad hoc del Comitato Termotecnico Italiano (CTI) "*Tavolo Nazionale sulle problematiche applicative del DM 329/04 e DLGs 81/08*" .

La performance sicurezza nel 2015

L'industria petrolifera, proseguendo nel miglioramento continuo delle prestazioni sulla sicurezza, anche nel 2015 ha rafforzato l'azione di prevenzione dei rischi e la tutela della salute realizzando numerosi interventi sulle attrezzature, sui sistemi di gestione e nell'ambito del miglioramento del comportamento del fattore umano.

Con riferimento a questa ultima area di intervento, ritenuta leva essenziale per la prevenzione, le aziende ed Unione Petrolifera hanno da tempo intensificato le iniziative di informazione, formazione e partecipazione del personale a tutti i livelli organizzativi, tramite numerosi e specifici incontri, seminari, workshops sulle tematiche della S*afety Human Performance* e della *Safety Leadership* intese a determinare una sempre più diffusa cultura della sicurezza.

Una politica che deriva dalla piena consapevolezza della responsabilità che le aziende petrolifere hanno nel trattare e movimentare sostanze classificate pericolose per l'uomo e per l'ambiente, e quindi la necessità di adottare continuamente un comportamento responsabile per salvaguardare l'incolumità del personale che lavora negli impianti e delle comunità locali nelle quali si opera.

L'impegno si è realizzato, e continua a realizzarsi, aldilà delle numerosissime leggi alle quali il settore è soggetto, in fatti concreti come evidenziano gli indici di frequenza e quelli di gravità degli infortuni sul lavoro nel settore petrolifero, che si

consolidano essere fra i più virtuosi in assoluto nelle classifiche stilate da INAIL[1].

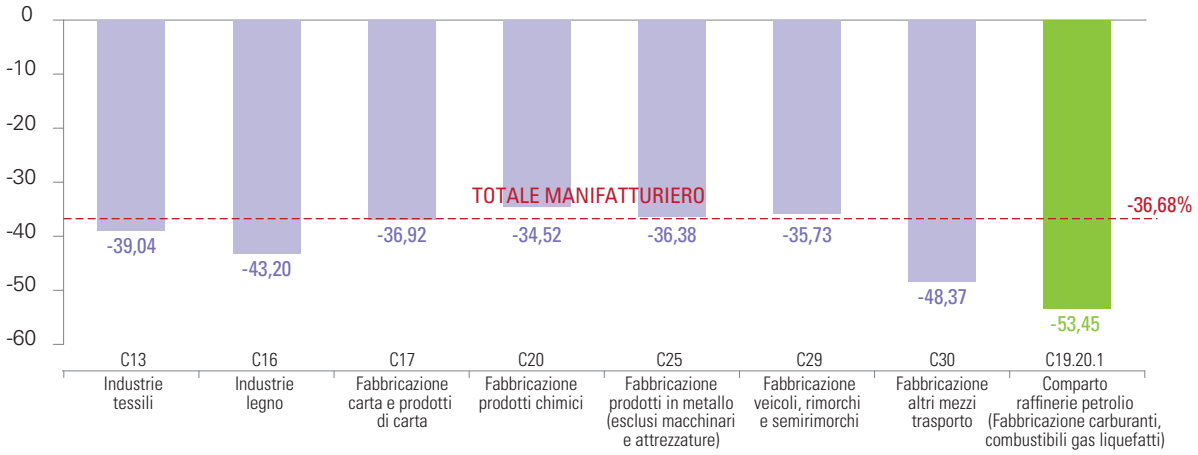
Ciò non esime dal mantenere costante l'impegno a raggiungere il traguardo di zero infortuni, già raggiunto da alcuni stabilimenti con dei record significativi in termini di durate e di milioni di ore senza infortuni

Si rimarca inoltre la cooperazione tra INAIL e Commissione paritetica Salute-Sicurezza-Ambiente, istituita in seno al Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro (CCNL) Energia e Petrolio, che nasce da un accordo siglato nel 2006 a testimonianza di un impegno condiviso dalle parti datoriali e sindacali su tali tematiche.

Nell'ambito della convenzione siglata con INAIL è stato realizzato, nel febbraio 2016, un corso di formazione congiunto per Rappresentanti dei Lavoratori per la

1 INAIL - Istituto Nazionale Infortuni sul Lavoro.

Italia - Riduzione percentuale 2010-2014 numero Infortuni(*) denunciati a INAIL



(*) Infortuni in occasione lavoro per settore di attività economica.

Fonte: INAIL

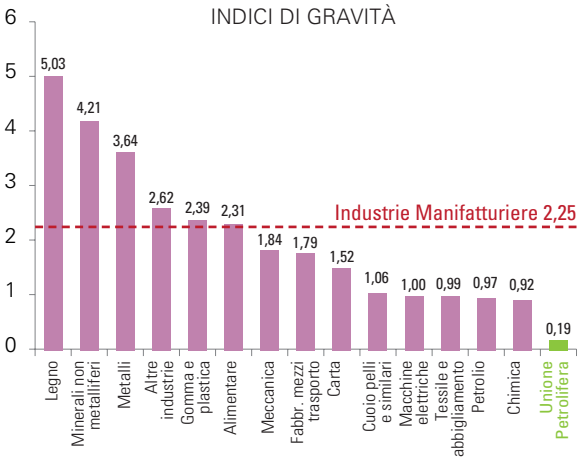
Italia Andamento infortuni dei dipendenti nelle industrie Associate UP

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Numero infortuni	73	79	72	47	41	31	38	31
Indice frequenza(1)	4,70	5,10	4,53	3,11	2,76	2,20	2,95	2,60
Indice gravità(2)	0,18	0,19	0,19	0,09	0,08	0,58	0,09	0,12

(1) Infortuni per mille addetti.
(2) Giornate perdute per infortunio e per addetto.

Fonte: Unione Petrolifera

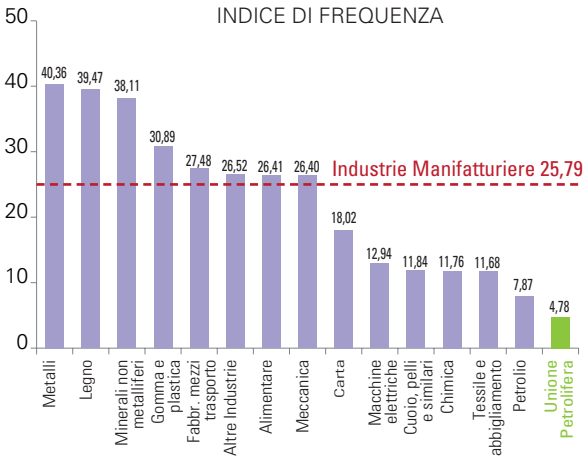
Italia - Indice di gravità(*) di aziende mono e plurilocalizzate Media triennio 2008-2010



(*) Giornate perdute per infortunio e per addetto.

