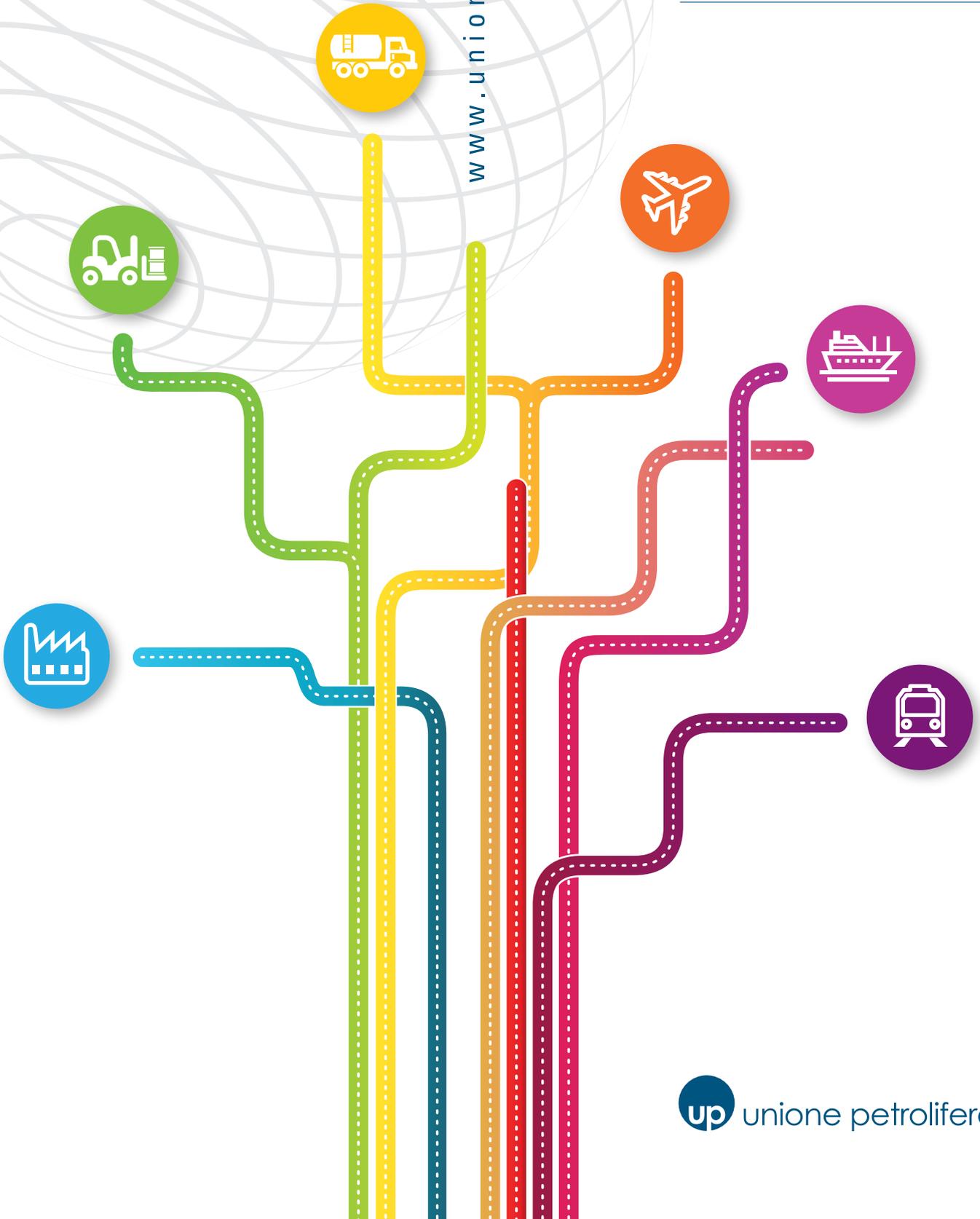
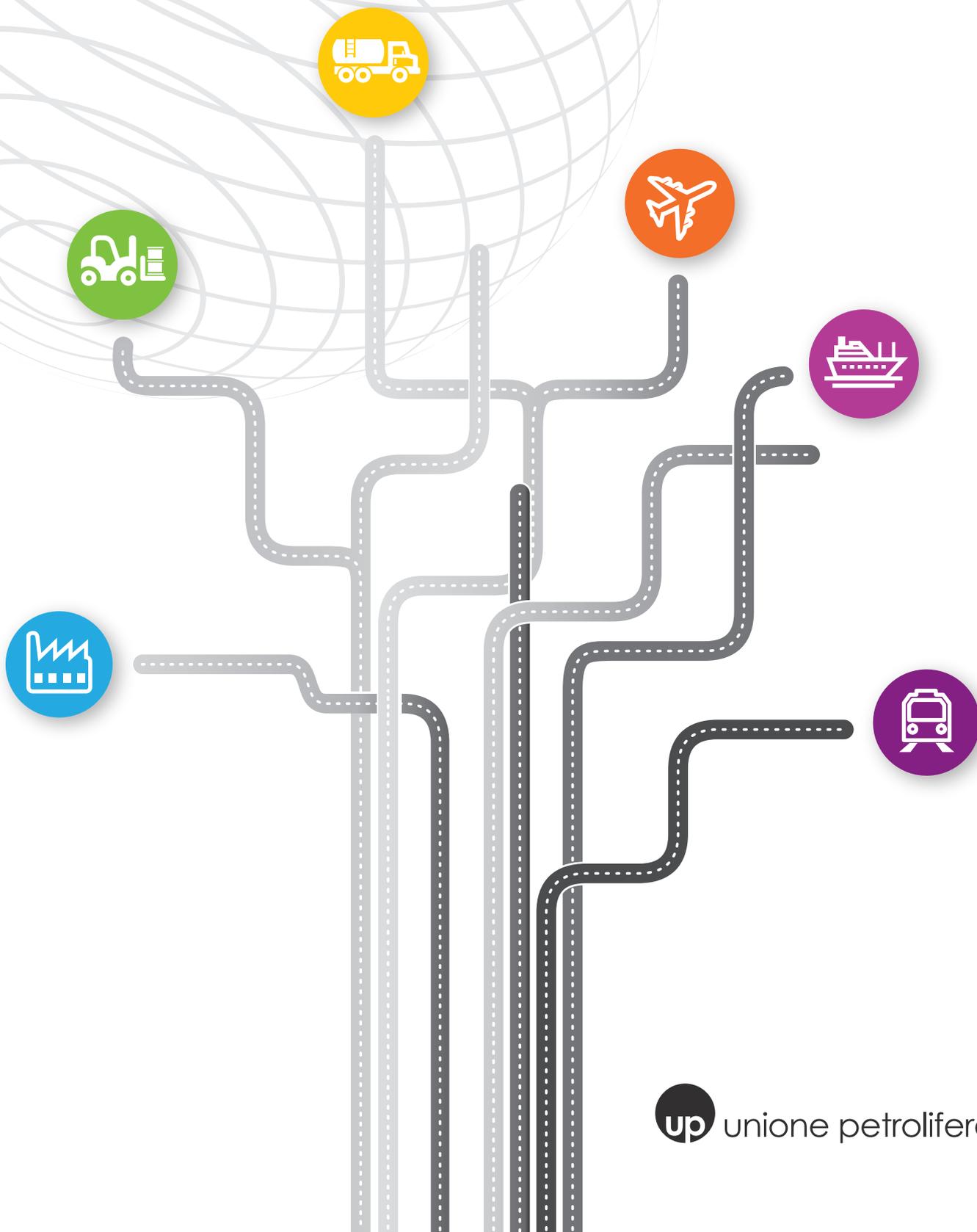


RELAZIONE ANNUALE 2015

www.unione petrolifera.it



RELAZIONE ANNUALE 2015



Gli organi sociali

(30 Maggio 2015)

Presidente

Alessandro GILOTTI

Vice Presidenti

Daniele BANDIERA

Angelo FANELLI

Gianni MURANO

Claudio SPINACI

Consiglio Direttivo

Alessandro GARRONE

Claudio GERACI

Luca LUTEROTTI

Maurizio MIGLIAROTTI

Guido OTTOLENGHI

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

Philippe NELIS

Piero NERI

Guido OTTOLENGHI

Giorgio PROFUMO

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 2015)

ALMA PETROLI	NERI DEPOSITI COSTIERI
API - ANONIMA PETROLI ITALIANA	PETRA
API RAFFINERIA DI ANCONA	PETROLIG
ATTILIO CARMAGNANI "AC"	PETRONAS LUBRICANTS ITALY
BP ITALIA	PETROVEN
COSTIERI D'ALELIO	RAFFINERIA DI MILAZZO
DECAL	RAFFINERIA DI ROMA
DEPOSITI COSTIERI DEL TIRRENO	SARAS
DISMA	S.A.R.P.O.M. Società a Responsabilità Limitata Raffineria Padana Oli Minerali
ENI REFINING & MARKETING	SERAM
ERG SPA	SHELL ITALIA OIL PRODUCTS
ESSO ITALIANA	SIGEMI
GAZPROM NEFT LUBRICANTS	S.I.O.T. Società Italiana per l'Oleodotto Transalpino
IES- ITALIANA ENERGIA E SERVIZI	SUPERBA
IPLOM	TAMOIL ITALIA
ISAB	TOSCOPIETROL
KRI	TOTALERG
KUWAIT PETROLEUM ITALIA	VISCOLUBE
LA PETROLIFERA ITALO-RUMENA	
LUKOIL ITALIA	

Indice

Il mercato internazionale	9
Il quadro economico internazionale	9
La domanda e l'offerta di petrolio	9
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati	13
L'evoluzione della raffinazione	16
L'economia italiana e l'energia	17
Il quadro macroeconomico	17
I consumi di energia	22
I combustibili solidi	23
La fattura energetica e petrolifera	24
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico	25
Il contributo del gas naturale	29
Il petrolio in Italia	32
La produzione nazionale di idrocarburi	32
I consumi di prodotti petroliferi	35
I prezzi dei prodotti petroliferi	37
Le importazioni e le esportazioni	39
Il downstream italiano	40
La raffinazione	40
La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità	46
La crisi della rete autostradale	50
Autotrasporto merci: storica sentenza dalla Corte di Giustizia Ue	51
Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione	51
La sicurezza nei punti vendita carburanti	53
Gli aspetti doganali e fiscali	57
Entrate tributarie e gettito fiscale	57
Il gettito fiscale degli oli minerali	59
L'evoluzione della tassazione sui prodotti energetici	59
Attuazione della delega fiscale e criteri di revisione della tassazione europea	63
Illegalità e contrabbando	65
Effetti della incostituzionalità della Robin Tax	66

Il petrolio e l'ambiente	67
Progressi sul Pacchetto Clima Energia al 2030	67
Biocarburanti: confermati obiettivi, ma nuove regole	74
Procede recepimento delle Direttive europee	75
Evoluzione sistemi di gestione ambientale	77
La qualità dell'aria nelle politiche europee (<i>EU Air Quality Package</i>)	78
Nuove regole per i "delitti ambientali"	78
Gli ultimi sviluppi su rifiuti e bonifiche	79
Salute e Sicurezza	83
La revisione della Direttiva Seveso	83
La performance sicurezza nel 2014	84
Focus	
Anche l'Italia nel " <i>Market Coupling</i> "	26
I Decreti " <i>Spalma-Incentivi</i> "	28
Evoluzione assetti di mercato	42
Investimenti e attività industriali	44
Rapporto intersettoriale OSSIF 2014 sulla criminalità predatoria	55
Verso una mobilità sostenibile: car sharing, auto elettriche, miglioramenti di efficienza nei motori tradizionali	68
Il nuovo Pacchetto UE " <i>Energy Union</i> "	71
La visione dell'Unione Petrolifera sulla " <i>Energy Union</i> "	72
UP aderisce a FETSA - Federation of European Tank Storage Associations	76
Procedura semplificata per la bonifica dei terreni (Art. 242 bis)	80
Bonifica e riconversione industriale per i siti a preminente interesse pubblico (Nuovo 252 bis)	81

Appendice statistica

Mondo/Paesi industrializzati	87
I consumi energetici dei principali Paesi	87
Il grado di dipendenza energetica e petrolifera	87
La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche	88
I consumi petroliferi	89
La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio	90
I prezzi "SPOT" dei principali greggi	91
Mercato internazionale	92
Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi	92
Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi	92
Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	93
Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	93
Italia	94
I consumi energetici per fonti primarie	94
I consumi energetici per settori di utilizzo	94
La produzione di idrocarburi	95
Il bilancio petrolifero	95
Le importazioni di petrolio greggio	96
Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati	97
Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio	97
La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti	98
Le lavorazioni delle raffinerie	99
La capacità dei principali impianti delle raffinerie	99
La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata	100
I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi	101
La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio	102
Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" per Paesi di provenienza	103
Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	104
Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	104
I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi	105
Europa	106
I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione	106
I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio riscaldamento e dell'olio combustibile	107

Il mercato internazionale

Il quadro economico internazionale

Nel corso del 2014 la crescita economica mondiale ha mostrato un andamento ancora incerto, nonostante **incoraggianti segnali di miglioramento e un moderato rafforzamento del commercio internazionale**.

Complessivamente il **Pil mondiale nel 2014 è cresciuto del 3,4 per cento**, praticamente quanto nel 2013, con i Paesi emergenti che hanno contribuito con un più 4,6 per cento (5,0 per cento del 2013), mentre quelli avanzati con un più 1,8 per cento (1,4 per cento del 2013).

Tra i primi, va rilevato **l'andamento dell'economia cinese che per la prima volta negli dieci anni potrebbe non centrare gli obiettivi di crescita** dichiarati e rallentare ulteriormente nei prossimi anni, mentre l'India è andata ben oltre le attese.

Sebbene con minor vigore rispetto a questi ultimi anni, le economie emergenti si confermano ancora il **vero motore dello sviluppo economico mondiale**, con tassi di crescita doppi rispetto a quelli delle economie avanzate.

Discorso a parte vale per la Russia, messa in seria difficoltà dalle sanzioni imposte da Europa e Stati Uniti a seguito dell'annessione della Crimea, nonché dalla forte caduta dei prezzi del greggio e dal crollo del rublo il cui **impatto sul bilancio pubblico è stato devastante**.

L'area euro per la prima volta dal 2010 è **invece tornata a crescere** (+0,9 per cento) soprattutto grazie al contributo di Paesi come Germania (+1,6 per cento) e Spagna

(+1,4 per cento). Confermate le **difficoltà dell'Italia** che nel 2014 è stato l'unico Paese europeo a registrare una decrescita (-0,4 per cento).

Prosegue il **buon momento dell'economia americana** che, grazie a politiche monetarie e fiscali espansive, ha via via accelerato nel percorso di crescita, segnatamente nell'ultima parte del 2014, con tassi ben superiori alle stime.

Le **prospettive globali a breve e medio termine restano comunque incerte** per la persistente debolezza dell'area euro - su cui pesa la situazione della Grecia - e del Giappone, il prolungarsi del rallentamento in Cina e l'incognita rappresentata dalla Russia, nonché per le tante tensioni geopolitiche che **aggiungono incertezza ad incertezza**.

Stando alle ultime stime del Fondo monetario internazionale (FMI), l'economia mondiale nel 2015 dovrebbe progredire ad un tasso del 3,5 per cento e del 3,8 per cento nel 2016, nonostante permangano **molte incognite nel quadro macroeconomico**, con una debole ripresa degli investimenti produttivi e della domanda interna nelle principali aree di consumo.

La domanda e l'offerta di petrolio

Il petrolio si è confermato ancora una volta **centrale nel soddisfare la domanda di energia** a livello mondiale, mantenendo una quota sul totale intorno al 30 per cento. Complessivamente le **fonti fossili hanno soddisfatto oltre l'80 per cento** della do-

Paesi industrializzati I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo (Variazione percentuale rispetto all'anno precedente)		Indice prezzi al consumo ⁽¹⁾		Disoccupazione (Percentuale delle forze di lavoro)		Indebitamento pubblico ⁽²⁾ (Percentuale del Pil)	
	2013	2014 ⁽³⁾	2013	2014 ⁽³⁾	2013	2014 ⁽³⁾	2013	2014 ⁽³⁾
Francia	+ 0,3	+ 0,4	+ 1,0	+ 0,6	10,3	10,3	- 4,1	- 4,0
Regno Unito	+ 1,7	+ 2,8	+ 2,6	+ 1,5	7,6	6,1	- 5,7	- 5,7
Germania	+ 0,1	+ 1,6	+ 1,6	+ 0,8	5,2	5,0	+ 0,1	+ 0,7
ITALIA	- 1,7	- 0,4	+ 1,2	+ 0,2	12,1	12,7	- 2,9	- 3,0
Area Euro	- 0,5	+ 1,1	+ 1,3	+ 0,4	12,0	11,6	- 2,9	- 2,4
Usa	+ 2,2	+ 2,4	+ 1,5	+ 1,6	7,4	6,2	- 4,7	- 4,1
Giappone	+ 1,6	- 0,1	+ 0,4	+ 2,7	4,0	3,6	- 7,1	- 4,9
Paesi Ocse	+ 1,4	+ 1,8	+ 1,5	+ 1,6	8,3	7,8	- 3,8	- 3,2

⁽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: Eurostat, FMI

Mondo I consumi energetici

(Milioni di tep)

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	2.231	2.221	2.358	2.972	3.607	3.789	3.878	4.019
Gas naturale	1.667	1.812	2.072	2.357	2.737	2.790	2.844	2.895
Petrolio	3.231	3.372	3.658	4.005	4.130	4.132	4.205	4.253
Nucleare	526	608	676	722	719	674	642	642
Idroelettrico	184	213	225	252	296	302	316	328
Geotermica, Eolica e Solare	36	42	60	70	112	127	142	158
Biomasse e rifiuti	905	967	1.029	1.128	1.288	1.314	1.343	1.378
TOTALE	8.780	9.235	10.078	11.506	12.889	13.128	13.370	13.673

⁽¹⁾ Stime.

Fonte: Elaborazioni ENI

Mondo La produzione di greggio

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014 ⁽¹⁾
(Milioni di tonnellate)									
Paesi Opec	1.233	1.393	1.511	1.680	1.668	1.704	1.776	1.740	1.730
Paesi Ocse	891	975	1.014	913	857	858	903	951	1.030
Altri Paesi	1.048	915	1.093	1.323	1.453	1.448	1.441	1.442	1.465
TOTALE	3.172	3.283	3.618	3.916	3.978	4.011	4.120	4.133	4.225
(Quote percentuali)									
Paesi Opec	38,9	42,4	41,8	42,9	41,9	42,5	43,1	42,1	40,9
Paesi Ocse	28,1	29,7	28,0	23,3	21,6	21,4	21,9	23,0	24,4
Altri Paesi	33,0	27,9	30,2	33,8	36,5	36,1	35,0	34,9	34,7
TOTALE	100,0								

⁽¹⁾ Dati provvisori.

Fonte: Bp Statistical Review; per il 2014 stima Unione Petrolifera su dati IEA

manda di energia primaria, con un'offerta apparsa in continuo aumento.

Le ultime stime dell'Agenzia internazionale per l'energia (Aie) indicano in **oltre 6.000 miliardi di barili l'ammontare delle riserve recuperabili e in circa 1.700 miliardi quelle provate** (comprese le cosiddette non-convenzionali).

Un ammontare in grado di soddisfare pienamente la domanda attesa in ognuno degli scenari disegnati dalla stessa Aie, dove **i combustibili fossili saranno ancora determinanti con una quota compresa tra il 60 e l'80 per cento** (a seconda dello scenario di riferimento), la cui reale disponibilità dipenderà in gran parte dalle politiche produttive che sceglieranno di adottare in particolare i Paesi Opec alla luce della decisa flessione dei corsi del petrolio che, in molti casi, **imporranno un taglio notevole del livello degli investimenti**, anche nelle fonti non-convenzionali.

Complessivamente, **l'offerta nel 2014 è stata pari a 93,6 milioni barili/giorno** con un

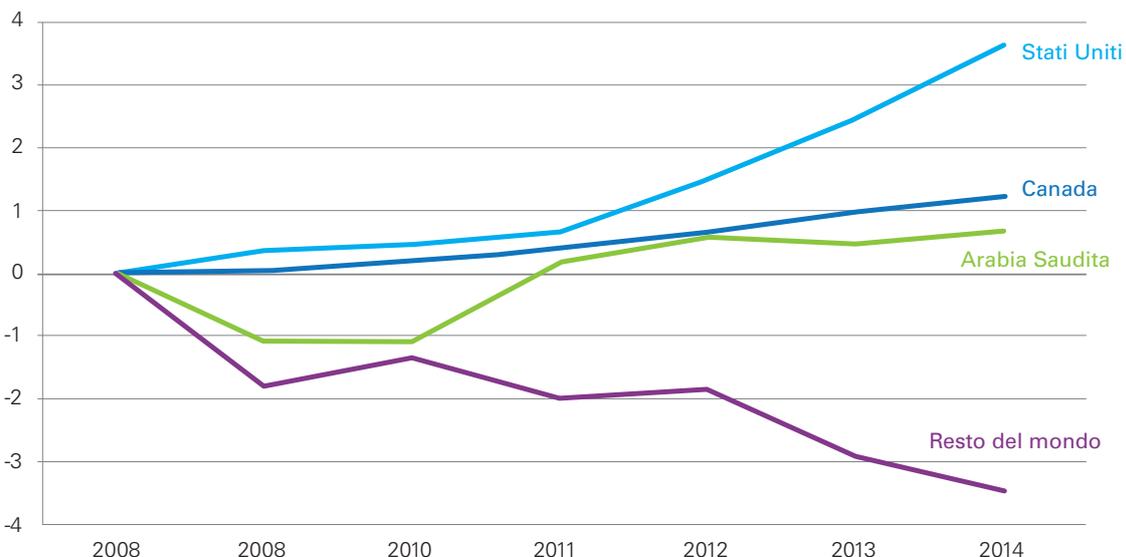
consistente aumento rispetto al 2013 (+2,3 milioni barili/giorno), ben superiore alla media dell'ultimo quinquennio (+1,4 milioni).

I Paesi Opec hanno coperto poco più del 39 per cento, un valore in leggero calo rispetto al 2013, a conferma della volontà di difendere le quote anziché il prezzo nell'attuale fase di mercato, nonostante tale scelta sinora sia stata quasi ad esclusivo vantaggio degli **Stati Uniti che con oltre 12 milioni barili/giorno sono diventati il primo produttore mondiale** e coperto il 69 per cento dell'incremento totale dell'offerta registrato nel 2014.

Nell'ultimo decennio l'offerta è aumentata in totale di circa il 12 per cento, pari a 10,2 milioni barili/giorno, di cui 3,4 milioni prodotti dai Paesi Opec e 6,8 milioni da quelli non-Opec, nei quali il contributo dei biocarburanti ha raggiunto i 2,2 milioni barili/giorno.

Quanto alla **domanda petrolifera mondiale, nel 2014 ha rilevato la crescita più bassa della media dell'ultimo decennio**,

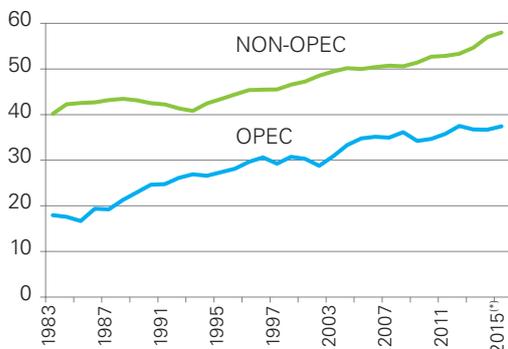
Mondo - Variazione cumulate 2008-2014 della produzione di greggio^(*) nei principali Paesi produttori
(Milioni di barili/giorno)



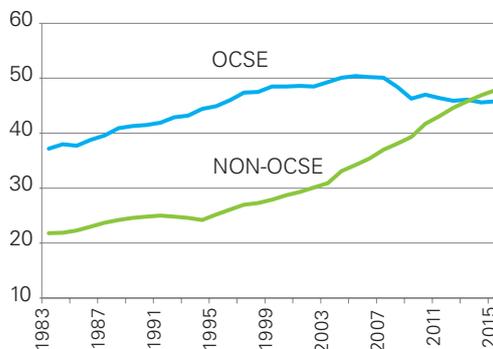
^(*) Non include la produzione Opec di condensati e quella di Natural Gas Liquids dei Paesi non-Opec.

Fonte: IHS Energy

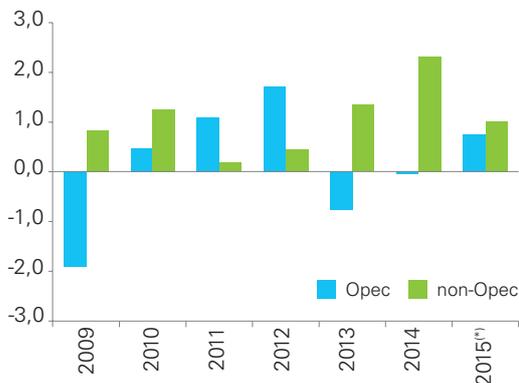
Mondo - Produzione di greggio per aree Opec e non-Opec (Milioni di barili/giorno)



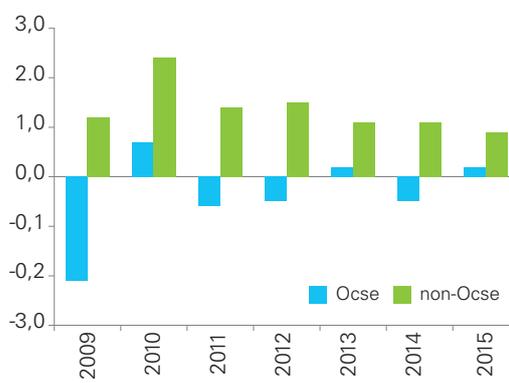
Mondo - La domanda di petrolio nelle aree Ocse⁽¹⁾ e non-Ocse (Milioni di barili/giorno)



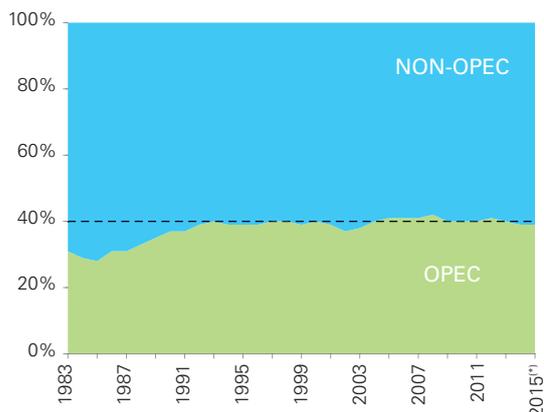
Mondo - Variazione in valore assoluto della produzione delle aree Opec e non-Opec (Milioni di barili/giorno)



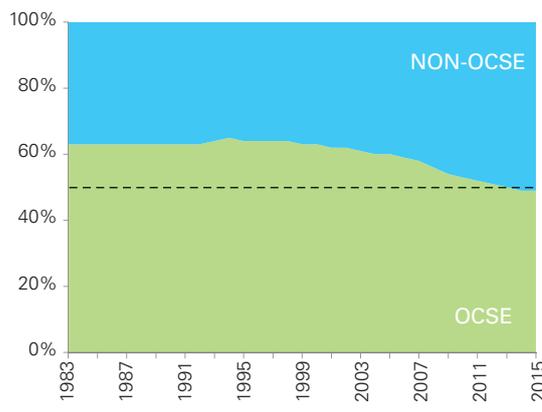
Mondo - Variazione in valore assoluto della produzione delle aree Ocse⁽¹⁾ e non-Ocse (Milioni di barili/giorno)



Mondo - Peso delle aree Opec e non-Opec nelle produzioni di greggio



Mondo - Peso delle aree Ocse e non-Ocse nei consumi di petrolio



⁽¹⁾ Primo quadrimestre.

⁽¹⁾ Da agosto 2012 Cile, Estonia, Israele e Slovenia sono entrati a far parte dell'OCse.

Fonte: Unione Petrolifera su dati IEA

fermandosi a 92,5 milioni barili/giorno, con un incremento di soli 650.000 barili/giorno rispetto al 2013, **grazie esclusivamente al contributo dei Paesi non-Ocse.**

Nei Paesi Ocse la domanda, infatti, è diminuita di circa 500.000 barili/giorno a fronte di un progresso di 1,1 milioni in quelli **non-Ocse che, per la prima volta nella storia, hanno superato la fatidica soglia del 50 per cento del totale.** Determinante il contributo della Cina e degli altri Paesi asiatici che insieme hanno assorbito quasi il 50 per cento di questo incremento.

Nell'ultimo decennio la domanda nei Paesi Ocse è diminuita di 4,8 milioni barili/giorno (-9,4 per cento), in quelli non-Ocse è invece cresciuta di 12,7 milioni (+37,1 per cento).

Una tendenza destinata a confermarsi e rafforzarsi nei prossimi decenni, almeno stando alle ultime previsioni dell'Aie la cui stima al 2040 è di una domanda nei Paesi non-Ocse (63,1 milioni barili/giorno), doppia rispetto a quella Ocse (31,3 milioni barili/giorno).

I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati

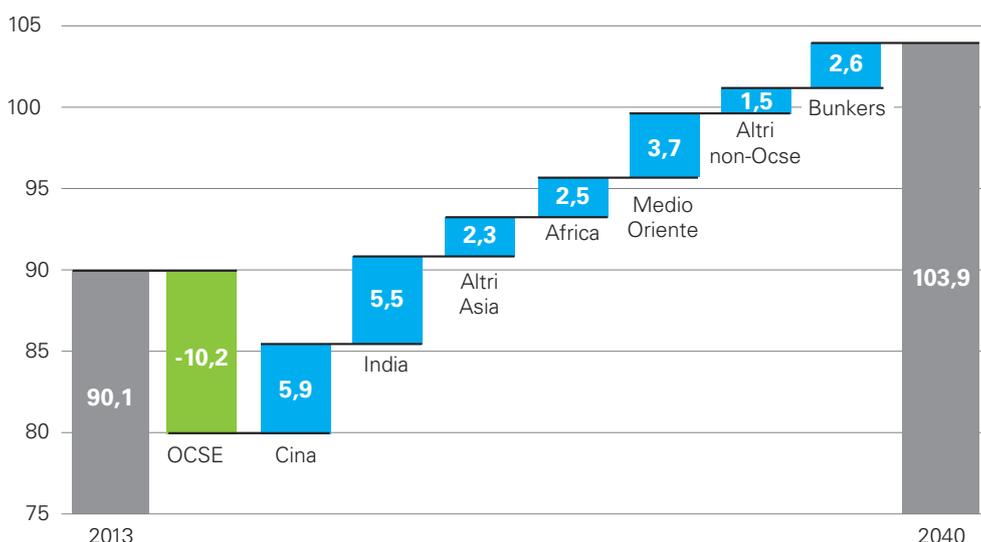
Importanti quanto inaspettate novità hanno riguardato nel 2014 i prezzi del petrolio che, nel giro di pochi mesi, hanno perso metà del loro valore tornando sui livelli minimi degli ultimi dieci anni nonostante il permanere – e in molti casi l'acuirsi – delle tensioni geopolitiche che mai come oggi sono del tutto imprevedibili nella loro possibile evoluzione.

Il Brent è rapidamente passato da una forchetta di 107-112 dollari/barile nei primi sei mesi dell'anno ad un valore di 62 dollari (-45 per cento) in dicembre.

Per la prima volta dal 2010 la media annua del Brent è scesa sotto la soglia dei 100 dollari/barile, mentre era in media 52 dollari nel periodo 2000-2010 (+89 per cento).

A contribuire a questa decisa flessione un combinato disposto di diversi fattori, sia dal lato della domanda che dell'offerta.

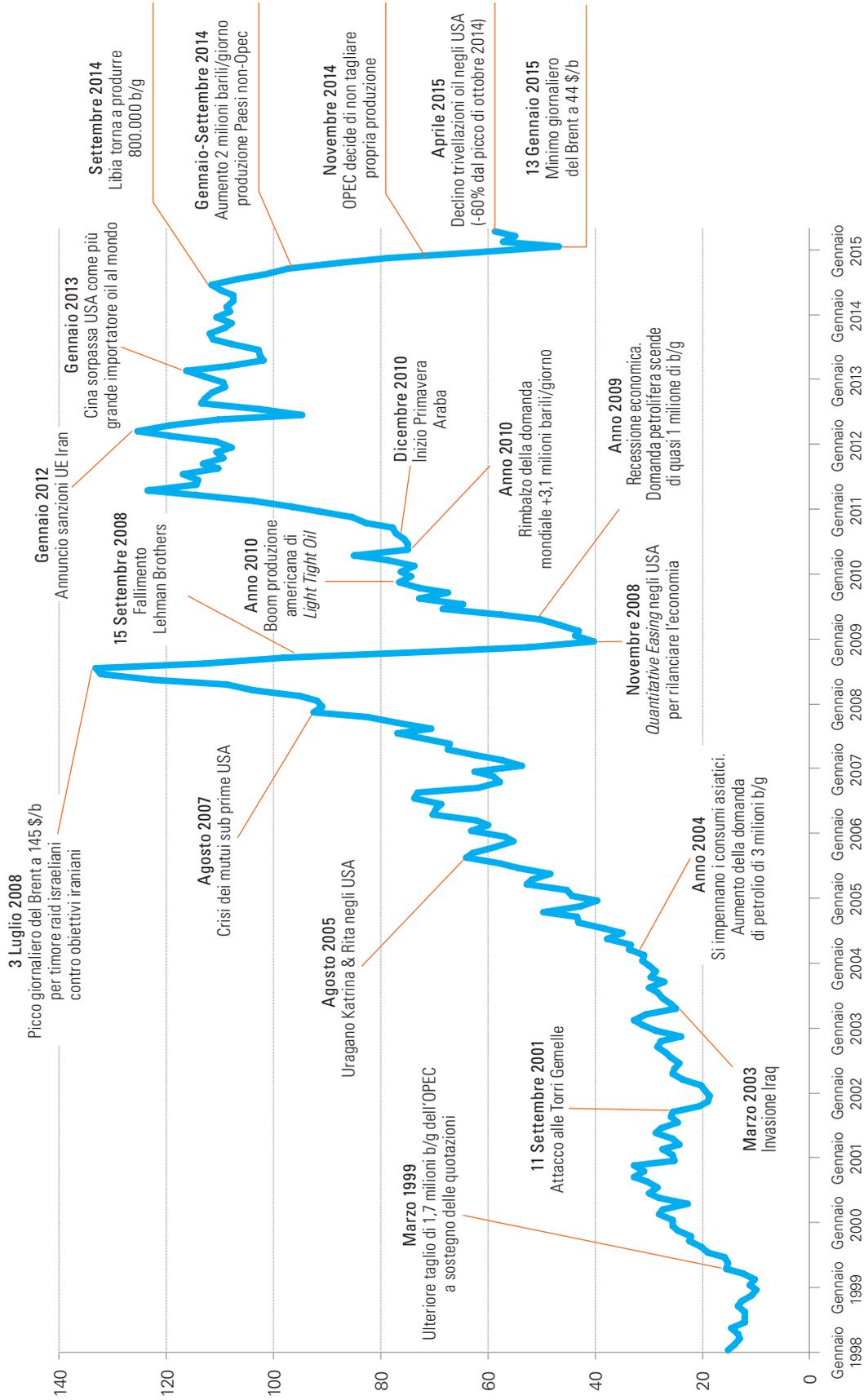
Mondo - Crescita della domanda di petrolio per aree al 2040 secondo l'Agencia Internazionale dell'Energia (Milioni di barili/giorno)



Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2014

Petrolio - Le quotazioni del greggio riflettono la storia del mondo

(Quotazioni medie mensili del Brent dated in dollari/barile correnti. Gennaio 1998 - aprile 2015)



Fonte: Eni/Up su dati Platts

Dal punto di vista della domanda, decisivo è stato il calo nei Paesi Ocse cui si è accompagnato il rallentamento congiunturale nei principali mercati non-Ocse, principali motori della crescita.

Dal lato offerta, determinanti sono stati i forti investimenti degli ultimi anni (4.000 miliardi nel periodo 2007-2013) - in particolare nelle fonti non-convenzionali - che hanno portato ad un forte incremento sia della capacità produttiva che dell'offerta corrente.

Ad accentuare questa tendenza è stata sicuramente la scelta dell'Opec di mantenere inalterata la produzione in un contesto di prezzi in forte calo, avallata nel vertice del novembre 2014, che ha spinto il Brent sino al valore minimo di 44-45 dollari/barile nel mese di gennaio 2015, poi risalito sino ai 55-60 dollari di febbraio-marzo.

Quale possa essere lo spazio di recupero dei prezzi dipende da molte variabili, ma soprattutto dalla possibilità o meno che si verifichi una sensibile riduzione della produzione non-Opec e/o una decisa ripresa della domanda globale.

L'ormai diffusa consapevolezza dell'attuale situazione di surplus, testimoniata anche dall'elevato livello delle scorte non solo negli Stati Uniti ma nel mondo (in siti di stoccaggio o su petroliere), rende difficile prevedere un cambiamento della situazione in tempi brevi e in molti sono d'accordo nell'affermare che l'attuale fase è destinata a protrarsi più a lungo che nel passato.

Quanto ai prodotti raffinati, nel 2014 la benzina in media annua si è attestata intorno ai 52 centesimi euro/litro (-8 per cento rispetto al 2013), mentre il gasolio ai 55 centesimi (-9 per cento). Medie che nei primi tre mesi del 2015 sono scese, rispettivamente, a 38 e 40 centesimi e ciò nonostante il forte deprezzamento del cambio euro/dollaro (circa il 20 per cento), arrivato vicino alla parità.

Petrolio - Quotazioni giornaliere Brent (Dollari/barile)



Fonte: Platts

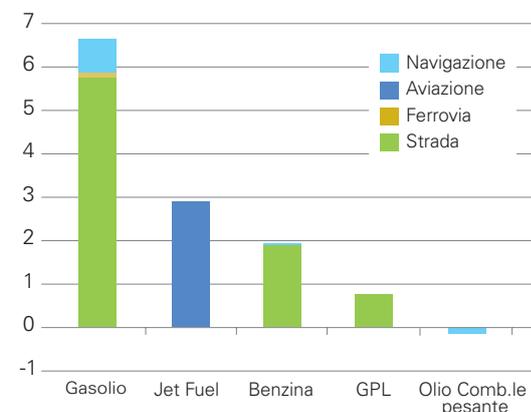
Stati Uniti - Andamento delle trivellazioni e delle quotazioni WTI



Ultimi dati riferiti al 17 aprile 2015.

