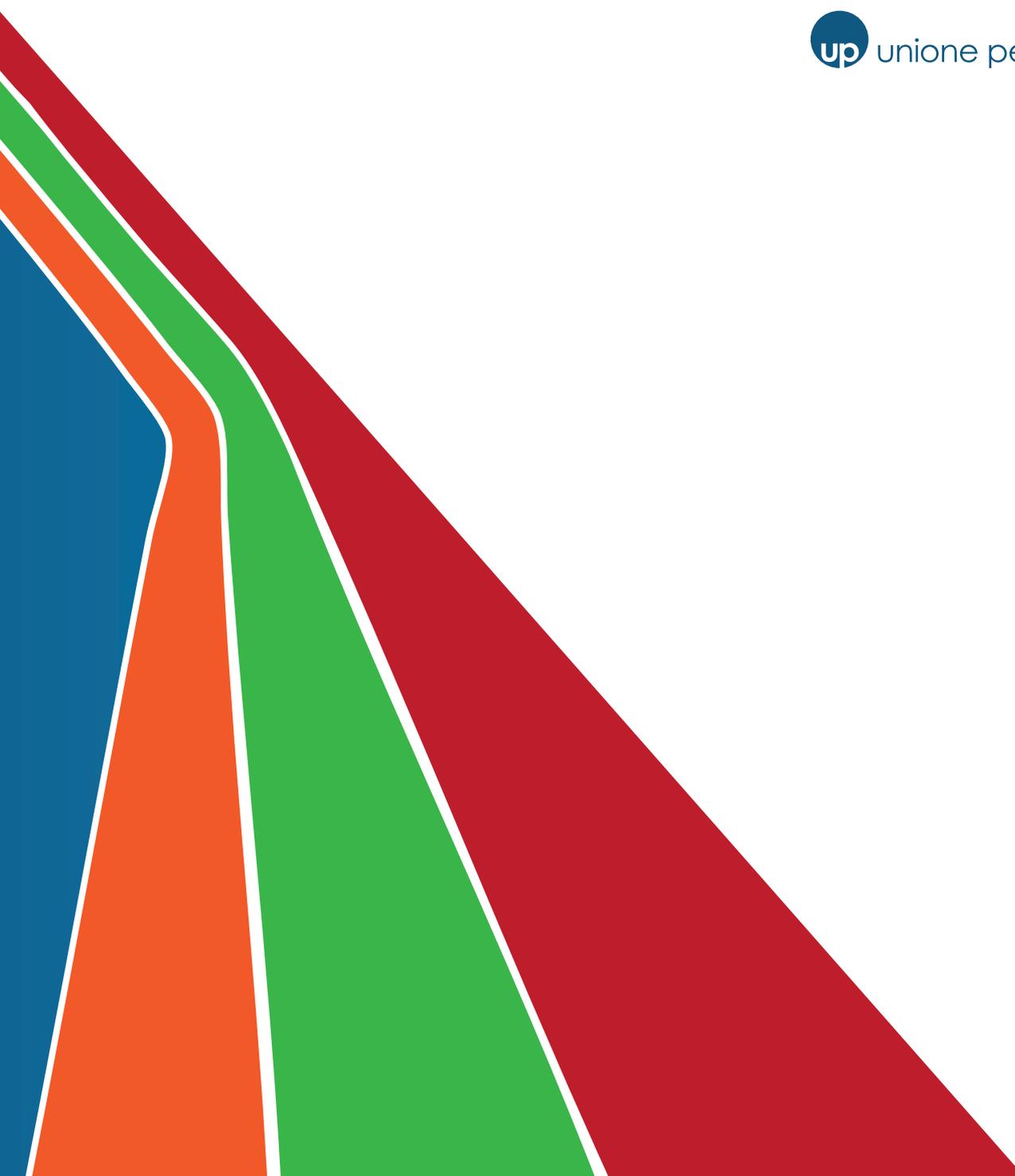


# AL CENTRO DELLA TRANSIZIONE

## RELAZIONE ANNUALE 2017



# GLI ORGANI SOCIALI

(30 Maggio 2017)

## *Presidente*

Claudio SPINACI

## *Vice Presidenti*

Daniele BANDIERA  
Alessandro GILOTTI  
Paolo GROSSI  
Gianni MURANO

## *Consiglio Direttivo\**

Claudio GERACI  
Luca LUTEROTTI  
Maurizio MIGLIAROTTI  
Gregoire NATTA  
Piero NERI  
Guido OTTOLENGHI  
Dario SCAFFARDI

## *Giunta\*\**

Italo BELLOTTO  
Ugo BRACHETTI PERETTI  
Claudio COVINI  
Nello D'ALELIO  
Oleg DUROV  
Alessandro GARRONE  
Antonio LAZZARINETTI  
Luca LUTEROTTI

Maurizio MIGLIAROTTI

Edoardo MIRGONE  
Gregoire NATTA  
Piero NERI  
Alessandro ORSINI  
Guido OTTOLENGHI  
Giorgio PROFUMO  
Dario SCAFFARDI  
Gian Luigi TRIBOLDI

## *Collegio dei Revisori Contabili*

Antonio PALUMBIERI (Presidente)  
Giuseppe CEMBROLA  
Fabrizio GRANDINETTI  
Orazio DRISALDI (Supplente)  
Emanuele MURIANNI (Supplente)

## *Probiviri*

Carlo CITTADINI  
Getulio CURZI  
Pio MIRGONE  
Massimo QUADRELLI  
Carlo RANESI

## *Direttore Generale*

Marina BARBANTI

Sulla base della norma transitoria del nuovo Statuto:

\* Organo attivo fino all'assemblea ordinaria 2017.

\*\* Organo ridenominato "Consiglio Generale" dopo l'assemblea ordinaria 2017.

# LE AZIENDE ASSOCIATE

(30 Maggio 2017)

ALMA PETROLI  
API - ANONIMA PETROLI ITALIANA  
API RAFFINERIA DI ANCONA  
ATTILIO CARMAGNANI "AC"  
BP ITALIA  
COSTIERI D'ALELIO  
DECAL  
DEPOSITI COSTIERI DEL TIRRENO  
DISMA  
ENI REFINING & MARKETING  
ENI FUEL  
ERG  
ESSO ITALIANA  
GAZPROM NEFT LUBRICANTS  
IES- ITALIANA ENERGIA E SERVIZI  
IPLM  
ISAB  
KRI  
KUWAIT PETROLEUM ITALIA  
LA PETROLIFERA ITALO-RUMENA

LUKOIL ITALIA  
NERI DEPOSITI COSTIERI  
PETRA  
PETRONAS LUBRICANTS ITALY  
PETROVEN  
RAFFINERIA DI GELA  
RAFFINERIA DI MILAZZO  
RAFFINERIA DI ROMA  
SARAS  
S.A.R.P.O.M.  
SERAM  
SHELL ITALIA OIL PRODUCTS  
SIGEMI  
S.I.O.T.  
SUPERBA  
TAMOIL ITALIA  
TOSCOPIETROL  
TOTALERG  
VISCOLUBE