Fonte: INAIL e Unione Petrolifera su proprie Associate

Italia - Indice di frequenza(*) di aziende mono e plurilocalizzate Media triennio 2008-2010



(*) Infortuni per mille addetti.

Fonte: INAIL e Unione Petrolifera su proprie Associate

Sicurezza e l'Ambiente (RLSA) e per Responsabili del Servizio di Prevenzione e Protezione (RSPP) sui sistemi di gestione integrata, in continuità con le precedenti attività progettuali per favorire la prevenzione e diffondere la cultura della sicurezza nel settore industriale dell'Energia e del Petrolio.

Tra queste si ricorda l'elaborazione Linee di indirizzo SGI-AE (Sistema di Gestione Integrato Aziende Energia), recentemente riviste, come modello volontario di riferimento organizzativo e gestionale per le aziende del settore e come strumento di buone prassi per la gestione ed il miglioramento delle politiche aziendali in tema di sicurezza e ambiente.

APPENDICE
STATISTICA



2016

unione petrolifera

Mondo/Paesi Industrializzati I consumi energetici dei principali Paesi (2014)
(Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Idro-elettricità[1]	Nucleare[2]	Rinnovabili	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.881,8	4.211,1	3.065,5	879,0	574,0	316,9	12.928,4	1,8
Area OCSE	1.052,5	2.032,3	1.432,6	315,7	449,8	215,9	5.498,8	4,4
Stati Uniti	453,4	836,1	695,3	59,1	189,8	65,0	2.298,7	7,2
Ex Urss	162,6	207,0	511,6	55,4	61,4	1,3	999,3	3,5
Giappone	126,5	196,9	101,3	19,8	—	11,6	456,1	3,6
Cina	1.962,4	520,3	166,9	240,8	28,6	53,1	2.972,1	2,2
India	360,2	180,7	45,6	29,6	7,8	13,9	637,8	0,5
Area UE (28 Paesi)	269,8	592,6	348,2	83,8	198,3	118,7	1.611,4	3,2
Belgio/Lussemburgo	3,8	29,9	13,3	0,1	7,6	3,0	57,7	5,1
Francia	9,0	76,9	32,3	14,2	98,6	6,5	237,5	3,7
Germania	77,4	111,5	63,8	4,6	22,0	31,7	311,0	3,8
Olanda	9,0	39,6	28,9	0,1	0,9	2,6	81,1	4,8
Regno Unito	29,6	69,3	60,0	1,4	14,4	13,2	187,9	2,9
Spagna	12,0	59,5	23,6	8,9	13,0	16,0	133,0	2,9
ITALIA	**13,5**	**56,6**	**51,1**	**12,9**	—	**14,8**	**148,9**	**2,4**

[1] Dato relativo alla produzione.
[2] Valore diverso da quello fornito dalle statistiche nazionali, per una diversa valutazione del potere calorifico attribuito a ogni kWh prodotto.
Fonte: BP Statistical Review

Mondo/Paesi Industrializzati Il grado di dipendenza energetica e petrolifera (2014)

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	32,6
Area OCSE	24	37,0
Stati Uniti	13	36,4
Ex Urss	—	20,7
Giappone	93	43,2
Cina	16	17,5
India	43	28,3
Area UE (28 Paesi)	54	36,8
Belgio/Lussemburgo	81	51,9
Francia	50	32,4
Germania	65	35,9
Olanda	34	48,9
Regno Unito	42	36,9
Spagna	70	44,7
ITALIA[*]	**74**	**38,0**

[*] Dati non coincidenti con quelli forniti dalle statistiche nazionali, per una diversa metodologia di calcolo.
Fonte: BP Statistical Review

Mondo La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche
(Milioni di tonnellate)

	Produzione			Riserve(*)		
	2014	2015		al 1/1/2015	al 1/1/2016	
	Quantità	Quantità	%	Quantità	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	730,0	776,6	17,9	33.763	33.000	13,9
– di cui: Stati Uniti	520,0	561,2	12,9	5.888	5.700	2,4
Canada	210,0	215,4	5,0	27.875	27.300	11,5
AMERICA LATINA	528,0	519,1	12,0	52.670	52.000	21,8
– di cui: Messico	137,0	127,0	2,9	1.518	1.518	0,6
Venezuela	139,0	136,0	3,1	46.576	46.000	19,3
Altri Paesi	252,0	256,1	5,9	4.576	4.482	1,9
MEDIO ORIENTE	1.339,5	1.405,3	32,4	109.710	109.700	46,0
– di cui: Arabia Saudita	543,4	577,6	13,3	36.676	36.800	15,4
Iran	169,2	172,2	4,0	21.676	21.600	9,1
Iraq	160,3	192,0	4,4	20.243	20.243	8,5
Kuwait	150,8	155,0	3,6	13.981	13.981	5,9
U.A.E.	167,3	174,4	4,0	12.976	12.976	5,4
Altri Paesi	148,5	134,1	3,1	4.158	4.100	1,7
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	396,7	403,2	9,3	5.668	5.700	2,4
– di cui: Indonesia	41,2	40,6	0,9	511	511	0,2
Cina	211,4	215,4	5,0	2.521	2.550	1,1
Altri Paesi	144,1	147,2	3,4	2.636	2.639	1,1
AFRICA	392,2	388,0	8,9	17.119	17.000	7,1
– di cui: Algeria	66,0	65,3	1,5	1.537	1.500	0,6
Libia	23,3	20,3	0,5	6.297	6.200	2,6
Nigeria	113,5	107,6	2,5	5.003	5.000	2,1
Altri Paesi	189,4	194,8	4,5	4.282	4.300	1,8
EUROPA	157,2	163,7	3,8	1.650	1.600	0,7
– di cui: Norvegia	85,6	88,3	2,0	798	750	0,3
Regno Unito	39,7	43,0	1,0	404	400	0,2
Altri Paesi	31,9	32,4	0,8	448	450	0,2
EX URSS	677,0	683,6	15,7	19.260	19.250	8,1
– di cui: Russia	534,1	541,6	12,5	14.132	14.100	5,9
Azerbaijan	42,0	41,5	0,9	959	960	0,4
Kazakhstan	80,8	80,7	1,9	3.932	3.930	1,7
Altri Paesi	20,1	19,8	0,4	237	260	0,1
TOTALE	**4.220,6**	**4.339,5**	**100,0**	**239.840**	**238.250**	**100,0**
– di cui Opec	1.730,0	1.770,0		170.543	170.500	
Incidenza % sul totale	*41,0*	*40,8*		*71,1*	*71,6*	

(*) Le riserve comprendono i giacimenti di sabbie bituminose in Canada (stato Alberta) e in Venezuela (area dell'Orinoco Belt).