Fonte: World Bank, su dati Baker Hughes, Commodity market Outlook, aprile 2014

Mondo - Variazione della domanda di prodotti petroliferi nei trasporti al 2040 secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (Milioni di barili/giorno)



Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2014

L'evoluzione della raffinazione

La capacità di raffinazione mondiale ha continuato ad essere eccedente rispetto alla domanda, in una misura superiore a 10 milioni barili/giorno, tenendo anche conto delle crescenti quote di prodotti liquidi derivati (NGL, CTL o GTL¹) che non passano per la *refinery chain*.

Un surplus destinato ad aumentare nei prossimi anni, come rilevato dall'Aie che al 2040 stima un eccesso "nominale" di capacità superiore ai 21 milioni barili/giorno.

Tale eccesso sarà più evidente nei Paesi Ocse e particolarmente in Europa dove è a rischio

¹ NGL – Natural gas liquids; CTL – Coal to liquids; GTL – Gas to liquids.

chiusura capacità per oltre 2 milioni barili/giorno al 2020 e 4,6 milioni al 2040.

In Europa negli ultimi cinque anni è già stata chiusa capacità per 1,7 milioni barili/giorno, di cui oltre 300.000 (il 18 per cento del totale) solo in Italia, e nonostante ciò, i tassi di lavorazione sono stati inferiori all'80 per cento contro il 90 per cento degli impianti attivi negli Stati Uniti che hanno continuato a beneficiare dei bassi costi dell'energia e del greggio rispetto a quelli europei.

Va tuttavia rilevato come, sul finire dell'anno, sia emerso un miglioramento congiunturale dei margini di molte raffinerie del Nord Europa - impianti che solo qualche mese prima erano sull'orlo della chiusura - sorrette dai bassi prezzi del petrolio rispetto a quelli dei prodotti raffinati, mentre in Mediterraneo permane una situazione di maggiore incertezza.

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 ^(*)	
	2013	2040	2013	2020	2040	2020	2040
Europa	16,8	-0,6	13,3	12,0	10,0	2,3	4,6
Nord America	20,8	0,9	18,3	18,8	16,5	0,1	2,7
Cina	11,6	5,6	9,4	12,1	14,6	0,4	0,2
India	4,4	3,2	4,3	4,9	7,4	—	—
Asia Ocse	8,0	-1,4	6,6	5,7	4,7	0,5	1,1
Altri Asia	4,8	1,8	3,9	4,2	6,0	0,2	0,1
Russia	6,2	0,3	6,0	6,1	5,2	—	0,4
Medio Oriente	7,7	4,0	6,6	8,5	10,6	—	—
Brasile	2,0	1,3	2,0	2,4	3,0	—	—
Africa	3,5	0,8	1,9	2,4	3,4	0,6	0,4
Altri	6,8	0,2	5,0	5,3	5,5	0,6	0,6
TOTALE	92,6	16,1	77,3	82,4	86,9	4,7	10,1

^(*) 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: IEA, World Energy Outlook 2014

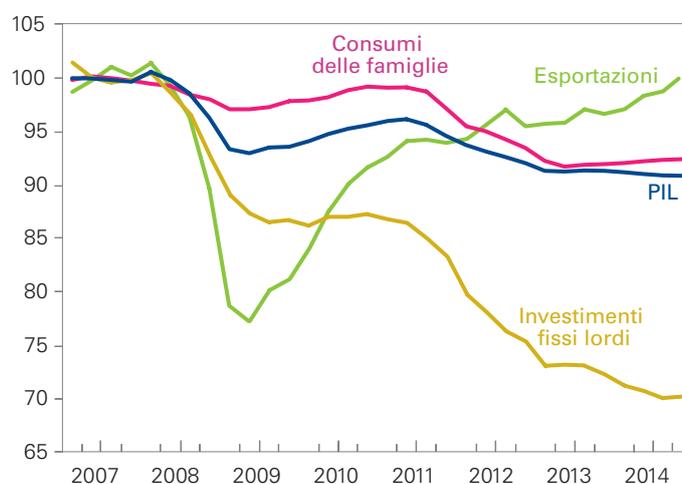
L'economia italiana e l'energia

Il quadro macroeconomico

In base alle ultime stime, lo scenario economico internazionale sembrerebbe tendere verso un graduale recupero, anche se con forti disomogeneità tra aree geografiche: nei Paesi emergenti è in atto una fase di decelerazione ciclica, mentre nei Paesi avanzati, particolarmente in Europa, grazie all'azione di stimolo esercitata dalla politica monetaria, dal calo del prezzo del petrolio e dal deprezzamento dell'euro, si osserva un rafforzamento dell'attività economica.

Anche il nostro Paese sta evidenziando qualche segnale di recupero, anche se con minore forza rispetto agli altri. Nel 2014 la variazione media annua del Pil ha registrato ancora una riduzione (-0,4 per cento), ma meno pronunciata che nel biennio precedente (-1,7 per cento e -2,8 per cento rispettivamente del 2013 e 2012).

Italia - PIL e principali componenti della domanda^(*) (Dati trimestrali; indici: 2007=100)



^(*) Quantità a prezzi concatenati; dati destagionalizzati e corretti per i giorni lavorativi.
Fonte: Elaborazioni 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
2011	0,6	-1,9	—	-1,8	-0,6	5,2	0,5
2012	-2,8	-9,3	-3,9	-1,2	-5,6	2,3	-8,1
2013	-1,7	-5,8	-2,8	-0,3	-2,5	0,5	-2,3
2014	-0,4	-3,3	0,3	-0,9	-0,7	2,7	1,8
2014 I	-0,1	-1,5	0,1	-0,4	-0,3	0,4	-0,1
2014 II	-0,2	-0,6	0,2	-0,5	-0,2	1,3	1,2
2014 III	-0,1	-0,7	0,1	0,2	—	0,4	0,8
2014 IV	—	0,2	0,1	0,4	-0,4	1,8	0,5

⁽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

Italia I dati macroeconomici

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 ^(*)
VARIAZIONE PERCENTUALE VS. ANNO PRECEDENTE													
Prodotto interno lordo ^(a)	+0,3	+0,2	+1,6	+0,9	+2,0	+1,5	-1,0	-5,5	+1,7	+0,6	-2,8	-1,7	-0,4
Produzione industriale ^(b)	-1,3	-1,0	+0,9	-1,8	+3,1	+2,5	-3,2	-18,7	+6,9	-0,4	-6,1	-3,1	-1,2
Inflazione	+2,5	+2,7	+2,2	+1,9	+2,1	+1,8	+3,4	+0,8	+1,5	+2,8	+3,0	+1,2	+0,2
Investimenti fissi lordi ^(a)	+4,2	-0,3	+2,1	+1,7	+3,2	+1,6	-3,1	-9,9	-0,5	-1,9	-9,3	-5,8	-3,3
PERCENTUALE DELLE FORZE DI LAVORO													
Disoccupazione ^(c)	8,5	8,4	8,0	7,7	6,8	6,1	6,7	7,7	8,4	8,4	10,7	12,1	12,7
MILIARDI DI EURO													
Saldo import-export	+7,8	+1,6	-1,2	-9,4	-20,5	-8,6	-13,0	-5,9	-30,0	-25,5	+9,9	+29,2	+42,9
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	41	47	52	62	56	25	44	83	68	57	48	47	49
Debito delle Amministrazioni pubbliche ^(d)	1.372	1.397	1.450	1.519	1.588	1.606	1.671	1.770	1.851	1.907	1.989	2.069	2.135
Pil a euro correnti	1.346	1.391	1.449	1.490	1.549	1.610	1.633	1.574	1.606	1.639	1.615	1.609	1.616

^(*) 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

Alla **persistente flessione degli investimenti** (-3,3 per cento), frenati dagli ampi margini di capacità inutilizzata, dall'elevata incertezza sulle prospettive della domanda e dalle difficoltà dell'edilizia, si è contrapposto il sostegno dei consumi privati e dell'export. **I consumi delle famiglie** hanno ripreso a crescere in misura contenuta (+0,3 per cento) e **gli scambi con l'estero** (+2,7 per cento) **continuano a sostenere la dinamica del prodotto**, malgrado le oscillazioni della domanda mondiale.

Nell'ultimo trimestre dell'anno, la variazione del valore aggiunto complessivo, sebbene negativa per tre trimestri consecutivi, si è tuttavia attenuata. Tale risultato è stato raggiunto grazie a un **contributo positivo del comparto dei servizi**, un **apporto sostanzialmente nullo delle costruzioni** e un **contributo ancora negativo dell'industria in senso stretto**, anche se nei mesi finali del 2014 l'attività dell'industria (al netto delle costruzioni) ha comunque mostrato una sequenza di risultati moderatamente favorevoli. A fine 2014 l'attività produttiva nel comparto industriale è attesa contrarsi per il terzo anno consecutivo (lievemente al di sotto dell'1 per cento).

Nella media del 2014, i volumi prodotti dall'industria in senso stretto sono risultati in flessione per il terzo anno consecutivo (-0,8 per

cento al netto dei giorni di calendario), pur con una intensità nettamente più contenuta rispetto ai due anni precedenti. **Permangono le differenze tra gli andamenti sul mercato interno ed estero.**

I ritmi produttivi continuano a soffrire **della debolezza delle condizioni interne di domanda**. Il fatturato industriale realizzato sul mercato domestico ha presentato risultati oscillanti fra il positivo e il negativo, mentre le vendite sui mercati esteri hanno mostrato una sostanziale tenuta. In particolare, nel quarto trimestre **le esportazioni verso i Paesi esterni all'Unione hanno segnalato un'accelerazione** (+1,8 per cento) dovuta in larga misura a incrementi dei prezzi finali di vendita, resi possibili dal deprezzamento dell'euro, a fronte di una diminuzione dei volumi.

Nei **primi mesi del 2015**, l'andamento dell'attività produttiva risulta incerto soprattutto nel settore manifatturiero, mentre si registrano segnali di miglioramento nel settore dei servizi e, in misura incerta, nelle costruzioni, caratterizzato dall'alternanza dei segnali congiunturali. Tuttavia indicazioni moderatamente favorevoli si desumono dai permessi di costruire, anticipatori dell'attività del comparto.

La spesa delle famiglie continua ad aumentare, sebbene in misura contenuta, sostenuta prevalentemente dagli acquisti di beni

Italia - Indici della produzione

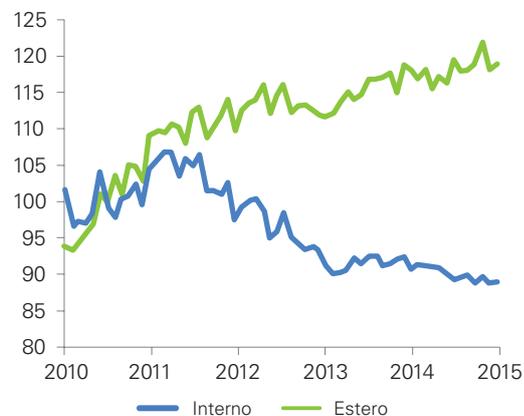
(Base 2010=100)



Fonte: Istat

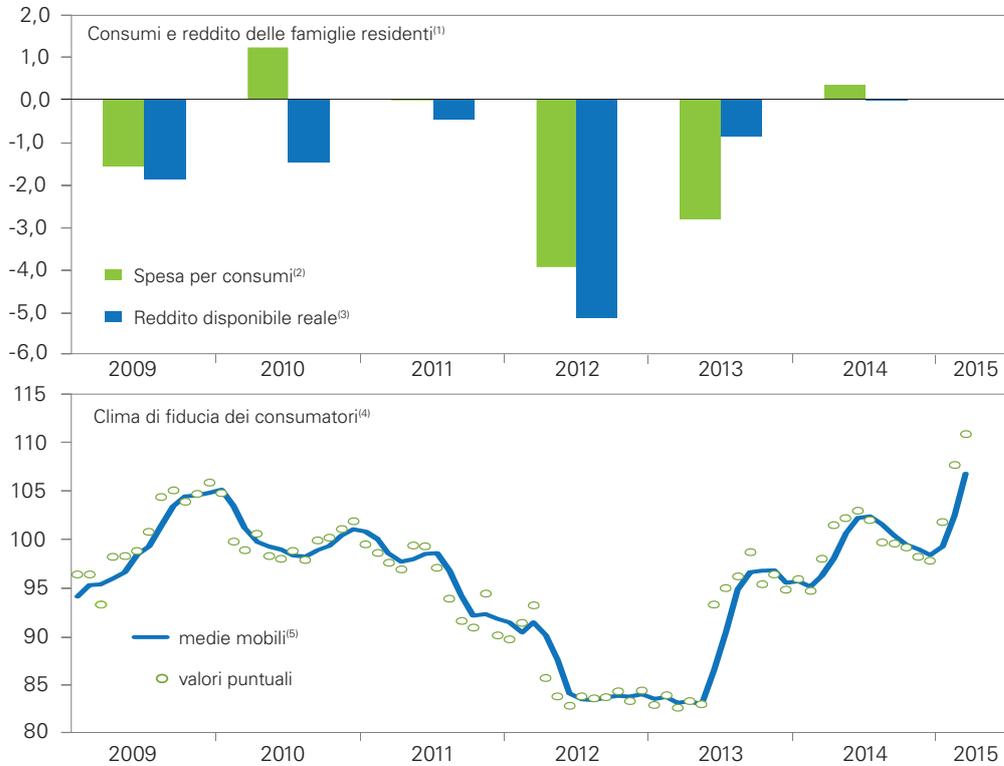
Italia - Indici del fatturato dell'industria interno ed estero

(Base 2010=100)



Fonte: Istat

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



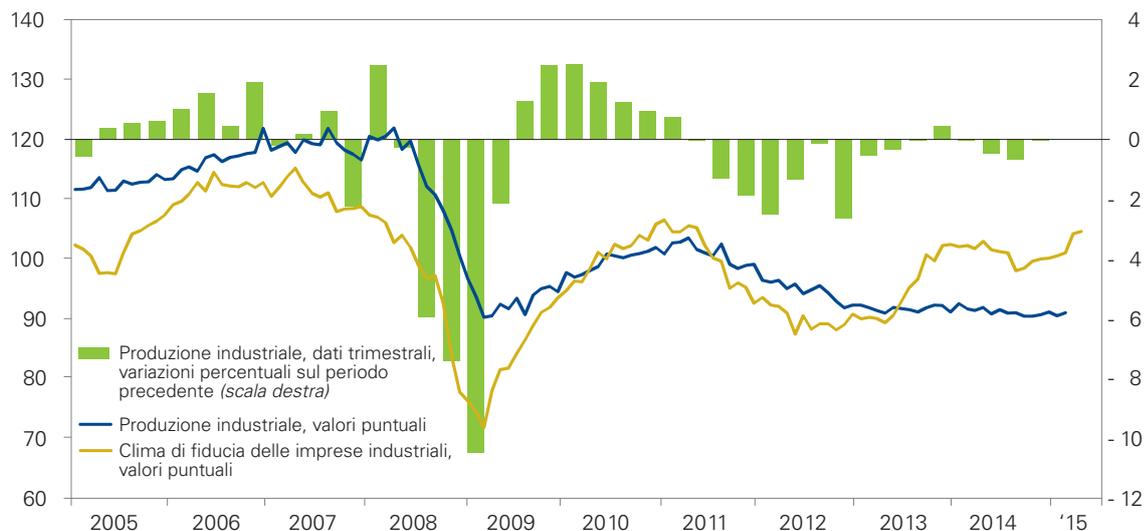
⁽¹⁾Variazioni percentuali sull'anno precedente. - ⁽²⁾Quantità a prezzi concatenati. - ⁽³⁾Deflazionato con il deflatore della spesa per consumi delle famiglie (valori concatenati con anno di riferimento 2010).

⁽⁴⁾Dati mensili destagionalizzati. Indici: 2010=100.

⁽⁵⁾Dati mensili; medie mobili nei 3 mesi terminanti in quello di riferimento.

Fonte: Elaborazioni Banca d'Italia su dati Istat

Italia - Produzione e clima di fiducia delle imprese industriali
(Base 2010=100; dati destagionalizzati)



Fonte: Elaborazioni Banca d'Italia su dati Istat

durevoli. Nei primi mesi dell'anno il clima di fiducia ha segnato un deciso miglioramento, guidato soprattutto dalle prospettive sulla situazione generale dell'economia, collocandosi in marzo sui livelli massimi dal giugno 2002.

I segnali positivi sull'economia italiana si rafforzano, con un miglioramento delle attese di consumatori e imprese. Anche le previsioni del Fondo Monetario Internazionale (FMI) pubblicate ad aprile scorso indicano per il nostro Paese una crescita allo 0,5 per cento nel 2015 e dell'1,1 per cento nel 2016, in miglioramento rispettivamente di 0,1 punti e 0,3 punti rispetto alle precedenti stime di gennaio.

Permangono tuttavia difficoltà nel mercato del lavoro e si conferma la fase deflazionistica, seppure in attenuazione.

Nel quarto trimestre 2014 il **tasso di disoccupazione**, in crescita dal terzo trimestre del 2011, raggiunge il 13,3 per cento (+0,6 punti percentuali rispetto a un anno prima), attestandosi in media annua al 12,7 per cento contro il 12,1 del 2013. Sebbene il mercato del lavoro non mostri chiari segnali di un'inversione di tendenza, si sono osservati aumenti nel numero di occupati, cresciuti su base annua di 156mila unità (+0,7 per cento).

Nel 2014 l'**indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)** ha rilevato una variazione pari al +0,2 per cento: un minimo storico registrato in precedenza solo nel 1959.

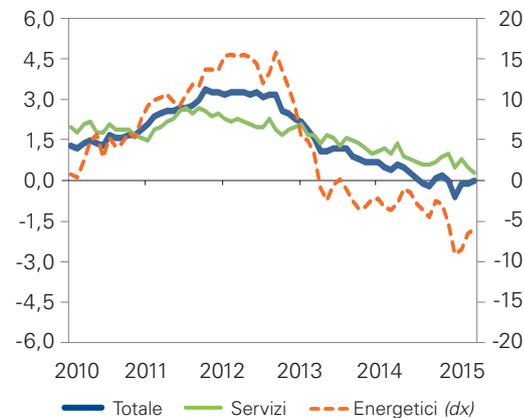
Il calo di un punto percentuale dell'inflazione rispetto al 2013 è stato determinato dalla prolungata flessione dei costi delle materie prime e, in via principale, dai forti ribassi dei corsi petroliferi che hanno ridotto significativamente i costi dell'approvvigionamento energetico¹.

La debolezza dell'attività economica e della

¹ Secondo le stime della Banca d'Italia ("Bollettino Economico" n. 2, aprile 2015), le basse quotazioni del greggio produrrebbero effetti positivi sul nostro prodotto interno lordo stimati nell'ordine di mezzo punto percentuale in due anni, grazie alle risorse che la riduzione della spesa energetica liberebbe e che famiglie e imprese possono destinare a consumi e investimenti.

Italia - Dinamica dei prezzi

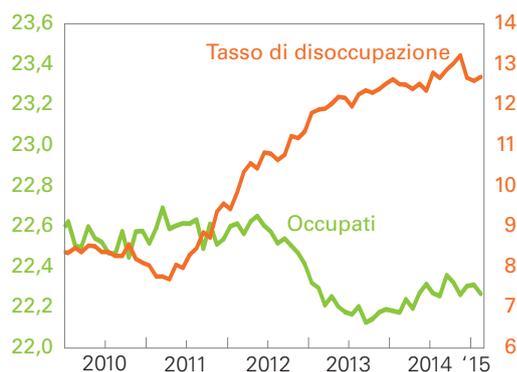
(Variazioni tendenziali percentuali)



Fonte: Istat

Italia - Occupati e tasso di disoccupazione

(Dati mensili destagionalizzati; milioni di persone e valori percentuali)



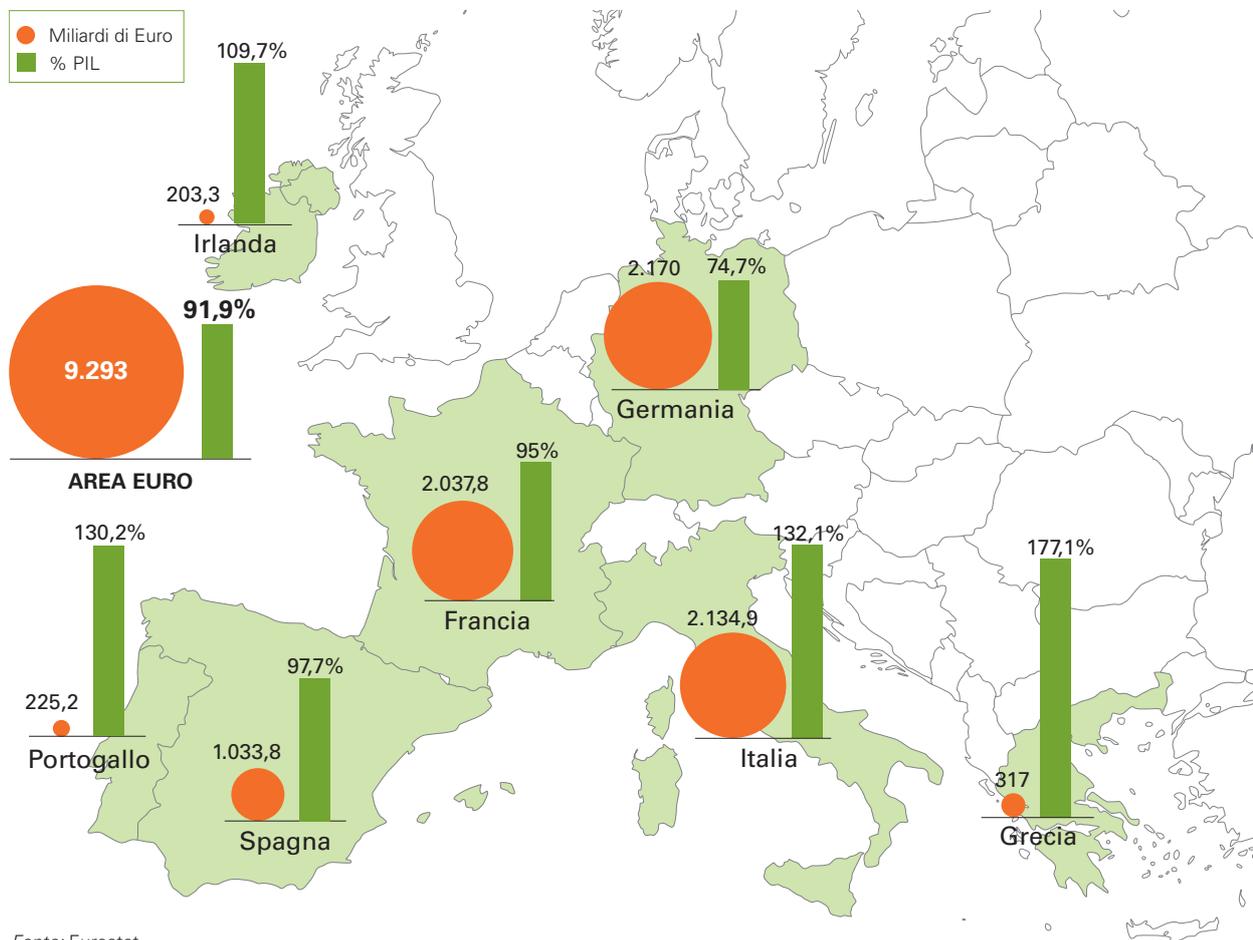
Fonte: Banca d'Italia su dati Istat, rilevazione sulle forze di lavoro, stime mensili provvisorie

domanda si sono riflesse in una generalizzata moderazione della dinamica dei prezzi in tutti gli stadi della loro formazione, neutralizzando il passaggio dalla produzione alla distribuzione finale di eventuali spinte al rialzo e contribuendo a rafforzare il trasferimento degli impulsi disinflazionistici provenienti dalla componente energetica².

Nel 2014 l'**indebitamento netto delle Amministrazioni Pubbliche** (-49.056 milioni di euro) è rimasto pressoché stabile al 3 per

² I prezzi dei prodotti industriali venduti sul mercato interno da quasi due anni registrano contrazioni (-3,3 per cento su base annua in febbraio).

Europa - Debito pubblico dei principali Paesi e peso percentuale sul Pil nel 2014



Fonte: Eurostat

cento del Pil, risultando in aumento di circa 1,6 miliardi rispetto al 2013 (-47.455 milioni di euro, pari al 2,9 per cento del Pil). L'incidenza del debito sul PIL è aumentata di 3,6 punti percentuali, al 132,1 per cento, rispetto al 128,5 dell'anno precedente, risentendo anche della sostanziale invarianza del prodotto nominale.

I consumi di energia

Anche nel 2014 è proseguita la flessione dei consumi di energia, che si sono ridotti del 3,8 per cento, fermandosi a 166,4 Mtep e così tornando sui valori dei primi anni '90.

In contrazione tutte le principali fonti fossili, sebbene con intensità e motivazioni diverse:

- il gas è sceso dell'11,7 per cento, attestandosi a 50,7 Mtep, un valore analogo a quello di fine anni novanta, per effetto della minore richiesta per la produzione termoelettrica e delle temperature più miti dell'anno;
- sul carbone la riduzione è stata del 4,9 per cento e i circa 13,5 Mtep sono quasi allineati a quelli del 2009, in conseguenza della persistente crisi del settore siderurgico e dei minori impieghi nella produzione termoelettrica;

- il **petrolio** ha segnato un meno 1,8 per cento e con 57,3 Mtep è **tornato sui valori di metà anni Sessanta**.

Aumentano invece del 3,7 per cento (9,6 Mtep) le **importazioni nette di energia elettrica**.

In ulteriore incremento anche le **fonti rinnovabili** che con 35,3 Mtep, hanno rilevato **una variazione stimata del +4,5 per cento**, anche per l'inatteso aumento della produzione idroelettrica (+8,1 per cento).

La **produzione interna di energia**, compresa quella di greggio e gas naturale, **ha ridotto la nostra dipendenza dall'estero**, che è scesa al 73 per cento rispetto al 75 per cento del 2013.

I combustibili solidi

Dopo il gas naturale, i **combustibili solidi** sono la fonte energetica che hanno rilevato la flessione più ampia nel 2014.

Ad impattare sulla domanda, stimata in circa 13,5 Mtep e in calo del 4,9 per cento, la

frenata della produzione dei suoi principali settori di uso: la produzione termoelettrica e l'industria siderurgica.

Le conseguenze dell'ulteriore calo della domanda elettrica (-3,0 per cento verso il 2013), che si è amplificato con una riduzione dell'11 per cento sulla produzione termoelettrica, come si illustrerà in seguito¹, hanno **prodotto non solo una riduzione nell'attività delle centrali a carbone, ma anche il ripensamento dei piani industriali programmati per i nuovi impianti e l'annuncio della chiusura definitiva per alcune**².

Per accertamenti di carattere ambientale l'attività di due unità da 300 MW ciascuna della **centrale di Vado Ligure** (Tirreno Power), nonché l'avvio dei lavori per la nuova unità da 460 MW, con investimenti previsti di 1,2 miliardi di euro, sono **sospesi da marzo 2014**.

¹ Vedi capitolo "Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico".

² Fra le 23 centrali di cui l'Enel ha annunciato la chiusura, vi sono anche le centrali a carbone di Genova e Marghera. E' stato inoltre ritirato il progetto di riconversione a carbone di Porto Tolle (Vedi: Carbone Informazione, 15 novembre 2014).

Italia I consumi di energia

(Milioni di tep)

	2000	2005	2008	2009	2010	2012	2013	2014 ^(*)	Variazione 2014 vs. 2013	Peso sul totale 2014
Combustibili solidi	12,8	17,0	16,7	13,0	14,9	16,6	14,2	13,5	- 4,9%	8,1%
Gas naturale ^(*)	57,9	70,7	69,5	63,9	68,1	61,4	57,4	50,7	- 11,7%	30,5%
Importazioni nette di energia elettrica	9,8	10,8	8,8	9,9	9,7	9,5	9,3	9,6	+ 3,7%	5,8%
Petrolio ^(*)	92,0	85,2	79,3	73,3	72,2	62,2	58,3	57,3	- 1,8%	34,4%
Fonti rinnovabili	12,9	13,6	17,0	20,2	22,9	26,6	33,8	35,3	+ 4,5%	21,2%
TOTALE	185,4	197,3	191,3	180,3	187,8	176,3	173,0	166,4	- 3,8%	100,0%

^(*) Dati provvisori. Variazioni calcolate su tre decimali.

^(*) Serie storica ricostituita 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, IEA).

^(*) 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

Quanto al **progetto per la riconversione della Centrale Edipower di Brindisi**, si è conclusa nei primi mesi di quest'anno la Conferenza dei servizi decisoria per 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, che consentirebbe il recupero di quasi il 50 per cento dei rifiuti destinati alla discarica dalla provincia di Brindisi.

Infine, in riferimento al Sulcis, ove **si concentra la produzione nazionale** di carbone, sulle 300 mila tonnellate/anno, nell'ambito del Decreto "Destinazione Italia"¹ 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.

La fattura energetica e petrolifera

La flessione dei consumi di energia (-3,8 per cento), insieme al calo delle quotazioni delle fonti energetiche (in particolare del petrolio -9,0 per cento), hanno prodotto nel 2014 un **deciso ridimensionamento della fattura energetica italiana**, mentre il cambio euro/

dollaro, essendo rimasto praticamente invariato in media annua (+0,3 per cento) vi ha contribuito marginalmente.

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 44,250 miliardi di euro, contro i 56,093 del 2013** (-21 per cento), con un **risparmio di oltre 11,8 miliardi di euro**.

Il **peso della fattura energetica sul Pil** nel 2014 è stato pari al 2,7 per cento rispetto al 4 per cento del 2012, contro una media dell'1,4 per cento negli anni '90: le incidenze più elevate sono state registrate nel periodo 1980-85, mediamente pari al 5,2 per cento.

Fra le fonti che hanno rilevato i maggiori decrementi rispetto all'anno precedente, c'è la spesa netta per **l'approvvigionamento del gas**, passata da 20,4 a poco più di 15 miliardi di euro (-26 per cento) che, con circa **5,3 miliardi di euro in meno, dopo il petrolio, ha rappresentato il maggior risparmio sulla spesa energetica**.

Nel 2014 infatti la **fattura petrolifera** si è consistentemente ridimensionata, passando da **30,450 miliardi del 2013 a 24,917 miliardi di euro** (oltre 5,5 miliardi in meno, pari al -18 per cento), in conseguenza del netto miglioramento di due dei tre fattori determinanti: raffreddamento delle quotazioni internazionali e contrazione dei consumi (-1,8 per cento).

¹ Decreto Legge 23 dicembre 2013 n. 145, convertito con modificazioni dalla Legge 21 febbraio 2014, n. 9.

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

	1990	1995	2000	2005	2008	2010	2012	2013	2014 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	731	991	1.009	1.892	2.927	2.270	2.775	1.812	1.405
Gas naturale	1.859	2.661	7.835	12.194	22.253	18.998	24.189	20.421	15.134
Petrolio ⁽²⁾	8.561	9.023	18.653	22.412	32.474	28.432	33.908	30.450	24.917
Biocarburanti e biomasse	—	—	67	135	463	1.129	1.616	1.366	1.015
Altre ⁽³⁾	867	1.563	1.523	2.135	1.948	2.409	2.389	2.044	1.779
TOTALE	12.018	14.238	29.087	38.768	60.065	53.238	64.877	56.093	44.250

⁽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

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio è stato pari a 548,1 euro contro i 607,5 del 2013, con un **decremento del 9,8 per cento**, che è la risultante di un minore costo all'origine (-9,5 per cento in dollari) e di un apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+0,3 per cento).

Il peso sul Pil della fattura petrolifera è pertanto sceso all'**1,5 per cento** rispetto al 2,1 per cento del 2011-2012, e tornando quindi sul valore registrato in media nel decennio 2000-2010. Nel periodo di picco (1980 – 83) era stato invece mediamente del 4,6 per cento.

Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico

Le **fonti rinnovabili** complessivamente con il 4,5 per cento in più (+6 per cento la sola produzione elettrica) nel 2014 sono giunte a 35,3 Mtep, riuscendo a soddisfare oltre il 21 per cento dei consumi energetici nazionali¹.

La produzione elettrica lorda, che rappresenta la quasi totalità del consumo interno lordo da rinnovabili, è salita dai 112,0 TWh del 2013 a 119,4 TWh (+6,6 per cento), con contributi positivi da parte di tutte le fonti, in particolare **fotovoltaico** (23,7 TWh, +9,8 per cento) e **idroelettrico** (57,0 TWh, +8,1 per cento).

Sebbene il Prodotto Interno lordo sia sceso meno nel 2014 (0,4 per cento) rispetto al 2013 (-1,7 per cento), la domanda di energia elettrica ha chiuso il 2014 con un calo del 3,0 per cento, analogo a quello dell'anno precedente.

Per contro la potenza elettrica installata continua a crescere in conseguenza dello sviluppo delle fonti rinnovabili, con un amplificarsi del margine di riserva, rispetto alla domanda di punta, salito dal 39 al 50 per

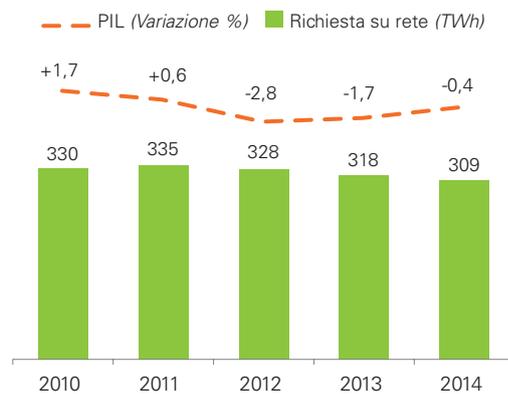
¹ Per quanto riguarda la quota dei consumi energetici finali coperta da fonti rinnovabili, considerando che essa era pari al 16,7 per cento nel 2014, sulla base di alcune stime preliminari si può ritenere che nel 2014 essa possa essersi ulteriormente avvicinata al 17 per cento.

cento fra il 2011 e il 2014: una overcapacity notevole per il sistema elettrico.

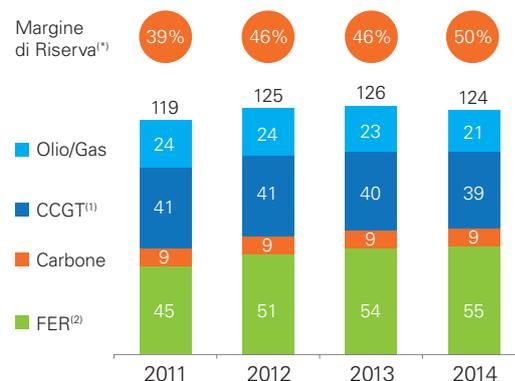
I 309,0 TWh sono stati coperti per il 14 per cento con **importazioni nette dall'estero** (in aumento del 3,7 per cento rispetto al 2013), per il 37 per cento con **fonti rinnovabili** e per il 49 per cento con la trasformazione di **combustibili fossili** nelle centrali termoelettriche.

Il calo della domanda, tornata ai livelli del 2002, ha reso più acute le **criticità economiche** del mercato elettrico già evidenziate da qualche anno.

Italia - Andamento del PIL e della domanda di energia elettrica



Italia - La potenza elettrica installata per alimentazione (GW)



^(*) Calcolato sulla capacità disponibile dell'intero parco considerando i fattori di disponibilità delle diverse fonti.

⁽¹⁾ CCGT - Combined Cycle Gas Turbine. Cicli combinati a gas.

⁽²⁾ FER - Fonti Energetiche Rinnovabili.

Fonte: Enel su dati Terna

Italia Le fonti rinnovabili nel 2014

	POTENZA (MW)			PRODUZIONE (GWh)		
	2013	2014 ^(*)	Variazione	2013	2014 ^(*)	Variazione
Idrica ⁽¹⁾	22.400	22.400	—	52.773	57.025	8,1%
Eolica	8.561	8.700	1,6%	14.897	15.052	1,0%
Fotovoltaico	18.400	18.800	2,2%	21.589	23.694	9,8%
Bioenergie ⁽²⁾	4.033	4.450	10,3%	17.090	17.693	3,5%
Geotermica	773	800	3,5%	5.659	5.894	4,2%
TOTALE	54.167	55.150	1,8%	112.008	119.358	6,6%

^(*) Dati provvisori.

⁽¹⁾ Da apporti naturali.

⁽²⁾ Biomasse solide, biogas e bioliquidi.

Fonte: Terna, "La domanda e l'offerta elettrica 2014," Seminario Aiee, aprile 2015

FOCUS

ANCHE L'ITALIA NEL "MARKET COUPLING"

Dalla fine di febbraio dell'anno in corso, anche il sistema elettrico italiano è accoppiato attraverso il sistema del "Market Coupling" con quello di altri 18 Paesi europei.

Tale successo, ottenuto dai gestori di rete e piattaforme energetiche europee (per l'Italia il Gestore dei Mercati Energetici e Terna), ha consentito alle nostre frontiere di essere collegate con Francia, Austria e Slovenia attraverso il **Multi-Regional Coupling (MRC)** con la maggior parte dei mercati elettrici dell'Unione europea, dalla Finlandia al Portogallo.

Per la prima volta la capacità sulle frontiere italo-austriaca, italo-francese e italo-slovena è stata assegnata implicitamente attraverso la soluzione **Price Coupling of Regions (PCR)** per i mercati del giorno prima ("day-ahead"), integrando tali frontiere nell'area MRC.

Questo accoppiamento del prezzo pieno, permette il calcolo simultaneo dei prezzi dell'elettricità e dei flussi transfrontalieri in tutta la regione, con benefici ai consumatori finali derivanti dall'uso più efficiente della rete e delle infrastrutture transfrontaliere, conseguente al maggiore coordinamento tra i mercati dell'energia.

La capacità transfrontaliera di tutti i dispositivi di interconnessione all'interno e tra i seguenti Paesi è adesso assegnata entro il termine del giorno prima: Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Gran Bretagna, Italia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Olanda, Norvegia, Polonia (tramite il SwePol link), Portogallo, Slovenia, Spagna e Svezia.

La quantità media giornaliera oggetto di *clearing* nei 19 Paesi è valutata ad oltre 4 TWh, pari ad un controvalore medio giornaliero superiore ai 150 milioni di euro.