## I SOCI ASSOCIATI

COSTIERI GAS LIVORNO  
ENI ADFIN  
ENI CORPORATE UNIVERSITY  
ENI POWER  
ENI POWER MANTOVA  
ENI SERVIZI

ENI TRADING & SHIPPING  
LNG SHIPPING  
S.E.F.- ENIPOWER FERRARA  
SERFACTORY  
SERVIZI AEREI

# INDICE

<b>Il mercato internazionale</b>	<b>pag. 9</b>
Il quadro economico internazionale	pag. 9
La domanda e offerta di petrolio	pag. 12
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati	pag. 14
L'evoluzione della raffinazione	pag. 17
<b>L'economia italiana e l'energia</b>	<b>pag. 19</b>
Il quadro macroeconomico	pag. 19
I consumi di energia	pag. 22
La fattura energetica e petrolifera	pag. 24
I combustibili solidi	pag. 25
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico	pag. 26
Il contributo del gas naturale	pag. 33
<b>Il petrolio in Italia</b>	<b>pag. 47</b>
La produzione nazionale di idrocarburi	pag. 47
I consumi di prodotti petroliferi	pag. 49
I prezzi dei prodotti petroliferi	pag. 52
Le importazioni e le esportazioni	pag. 53
<b>Il downstream italiano</b>	<b>pag. 57</b>
La capacità di raffinazione nel 2016 si stabilizza	pag. 57
La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità	pag. 67
Adeguamento delle attrezzature nei punti vendita agli standard europei	pag. 74
La logistica petrolifera	pag. 75
La sicurezza fisica ( <i>security</i> ) delle strutture petrolifere	pag. 76
Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione	pag. 79
Autotrasporto, TAR chiude la questione costi minimi	pag. 82
<b>Gli aspetti doganali e fiscali</b>	<b>pag. 83</b>
Entrate tributarie	pag. 83
Il gettito fiscale degli oli minerali	pag. 83
Clausole di salvaguardia	pag. 84

Il contrasto all'illegalità	pag. 87
Altre misure di semplificazione	pag. 92
Industria 4.0	pag. 93

## **Il petrolio e l'ambiente** **pag. 95**

La Strategia Energetica Nazionale	pag. 95
Proposta di regolamento comunitario su "Effort Sharing"	pag. 99
Pacchetto "Aria pulita per tutti gli europei"	pag. 99
Strategia comunitaria "Low Emission Mobility"	pag. 100
La qualità dell'aria nelle politiche europee "EU Air Quality Package"	pag. 100
Revisione della Direttiva ETS e attuazione in Italia	pag. 101
Attuazione della Direttiva 2010/75/UE (IPPC) sulle emissioni industriali	pag. 102
Evoluzione normativa sui biocarburanti	pag. 103
Le nuove specifiche IMO sul Bunker Fuel	pag. 105
AIA e relazione di riferimento	pag. 105
La Valutazione di Impatto Sanitario nelle AIA	pag. 106
Gli ultimi sviluppi su rifiuti e bonifiche	pag. 106
Attività Consorzio Obbligatorio Olii Usati	pag. 107
Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)	pag. 111

## **Salute e sicurezza** **pag. 113**

Il recepimento della Direttiva 2012/18/UE (Seveso III)	pag. 113
La gestione delle attrezzature a Pressione	pag. 114
La performance sicurezza nel 2016	pag. 114
La piattaforma sulla sicurezza stradale	pag. 116
La revisione della procedura di carico e scarico autobotti per i prodotti rete	pag. 117
Trasporto ferroviario merci pericolose	pag. 117

## **| FOCUS |**

L'impegno delle industrie petrolifere nella lotta ai cambiamenti climatici – Proseguono le iniziative dell'OGCI	pag. 30	Investimenti e innovazioni nella rete distributiva carburanti	pag. 73
Investimenti e modifiche societarie nel gas – La scissione di Italgas da Snam	pag. 34	Dati Rapporto OSSIF 2016	pag. 80
GNL Small Scale - Le nuove infrastrutture per il trasporto marittimo e stradale	pag. 41	Indagine OSSIF, Format Research Rapporto di ricerca sulla Percezione della criminalità predatoria	pag. 81
Evoluzione assetti di mercato	pag. 60	Mobilità sostenibile: il rinnovo del parco riguarda i target ambientali	pag. 96
Investimenti e attività industriali	pag. 61	Centrali termoelettriche a carbone e mobilità elettrica Confronto su due ipotesi di riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> e loro costi associati	pag. 98
Awards e ricorrenze del settore nel 2016	pag. 63	Studio ECOFYS sui biocarburanti avanzati	pag.104
Le attività formative del settore petrolifero	pag. 64	Position paper Confindustria "Dalla bonifica alla reindustrializzazione Analisi, criticità, proposte"	pag.108
Investimenti in ex raffinerie – La difficile ed impegnativa transizione	pag. 65	Alberi e delfini: alcune iniziative dell'industria petrolifera per l'ambiente	pag.110
Recepimento Direttiva DAFI - Realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi	pag. 72		

# APPENDICE

## Mondo/Paesi Industrializzati

I consumi energetici dei principali Paesi	pag. 119
Il grado di dipendenza energetica e petrolifera	pag. 120

## Mondo

La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche	pag. 121
I consumi petroliferi	pag. 122
La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio	pag. 123
I prezzi "SPOT" dei principali greggi	pag. 124

## Mercato Internazionale

Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi	pag. 125
Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi	pag. 125
Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	pag. 126
Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	pag. 126

## Italia

I consumi energetici per fonti primarie	pag. 127
I consumi energetici per settori di utilizzo	pag. 127
La produzione di idrocarburi	pag. 128
Il bilancio petrolifero	pag. 128
Le importazioni di petrolio greggio	pag. 129
Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati	pag. 130
Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio	pag. 131
La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti	pag. 132
Le lavorazioni delle raffinerie	pag. 133
La capacità dei principali impianti delle raffinerie	pag. 134
La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata	pag. 135

I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi	pag. 136
La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio	pag. 137
Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" per Paesi di provenienza	pag. 138
Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	pag. 139
Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	pag. 140
I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi	pag. 141

## **Europa**

I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione	pag. 142
I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile	pag. 143



# IL MERCATO INTERNAZIONALE

## Il quadro economico internazionale

Nel corso del 2016 l'economia mondiale ha **mostrato segnali di graduale rafforzamento** a partire dalla seconda parte dell'anno che, tuttavia, non si sono tradotti in una solida ripresa del commercio mondiale. I tassi di crescita delle economie avanzate non hanno purtroppo ripetuto le buone *performance* del 2015, mentre quelli di molte economie emergenti hanno mostrato tassi di crescita inferiori alle aspettative.

Il 2016 si è chiuso con un **Pil mondiale in progresso del 3,1 per cento**, che è un valore solo di poco inferiore a quello del 2015 (3,4 per cento), ma sicuramente in una situazione di maggiore incertezza. Sono molte le incognite legate alle scelte della nuova amministrazione americana in materia di politica economica, i cui riflessi sull'economia mondiale non sono ancora palesi.

È quanto, tra l'altro, si legge in un recente rapporto del Fondo Monetario Internazionale – FMI<sup>1</sup> nel quale si afferma che *“...there is a wide dispersion of possible outcomes around projections, given uncertainty surrounding the policy stance of incoming U.S. administration and its global ramification”*.

I primi atti della nuova amministrazione degli Stati Uniti hanno sicuramente suscitato molte polemiche, soprattutto quelli destinati ad incidere sulla struttura del commercio mondiale e quelli in materia di clima ed energia che sembrano segnare un passo indietro rispetto alla precedente amministrazione, come del resto confermato dal recente G7<sup>2</sup>.