Fonte: BP Statistical Review per la produzione (per il 2015 stima Unione Petrolifera); Oil and Gas Journal per le riserve

Mondo I consumi petroliferi
(Milioni di tonnellate)

	2014		2015	
	Quantità	%	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	939	22,3	948	22,1
– di cui: Stati Uniti	836	19,9	846	19,7
Canada	103	2,4	102	2,4
AMERICA LATINA	412	9,8	414	9,7
– di cui: Brasile	142	3,4	141	3,3
Messico	85	2,0	84	2,0
MEDIO ORIENTE	393	9,3	400	9,3
– di cui: Arabia Saudita	142	3,4	149	3,5
AFRICA	179	4,2	186	4,3
– di cui: Egitto	39	0,9	40	0,9
ESTREMO ORIENTE	1.376	32,7	1.412	33,0
– di cui: Cina	520	12,3	553	12,9
Giappone	197	4,7	191	4,5
India	181	4,3	192	4,5
AUSTRALIA	53	1,3	53	1,2
EUROPA	859	20,4	872	20,4
– di cui: Francia	77	1,8	77	1,8
Germania	111	2,6	110	2,6
Italia	57	1,4	59	1,4
Paesi Bassi	40	0,9	40	0,9
Regno Unito	69	1,6	70	1,6
Russia	148	3,5	146	3,4
TOTALE	**4.211**	**100,0**	**4.285**	**100,0**

Fonte: Comité Professionnel du Pétrole (per il 2014); elaborazione UP su dati IEA per il 2015

Mondo La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio
(Milioni di tonnellate/anno)

	Al 1° gennaio 2010			Al 1° gennaio 2015		
	N. di raffinerie	Capacità	%	N. di raffinerie	Capacità	%
AMERICA DEL NORD	146	989	22,5	140	1.001	22,8
– di cui: Stati Uniti	129	894	20,3	123	901	20,5
Canada	17	95	2,2	17	100	2,3
AMERICA LATINA	72	406	9,2	70	370	8,4
– di cui: Argentina	10	28	0,6	10	31	0,7
Brasile	13	95	2,2	13	96	2,2
Messico	6	77	1,7	6	77	1,8
Venezuela	6	64	1,5	5	64	1,5
MEDIO ORIENTE	44	362	8,2	44	369	8,4
– di cui: Arabia Saudita	7	104	2,4	8	125	2,8
Iran	9	73	1,7	8	58	1,3
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	165	1.243	28,2	158	1.272	29,0
– di cui: Cina	54(*)	340	7,7	56(*)	377	8,6
Giappone	30	236	5,4	23	197	4,5
Corea del sud	6	136	3,1	6	148	3,4
India	21	200	4,5	23	232	5,3
Indonesia	8	51	1,2	7	50	1,1
AFRICA	45	161	3,7	46	164	3,8
– di cui:Egitto	9	36	0,8	9	36	0,8
EUROPA	132	842	19,1	119	808	18,4
– di cui: Francia	11	96	2,2	9	75	1,7
Germania	15	111	2,5	13	103	2,3
Italia	17	116	2,6	12	102	2,3
Paesi Bassi	6	59	1,3	6	60	1,4
Regno Unito	10	89	2,0	9	75	1,7
Spagna	9	65	1,5	9	77	1,8
EX URSS	59	401	9,1	59	404	9,2
– di cui: Russia	40	271	6,2	40	275	6,3
TOTALE MONDO	**663**	**4.404**	**100,0**	**636**	**4.388**	**100,0**

(*)Non sono considerate le piccole raffinerie indipendenti (c.d. "*teapots*").

Fonte: Oil & Gas Journal, e altri

Mondo I prezzi "SPOT" dei principali greggi (2015)
(Fob $/barile)

	GRADO API	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
Arabian light	34,2	44,47	53,78	52,20	57,73	62,62	60,94	54,95	46,52	45,56	45,37	40,64	33,70
Arabian heavy	28,0	40,25	51,07	49,34	54,26	59,42	58,01	53,55	44,82	43,37	43,01	37,00	30,15
Iranian heavy	31,0	42,84	53,26	51,27	56,26	61,38	59,86	54,86	46,25	44,62	44,55	38,92	31,73
Iranian light	33,9	47,42	55,97	54,79	59,34	63,97	62,28	55,76	45,74	46,16	47,05	43,17	35,98
Kuwait	31,4	42,31	52,25	50,52	55,96	60,92	59,29	53,85	45,28	43,96	43,61	38,39	31,49
Dubai	32,4	45,57	55,85	54,66	58,55	63,54	61,76	56,15	47,87	45,38	45,84	41,79	34,59
Oman	36,3	46,61	56,58	55,12	58,66	63,60	61,77	56,23	47,87	45,65	46,07	42,10	34,61
Bonny light	36,7	48,51	58,46	56,75	60,65	65,31	62,19	56,77	47,07	48,01	49,16	44,81	38,16
Libyan Essider	40,4	46,76	56,83	54,78	58,40	63,22	60,79	55,54	45,82	46,71	47,56	53,30	37,16
Saharan Blend	44,1	47,91	58,18	56,93	59,75	64,12	61,69	56,34	47,17	48,36	49,51	45,30	38,59
Basrah light	30,2	42,58	51,82	50,53	55,61	60,40	58,63	53,10	44,32	43,41	43,50	38,70	32,06
Isthmus	32,8	45,52	52,68	51,41	59,10	63,78	63,48	55,62	46,56	47,71	46,90	43,29	37,68
W.T.I.	40,0	47,29	50,76	47,77	54,43	59,28	59,81	51,17	42,77	45,48	46,26	42,67	37,23
Merey	32,4	37,96	48,41	45,79	49,49	55,09	51,74	44,43	35,26	34,13	35,48	31,87	24,42
Suez Blend	33,0	44,07	54,70	52,05	57,07	61,32	59,36	53,00	43,30	44,53	44,65	40,07	34,07
Brent	38,0	47,86	58,13	55,93	59,50	64,32	61,69	56,54	46,72	47,61	48,56	44,30	38,16
Ekofisk	43,0	48,48	59,22	57,18	60,51	64,86	62,21	57,02	47,53	48,24	49,23	45,10	38,91
Ural(*)	36,1	47,03	57,81	55,07	59,70	64,33	62,52	55,84	46,22	47,19	47,49	43,05	36,97
Girassol	32,0	47,98	58,27	56,86	61,12	65,51	63,28	56,46	47,42	48,01	48,45	44,74	37,88
OPEC REFERENCE BASKET		**44,38**	**54,06**	**52,46**	**57,30**	**62,16**	**60,21**	**54,19**	**45,46**	**44,83**	**45,02**	**40,50**	**33,64**