La contrazione della richiesta su rete di circa 31 TWh (-9,1 per cento) fra il 2007 e il 2014, proprio nel periodo di repentino sviluppo delle Fonti energetiche rinnovabili (FER) che hanno più che raddoppiato la loro produzione (+71,5 TWh, +149 per cento), ha comportato una riduzione equivalente della produzione termoelettrica, che ha garantito il servizio di riserve primarie al sistema elettrico.

Le conseguenze di tale situazione sono particolarmente acute per gli impianti a ciclo combinato¹ che, con sole 2000 ore di funzionamento l'anno (ed anche meno in alcuni casi di cicli combinati non cogenerativi), non sono più economicamente sostenibili, con conseguenti decisioni di dismissioni annunciate o in atto.

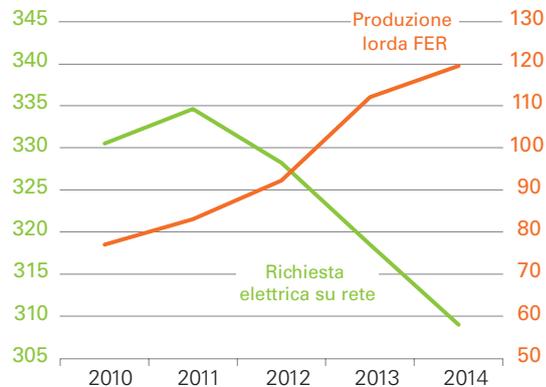
Gli attori del mercato elettrico sono in fase di razionalizzazione dei propri asset produttivi e societari. Secondo i più recenti dati del Ministero dello Sviluppo Economico fra il 2013 e il 2014 sono state messe fuori servizio 5,8 GW di potenza termoelettrica e sono in corso istruttorie per altri 4,1 GW. L'Enel peraltro ha annunciato la chiusura di 23 centrali per complessivi 11 GW.

Dal punto di vista degli asset societari si segnala l'uscita di Dolomiti Energia da Edipower a fine 2014, con una maggiore presenza della A2A e, nei primi mesi dell'anno in corso, la vendita da parte di E.ON di 4.500 MW di centrali a carbone e gas al gruppo energetico ceco Energetický a Průmyslový Holding (EPH).

Nel 2014 si sono evidenziate difficoltà anche per le FER, sia per le distorsioni che i meccanismi incentivanti hanno comportato allo sviluppo della potenza, sia per le modifiche retroattive agli incentivi stessi, in particolare per il fotovoltaico².

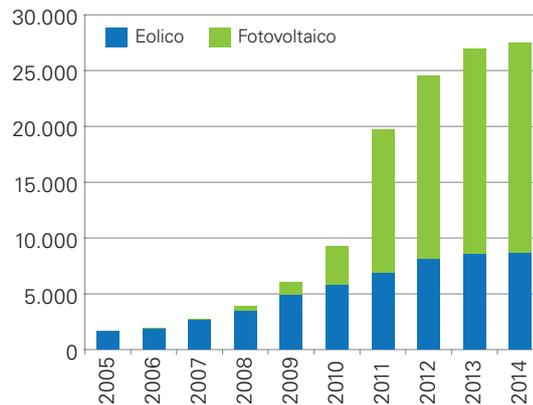
Nel corso del 2014 infatti sono stati installati solo 107 MW di nuovi impianti eolici, con una riduzione del 76 per cento rispetto all'anno precedente, in conseguenza delle procedure nel meccanismo delle Aste, per cui solo il 20 per cento della potenza ammessa è stato effettivamente realizzato.

Italia - Richiesta complessiva di energia elettrica e produzione delle FER (TWh)



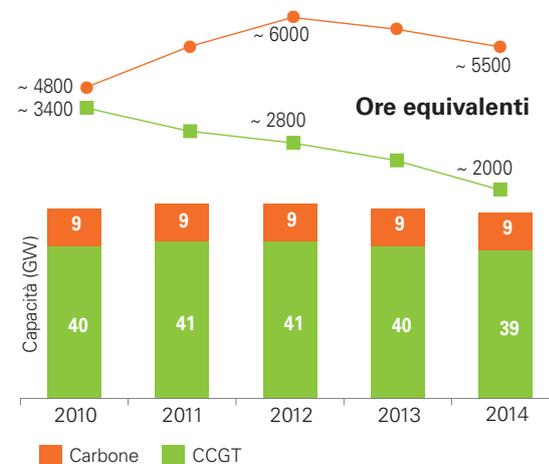
Fonte: UP su dati Terna

Italia - Potenza installata da Fonti Energetiche Rinnovabili non programmabili (GW)



Fonte: Terna

Italia - Evoluzione capacità installata della potenza termoelettrica e ore di funzionamento equivalenti di CCGT e Carbone



Fonte: Enel, intervento "Sistema elettrico italiano: risorse per la competitività e lo sviluppo sostenibile" Assemblea Assocarboni, Roma, 27 Marzo 2015

¹ Cicli combinati a gas naturale (CCGT).

² Vedi Focus "I Decreti Spalma - Incentivi" a pag. 28.

I DECRETI "SPALMA-INCENTIVI"

Allo scopo di rendere più efficiente il mercato elettrico con una prevista riduzione, a partire dal 2015, degli oneri di incentivazione dell'energia elettrica da Fotovoltaico e da altre Fonti rinnovabili compresi in 500-700 milioni di euro l'anno, il Ministero dello Sviluppo Economico ha adottato a fine 2014 due dei Decreti attuativi previsti dall'articolo 26 del Decreto Legge Competitività (Legge 11 agosto 2014 n. 116), noto come "*Spalma-Incentivi Fotovoltaico*":

- il Decreto Ministeriale 16 ottobre 2014, che approva le modalità operative per l'erogazione da parte del Gestore Servizi Energetici (GSE) delle tariffe incentivanti per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, in attuazione del comma 2, del citato articolo 26 e
- il Decreto Ministeriale 17 ottobre 2014, che stabilisce le modalità per la rimodulazione delle tariffe incentivanti attribuite agli impianti fotovoltaici, in attuazione del comma 3, lett. b) dello stesso articolo 26.

Per ridurre e pianificare i flussi economici in uscita, particolarmente rilevanti per il Fotovoltaico, è stato stabilito che il Gestore Servizi Energetici a partire dal secondo semestre 2014 eroghi **le tariffe incentivanti con rate mensili costanti, in misura pari al 90 per cento della producibilità media annua stimata di ciascun impianto, nell'anno solare di produzione** ed effettui il conguaglio, in relazione alla produzione effettiva, entro il 30 giugno dell'anno successivo.

A partire dal 1° gennaio 2015 è stata prevista inoltre la **rimodulazione delle tariffe incentivanti per gli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW** che già ne usufruivano, sulla base di una scelta che ciascun singolo operatore è stato chiamato ad effettuare e a comunicare al GSE entro il 30 novembre 2014, tra tre opzioni:

- allungamento del periodo incentivante da 20 a 24 anni, a fronte di una rimodulazione del valore unitario dell'incentivo di entità dipendente dalla durata del periodo incentivante residuo;
- mantenimento del periodo incentivante di 20 anni con iniziale riduzione dell'incentivo e successivo conguaglio;
- mantenimento del periodo incentivante di 20 anni con riduzione percentuale dell'incentivo fissata dal Decreto, crescente a seconda della taglia degli impianti (tale opzione è quella applicata in assenza di comunicazioni da parte dell'operatore).

Per quanto riguarda gli incentivi alle Fonti rinnovabili non fotovoltaiche, il Ministero dello Sviluppo Economico ha adottato il Decreto Ministeriale 6 novembre 2014, in attuazione dell'art. 1 commi da 3 a 5 del Decreto Legge 145/13 (c.d. Decreto Legge "Destinazione Italia", Legge 21 febbraio 2014, n. 9), il quale prevede che i beneficiari di incentivi per la produzione elettrica da impianti a Fonti rinnovabili, diverse dal fotovoltaico, possano volontariamente optare per una spalmatura dell'incentivo percepito: in caso di adesione (da esprimere entro il 17 febbraio 2015), il totale delle somme percepite sarà lo stesso, ma risulterà erogato su un periodo più lungo di 7 anni. Il Ministero stima un risparmio pari a € 150 milioni.

RISPARMIO ANNUO ATTESO (Milioni di Euro)					
	Totale	A favore Piccole Medie Imprese	A favore di tutti gli altri consumatori	Già in bolletta da gennaio 2015	In bolletta nel corso del 2015
Rimodulazione incentivi al Fotovoltaico	420	420	—	X	—
Rimodulazione meccanismi di pagamento al Fotovoltaico	600	287	313	X	—
Rimodulazione incentivi alle Fonti rinnovabili non fotovoltaiche	150	150	—	—	X
TOTALE	1.170	857	313	—	—

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Il contributo del gas naturale

Anche nel 2014 il gas naturale si è confermato la seconda fonte energetica del nostro Paese e ha soddisfatto circa il 31 per cento del fabbisogno energetico italiano. Il calo dei consumi registrato nell'anno (-8,2 miliardi di metri cubi in meno rispetto al 2013, -11,7 per cento) è stato il più incisivo di questi sei anni di crisi ed ha portato la domanda di gas, pari a 62 miliardi di metri cubi, a valori poco superiori a quelli del 1998.

Ciò è stato conseguente alla ulteriore riduzione della domanda di gas naturale registrata nell'ultimo anno dai tre principali settori di uso: termoelettrico (-13,7 per cento), industria (-2,1 per cento) e civile (-16,9 per cento): in quest'ultimo caso anche a motivo dalle temperature più miti rispetto alle medie stagionali. In crescita invece del 6 per cento gli usi nell'autotrazione, che hanno superato il miliardo di metri cubi anche grazie ai favorevoli prezzi al consumo del metano per auto.

Rispetto al 2008 la domanda di gas ha registrato una riduzione di circa 23 miliardi di metri cubi (-27,0 per cento).

La domanda di gas naturale da parte dell'**industria** ha subito un calo di oltre 3 miliardi (-17,7 per cento), peraltro con una variazione inferiore a quella registrata nello stesso periodo dalla produzione industriale (-24 per cento).

Altri 4,4 miliardi sono stati ridotti nel settore **civile**, anche a motivo della progressiva penetrazione delle biomasse nel settore termico.

La contrazione più marcata è stata determinata dal cambiamento ormai strutturale nel mix di fonti per la **generazione elettrica**.

Nella produzione termoelettrica infatti la flessione dal 2008 è stata di 16,1 miliardi di metri cubi (-47,6 per cento) ed è riconducibile ai seguenti fenomeni:

1. calo della domanda elettrica di oltre 30 TWh (-9,0 per cento);
2. aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, dopo il massiccio, recente ingresso di nuova capacità;
3. condizioni meteorologiche particolarmente favorevoli per la produzione idroelettrica, che nel 2014 ha superato i 57 TWh.

Tali fattori hanno rapidamente ridotto gli spazi di mercato per gli impianti termoelettrici, anche dei cicli combinati più efficienti, necessari tuttavia per garantire la stabilità e sicurezza del sistema elettrico.

In relazione al mercato all'ingrosso va evidenziato che, come avuto modo di apprezzare anche dalla medesima Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), nel 2014 le transazioni *Over the Counter* (OTC) al Punto di Scambio Virtuale (PSV) hanno superato i 524 TWh (circa 49 miliardi di metri cubi), quasi raddoppiando i volumi registrati nell'anno 2013 (282 TWh, corrispondenti a circa 26 miliardi di metri cubi). Anche se il livello di liquidità del PSV, in termini di volumi negoziati, è lontano dai livelli raggiunti dai due mercati europei più liquidi, NBP¹ e TTF², rispettivamente quello inglese e olandese, nel corso del 2014 il posizionamento del PSV rispetto agli altri principali mercati del continente europeo è sensibilmente migliorato.

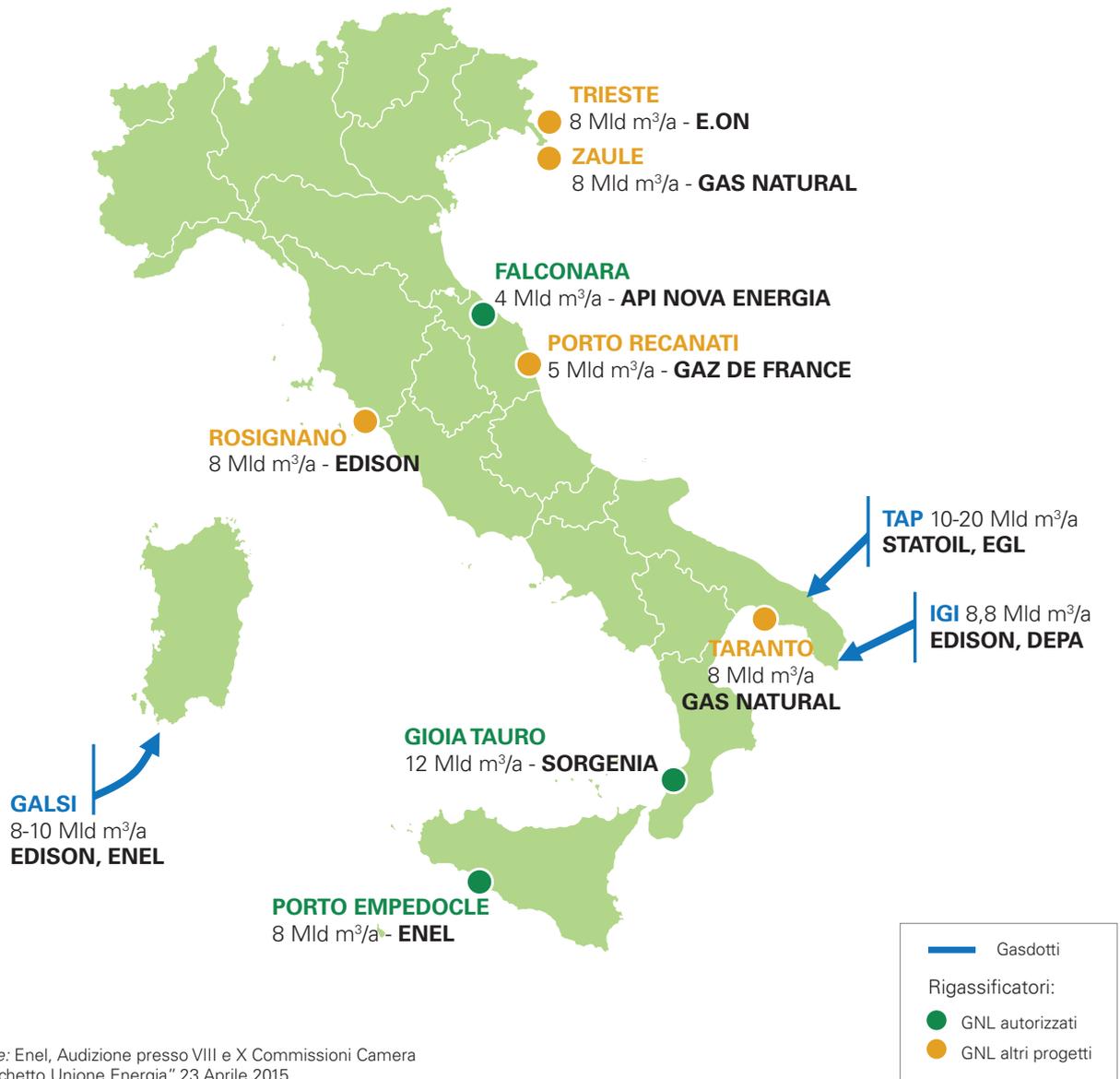
Fra gli avvenimenti di rilievo che hanno interessato gli **operatori della rete del mercato del gas** si segnala che nei primi mesi di quest'anno è divenuta operativa la presenza dello State Grid of China nell'amministrazione di Snam (così come del gestore della rete elettrica – Terna).

Alla società State Grid Europe Limited (SGEL), interamente controllata da State Grid Corporation of China, è stato infatti trasferito il 35 per cento di Cassa Depositi e

¹ NBP - National Balancing Point.

² TTF - Title Transfer Facility.

Italia - Infrastrutture in progetto nel gas naturale e principali investitori
 (Capacità in miliardi di metri cubi/anno)



Fonte: Enel, Audizione presso VIII e X Commissioni Camera "Pacchetto Unione Energia", 23 Aprile 2015

Prestiti Reti, la società della Cassa Depositi e Prestiti proprietaria dei pacchetti azionari di maggioranza di Terna e Snam.

Anche i nostri operatori tendono alla dimensione internazionale, mediante lo sviluppo di un "progetto di rete europea":

- lungo la direttrice Sud-Nord, insieme a Fluxys, la *public company* belga che è diventata suo partner strategico, Snam ha investimenti in corso per completare da fine estate 2018 il "reverse flow" dei gasdotti, cioè l'inversione della direzione dei flussi di metano attualmente previsti da Nord a Sud;
- nel caso di Snam i gasdotti interessati sono quelli della Pianura Padana e il punto di interconnessione con la Svizzera di Passo Gries, mentre Fluxys interviene su Tenp e Transitgas che attraversano Germania e Svizzera per giungere in Italia. Già dalla fine di quest'anno sarà possibile esportare in Svizzera 5 milioni di metri cubi al giorno, secondo i piani della Snam;
- lungo la direttrice Est-Ovest Snam ha completato l'acquisizione da CDP GAS della partecipazione detenuta in Trans Austria Gasleitung GmbH, entrando così nella gestione del gasdotto TAG, la più importante infrastruttura per l'importazione di gas russo per il mercato italiano che, grazie anche al suo potenziale utilizzo in *reverse-flow* verso Est Europa e Germania meridionale, è un asset strategico per l'integrazione del mercato unico europeo.

A fine 2014 invece la Russia ha deciso unilateralmente l'**annullamento del progetto South Stream** verso l'Europa, sostituendolo con un gasdotto di pari capacità verso la Turchia e ad aprile di quest'anno la Gazprom ha pagato 1 miliardo di dollari per le quote dei partner europei Eni (20 per cento), EdF e Wintershall (15 per cento ciascuno).

Infine, in riferimento al **Trans Adriatic Pipeline (TAP)**, il gasdotto che collegherà la

Grecia all'Italia attraverso l'Albania e porterà gas dall'Azerbaijan sulle coste pugliesi dal 2020, si segnala che l'opera è stata dichiarata strategica dal Governo, accelerando in modo decisivo il progetto, ostacolato dalle Comunità locali. Con una capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi il progetto, che comporta 40 miliardi di euro di investimenti, verrà finanziato anche per 700 milioni dalla Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo (BERS).

Per quanto riguarda i **rigassificatori** si segnala che:

- il 2014 è stato il quinto anno di attività per il terminale di **Adriatic Lng** (Exxon-Mobil 71 per cento, Qatar Petroleum 22 per cento, Edison 7 per cento), che ha ricevuto in tale periodo 30 miliardi di metri cubi di gas – di cui 4,3 lo scorso anno - attraverso 370 carichi di GNL¹ proveniente da 5 Paesi: Qatar, Egitto, Trinidad e Tobago, Guinea Equatoriale e Norvegia. La sua capacità di 8 miliardi di metri cubi è stata sfruttata al 54 per cento, contro una media europea del 22 per cento e mondiale del 33 per cento. Inoltre, insieme al terminale di GNL Italia di Panigaglia e OLT di Livorno ha offerto servizio di *peak shaving*² previsto dal Piano di emergenza del Ministero dello Sviluppo Economico;
- nei primi mesi di quest'anno il Comune di Trieste ha presentato ricorso contro la decisione della Commissione VIA/VAS del Ministero dell'Ambiente di riaprire l'iter autorizzativo del progetto di Gas Natural per il terminale Gnl di ZAULE da 8 miliardi di metri cubi;
- per gli altri rigassificatori in progetto, nel 2014 non ci sono stati sviluppi rilevanti.

¹ GNL – Gas naturale liquefatto.

² Il "peak shaving" è una delle misure previste dal Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito del Piano di Emergenza per l'anno termico 2014-2015, finalizzata a rendere disponibile, a partire dal 1° gennaio 2015, gas precedentemente stoccati per fronteggiare un eventuale surplus di domanda.

Il petrolio in Italia

La produzione nazionale di idrocarburi

Nel 2014 la produzione di greggio nel nostro Paese è risultata in crescita per il quinto anno consecutivo, registrando un aumento del 4,8 per cento e toccando quota 5,7 milioni di tonnellate; il gas naturale ha invece segnato una ulteriore battuta di arresto, attestandosi sui 7,1 miliardi di metri cubi (-7,6 per cento).

Attualmente, la produzione di greggio nazionale rappresenta il 10,1 per cento dei consumi nazionali, mentre quella di gas contribuisce all'11,5 per cento. Complessivamente, al momento sono attivi 894 pozzi eroganti, 92 centrali di trattamento a terra e 133 strutture a mare. Dai pozzi *offshore* sono stati estratti circa il 67 per cento della produzione di gas e il 13 per cento di quella di greggio.

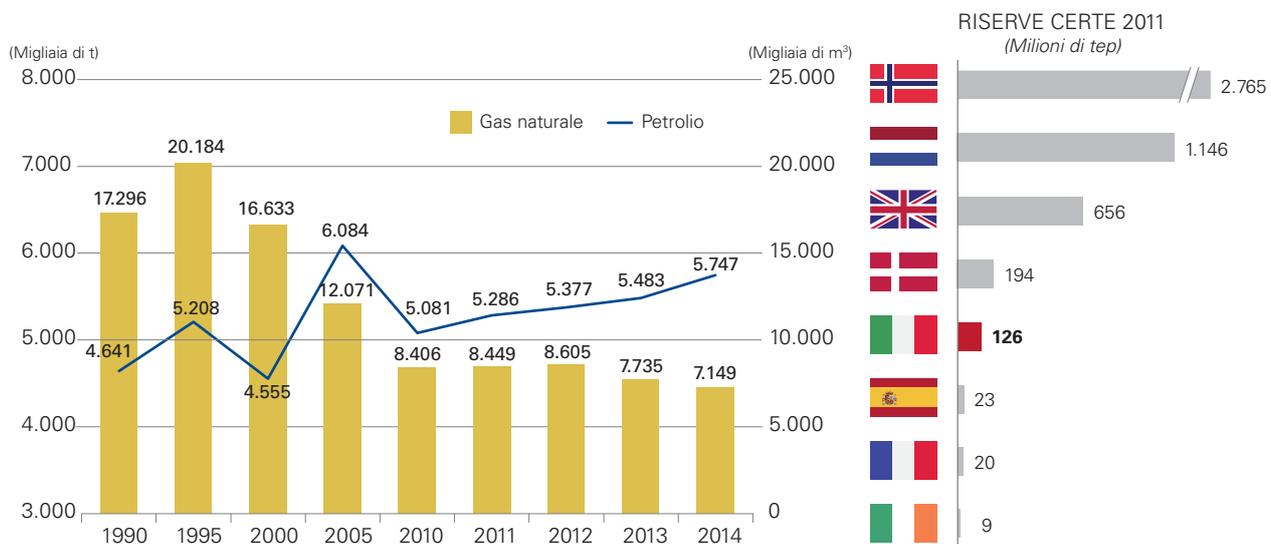
La Regione protagonista del contesto produttivo italiano resta la Basilicata, avendo contribuito per il 69 per cento della produzione complessiva di greggio (pari a 4 milioni di tonnellate, +1,0 per cento) e per circa il 16 per cento di quella di gas naturale (1,5 miliardi di metri cubi; +15,8 per cento).

Secondo un'analisi pubblicata nel 2014 dalla Banca d'Italia¹, le imprese lucane operanti nell'indotto del petrolio hanno registrato negli anni Duemila un andamento di ricavi e investimenti migliore delle altre imprese regionali. Infatti, sulla base dei dati di Cerved Group, dal 2000 al 2012 il valore aggiunto delle aziende lucane operanti nell'indotto idrocarburi è aumentato dell'1,1 per cento medio annuo in termini nominali, contro una stagnazione per il totale delle imprese regionali (+0,2).

Non solo l'attività di investimento in rapporto al fatturato per queste aziende è stata più vivace della media regionale, ma

¹ Banca d'Italia, Economie regionali n. 17, "L'economia della Basilicata, giugno 2014".

Italia - Produzione nazionale di idrocarburi e riserve certe



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Fonte: Strategia energetica nazionale 2013

lo sfruttamento delle risorse petrolifere locali ha inoltre generato un aumento degli addetti all'industria e ai servizi negli undici Comuni della Val d'Agri in cui si concentrano le attività estrattive.

In riferimento ai due principali giacimenti italiani si segnala che:

- a. proseguono le attività per predisporre nel **Centro Olio Val d'Agri** (joint-venture Eni e Shell) la realizzazione della quinta linea di trattamento gas con tecnologia di abbattimento delle emissioni di SO₂, con circa 250 milioni di euro di investimenti, che è in fase di completamento e grazie alla quale si prevede un **aumento della produzione**, attualmente pari a 80 mila barili/giorno di greggio, **all'interno dei 104 mila** definiti dal Protocollo di Intesa con la Regione del 1998;
- b. il **giacimento di Tempa Rossa** (Total operatore con il 50 per cento, Mitsui 25 per cento, Shell 25 per cento) con l'avvio previsto per la produzione per l'inizio del 2016, con una produzione giornaliera di 50.000 barili di greggio, 230.000 m³ di gas (che saranno ceduti gratuitamente alla Basilicata), 240 tonnellate di Gpl e 80 tonnellate di zolfo, produrrà un incremento del 40 per cento della produzione petrolifera nazionale.

Nonostante le potenzialità del nostro Paese, permangono gli ostacoli che hanno portato alcuni operatori a rinunciare alle attività in Italia: lentezze burocratiche, opposizioni dal territorio e disposizioni che rischiano di bloccare gli investimenti necessari.

Inoltre, la quasi totale assenza di nuove ricerche negli ultimi 5 anni (nel 2014 non è stato realizzato alcun pozzo esplorativo), compromette la sostituzione delle riserve consumate e non consente di aumentare le conoscenze del potenziale produttivo del Paese, ritenuto comunque ancora significativo e in grado di garantire gli obiettivi della Sen¹.

Peraltro, se da un lato ci sono richieste di autorizzazione per la ricerca di idrocarburi anche in altre Regioni, come la Sardegna, da parte di società estere (Schlumberger, Tgs-NOPEC Geophysical Company Asa) e nazionali (Saras), che restano frenate da complicati iter procedurali e da opposizioni locali ("Sindrome NIMBY"), la Croazia velocizza i suoi progetti di sfruttamento dei giacimenti nel mare Adriatico.

¹ La Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata l'8 marzo con un Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, valuta in circa 700 Mtep le riserve complessive di gas e petrolio in Italia (tra certe, probabili e possibili) e identifica tra gli obiettivi investimenti per circa 15 miliardi di euro al fine di raddoppiare entro il 2020 il contributo delle risorse domestiche alla copertura dei consumi nazionali.

Basilicata L'indotto dagli idrocarburi: dati di bilancio (2000-2012)⁽¹⁾
(Valori percentuali)

	Imprese dell'indotto idrocarburi			Totale imprese Basilicata		
	Tasso di crescita dei ricavi	Tasso di crescita del valore aggiunto	Rapporto tra investimenti e fatturato ⁽²⁾	Tasso di crescita dei ricavi	Tasso di crescita del valore aggiunto	Rapporto tra investimenti e fatturato ⁽²⁾
TOTALE IMPRESE	0,8	1,1	0,2	0,1	0,2	—
– di cui attività manifatturiere	1,4	1,9	0,5	-0,1	-0,1	—
costruzioni	0,7	0,8	0,1	0,5	0,5	0,2
servizi	0,7	2,1	0,3	0,4	0,6	0,1
altre attività	1,0	0,6	0,1	0,5	0,6	0,5

⁽¹⁾ Medie annue tra il 2001 e il 2012, pesate per il numero di imprese. I tassi di variazione annua sono calcolati solo per le imprese presenti per due anni consecutivi.

⁽²⁾ Gli investimenti sono calcolati come variazione annuale delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

Fonte: Banca d'Italia, elaborazioni su dati Cerved Group e Centrale dei Bilanci

Italia La domanda di prodotti petroliferi
(Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2013	2014 ⁽¹⁾	Variazione % ⁽²⁾ 2014 vs. 2013
Gpl	3,9	3,5	3,4	3,3	3,1	- 6,2
Benzina con piombo	4,6	—	—	—	—	...
Benzina senza piombo	12,2	13,5	10,0	8,0	7,9	- 1,5
TOTALE BENZINA	16,8	13,5	10,0	8,0	7,9	- 1,5
Carboturbo	3,6	3,8	3,9	3,7	3,8	+ 2,1
Gasolio autotrazione	18,3	24,4	25,3	22,4	22,8	+ 1,9
Gasolio riscaldamento	3,6	2,9	1,9	1,4	1,1	- 17,8
Gasolio altri usi	2,6	2,6	2,4	2,2	2,2	+ 0,6
TOTALE GASOLI	24,5	29,9	29,6	25,9	26,1	+ 0,7
Olio combustibile termoelettrica	13,7	5,6	1,0	0,5	0,5	- 3,9
Olio combustibile altri usi	3,0	2,5	1,2	1,0	0,9	- 8,7
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	16,7	8,1	2,2	1,5	1,4	- 7,1
- di cui olio combustibile Btz - fluido	10,7	6,4	1,4	1,2	0,6	- 50,1
Bitume	2,4	2,8	2,0	1,4	1,5	+ 2,7
Altri prodotti ⁽³⁾	6,5	4,7	3,6	2,6	2,4	- 9,8
Petrochimica (carica netta)	7,0	6,5	5,8	4,1	2,7	- 33,0
Bunkeraggi	2,8	3,5	3,5	2,5	2,3	- 5,7
TOTALE IMMISSIONI AL CONSUMO	84,2	76,3	64,0	53,0	51,2	- 3,5
Consumi/perdite di raffineria	9,1	10,0	9,4	6,9	6,2	- 10,2
Riduzione (aumento) scorte	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	...
TOTALE CONSUMI	93,5	86,7	73,7	60,2	57,6	- 4,4

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Calcolate sulle migliaia di tonnellate.

⁽³⁾ Comprende Coke di Petrolio, Petrolio, Lubrificanti e altri.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Italia Il costo del greggio importato

	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014 ⁽¹⁾	Var. % 2014 vs. 2013
Fob dollari/barile	22,5	26,9	50,4	78,0	109,4	111,1	108,6	98,2	-9,5
Cif dollari/tonnellata	172,2	205,0	379,9	581,0	806,5	825,2	806,8	730,4	-9,5
Cambio dollaro/euro ⁽²⁾	1,2887	0,9174	1,2359	1,3246	1,3929	1,2840	1,3281	1,3326	0,3
Cif euro/tonnellata	133,6	223,5	307,4	438,6	579,3	642,6	607,5	548,1	-9,8

⁽¹⁾ Valori provvisori.

⁽²⁾ 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

Positive attese derivano dalle nuove norme: per ridare slancio alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, nonché allo stoccaggio sotterraneo di gas naturale, l'art. 38 del Decreto Legge n. 133/2014 "Sblocca Italia" ha conferito 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. È inoltre in fase di recepimento la Direttiva 2013/30/UE che regola le operazioni *offshore*.

Il 2014 è stato l'anno del Laboratorio Cavone, di particolare pertinenza per la produzione di olio, in occasione del quale il rapporto Industria/Scienza ha fatto un grande passo avanti, chiarendo definitivamente l'estraneità della produzione petrolifera dai tragici eventi sismici del 2012 in Emilia, con risvolti importanti per tutti i casi analoghi.

Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, la produzione nazionale complessivamente nel 2014, pari a 11,6 Mtep, ha soddisfatto circa l'11 per cento del fabbisogno totale di idrocarburi, consentendo un risparmio di 4,5 miliardi di euro nella nostra fattura energetica.

I consumi di prodotti petroliferi

L'attenuarsi della crisi economica, insieme al contesto di prezzi finali in contrazione hanno frenato la discesa dei **consumi di prodotti petroliferi**, attestatisi nel 2014 a 57,6 milioni di tonnellate, con un calo del 4,4 per cento in meno del 2013¹, rispetto al -6,2 e -9,6 per cento del biennio precedente.

Il calo dei consumi interni, iniziato a fine anni '90 in conseguenza della sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas nella

produzione termoelettrica, si è acuitizzato in questo 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).

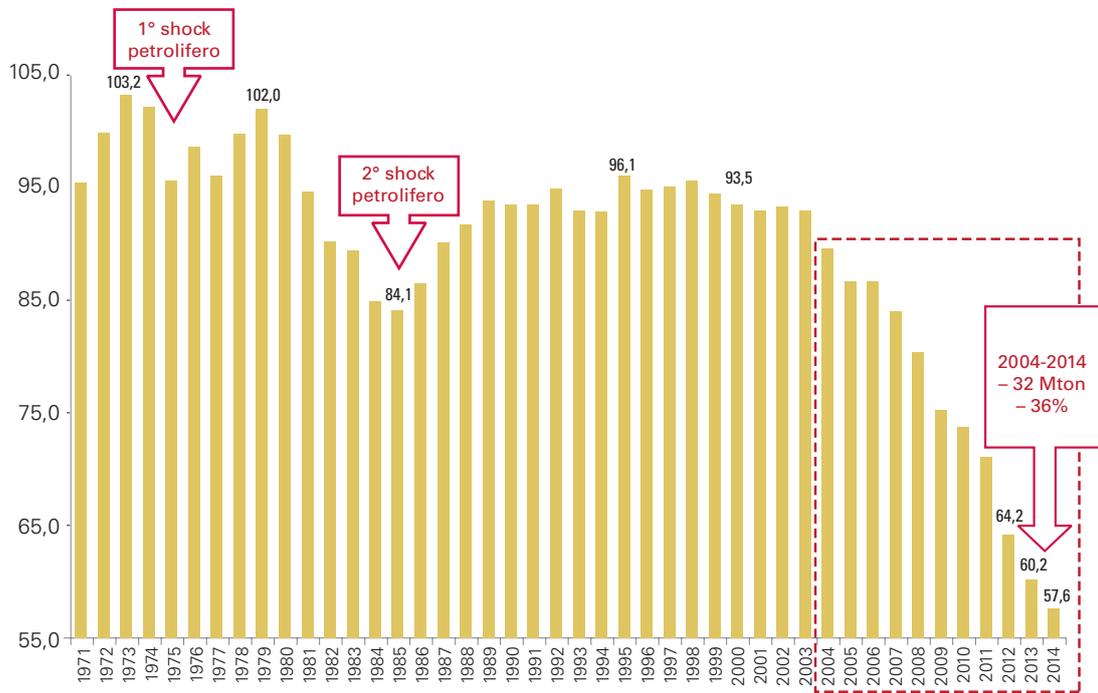
Le circa 2,6 milioni di tonnellate in meno rispetto al 2013, sono conseguenti principalmente alla **riduzione del fabbisogno petrolchimico netto (-1,4 milioni di tonnellate) e dei consumi e perdite di raffineria (-0,7 milioni di tonnellate)**. In **leggero aumento i consumi dei carburanti** (benzina, gasolio e Gpl per autotrazione) che complessivamente hanno segnato un +1 per cento, favoriti dal calo dei prezzi al consumo.

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

- ✓ i consumi di **benzine** (circa 7,9 milioni di tonnellate) hanno proseguito il trend in contrazione con una **variazione negativa dell'1,5 per cento**;
- ✓ la domanda di **gasolio autotrazione** (22,8 milioni di tonnellate) ha rilevato un **aumento dell'1,9 per cento** (circa 0,4 milioni di tonnellate in più), riflettendo anche un certo recupero delle attività produttive;
- ✓ in **contrazione** invece il gasolio utilizzato negli altri usi: in particolare il **gasolio riscaldamento** ha perso il 17,8 per cento, in conseguenza delle temperature miti dell'anno, mentre il **gasolio per uso agricolo** è salito dello 0,4 per cento;
- ✓ complessivamente, la domanda di **gasoli** si è attestata sui 26,1 milioni di tonnellate, con una crescita di circa 0,2 milioni di tonnellate rispetto al 2013 (+0,7 per cento);
- ✓ in flessione invece il **Gpl**, che nel complesso ha registrato un decremento del 6,2 per cento, nonostante il settore autotrazione abbia rilevato una crescita dell'1,8 per cento;

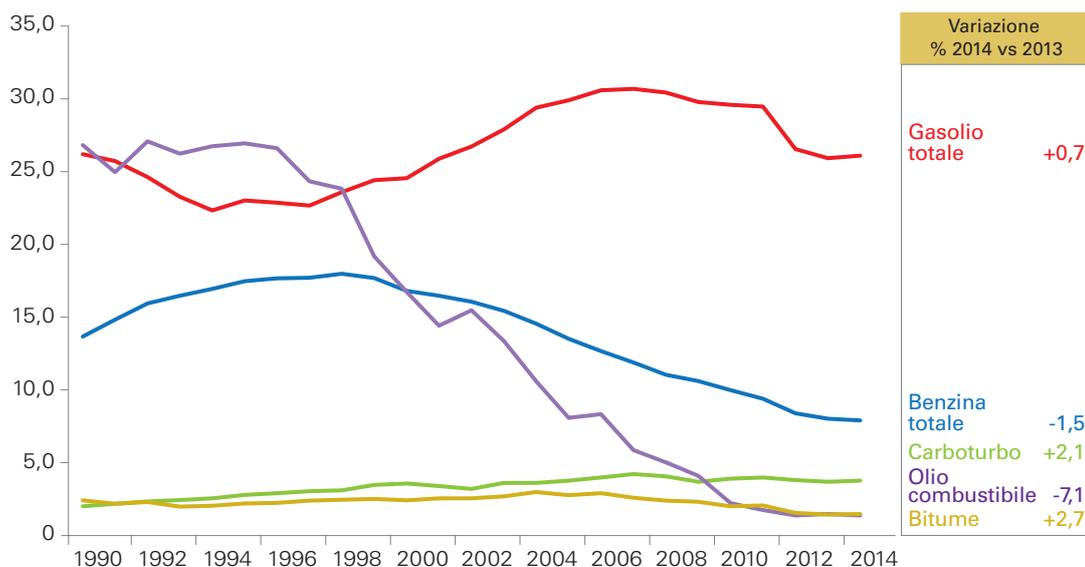
¹ Secondo i dati provvisori, la flessione misurata in Mtep (tonnellate equivalenti petrolio) è invece -1,8 per cento, considerando anche il diverso potere calorifico di ciascun prodotto.