In un primo momento la reazione dei mercati finanziari alla nomina del Presidente Trump è stata molto positiva, tanto che i principali indici delle Borse mondiali tra dicembre e febbraio hanno messo a segno sensibili progressi, beneficiando delle attese di espansione fiscale, negli Stati Uniti, salvo ripiegare nelle ultime settimane di marzo. **I tassi d'interesse sia reali che nominali sono tornati a crescere** sulla scia dei progressivi rialzi decisi dalla FED<sup>3</sup> che ha confermato il cambio di paradigma nella conduzione della propria politica monetaria, a differenza di quella adottata dalla Banca Centrale europea – BCE che mantiene un profilo ancora fortemente espansivo.

Nonostante una revisione al ribasso delle stime di crescita del commercio mondiale, il FMI re-

1 FMI, World Economic Outlook, “A Shifting Global Economic Landscape”, gennaio 2017.

2 Il G7 Energia tenutosi a Roma lo scorso aprile si è chiuso senza una dichiarazione congiunta proprio per la mancata adesione degli Stati Uniti, così come il recente G7 Ambiente, tenutosi a Bologna dopo la loro decisione di ritirarsi dall'Accordo di Parigi sul clima della COP 21.

3 FED – Federal Reserve System.

**Paesi industrializzati** I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo		Indice prezzi al consumo <sup>(1)</sup>		Disoccupazione		Indebitamento pubblico <sup>(2)</sup>	
	Variazione percentuale rispetto all'anno precedente				Percentuale delle forze di lavoro		Percentuale del Pil	
	2015	2016 <sup>(3)</sup>	2015	2016 <sup>(3)</sup>	2015	2016 <sup>(3)</sup>	2015	2016 <sup>(3)</sup>
Francia	+1,2	+1,1	-	+0,2	10,4	10,0	-3,5	-3,3
Regno Unito	+2,2	+2,0	-	+0,7	5,4	4,9	-4,3	-3,3
Germania	+1,5	+1,8	+0,2	+0,5	6,4	6,1	+0,7	+0,5
<b>ITALIA</b>	<b>+0,8</b>	<b>+0,9</b>	-	<b>-0,1</b>	<b>11,9</b>	<b>11,7</b>	<b>-2,6</b>	<b>-2,4</b>
Area Euro	+1,9	+1,8	+0,1	+0,3	11,3	10,6	-2,1	-1,8
Usa	+2,6	+1,6	+0,1	+1,3	5,3	4,8	-4,4	-5,0
Giappone	+1,3	+1,0	+0,8	-0,1	3,4	3,1	-5,4	-5,2
Paesi Ocse	+2,1	+1,7	+0,3	+0,8	7,5	6,9	-3,0	-3,1

<sup>(1)</sup> Indice armonizzato. Deflatore dei consumi privati per l'aggregato dei Paesi Ocse.

<sup>(2)</sup> Indebitamento netto contratto nel corso dell'anno.

<sup>(3)</sup> Dati provvisori.

Fonte: IHS Global Insight e Ocse

**Mondo** La produzione di greggio

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 <sup>(1)</sup>
(Milioni di tonnellate)											
Paesi Opec	1.233	1.393	1.511	1.680	1.668	1.704	1.776	1.734	1.733	1.807	1.864
Paesi Ocse	891	975	1.014	913	857	858	903	955	1.042	1.088	1.060
Altri Paesi	1.048	915	1.093	1.323	1.453	1.448	1.441	1.438	1.454	1.467	1.458
<b>TOTALE</b>	<b>3.172</b>	<b>3.283</b>	<b>3.618</b>	<b>3.916</b>	<b>3.978</b>	<b>4.011</b>	<b>4.120</b>	<b>4.127</b>	<b>4.229</b>	<b>4.362</b>	<b>4.382</b>
(Quote percentuali)											
Paesi Opec	38,9	42,4	41,8	42,9	41,9	42,5	43,1	42,0	41,0	41,4	42,5
Paesi Ocse	28,1	29,7	28,0	23,3	21,6	21,4	21,9	23,1	24,6	25,0	24,2
Altri Paesi	33,0	27,9	30,2	33,8	36,5	36,1	35,0	34,9	34,4	33,6	33,3
<b>TOTALE</b>	<b>100,0</b>										

<sup>(1)</sup> Dati provvisori.

Fonte: Bp Statistical Review; per il 2016 stima UP su dati IEA

**Mondo** I consumi energetici  
(Milioni di tep)

	1990	2000	2005	2010	2012	2013	2014	2015 <sup>(*)</sup>
Combustibili solidi	2.220	2.316	2.993	3.657	3.848	3.895	3.919	3.826
Gas naturale	1.663	2.071	2.360	2.736	2.843	2.905	2.901	2.939
Petrolio	3.233	3.659	4.003	4.138	4.225	4.216	4.285	4.343
Nucleare	526	676	722	719	642	647	661	672
Idroelettrico	184	225	252	296	316	327	335	336
Geotermica, Eolica e Solare	37	60	70	110	141	163	181	207
Biomasse e rifiuti	909	1.028	1.132	1.294	1.356	1.391	1.413	1.445
<b>TOTALE</b>	<b>8.772</b>	<b>10.035</b>	<b>11.532</b>	<b>12.950</b>	<b>13.371</b>	<b>13.544</b>	<b>13.695</b>	<b>13.768</b>

(\*) Stime.

Fonte: Elaborazioni ENI

sta comunque ottimista, prevedendo un'accelerazione del Pil nel prossimo biennio (al 3,5 per cento nel 2017 e al 3,6 nel 2018), con una revisione al rialzo per quasi tutte le maggiori economie avanzate.

**L'inflazione ha risentito della ripresa dei prezzi del petrolio** – risaliti essenzialmente per effetto dell'accordo di fine 2016 di un taglio alla produzione cui hanno aderito i Paesi Opec e alcuni non-Opec – e degli altri beni energetici, sebbene in modo molto diverso da Paese a Paese e con il perdurare di una debolezza nella componente di fondo.

Un altro elemento che rende elevato il tasso di incertezza per l'Europa, è poi legato alle possibili **ripercussioni economiche nel medio periodo della cosiddetta Brexit**, che potrebbe amplificare molte delle debolezze insite in alcuni Paesi europei per effetto delle politiche fiscali meno restrittive decise dal governo britannico al fine di sostenere la domanda interna.

**Allontanato per il momento lo spettro della deflazione**, le stime sull'inflazione elaborate dalle banche centrali dell'Eurosistema, per quanto riviste al rialzo, si attestano ancora su valori storicamente contenuti, con un rientro molto lento verso valori coerenti con la definizione di stabilità dei prezzi (1,2 per cento a due anni, all'1,8 per cento tra cinque e dieci anni). Per stimolare il credito, la domanda interna e i prezzi la BCE sta proseguendo con misure monetarie iper espansive<sup>4</sup>. Sebbene il contesto macroeconomico rifletta un ritmo robusto nella crescita economica mondiale e una vivace espansione nell'eurozona, **il quadro prospettico non è esente da incertezze**.

Il rischio principale, rilevato dallo stesso FMI ma anche dalla Banca d'Italia, è quello di inattese inversioni di tendenza soprattutto nel medio termine, conseguenti ai rischi geopolitici ancora presenti in diverse aree.