(*) Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin

Mercato Internazionale Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2015)
($/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO 10ppm	GASOLIO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s	Rotterdam Bunker 380 CST[1]
Gennaio	475,16	392,91	524,04	479,24	469,51	238,07	238,07	241,69
Febbraio	566,84	498,13	594,98	568,50	553,15	301,09	301,09	304,85
Marzo	602,64	500,86	565,38	543,89	524,07	290,23	290,23	293,32
Aprile	634,34	521,61	581,38	562,40	551,33	314,90	312,74	315,00
Maggio	675,46	546,86	618,37	599,90	592,09	336,47	336,47	339,87
Giugno	700,47	534,07	605,14	578,74	572,99	322,07	322,07	326,32
Luglio	686,41	468,37	535,89	519,80	512,17	285,36	285,36	288,67
Agosto	584,55	399,38	472,99	459,69	448,59	225,55	225,56	231,20
Settembre	520,84	407,66	482,18	465,40	453,96	216,81	216,81	222,05
Ottobre	479,44	426,26	469,10	448,81	440,07	216,92	216,92	223,05
Novembre	477,27	415,18	446,27	432,42	415,55	193,30	193,30	198,69
Dicembre	428,94	383,41	373,64	345,98	335,19	143,35	143,35	149,36

[1] CST - Centistokes (unità di misura della viscosità).

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi (2015)
($/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO 10ppm	GASOLIO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	469,95	396,91	527,39	481,57	473,20	256,21	231,43
Febbraio	569,64	502,13	601,05	570,08	555,30	313,36	294,89
Marzo	608,61	504,86	567,44	548,51	528,55	306,50	283,23
Aprile	649,28	525,61	583,75	569,14	553,06	329,53	305,75
Maggio	690,93	550,86	619,07	606,61	595,51	348,91	329,47
Giugno	712,85	538,07	605,93	584,40	574,47	335,50	315,07
Luglio	686,98	472,37	539,58	527,50	516,04	295,95	278,36
Agosto	577,80	403,38	477,13	468,00	456,83	234,99	218,56
Settembre	516,23	411,66	488,64	475,07	464,69	223,06	209,81
Ottobre	492,81	430,26	475,15	461,76	450,32	230,07	209,92
Novembre	483,85	419,18	455,41	438,93	423,29	211,17	186,30
Dicembre	439,81	387,41	385,10	349,83	338,17	162,01	136,35

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2015)
($/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO 10ppm	GASOLIO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	467,99	359,26	494,91	466,10	449,45	252,36	239,45
Febbraio	572,95	472,81	575,60	556,18	539,09	314,04	294,71
Marzo	592,36	472,93	539,78	531,76	509,47	306,38	289,99
Aprile	622,30	489,81	553,10	552,14	528,91	326,50	312,41
Maggio	669,34	525,37	596,71	599,07	593,68	346,79	332,59
Giugno	688,92	504,48	576,85	571,60	561,82	331,98	324,18
Luglio	643,33	436,30	508,82	512,41	494,77	291,64	282,05
Agosto	538,51	380,96	457,26	464,11	441,75	232,36	225,29
Settembre	502,77	387,01	466,90	466,25	449,25	220,76	215,81
Ottobre	485,31	407,26	454,88	448,41	433,11	231,68	220,34
Novembre	469,26	396,54	435,37	426,95	407,13	210,14	189,11
Dicembre	437,45	362,18	362,95	341,29	328,74	164,85	139,24

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2015)
($/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	GASOLIO 10ppm	GASOLIO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s	KEROSENE
Gennaio	484,55	380,94	525,89	472,36	267,80	254,89	525,89
Febbraio	585,60	489,43	571,63	556,34	328,71	309,39	599,55
Marzo	606,27	491,21	548,73	528,64	319,11	302,73	565,94
Aprile	637,88	510,39	571,09	551,39	337,30	323,21	582,25
Maggio	680,22	539,57	612,50	608,71	356,95	342,75	617,57
Giugno	703,60	523,74	589,44	582,06	344,35	336,56	604,43
Luglio	658,95	457,00	531,35	516,01	306,00	296,41	538,08
Agosto	548,08	393,35	475,75	455,19	243,98	236,90	475,63
Settembre	513,36	400,76	479,14	463,92	231,09	226,14	487,14
Ottobre	495,13	419,98	460,36	446,98	241,32	229,98	473,65
Novembre	478,91	409,04	438,76	420,54	224,01	202,98	453,91
Dicembre	448,31	376,23	354,48	343,67	178,19	152,58	383,60

Fonte: Platts

Italia I consumi energetici per fonti primarie
(Milioni di tep)

	2014		2015[1]	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	13,7	8,2	13,5	7,9
Gas naturale[2]	50,7	30,6	55,3	32,3
Petrolio	57,3	34,5	59,2	34,6
Importazioni nette di energia elettrica	9,6	5,8	10,2	5,9
Fonti rinnovabili[3]	34,7	20,9	33,1	19,3
TOTALE CONSUMI	**166,0**	**100,0**	**171,3**	**100,0**
Tep pro-capite	2,7		2,8	

[1]Dati provvisori. [2]Per uniformità con le statistiche elaborate internazionalmente (EUROSTAT, IEA) la trasformazione in tep del gas naturale è stata effettuata usando il potere calorifico inferiore di 8,190 e non 8,250 come nel passato. [3]Comprende: a) energia elettrica di origine idrica (al netto dei pompaggi), geotermica, vegetali, biomasse, RSU, eolico, fotovoltaico, energia da pressione; b) energia termica per i settori domestico e industriale derivante da vegetali, biomasse, geotermica, solare, RSU.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Italia I consumi energetici per settori di utilizzo
(Milioni di tep)

	2014		2015[1]	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	2,7	1,6	2,8	1,6
Industria	28,0	16,8	27,4	16,0
Trasporti	38,1	23,0	39,7	23,2
Usi civili	43,4	26,2	46,6	27,2
Usi non energetici	5,3	3,2	5,6	3,3
Bunkeraggi	2,3	1,4	2,6	1,5
TOTALE IMPIEGHI FINALI	**119,8**	**72,2**	**124,7**	**72,8**
Consumi e perdite del settore energetico	5,4	3,2	5,3	3,1
Trasformazioni in energia elettrica	40,8	24,6	41,3	24,1
TOTALE CONSUMI	**166,0**	**100,0**	**171,3**	**100,0**

[1] Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Italia La produzione di idrocarburi

	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014	2015
Petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)	4.641	5.208	4.555	6.084	5.081	5.377	5.483	5.748	5.455
Condensati da gas (Migliaia di tonnellate)	27	28	31	27	25	20	19	17	15
Gas naturale (Milioni di metri cubi)(*)	17.296	20.184	16.633	12.071	8.406	8.605	7.705	7.286	6.877

(*) I valori esprimono metri cubi fisici fino al 1990 e metri cubi da 38,1 MJ dal 1995, convertiti come da Bilancio Energetico Nazionale.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Italia Il bilancio petrolifero (2015)(*)
(Migliaia di tonnellate)