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



Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Italia – Evoluzione dei consumi dei principali prodotti
(Milioni di tonnellate)



Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

- ✓ la domanda di **olio combustibile** (pari a 1,4 milioni di tonnellate) scende del 7,1 per cento rispetto al 2013; In particolare, dei **circa 0,5 milioni di tonnellate di olio combustibile consumato nel settore termoelettrico** (escludendo i volumi utilizzati dagli autoproduttori industriali), il 6,8 per cento circa è stato oggetto di importazione, tutto con tenore di zolfo inferiore all'1 per cento;
- ✓ andamenti negativi si segnalano anche per: **fabbisogno petrolchimico netto** (-33,0 per cento); **consumi e perdite di raffineria** (compresi quelli per produzione di energia elettrica e termica) crollati del 10,2 per cento; **altri prodotti** (-9,8 per cento) e **bunkeraggi** (-5,7 per cento). Variazioni positive invece per i **bitumi** (+2,7 per cento) e il **carboturbo** (+2,1 per cento).

I prezzi dei prodotti petroliferi

Nel 2014 le quotazioni petrolifere internazionali hanno rilevato andamenti in calo, specialmente nell'ultimo trimestre. Rispetto ai valori del 2013, mediamente si sono registrati **decrementi del 7,7 per cento per le benzine e dell'8,5 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'anda-

mento delle quotazioni internazionali e con i valori rilevati nella media dei Paesi Ue, i **prezzi industriali** (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) di tutti i principali prodotti espressi come valori medi dell'anno 2014 rispetto all'anno precedente, **hanno registrato le seguenti variazioni percentuali:**

benzina senza piombo	-5,6%
gasolio autotrazione	-6,8%
gasolio riscaldamento	-6,7%
olio combustibile Btz	-6,3%

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

I **prezzi medi al consumo nel 2014 sono stati pari a 1,713 euro/litro per la benzina e a 1,609 euro/litro per il gasolio auto.** I decrementi, rispettivamente del 2 per cento per la benzina e del 3 per cento per il gasolio, sono stati determinati dal calo delle quotazioni internazionali, anche se sono stati **in parte attutiti dall'aumento della componente fiscale.**

Rispetto al valore del 2013, pari a 1,035 euro/litro, la **componente fiscale** sulla benzina è salita a 1,039 (+0,4 per cento), mentre quella sul gasolio auto è aumentata da 0,908 a 0,910 euro/litro (+0,2 per cento): si tratta di aumenti legati al lieve incremento dell'accisa sui carburanti dal marzo 2014. **Complessivamente le tasse rappresentano il 61 per cento del prezzo finale della benzina e il 57 per cento del gasolio.**

Italia I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014
Benzina senza piombo	euro/litro	1,787	1,749	1,713	1,027	1,035	1,039	0,759	0,714	0,674
Gasolio auto	euro/litro	1,705	1,659	1,609	0,902	0,908	0,910	0,803	0,750	0,700
Gpl auto	euro/litro	0,823	0,806	0,769	0,290	0,288	0,286	0,533	0,517	0,483
Gasolio riscaldamento	euro/litro	1,454	1,421	1,367	0,656	0,652	0,650	0,799	0,768	0,718
Olio comb. denso Btz	euro/kg	0,711	0,632	0,594	0,096	0,089	0,085	0,615	0,543	0,508

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Italia L'approvvigionamento petrolifero
(Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014 ⁽¹⁾
Importazioni di greggio	74,7	73,6	83,7	89,3	78,6	68,8	58,4	53,8
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	85,3	72,2	62,3	52,5	53,8
– di cui conto committente estero	11,6	3,2	6,6	4,0	6,4	6,5	5,9	—
Importazione di semilavorati	12,1	8,6	6,6	5,9	6,9	6,8	8,1	5,9
Importazioni di prodotti finiti ⁽²⁾	23,5	25,1	22,3	14,0	12,7	11,2	12,9	12,5

⁽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	2012	2013	2014	1990	2000	2005	2010	2012	2013	2014		
MEDIO ORIENTE	26,8	30,6	30,8	25,9	19,1	13,3	12,8	35,9	36,6	34,5	33,0	27,8	22,7	23,8		
– di cui: Arabia Saudita	8,1	8,4	12,6	5,6	10,0	8,1	5,8									
Iran	9,5	10,4	9,6	10,4	3,2	—	0,4									
Iraq	3,4	8,2	5,9	7,4	5,9	4,9	6,3									
AFRICA	40,4	32,2	30,6	24,6	23,0	16,9	13,4	54,1	38,5	34,2	31,3	33,5	28,9	24,9		
– di cui: Libia	24,5	21,9	23,3	18,2	14,4	8,2	4,2									
Algeria	4,6	3,2	2,9	0,7	0,6	1,7	1,3									
Egitto	6,2	3,3	0,7	1,4	1,5	1,2	1,5									
Angola	—	0,1	0,2	0,6	1,0	0,9	1,8									
Nigeria	1,3	1,1	1,6	0,8	2,4	3,1	1,4									
EX URSS	6,2	16,1	24,5	25,9	25,7	26,3	22,3	8,3	19,2	27,4	33,0	37,4	45,0	41,4		
– di cui: Russia	n.d.	13,9	18,4	11,9	10,3	11,2	8,9									
Azerbaijan	n.d.	1,8	2,9	11,0	10,7	10,7	9,2									
AMERICA LATINA	0,5	0,5	0,1	0,3	—	0,6	3,8	0,7	0,6	0,2	0,4	—	1,0	7,1		
EUROPA	0,6	4,3	3,3	1,9	0,9	1,4	1,5	0,8	5,1	3,7	2,4	1,3	2,4	2,8		
ALTRE PROVENIENZE	0,2	—	—	—	—	—	—	0,2	—	—	—	—	—	—		
TOTALE	74,7	83,7	89,3	78,6	68,8	58,4	53,8	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	37,6	27,1	21,6	74,3%	65,7%	62,8%	55,6%	54,6%	46,4%	40,1%		

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Le importazioni e le esportazioni

Nel 2014 le **importazioni italiane di greggio** sono state pari a poco meno di 54 milioni di tonnellate, con un crollo del 7,9 per cento rispetto all'anno precedente: si tratta del **valore più basso dai primi anni '60**. Sempre da tale periodo, per la prima volta non ci sono state importazioni di petrolio per conto di "committenti esteri".

Sono risultate in **sensibile calo sia le importazioni dei prodotti finiti** (pari a circa 12,5 milioni di tonnellate, -3,6 per cento), che di **semilavorati esteri** (pari a 5,9 milioni di tonnellate, -26,6 per cento).

Consistente anche l'ulteriore diminuzione delle esportazioni di greggio, semilavorati e prodotti finiti, che si sono attestate ai 21,0 milioni di tonnellate (-14,2 per cento rispetto al 2013). In confronto al 2007, anno in cui i volumi esportati hanno raggiunto circa 31,2 milioni di tonnellate,

sono state esportate 10,2 milioni di tonnellate in meno.

Il riaccendersi della tensione in Libia, nel corso del 2014 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 17,2, Russia 16,5 e Kazakhstan 7,7, ha garantito nel complesso oltre il 41 per cento** del greggio arrivato in Italia.

Significativo infine l'incremento dei volumi del Canada, che si sono quintuplicati (da 376 mila a circa 2 milioni di tonnellate) nel 2014.

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 (24,8 per cento), sia quello del Medio Oriente (23,8 per cento)**, rendendoci quindi più sensibili alle vicende dell'area sovietica.

Il downstream italiano

La raffinazione

Nel corso del 2014 il settore della raffinazione in Italia e in Europa ha continuato ad operare in condizioni di grande difficoltà, in un mercato petrolifero ancora caratterizzato da una competitività fortemente distorta tra Paesi europei ed extra-europei,

particolarmente favorevole a questi ultimi. I maggiori costi dell'energia e delle materie prime, unitamente a quelli derivanti dalla legislazione comunitaria, si confermano essere i fattori dominanti alla base di tali distorsioni. Fattori indagati a fondo dall'Unione Petrolifera, che nel corso del 2014 ha completato lo studio commissio-

Italia L'impatto della crisi sull'industria petrolifera (2011-2015)

Raffinerie	Località	Note
ALMA	Ravenna	
API	Falconara M. (AN)	Attività sospese dal 1° gennaio 2013 al 1° luglio 2013.
ENI Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	Attività sospese da novembre 2011 ad aprile 2012. Fermata ad agosto 2013 per la trasformazione in Green Refining (produzione di biocarburanti).
ENI Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	
ENI Div. Refining & Marketing	Livorno	
ENI Div. Refining & Marketing	Taranto	
ISAB	Priolo G. (SR)	
ESSO	Augusta (SR)	
IES	Mantova	Attività sospesa ad inizio 2014 e trasformata in polo logistico.
IPLOM	Busalla (GE)	
RAFFINERIA DI GELA	Gela (CL)	Attività sospese da giugno 2012 ad aprile 2013. Fermata ad aprile 2014 per la trasformazione in Green Refining (produzione di biocarburanti).
RAFF. DI MILAZZO	Milazzo (ME)	
RAFFINERIA DI ROMA	Pantano (RM)	Trasformata in polo logistico per lo stoccaggio dei prodotti petroliferi a settembre 2012.
SARAS	Sarroch (CA)	
SARPOM	Trecate (NO)	
TAMOIL	Cremona	Trasformata in polo logistico integrato a fine 2011.

TOTALE CAPACITÀ EFFETTIVA^(*) A INIZIO ANNO

2011	106,3
2012	103,1
2013	99,1
2014	98,1
2015	87,5

^(*) Si intende la capacità, definita "tecnico-bilanciata", supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica.

Fonte: Unione Petrolifera

nato ad IHS ed avviato sul finire del 2013, dedicato non solo all'analisi della situazione attuale ma anche delle prospettive che potrà avere la raffinazione in Italia portato in discussione pubblica in occasione di un incontro internazionale ad alto livello (Direttori Generali dell'Energia dei Ministri degli Stati membri dell'UE, operatori del settore), organizzato ed ospitato a Roma nel luglio 2014 dall'Unione Petrolifera.

Lo studio è stato considerato anche nei lavori relativi al Fitness Check che sono proseguiti a livello europeo, per valutare l'impatto cumulativo della legislazione sul settore della

raffinazione: essi si prevede termineranno a settembre del 2015. È auspicabile che le risultanze, ma ancor più l'evidente difficoltà dell'industria della raffinazione europea, possano orientare le decisioni della Commissione verso provvedimenti coerenti con lo stato di crisi del settore. Da un punto di vista dei risultati, sebbene nella seconda metà dell'anno si sia rilevato un graduale recupero dei margini di raffinazione in conseguenza della flessione delle quotazioni del greggio, essi sono rimasti di gran lunga esigui per buona parte del 2014. Inoltre il perdurante basso tasso di utilizzo degli im-

Italia L'attività delle raffinerie (Milioni di tonnellate)

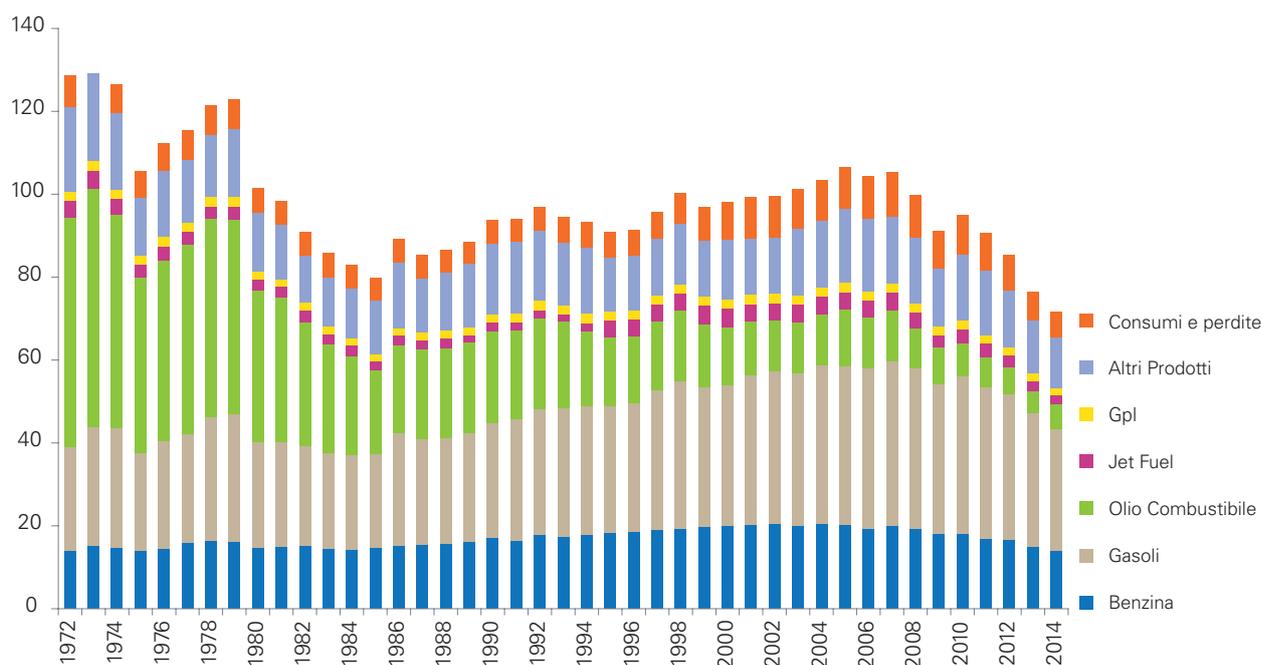
	2000	2005	2010	2012	2013	2014
Lavorazioni	94,2	101,0	90,3	80,5	70,8	66,2
– greggio nazionale	4,5	5,5	5,0	4,9	5,0	5,2
– greggio estero	82,9	88,7	78,5	68,8	57,9	54,4
– semilavorati di importazione	6,8	6,8	6,8	6,8	7,9	6,6
Altri semilavorati, additivi, biocarburanti, ossigenati	3,8	5,5	4,6	4,8	5,5	5,4
Totale materia prima trattata	98,0	106,5	94,9	85,3	76,3	71,6
– 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
% di utilizzazione ⁽²⁾	94	100	85	78	72	68

⁽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

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



Fonte: Unione Petrolifera

EVOLUZIONE ASSETTI DI MERCATO

Il contesto economico ancora incerto, che ha prodotto ampi margini di capacità inutilizzata e bassa economicità delle infrastrutture esistenti, ha spinto nel corso del 2014 e nei primi mesi di quest'anno ad alcune variazioni negli assetti societari, fra le quali si segnalano:

- la fusione per incorporazione dal 1° ottobre 2014 della **Arcola Petrolifera Srl** in **Saras Spa**, da quest'ultima interamente posseduta. Arcola Petrolifera era specializzata nella vendita e distribuzione di prodotti petroliferi destinati alla rete e soprattutto all'extra-rete. Per tali attività si avvaleva di un deposito costiero, ubicato ad Arcola (La Spezia), con una capacità complessiva di 200.000 metri cubi. Arcola possiede inoltre contratti di transito a lungo termine per spazi di stoccaggio in altri depositi di proprietà di terzi, ubicati lungo tutta la penisola italiana (Livorno, Ravenna, Marghera, Civitavecchia, Torre Annunziata, ecc.);
- a fine giugno 2014 è stato perfezionato il *closing* della **Erg** con **Isab**, controllata dal Gruppo **Lukoil** per la cessione dei rami di azienda di Isab Energy e Isab Energy Services, che ha rappresentato il passaggio conclusivo dell'operazione di uscita della Erg dalla Raffineria Isab, iniziato nel 2008;
- la **Erg** ha ceduto inoltre a fine anno alla Grs Petroli la **Erg Oil Sicilia**, società operante nella distribuzione carburanti in Sicilia, con una rete di circa 200 punti vendita e che non era stata inclusa nella *joint-venture* Total Erg realizzata con la Total ad ottobre 2010;
- ad aprile di quest'anno la **Petrolifera Italo Rumena (Pir)**, specializzata nello stoccaggio e nella movimentazione dei prodotti petroliferi, ha acquisito da Ceva Logistic la società **Sitam**, leader nazionale del trasporto terrestre di carichi consolidati, entrando così nel business della logistica stradale;
- la **Saras** a fine anno ha concluso l'acquisizione, attraverso la propria controllata Sarlux srl, di un ramo di azienda di Versalis Spa, società di **Eni**, composto da circa l'80 per cento delle unità produttive del complesso petrolchimico Versalis.

L'acquisizione, a cui l'Antitrust ha dato parere favorevole, produrrà un incremento della redditività della Raffineria Sarlux, potendo sfruttare al pieno le potenzialità degli impianti acquisiti, che attualmente forniscono prodotti intermedi per la produzione di prodotti raffinati, prevalentemente alla raffineria Sarlux da cui ricevono gran parte delle materie prime. Il sito industriale di Sarroch (Cagliari) in Sardegna sarà così operativo con una gestione integrata delle due attività.

In data 30 dicembre 2014 Saras Energia SAU (Gruppo Saras) ha finalizzato la vendita a Musim Mas Europe Pte Ltd (Gruppo Musim Mas) del proprio *business* relativo alla produzione di biodiesel che, nell'esercizio 2013 ha realizzato un fatturato pari a circa 115 milioni di euro, e si avvale di un impianto produttivo ubicato a Cartagena (Spagna);

- a fine ottobre 2014 la **Total Erg** ha ceduto il suo 24,3 per cento di Europam Srl alla Black Oils Spa, già proprietaria del rimanente 75 per cento. Europam, attiva anche nel settore delle rinnovabili, ha una rete distributiva di circa 300 impianti, soprattutto nel Nord Ovest, oltre che Toscana, Lazio e Veneto, dei quali circa 40 con proprio marchio, il resto con marchio IP. Possiede inoltre 12 depositi nel Nord Italia e inoltre commercializza prodotti petroliferi raffinati e metano in Liguria, Piemonte, Lombardia, Emilia Romagna e Toscana.

pianti e i relativi **problemi di sostenibilità economica** hanno spinto verso un'ulteriore contrazione della capacità di raffinazione.

Con la decisione di trasformare in bioraffineria anche la Raffineria di Gela, stabilita a fine 2014¹, salgono a cinque gli impianti che sono stati chiusi o trasformati dal manifestarsi della crisi (Raffineria Tamoil di Cremona nel 2011, Raffineria di Roma nel 2012, Raffineria Ies di Mantova ed Eni Porto Marghera lo scorso anno).

Nel 2014 la **capacità di raffinazione installata** è stata pari a 98 milioni di tonnellate, a fronte di lavorazioni per circa 66 milioni, con un calo del 6,5 per cento. **Il tasso di utilizzo è stato pari al 68 per cento, che scende al 59 per cento** se viene rapportato ai soli consumi interni e sembra essere destinato a migliorare a breve solo marginalmente. Le lavorazioni, sia per i quantitativi di greggio che per i semilavorati esteri, **risultano non essere state mai così basse**.

Al 1° gennaio 2015 la capacità di raffinazione effettivamente disponibile è **pari a 87,5 milioni di tonnellate**. Pertanto, nonostante la riduzione delle capacità degli impianti, la flessione dei consumi interni e la contrazione delle esportazioni è così soverchiante che permane **tuttora una strutturale situazione di overcapacity**.

¹ Vedi Focus "Investimenti e attività industriali" a pag.44.

La **capacità di desolfurazione 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 40,5 milioni di tonnellate, in flessione di circa il 18 per cento rispetto al 2011, prima del ridimensionamento degli assetti impiantistici.

Per quanto riguarda i **margini di raffinazione**, in Europa nel 2014 mediamente hanno rilevato un modesto recupero rispetto al 2013, **ma rimanendo tuttavia su valori non remunerativi** e per le lavorazioni meno complesse su valori negativi.

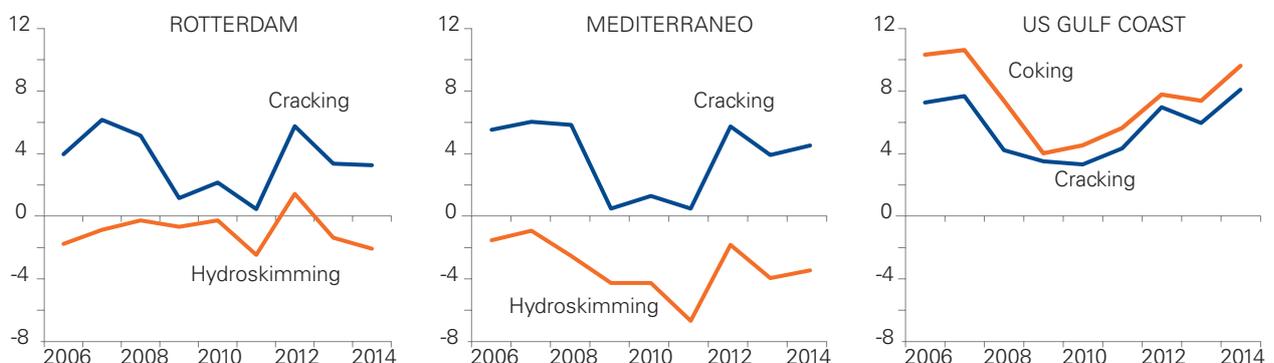
Rispetto alla media del periodo 2006-2008 per le lavorazioni cracking, i **margini per il Brent sono passati da 5,2 a 3,4 dollari al barile** (-36 per cento), mentre per le lavorazioni **Ural da 5,8 a 4,5 dollari al barile** (-22 per cento).

Nel corso dell'anno **sono stati comunque necessari investimenti**, finalizzati al mantenimento degli standard di sicurezza ed affidabilità degli impianti e al miglioramento dell'efficienza energetica, che resta importante nella situazione congiunturale attuale.

Gli **investimenti effettuati nel 2014** sono stati pari a **circa 940 milioni di euro, contro gli oltre 1.400 previsti**. Il 59 per cento degli investimenti è stato destinato all'ammodernamento degli impianti o alla loro trasformazione.

Nord Europa/Mediterraneo/Area del Golfo (Usa)

Il margine incrementale derivante dalla lavorazione di un barile di greggio (Dollari a barile)



Fonte: IEA, 2015

INVESTIMENTI E ATTIVITÀ INDUSTRIALI

Risparmio energetico e sostenibilità ambientale degli impianti sono fra le principali determinanti gli investimenti, che gli operatori hanno posto nei loro piani industriali, nonostante la difficile congiuntura economica.

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

1. alla **Raffineria API** di Falconara sono stati destinati 15 milioni di euro di investimenti, attraverso lavori di miglioramento tecnologico degli impianti ed efficientamento, in corso già dai primi mesi di quest'anno. Altrettante risorse sono state previste per la costruzione di un nuovo impianto. Il progetto prevede l'inserimento di una sezione di trattamento di gasolio pesante nell'unità HDS-1, al fine di ottenere un combustibile marino a basso tenore di zolfo in accordo con le specifiche previste dalla Direttiva UE 2012/33 recepita con Decreto Legislativo 16 luglio 2014 n. 112;
2. La **Raffineria della Esso Italiana ad Augusta** ha continuato a investire, nel corso del 2014, nella protezione dell'ambiente e nel miglioramento tecnologico ed energetico. In particolare il 2014 è stato il primo anno di operatività del nuovo impianto di Cogenerazione da 188 MWt, un significativo investimento che ha consentito un notevole incremento dell'efficienza energetica e una migliore performance ambientale. Inoltre nel 2014 è stato effettuato un esteso intervento di manutenzione straordinaria, che ha reso la raffineria ancora più moderna ed efficiente;
3. nell'ambito del piano di rilancio del sito della **Raffineria di Gela**, concordato con il Ministero dello Sviluppo Economico (che ha emanato il Decreto di riconoscimento del territorio di Gela e delle aree di localizzazione delle aziende dell'indotto quale "area di crisi industriale complessa" il 20 maggio 2015), la Regione Sicilia e le parti sociali, l'Eni ha pianificato investimenti di circa 2,2 miliardi di euro a novembre 2014. Punto chiave dell'accordo è la riconversione della raffineria in bioraffineria, secondo il modello "*Green Refinery*", già sperimentato a Venezia per la produzione di diesel da materia prima vegetale, attraverso l'utilizzo della tecnologia proprietaria Ecofining™, e la costruzione di un moderno polo logistico. Nell'ambito dell'accordo, che comprende anche la ripresa delle attività upstream in Sicilia, nonché la realizzazione di interventi di risanamento ambientale, è prevista la realizzazione di un *Safety Competence Center* (SCC), centro di eccellenza in tema di sicurezza, per il coordinamento e la supervisione della sicurezza dei lavori in appalto nei siti industriali Eni in Italia e nel mondo;
4. alla **Raffineria Isab** di Priolo è stato destinato un investimento di 13 milioni di euro per realizzare una sala di controllo bunkerizzata, in grado di aumentare gli standard di sicurezza all'interno della raffineria stessa. La Isab sta inoltre implementando un programma di investimenti di 25 milioni e 967 mila euro sugli impianti, in applicazione delle prescrizioni previste dal Ministero dell'Ambiente ed inserite nelle Autorizzazioni Integrate Ambientali;
5. nel piano di investimenti della **Raffineria di Milazzo**, dopo i 100 milioni di euro investiti nel 2014, ulteriori 135 milioni verranno impiegati quest'anno per progetti destinati ad aumentare l'efficienza degli impianti e a migliorare le dotazioni di sicurezza. In particolare il completamento del *revamping* dell'impianto Fcc con installazione del Turboexpander ed interventi di recupero energetico, il completamento del *revamping* dell'impianto Tap, il nuovo impianto

Zolfo, nonché interventi di ulteriore miglioramento delle protezioni antincendio, alcuni interventi di ammodernamento dei pontili e l'ampliamento della sottostazione elettrica SS4;

6. a fine 2014 la Giunta regionale del Veneto ha espresso Via positivo sulla seconda fase del progetto di *upgrading* della **Raffineria Eni di Porto Marghera**, consistente in un aumento della capacità attuale da 400mila tonnellate/anno a 560mila tonnellate/anno, la realizzazione di una nuova sezione di impianto dedicata alla produzione di *green fuel*, la lavorazione di biomasse oleose diverse da quelle vegetali (grassi animali, scarti alimentari, oli esausti), la realizzazione di una nuova unità di pretrattamento della carica grezza e la costruzione di un nuovo impianto di *Steam Reformer* della capacità di 35mila Nm³/h;
7. la **Saras** nel corso del 2014 ha dedicato alla Raffineria circa 129 milioni di euro dei 136 complessivamente investiti nell'anno, soprattutto per le attività di *turnaround* quinquennale dell'impianto di Cracking Catalitico (FCC) e delle sue principali unità ancillari: Alchilazione (Alky) ed Eterificazione (TAME). Sono stati inoltre portati a termine numerosi investimenti relativi ai nuovi sistemi di controllo ambientale, di protezione antincendio e di stoccaggio delle acque meteoriche;
8. a fine 2014 la **Raffineria SARPOM** di Trecate ha svolto le attività di *turnaround* che per la prima volta nella storia della raffineria hanno riguardato la fermata contemporanea di tutti gli impianti. Grandi risorse, sia in termini di investimenti che di formazione, sono state dedicate alle attività di manutenzione straordinaria e di miglioramento degli impianti che hanno coinvolto circa 1.500 addetti ai lavori (con picchi fino a 1.900 persone) e quasi 70 ditte appaltatrici specializzate.

Per quanto riguarda gli eventi che nel corso del 2014 hanno riguardato le attività delle **infrastrutture di trasporto** del greggio e prodotti, si segnala che:

1. il Gruppo TAL ha previsto un investimento complessivo di 120 milioni di euro per il quinquennio 2015-2020, di cui circa 50 entro il 2018 saranno effettuati dalla **Siot** sul tratto italiano dell'Oleodotto Transalpino che attraversa il Friuli Venezia Giulia, per potenziare la sicurezza, tutelare l'ambiente, rilocalizzare le linee di trasferimento al terminale marino e garantire i massimi livelli tecnologici. Nel 2014, oltre al rinnovo della concessione cinquantennale dall'Autorità Portuale di Trieste, il Terminale Marino Siot ha ricevuto arrivi da 521 navi per 41,5 milioni di tonnellate (200 mila in più del 2013), 30 milioni delle quali dirette verso la Germania, a cui l'Oleodotto Tal garantisce oltre un terzo dell'approvvigionamento petrolifero. Trieste si è confermata quindi come primo porto petrolifero del Mediterraneo;
2. nell'ambito della trasformazione dell'area portuale veneziana l'**Eni** e l'Autorità portuale di Venezia a fine 2014 hanno confermato la volontà di promuovere nuove infrastrutture per la movimentazione e lo stoccaggio di Gas Naturale Liquefatto (Gnl), anche nell'ambito del *masterplan* per il Gnl nel Mar Adriatico promosso dall'Unione Europea. Sono stati inoltre completati i lavori di condizionamento dell'oleodotto che collega il Porto di San Leonardo alla Raffineria per la ricezione di gasolio all'Isola dei Petroli.

In riferimento infine ai **prodotti** e alle **nuove tecnologie** sviluppate nel corso dell'anno, la società Sartec, controllata dalla **Saras**, ha realizzato un impianto pilota usato anche per simulazioni destinate a valutare la possibilità di ottenere olio combustibile, partendo da un processo di pirolisi di biomasse e rifiuti della frantumazione di automobili.

La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità

Al 1° gennaio 2014 la rete di distribuzione carburanti stimava 21.800 punti vendita rispetto ai 22.400 di inizio 2013, di cui il **51,3 per cento sociali** (ossia facenti capo alle principali compagnie petrolifere), il **37 per cento convenzionati** (ossia di proprietà di terzi che espongono il marchio di una compagnia petrolifera in virtù di un contratto di fornitura esclusiva) e l'**11,7 per cento di altri operatori** (pompe bianche e Grande Distribuzione Organizzata - GDO), la cui numerosità è salita di oltre il 16 per cento rispetto ad inizio 2013.

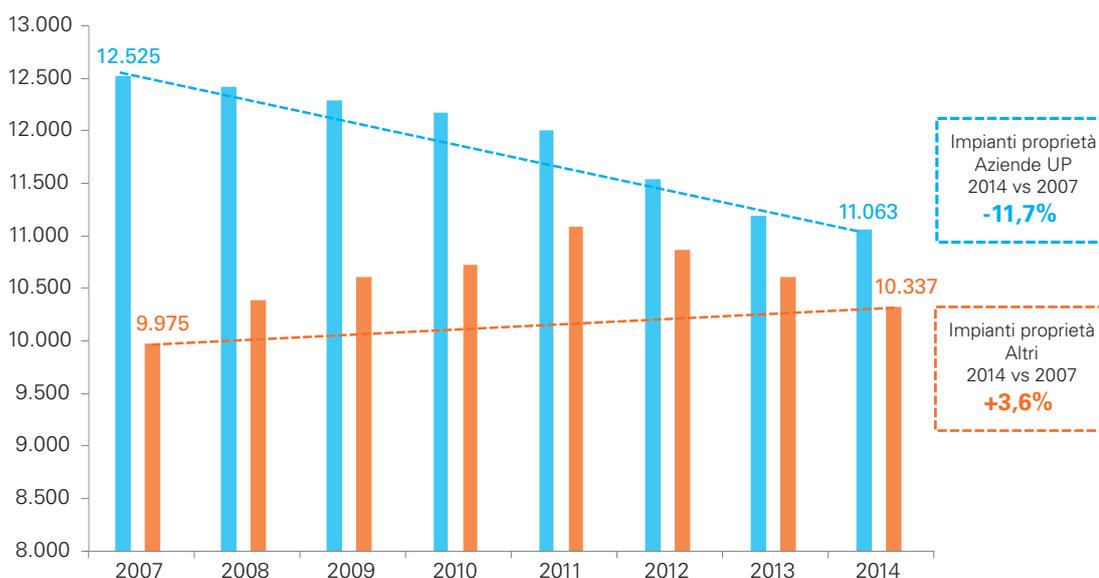
Anche nel 2014 i **margini di distribuzione** si sono attestati in media su livelli appena più alti di quelli del 2013, evidenziando, ancora una volta, la **scarsa remuneratività del settore**, aggravata da consumi ancora deboli e dalla forte pressione fiscale sui carburanti.

Nonostante questo scenario di **profonda crisi dei consumi**, che negli anni ha reso sempre meno sostenibile la rete di distribuzione carburanti, le auspiccate **misure di riqualificazione** contenute nel Disegno di legge collegato alla Legge di stabilità 2014, approvato dal Consiglio dei Ministri nel dicembre 2013 durante il Governo Letta, **non hanno avuto seguito**.

Le **chiusure che sono state registrate lo scorso anno** sono frutto delle rinnovate dinamiche di mercato ed operate esclusivamente dalle **compagnie tradizionali che in totale hanno chiuso/dismesso un migliaio di punti vendita** a fronte di circa 350 nuove aperture da parte di operatori minori.

Considerata tuttavia la **necessità di riprendere ed accelerare un percorso ragionato di ristrutturazione**, le rappresentanze del settore, su richiesta del Ministero dello Sviluppo Economico, nel 2014 hanno avviato e tenuto vivo un confronto volto ad individuare un percorso condiviso e graduale che, **partendo dall'istituzione di un'anagrafica puntuale di tutti gli impianti di carburanti**, possa dare avvio al processo puntando sul-

Italia – Evoluzione della composizione della rete carburanti a fine anno
(Numero punti vendita)



Fonte: UP su dati proprie Associate e stime

la chiusura di quelli chiaramente incompatibili con la sicurezza stradale. Processo che dovrebbe essere agevolato anche grazie a disposizioni specifiche, di tipo transitorio, relative agli interventi di **ripristino dei luoghi ove sono ubicati gli impianti**.

L'individuazione di tali impianti, in base alle ipotesi oggetto del confronto, è per la prima volta **demandata ai titolari degli impianti stessi** sulla base di criteri puntuali e oggettivi tratti dal Decreto Ministeriale 31 ottobre 2001 e dalle relative normative regionali.

Una proposta unitaria delle rappresentanze del settore è stata presentata al Ministero dello Sviluppo Economico, al Coordinamento delle Regioni e all'ANCI¹, per una condivisione propedeutica all'avvio dell'iter legislativo che potrebbe avvenire nell'ambito del Disegno di legge sulla concorrenza all'esame del Parlamento.

Un significativo **freno alla chiusura di impianti inefficienti**, il cui numero sulla base dei dati della stessa Agenzia delle Dogane è sempre più cospicuo, è sicuramente nei **rilevanti costi di chiusura** ed in particolare nelle incertezze legate alla bonifica dei relativi siti. In tale quadro, oltre alle semplificazioni apportate solo di recente con il Decreto del Ministero dell'Ambiente 12 febbraio 2015, n. 31, un primo aiuto era atteso dal Decreto Ministeriale del 16 aprile 2013, che prevede un **contributo per le operazioni di smantellamento ed eventuale bonifica dei siti dei punti vendita**.

Al fine di acquisire le disponibilità economiche per l'erogazione di tali contributi nell'aprile 2014, è stato effettuato presso la Cassa Conguaglio Gpl un **primo versamento a titolo di acconto**, mentre il saldo avverrà nel corso del 2015.

In questa prima fase è però emersa una **forte evasione, pari a circa il 30 per cento**

¹ ANCI - Associazione Nazionale dei Comuni Italiani.

dei contributi attesi, da attribuire ai titolari minori e ai gestori. A riguardo, la Cassa Conguaglio Gpl e il Ministero dello Sviluppo Economico si stanno attivando per la riscossione di quanto dovuto, anche in vista del saldo dei versamenti.

Tuttavia, si sono riscontrate una serie di **difficoltà procedurali ed operative legate all'iter istruttorio di tali istanze**. Per superare le stesse, il Ministro dello Sviluppo Economico è intervenuto con il Decreto Ministeriale del 3 dicembre 2014, al fine di semplificare le procedure legate all'accantonamento e liquidazione di tali contributi.

Ciò nonostante, a distanza di quasi due anni dall'arrivo delle prime istanze, che ad oggi hanno interessato più di 750 impianti, **le difficoltà operative della Cassa non hanno consentito la liquidazione di alcun contributo**.

Lo studio delle istanze esaminate dal Comitato evidenzia comunque dei **costi di intervento di smantellamento ed eventuale bonifica significativamente differenziati** tra le aziende petrolifere e gli operatori minori.

Nel corso del 2014 si è proceduto, inoltre, a rimuovere uno dei vincoli principali nell'esercizio degli impianti. Con l'art. 23 della Legge n. 161/2014, è stata **eliminata ogni limitazione all'installazione e all'esercizio degli impianti completamente automatizzati, senza la presenza del gestore**.

Grazie a tale intervento, lo Stato italiano ha così **evitato una procedura d'infrazione Ue**, recependo le indicazioni fornite tramite l'Eu Pilot 4734/13/MARK².

La norma, investendo il tema della concorrenza, è pertanto **immediatamente applicabile senza necessità di recepimento da parte delle Regioni**, anche nei casi in cui la

² Prima fase della procedura di infrazione che, nel caso in cui lo Stato coinvolto non si adegui alle indicazioni in essa contenute, passa alla successiva fino alla messa in mora del Paese inadempiente.

Europa La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2014

	Numero totale punti vendita	% di punti vendita Self Service	Erogato medio complessivo ^(*)
Austria	2.640	81	2.460
Belgio	3.158	n.d.	n.d.
Danimarca	2.004	100	1.641
Francia	11.476	n.d.	3.726
Germania	14.622	99	n.d.
Grecia	6.500	4	787
ITALIA	21.800	41	1.301
Olanda	3.922	73	2.031
Norvegia	1.782	100	2.118
Polonia	6.745	98	2.425
Portogallo	2.654	57	1.842
Regno Unito	8.611	n.d.	5.100
Repubblica Ceca	3.745	98	1.552
Spagna	10.617	70	2.371
Svezia	2.703	100	n.d.
Svizzera	3.547	96	1.582
Ungheria	1.568	52	2.089

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

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

Italia Rete Punti Vendita carburanti in esercizio al 1° gennaio 2014 per Regione

	Totale Rete Punti Vendita ^(*)	di cui: autostradali	di cui: con gasolio	di cui: con Gpl
Piemonte	1.582	64	1.575	169
Val d'Aosta	71	5	70	3
Liguria	487	34	483	16
Lombardia	2.655	57	2.624	208
Trentino	322	9	322	31
Friuli Venezia Giulia	443	11	438	44
Veneto	1.306	37	1.296	175
Emilia Romagna	1.492	37	1.475	149
Toscana	1.334	32	1.326	171
Umbria	369	4	365	51
Marche	665	12	656	68
Lazio	1.977	42	1.950	220
Molise	154	4	151	17
Abruzzo	547	18	542	45
Campania	1.553	37	1.543	67
Puglia	1.233	22	1.221	144
Basilicata	210	2	209	28
Calabria	735	16	731	54
Sicilia	1.534	22	1.511	77
Sardegna	588	–	588	38
TOTALE CAMPIONE	19.257	465	19.076	1.775

^(*) 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 2013 è stimata in 21.800.