4 La BCE sta continuando ad acquistare titoli al ritmo di 60 miliardi di euro mensili fino a dicembre.

## La domanda e offerta di petrolio

Anche se ad un ritmo decisamente più basso rispetto ai tre anni precedenti, la **produzione mondiale di petrolio nel 2016 ha continuato a crescere**, raggiungendo complessivamente i 96,9 milioni barili/giorno (+0,3 milioni barili/giorno rispetto al 2015), con un aumento di oltre 10 milioni barili/giorno rispetto ai livelli pre-crisi.

Nel quadro complessivo i Paesi non-Opec, dopo tre anni di notevoli incrementi, hanno ridotto la produzione di 0,8 milioni barili/giorno, a fronte di un aumento di 1,2 di quella Opec. Una frenata che è apparsa meno evidente nell'ultimo trimestre del 2016, con una media delle quotazioni del petrolio risalita intorno ai 49 dollari/barile sulla scia dell'accordo di fine novembre tra i 13 Paesi Opec<sup>5</sup> e 11 Paesi non-Opec, con la decisione di un taglio produttivo di 1,8 milioni barili/giorno, il primo da sette anni a questa parte, a far data dal 1° gennaio 2017 per un periodo di sei mesi eventualmente estendibili per altri sei.

La **riduzione della produzione** ha riguardato in particolare gli Stati Uniti – la prima volta negli ultimi 5 anni – che si sono comunque confermati il primo produttore mondiale con 12,5 milioni barili/giorno. A seguire, la Russia che, nonostante le sanzioni ancora in vigore e la crisi economica interna, si è attestata su valori superiori agli 11 milioni barili/giorno.

Quanto ai **Paesi Opec**, secondo i dati AIE, nel 2016 complessivamente **hanno coperto oltre il 41 per cento dell'offerta totale**. L'Arabia Saudita, che ha aumentato la sua produzione di 300 mila barili/giorno, ha in pratica compensato i cali di Nigeria e Venezuela. Tutti gli altri Paesi hanno registrato incrementi produttivi. Rilevante è stato il progresso dell'Iraq che con 4,4 milioni barili/giorno (+33 per cento rispetto al 2014)

è tornato sui livelli produttivi degli anni '70, divenendo il secondo produttore Opec. Analogo discorso vale per l'Iran che, dopo l'eliminazione delle sanzioni europee nel 2016, ha ripreso il ritmo di 3,6 milioni barili/giorno (+25 per cento), più o meno quanto produceva nel 2000.

Questi primi mesi del 2017 stanno registrando gli effetti dei tagli concordati a fine novembre che, secondo agli ultimi dati diffusi dall'apposito "Comitato congiunto di monitoraggio" – JMMC<sup>6</sup> costituito da Algeria, Venezuela e Kuwait per vigilare sulla sua attuazione, avrebbe sinora raggiunto un grado *compliance* dell'86 per cento.

**I mercati petroliferi sembrerebbero dunque indirizzati verso un nuovo equilibrio** anche se il percorso è tutt'altro che definito, anche perché il recente ritorno su valori inferiori a 50 dollari/barile delle quotazioni ha spinto l'Opec a **prorogare di altri 9 mesi, fino a marzo 2018, i tagli produttivi attualmente in scadenza**.

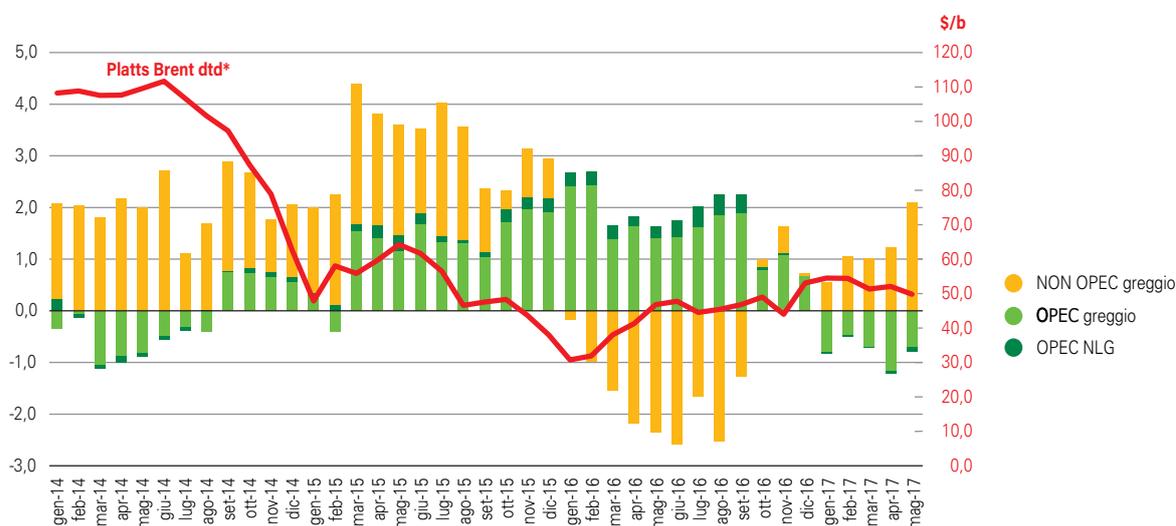
Fra le principali incertezze vi è la **ripresa delle produzioni americane**, in particolare di *shale oil* che, grazie a prezzi sopra i 50 dollari/barile, hanno viaggiato al ritmo di 9,1 milioni barili/giorno, contro una media 2016 di 8,9 milioni. Poi l'elevato **livello delle scorte e l'aumento della produzione di altri Paesi Opec, tra cui la Libia**, che in febbraio è passata a 700.000 barili/giorno rispetto ai 260.000 di agosto 2016.

Sullo sfondo una battaglia "commerciale" che vede **impegnati i principali Paesi produttori, attenti a garantirsi mercati di sbocco per gli anni a venire**. In questo senso va l'operazione da 7 miliardi di dollari di vendita di una quota della Saudi Aramco – il cui sbarco in Borsa è previsto per il 2018 – che di recente ha annunciato di

5 La Guinea Equatoriale ne è diventato il 14° membro nell'ultimo Meeting dell'Opec il 25 maggio 2017.

6 JMMC – Joint Ministerial Monitoring Committee.

**Mondo** Offerta di petrolio dei Paesi Opec e non Opec e quotazioni del greggio  
(Milioni barili/giorno; variaz. assoluta vs anno precedente)



(\*) Medie mensili.

Fonte: UP su dati AIE

avere rilevato il 50 per cento di una raffineria da 300.000 barili/giorno in costruzione in Malesia, inserita in un maxi-complesso petrolchimico che la Petronas conta di completare nel 2019. L'Arabia Saudita già possiede quote in diverse raffinerie sparse in Asia, Giappone e Stati Uniti.

Nella stessa direzione sembra stiano andando i russi che con Rosneft e Trafigura insieme al fondo russo UCP, hanno rilevato la Essar Oil, società attiva nella raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi in India che a sua volta aveva rilevato negli anni scorsi alcune raffinerie in Europa. Rosneft è presente anche in Indonesia in una *joint venture* con la Pertamina per la costruzione di un'altra raffineria a Tuban (da 15 milioni di tonnellate) per la quale è in corso lo studio di fattibilità. Entrambe aree con una domanda in forte sviluppo, che sta attirando anche l'attenzione degli operatori americani che nelle ultime settimane di febbraio hanno esportato quasi 1,2 milio-

ni barili/giorno in varie aree, conquistando clienti anche in Cina.