Disponibilità		Utilizzo	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.470	Consumi	59.968
Importazione di greggio(1)	62.457	Esportazioni	28.080
Importazione di semilavorati	6.136		
Importazione di prodotti finiti	12.961		
Da scorte	1.024		
TOTALE	**88.048**	**TOTALE**	**88.048**

(*) Dati provvisori.
(1) Le importazioni di greggio fanno riferimento al solo conto proprio in assenza di volumi importati per conto committente estero.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Italia Le importazioni di petrolio greggio(*)
(Migliaia di tonnellate)

	2014		2015	
	Quantità totali	%	Quantità totali	%
Arabia Saudita	5.825	10,8	5.435	8,7
Iran	446	0,8	—	—
Iraq	6.290	11,7	11.613	18,6
Israele	—	—	3	—
Kuwait	211	0,4	186	0,3
UAE	54	0,1	73	0,1
TOTALE MEDIO ORIENTE	**12.826**	**23,8**	**17.310**	**27,7**
Algeria	1.316	2,4	1.302	2,1
Angola	1.832	3,4	2.790	4,5
Camerun	383	0,7	308	0,5
Congo	861	1,6	1.906	3,0
Costa d'Avorio	—	—	43	0,1
Egitto	1.514	2,8	2.713	4,3
Gabon	451	0,8	1.180	1,9
Ghana	1.109	2,1	1.025	1,6
Guinea Equatoriale	—	—	630	1,0
Libia	4.197	7,8	3.852	6,2
Mauritania	74	0,1	140	0,2
Nigeria	1.382	2,6	1.927	3,1
Tunisia	254	0,5	255	0,4
TOTALE AFRICA	**13.373**	**24,8**	**18.071**	**28,9**
Azerbaijan	9.239	17,2	11.189	17,9
Kazakhstan	4.148	7,7	5.247	8,4
Russia	8.898	16,5	8.181	13,1
TOTALE EX- URSS	**22.286**	**41,4**	**24.617**	**39,4**
Albania	397	0,7	281	0,5
Grecia	81	0,2	81	0,1
Norvegia	901	1,7	262	0,4
Regno Unito	165	0,3	248	0,4
TOTALE EUROPA	**1.545**	**2,9**	**872**	**1,4**
Brasile	64	0,1	94	0,2
Canada	1.994	3,7	—	—
Colombia	1.242	2,3	577	0,9
Messico	515	1,0	613	1,0
Usa	—	—	303	0,5
TOTALE AMERICA	**3.814**	**7,1**	**1.587**	**2,6**
TOTALE	**53.844**	**100,0**	**62.457**	**100,0**
- di cui : OPEC	*21.554*	*40,0*	*27.178*	*43,5*

(*) Le importazioni di greggio fanno riferimento al solo "conto proprio" in assenza di volumi importati per "conto committente estero".
Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Italia Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati
(Migliaia di tonnellate)

	2014		2015[1]	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.204	12,0	2.246	11,8
Benzine	385	2,1	505	2,6
Virgin Naphta	1.058	5,7	1.463	7,7
Carboturbo/Petrolio	2.216	12,1	2.252	11,8
Gasolio	3.198	17,4	3.092	16,2
Olio combustibile totale	367	2,0	339	1,8
- di cui olio combustibile Atz	143	0,8	115	0,6
- di cui olio combustibile Btz	224	1,2	224	1,2
Lubrificanti	301	1,6	310	1,6
Bitume	56	0,3	48	0,2
Altri[2]	2.678	14,6	2.706	14,2
TOTALE PRODOTTI[3]	**12.463**	**67,8**	**12.961**	**67,9**
Semilavorati	5.911	32,2	6.136	32,1
TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI	**18.374**	**100,0**	**19.097**	**100,0**

[1] Dati provvisori.
[2] Sono comprese le importazioni di Coke di petrolio.
[3] Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Italia Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio
(Migliaia di tonnellate)

	2014		2015[1]	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	216	1,0	235	0,8
Benzine	7.033	33,5	8.532	30,4
Virgin Naphta	833	4,0	1.210	4,3
Carboturbo/Petrolio	276	1,3	338	1,2
Gasolio	5.498	26,2	8.923	31,8
Olio combustibile totale	2.818	13,4	4.071	14,5
- di cui olio combustibile Atz	2.095	10,0	1.158	4,1
- di cui olio combustibile Btz	723	3,4	2.913	10,4
Lubrificanti	1.106	5,3	1.062	3,8
Bitume	1.304	6,2	1.514	5,4
Altri	617	2,9	891	3,2
TOTALE PRODOTTI[2]	**19.701**	**93,8**	**26.776**	**95,4**
SEMILAVORATI E GREGGIO	**1.299**	**6,2**	**1.304**	**4,6**
TOTALE PRODOTTI, SEMILAVORATI E GREGGIO	**21.000**	**100,0**	**28.080**	**100,0**

[1] Dati provvisori.
[2] Sono comprese le esportazioni del settore petrolchimico.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Italia La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti
(Migliaia di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014	2015
Augusta (Siracusa)	11.010	12.390	14.200	14.530	11.320	9.875	7.820	7.160	8.180
Cagliari	12.050	12.130	13.200	14.605	14.345	13.005	12.240	12.120	14.600
Falconara (Ancona)	2.850	3.340	3.300	3.365	3.250	3.065	1.575	3.250	3.300
Fiumicino (Roma)	3.310	3.680	3.580	4.030	3.330	2.230	—	—	—
Gela (Caltanissetta)	3.570	3.840	2.590	2.050	2.110	720	305	125	—
Genova - Multedo(*)	20.320	18.600	14.160	15.605	13.700	11.260	10.770	11.370	11.000
La Spezia	130	5	—	—	—	—	—	—	—
Livorno	3.700	3.175	3.710	4.240	4.550	4.000	3.890	3.530	4.220
Milazzo (Messina)	4.400	4.730	6.910	7.385	7.760	7.970	7.400	7.110	8.060
Napoli	3.620	—	—	—	—	—	—	—	—
Priolo Melillli (Siracusa)	6.600	8.550	8.850	11.145	7.570	7.440	6.510	7.010	7.230
Ravenna	270	235	60	40	165	105	90	115	90
Savona - Vado Ligure	5.050	5.790	6.490	7.235	5.955	5.940	5.945	5.230	6.260
Taranto	3.305	3.405	2.530	1.420	1.480	680	255	165	1.040
Trieste(°)	25.865	27.190	34.520	36.990	34.500	34.900	41.930	41.495	41.100
Venezia Porto Marghera	4.210	4.940	5.600	5.760	5.630	4.610	3.575	—	—
TOTALE	**110.260**	**112.000**	**119.700**	**128.400**	**115.665**	**105.800**	**102.305**	**98.680**	**105.080**

(*) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt).
(°) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Elaborazione Unione Petrolifera

Italia Le lavorazioni delle raffinerie
(Migliaia di tonnellate)