Fonte: Unione Petrolifera

normativa regionale preveda forti limitazioni alla diffusione dei cosiddetti "automat".

A riguardo, nel corso del 2014 e ad inizio 2015, sia il Governo che l'Antitrust, nell'ambito dell'esercizio della propria potestà amministrativa e di indirizzo, hanno ripetutamente invitato le **Amministrazioni locali a rispettare le norme nazionali in materia di concorrenza e sicurezza.**

In particolare, le norme dell'Umbria, del Friuli Venezia Giulia, della Toscana e della Lombardia, nonché gli schemi di disegni di legge del Lazio e della Sicilia, sono state oggetto di **segnalazioni dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM - Antitrust) o di ricorsi della Presidenza del Consiglio dei Ministri**, su cui si è espressa anche la Corte Costituzionale, per il permanere di disposizioni ritenute lesive delle norme nazionali e comunitarie in materia di libero mercato.

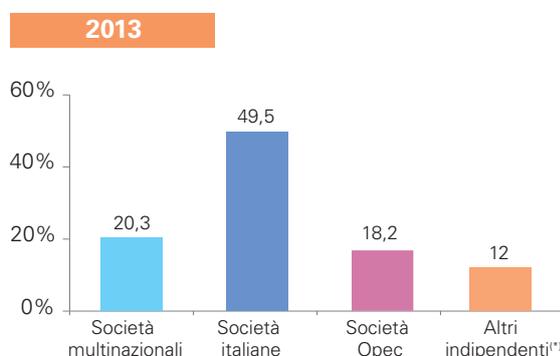
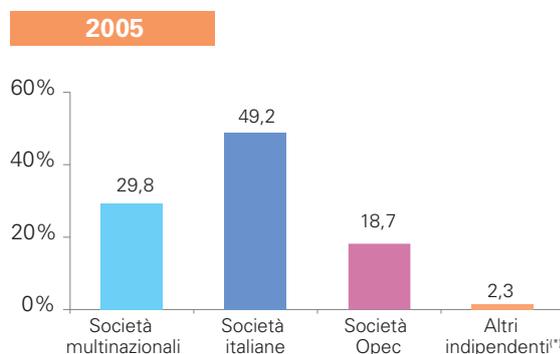
Nessun passo avanti, invece, è stato effettuato dal settore sulla tipizzazione di nuove forme contrattuali tra aziende e gestori, prevista dalla Legge n. 27/2012.

I rilievi sollevati dall'Antitrust sul modello depositato nell'ottobre 2013 al Ministero dello Sviluppo Economico da Assopetroli, Consorzio Grandi Reti, Faib, Fegica e Figisc, hanno indotto le parti ad **intervenire con significative modifiche** nell'aprile 2014.

Il nuovo schema di contratto, al di là della denominazione, sembra snaturare ancor di più la figura del Commissionario riconducendola sostanzialmente a quella del rivenditore.

Allo stesso tempo, **l'Unione Petrolifera ha proseguito nei suoi sforzi per cercare di mettere a punto una proposta condivisa con le Associazioni dei gestori su un nuovo schema di rapporto contrattuale realmente innovativo, in grado di cogliere le opportunità e le necessità del mutato mercato della distribuzione carburanti.**

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



(*) Altri operatori non associati a Unione Petrolifera.

Italia Il ruolo dei maggiori operatori petroliferi nel 2013

	% 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	31,2	4.759
Esso	13,1	2.585
TotalErg	8,8	2.933
KPI	6,2(*)	2.584
IP Gruppo Api	6,1	3.532
Tamoil	5,3	1.637
Shell	3,2	795
Altri	22,1	2.975
TOTALE	100,0	21.800

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

Fonte: Unione Petrolifera

La crisi della rete autostradale

Al fine di un **ripensamento complessivo del modello di servizio autostradale** e per favorire il superamento della grave crisi che da anni interessa gli impianti di carburanti siti su tale viabilità, nel maggio del 2014 il Ministero dei Trasporti ha disposto una proroga degli affidamenti, scaduti e/o in scadenza, in essere fino al 31 dicembre 2015.

Tale proroga era finalizzata a procedere ad una ristrutturazione della rete carburanti autostradale che, attraverso la diminuzione del numero di punti vendita, rendesse sostenibile la gestione degli impianti pur assicurando il servizio all'interno.

Obiettivi condivisi dalla stessa Antitrust che, con la Segnalazione AS1132 del 2014, auspicava un **recupero delle condizioni di economicità ed efficienza del servizio**.

Propedeutico a questo obiettivo, avrebbe dovuto essere un **Atto di indirizzo** volto a dare indicazioni ai singoli concessionari

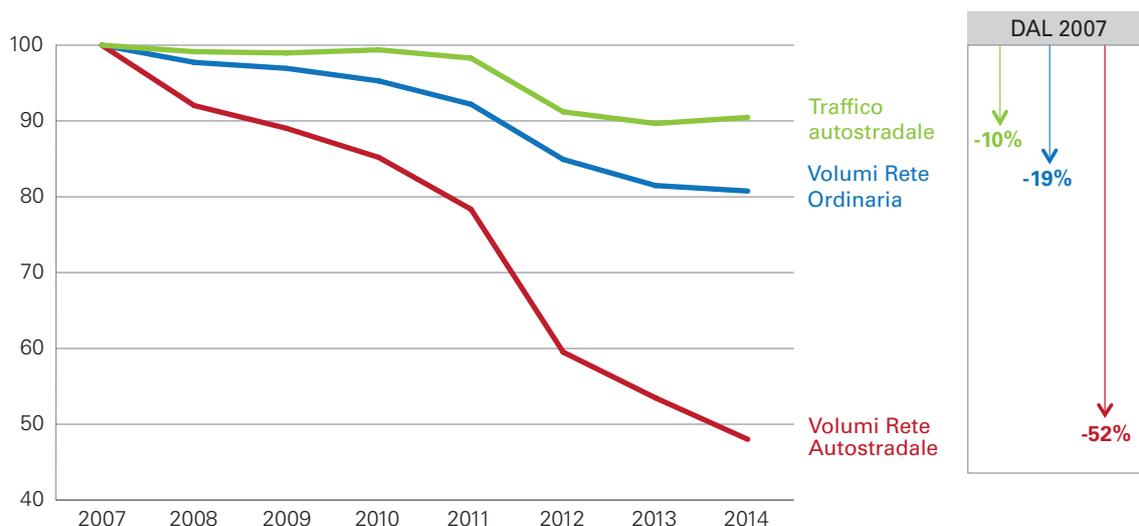
autostradali per la **presentazione di un Piano complessivo di razionalizzazione da approvare entro il 15 marzo 2015**, che i Ministri delle Infrastrutture e dei Trasporti e dello Sviluppo Economico hanno però emanato a distanza di quasi nove mesi (il 29 gennaio 2015).

In realtà, tale Atto di indirizzo, la cui finalità avrebbe dovuto essere quella di assicurare una decisa ristrutturazione della rete, è apparso di **scarsa efficacia nel ripristinare le condizioni minime di economicità** nei servizi di distribuzione dei carburanti.

Lo stesso Atto presenta altresì **profili limitativi della concorrenza**, in particolare laddove si ipotizzano accorpamenti di più aree in una medesima gara.

Un ulteriore **aspetto critico**, non certo marginale, è la **tempistica di svolgimento delle gare**. I ritardi nell'emanazione dell'Atto di indirizzo e del Piano, nonché la numerosità delle aree da affidare entro la scadenza del 31 dicembre 2015, **rischiano di non consentire agli interessati una partecipazione consapevole alle gare**.

Italia - Effetti della crisi sui volumi di vendite autostradali
(Indice 2007=100)



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

Autotrasporto merci: storica sentenza dalla Corte di Giustizia Ue

Il 4 settembre 2014 la Corte di Giustizia dell'Unione europea si è pronunciata sull'attesa sentenza in merito al rinvio pregiudiziale del TAR¹ del Lazio sui ricorsi della Committenza industriale e dell'Antitrust, contro la disciplina nazionale che fissava **un regime costi minimi nel settore dell'autotrasporto e relativi provvedimenti attuativi**.

Con tale sentenza, disposta ai sensi dell'art. 101 del Trattato, la Corte -oltre a esprimersi negativamente sulla natura, sulla composizione e sui provvedimenti dell'Osservatorio²- ha sottolineato la **sussistenza, nella normativa nazionale, delle condizioni di restrizione della concorrenza**, chiarendo che non possono essere previste norme in forza delle quali il prezzo dei servizi di autotrasporto delle merci per conto di terzi debba essere non inferiore ai "costi minimi d'esercizio".

In particolare, la Corte ha specificato che la determinazione di costi minimi d'esercizio **non può essere giustificata da un obiettivo legittimo quale quello della sicurezza stradale**, su cui, peraltro, esistono già disposizioni di tutela a livello comunitario.

In linea con quanto espresso dalla Corte di Giustizia Ue, il TAR del Lazio ha quindi emesso, il 20 febbraio 2015, una **sentenza di accoglimento sul primo dei due ricorsi presentati dalla Committenza**, che ha portato all'annullamento degli atti conseguenti l'introduzione dei costi minimi, come le determinazioni dell'Osservatorio, mentre sul secondo ricorso, relativo a quelle ministeriali che hanno nel tempo sostituito gli atti dell'Osservatorio, si è in attesa che il TAR del Lazio si esprima.

¹ TAR – Tribunale Amministrativo Regionale.

² È l'ente preposto al monitoraggio dei costi del gasolio e dei livelli minimi da riconoscere agli autotrasportatori, istituito in ambito MIT ai sensi della Legge contestata.

Tuttavia, prima che il TAR del Lazio si esprimesse, lo Stato italiano è intervenuto con **la Legge n. 190/2014 che ha di fatto superato il sistema dei costi minimi**, rinviando nuovamente - come era prima del 2008 - **all'autonomia negoziale delle singole parti contraenti** la possibilità di definire il prezzo del servizio di autotrasporto.

Al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) è stata attribuita la sola potestà di pubblicare un aggiornamento online di "*valori indicativi di riferimento dei costi di esercizio dell'impresa di autotrasporto per conto terzi*" che, partito già a gennaio 2015, rischia di **introdurre surrettiziamente un nuovo sistema di costi minimi** e pertanto fortemente criticato dall'utenza.

Tra le altre novità introdotte dalla Legge n. 190/2014 in materia di autotrasporto, non trascurabile è stata la **soppressione della scheda di trasporto o di documenti equipollenti**.

Su tale aspetto, come sulla responsabilità del committente per le verifiche della regolarità contributiva e fiscale nei confronti del vettore a cui affida il trasporto, è attesa una direttiva di approfondimento del Ministero dell'Interno, annunciata dallo stesso con Circolare del 31 dicembre 2014.

Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione

Il nuovo sistema di **tenuta delle scorte d'obbligo**, introdotto con il Decreto Legislativo n. 249/2012, di attuazione della Direttiva 2009/111/CE, è **entrato nella fase a regime dopo le difficoltà iniziali** che il settore ha dovuto sostenere nel passaggio dal vecchio al nuovo ordinamento.

Permangono, tuttavia, **molte criticità derivanti dai vincoli che la disciplina nazionale pone al mantenimento delle scorte all'estero**, nonostante la previsione di alcu-

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	10	3	2	—	—	1	19
Liguria	—	—	1	1	—	—	—	2
Lombardia	11	7	—	1	6	4	2	31
Veneto	3	2	—	—	2	1	1	9
Friuli Venezia Giulia	—	1	2	—	—	—	—	3
Emilia Romagna	—	—	7	9	—	—	—	16
Toscana	—	2	6	—	—	—	—	8
Marche	2	1	—	1	1	3	—	8
Umbria	—	—	2	1	—	—	—	3
Lazio	1	3	1	—	—	—	—	5
Abruzzo	4	—	1	—	—	—	—	5
Campania	2	—	3	—	—	—	—	5
Basilicata	—	—	1	—	—	—	—	1
Puglia	1	—	—	3	—	—	—	4
Calabria	1	—	—	—	—	—	—	1
Sicilia	1	—	—	—	—	—	—	1
Sardegna	—	1	2	—	—	—	—	3
TOTALE	29	28	29	18	9	8	4	125

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

Fonte: Stime Unione Petrolifera aggiornate ad aprile 2015

Italia L'evoluzione della rete distributiva metano per autotrazione

(Numero di impianti in esercizio a fine anno)

	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2015 ⁽¹⁾
Piemonte	12	23	30	43	54	60	75	78
Valle d'Aosta	—	—	—	—	1	1	1	1
Liguria	7	7	7	7	7	7	7	8
Lombardia	29	45	53	67	101	123	141	148
Trentino Alto Adige	3	4	10	8	11	15	16	16
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	186
Marche	44	54	65	71	74	80	88	90
Toscana	51	57	61	67	78	85	98	99
Umbria	16	18	20	22	24	26	31	31
Lazio	13	19	28	32	41	46	48	50
Abruzzo	12	13	15	16	17	20	23	23
Molise	3	3	3	3	3	3	3	4
Puglia	20	28	33	39	46	50	62	61
Campania	19	27	41	43	48	53	65	65
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	26
ITALIA	392	477	567	642	787	884	1.021	1.047

⁽¹⁾ Dati riferiti al 30 aprile 2015.

Fonte: FEDERMETANO

ne flessibilità, transitorie, come la possibilità di detenere parte delle sole scorte di jet fuel in altri Paesi europei.

In tale situazione, l'**Organismo Centrale di Stoccaggio (OCSIT)** ha consolidato il suo ruolo, con il progressivo aumento delle scorte specifiche (passate da 1 a 3 giorni in prodotti per l'anno 2015), i cui costi gravano ancora significativamente sugli operatori.

Nel corso del 2014, l'OCSIT ha infatti **completato le procedure di gara**, in primis per il finanziamento e quindi la disponibilità di stoccaggio e l'acquisto dei prodotti. Inoltre, in base al Decreto Legislativo n. 249/2012, sta definendo le modalità più corrette con cui acquisire **eventuali deleghe da parte degli operatori obbligati**, attività i cui oneri devono essere a esclusivo carico dei richiedenti.

Sempre in attuazione di tale Decreto Legislativo, sono altresì proseguite 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, istituite presso il Gestore dei Mercati Elettrici (GME). Prosegue, ormai a regime, la rilevazione annuale del GME sulle capacità di stoccaggio esistenti.

La sicurezza nei punti vendita carburanti

È cresciuto anche nel 2014 il **numero di atti illeciti contro la rete distribuzione carburanti**, con particolare riferimento a furti di prodotti petroliferi e di contante che nel 2014 ha riguardato ben **il 20 per cento degli impianti**.

Il fenomeno più diffuso è risultato quello degli **attacchi ad accettatori di banconote**, dove è presente denaro contante in grandi quantità e in orari non presidiati, molto significativo

anche in confronto ad altri settori esposti alla criminalità predatoria (farmacie, banche, uffici postali, tabaccherie).

L'**Unione Petrolifera ha contribuito** all'analisi del fenomeno partecipando, per la prima volta nel 2014, alla **redazione del Rapporto OSSIF¹**, predisposto da ABI e Ministero dell'Interno, sulla criminalità predatoria contenente i dati relativi a furti e rapine in banca e in altri settori esposti quali: poste, tabaccherie, farmacie, distribuzione moderna, esercizi commerciali, distributori di carburante e trasporto valori.

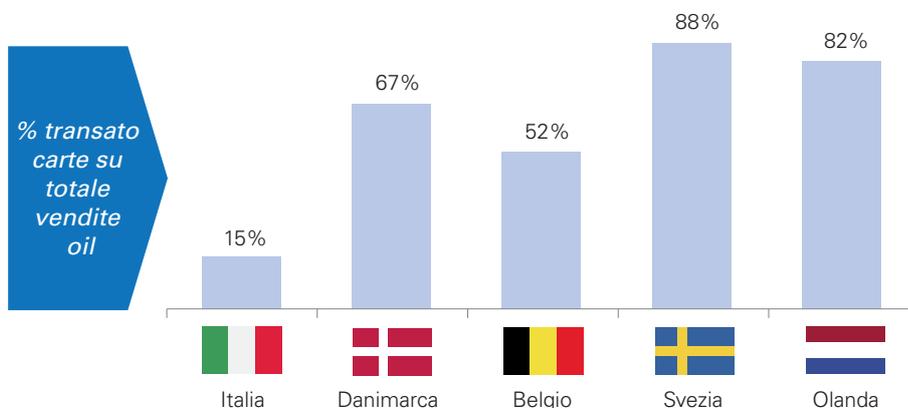
Destano altrettante preoccupazioni i ripetuti e recenti **attacchi agli oleodotti**, numericamente limitati a qualche caso, ma associati ad un elevato rischio di danni indiretti (inquinamento ambientale). Anche in questo caso, nei limiti delle competenze associative, si è **collaborato proattivamente con le Forze dell'Ordine** (Polizia, Carabinieri e Guardia di Finanza) per concorrere a trovare soluzioni atte a respingere e contenere tali tipi di attacchi.

Una delle cause principali di attacco alle rete è l'ampia disponibilità di contante, intorno ai 50 miliardi di euro all'anno, dovuta al **limitatissimo utilizzo della moneta elettronica** in Italia. Al fine di individuare soluzioni per incoraggiare l'uso del pagamento elettronico, l'**Unione Petrolifera ha effettuato uno studio sulla moneta elettronica** in Italia e nei principali Paesi europei, tramite la società di servizi KPMG, che si è concluso a giugno 2014.

Lo studio ha messo in evidenza una **bassa penetrazione delle carte di pagamento in Italia rispetto al campione europeo** analizzato (il 12 per cento sul totale rispetto al 39 per cento); percentuale che è ancora più bassa nel caso dei rifornimenti sulla rete (il 15 per cento contro il 60 per cento europeo). Per quanto riguarda le commissioni di pagamento, emerge una **commissione sul**

¹ L'OSSIF è il Centro di ricerca dell'Associazione Bancaria Italiana (ABI) sulla sicurezza anticrimine.

Europa – Uso delle carte di pagamento in alcuni Paesi
(Percentuale transato carte di pagamento su totale vendite)



Fonte: KPMG

debito sensibilmente superiore (0,69 per cento rispetto allo 0,40 per cento).

In attesa di iniziative nazionali mirate a promuovere il pagamento elettronico, si guarda con favore alla **proposta di regolamento UE su commissioni interbancarie relative alle operazioni di pagamento tramite carta**. La proposta, presentata dalla Commissione il 24 luglio 2013 e adottata dal Parlamento europeo lo scorso 10 marzo, 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). Inoltre, viene lasciato ampio spazio agli Stati membri di stabilire commissioni più basse.

Un altro aspetto legato alla diffusione del *self-service*, è quello dell' adeguamento degli **accettatori di banconote al processo di sostituzione delle banconote circolanti in Europa** con una serie più sicura, chiamata "**serie Europa**". Il 23 settembre 2014 è stato introdotto il taglio da 10 euro e il settore ha partecipato al tavolo di confronto che la Banca d' Italia ha avviato con gli operatori coinvolti per facilitare il passaggio alle nuove banconote.

Tutti gli **impianti sono stati adeguati secondo la tempistica prestabilita, raggiungendo il 95 per cento su quelli di proprietà** entro dicembre 2014, senza particolari disagi per l'utenza. Si sta ora lavorando per il nuovo taglio da 20 euro che sarà introdotto il prossimo 25 novembre.

RAPPORTO INTERSETTORIALE OSSIF 2014 SULLA CRIMINALITÀ PREDATORIA

Lo scorso 28 novembre è stato presentato, in occasione della Giornata della Sicurezza presso l'ABI, il Rapporto OSSIF 2014 sulla criminalità predatoria.

Il Rapporto, predisposto da ABI e Ministero Interno contiene i dati di rapine e furti in banca e in altri settori esposti, quali: poste, tabaccherie, farmacie, distribuzione moderna, esercizi commerciali, distributori di carburante e trasporto valori.

In sintesi, i dati del rapporto rilevano un aumento generalizzato delle rapine e dei furti per l'anno 2013:

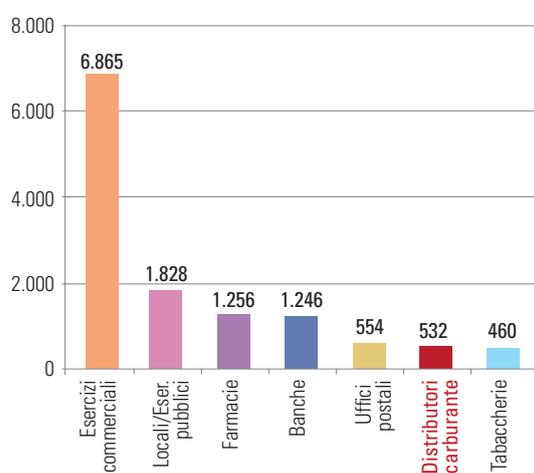
- 43.754 rapine denunciate dalle Forze dell'ordine all'Autorità Giudiziaria (+ 2,6 per cento rispetto al 2012);

- 1.554.777 furti denunciati dalle Forze dell'ordine all'Autorità Giudiziaria (+2,2 per cento rispetto al 2012).

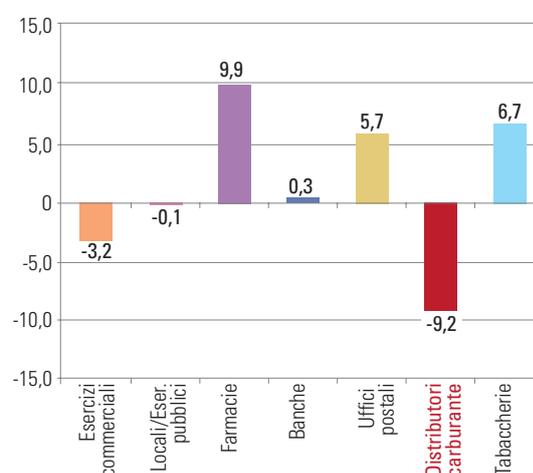
Dal confronto intersettoriale emerge per la **distribuzione carburanti**:

- un numero di **rapine** in calo del 9,2 per cento rispetto al 2012 (532 rapine nel 2013);
- un numero di **furti** (prevalentemente attacchi agli accettatori self) in aumento del 9 per cento (981 casi riferiti alla sola rete sociale);
- un **indice di rischio** (furti ogni 100 punti operativi) molto più elevato per la rete carburanti rispetto a tutti gli altri settori esposti (8,5).

Rapine commesse nel 2013



Variazione % 2013 rispetto al 2012

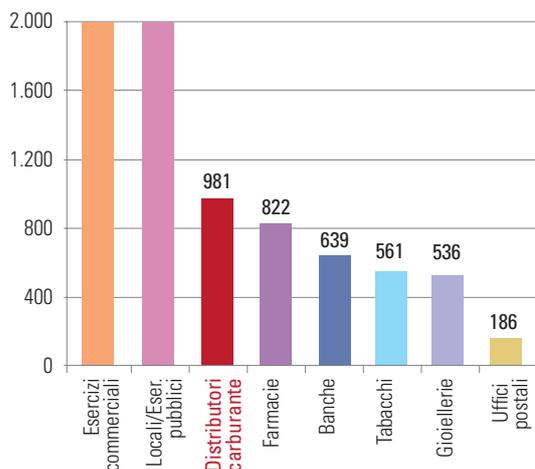


- ▶ Gli esercizi commerciali sono stati i più colpiti con **6.865 rapine** (consumate + tentate)
- ▶ Recrudescenza del fenomeno per **farmacie (+9,9%)**, **tabaccherie (+6,7%)** ed **uffici postali (+5,7%)**

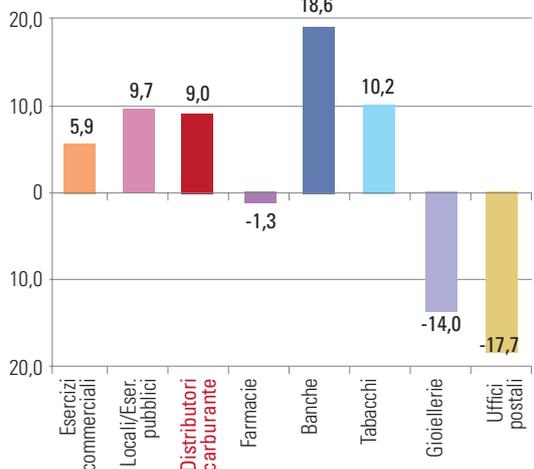
Fonte: Elaborazioni su dati OSSIF, del Ministero dell'Interno, Poste Italiane, Federazione Italiana Tabaccai, Unione Petrolifera

FOCUS

Furti commessi nel 2013



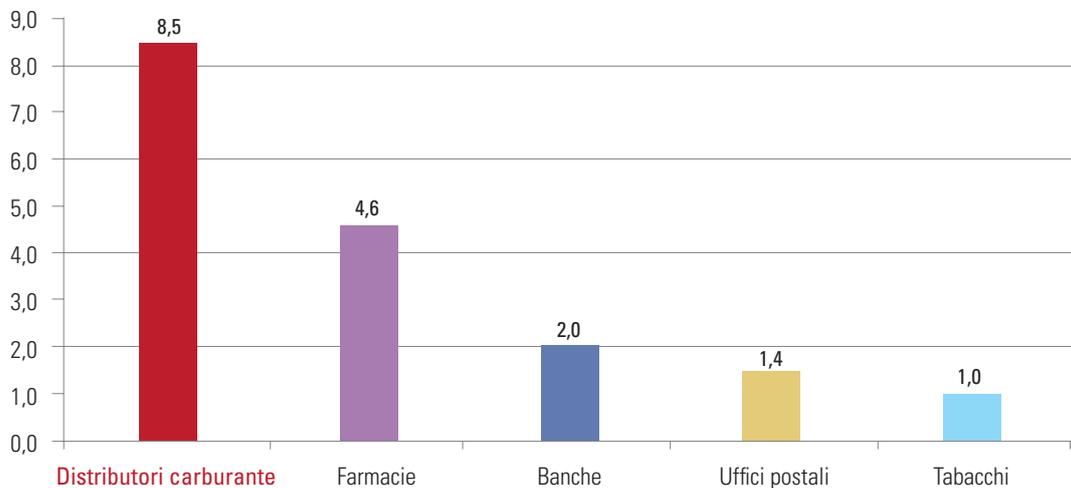
Variatione % 2013 rispetto al 2012



- ▶ Furti commessi prevalentemente in esercizi commerciali e locali/esercizi pubblici
- ▶ Recrudescenza del fenomeno per **banche (+18,6%), tabaccherie (+10,2) locali ed esercizi pubblici (+9,7%), distributori di carburanti (+9,0%) ed esercizi commerciali (+5,9%)**

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

Furti ogni 100 punti operativi nel 2013



- ▶ I distributori di carburante presentano l'indice di rischio più elevato con **8,5 furti ogni 100 punti operativi**.

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

Gli aspetti doganali e fiscali

Entrate tributarie e gettito fiscale

Le **entrate tributarie erariali** accertate in base al criterio di competenza giuridica nel periodo gennaio-dicembre 2014 sono ammontate a circa **420 miliardi di euro**, con una contrazione dell'1,3 per cento (-5,686 miliardi di euro) rispetto all'anno precedente.

In particolare, le **imposte dirette** si sono attestate a **225 miliardi di euro**, con una flessione del 3,4 per cento rispetto al 2013. Le **imposte indirette**, invece, sono cresciute dell'1,2 per cento per un gettito complessivo di **194 miliardi di euro**.

Secondo il Bollettino del Ministero dell'Economia e delle Finanze¹, le **entrate derivanti dalle accise sui prodotti energetici** nel corso del 2014 si sono attestate a **26 miliardi di euro** (+145 milioni di euro, pari al +0,6 per cento), sulle quali ha inciso positivamente l'abrogazione, dalla fine del 2013, della riserva di una quota di accisa sui carburanti destinati alle Regioni a statuto ordinario, quantificabile in circa 1,2 miliardi di euro.

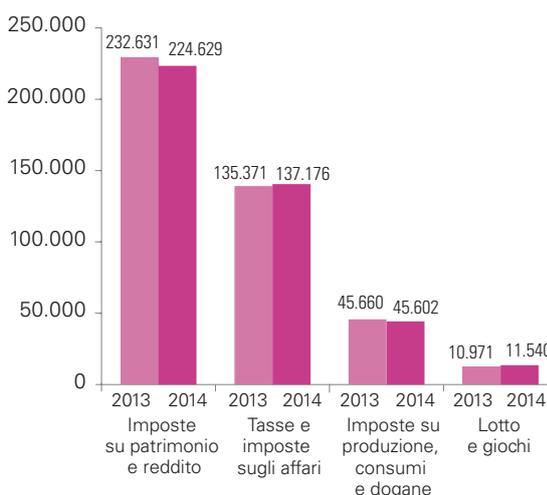
L'**accisa sull'energia elettrica** è ammontata a circa 3 miliardi di euro, con un incremento di 139 milioni (+5,1 per cento), mentre **quella sul gas naturale per combustione** ha generato 4,4 miliardi di euro, 444 milioni di euro in più rispetto al 2013 (+12 per cento).

Di conseguenza, nel 2014 il **gettito fiscale dei prodotti energetici** ha rappresentato l'8 per cento delle entrate complessive, contro il 7,7 per cento dell'anno precedente.

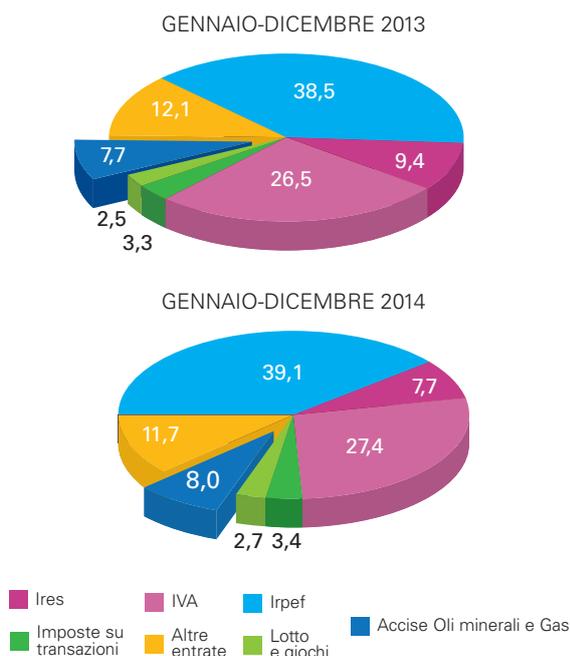
Per quanto riguarda la tassazione complessiva (accise + IVA) dei prodotti petroliferi, si stima un gettito di 41,2 miliardi di euro.

¹ Bollettino Entrate Tributarie n. 154, pubblicato a marzo 2015.

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



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



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze

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

	Imposta di fabbricazione/Accisa					Totale	Sovra- imposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti
	sulle Benzina	di cui quota riservata alle Regioni ⁽¹⁾	sui Gasoli	sugli Oli comb.li	su altri 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	1,559	24,449	0,061	12,100	36,610
2008	8,130	1,942	14,070	0,110	1,164	23,474	0,060	13,200	36,734
2009	7,900	2,019	13,900	0,110	1,112	23,022	0,069	10,850	33,941
2010	7,450	2,034	13,750	0,100	1,903	23,203	0,047	11,750	35,000
2011 ⁽²⁾	7,480	1,915	14,930	0,070	1,028	23,508	0,047	13,600	37,155
2012	8,060	1,728	17,620	0,060	2,162	27,902	0,048	14,400	42,350
2013	7,800	1,252	17,400	0,050	1,944	27,194	0,056	13,880	41,130
2014 ⁽³⁾⁽⁴⁾	7,720	n.d.	17,630	0,040	1,910	27,300	0,050	13,850	41,200

⁽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⁾ Dato provvisorio.

⁽⁴⁾ 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.

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

Il gettito fiscale degli oli minerali

Nel 2014 le entrate fiscali complessive derivanti dai prodotti petroliferi si stimano pari a oltre 41,2 miliardi di euro¹, con un incremento dello 0,2 per cento rispetto all'anno precedente (70 milioni in più).

La variazione è conseguente all'aumento dello 0,6 per cento del gettito delle accise, pari a 27,3 miliardi di euro (100 milioni in più rispetto al 2013), derivante sostanzialmente da recupero dei gasoli, che nel 2014 hanno rilevato un incremento dello 0,7 per cento con circa 200 milioni di tonnellate in più.

In riduzione invece il gettito Iva dello 0,2 per cento, stimato sui 13,9 miliardi di euro (circa 30 milioni di euro in meno), per effetto della riduzione dei prezzi registrata nell'anno (mediamente -2,0 per cento la benzina e -3,0 per cento il gasolio).

L'evoluzione della tassazione sui prodotti energetici

Anche il 2014 è stato un anno caratterizzato dalla **previsione di numerosi aumenti in materia di tassazione dei carburanti** (benzina e gasolio), tralasciando volutamente altre categorie di prodotti (Gpl e metano) che complessivamente oggi coprono una quota che corrisponde al 30 per cento del mercato totale della benzina.

Con la Legge n. 116/2014 ("Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale ed il rilancio dell'economia"), è stato infatti **disposto, a decorrere dal 1° gennaio 2019, l'aumento dell'aliquota di accisa sulla benzina e sul gasolio** utilizza-

¹ 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.

to come carburante in misura tale da determinare maggiori entrate nette non inferiori a 140,7 milioni di euro nel 2019, 146,4 milioni nel 2020 e 148,3 milioni nel 2021.

Nel provvedimento di fine anno, il cosiddetto "Decreto milleproroghe" (Legge n. 11 del 27 febbraio 2015), è stato altresì disposto il **rinvio, al 1° gennaio 2016**, del previsto aumento delle aliquote di accisa dei prodotti energetici che, unitamente alla scadenza del temporaneo aumento dell'accisa sui carburanti di cui alla Direttoriale delle Dogane del 23 dicembre 2013, ha **determinato per la prima volta negli ultimi 13 anni le seguenti riduzioni del livello di tassazione:**

- Benzina: da 730,80 a 728,40 per mille litri;
- Gasolio autotrazione: da 619,80 a 617,40 per mille litri.

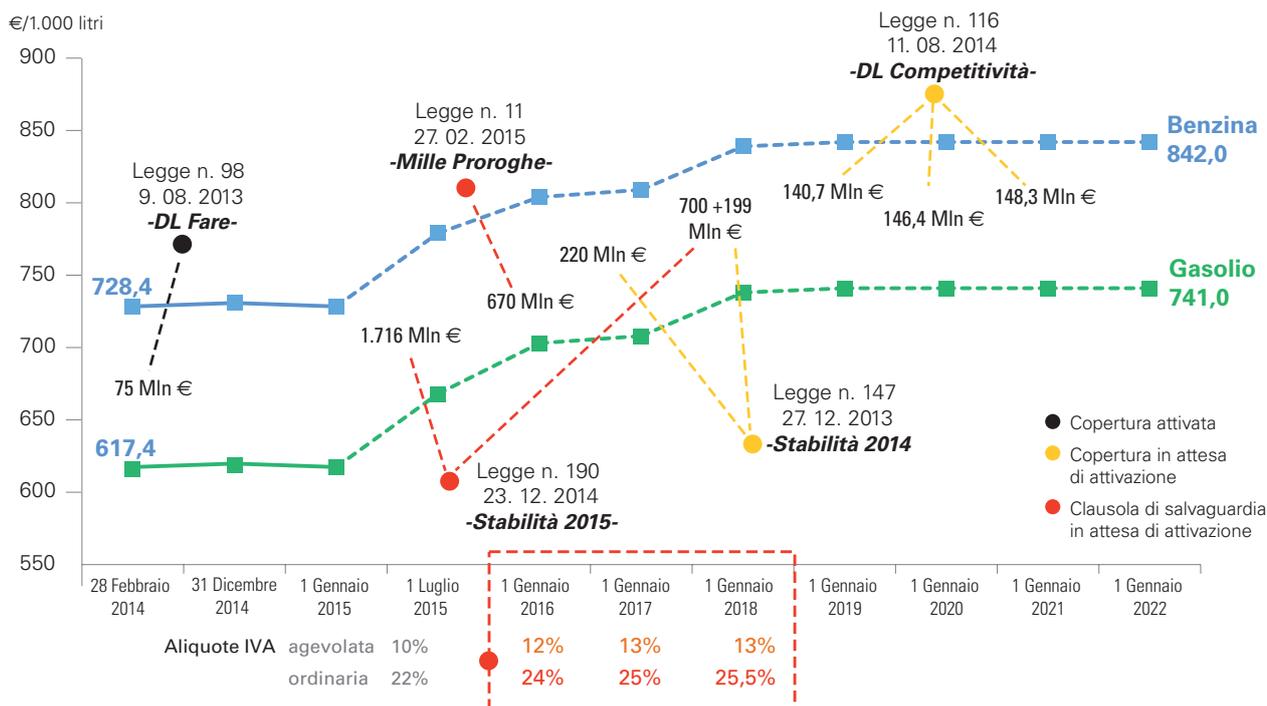
La Legge n. 190/2015 (Legge di stabilità per il 2015) ha inoltre disposto:

- per il 2016 una **riduzione della spesa per il gasolio e per il gas di petrolio liquefatto utilizzato come combustibile** per le zone montane per un importo di 26,6 milioni di euro;
- la **riduzione dell'agevolazione dei carburanti utilizzati dalle auto adibite a servizio pubblico** per 10,5 milioni di euro;
- l'adozione di un sistema di **"reverse charge"** dell'imposta sul valore aggiunto relativa alla commercializzazione dei certificati relativi all'Emission Trading Scheme.

La stessa Legge (art. 1, comma 629) ha tuttavia subordinato (**clausola di salvaguardia**) l'adozione del meccanismo del *reverse charge*, esteso anche alla Grande distribuzione organizzata (GDO) ed altri settori produttivi, all'approvazione della Commissione europea.