Tutto ciò avrà ripercussioni sul sistema della logistica che, secondo l'AIE, assumerà un rilievo sempre maggiore. In un recente rapporto<sup>7</sup> l'Agenzia mette infatti in guardia gli operatori sul **mutato aspetto dei flussi mondiali di greggio che stanno disegnando una nuova mappa mondiale dei depositi**. La stima dell'AIE per i prossimi anni è di una capacità addizionale intorno ai 226 milioni di barili, grazie ai tanti nuovi depositi di stoccaggio in via di realizzazione di cui solo il 40 per cento si trova in Paesi dell'area Ocse. Secondo l'AIE ci sarà dunque sempre più bisogno di capacità di stoccaggio addizionale di greggio, visto che l'eccesso di offerta degli ultimi anni *“ha creato opportunità di trading e di stoccaggio, in particolare nei Paesi non-Ocse, dove la domanda in crescita e i requisiti di importazione hanno portato a costruire riserve commerciali e strategiche”*.

7 AIE, Oil 2017 – Analysis and forecasts to 2022, marzo 2017.

Altro fattore di forte incertezza è dato dal **taglio degli investimenti nel settore Esplorazione & Produzione – E&P**, proseguito anche nel 2016 e dovuto essenzialmente al basso livello dei prezzi registrati nella prima parte dell'anno. Secondo un recente rapporto di Wood Mackenzie, con un volume a livello globale di 450 miliardi di dollari gli investimenti potrebbero recuperare già nel corso del 2017 (+3 per cento rispetto al 2016), dopo due anni consecutivi di tagli radicali.

Tuttavia, in tale contesto, assumono rilievo il **livello delle quotazioni** e **l'andamento della domanda**, i cui incrementi sono stati rivisti al ribasso dall'AIE per i prossimi anni, tanto che diversi analisti sostengono che il "picco di domanda" arriverà prima del più volte dato per imminente "peak oil"<sup>8</sup>.

Nel 2016 la **domanda mondiale di petrolio** è stata di **96,6 milioni barili/giorno**, con un incremento di 1,6 milioni barili/giorno rispetto al 2015, il cui incremento aveva sfiorato i 2 milioni di barili/giorno. Il 71 per cento di tale incremento è imputabile ai Paesi non-Ocse, che complessivamente hanno rappresentato il 51 per cento della domanda totale rispetto al 49 per cento del 2013.

Con riferimento ai Paesi Ocse, **l'Europa ha registrato il secondo aumento consecutivo dopo un periodo di cali ininterrotti**, con una domanda totale di 14,1 milioni barili/giorno (+300 mila barili/giorno), 2,1 milioni di barili/giorno in più di una Cina in fase di rallentamento, confermandosi così il **secondo consumatore mondiale di petrolio dopo gli Stati Uniti**.

Anche nel 2016 il petrolio è risultato quindi centrale per il soddisfacimento della domanda di energia mondiale, con una quota stimata intorno al 30 per cento.

Nel settore dei trasporti (merci e persone) la quota tocca il 93 per cento. Secondo gli ultimi dati dell'AIE, nel periodo 2020-2025 tale quota dovrebbe scendere intorno all'89 per cento per attestarsi intorno al 78 per cento nel 2040.

Nonostante gli scenari di decarbonizzazione, la **domanda petrolifera mondiale continua a crescere**, almeno nel breve termine ad un tasso dell'1,5 per cento **ed è prevista superare la soglia dei 100 milioni di barili/giorno già a fine 2018**<sup>9</sup>. Inoltre, grazie a quotazioni ancora favorevoli, anche i Paesi Ocse hanno sostanzialmente stabilizzato il livello dei consumi.

## I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati

Nel corso del 2016 il prezzo del petrolio (*Brent dated*) ha mostrato evidenti segni di ripresa a partire dalla primavera, raddoppiando in concomitanza con il diffondersi di continue voci su possibili accordi per un "congelamento" della produzione da parte dei Paesi produttori.

È poi seguita, nella seconda metà dell'anno, una fase di sostanziale stabilità, interrotta a fine novembre quando si è concretizzato un accordo vincolante per un taglio alla produzione di 1,8 milioni barili/giorno, con tanto di Comitato di monitoraggio JMMC incaricato di vigilare sul suo rispetto. Il primo dopo sette anni in cui i prezzi sono stati lasciati fluttuare liberamente, che rappre-

8 Secondo il Direttore esecutivo dell'AIE, Fatih Birol "peak oil is not in sight".

9 Tasso medio annuo relativo al triennio 2016-2018. Fonte: AIE, *Oil Market Report*, giugno 2017.

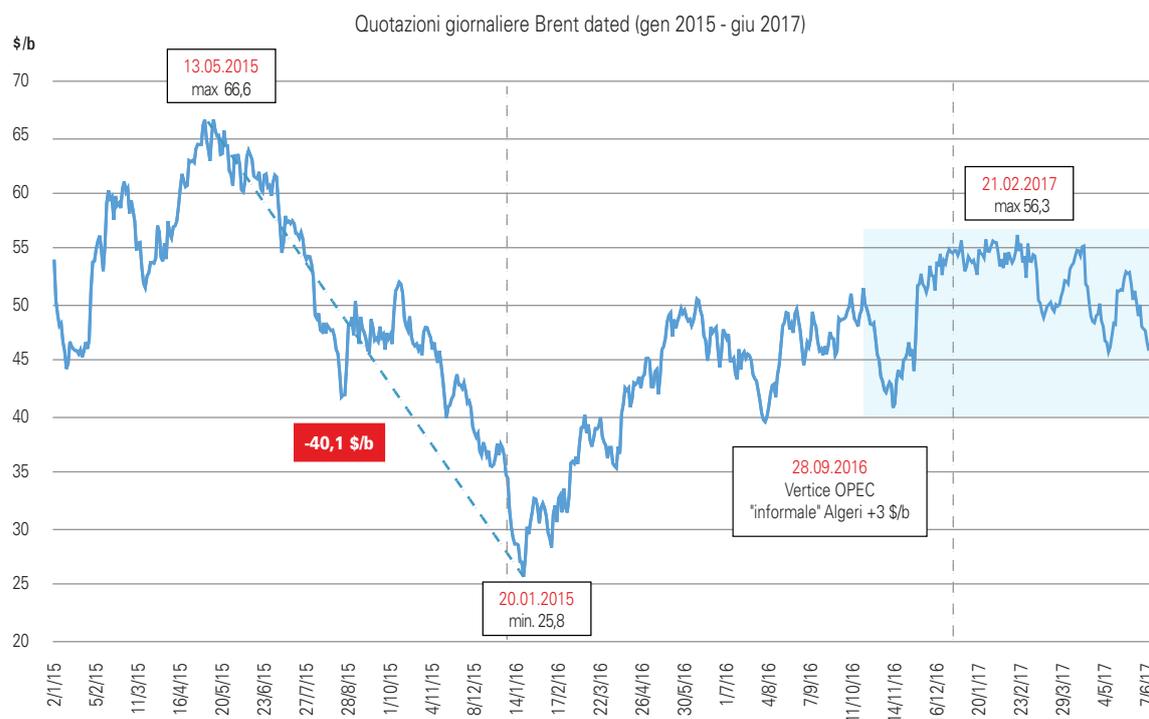
senta un chiaro abbandono della linea non interventista seguita dal novembre 2014 su iniziativa dell'Arabia Saudita. Le piazze finanziarie avevano infatti già parzialmente scontato la decisione con una prima spirale al rialzo ad ottobre, quando le quotazioni avevano superato i 51 dollari/barile (+98 per cento sul minimo di 25,8 in gennaio). Nel mese di novembre i valori sono tornati al livello di 40 dollari/barile e nuovamente rimbalzati verso i 53 ai primi di dicembre dopo la formalizzazione degli accordi.