Materia prima lavorata	2014	2015
Greggio nazionale	5.248	4.828
Greggio estero	54.397	61.944
Semilavorati	10.758	11.090
Biocarburanti/Additivi Ossigenati	1.149	1.286
TOTALE	**71.552**	**79.148**

Prodotti ottenuti	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.608	2,2	1.725	2,2
Benzina auto	13.964	19,5	15.029	19,0
Virgin Naphta	3.333	4,7	4.494	5,7
Carboturbo/Petrolio	2.355	3,3	2.417	3,0
Gasolio	29.476	41,2	32.828	41,5
Olio combustibile totale	5.770	8,1	6.172	7,8
- di cui olio combustibile Btz	1.573	2,2	1.532	1,9
Lubrificanti	1.216	1,7	1.251	1,6
Bitume	2.660	3,7	2.931	3,7
Altri prodotti	1.150	1,6	1.265	1,6
Semilavorati	3.812	5,3	4.754	6,0
Consumi e perdite	6.208	8,7	6.282	7,9
TOTALE	**71.552**	**100,0**	**79.148**	**100,0**

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Italia La capacità dei principali impianti delle raffinerie

	Distillaz. atmosfer.	Processi termici	Processi catalitici		Isomeriz. naphta(*)	Alkilazione (*)	Mtbe(*)	Idrogeno	Desolf. distillati medi
			Cracking	Reforming					
Dati al 1° gennaio	Milioni di tonnellate/anno				Migliaia di tonnellate/anno				
2009	123,3	26,04	39,17	13,38	3.369	1.730	230	298,8	49.371
2010	123,3	26,03	38,03	13,38	3.245	1.820	230	324,6	47.524
2011	124,1	25,74	38,31	13,39	3.263	2.152	244	329,8	49.204
2012	118,7	23,41	39,69	12,33	2.782	2.165	246	386,0	47.916
2013	112,5	21,16	39,27	11,71	2.482	2.137	256	336,4	46.843
2014	112,4	21,16	37,25	11,04	2.482	1.729	179	351,0	46.150
2015	100,4	15,23	36,21	11,05	2.371	1.697	182	390,6	40.470
2016	**100,4**	**15,23**	**36,29**	**11,05**	**2.371**	**1.677**	**182**	**390,6**	**40.799**

(*) Capacità di produzione.
Fonte: Unione Petrolifera

Italia La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata

	Località	Capacità effettiva[1] al 1° gennaio 2015 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni[2] (Migliaia di tonnellate)	
			2014	2015
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	10,0	9.246	—
Sarpom	Trecate (NO)	9,0	5.405	—
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	—	1.565	—
IES	Mantova	—	142	—
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,2	4.578	—
Iplom	Busalla (GE)	1,9	1.794	—
NORD E TIRRENO			**22.730**	**25.705**
Api	Falconara M.(AN)	3,9	3.411	—
Alma	Ravenna	—	311	—
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	5,2	4.157[3]	—
ADRIATICO			**7.879**	**8.780**
Raffineria Isab	Priolo G. (SR)	19,4	9.228[4]	—
Esso	Augusta (SR)	8,0	8.041[5]	—
Raffineria di Gela	Gela (CL)	—	706 [4]	—
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	10,6	9.101	—
Saras	Sarroch (CA)	15,0	13.867[4]	—
ISOLE			**40.943**	**44.663**
TOTALE		**87,2**	**71.552**	**79.148**

[1] Si intende la capacità, definita "tecnico-bilanciata", supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica. L'introduzione di questo concetto di capacità, come il più realistico ai fini del calcolo dell'utilizzo degli impianti, è il risultato di un'analisi puntuale delle situazioni di ogni singola raffineria.
[2] Relative a greggio, semilavorati, additivi, ossigenati e metano.
[3] Include semilavorati di importazione per carica all'impianto di visbreaking.
[4] Include riciclo di derivati da Petrolchimica.
[5] Include residuo di importazione per carica agli impianti vacuum.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Italia I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi
(Migliaia di tonnellate)

	2014	2015[1]		Variazione % 2015 vs. 2014
	Quantità	Quantità	%	
GPL	3.079	3.250	6,4	+ 5,6
- di cui autotrazione	1.564	1.648	3,2	+ 5,4
BENZINA AUTO[2]	7.901	7.822	15,4	– 1,0
- di cui rete totale	7.652	7.601	15,0	– 0,7
CARBOTURBO	3.775	3.885	7,6	+ 2,9
Petrolio	5	5	—	+ 6,5
GASOLIO AUTOTRAZIONE	22.784	23.226	45,7	+ 1,9
- di cui rete totale	14.621	14.952	29,4	+ 2,3
Gasolio riscaldamento	1.138	1.174	2,3	+ 3,2
Gasolio agricolo	1.868	1.897	3,7	+ 1,6
Gasolio marina	280	272	0,5	– 2,9
Gasolio termoelettrica	36	23	0,1	– 36,1
TOTALE GASOLI[3]	26.106	26.592	52,4	+ 1,9
Olio combustibile Atz	785	1.235	2,4	+ 57,3
Olio combustibile Btz - fluido	592	704	1,4	+ 18,9
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	1.377	1.939	3,8	+ 40,8
- di cui olio combustibile per termoelettrica	472	615	1,2	+ 30,3
LUBRIFICANTI	387	386	0,8	– 0,3
- di cui rete	3,7	3,0	—	– 18,9
BITUME	1.485	1.501	3,0	+ 1,1
Altri prodotti[4]	1.993	2.019	4,0	+ 1,3
Fabbisogno petrolchimico netto	2.718	3.388	6,7	+ 24,7
TOTALE TRASFERIMENTI AL MERCATO INTERNO	**48.825**	**50.786**	**100,0**	+ 4,0
Bunkeraggi gasolio	452	487		+ 7,7
Bunkeraggi olio combustibile	1.845	2.116		+ 14,7
Bunkeraggi lubrificanti	34	38		+ 11,6
TOTALE BUNKERAGGI	2.331	2.641		+ 13,3
CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE	6.207	6.282		+ 1,2
– di cui consumi e perdite di raffineria	3.491	3.800		+ 8,9
– di cui consumi, in raffineria, di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	2.249	1.872		– 16,8
– di cui consumi, in raffineria, per produzione di energia elettrica e termica	467	610		+ 30,6
Variazione scorte[5]	+221	+259		…
TOTALE CONSUMI	**57.584**	**59.968**		+ 4,1

[1] Dati provvisori.
[2] Comprende ETBE e Bioetanolo.
[3] Comprende Biodiesel.
[4] Comprende il Coke di petrolio.
[5] Si è indicato con segno "+" un prelievo da scorte, con segno "-" una ricostituzione di scorte.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Italia La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio

	2000	2005	2010	2013	2014
Autostradali	465	457	466	465	455
Stazioni di servizio	8.150	8.628	9.419	9.328	9.023
Stazioni di rifornimento	7.001	6.250	6.429	5.695	5.284
Chioschi/Punti isolati	7.398	5.963	4.806	3.769	3.321
TOTALE CAMPIONE[1]	**23.014**	**21.298**	**21.120**	**19.257**	**18.083**
di cui: – con gasolio	20.140	20.647	20.854	19.076	18.004
– con Gpl	1.252	1.357	1.537	1.775	1.766
– con benzina senza piombo	22.725	21.174	21.023	19.193	18.024
– con self-service/pre-pay[2]	7.717	11.649	14.789	16.561	15.291
– con self-service/post-pay[2]	3.998	6.162	8.356	8.956	9.381
TOTALE ITALIA[3]	**23.900**	**22.400**	**22.900**	**21.800**	**21.300**
Erogato medio[4]	1.479	1.621	1.486	1.301	1.311

[1] Il campione comprende Eni Div. R&M, Erg SpA, Esso, IES, IP Gruppo Api, Lukoil, Q8, Kri (ex Shell), Tamoil e TotalErg.
[2] Per una più precisa rilevazione, le strutture pre e post-pay sono indicate distintamente anche nei casi in cui siano entrambe presenti in un unico punto vendita. Per gli anni 2005-2011 è la somma di punti vendita con solo post-pay e con post-pay e servito.
[3] Stima.
[4] Benzina e gasolio rete, in metri cubi.

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" per Paesi di provenienza nel 2015

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif $/tonnellata
Arabia Saudita	33,1	1,9	5.435	386,7
Kuwait	30,7	2,7	186	310,3
Iraq	29,9	2,7	11.613	329,3
Israele	32,8	2,5	3	265,0
UAE	30,4	2,3	73	310,0
TOTALE MEDIO ORIENTE	**30,9**	**2,4**	**17.310**	**347,0**
Algeria	44,7	0,1	1.302	407,1
Angola	29,2	0,4	2.790	371,7
Camerun	23,7	0,3	308	378,4
Congo	37,1	0,2	1.906	395,7
Costa d'Avorio	31,5	0,3	43	352,5
Egitto	33,6	1,2	2.713	385,8
Gabon	34,0	0,4	1.180	401,5
Ghana	37,3	0,2	1.025	403,8
Guinea Equatoriale	31,5	0,3	630	405,5
Libia	33,9	1,0	3.852	394,2
Mauritania	27,0	0,5	140	346,6
Nigeria	31,6	0,2	1.927	400,0
Tunisia	32,4	0,9	255	419,8
TOTALE AFRICA	**33,9**	**0,6**	**18.071**	**392,2**
Azerbaijan	36,9	0,2	11.189	405,4
Kazakhstan	46,5	0,6	5.247	431,9
Russia	31,4	1,2	8.181	383,0
TOTALE EX-URSS	**37,1**	**0,6**	**24.617**	**403,6**
Albania	9,8	5,0	281	266,9
Grecia	29,2	3,1	81	332,5
Norvegia	32,5	0,4	262	373,6
Regno Unito	32,9	0,4	248	437,3
TOTALE EUROPA	**25,0**	**2,1**	**872**	**353,5**
Brasile	19,0	0,7	94	382,0
Colombia	24,7	1,0	577	353,7
Messico	37,7	0,9	613	368,5
Usa	53,5	0,4	303	448,1
TOTALE AMERICA	**34,9**	**0,8**	**1.587**	**379,1**
TOTALE	**34,2**	**1,1**	**62.457**	**383,3**

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"

	Anno 2014			Anno 2015		
		Costo Cif			Costo Cif	
	Migliaia di tonn.	$/tonn.	Euro/tonn.	Migliaia di tonn.	$/tonn.	Euro/tonn.
Gennaio	4.892	811,57	596,29	5.141	368,15	316,79
Febbraio	3.850	800,66	586,20	4.319	407,59	359,12
Marzo	4.300	790,77	572,09	5.176	425,20	392,33
1° TRIMESTRE	**13.042**	**801,49**	**585,33**	**14.636**	**399,96**	**356,00**
Aprile	3.785	786,02	569,06	4.898	428,64	397,65
Maggio	5.085	813,00	592,04	5.474	460,26	412,81
Giugno	3.882	817,36	601,33	5.037	459,08	409,41
2° TRIMESTRE	**12.752**	**806,32**	**588,05**	**15.409**	**449,82**	**406,88**
Luglio	4.656	796,54	588,32	5.476	417,95	380,10
Agosto	5.074	757,05	568,52	5.294	360,32	323,46
Settembre	4.174	715,59	554,66	5.191	343,55	306,16
3° TRIMESTRE	**13.904**	**757,83**	**570,99**	**15.961**	**374,64**	**337,27**
Ottobre	4.950	634,30	500,53	5.203	349,85	311,39
Novembre	4.643	584,11	468,33	5.381	321,28	299,25
Dicembre	4.553	483,89	392,41	5.867	277,07	254,73
4° TRIMESTRE	**14.146**	**569,42**	**455,16**	**16.451**	**314,55**	**287,21**
ANNO	**53.844**	**730,39**	**548,07**	**62.457**	**383,30**	**345,65**
Variazione % 2015 vs. 2014				*+16,0*	*-47,5*	*-36,9*

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"
(Euro/tonnellata)

	Anno 2014			Anno 2015		
	Fob	Nolo	Cif	Fob	Nolo	Cif
Gennaio	589,05	7,24	596,29	308,73	8,06	316,79
Febbraio	578,65	7,55	586,20	349,43	9,69	359,12
Marzo	567,88	4,21	572,09	378,32	14,01	392,33
Aprile	563,85	5,21	569,06	387,40	10,25	397,65
Maggio	586,52	5,52	592,04	402,73	10,08	412,81
Giugno	594,34	6,99	601,33	401,95	7,46	409,41
Luglio	581,21	7,11	588,32	371,95	8,15	380,10
Agosto	561,55	6,97	568,52	313,32	10,14	323,46
Settembre	550,42	4,24	554,66	298,80	7,36	306,16
Ottobre	494,19	6,34	500,53	301,30	10,09	311,39
Novembre	462,15	6,18	468,33	288,83	10,42	299,25
Dicembre	384,66	7,75	392,41	244,82	9,91	254,73
ANNO	**541,77**	**6,30**	**548,07**	**336,93**	**8,72**	**345,65**

Fonte: Unione Petrolifera

Italia I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2015)