In mancanza di tale approvazione, scatteranno dunque aumenti dell'aliquota di accisa sulla benzina e sul gasolio utilizzato come carburante in misura tale da determinare **maggiori entrate non inferiori a 1.716**

Italia – Ipotesi di evoluzione delle accise e aliquote IVA e delle relative maggiori entrate previste



Italia Previsione aumenti accise

1.	1° luglio 2015:	art. 1 co. 632 Legge 23 dicembre 2014, n. 190, clausola di salvaguardia per 1.716 milioni di euro.
2.	1° gennaio 2016:	art. 10, Legge 27 febbraio 2015, n. 11, aumento accise per 670 milioni di euro.
3.	1° gennaio 2017:	art. 1 co. 626 Legge 27 dicembre 2013, n.147, aumento accise per 220 milioni di euro (2017) e 199 (2018).
4.	1° gennaio 2018:	art.1 co. 719 Legge 23 dicembre 2014, n. 190, aumento accise 700 milioni di euro.
5.	1° gennaio 2019:	Legge 11 agosto 2014, n. 116, aumento accise per 140,7 milioni di euro (2019); 146,4 (2020) e 148,3 (2021).

milioni di euro a decorrere dal 2015, il tutto con un provvedimento del Direttore dell'Agenzia delle Dogane da adottarsi entro il 30 giugno.

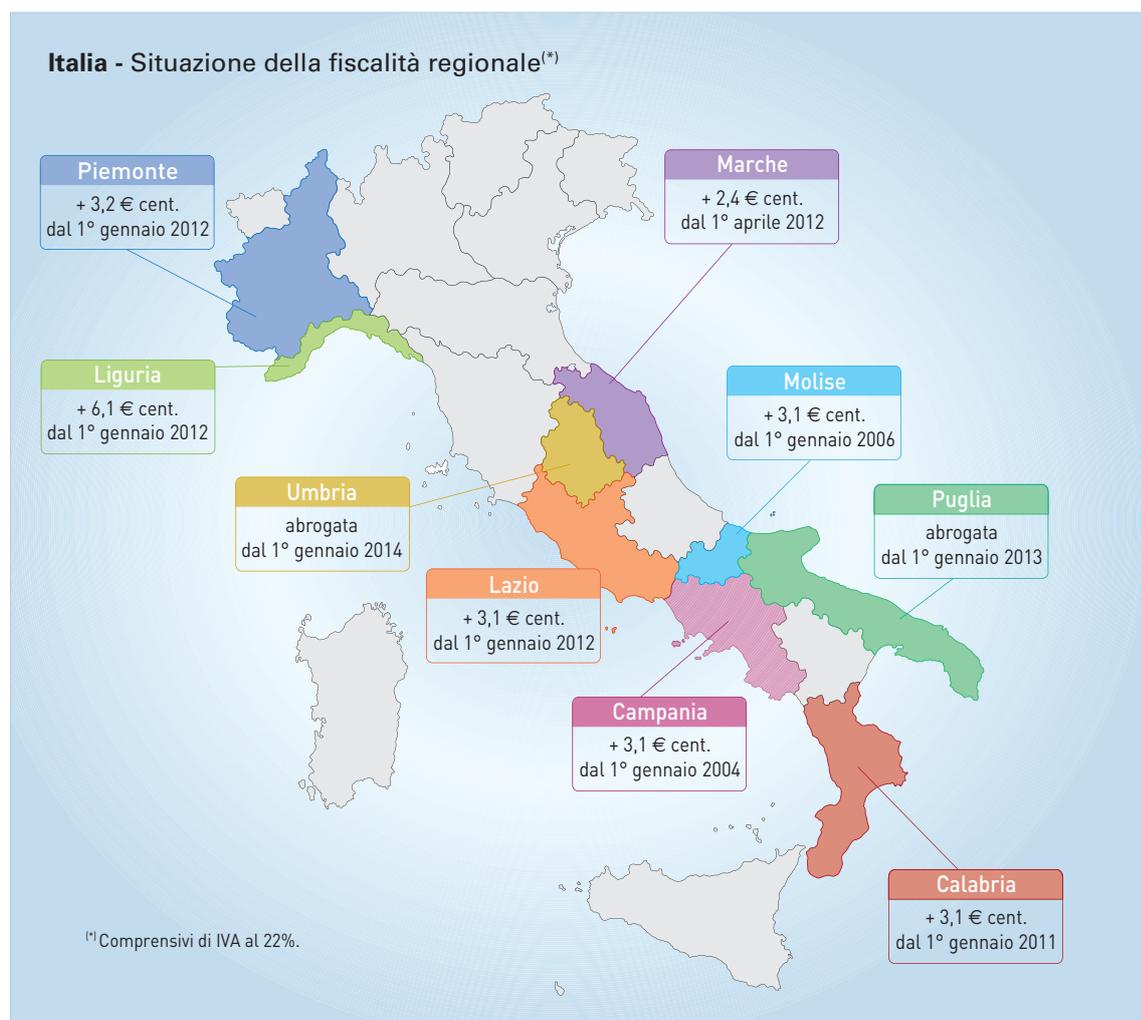
Infine, il successivo comma 719 prevede un'altra clausola di salvaguardia che scatterà in assenza di maggiori entrate o minori spese, pari a 3,3 miliardi di euro nel 2016 e circa 6,3 miliardi nel 2017 così modulata:

- aliquota Iva dal 10 per cento sale al 12 per cento a decorrere dal 1° gennaio 2016 e al 13 per cento dal 1° gennaio 2017;
- aliquota IVA dal 22 per cento sale al 23 per cento a decorrere dal 1° gennaio 2017 e al 23,5 per cento dal 1° gennaio 2018;

- dal 1° gennaio 2018 aumento dell'aliquota di accisa della benzina e del gasolio usato come carburante in misura tale da determinare entrate nette non inferiori a 700 milioni di euro annui.

In questa giungla di clausole di salvaguardia e annunciati aumenti del livello di tassazione sui carburanti, solo la Regione Umbria dal gennaio 2014 ha rinunciato all'addizionale regionale sulla benzina.

Complessivamente, in questi ultimi 10 anni l'imposta regionale è stata adottata da 11 Regioni a statuto ordinario rispetto al totale di 15 (per le 5 Regioni a statuto speciale non era stata concessa tale possibilità), ma è tuttora vigente ancora in sette Regioni.



Italia I livelli attuali delle accise

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore al 1° maggio 2015

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.

Attuazione della delega fiscale e criteri di revisione della tassazione europea

In merito all'adozione di nuovi **criteri di tassazione dei prodotti energetici**, il 14 ottobre 2014 il Consiglio ECOFIN¹ non ha raggiunto un compromesso sulla proposta, presentata nel 2011, di modifica della Direttiva n. 2003/96 sulla tassazione dei suddetti prodotti.

Constatate le posizioni divergenti degli Stati membri sulle questioni chiave del provvedimento, **la Commissione ha ritirato la proposta di Direttiva** in quanto la bozza di compromesso avrebbe snaturato gli obiettivi originari della Direttiva stessa.

Tutto ciò ha avuto un **significativo impatto nell'ordinamento nazionale poiché ha precluso l'esercizio della delega fiscale**, con particolare riferimento all'articolo 15 della Legge n. 21/2014, che prevedeva una revisione del livello di tassazione nazionale (*carbon tax*) subordinandola all'adozione nuova Direttiva.

La suddetta Legge delega, prorogata fino al prossimo 30 giugno 2015 (ai sensi della Legge n. 34/2015), prevede la revisione e la semplificazione del Decreto Legislativo n. 504/95 (Testo Unico delle Accise - TUA), per la quale il Dipartimento delle Finanze e l'Agenzia delle Dogane stanno svolgendo un'intensa attività di consultazione con le Associazioni di categoria interessate.

In questo contesto, **l'Unione Petrolifera ha presentato una propria proposta di modifica del TUA** che può essere sintetizzata come segue:

- ❑ **revisione delle sanzioni** di cui agli art. da 47 a 50 del TUA introducendo il principio della progressività delle sanzioni e

dando rilievo alla configurazione del reato per i comportamenti fraudolenti simulatori finalizzati alla creazione e utilizzo di documentazione falsa;

- ❑ **adozione all'interno dell'Unione europea di un sistema di idonea tracciatura della movimentazione di talune categorie di prodotti energetici** non sottoposti al regime delle accise;
- ❑ **attribuzione alla Direzione Centrale dell'Agenzia delle Dogane delle competenze relative al rilascio e alla gestione dell'esonero cauzionale** dal versare cauzione per importo illimitato di cui agli artt. 4 e 5 del Decreto Legislativo n. 504/95;
- ❑ **revisione dei criteri per il rilascio dell'autorizzazione** all'esercizio del deposito fiscale e di quella del destinatario registrato attribuendone le competenze alla direzione Centrale dell'Agenzia delle Dogane;
- ❑ **avvio di un processo di ulteriore semplificazione** del regime INFOIL;
- ❑ **revisione degli aspetti sanzionatori** relativi alla **solidarietà d'imposta tra soggetto passivo d'imposta e soggetto garante** di cui agli artt. 3 e 4 del TUA e di quella di cui all'art. 25 comma 5 (solidarietà tra titolare dell'autorizzazione e gestore dell'impianto di distribuzione carburanti), prevedendo che la solidarietà non operi nel caso in cui l'Autorità giudiziaria appuri un comportamento doloso da parte del gestore.

Sempre stando a quanto previsto dalla Legge delega, sono altresì proseguiti i lavori per la **revisione del sistema estimativo catastale** per la valutazione degli immobili sia civili che industriali.

Con la nuova disciplina, le unità immobiliari, tenuto conto delle specifiche caratteristiche tipologiche e costruttive, vengono **qualificate in due diverse categorie catastali**, a seconda se abbiano una destinazione d'uso ordinaria (gruppo O) o speciale (gruppo S), tra i quali rientrano gli opifici industriali, il

¹ Il Consiglio Ecofin è composto dai Ministri dell'Economia e delle Finanze di tutti gli Stati membri.

Europa Le accise in vigore al 1° maggio 2015

	(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	615,22	428,84	18,53	—	16,24
Bulgaria	363,02	329,79	25,56	93,96	—
Cipro	489,70	460,70	135,43	—	17,70
Croazia	509,06	403,56	45,24	7,31	21,10
Danimarca	611,96	418,91	328,62	—	404,44
Estonia	422,77	392,92	110,95	69,92	—
Finlandia	652,78	498,47	187,40	—	—
Francia	630,50	480,70	76,40	72,40	45,30
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	—
Grecia	682,03	341,28	—	—	44,46
Irlanda	607,72	499,00	122,28	—	81,73
ITALIA	728,40	617,40	403,21	147,27	31,39
Lettonia	423,20	346,03	34,42	97,17	—
Lituania	434,43	330,17	21,14	161,17	15,06
Lussemburgo	462,09	335,00	10,00	54,04	—
Malta	519,38	442,40	202,09	—	—
Olanda	774,07	490,06	490,06	184,35	36,15
Polonia	412,40	360,44	57,31	115,15	15,81
Portogallo	617,51	402,01	342,60	135,48	31,41
Regno Unito	785,36	785,36	150,97	—	—
Rep. Ceca	469,23	400,16	86,79	78,94	17,25
Romania	459,72	428,48	428,48	69,31	16,05
Slovacchia	570,17	406,05	—	98,28	131,15
Slovenia	559,73	468,87	225,69	89,24	146,31
Spagna	461,70	367,65	87,23	32,41	16,52
Svezia	603,17	519,28	418,26	—	457,25
Ungheria	400,44	373,89	368,32	113,66	19,54

Fonte: Direzione Energia della Commissione Europea

cui valore patrimoniale e la rendita ordinaria sono determinati mediante stima diretta, che tiene conto, non solo del fabbricato in quanto tale, ma anche delle parti ad esso strettamente connesse cui possono accedere mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso.

In tale modo, il legislatore tende a legittimare **nei nuovi estimi l'inclusione di tutti gli impianti imbullonati al suolo presenti nell'opificio industriale**, risultanti dal Registro dei cespiti delle imprese.

In sostanza, in base alle nuove disposizioni si passerebbe ad un sistema catastale di valutazione dei beni aziendali direttamente utilizzati nell'attività di produzione del sito industriale, che costituisce la base imponibile per la determinazione delle imposte locali (IMU/TASI). Con questo nuovo sistema, il sistema di imposizione locale verrebbe trasformato in una **forma di tassazione degli investimenti secondo il principio "chi più investe più è tassato"**.

In proposito, Confindustria, unitamente alle altre Associazioni di categoria, ha proposto una serie di misure migliorative al fine di **non penalizzare gli investimenti** che le imprese effettuano per sostenere la propria competitività sul mercato domestico ed internazionale.

Illegalità e contrabbando

Nel corso del 2014 è emerso con forza il tema **delle frodi e del contrabbando di prodotti petroliferi nella distribuzione carburanti**, denunciato in varie occasioni pubbliche, che rappresentano una vera e propria piaga il cui prezzo viene pagato da coloro che operano con onestà e nel rispetto delle leggi.

Consapevole dell'importanza del problema,

già sul finire del 2013 l'Unione Petrolifera ha avviato una serie di contatti con le Amministrazioni competenti, in particolare l'Agenzia delle Dogane e delle Entrate, per sensibilizzarle e trovare soluzioni atte a contrastare un fenomeno in crescita.

In particolare, l'Unione Petrolifera ha **segnalato anomalie nei permessi concessi ad alcuni distributori stradali di carburanti** che erano stati autorizzati arbitrariamente dai locali Uffici doganali a svolgere l'attività di **"destinatari registrati"**, ossia di soggetti in grado di ricevere carburante in sospensione di accisa e pagare successivamente l'imposta.

L'Amministrazione finanziaria ha dato seguito a tale denuncia **emanando alcuni atti tesi a prevenire eventuali frodi**, come nel caso delle **false dichiarazioni di intenti** emesse da presunti esportatori abituali che, in base al Decreto Legislativo n. 175/2014, sono ora soggette ad un riscontro incrociato con quanto preventivamente trasmesso telematicamente all'Agenzia delle Entrate. Più recentemente, la stessa Agenzia delle Entrate con la Circolare n. 38/E del 13 aprile 2015 ha fornito ulteriori istruzioni operative.

Altro intervento importante dal punto di vista operativo, è stata la circolare dell'Agenzia delle Dogane n. 4/D del 27 marzo 2015, che ha fornito istruzioni puntuali relativamente alle **operazioni di accertamento quantitativo e qualitativo delle attività di importazione** di prodotti petroliferi e di coerenza dei valori dichiarati con le quotazioni internazionali (Platts CIF Med) rilevate dal Ministero dello Sviluppo Economico, in modo da estendere il controllo alle importazioni di prodotti provenienti da Stati nordafricani e del Medio Oriente a forte instabilità politica e dunque più esposte ad eventuali frodi.

L'attività di sensibilizzazione dell'Unione Petrolifera verso l'Agenzia delle Dogane è poi proseguita anche con riferimento alla **verifica delle condizioni di rilascio delle autorizza-**

zioni ai depositi fiscali, che sono cresciuti in maniera sicuramente sproporzionata rispetto alle esigenze di approvvigionamento e che potrebbero dare luogo ad attività illecite.

Effetti della incostituzionalità della Robin Tax

Lo scorso 9 febbraio la **Corte Costituzionale**, con Sentenza n. 10/2015, ha dichiarato l'illegitimità dell'addizionale IRES (*Robin Hood Tax*), introdotta dalla Legge n. 13/2008¹, e dei suoi effetti finanziari, a decorrere solo dal giorno successivo alla sua pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale, avvenuta il 12 febbraio 2015. Irretroattività motivata dalla possibile grave violazione che essa avrebbe avuto sulla regola dell'equilibrio di bilancio previsto dal nuovo articolo 81 della Costituzione.

¹ Art. 81, commi 16, 17, 18, Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni nella Legge 6 agosto 2008, n. 13.

Di conseguenza, il tributo resta dovuto solo per gli esercizi d'impresa che si sono conclusi entro il 12 febbraio 2015.

In particolare, la Corte ha ritenuto che la maggiorazione IRES, così come venne formulata, non risulta conforme agli artt. 3 e 53 della Costituzione poiché, introdotta per tassare i presunti sovraprofiti generati dall'eccezionale rialzo dei prezzi del greggio a fini di bilancio pubblico, non prevedeva un meccanismo in grado di tassare separatamente e più severamente solo l'eventuale parte di reddito suppletivo legato al permanere di una data congiuntura, configurandosi in realtà come una mera addizionale al reddito d'impresa.

Altra criticità rilevata dalla Corte è stata nell'assenza di una delimitazione temporale del suo ambito di applicazione o di meccanismi atti a verificare il perdurare della congiuntura economica che ne giustificò l'applicazione, nonché nell'impossibilità di prevedere meccanismi di accertamento idonei.

Il petrolio e l'ambiente

Progressi sul Pacchetto Clima Energia al 2030

L'accordo politico sul "Pacchetto Clima Energia al 2030", raggiunto nel Consiglio europeo del 24 ottobre 2014, è di **importanza strategica per il futuro del sistema industriale europeo**.

L'accordo prevede infatti un **obiettivo vincolante di riduzione del 40 per cento** delle emissioni nazionali di gas serra rispetto ai livelli del 1990, che si tradurrà in una **riduzione del 43 per cento per i settori soggetti al sistema Emission Trading e del 30 per cento per i settori non industriali**.

Esso prevede, inoltre, un obiettivo minimo del **27 per cento per le fonti energetiche rinnovabili** (obiettivo vincolante solo globalmente a livello europeo) e un obiettivo indicativo del **27 per cento per il miglioramento dell'efficienza energetica**.

I settori ETS, tra cui la **raffinazione**, dovranno quindi ridurre le proprie emissioni di GHG¹ del **43 per cento entro il 2030** rispetto ai livelli del 2005, con **forti costi addizionali o un drastico taglio alla produzione**.

L'Emission Trading Scheme (ETS) continuerà pertanto ad essere l'elemento fondante della strategia climatica europea, sebbene sia in atto una serrata discussione in ambito comunitario per una sua **revisione complessiva ed organica**.

L'Unione Petrolifera concorda sulla necessità di rivedere la normativa sull'ETS, man-

tenendo però sempre al centro del dibattito politico, la **protezione dal rischio di Carbon Leakage** dei settori caratterizzati da elevata intensità energetica, come appunto la raffinazione, e la **salvaguardia della competitività** dell'intero sistema industriale europeo.

Per quanto riguarda il **target del 27 per cento sulle rinnovabili**, vincolante a livello europeo ma non per gli Stati Membri, e quello sempre del **27 per cento sull'efficienza energetica**, è importante evitare che si ripetano le forti distorsioni sul mercato dell'energia registrate nella prima fase in attuazione del "Pacchetto 20-20-20".

Appare positivo il percorso che si intende seguire per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti nei trasporti, **non basandolo più su opzioni tecnologiche obbligate** (biocarburanti, auto elettrica, ecc.), ma prevedendo un **approccio globale e tecnologicamente neutrale** nelle scelte che gli operatori vorranno adottare.

I trasporti sono e resteranno un settore chiave dell'economia, che per il 90 per cento del suo fabbisogno si approvvigiona dall'industria petrolifera.

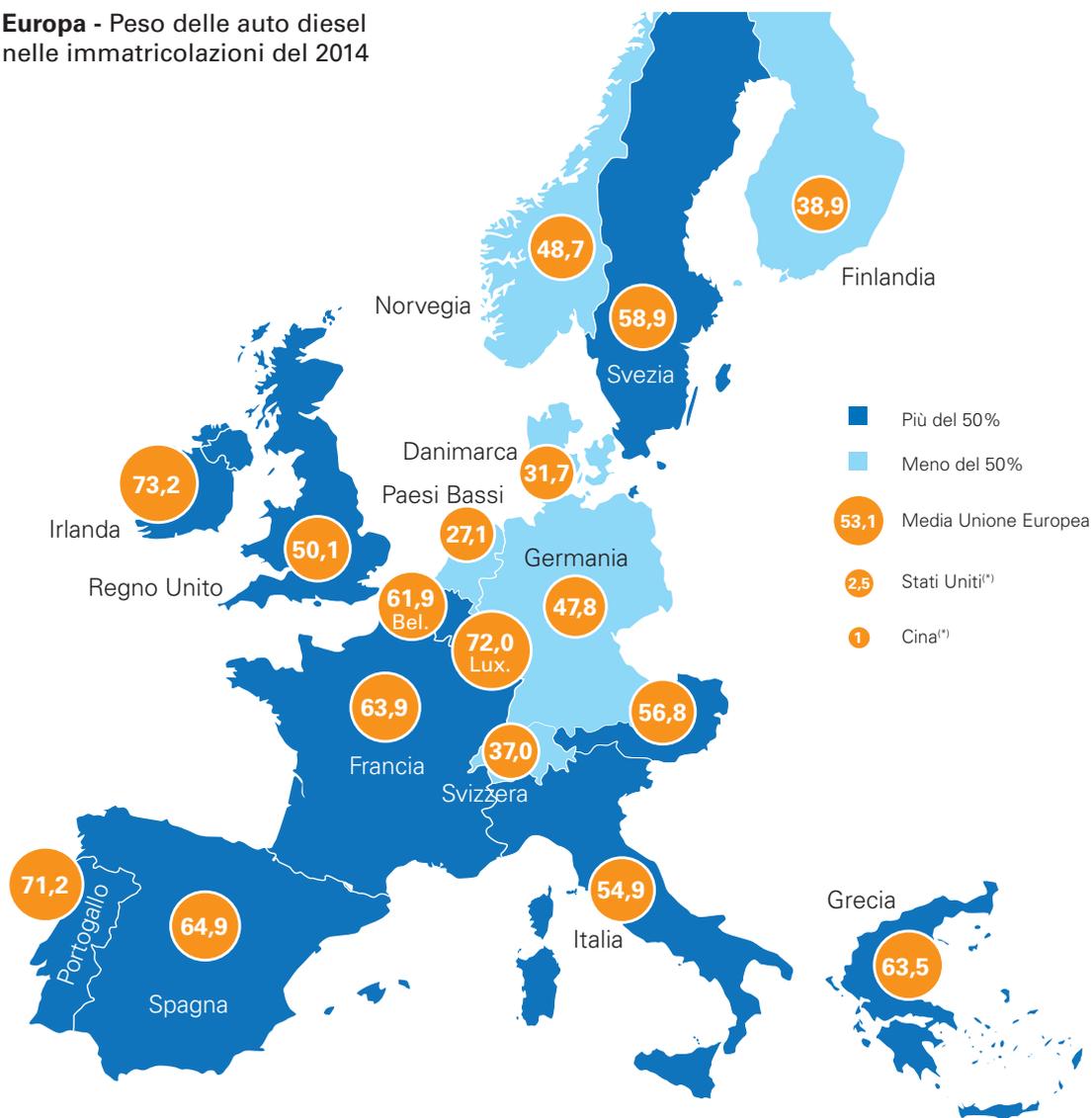
Poiché le alimentazioni tradizionali continueranno a giocare un ruolo centrale ancora per lungo tempo, gli **ambiziosi obiettivi del 2030 potranno essere conseguiti solo con l'apporto fondamentale dell'industria della raffinazione**, che renderà disponibili i carburanti di elevatissima qualità richiesti dalle sofisticate tecnologie motoristiche del futuro.

¹ GHG – Green House Gases.

VERSO UNA MOBILITA' SOSTENIBILE: CAR SHARING, AUTO ELETTRICHE, MIGLIORAMENTI DI EFFICIENZA NEI MOTORI TRADIZIONALI

Nel 2014 auto elettriche, ibride, a metano e Gpl hanno rappresentato complessivamente il 16 per cento delle immatricolazioni nel nostro Paese. Pur essendo in crescita, le alimentazioni alternative non hanno che limitatamente eroso il primato a quella che resta l'alimentazione decisamente più richiesta, non solo in Italia, ma anche in tutta Europa: il diesel.

Europa - Peso delle auto diesel nelle immatricolazioni del 2014



^(*) Dato 2013.
 Fonte: CPDP - CCFA

Una modifica in atto della fruizione della mobilità, che si sta affermando soprattutto nei centri urbani, è il **car sharing**: uno strumento di recente diffusione all'interno delle grandi città, che integra il trasporto pubblico e privato offrendo in alternativa l'uso di un'autovettura non di proprietà ma semplicemente su prenotazione. Il notevole successo che tale servizio sta ottenendo è stato favorito anche grazie alla diffusione delle app, le applicazioni scaricabili su tablet o smartphone, che consentono di accedervi facilmente, localizzando le vetture disponibili e prenotando in anticipo quelle più vicine. Oltre che dalle Amministrazioni comunali, il servizio è offerto anche da soggetti privati.

Fra questi si segnala che a giugno è partito anche a Roma il servizio car sharing "Enjoy" di Eni, realizzato in partnership con Fiat e Trenitalia. Tale servizio è stato avviato a Milano nel dicembre 2013, seguito da Firenze nel mese di novembre 2014 e Torino ad aprile 2015.

Ad oggi gli iscritti al servizio sono oltre 290.000, che hanno prodotto 3 milioni di noleggi, utilizzando una flotta di 1.800 vetture. Fra i vantaggi offerti dal car sharing agli utenti vi è anche il libero accesso alla zona a traffico limitato (Ztl) e il parcheggio gratuito sulle strisce blu.

Per quanto riguarda la diffusione delle **auto elettriche** nel nostro Paese, nel 2014 le immatricolazioni, pur avendo superato le 1.100 unità, con una crescita del 26 per cento rispetto al 2013, continuano a rappresentare una parte minimale fra le alimentazioni scelte dai nuovi acquirenti di autovetture (0,08 per cento).

Permangono ancora le limitazioni tecniche ed economiche per tali vetture, tuttavia, sotto il profilo dei tempi di ricarica, si segnala la prima installazione "Fast Recharge Plus" Enel, avvenuta nei primi mesi di quest'anno in una stazione di servizio Eni a Pomezia (Roma), che rappresenta il progetto pilota di un programma sperimentale sulla mobilità elettrica nato dall'accordo fra Eni ed Enel siglato a marzo 2013.

La colonnina Fast Recharge Plus, che è compatibile con tutte le vetture presenti sul mercato,

Industria automobilistica Emissioni gassose delle autovetture (Valori in g/Km)

Normative	CO		HC		NOx		HC e NOx		PM	Data	
	Benzina	Diesel	Benzina	Diesel	Benzina	Diesel	Benzina	Diesel	Diesel	Omolog.	Immat.
Euro 1 Direttiva 91/441-93/59	2,72	2,72	—	—	—	—	0,97	0,97	0,140	1 lug. 1992	1 gen. 1993
Euro 2 Direttiva 94/12-96/69-98/77	2,20	1,00	—	—	—	—	0,50	0,70	0,080	1 gen. 1996	1 gen. 1997
Euro 3^(*) Direttiva 98/69A - 2003/76A	2,30	0,64	0,2	—	0,15	0,50	—	0,56	0,050	1 gen. 2000	1 gen. 2001
Euro 4 Direttiva 98/69B - 2003/76B	1,00	0,50	0,1	—	0,08	0,25	—	0,30	0,025	1 gen. 2005	1 gen. 2006
Euro 5 Regolamento 715/2007	1,00	0,50	0,1	—	0,06	0,18	—	0,23	0,005	1 set. 2009	1 gen. 2011
Euro 6 Regolamento 715/2007	1,00	0,50	0,1	—	0,06	0,08	—	0,17	0,005	1 set. 2014	1 set. 2015

(*) Dalla Direttiva Euro 3 sono stati resi più severi gli standard omologativi.

CO= Ossido di carbonio; HC+NOx = Idrocarburi incombusti + ossido di azoto; PM = polveri sottili (PM 10).

Fonte: Unrae Pocket Emissioni

consente di ricaricare tre auto contemporaneamente sia in corrente continua che alternata (22,43 e 50 kW) in meno di mezz'ora.

Le industrie automobilistiche proseguono comunque, con una ricerca integrata su tutte le componenti motoristiche, un complesso di azioni volte a migliorare le prestazioni energetiche ed ambientali delle nuove auto alimentate con carburanti tradizionali, onde traguardare gli imminenti obiettivi dei limiti Euro 6.

Parallelamente l'industria della raffinazione è impegnata nello sviluppo e affinamento di prodotti che possano permettere la transizione verso una mobilità sempre più sostenibile.

Industria petrolifera Vent'anni di progressi nella qualità dei carburanti

	1990	1994	1995	1998	2000	2005	2008
BENZINA							
Zolfo ppm m/m	1000	—	500	—	150	50	10
Benzene %vol.	5	—	—	1	1	—	—
Aromatici %vol.	—	—	—	40	40	35	—
Tensione di vapore kPa	80	—	—	—	60	—	—
DIESEL							
Zolfo ppm m/m	3000	2000	500	—	350	50	10
Numero di cetano	49	—	—	—	51	—	—
Densità kg/m ³	860	—	—	—	845	—	—
T95 °C	370	—	—	—	360	—	—

**SCADENZE
SPESSO
ANTICIPATE
DALL'INDUSTRIA
PETROLIFERA**

- 1991: avvio programma europeo Auto-oil
- 1997: riduzione benzene
- 1998: Direttiva 70/90 sulla qualità dei carburanti e direttiva 69/98 sulle emissioni veicolari
- 2000: DPCM 434 del 23 novembre 2000, eliminazione benzina con piombo e riduzione zolfo
- 2005: Direttiva 2003/17, ulteriore riduzione dello zolfo fino a 50 ppm
- 2006: Direttiva 2003/17, ulteriore riduzione dello zolfo fino a 10ppm
- 2009: Direttiva 2009/30 riduzione IPA - Idrocarburi Policiclici Aromatici nel Diesel e riduzione GHG Benzina e Diesel

IL NUOVO PACCHETTO UE "ENERGY UNION"

UNA STRATEGIA QUADRO PER UN'UNIONE DELL'ENERGIA RESILIENTE CORREDATA DA UNA POLITICA LUNGIMIRANTE IN MATERIA DI CAMBIAMENTI CLIMATICI

La Commissione europea ha adottato il 25 febbraio scorso il Pacchetto "Unione dell'Energia", che definisce la strategia di lungo termine dell'Unione europea e le misure che dovranno accompagnarla.

Il Pacchetto si compone di tre Comunicazioni:

1. **"Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici"**, definisce in cinque dimensioni programmatiche (sicurezza degli approvvigionamenti, solidarietà e fiducia; mercato interno dell'energia; efficienza energetica; riduzione delle emissioni; ricerca e innovazione), gli obiettivi dell'Unione dell'energia e descrive in dettaglio le azioni che la Commissione intraprenderà per realizzarla, compresi nuovi atti legislativi per fondere e riqualificare il mercato dell'elettricità, la garanzia di maggiore trasparenza nei contratti di fornitura di gas, una sostanziale evoluzione della cooperazione regionale come passo decisivo verso un mercato integrato, con un rafforzamento del quadro regolamentare, nuove norme per garantire l'approvvigionamento di energia elettrica e di gas, più finanziamenti dell'Unione europea a favore dell'efficienza energetica e un nuovo pacchetto per le energie rinnovabili, un'attenzione particolare alla strategia europea di Ricerca & Innovazione nel settore dell'energia e una relazione annuale sullo "stato dell'Unione dell'energia";

2. la seconda Comunicazione **"Il Protocollo di Parigi - Piano per la lotta ai cambiamenti climatici mondiali dopo il 2020"** affronta il tema dei cambiamenti climatici e il dibattito politico a livello mondiale, attualmente in corso, per la conclusione di un nuovo accordo sul clima che presumibilmente dovrebbe essere raggiunto durante la ventunesima Conferenza delle Parti (COP21) che si svolgerà a Parigi a dicembre 2015 per entrare in vigore dopo il 2020. La Comunicazione illustra pertanto la visione dell'Unione europea per la conclusione di un nuovo accordo trasparente, dinamico e giuridicamente vincolante, che comprenda impegni equi e ambiziosi assunti da tutte le Parti;

3. la terza Comunicazione **"Raggiungere l'obiettivo del 10 per cento di interconnessione elettrica"**.

"Una rete elettrica europea pronta per il 2020" illustra le misure necessarie per il raggiungimento del traguardo del 10 per cento per le interconnessioni elettriche entro il 2020, ovvero il minimo necessario per consentire la trasmissione e il commercio dell'elettricità fra Stati membri. La strategia indica gli Stati membri già in regola con questo obiettivo e i progetti che occorrerà realizzare per raggiungere il traguardo entro il 2020. Infatti, al momento, nonostante gli Stati membri abbiano potenziato le loro capacità di interconnessione, dodici tra questi, tra cui l'Italia, non hanno ancora raggiunto l'obiettivo del 10 per cento, risultando isolati nel mercato interno dell'energia elettrica.

Oltre all'Italia, vari Parlamenti nazionali hanno avviato l'esame, in alcuni casi congiunto, sulle tre Comunicazioni del Pacchetto: Belgio, Repubblica ceca, Germania, Lituania, Polonia, Romania, Svezia, Ungheria e Paesi Bassi. Solo il Parlamento ungherese e il Senato dei Paesi Bassi hanno concluso l'esame, senza formulare raccomandazioni specifiche.

La Camera dei Rappresentanti dei Paesi Bassi ha individuato invece alcuni temi prioritari nell'ambito della Strategia quadro sui quali concentrerà la propria attenzione e sui quali il Governo riferirà nel corso dell'anno. Tra essi figurano la *governance* dell'Unione dell'energia e il ruolo dei Parlamenti nazionali, gli acquisti collettivi di gas, la revisione della Direttiva sul rendimento energetico dell'edilizia e la revisione del sistema di scambio delle emissioni.

PIANO DI AZIONE 2015 - 2020 ENERGY UNION

1 Sicurezza energetica, solidarietà e fiducia

2 Mercato europeo dell'energia integrato

3 Efficienza energetica

4 Decarbonizzazione dell'economia

5 Ricerca, innovazione e competitività

LA VISIONE DELL'UNIONE PETROLIFERA SULLA "ENERGY UNION"

Unione Petrolifera concorda con le tre priorità fondamentali inserite nella strategia comunitaria sull'energia e cioè:

- garantire un approvvigionamento sicuro e affidabile dell'energia;
- creare un mercato dell'energia competitivo che assicuri prezzi sostenibili dell'energia;
- rendere sempre più sostenibile l'energia, riducendo le emissioni di gas climalteranti.

Unione Petrolifera, tuttavia ritiene che il Pacchetto approvato lo scorso 25 febbraio sia **incompleto e criticabile sui seguenti punti**:

1. manca completamente il **riconoscimento di strategicità dell'industria della raffinazione** e della sua importanza per l'approvvigionamento energetico e per la sicurezza energetica dell'Unione europea. Si pone **scarsa considerazione sull'industria petrolifera** che si ritiene una "vecchia tecnologia", cui sono associati occupati con basso livello di specializzazione. **La realtà è completamente opposta e la stessa Commissione europea colloca l'industria petrolifera al primo posto in innovazione di processo e al secondo per specializzazione degli occupati** (European Competitiveness Report 2013, EU Commission). L'AIE inoltre afferma che i prodotti petroliferi saranno indispensabili ancora per molti anni e la loro sostituzione nei trasporti o in certi settori industriali potrà realizzarsi solo in presenza di rivoluzioni tecnologiche al momento non ipotizzabili. Il World Energy Outlook 2014 dell'AIE indica che ora i prodotti petroliferi soddisfano il 90 per cento dell'energia nei trasporti e nel 2040 lo saranno ancora per il 70 per cento. Per l'industria petrolchimica il petrolio fornisce il 70 per cento della materia prima;
2. non si pone sufficiente attenzione su **come ridurre il costo dell'energia** e quindi su come si possa rilanciare la competitività del settore industriale e la crescita economica e l'occupazione dell'Unione europea;
3. manca infine di sufficiente realismo nel presentare la visione futura dell'energia senza considerare le attuali modalità di impiego dell'energia. Non viene in pratica correttamente programmato un **percorso di transizione verso l'energia del futuro che sia bilanciato ed economicamente sostenibile**.

Considerando la posizione del Governo italiano che per primo ha riconosciuto la strategicità dell'industria della raffinazione ed ha successivamente sostenuto con forza questa posizione in tutte le Istituzioni comunitarie, auspichiamo che nel corso del processo di consultazione in atto a livello comunitario in merito alla Comunicazione sulla *Energy Union*, venga riaffermata l'importanza di vedere riconosciuta nell'*Energy Union Package* la strategicità dell'industria della raffinazione.

Il **riconoscimento della strategicità dell'industria della raffinazione** è a nostro avviso **indispensabile** per le motivazioni di seguito riportate.

- **La diversificazione delle fonti è necessaria per migliorare la sicurezza energetica dell'Europa.** In Italia, la fonte primaria di energia, con una quota di circa il 35 per cento è il petrolio seguito dal 31 per cento del gas naturale. I prodotti petroliferi resteranno la fonte principale di energia per il settore dei trasporti ancora per diversi decenni. L'Italia attualmente importa greggio da oltre 30 Paesi e l'approvvigionamento di greggio è stato assicurato anche du-

rante la recente crisi nordafricana senza alcuna difficoltà. Comunque, la diversificazione da sola non è sufficiente per la sicurezza energetica. Senza una forte industria di raffinazione nazionale, sarebbe molto difficile garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di prodotti raffinati. Il mercato dei prodotti finiti in realtà è molto diverso da quello del greggio. Attualmente l'Europa importa circa il 30 per cento di prodotti raffinati, principalmente i distillati medi dalla Russia. La situazione in Ucraina dimostra che affidarsi a pochi fornitori con forti rischi geopolitici può essere molto pericoloso e potrebbe compromettere pesantemente la sicurezza degli approvvigionamenti. Qualora la produzione dei distillati medi della Russia fosse destinata all'estremo Oriente e non più in Europa, l'Europa avrebbe grosse difficoltà per trovare altre fonti in breve tempo e si esporrebbe a forti rischi su disponibilità e prezzi dei prodotti raffinati.