Nonostante i rincari della seconda parte dell'anno, in media il *Brent dated* per l'anno si è comunque attestato su un valore inferiore del 17,3 per cento rispetto al 2015 e del 56,3 per cento rispetto al 2014, con una media annua di 43,3 dollari/barile.

Nei primi cinque mesi del 2017 tale media è però risalita a circa 53 dollari/barile, con picchi vicini ai 55 dollari nei primi giorni di aprile, su cui pesa l'aumento dei volumi intermediati dai grandi trader internazionali che hanno assunto un ruolo

**Petrolio** Quotazioni internazionali

Eventi 2016	20 gennaio	16 febbraio	17 aprile	2 giugno	29 settembre	10 ottobre	30 novembre/ 10 dicembre
	Il prezzo del petrolio cade al minimo di 25,8 \$/b.	Per stabilizzare il prezzo Arabia Saudita e Russia propongono di congelare la produzione sui livelli di febbraio. L'Iran è contrario.	Vertice di Doha. L'Arabia frena sui tagli. Pesa l'assenza dell'Iran che non intende porre un tetto alle estrazioni. Il congelamento fallisce.	Vertice Opec a Vienna: nessun tetto alla produzione.	Accordo fra i Paesi Opec: un taglio alla produzione da finalizzare a novembre.	Putin rilancia l'idea di collaborare con l'Opec per congelare o tagliare la produzione. I prezzi arrivano ai massimi dell'anno.	Formalizzazione dell'accordo per un taglio fino a 1,8 milioni di barili/giorno dal 1° gennaio 2017 entro sei mesi.



Fonte: UP su dati Platts

via via crescente nel commercio petrolifero mondiale, come rileva un articolo del Financial Times che sottolinea come le prime cinque *trading house* (Vitol, Trafigura, Glencore, Gunvor e Mercuria) movimentino qualcosa come 22 milioni barili/giorno, cioè pari al 69 per cento della produzione Opec.

Per il 2017, nonostante la grande incertezza, le previsioni di prezzo di maggior consenso tra gli analisti si situano al momento tra i 50 e i 60 dollari/barile.

Quanto ai prezzi dei principali prodotti raffinati quotati sui mercati internazionali, nel 2016 la quotazione media annua della benzina si è attestata a 32,2 centesimi euro/litro, con un calo di circa 7 centesimi rispetto al 2015 (-17 per cento), mentre quella del gasolio a 31 centesimi, in discesa di 8 centesimi (-20 per cento).

Medie risalite nei primi cinque mesi dell'anno intorno a 39 centesimi euro/litro per la benzina e a 38 centesimi per il gasolio.

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

	Capacità		Lavorazioni			Capacità a rischio <sup>(*)</sup>	
	2015	Capacità addizionali 2040	2015	2025	2040	2025	2040
Europa	16,5	-1,2	13,7	11,8	10,0	2,7	4,8
Nord America	21,3	-0,3	19,3	18,2	16,0	0,8	3,7
Cina	12,8	4,9	10,8	12,6	14,8	1,2	0,9
India	4,4	3,4	4,6	5,3	7,6	-	-
Asia Ocse	7,6	-0,9	6,8	5,8	4,8	0,5	1,6
Altri Asia	6,9	2,8	5,1	6,3	7,9	0,4	0,4
Russia	6,2	0,1	5,5	4,9	4,6	0,7	1,0
Medio Oriente	8,8	4,3	6,4	10,1	11,6	0,3	0,3
Brasile	2,1	0,8	2,0	2,3	2,7	-	-
Africa	3,3	1,7	2,1	3,1	4,1	0,6	0,5
Altri	4,9	0,5	3,4	3,7	3,5	1,1	1,5
<b>TOTALE</b>	<b>94,8</b>	<b>16,1</b>	<b>79,7</b>	<b>84,1</b>	<b>87,6</b>	<b>8,3</b>	<b>14,7</b>

(\*) 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 margine di fermata per manutenzione. La futura capacità di raffinazione non comprende gli impianti dei quali è già stata annunciata la chiusura.

Fonte: AIE, World Energy Outlook 2016

## L'evoluzione della raffinazione

Nel 2016 i margini lordi della raffinazione, pur rimanendo positivi, non hanno confermato a livello globale la performance del 2015, con **cali particolarmente significativi nelle lavorazioni meno complesse**. In contrazione sono apparsi anche i margini delle raffinerie americane che si sono comunque confermati più alti di circa il 30 per cento rispetto ai valori medi europei, pari a 4-5 dollari/barile.

A livello globale **il mercato della raffinazione presenta ancora un eccesso di capacità produttiva**, sebbene la distribuzione geografica non sia omogenea. Da una parte ci sono infatti i Paesi Ocse che presentano ampi surplus di capacità, dall'altra i Paesi asiatici e il Medio Oriente che invece continuano nei loro programmi di espansione. Stando alle rilevazioni dell'Aie<sup>10</sup>, il surplus complessivo di capacità, dunque a rischio chiusura, potrebbe aggirarsi intorno a 8,3 milioni barili/

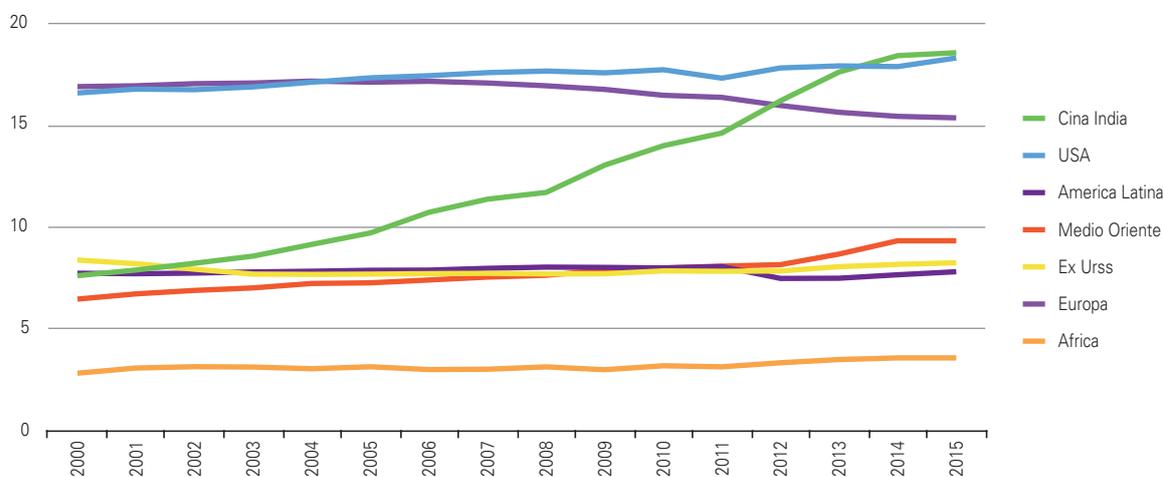
giorno al 2025 e a circa 15 milioni al 2040, di cui quasi la metà concentrato in America ed Europa.