	Benzina (Euro/litro)	Gasolio auto (Euro/litro)	Gpl auto (Euro/litro)	Gasolio riscaldamento (Euro/litro)	O.C. Denso Btz (Euro/kg)
			PREZZO AL CONSUMO(*)		
Gennaio	1,476	1,390	0,632	1,180	0,371
Febbraio	1,489	1,400	0,620	1,194	0,409
Marzo	1,565	1,462	0,642	1,230	0,435
Aprile	1,582	1,451	0,655	1,230	0,446
Maggio	1,613	1,479	0,642	1,274	0,465
Giugno	1,623	1,478	0,621	1,260	0,447
Luglio	1,626	1,452	0,603	1,236	0,428
Agosto	1,569	1,400	0,598	1,177	0,372
Settembre	1,496	1,359	0,586	1,154	0,337
Ottobre	1,474	1,349	0,582	1,142	0,339
Novembre	1,458	1,341	0,584	1,133	0,341
Dicembre	1,450	1,310	0,597	1,083	0,303
ANNO	**1,538**	**1,406**	**0,613**	**1,169**	**0,388**
			PREZZO INDUSTRIALE(°)		
Gennaio	0,481	0,522	0,371	0,564	0,306
Febbraio	0,492	0,530	0,361	0,575	0,340
Marzo	0,555	0,581	0,379	0,605	0,364
Aprile	0,568	0,572	0,390	0,605	0,374
Maggio	0,594	0,595	0,379	0,641	0,391
Giugno	0,602	0,594	0,362	0,630	0,375
Luglio	0,604	0,573	0,347	0,610	0,357
Agosto	0,558	0,530	0,343	0,562	0,307
Settembre	0,498	0,496	0,333	0,543	0,275
Ottobre	0,480	0,488	0,330	0,533	0,277
Novembre	0,466	0,481	0,332	0,525	0,279
Dicembre	0,460	0,456	0,342	0,484	0,244
ANNO	**0,532**	**0,535**	**0,355**	**0,555**	**0,322**

(*) Dati calcolati in base alle rilevazioni settimanali dei "prezzi medi praticati" effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il valore dell'anno è il risultato della media dei valori dei 12 mesi ponderati in base alle vendite.
(°) Il prezzo industriale corrisponde al prezzo al consumo meno la componente fiscale.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Europa I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione al 1° maggio 2016

	BENZINA SENZA PIOMBO (Euro/litro)			GASOLIO AUTOTRAZIONE (Euro/litro)		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	1,125	0,681	60,5	1,024	0,580	56,7
Belgio	1,293	0,843	65,3	1,079	0,652	60,4
Bulgaria	0,942	0,520	55,2	0,896	0,480	53,5
Cipro	1,136	0,671	59,1	1,087	0,634	58,3
Croazia	1,208	0,758	62,7	1,083	0,626	57,8
Danimarca	1,424	0,904	63,5	1,141	0,652	57,1
Estonia	1,088	0,604	55,5	1,013	0,562	55,5
Finlandia	1,386	0,921	66,5	1,175	0,721	61,3
Francia	1,314	0,867	66,0	1,094	0,693	63,3
Germania	1,317	0,865	65,7	1,078	0,643	59,6
Grecia	1,390	0,939	67,6	1,045	0,534	51,1
Irlanda	1,299	0,851	65,5	1,119	0,708	63,3
Lettonia	1,084	0,633	58,4	0,923	0,511	55,3
Lituania	1,058	0,618	58,4	0,929	0,491	52,9
Lussemburgo	1,090	0,620	56,9	0,917	0,468	51,1
Malta	1,280	0,745	58,2	1,160	0,649	56,0
Olanda	1,487	1,036	69,7	1,117	0,686	61,4
Polonia	1,000	0,565	56,5	0,916	0,502	54,8
Portogallo	1,398	0,943	67,4	1,128	0,677	60,0
Regno Unito	1,370	0,962	70,2	1,380	0,964	69,8
Repubblica Ceca	1,051	0,658	62,5	0,986	0,576	58,5
Romania	1,089	0,635	58,3	1,058	0,599	56,6
Slovacchia	1,219	0,773	63,4	1,035	0,579	55,9
Slovenia	1,202	0,780	64,9	1,059	0,680	64,2
Spagna	1,160	0,663	57,2	1,006	0,543	53,9
Svezia	1,418	0,964	68,0	1,338	0,869	65,0
Ungheria	1,075	0,614	57,2	1,042	0,576	55,3
ITALIA	**1,449**	**0,990**	**68,3**	**1,274**	**0,847**	**66,5**

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

Europa I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile al 1° maggio 2016

	GASOLIO RISCALDAMENTO (Euro/litro)			O.C. BTZ (usi industriali) (Euro/kg)		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	0,607	0,210	34,6	0,340	0,124	36,5
Belgio	0,474	0,101	21,3	0,253	0,060	23,8
Bulgaria	0,831	0,469	56,4	—	—	—
Cipro	0,653	0,240	36,7	0,546	0,105	19,2
Croazia	0,548	0,155	28,4	0,407	0,103	25,3
Danimarca	1,143	0,561	49,1	0,891	0,587	65,9
Estonia	0,603	0,212	35,1	—	—	—
Finlandia	0,765	0,362	47,3	—	—	—
Francia	0,622	0,200	32,2	0,385	0,133	34,6
Germania	0,512	0,143	27,9	—	—	—
Grecia	0,755	0,377	50,0	0,370	0,111	30,0
Irlanda	0,570	0,190	33,4	0,656	0,180	27,4
Lettonia	0,536	0,124	23,1	—	—	—
Lituania	0,450	0,099	22,0	0,363	0,078	21,5
Lussemburgo	0,450	0,065	14,5	—	—	—
Malta	1,000	0,385	38,5	—	—	—
Olanda	0,884	0,646	73,1	0,598	0,140	23,4
Polonia	0,586	0,162	27,7	0,369	0,084	22,6
Portogallo	0,953	0,525	55,1	0,517	0,096	18,5
Regno Unito	0,514	0,166	32,2	—	—	—
Repubblica Ceca	0,540	0,182	33,6	0,229	0,057	25,0
Romania	0,674	0,535	79,4	0,334	0,071	21,4
Slovacchia	—	—	—	0,423	0,202	47,7
Slovenia	0,708	0,372	52,5	0,486	0,199	40,9
Spagna	0,545	0,182	33,4	0,287	0,047	16,5
Svezia	1,036	0,644	62,2	0,933	0,660	70,8
Ungheria	1,042	0,576	55,3	0,379	0,099	26,2
ITALIA	**1,080**	**0,598**	**55,4**	**0,305**	**0,059**	**19,4**

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

Edito da Unione Petrolifera
Piazzale Luigi Sturzo n. 31
00144 Roma – Tel. 06.542.3651
e-mail: ufficiostampa@unionepetrolifera.it
sito web: www.unionepetrolifera.it

Progetto, realizzazione grafica e stampa Saro Italia Srl (Roma)
Finito di stampare nel giugno 2016



Piazzale Luigi Sturzo, 31 - 00144 Roma
Tel. 06 542.3651 - Fax 06 596.029.25

info@unionepetrolifera.it
www.unionepetrolifera.it