- **Riduzione del costo dell'energia e rilancio della competitività industriale.** Creare le condizioni per conseguire una decisa riduzione del costo dell'energia deve essere la priorità principale dell'Unione europea poiché l'elevato costo dell'energia rappresenta una delle maggiori cause della perdita di competitività internazionale dell'industria europea della raffinazione. Solo recuperando competitività l'industria europea sarà in grado di garantire una più elevata sicurezza energetica ed assicurare crescita economica e sviluppo sostenibile. L'Unione europea pertanto dovrebbe rimuovere gli ostacoli per l'accesso a tutte le forme di energia a prezzi competitivi. E' necessario al riguardo garantire il libero accesso a tutte le tipologie di greggio alle condizioni di mercato e senza limitazioni artificiose. Le risorse domestiche, sia esse convenzionali che non convenzionali, andrebbero promosse e riconosciute come in grado di migliorare la sicurezza energetica. Occorre quindi rimuovere le barriere all'esplorazione e alla produzione di queste risorse indigene, nel pieno rispetto di tutti gli standard ambientali e di sicurezza. Andrebbero infine rivisti gli schemi di supporto alle energie rinnovabili che incidono fortemente sul prezzo dell'energia. L'imposizione di target vincolanti per tali energie genera una marcata disottimizzazione delle risorse con notevoli penalizzazioni per l'economia e per i consumatori.
- **La decarbonizzazione dell'economia al 2030.** La grave perdita di competitività dell'industria della raffinazione europea nei mercati internazionali è causata, oltre che dal maggior prezzo dell'energia, anche da forti distorsioni del mercato con i *competitors* del Medio ed Estremo Oriente. Qui l'industria è soggetta a norme di legge sulla sicurezza sociale e sulla protezione ambientale molto meno rigorose di quelle europee, oltre ad essere spesso sovvenzionata con aiuti di stato. Quindi l'Unione europea dovrebbe sempre valutare attentamente gli effetti della legislazione comunitaria sulla competitività della raffinazione e rimuovere tutte quelle disposizioni prive di giustificazione che danneggiano fortemente la competitività. Infatti, l'ambizioso Pacchetto 20/20/20, con target vincolanti e sovrapposti sulle energie rinnovabili, sulla riduzione dei gas serra e sull'efficienza energetica ha generato notevoli distorsioni sul mercato, con pesanti costi aggiuntivi per l'industria e per i consumatori. Quindi per progettare un quadro realistico e coerente al 2030, si dovrebbero evitare obiettivi molteplici ed incoerenti tra loro. A nostro avviso l'Unione europea dovrebbe fissare un singolo obiettivo riduzione delle emissioni di gas serra. Il meccanismo dovrebbe essere poi tecnologicamente neutrale per massimizzare l'innovazione attraverso la concorrenza di mercato, mantenendo i costi al minimo e prevedibili nei loro impatti per garantire la necessaria stabilità per gli investimenti industriali.

Biocarburanti: confermati obiettivi, ma nuove regole

L'assetto legislativo dei biocarburanti è stato sostanzialmente modificato con la Legge 21/2014 e il Decreto di attuazione del 10 ottobre 2014, con cui è stato **programmato l'obbligo di miscelazione fino al 2022**.

Per i **biocarburanti convenzionali** l'obbligo salirà gradualmente fino al **10 per cento nel 2020**, mentre a partire dal 2018 viene introdotto un **nuovo obbligo per quelli avanzati**, con minimi in energia di 1,2 per cento, 1,6 per cento e 2 per cento rispettivamente per il 2018, 2020 e 2022.

Una verifica della disponibilità concreta e sostenibile di tali biocarburanti sarà effettuata dal Ministero dello Sviluppo Economico con clausole di revisione periodiche. **L'Italia comunque è il primo ed unico Paese europeo ad aver introdotto un obbligo per i biocarburanti avanzati, congiuntamente**

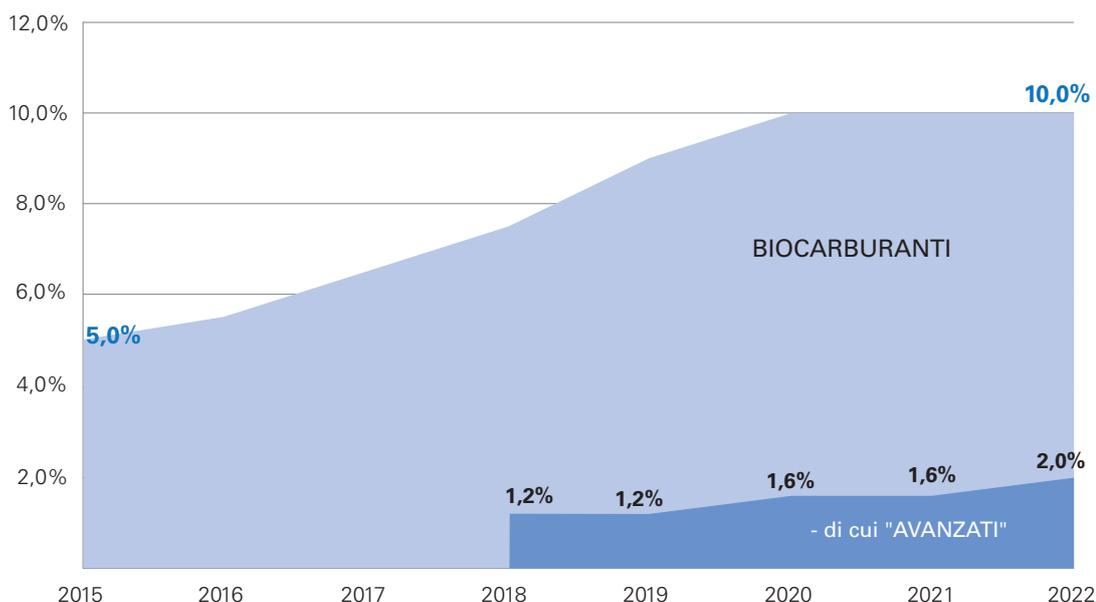
con un Decreto che fissa le sanzioni anche in caso di non rispetto degli obblighi per i bio avanzati.

Quanto alla proposta di Direttiva ILUC¹, il Consiglio UE lo scorso dicembre ha adottato una posizione comune i cui elementi caratterizzanti sono i seguenti:

- **limite all'uso dei biocarburanti convenzionali** pari al 7 per cento max in energia;
- **limite minimo di risparmio di gas a effetto serra** pari al **60 per cento**, per i biocarburanti prodotti nei nuovi impianti alla data di entrata in vigore della Direttiva;
- **incentivo sull'uso di biocarburanti avanzati** con la raccomandazione di impiegare almeno lo 0,5 per cento in energia del target generale per le rinnovabili nei trasporti;
- obbligo per gli Stati membri ed i fornitori di carburanti a **fornire dati sulle emissioni da biocarburanti** causate dal cambiamento dell'uso del suolo (ILUC).

¹ ILUC – Indirect Land Use Change. È l'impatto del cambiamento indiretto del carico del suolo sulle emissioni di gas effetto serra (GHG) dei biocarburanti.

Italia - Quota minima in energia di biocarburanti da immettere obbligatoriamente in consumo^(*)



^(*) Percentuali minime previste dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 10 ottobre 2014.

La proposta è all'esame del Parlamento europeo dallo scorso gennaio e dai dibattiti preliminari nella Commissione Ambiente sembra si vogliano introdurre delle modifiche al testo che stravolgeranno le disposizioni contenute nella Posizione Comune del Consiglio.

Il voto in Plenaria con la posizione ufficiale del Parlamento è stato adottato nel mese di aprile 2015. Si è quindi aperta la discussione nel trilogio (Commissione – Parlamento – Consiglio) per trovare la posizione di compromesso e quindi pubblicare la Direttiva.

Procede recepimento delle Direttive europee

Lo scorso ottobre la Commissione europea ha adottato una **proposta di Direttiva per dare attuazione all'art. 7/A della Direttiva Fuel**, secondo cui i fornitori di carburante dovranno ridurre del 6 per cento l'intensità dei gas serra nel ciclo di vita dei combustibili impiegati nei trasporti entro il 2020 rispetto al valore registrato nel 2010.

La proposta definisce il metodo per calcolare l'intensità di carbonio per i diversi tipi di combustibili (Benzina, Gasolio, Gpl e GNC¹) **basandolo su valori di default, in linea con le posizioni espresse dall'industria petrolifera nazionale ed europea**. In dicembre una mozione di rigetto della proposta della Commissione, presentata da alcuni parlamentari europei, è stata respinta dal Parlamento **rendendo ufficialmente esecutiva la proposta**.

Altro tema di particolare interesse per il settore è l'attuazione della **Direttiva in materia di bunker** (Decreto Legislativo n. 112/2014) che recepisce tutte le disposizioni introdotte dalla normativa Marpol dell'IMO² e quelle aggiuntive della Direttiva 2012/33/UE con la **riduzione del tenore massimo di zolfo**

dei bunker allo 0,5 per cento nelle acque territoriali, nelle zone economiche esclusive e nelle zone di protezione ecologica dal 1° gennaio 2020, indipendentemente dalle decisioni che adotterà l'IMO.

Tra le novità a livello nazionale, significativa è **l'esclusione della responsabilità nel caso di impossibilità per l'operatore di approvvigionarsi di combustibile a norma** e il meccanismo procedurale a tutela della disponibilità di combustibili adeguati sul territorio nazionale. In particolare, ove emergano **situazioni di indisponibilità di tali combustibili, saranno attivate le procedure di emergenza** previste per le scorte strategiche.

Il Decreto Legislativo di recepimento nel nostro ordinamento ha inoltre introdotto una nuova disposizione che prevede, dal 1° gennaio 2018 per il mare Adriatico e dal 1° gennaio 2020 per il mare Ionio e per le altre zone di mare, un tenore massimo di zolfo pari allo 0,10 per cento in massa, **a condizione che gli Stati membri dell'Unione europea prospicienti le stesse zone di mare abbiano previsto l'applicazione di tenori di zolfo uguali o inferiori**, in ciò accogliendo alcune indicazioni del Parlamento.

Con la pubblicazione, in luglio, del Decreto Legislativo n. 102/2014 che ha recepito la **Direttiva comunitaria 2012/27/UE sull'Efficienza Energetica**, si sono avviati gli incontri con l'Autorità competente per dare attuazione alle disposizioni ivi previste. Per il settore petrolifero l'aspetto di maggiore interesse è quello relativo agli **obblighi a carico delle Grandi Imprese** (quelle che hanno un organico superiore a 250 persone e il cui fatturato supera i 50 milioni) e in particolare quello sulla **gestione degli audit energetici** per le imprese multisito.

È stato infatti rimarcato che le compagnie petrolifere gestiscono in genere, oltre a siti molto energivori, direttamente ed indirettamente migliaia di stazioni di rifornimento, per le quali le diagnosi energetiche darebbero risultati in termini di risparmio ener-

¹ GNC – Gas naturale compresso.

² International Maritime Organisation.

getico assolutamente marginali rispetto a quelli conseguibili sui siti industriali. Per regolare la materia è attualmente **in corso un confronto con ENEA¹ che sta predisponendo delle Linee Guida specifiche**, individuando una soglia di consumi al di sotto della quale poter esentare il sito dalla diagnosi e prevedendo, per una moltitudine di siti assimilabili tra di loro, di effettuare la diagnosi solo su un sito rappresentativo dell'insieme.

Altro provvedimento di particolare interesse è il Decreto Legislativo n. 46/2014 di attuazione della Direttiva 2010/75/UE relativamente alle **Emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento)**. Il Decreto è strutturato come emendamento

¹ ENEA – Agenzia nazionale per le tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile.

alle disposizioni del Decreto Legislativo n. 152/2006 (Codice Ambientale).

La Direttiva, oltre a modificare in senso molto più rigoroso i Valori Limite di Emissione (VLE) che dovranno essere rispettati dai Grandi Impianti di Combustione, introduce al riguardo del **riesame autorizzativo delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) le «Conclusioni BAT»**, documento che specifica le migliori tecniche disponibili per ogni settore industriale e che assumono un ruolo chiave poiché i livelli di prestazione ivi indicati (BAT- AEL²) sono di fatto vincolanti e riferimento comune per le autorità nazionali.

Il documento "BAT" concernente il **settore della raffinazione** di petrolio e di gas, include la tecnica di Gestione Integrata delle

² BAT – Best Available Techniques. AEL – Associated Emission Levels.

UP ADERISCE A FETSA Federation of European Tank Storage Associations

L'Unione Petrolifera sta collaborando attivamente con le strutture della FETSA sui temi di interesse prioritario per il settore della logistica petrolifera, che dal maggio 2014 è rappresentata a livello nazionale da Unione Petrolifera, cui hanno aderito:

Attilio Carmagnani "AC"	PetroLig
Costieri D'Alesio	PetroVen
Decal	Superba
Depositi Costieri del Tirreno	Sigemi
Neri Depositi Costieri	Toscopetrol
Petra	

Unione Petrolifera – che è entrata a far parte di FETSA da luglio 2014 in virtù dell'assunta rappresentanza - partecipa a molti dei gruppi di lavoro (Task Forces - TF) operanti in ambito FETSA. In particolare, è presente nel TF sul BREF Storage (è il documento di riferimento europeo sulle Migliori Tecniche Disponibili applicabili nel settore dei depositi), nel TF sul REACH e nel TF sulla normativa portuale.

Un impegno portato avanti anche a livello nazionale con diverse iniziative come la riunione iniziale della TF sul BREF e sui Porti e un incontro con il Direttore della FETSA, che ha visto la partecipazione delle Aziende associate.

Altra iniziativa è l'avvio di una rilevazione della capacità logistica esistente delle Associate per aggiornare le informazioni e anche per dare una dimensione quantitativa del settore presso le Istituzioni nazionali e comunitarie. La rilevazione avrà cadenza annuale ed è in via di conclusione.

emissioni, cosiddetta **“Approccio di bolla raffineria”**, da lungo tempo auspicata dalla stragrande maggioranza degli Stati membri e che in **Italia peraltro è stata adottata da oltre 20 anni**.

Ad integrazione delle BAT e per valutare la corretta applicazione della tecnica “Bolla”, è stato inoltre pubblicato il 1° novembre 2014 il Documento 2014/768/UE che stabilisce **tipo, formato e frequenza delle informazioni che devono essere messe a disposizione della Commissione dagli Stati membri** per consentire la verifica che tale tecnica sia concepita ed attuata in modo da conformarsi ai principi del risultato ambientale equivalente.

Si rimarca che per il settore della raffinazione il percorso di adeguamento delle autorizzazioni dei Grandi Impianti di Combustione (entro il 1° gennaio 2016) avviene **quasi in contemporanea ed in sovrapposizione con la procedura per il riesame dell’AIA** che prevede la conformità ai nuovi livelli di prestazione emissioni BAT- AEL **entro l’ottobre 2018**.

In tale contesto ed al fine di ottimizzare gli adempimenti per gli operatori, l’Unione Petrolifera ha posto all’attenzione dei Ministeri competenti **l’importanza che i due procedimenti siano congruenti al massimo tra di loro**, per quanto possibile unificati, auspicando un concreto confronto in particolare sui limiti di emissione da applicare entro i *range* previsti nelle BAT Conclusion.

I limiti inferiori sono infatti difficilmente applicabili per gli impianti esistenti o a costi sproporzionati per gli operatori, mentre i limiti superiori, che garantiscono totalmente gli obiettivi ambientali della Direttiva, sono maggiormente sostenibili anche se, in ogni caso, richiedono **investimenti decisamente significativi**.

Sempre in materia di AIA e circa le modalità di attuazione dei piani di monitoraggio e controllo delle emissioni atmosferiche, si rileva che **ISPRA¹ ha in corso di finaliz-**

zazione le procedure di calcolo, monitoraggio e verifica delle emissioni con l’approccio “Bolla di raffineria”. L’Unione Petrolifera auspica che i notevoli contributi tecnici forniti vengano riflessi e che si tenga nel massimo conto quanto indicato in particolare dalle BAT.

Evoluzione sistemi di gestione ambientale

Anche nel 2014 è proseguita a livello internazionale, in ambito ISO TC² 207, l’attività di elaborazione di **Standard correlati alla mitigazione dell’effetto serra e di allineamento dei vari sistemi di gestione ambientale prodotti e qualità**. A tale riguardo, si rileva che le norme relative ai sistemi di gestione devono ora essere elaborate sulla base di una identica struttura, denominata *“High Level Structure”* con testo identico e comuni termini e definizioni.

Si segnala, in particolare, la **revisione della Norma ISO 14001/2004 “Environmental Management System”** giunta nel corso del 2014 alla fase di Draft International Standard (DIS) e la cui elaborazione è risultata molto complessa. Nella sua stesura, infatti, sono state inserite le tematiche collegate alle sfide ambientali emergenti e globali (*“Future Challenges”*) e implicazioni derivanti dagli aspetti ambientali collegati al ciclo di vita dei prodotti. La norma **ISO 14001 è la più diffusa nel mondo** e l’Italia è particolarmente interessata avendo un numero elevatissimo di organizzazioni già certificate secondo la precedente norma del 2004.

Le altre norme ISO più significative e di particolare interesse per il settore petrolifero riguardano: la **ISO 14067, pubblicata nel 2013 “Carbon Footprint of Products”** per la quantificazione e comunicazione dei gas effetto serra (CO₂) emessi nel ciclo di vita dei prodotti e la **revisione della ISO**

¹ ISPRA – Istituto Superiore per Protezione e la Ricerca Ambientale.

² ISO TC – International Standard Organization Technical Committee.

14064 -1 *"Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of Greenhouse gas emissions and removals"* che includerà anche la quantificazione delle emissioni indirette collegate all'intero ciclo di vita dei prodotti e servizi.

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

Il 18 dicembre 2013 la Commissione UE (COM) ha proposto al Consiglio e al Parlamento europeo un **Pacchetto di politiche in materia di miglioramento della qualità dell'aria**, che aggiorna la legislazione esistente e riduce ulteriormente e notevolmente le emissioni provenienti dall'industria, dal traffico, dagli impianti energetici e dall'agricoltura.

Il pacchetto comprende diversi elementi, tra cui:

- un nuovo **Programma aria pulita per l'Europa**, con misure intese a garantire il conseguimento a breve termine degli obiettivi esistenti e, per il periodo fino al 2030, il raggiungimento di nuovi obiettivi per la qualità dell'aria;
- una proposta di **nuova Direttiva intesa a ridurre l'inquinamento da impianti di combustione di medie dimensioni da 1 a 50 MWt (MCPD¹)**, quali impianti che forniscono energia a edifici appartenenti a uno stesso isolato o a edifici di grandi dimensioni, nonché medi impianti industriali;
- la revisione della Direttiva sui limiti nazionali di emissione (NEC²) che emenda la Direttiva 2003/35/EC (NEC) e che prevede limiti quantitativi nazionali più rigorosi per i sei inquinanti principali;
- una proposta di **ratifica del Protocollo di Gothenburg** emendato nel 2012.

¹ MCPD – Medium Combustion Plant Directive.

² NEC – National Emission Ceilings.

Nel corso del 2014 il Working Parties on the Environment (WPE) ha esaminato la **proposta della Commissione del 18 dicembre 2013 sulla MCPD** che, durante il semestre di presidenza italiana, ha registrato sostanziali progressi **trovando un importante compromesso sugli aspetti più critici**, al fine di evitare sovrapposizioni di adempimenti.

Il Testo proposto dal WPE ha trovato la condivisione del Consiglio e alla fine del 2014 il relatore al Parlamento ha presentato una proposta che presenta profili di miglioramento rispetto al testo iniziale.

Nel corso del primo semestre 2015 la proposta proseguirà l'ordinaria procedura legislativa di esame del Consiglio e del Parlamento (*ex co-decision Procedure*) con la presentazione e votazione degli emendamenti. La pubblicazione è prevedibile entro il 2015 o inizio 2016.

Infine, circa la proposta di revisione della Direttiva NEC, i lavori **sono in corso di esame a livello di Consiglio e Parlamento UE**.

Nuove regole per i "delitti ambientali"

Nel maggio scorso è stata definitivamente approvata la Legge "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente" (Legge n. 68 del 22 maggio 2015, pubblicata in Gazzetta Ufficiale n. 122 del 28 maggio 2015), che introduce nel Codice Penale i delitti contro l'ambiente con l'obiettivo di perseguire i reati particolarmente gravi per la collettività, quali quelli perpetrati dalla **criminalità ambientale**.

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 la Legge risulta fortemente critica in quanto **non distingue adeguatamente tra condotte dolose e colpose**.

Durante tutta la discussione del Disegno di legge è stato chiesto con forza di ricondurre il provvedimento a condizioni di equità e realismo, consentendo di riparare il danno piuttosto che punire chi lo può cagionare nella normale attività d'impresa.

Il Parlamento ha approvato però il Disegno di legge rapidamente, senza apportare i correttivi necessari che sono stati rimandati a successivi provvedimenti.

Gli ultimi sviluppi su rifiuti e bonifiche

Per incentivare il decollo delle bonifiche, negli ultimi anni sono state apportate modifiche al quadro regolatorio orientate lungo tre direttrici: **semplificazione delle procedure, ottimizzazione delle risorse e compatibilità con l'attività produttiva**.

Il 23 marzo scorso è stato pubblicato il tanto atteso Decreto per la **semplificazione bonifiche rete carburanti** (Decreto Ministero dell'Ambiente n. 31, del 12 febbraio 2015), volto a ridurre i vincoli alla chiusura degli impianti dovuti alle procedure e ai costi per il loro recupero. La semplificazione consiste nella **standardizzazione** delle procedure attraverso:

- l'applicazione delle **semplificazioni a tutti i Punti Vendita**, attivi o dismessi, di dimensioni inferiori a 5000 metri quadri (anche ubicati nei Siti di Interesse Nazionale);
- la possibilità di **rimozione del terreno senza progetto** (come misura di emergenza);
- il **perfezionamento della procedura amministrativa** (autocertificazione senza progetto estesa a 60 giorni);
- la **standardizzazione dei criteri tecnici** di analisi di rischio per la rete che consentirà una maggiore uniformità di applicazione sul territorio;
- la definizione dell'**obiettivo di bonifica**, per i siti attivi, in funzione dello scenario espositivo del sito (effettivo utilizzo);

- la **selezione delle tecnologie di bonifica** adatte, ove non sia possibile rimuovere serbatoi e linee per ragioni di stabilità strutturale, di viabilità o di sicurezza dell'intervento.

Sempre in tema di bonifiche, nel corso del 2014 è intervenuta anche la Direttiva IED (Industrial Emission Directive) che ha introdotto le nuove disposizioni riguardanti la **Relazione di Riferimento, che consiste in una fotografia della contaminazione delle acque e dei suoli delle sostanze pericolose, pertinenti al ciclo di lavorazione esercito**.

Novità in arrivo anche in materia di **classificazione dei rifiuti**. La Commissione europea ha pubblicato i **nuovi criteri** di classificazione dei rifiuti per adeguarli a quelli delle sostanze chimiche (Regolamento CLP¹ 1207/2008) e l'elenco dei rifiuti (CER²) al fine di allinearla alla terminologia del CLP:

- ◆ Regolamento (Ue) n. 1357/2014 della Commissione del 18 dicembre 2014 che sostituisce l'allegato III della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa ai rifiuti e che abroga

¹ CPL – Classification, Labelling and Packaging of substances and mixtures.

² CER – Catalogo Europeo dei Rifiuti.

Italia - L'orientamento delle semplificazioni introdotte negli ultimi anni



alcune direttive, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea Legge 365 del 19 dicembre 2014;

- ◆ Decisione 2014/955/UE della Commissione del 18 dicembre 2014, che modifica la Decisione 2000/532/CE relativa all'elenco dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, pubblicata su Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea Legge 370 del 30 dicembre 2014.

Entrambi sono applicabili dal 1° giugno 2014, data da cui è pienamente operativo il nuovo sistema di classificazione CLP, sia per le sostanze che per le miscele (prima "preparati"). Parallelamente, dal 18 febbraio sono entrate in vigore, delle modifiche alle norme

nazionali¹ molto critiche che tenderebbero a classificare sempre pericolosi i rifiuti se non sono note tutte le sostanze che li compongono. Tali **disposizioni sono diverse da quelle previste dalle norme europee** che dovranno essere operative dal 1° giugno.

In attesa che venga dato corso alle semplificazioni necessarie per rendere funzionante il **SISTRI** (Sistema di Tracciabilità dei Rifiuti) le sanzioni sono state rinviate di un altro anno (al 31 dicembre 2015).

Il sistema è operativo per produttori e gestori di rifiuti pericolosi, dal marzo scorso, in parallelo al vecchio sistema cartaceo di registri e formulari.

¹ Modifiche alla premessa dell'allegato D alla Parte IV del Decreto Legislativo n. 152/06 con Legge n. 91/2014.

PROCEDURA SEMPLIFICATA PER LA BONIFICA DEI TERRENI (Art. 242 bis)

Decreto Legge n. 91/14 Art. 13 c. 1 e 2; Nuova procedura semplificata. Bonifica terreni a CSC con comunicazione del progetto.

È prevista una nuova procedura semplificata (art. 242 bis), alternativa al procedimento ordinario, applicabile anche nel SIN. Obiettivo della procedura è quello di consentire l'utilizzo dei terreni, anche in presenza di falda contaminata, in tempi certi, mediante bonifica del terreno a valori tabellari (CSC). La procedura consente di procedere con gli interventi, previa comunicazione del progetto di bonifica agli enti, spostando la fase di controllo ad una caratterizzazione post-intervento. Eventuali difformità dei valori raggiunti con la bonifica rispetto alle CSC che vengono riscontrati dall'ARPA, comportano per l'operatore un nuovo progetto, istruito secondo le procedure ordinarie (art. 242 e 252). In fase di conversione è stato definito il prolungamento dei tempi di completamento degli interventi (da 18 a 24 mesi).

Condizioni per l'applicabilità della nuova procedura semplificata:

- 1 matrice da bonificare: suolo (anche in presenza di falda contaminata);
- 2 obiettivo di bonifica: tabellare (concentrazione soglia di contaminazione relativa alla destinazione d'uso del sito);
- 3 tempo di completamento degli interventi di bonifica: entro 18 mesi + 6 mesi di proroga (salvo motivata sospensione).

Vantaggi

- ✓ Utilizzo del terreno in conformità alla destinazione d'uso prevista dagli strumenti urbanistici vigenti, anche in presenza di falda contaminata, a condizione che si valutino i rischi sanitari dovuti alla presenza di contaminanti volatili per i fruitori del sito.
- ✓ Tempi amministrativi certi (caratterizzazione e progetto senza preventiva autorizzazione; previsto solo assenso alla realizzazione ed esercizio degli impianti). Dalle autorizzazioni *step by step* alle comunicazioni + validazione finale dei risultati.

BONIFICA E RICONVERSIONE INDUSTRIALE PER I SITI A PREMINENTE INTERESSE PUBBLICO (Nuovo 252 bis)

Riscrive la disciplina per la riconversione industriale dei siti inquinanti nazionali di preminente interesse pubblico dettata dall'art. 252-bis del Codice ambiente.

Viene prevista la possibilità di stipulare, da parte dei Ministri dell'ambiente e dello sviluppo economico, d'intesa con la Regione interessata, accordi di programma con uno o più proprietari di aree contaminate o altri soggetti interessati ad attuare progetti integrati di messa in sicurezza o bonifica, e di riconversione industriale e sviluppo economico in **Siti di Interesse Nazionale** individuati entro il 30 aprile 2007.

Per i sottoscrittori dell'accordo, sono previste **agevolazioni per l'acquisto di beni strumentali nuovi, volti alla riconversione e allo sviluppo dell'area.**

L'accordo di programma dovrà prevedere:

- l'individuazione degli interventi di messa in sicurezza e bonifica e di riconversione industriale e di sviluppo economico;
- il piano economico finanziario dell'investimento, i tempi di attuazione degli interventi e le relative garanzie;
- i contributi pubblici e le altre misure di sostegno economico finanziario disponibili e attribuiti;
- l'individuazione del soggetto attuatore degli interventi di messa in sicurezza e di bonifica, e delle attività di monitoraggio, controllo e gestione degli interventi di messa in sicurezza che restano a carico del soggetto interessato;
- la previsione di interventi di formazione, riqualificazione e aggiornamento delle competenze dei lavoratori degli impianti dismessi da reimpiegare nei lavori di bonifica previsti dai medesimi accordi di programma, mediante il ricorso a fondi preliminarmente individuati a livello nazionale e regionale;
- le modalità di monitoraggio per il controllo dell'adempimento degli impegni assunti e della realizzazione dei progetti.

Se il soggetto sottoscrittore dell'accordo è anche il **soggetto responsabile della contaminazione** sono previste ulteriori condizioni:

- a) i fatti che hanno causato l'inquinamento devono essere antecedenti al 30 aprile 2007 (data di entrata in vigore della disciplina comunitaria sulla ripartizione del danno ambientale).
- b) oltre alle misure di messa in sicurezza e bonifica, devono essere individuati gli interventi di ripartizione del danno ambientale (con termine finale per il completamento degli interventi superiore a dieci anni).

Italia Recenti provvedimenti in materia ambientale pubblicati in Gazzetta Ufficiale - Rifiuti, bonifiche e danno ambientale

Provvedimento	Argomento	Stato
Legge Delitti Ambientali n. 68 del 22.5.2015	Introduzione nel Codice Penale dei delitti contro l'ambiente	Gazzetta Ufficiale n. 122 del 28 maggio 2015
Decreto Legge Mille Proroghe n. 192 del 31.12.2014 Legge n. 11 del 27.02.2015	Proroga (art. 9) al 31.12.2015 le sanzioni SISTRI per la tenuta elettronica di registri e formulari, all'1.4.2015 le sanzioni per la mancata iscrizione o il mancato pagamento del contributo SISTRI, al 30.6.2015 il divieto di conferimento in discarica di rifiuti con alto potere calorifico.	Gazzetta Ufficiale n. 49 del 28 febbraio 2015
Legge Stabilità 2015 n. 190 del 23.12.2014	Assorbe la norma del DL 165 che ripristinata la norma sulla realizzazione delle manutenzioni in tutti siti contaminati.	Supplemento Ordinario n. 99 Gazzetta Ufficiale n. 300 del 29 dicembre 2014
Decreto Legge Sblocca Italia n. 133 del 12.9.2014, Legge di conversione n. 164 dell'11.8.2014	Delega riordino e rocce (art. 8); limitata la norma sulle manutenzioni e sulle opere lineari nei siti contaminati ai soli siti pubblici (art. 34)	Supplemento Ordinario n. 85 Gazzetta Ufficiale n. 262 dell'11 novembre 2014
Legge Europea bis n. 161 del 30.10.2014	Danno ambientale - resta soppresso l'art. che reintroduceva il danno all'aria, il risarcimento monetario e la legittimazione attiva delle associazioni ambientaliste	Supplemento Ordinario n. 83/L alla Gazzetta Ufficiale n. 261 del 10 novembre 2014
Decreto Legge Competitività Legge di conversione n. 116 dell'11.8.2014	Nuovo art. 242 bis. Procedura semplificata per le bonifiche dei suoli (art. 13)	Gazzetta Ufficiale n. 116 dell'11 agosto 2014
Decreto Legislativo Recepimento IED n. 46 del 4.3.2014	Introduzione della relazione di riferimento (quadro della contaminazione delle acque e del suolo in impianti AIA)	Supplemento Ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 72 del 27 marzo 2014
Decreto Legge Destinazione Italia Legge di conversione n. 9 del 9.2.2014	Nuovo 252 bis. Bonifiche e riconversione industriale. Incentivi per l'acquisto di beni strumentali (art. 4).	Gazzetta Ufficiale n. 43 del 21 febbraio 2014
Decreto Legge Terra dei Fuochi Legge di conversione n. 6 del 6.2.2014	Modifica al codice di procedura penale con l'obbligo di trasmissione di ogni notizia di reato in campo al Ministero dell'Ambiente (art. 4)	Gazzetta Ufficiale n. 32 dell'8 febbraio 2014

IN VIGORE

La revisione della Direttiva Seveso

Il 28 marzo 2014 è stato pubblicato il Decreto n. 48/2014 di attuazione della Direttiva Seveso (2012/18/UE), sul **controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose**.

Il Decreto, di particolare interesse per il settore petrolifero e di numerosi utilizzatori, prevede **l'inclusione degli oli combustibili densi nel complesso degli altri prodotti petroliferi**.

Il recepimento degli altri obblighi previsti dalla Direttiva è prevista entro giugno 2015. Al riguardo si rileva che la Direttiva introduce importanti novità, tra cui le più significative sono:

- **classificazione delle sostanze e delle miscele allineata al Regolamento CE n. 1272/2008 (CLP)** relativo alla classificazione, etichettatura e imballaggio;
- **valutazione tra i possibili scenari incidentali** anche quelli derivanti da eventi naturali, quali terremoti o inondazioni;
- **maggiore informazione alla popolazione e consultazione pubblica** con partecipazione al processo decisionale per nuovi stabilimenti e modifiche significative degli stabilimenti esistenti.

Nel corso del 2014 il Ministero dell'Ambiente ha elaborato una Bozza di Schema di Decreto di recepimento della Direttiva.

Lo schema abroga le disposizioni del Decreto Legislativo n. 334/1999 (Controllo dei pericoli di incidenti rilevanti) e appare strutturato come **"Testo Unico Seveso"**

includendo, come allegati, Linee guida/disposizioni aggiornate precedentemente emesse come decreti attuativi del Decreto Legislativo n. 334/1999.

Confindustria ha fatto pervenire ai Ministeri più direttamente interessati i commenti e le proposte associative, sottolineando in particolare la necessità di **rispettare quanto previsto dalla Direttiva senza l'inserimento di previsioni più restrittive**.

Il 27 marzo 2015 il Consiglio dei Ministri ha approvato in via preliminare lo schema di Decreto Legislativo di attuazione della Direttiva 2012/18/UE.

È in corso l'esame e la raccolta delle osservazioni da parte delle competenti Commissioni parlamentari.

Sempre in materia di attività soggette alla Seveso, si segnala la pubblicazione della Legge n. 125/2013 che prevede, dal 1° gennaio 2014, che **gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante classificati come soglia superiore** (art. 8 del Decreto Legislativo n. 334/1999) rientrano, per quanto riguarda la disciplina prevenzione incendi, nel regolamento DPR 151/2011 relativo alla **semplificazione dei procedimenti antincendio**.

Al riguardo, il Ministero dell'Interno sta finalizzando le procedure di attuazione, che verranno inserite, come Allegato L, nel Decreto di recepimento della Direttiva Seveso (2012/18/UE).

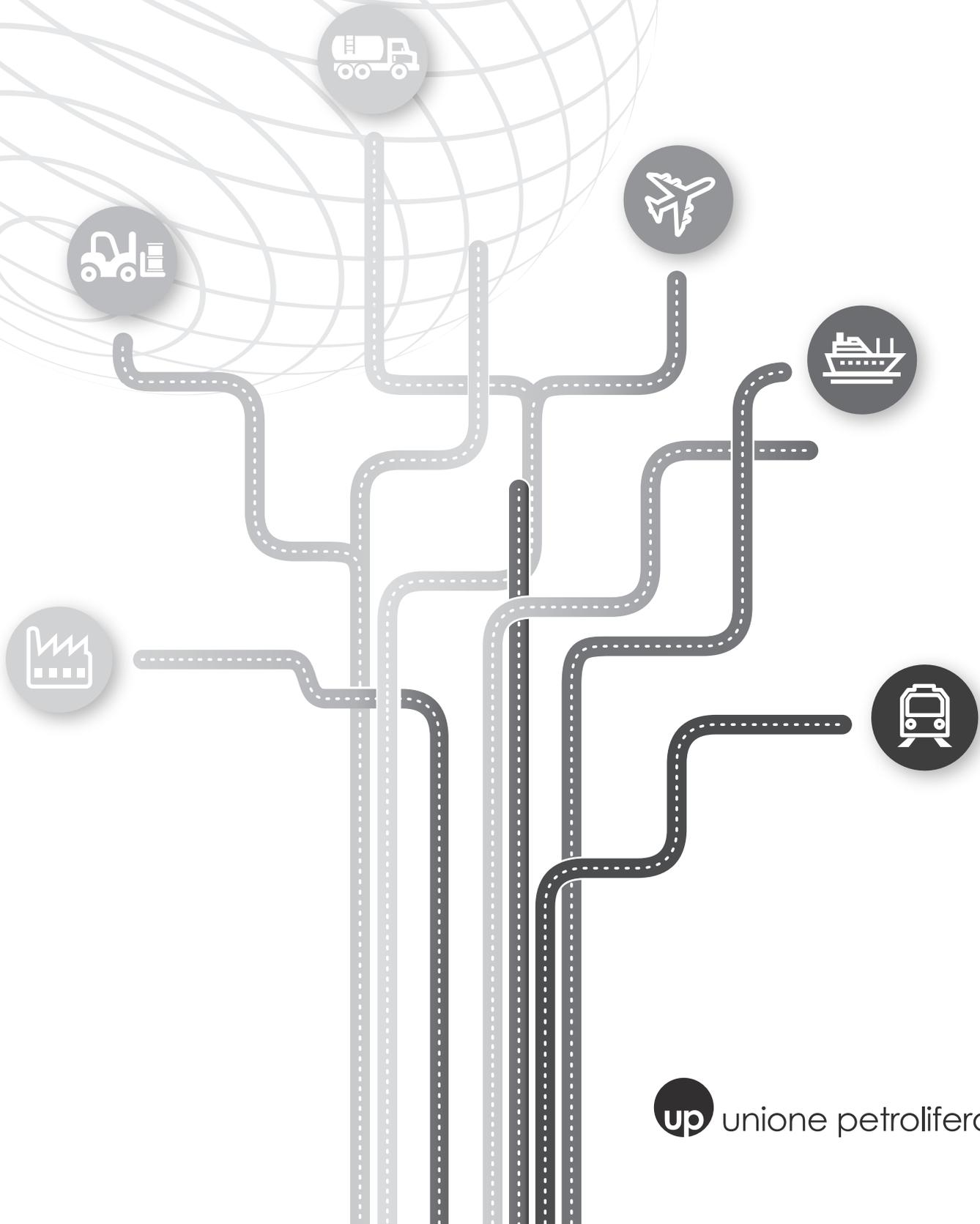
La performance sicurezza nel 2014

L'industria petrolifera, proseguendo nel miglioramento continuo delle prestazioni sicurezza e salute nell'ambito lavorativo, ha rafforzato anche nel 2014 l'azione di prevenzione dei rischi e di tutela della salute e sicurezza realizzando numerosi interventi sulle attrezzature, e sul piano dei sistemi di gestione, della informazione, formazione, partecipazione del personale e cooperando con le imprese appaltatrici con iniziative intese a determinare una sempre più diffusa cultura della sicurezza.

Questo impegno è misurato da 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 bassi in assoluto nelle classifiche stilate da INAIL¹. 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.

¹ INAIL – Istituto Nazionale Infortuni sul Lavoro.