Particolarmente **critica la situazione dell'industria della raffinazione europea** che, pur avendo chiuso negli ultimi 10 anni 19 raffinerie per complessivi 60 milioni di tonnellate, cioè l'11 per cento del totale, mostra ancora un eccesso di capacità produttiva. Ciò nonostante è chiamata a nuovi e imminenti impegni, con particolare riferimento alla revisione comunitaria dell'ETS unitamente alla proposta di revisione della Direttiva sulle rinnovabili, che disegnerà un nuovo approccio per l'impiego dei biocarburanti post 2020.

Altro elemento di rilievo, che impatterà non solo sul sistema della raffinazione ma anche sulla logistica, è rappresentato dai **nuovi limiti al contenuto di zolfo nei bunker** (combustibile marino) decisi a fine 2016 in sede IMO, che diverranno operativi a partire dal 1° gennaio 2020 e che ri-

10 AIE, *World Energy Outlook*, 2016.

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



Fonte: Unione Petrolifera su dati BP Statistical Review

chiederanno da subito interventi di adeguamento per evitare “colli di bottiglia” nelle forniture. Il nuovo limite di 0,5 per cento nel contenuto di zolfo renderà infatti **necessario un nuovo assetto impiantistico delle raffinerie**, con un potenziamento della capacità di conversione e di desol-

forazione, nonché un adeguamento del sistema di stoccaggio e distributivo. Il principale prodotto impiegato oggi negli usi marini, l'olio combustibile, dovrà infatti essere sostituito quasi totalmente da un distillato che richiede linee dedicate e segregate.

# L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA

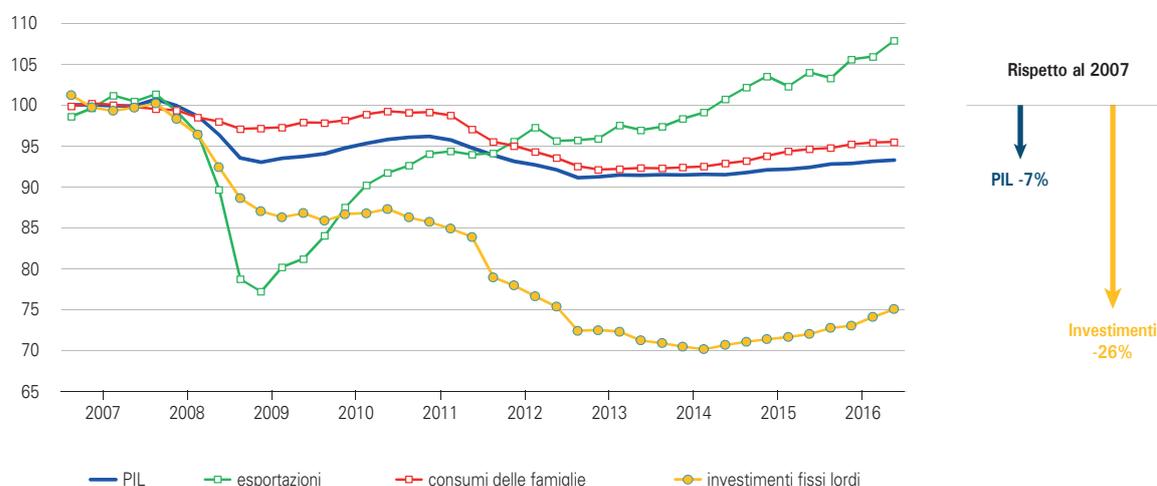
## Il quadro macroeconomico

Nel 2016 è proseguita la moderata ripresa economica nel nostro Paese, consolidando il recupero del 2015. La crescita del Pil dello 0,9 per cento in volume è stata pari alla metà della crescita dei Paesi dell'area euro<sup>1</sup>: siamo ancora inferiori del 7 per cento rispetto ai suoi valori ante crisi del 2007.

Negli ultimi anni i cicli della nostra economia hanno avuto intensità atipica rispetto al passato: **le recessioni sono state più intense e le fasi di recupero più lente e meno accentuate**. Tra il 2008 e il 2013, queste dinamiche sono state conseguenti a shock avversi particolarmente intensi, che potrebbero avere profondamente mutato il

1 Crescita Pil Europa 28 Paesi: +1,9 per cento; Area Euro: +1,8 per cento.

**Italia** PIL e principali componenti della domanda<sup>(\*)</sup>  
(Dati trimestrali; indici: 2007=100)



(\*) Quantità a prezzi concatenati; dati destagionalizzati e corretti per i giorni lavorativi.

Fonte: Banca d'Italia su dati Istat

**Italia** I dati macroeconomici

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 (*)
Variazione percentuale vs anno precedente													
Prodotto interno lordo <sup>(a)</sup>	+1,6	+0,9	+2,0	+1,5	-1,1	-5,5	+1,7	+0,6	-2,8	-1,7	+0,1	+0,8	+0,9
Produzione industriale <sup>(b)</sup>	+0,9	-1,8	+3,1	+2,5	-3,2	-18,7	+6,9	-0,4	-6,0	-3,2	-1,0	+1,8	+1,2
Inflazione	+2,1	+2,1	+2,1	+1,7	+3,4	+0,8	+1,5	+2,8	+3,0	+1,2	+0,2	-	-0,1
Investimenti fissi lordi <sup>(a)</sup>	+2,1	+1,7	+3,2	+1,6	-3,1	-9,9	-0,5	-1,9	-9,3	-6,6	-3,4	+0,8	+2,9
Percentuale delle forze di lavoro													
Disoccupazione <sup>(c)</sup>	8,0	7,7	6,8	6,1	6,7	7,7	8,4	8,4	10,7	12,1	12,7	11,9	11,7
Miliardi di euro													
Saldo import-export	-2,3	-9,6	-20,8	-9,4	-13,1	-6,4	-31,2	-25,6	+9,3	+29,2	+41,9	+41,8	+51,5
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	52	62	56	25	44	83	68	57	48	47	49	44	41
Debito delle Amministrazioni pubbliche <sup>(d)</sup>	1.450	1.519	1.588	1.606	1.671	1.770	1.851	1.907	1.989	2.070	2.137	2.173	2.218
Pil a euro correnti	1.448	1.490	1.548	1.610	1.632	1.573	1.605	1.637	1.613	1.605	1.622	1.645	1.672

(\*) Dati provvisori.

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

Fonte: Istat, Banca d'Italia

**Italia** I consumi di energia  
(Miloni di tep)

	2000	2005	2008	2009	2010	2012	2014	2015	2016 <sup>(*)</sup>	Variazione 2016 vs. 2015	Peso sul totale 2016
Combustibili solidi	12,8	17,0	16,7	13,0	14,9	16,6	13,7	13,0	11,8	-9,8%	7,0%
Gas naturale <sup>(a)</sup>	58,4	71,2	69,5	63,9	68,1	61,4	50,7	55,3	58,1	+5,0%	34,4%
Importazioni nette di energia elettrica	9,8	10,8	8,8	9,9	9,7	9,5	9,6	10,2	8,1	-20,2%	4,8%
Petrolio	92,0	85,2	79,3	73,3	72,2	62,2	57,3	58,7	57,8	-1,5%	34,2%
Fonti rinnovabili	12,9	13,6	17,0	20,2	22,9	26,6	34,7	32,6	33,2	+1,9%	19,6%
<b>TOTALE</b>	<b>185,9</b>	<b>197,8</b>	<b>191,3</b>	<b>180,3</b>	<b>187,8</b>	<b>176,3</b>	<b>166,0</b>	<b>169,8</b>	<b>169,0</b>	<b>-0,5%</b>	<b>100,0%</b>

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

<sup>(a)</sup> Serie storica ricostruita in base al coefficiente di 8,190 usato per la trasformazione in tep e adottato a partire dal 2008 dal Ministero dello Sviluppo Economico per uniformità con le statistiche internazionali (Eurostat, AIE).