APPENDICE STATISTICA 2015



Mondo/Paesi Industrializzati I consumi energetici dei principali Paesi (2013)

(Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Idro-elettricità ⁽¹⁾	Nucleare ⁽²⁾	Rinnovabili	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.826,7	4.185,1	3.020,4	855,8	563,2	279,3	12.730,4	1,8
Area OCSE	1.066,9	2.059,9	1.444,4	319,3	447,0	195,6	5.533,1	4,4
Stati Uniti	455,7	831,0	671,0	61,5	187,9	58,6	2.265,8	7,1
Ex Urss	178,8	212,2	517,9	59,3	58,5	0,9	1.027,7	3,6
Giappone	128,6	208,9	105,2	18,6	3,3	9,4	474,0	3,7
Cina	1.925,3	507,4	145,5	206,3	25,0	42,9	2.852,4	2,1
India	324,3	175,2	46,3	29,8	7,5	11,7	595,0	0,5
Area UE (28 Paesi)	285,4	605,2	394,3	81,9	198,6	110,6	1.675,9	3,3
Belgio/Lussemburgo	2,9	31,0	15,1	0,1	9,6	2,8	61,7	5,5
Francia	12,2	80,3	38,6	15,5	95,9	5,9	248,4	3,9
Germania	81,3	112,1	75,3	4,6	22,0	29,7	325,0	4,0
Olanda	8,3	41,4	33,4	—	0,6	3,0	86,8	5,1
Regno Unito	36,5	69,8	65,8	1,1	16,0	10,9	200,0	3,1
Spagna	10,3	59,3	26,1	8,3	12,8	16,8	133,7	2,9
ITALIA	14,6	61,8	57,8	11,6	—	13,0	158,8	2,6

⁽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 (2013)

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	32,9
Area OCSE	28	37,2
Stati Uniti	17	36,7
Ex Urss	—	20,7
Giappone	93	44,1
Cina	15	17,8
India	41	29,5
Area UE (28 Paesi)	56	36,1
Belgio/Lussemburgo	80	50,3
Francia	53	32,3
Germania	67	34,5
Olanda	25	49,6
Regno Unito	45	34,9
Spagna	70	44,4
ITALIA^(*)	77	38,9

^(*) 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 ^(*)		
	2013 Quantità	2014 Quantità	%	al 1/1/2014 Quantità	al 1/1/2015 Quantità	%
AMERICA DEL NORD	639,2	721,0	17,1	27.964	28.703	12,7
– di cui: Stati Uniti	446,2	513,0	12,2	4.335	5.172	2,3
Canada	193,0	208,0	4,9	23.629	23.531	10,4
AMERICA LATINA	516,3	520,0	12,3	45.905	46.281	20,5
– di cui: Messico	141,8	138,0	3,3	1.374	1.339	0,6
Venezuela	135,1	133,0	3,2	40.619	40.703	18,0
Altri Paesi	239,4	249,0	5,9	3.912	4.239	1,9
MEDIO ORIENTE	1.329,3	1.351,0	32,0	109.021	109.568	48,5
– di cui: Arabia Saudita	165,7	168,0	4,0	36.269	36.260	16,1
Iran	166,1	173,0	4,1	21.460	21.528	9,5
Iraq	153,2	165,5	3,9	19.141	19.674	8,7
Kuwait	151,3	155,0	3,7	13.847	13.847	6,1
U.A.E.	165,7	165,7	3,9	13.342	13.342	5,9
Altri Paesi	527,3	523,8	12,4	4.962	4.917	2,2
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	392,0	394,0	9,4	6.259	6.282	2,8
– di cui: Indonesia	42,7	41,1	1,0	490	504	0,2
Cina	208,1	210,6	5,0	3.325	3.363	1,5
Altri Paesi	141,2	142,3	3,4	2.444	2.415	1,1
AFRICA	418,6	391,0	9,3	17.289	17.258	7,6
– di cui: Algeria	68,9	67,1	1,6	1.664	1.664	0,7
Libia	46,5	24,0	0,6	6.613	6.598	2,9
Nigeria	111,3	108,4	2,6	5.067	5.057	2,2
Altri Paesi	191,9	191,5	4,5	3.945	3.939	1,7
EUROPA	156,3	157,0	3,7	1.699	1.602	0,7
– di cui: Norvegia	83,2	85,4	2,0	795	750	0,3
Regno Unito	40,6	39,5	0,9	406	407	0,2
Altri Paesi	32,5	32,1	0,8	498	445	0,2
EX URSS	681,3	684,2	16,2	16.217	16.217	7,2
– di cui: Russia	531,4	537,0	12,7	10.914	10.914	4,8
Azerbaijan	46,2	45,0	1,1	955	955	0,4
Kazakhstan	83,8	82,0	1,9	4.093	4.093	1,8
Altri Paesi	19,9	20,2	0,5	255	255	0,1
TOTALE	4.132,9	4.218,2	100,0	224.354	225.911	100,0
– di cui Opec	1.740,1	1.739,0		163.825	165.000	
<i>Incidenza % sul totale</i>	<i>42,1</i>	<i>41,2</i>		<i>73,0</i>	<i>73,0</i>	

^(*) 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 2014 stima Unione Petrolifera); Oil and Gas Journal per le riserve

Mondo I consumi petroliferi

(Milioni di tonnellate)

	2013		2014	
	Quantità	%	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	934	22,3	933	22,1
– di cui: Stati Uniti	831	19,9	833	19,7
Canada	103	2,4	100	2,4
AMERICA LATINA	401	9,6	395	9,4
– di cui: Brasile	133	3,2	137	3,2
Messico	90	2,2	87	2,1
MEDIO ORIENTE	385	9,2	393	9,3
– di cui: Arabia Saudita	135	3,2	144	3,4
AFRICA	171	4,1	175	4,1
– di cui: Egitto	36	0,9	36	0,9
ESTREMO ORIENTE	1.361	32,5	1.392	33,0
– di cui: Cina	507	12,1	518	12,3
Giappone	209	5,0	199	4,7
India	175	4,2	179	4,2
AUSTRALIA	54	1,3	53	1,3
EUROPA	879	21,0	880	20,8
– di cui: Francia	81	1,9	75	1,8
Germania	112	2,7	110	2,6
Italia	64	1,5	61	1,4
Paesi Bassi	46	1,1	45	1,1
Regno Unito	71	1,7	70	1,7
Russia	144	3,4	148	3,5
TOTALE	4.185	100,0	4.221	100,0

Fonte: Comité Professionnel du Pétrole (per il 2013); elaborazione UP su dati Iea, Opec e Cdpd per il 2014

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 (2014)

(Fob \$/barile)

	GRADO API	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
Arabian light	34,2	105,74	106,30	104,80	104,87	105,80	108,61	107,15	102,24	97,23	85,93	76,07	60,13
Arabian heavy	28,0	102,21	102,34	101,63	101,61	102,72	104,50	103,69	99,14	93,73	82,45	72,18	56,65
Iranian heavy	31,0	104,89	104,96	104,01	104,32	105,40	107,45	106,21	101,42	96,14	84,61	74,46	58,99
Iranian light	33,9	105,33	106,47	105,63	106,03	107,42	110,27	105,73	101,30	96,41	84,90	76,88	61,32
Kuwait	31,4	103,79	104,17	103,05	103,13	104,21	106,56	105,50	100,57	95,30	83,99	74,04	58,25
Dubai	32,4	104,01	105,04	104,32	104,68	105,55	108,03	106,13	101,73	96,47	86,73	76,33	60,25
Oman	36,3	104,01	105,04	104,34	104,93	105,71	108,06	106,15	102,15	97,18	86,77	77,81	61,16
Bonny light	36,7	110,26	110,77	109,50	110,19	112,22	114,36	109,19	102,26	98,07	88,51	80,10	63,81
Libyan Essider	40,4	107,86	108,47	107,15	107,39	109,42	111,31	106,19	100,56	96,20	86,31	78,90	61,53
Saharan Blend	44,1	109,96	110,52	108,95	108,09	110,36	112,66	106,74	100,86	97,10	87,61	79,60	62,93
Minas	33,9	110,60	108,46	113,60	111,12	107,22	112,13	105,06	99,94	95,07	84,46	75,92	59,95
Isthmus	32,8	96,35	100,47	98,87	101,29	102,59	106,47	102,20	96,78	93,70	85,40	79,04	59,74
W.T.I.	40,0	94,90	100,78	100,53	102,02	102,03	105,24	102,87	96,38	93,36	84,43	76,04	59,50
Merey	32,4	93,72	94,00	93,23	93,99	96,06	98,71	95,06	92,31	88,61	76,17	68,42	51,17
Suez Blend	33,0	103,02	104,77	103,92	104,12	105,14	106,81	103,41	99,34	93,48	83,91	75,58	58,72
Brent	38,0	108,26	108,87	107,55	107,69	109,67	111,66	106,64	101,56	97,30	87,41	78,90	62,53
Ekofisk	43,0	109,06	110,06	108,60	108,65	110,86	112,67	107,33	102,04	97,75	87,87	79,27	63,15
Ural ^(*)	36,1	106,40	107,43	106,66	106,91	107,84	109,44	106,23	101,98	96,13	86,63	78,92	61,53
Girassol	32,0	107,96	109,54	108,67	108,80	110,21	111,23	107,02	101,52	97,15	86,78	78,68	61,83
OPEC REFERENCE BASKET		104,71	105,38	104,15	104,27	105,44	107,89	105,61	100,75	95,98	85,06	75,57	59,46

^(*) Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin

Mercato Internazionale Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2014)
 (\$/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO AUTO 10 ppm	GASOLIO RISCAL.TO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	941,14	914,58	979,11	923,30	912,30	591,17	562,07
Febbraio	1.001,06	909,65	979,61	934,30	920,47	624,33	577,81
Marzo	1.009,14	907,40	956,67	917,01	900,23	640,66	574,98
Aprile	1.018,96	921,62	960,79	925,54	904,00	627,66	575,30
Maggio	1.004,13	933,84	969,04	919,14	906,93	631,41	574,51
Giugno	1.039,50	948,45	980,34	921,38	909,36	631,73	587,17
Luglio	1.017,38	931,51	965,01	903,27	887,24	600,01	572,12
Agosto	952,23	861,81	943,33	883,98	866,65	567,31	561,70
Settembre	948,90	837,36	900,25	847,83	829,75	553,59	542,69
Ottobre	836,14	707,52	827,82	775,63	751,83	489,60	472,89
Novembre	736,64	624,94	773,03	729,35	706,80	419,50	413,66
Dicembre	568,04	487,98	637,41	586,95	572,24	317,35	311,46

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi (2014)
 (\$/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO AUTO 10 ppm	GASOLIO RISCALD.TO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	945,02	918,58	981,67	925,98	918,83	599,60	557,30
Febbraio	974,91	913,65	983,89	938,75	926,66	636,00	573,22
Marzo	983,67	911,40	959,96	922,06	906,96	641,13	570,73
Aprile	1.020,01	925,63	962,75	928,31	910,33	632,19	569,88
Maggio	1.013,10	937,84	967,23	920,01	911,25	635,49	568,08
Giugno	1.049,61	952,45	978,19	925,30	912,60	644,37	580,17
Luglio	1.017,59	935,51	965,85	908,09	895,27	609,10	566,12
Agosto	954,84	865,81	945,19	891,15	874,04	577,75	556,00
Settembre	926,32	841,36	902,51	855,36	837,68	562,31	536,10
Ottobre	819,21	711,52	831,48	781,30	758,80	490,76	466,54
Novembre	754,71	628,94	779,46	732,85	712,85	428,01	407,64
Dicembre	567,71	491,98	641,83	590,32	579,71	328,98	305,27

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2014)

(\$/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO AUTO 10 ppm	GASOLIO RISCALD.TO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	939,99	888,86	955,96	918,17	903,01	594,81	567,98
Febbraio	970,15	886,03	959,85	926,63	908,72	632,81	576,95
Marzo	976,02	880,73	933,43	913,86	889,07	644,40	570,01
Aprile	1.008,12	902,11	942,11	919,36	895,21	631,81	568,09
Maggio	995,24	916,50	948,41	913,80	897,29	638,25	576,74
Giugno	1.021,32	929,68	958,18	917,79	901,80	641,07	580,85
Luglio	1.003,97	913,48	945,48	903,26	883,51	604,72	573,33
Agosto	938,29	844,30	926,29	883,05	863,44	573,96	559,89
Settembre	906,31	818,76	882,59	846,85	826,08	567,01	541,28
Ottobre	809,25	683,61	807,22	770,49	745,54	490,00	476,90
Novembre	732,32	595,33	750,48	719,04	694,86	424,50	413,58
Dicembre	563,85	452,54	608,02	573,33	555,23	323,98	307,96

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2014)

(\$/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO AUTO 10 ppm	GASOLIO RISCALD.TO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	951,75	905,59	980,17	933,65	920,59	612,22	585,39
Febbraio	981,63	901,54	982,39	940,86	925,61	649,04	593,18
Marzo	989,30	898,04	958,46	929,88	908,02	658,16	583,76
Aprile	1.018,10	915,20	961,25	931,39	909,29	644,31	580,59
Maggio	1.004,26	928,30	965,69	924,60	909,59	649,01	587,50
Giugno	1.030,93	942,34	976,69	929,45	914,96	652,55	592,32
Luglio	1.013,24	925,73	964,35	914,53	896,29	618,41	587,02
Agosto	947,30	856,19	943,69	893,94	875,83	587,14	573,06
Settembre	915,82	831,35	901,01	858,60	839,32	577,58	551,85
Ottobre	821,25	699,31	829,98	785,05	762,24	499,59	486,49
Novembre	746,92	614,39	777,96	736,78	714,91	437,74	426,81
Dicembre	581,14	475,02	640,33	594,24	578,46	339,24	323,23

Fonte: Platts

Italia I consumi energetici per fonti primarie

(Milioni di tep)

	2013		2014 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	14,2	8,2	13,5	8,1
Gas naturale ⁽²⁾	57,4	33,2	50,7	30,5
Petrolio	58,3	33,7	57,3	34,4
Importazioni nette di energia elettrica	9,3	5,4	9,6	5,8
Fonti rinnovabili ⁽³⁾	33,8	19,5	35,3	21,2
TOTALE CONSUMI	173,0	100,0	166,4	100,0
Tep pro-capite	2,9		2,7	

⁽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)

	2013		2014 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	2,8	1,6	2,7	1,6
Industria	28,2	16,3	27,7	16,6
Trasporti	37,8	21,9	39,1	23,5
Usi civili	49,5	28,6	44,2	26,6
Usi non energetici	5,9	3,4	4,8	2,9
Bunkeraggi	2,4	1,4	2,3	1,4
TOTALE IMPIEGHI FINALI	126,6	73,2	120,8	72,6
Consumi e perdite del settore energetico	5,5	3,2	5,3	3,2
Trasformazioni in energia elettrica	40,9	23,6	40,3	24,2
TOTALE CONSUMI	173,0	100,0	166,4	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Italia La produzione di idrocarburi

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)	4.641	5.208	4.555	6.084	5.081	5.286	5.377	5.483	5.747
Condensati da gas (Migliaia di tonnellate)	27	28	31	27	25	23	20	19	17
Gas naturale (Milioni di metri cubi) ^(*)	17.296	20.184	16.633	12.071	8.406	8.449	8.605	7.735	7.149

^(*) 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 (2014)^(*)

(Migliaia di tonnellate)

Disponibilità		Utilizzo	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.764	Consumi	57.584
Importazione di greggio ⁽¹⁾	53.844	Esportazioni	21.000
Importazione di semilavorati	5.911		
Importazione di prodotti finiti	12.463		
Da scorte	602		
TOTALE	78.584	TOTALE	78.584

^(*) 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)

	2013				2014	
	Quantità totali	%	di cui per conto proprio	%	Quantità totali ^(*)	%
Arabia Saudita	8.053	13,8	7.915	15,1	5.825	10,8
Iran	—	—	—	—	446	0,8
Iraq	4.861	8,3	3.905	7,4	6.290	11,7
Israele	3	—	3	—	—	—
Kuwait	79	0,1	79	0,2	211	0,4
Oman	79	0,1	—	—	—	—
UAE	192	0,3	48	0,1	54	0,1
TOTALE MEDIO ORIENTE	13.267	22,7	11.950	22,8	12.826	23,8
Algeria	1.712	2,9	1.712	3,3	1.316	2,4
Angola	901	1,5	901	1,7	1.832	3,4
Camerun	—	—	—	—	383	0,7
Congo	68	0,1	68	0,1	861	1,6
Egitto	1.201	2,1	957	1,8	1.514	2,8
Gabon	342	0,6	342	0,7	451	0,8
Ghana	1.043	1,8	1.043	2,0	1.109	2,1
Libia	8.194	14,0	8.035	15,3	4.197	7,8
Mauritania	85	0,1	85	0,2	74	0,1
Nigeria	3.105	5,3	3.092	5,9	1.382	2,6
Tunisia	211	0,4	211	0,4	254	0,5
TOTALE AFRICA	16.863	28,9	16.446	31,3	13.373	24,8
Azerbaijan	10.669	18,3	10.171	19,4	9.239	17,2
Kazakhstan	4.413	7,6	1.895	3,6	4.148	7,7
Russia	11.182	19,1	10.057	19,2	8.898	16,5
TOTALE EX- URSS	26.264	44,9	22.123	42,2	22.286	41,4
Albania	370	0,6	370	0,7	397	0,7
Grecia	70	0,1	70	0,1	81	0,2
Norvegia	625	1,1	625	1,2	901	1,7
Regno Unito	330	0,6	250	0,5	165	0,3
TOTALE EUROPA	1.395	2,4	1.315	2,5	1.545	2,9
Brasile	—	—	—	—	64	0,1
Canada	376	0,6	376	0,7	1.994	3,7
Colombia	274	0,5	274	0,5	1.242	2,3
Messico	—	—	—	—	515	1,0
TOTALE AMERICA	650	1,1	650	1,2	3.814	7,1
TOTALE	58.438	100,0	52.484	100,0	53.844	100,0
- di cui : OPEC	27.098	46,4	25.687	48,9	21.554	40,0

^(*) Nel 2014 le importazioni di greggio fanno riferimento al solo "conto proprio" in assenza di volumi importati per "conto committente estero".

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati

(Migliaia di tonnellate)

	2013		2014 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.322	11,1	2.204	12,0
Benzine	357	1,7	385	2,1
Virgin Naphta	1.368	6,5	1.058	5,7
Carboturbo/Petrolio	2.044	9,7	2.216	12,1
Gasolio	3.074	14,7	3.198	17,4
Olio combustibile totale	593	2,8	367	2,0
- di cui olio combustibile Atz	198	0,9	143	0,8
- di cui olio combustibile Btz	395	1,9	224	1,2
Lubrificanti	284	1,4	301	1,6
Bitume	13	—	56	0,3
Altri ⁽²⁾	2.867	13,7	2.678	14,6
TOTALE PRODOTTI⁽³⁾	12.922	61,6	12.463	67,8
Semilavorati	8.054	38,4	5.911	32,2
TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI	20.976	100,0	18.374	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Comprendono 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)

	2013		2014 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	423	1,7	216	1,0
Benzine	7.897	32,2	7.033	33,5
Virgin Naphta	851	3,5	833	4,0
Carboturbo/Petrolio	308	1,3	276	1,3
Gasolio	8.483	34,6	5.498	26,2
Olio combustibile totale	2.180	8,9	2.818	13,4
- di cui olio combustibile Atz	1.028	4,2	2.095	10,0
- di cui olio combustibile Btz	1.152	4,7	723	3,4
Lubrificanti	1.044	4,3	1.106	5,3
Bitume	1.147	4,7	1.304	6,2
Altri	705	2,9	617	2,9
TOTALE PRODOTTI⁽²⁾	23.038	94,1	19.701	93,8
SEMILAVORATI E GREGGIO	1.451	5,9	1.299	6,2
TOTALE PRODOTTI, SEMILAVORATI E GREGGIO	24.489	100,0	21.000	100,0
- di cui in conto committente estero	4.858	19,8	—	—

⁽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
Augusta (Siracusa)	11.010	12.390	14.200	14.530	11.320	9.875	7.820	7.160
Cagliari	12.050	12.130	13.200	14.605	14.345	13.005	12.240	12.120
Falconara (Ancona)	2.850	3.340	3.300	3.365	3.250	3.065	1.575	3.250
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
La Spezia	130	5	—	—	—	—	—	—
Livorno	3.700	3.175	3.710	4.240	4.550	4.000	3.890	3.530
Milazzo (Messina)	4.400	4.730	6.910	7.385	7.760	7.970	7.400	7.110
Napoli	3.620	—	—	—	—	—	—	—
Priolo Melilli (Siracusa)	6.600	8.550	8.850	11.145	7.570	7.440	6.510	7.010
Ravenna	270	235	60	40	165	105	90	115
Savona -Vado Ligure	5.050	5.790	6.490	7.235	5.955	5.940	5.945	5.230
Taranto	3.305	3.405	2.530	1.420	1.480	680	255	165
Trieste (°)	25.865	27.190	34.520	36.990	34.500	34.900	41.930	41.495
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

^(*) 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: Unione Petrolifera

Italia Le lavorazioni delle raffinerie

(Migliaia di tonnellate)

Materia prima lavorata	2013		2014	
Greggio nazionale	5.035		5.248	
Greggio estero	57.921		54.397	
Semilavorati	12.196		10.758	
Biocarburanti/Additivi Ossigenati	1.165		1.149	
TOTALE	76.317		71.552	

Prodotti ottenuti	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.855	2,4	1.608	2,2
Benzina auto	15.012	19,7	13.964	19,5
Virgin Naphta	3.257	4,3	3.333	4,7
Carboturbo/Petrolio	2.313	3,0	2.355	3,3
Gasolio	32.245	42,2	29.476	41,2
Olio combustibile totale	5.235	6,9	5.770	8,1
- di cui olio combustibile Btz	2.085	2,7	1.573	2,2
Lubrificanti	1.165	1,5	1.216	1,7
Bitume	2.652	3,5	2.660	3,7
Altri prodotti	1.322	1,7	1.150	1,6
Semilavorati	4.348	5,7	3.812	5,3
Consumi e perdite	6.913	9,1	6.208	8,7
TOTALE	76.317	100,0	71.552	100,0

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

Italia La capacità dei principali impianti delle raffinerie

Dati al 1° gennaio	Distillaz. atmosfer.	Processi termici	Processi catalitici		Isomeriz. naphta ^(*)	Alkilazione ^(*)	Mtbe ^(*)	Idrogeno	Desolf. distillati medi
			Cracking	Reforming					
	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	1.897	256	336,4	46.843
2014	112,4	21,16	37,25	11,04	2.482	1.489	179	351,0	46.150
2015	100,4	15,23	36,21	11,05	1.842	1.457	179	337,5	40.470

(*) Capacità di produzione.

Fonte: Unione Petrolifera

Italia La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata

	Località	Capacità effettiva ⁽¹⁾ al 1° gennaio 2014 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni ⁽²⁾ (Migliaia di tonnellate)	
			2013	2014
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	8,5	9.405	—
Sarpom	Trecate (NO)	9,0	5.973	—
NORD OVEST			15.378	14.651
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	4,2	2.269	—
IES	Mantova	2,6	2.408	—
NORD EST			4.677	1.707
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,3	4.852	—
Iplom	Busalla (GE)	1,8	1.583	—
TIRRENO			6.435	6.372
Api	Falconara M.(AN)	3,9	1.733	—
Alma	Ravenna	—	274	—
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	6,0	4.223 ⁽³⁾	—
ADRIATICO			6.230	7.879
Raffineria Isab	Priolo G. (SR)	19,4	10.417 ⁽⁴⁾	—
Esso	Augusta (SR)	8,8	7.918 ⁽⁵⁾	—
Raffineria di Gela	Gela (CL)	4,0	1.643 ⁽⁴⁾	—
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	10,6	9.184	—
Saras	Sarroch (CA)	15,0	14.435 ⁽⁴⁾	—
ISOLE			43.597	40.943
TOTALE		98,1	76.317	71.552

⁽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 Petrochimica.

⁽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)

	2013	2014 ⁽¹⁾		Variazione % 2014 vs. 2013
	Quantità	Quantità	%	
Gpl	3.282	3.079	6,3	- 6,2
- di cui autotrazione	1.537	1.564	3,2	+ 1,8
BENZINA AUTO ⁽²⁾	8.025	7.901	16,2	- 1,5
- di cui rete totale	7.924	7.652	15,7	- 3,4
Carboturbo	3.696	3.775	7,7	+ 2,1
Petrolio	7	4	—	- 32,4
GASOLIO AUTOTRAZIONE	22.360	22.784	46,7	+ 1,9
- di cui rete totale	14.644	14.621	30,0	- 0,2
Gasolio riscaldamento	1.385	1.138	2,3	- 17,8
Gasolio agricolo	1.861	1.868	3,8	+ 0,4
Gasolio marina	269	280	0,6	+ 4,1
Gasolio termoelettrica	40	36	0,1	- 10,0
TOTALE GASOLI ⁽³⁾	25.915	26.106	53,5	+ 0,7
Olio combustibile Atz	295	785	1,6	+166,1
Olio combustibile Btz - fluido	1.187	592	1,2	- 50,1
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	1.482	1.377	2,8	- 7,1
- di cui olio combustibile per termoelettrica	491	472	1,0	- 3,9
LUBRIFICANTI	395	387	0,8	- 2,0
- di cui rete	4,1	3,7	—	- 9,8
Bitume	1.446	1.485	3,0	+ 2,7
Altri prodotti ⁽⁴⁾	2.241	1.993	4,1	- 11,1
Fabbisogno petrolchimico netto	4.054	2.718	5,6	- 33,0
TOTALE TRASFERIMENTI AL MERCATO INTERNO	50.543	48.825	100,0	- 3,4
Bunkeraggi gasolio	532	452		- 15,0
Bunkeraggi olio combustibile	1.905	1.845		- 3,1
Bunkeraggi lubrificanti	36	34		- 5,6
TOTALE BUNKERAGGI	2.473	2.331		- 5,7
CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE	6.913	6.207		- 10,2
- di cui consumi e perdite di raffineria	3.795	3.491		- 8,0
- di cui consumi, in raffineria, di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	2.403	2.249		- 6,4
- di cui consumi, in raffineria, per produzione di energia elettrica e termica	715	467		- 34,7
Variazione scorte ⁽⁵⁾	+291	+221		...
TOTALE CONSUMI	60.220	57.584		- 4,4

⁽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	2011	2012	2013
Autostradali	465	457	466	467	469	465
Stazioni di servizio	8.150	8.628	9.419	9.596	9.538	9.328
Stazioni di rifornimento	7.001	6.250	6.429	6.366	5.909	5.695
Chioschi/Punti isolati	7.398	5.963	4.806	4.638	4.296	3.769
TOTALE CAMPIONE⁽¹⁾	23.014	21.298	20.120	21.067	20.212	19.257
di cui: – con gasolio	20.140	20.647	20.854	20.814	19.980	19.076
– con Gpl	1.252	1.357	1.537	1.679	1.760	1.775
– con benzina senza piombo	22.725	21.174	21.023	20.969	20.076	19.193
– con self-service/pre-pay ⁽²⁾	7.717	11.649	14.789	15.144	15.739	16.561
– con self-service/post-pay ⁽²⁾	3.998	6.162	8.356	8.711	9.550	8.956
TOTALE ITALIA⁽³⁾	23.900	22.400	22.900	23.100	22.400	21.800
Erogato medio ⁽⁴⁾	1.479	1.621	1.486	1.419	1.326	1.301

⁽¹⁾ Il campione comprende Eni Div. R&M, Erg SpA, Esso, IES, IP Gruppo Api, Q8, 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 servizio.

⁽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 2014

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif \$/tonnellata
Arabia Saudita	33,6	1,9	5.825	734,6
Kuwait	30,4	2,8	211	630,9
Iraq	29,0	2,5	6.290	660,3
Iran	33,2	1,4	446	611,3
UAE	30,0	2,3	54	682,0
TOTALE MEDIO ORIENTE	31,3	2,2	12.826	691,9
Algeria	44,2	0,1	1.316	816,2
Angola	26,5	0,6	1.832	728,8
Camerun	21,6	0,5	383	654,5
Congo	38,0	0,6	861	782,0
Egitto	34,4	1,1	1.514	721,1
Gabon	30,0	1,1	451	686,2
Ghana	37,0	0,2	1.109	736,7
Libia	33,9	0,6	4.197	679,0
Mauritania	27,0	0,5	74	703,0
Nigeria	35,4	0,3	1.382	828,7
Tunisia	31,6	0,8	254	690,8
TOTALE AFRICA	34,1	0,6	13.373	730,9
Azerbaijan	37,1	0,2	9.239	774,1
Kazakhstan	45,3	0,6	4.148	796,0
Russia	31,2	1,0	8.898	713,0
TOTALE EX- URSS	36,2	0,6	22.286	753,8
Albania	10,1	4,2	397	536,9
Grecia	29,6	0,5	81	731,4
Norvegia	32,4	0,4	901	736,8
Regno Unito	36,9	0,8	165	644,2
TOTALE EUROPA	27,0	1,4	1.545	675,2
Brasile	21,1	1,1	64	539,8
Canada	33,7	0,7	1.994	772,4
Colombia	25,0	0,9	1.242	686,3
Messico	33,9	1,2	515	796,1
TOTALE AMERICA	30,7	0,8	3.814	743,7
TOTALE	33,9	1,0	53.844	730,4

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"

	Anno 2013			Anno 2014		
	Migliaia di tonn.	Costo Cif		Migliaia di tonn.	Costo Cif	
		\$/tonn.	Euro/tonn.		\$/tonn.	Euro/tonn.
Gennaio	4.544	828,70	623,65	4.892	811,57	596,29
Febbraio	4.197	858,60	642,71	3.850	800,66	586,20
Marzo	4.299	830,90	640,95	4.300	790,77	572,09
1° TRIMESTRE	13.040	839,05	635,49	13.042	801,49	585,33
Aprile	4.161	772,66	593,17	3.784	786,02	569,06
Maggio	4.297	767,44	591,01	5.085	813,00	592,04
Giugno	4.562	769,35	583,33	3.882	817,36	601,33
2° TRIMESTRE	13.020	769,78	589,01	12.752	806,32	588,05
Luglio	4.794	783,82	599,25	4.656	796,54	588,32
Agosto	4.486	817,16	613,97	5.074	757,05	568,52
Settembre	3.850	840,14	629,42	4.174	715,59	554,66
3° TRIMESTRE	13.130	811,73	613,12	13.904	757,83	570,99
Ottobre	4.744	809,14	593,43	4.950	634,30	500,53
Novembre	4.350	802,52	594,77	4.643	584,11	468,33
Dicembre	4.200	808,22	589,79	4.552	483,89	392,41
4° TRIMESTRE	13.294	806,68	592,72	14.146	569,42	455,16
ANNO	52.484	806,83	607,53	53.844	730,39	548,07
<i>Variazione % 2014 vs. 2013</i>				2,6	-9,5	-9,8

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"

(Euro/tonnellata)

Euro /tonnellata	Anno 2013			Anno 2014		
	Fob	Nolo	Cif	Fob	Nolo	Cif
Gennaio	615,20	8,44	623,65	589,05	7,24	596,29
Febbraio	637,18	5,53	642,71	578,65	7,55	586,20
Marzo	634,30	6,65	640,95	567,88	4,21	572,09
Aprile	588,19	4,98	593,17	563,85	5,21	569,06
Maggio	586,46	4,56	591,01	586,52	5,52	592,04
Giugno	578,67	4,66	583,33	594,34	6,99	601,33
Luglio	593,93	5,32	599,25	581,21	7,11	588,32
Agosto	607,50	6,47	613,97	561,55	6,97	568,52
Settembre	623,23	6,19	629,42	550,42	4,24	554,66
Ottobre	588,14	5,30	593,43	494,19	6,34	500,53
Novembre	589,59	5,18	594,77	462,15	6,18	468,33
Dicembre	582,22	7,57	589,79	384,66	7,75	392,41
ANNO	601,63	5,90	607,53	541,77	6,30	548,07

Fonte: Unione Petrolifera

Italia I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2014)

	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	1,723	1,649	0,872	1,404	0,601
Febbraio	1,714	1,638	0,824	1,414	0,634
Marzo	1,714	1,629	0,785	1,403	0,636
Aprile	1,724	1,628	0,768	1,389	0,628
Maggio	1,737	1,631	0,761	1,396	0,624
Giugno	1,744	1,632	0,765	1,399	0,643
Luglio	1,761	1,635	0,770	1,400	0,619
Agosto	1,750	1,622	0,768	1,396	0,600
Settembre	1,735	1,615	0,759	1,392	0,606
Ottobre	1,709	1,593	0,750	1,357	0,559
Novembre	1,653	1,554	0,725	1,334	0,509
Dicembre	1,585	1,492	0,685	1,265	0,438
ANNO	1,713	1,609	0,769	1,367	0,594
PREZZO INDUSTRIALE ^(*)					
Gennaio	0,684	0,734	0,568	0,747	0,515
Febbraio	0,677	0,725	0,528	0,756	0,545
Marzo	0,674	0,715	0,496	0,747	0,546
Aprile	0,683	0,714	0,483	0,735	0,540
Maggio	0,693	0,717	0,477	0,741	0,536
Giugno	0,699	0,718	0,480	0,743	0,553
Luglio	0,712	0,721	0,484	0,744	0,531
Agosto	0,704	0,710	0,482	0,741	0,514
Settembre	0,691	0,704	0,475	0,738	0,520
Ottobre	0,670	0,686	0,468	0,709	0,477
Novembre	0,624	0,654	0,447	0,690	0,431
Dicembre	0,568	0,603	0,414	0,634	0,367
ANNO	0,674	0,700	0,483	0,718	0,508

^(*) 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 2015

(Euro/litro)	BENZINA SENZA PIOMBO			GASOLIO AUTOTRAZIONE		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	1,269	0,705	55,5	1,188	0,608	51,1
Belgio	1,456	0,868	59,6	1,250	0,646	51,7
Bulgaria	1,163	0,557	47,9	1,201	0,530	44,1
Cipro	1,307	0,698	53,4	1,296	0,668	51,5
Croazia	1,369	0,784	57,3	1,264	0,657	52,0
Danimarca	1,576	0,927	58,8	1,347	0,688	51,1
Estonia	1,180	0,619	52,5	1,144	0,584	51,0
Finlandia	1,537	0,950	61,8	1,350	0,760	56,3
Francia	1,441	0,871	60,4	1,239	0,687	55,5
Germania	1,487	0,892	60,0	1,263	0,672	53,2
Grecia	1,562	0,974	62,4	1,246	0,574	46,1
Irlanda	1,449	0,879	60,6	1,339	0,749	56,0
Lettonia	1,201	0,632	52,6	1,123	0,541	48,2
Lituania	1,234	0,649	52,6	1,124	0,525	46,7
Lussemburgo	1,257	0,645	51,3	1,091	0,494	45,2
Malta	1,350	0,725	53,7	1,260	0,644	51,1
Olanda	1,648	1,060	64,3	1,313	0,718	54,7
Polonia	1,179	0,631	53,5	1,149	0,574	49,9
Portogallo	1,505	0,899	59,7	1,250	0,636	50,9
Regno Unito	1,599	1,072	67,0	1,676	1,085	64,7
Repubblica Ceca	1,191	0,675	56,7	1,197	0,607	50,7
Romania	1,290	0,707	54,8	1,285	0,675	52,5
Slovacchia	1,363	0,797	58,5	1,221	0,610	49,9
Slovenia	1,362	0,805	59,1	1,245	0,693	55,7
Spagna	1,315	0,690	52,5	1,205	0,577	47,9
Svezia	1,519	0,911	60,0	1,463	0,816	55,7
Ungheria	1,251	0,665	53,2	1,252	0,633	50,6
ITALIA	1,617	1,020	63,1	1,482	0,885	59,7

Fonte: Unione Petrolifera su dati Unione Europea (DG Energy)

Europa I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile al 1° maggio 2015

	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	0,785	0,240	30,6	0,510	0,153	30,0
Belgio	0,666	0,134	20,1	0,415	0,088	21,3
Bulgaria	0,708	0,144	20,3	—	—	—
Cipro	0,860	0,273	31,7	0,546	—	—
Croazia	0,734	0,192	26,2	—	—	—
Danimarca	1,323	0,593	44,9	1,102	0,625	56,7
Estonia	0,797	0,244	30,6	—	—	—
Finlandia	0,952	0,372	39,0	—	—	—
Francia	0,781	0,207	26,4	0,540	0,135	25,1
Germania	0,713	0,175	24,6	—	—	—
Grecia	0,950	0,417	43,9	0,557	0,149	26,7
Irlanda	0,745	0,211	28,3	0,849	0,191	22,5
Lettonia	0,730	0,161	22,1	—	—	—
Lituania	0,649	0,134	20,6	0,348	0,075	21,7
Lussemburgo	0,634	0,088	13,8	—	—	—
Malta	1,000	0,355	35,5	—	—	—
Olanda	1,029	0,669	65,0	0,606	0,141	23,3
Polonia	0,793	0,205	25,9	0,571	0,123	21,5
Portogallo	1,135	0,555	48,9	0,660	0,107	16,3
Regno Unito	0,707	0,188	26,7	—	—	—
Repubblica Ceca	0,750	0,217	28,9	0,478	0,072	15,1
Romania	1,101	0,639	58,1	0,588	0,130	22,1
Slovacchia	—	—	—	0,586	0,229	39,0
Slovenia	0,893	0,387	43,3	0,674	0,268	39,7
Spagna	0,745	0,217	29,1	0,510	0,105	20,6
Svezia	1,182	0,658	55,6	1,102	0,678	61,5
Ungheria	1,252	0,633	50,6	0,563	0,139	24,7
ITALIA	1,272	0,633	49,7	0,469	0,074	15,8

Fonte: Unione Petrolifera su dati Unione Europea (DG Energy)

Edito da Unione Petrolifera
Piazzale Luigi Sturzo n. 31
00144 Roma – Tel. 06.542.3651
e-mail: ufficiostampa@unione petrolifera.it
sito web: www.unione petrolifera.it

Progetto, realizzazione grafica e stampa Saro Italia Srl (Roma)
Finito di stampare nel giugno 2015



Piazzale Luigi Sturzo, 31 - 00144 Roma

Tel. 06 542.3651 - Fax 06 596.029.25

www.unione petrolifera.it

info@unione petrolifera.it