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

tessuto produttivo, indebolendo fortemente la capacità di reazione dell'economia.

L'attuale fase di ripresa, in atto dal 2014, rispetto ai periodi di espansione del passato mostra una maggiore incertezza che si manifesta in una elevata volatilità dei principali indicatori congiunturali (produzione industriale, commercio estero, fatturato). Inoltre, il **recupero è stato guidato soprattutto dall'attività produttiva del settore manifatturiero**, mentre quello dei servizi ha mantenuto un profilo di espansione a bassa intensità.

Secondo l'Istituto nazionale di statistica (Istat), la capacità delle imprese italiane di competere sui mercati internazionali sembra essersi rafforzata a seguito al processo di selezione operato negli anni

della crisi: il tessuto produttivo si è ricomposto a favore delle imprese finanziariamente più solide e più esposte sui mercati internazionali. Nel periodo 2014-2016, i casi di aumento dell'export sono infatti più diffusi tra le imprese a maggiore sostenibilità economico-finanziaria.

Nel 2016 la **produzione industriale ha registrato un'accelerazione** (+1,7 per cento rispetto al 2015 al netto degli effetti di calendario<sup>2</sup>), con un rafforzamento più marcato nella seconda parte dell'anno.

Tra le componenti interne di domanda che hanno contribuito alla crescita del Pil, vi è l'**espansione dei consumi finali nazionali** (+1,2 per cento, rispetto dal +1,0 del 2015), sostenuti dall'incremento del reddito disponibile in termini reali

2 La variazione dell'indice grezzo è stata pari a 1,2 per cento.

**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 <sup>(1)</sup>	Spesa per consumi delle Amministrazioni Pubbliche	Domanda nazionale <sup>(2)</sup>	Esportazioni di beni e servizi	Importazioni di beni e servizi
2012	-2,8	-9,3	-3,9	-1,4	-5,7	2,3	-8,1
2013	-1,7	-6,6	-2,5	-0,3	-2,6	0,7	-2,4
2014	0,1	-2,3	0,3	-0,7	0,2	2,7	3,2
2015	0,8	1,6	1,6	-0,7	1,4	4,4	6,8
2016	0,9	2,9	1,4	0,6	1,0	2,4	2,9
2016 I	0,4	1,0	0,2	0,9	0,4	-0,7	-1,1
II	0,1	0,4	0,5	-0,3	-	2,2	2,2
III	0,3	1,5	0,2	-0,2	0,4	0,3	1,0
IV	0,2	1,3	0,1	0,6	0,2	1,9	2,2

<sup>(1)</sup> Istituzioni senza scopo di lucro al servizio delle famiglie.

<sup>(2)</sup> Include la variazione delle scorte e oggetti di valore.

Fonte: Banca d'Italia su dati Istat

(+1,6 per cento), grazie alla crescita dei redditi nominali, alla **stabilità dell'inflazione** e all'**aumento dell'occupazione**, per il secondo anno consecutivo, con un ritmo più intenso rispetto all'anno precedente. Tuttavia il tasso di occupazione è al 57,2 per cento (+0,9 punti percentuali), restando ancora lontano dalla media Ue (66,6 per cento).

Oltre ai consumi, anche gli **investimenti fissi lordi** nel 2016 hanno registrato un'**accelerazione rispetto all'anno precedente** (+2,9 per cento, a fronte del +1,6 nel 2015), particolarmente per gli investimenti in mezzi di trasporto (+27,3 per cento).

Dopo otto anni di contrazione, anche gli investimenti in costruzioni tornano a rilevare un segno positivo (+1,1 per cento).

Mentre le esportazioni hanno segnato una crescita relativamente più contenuta dell'anno precedente (+2,4 per cento rispetto al 4,4 del 2015) e inferiore a quella delle importazioni (+2,9 per cento) e le tendenze positive per gli scambi con l'estero sono proseguite nei primi mesi del 2017.

Con una variazione pari al - 0,1 per cento, l'**indice dei prezzi al consumo per l'intera colletti-**

**vità (NIC)** ha rallentato per il quarto anno consecutivo ed è dal 1959 (quando fu pari a - 0,4 per cento) che non si registrava una variazione dei prezzi negativa. La stagnazione dell'inflazione ha risentito principalmente della prolungata flessione dei costi delle materie prime, soprattutto dei prezzi dei beni energetici non regolamentati, con i **carburanti** (benzina e gasolio) che **hanno registrato una ulteriore flessione del 5,9 per cento in media nel 2016**, dopo il - 10,3 per cento del 2015.

Nei primi mesi dell'anno, con i prezzi delle principali materie prime industriali in rialzo, in corso l'inflazione ha invece segnato un'accelerazione, con una inversione di tendenza.

Nel 2016 l'**indebitamento netto delle Amministrazioni Pubbliche** (-40.708 milioni di euro) è sceso dal 2,7 al 2,4 per cento del Pil, risultando in calo di circa 8,1 miliardi rispetto al 2014 (-48.803 milioni di euro, pari al 3,0 per cento del Pil). Il **debito pubblico** invece è salito a 2.218 miliardi e la sua incidenza sul Pil è aumentata di 0,6 punti percentuali: ora è al 132,6 per cento, rispetto al 132,0 dell'anno precedente.

## I consumi di energia

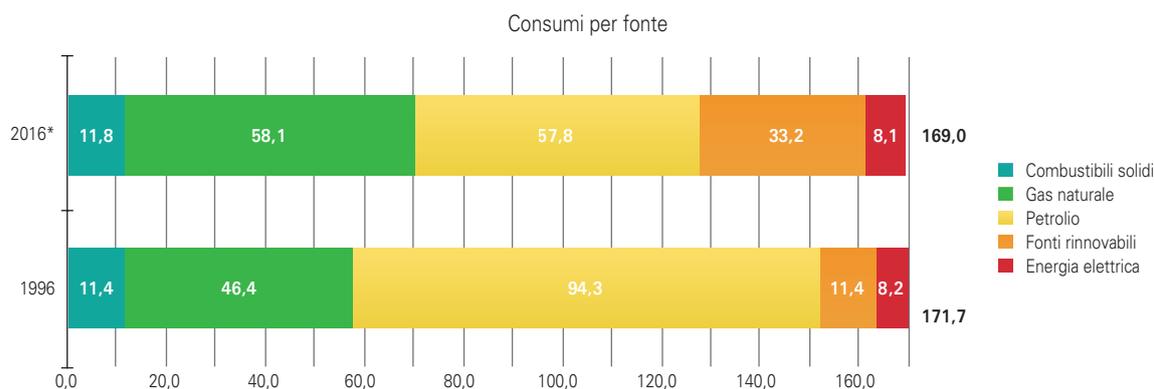
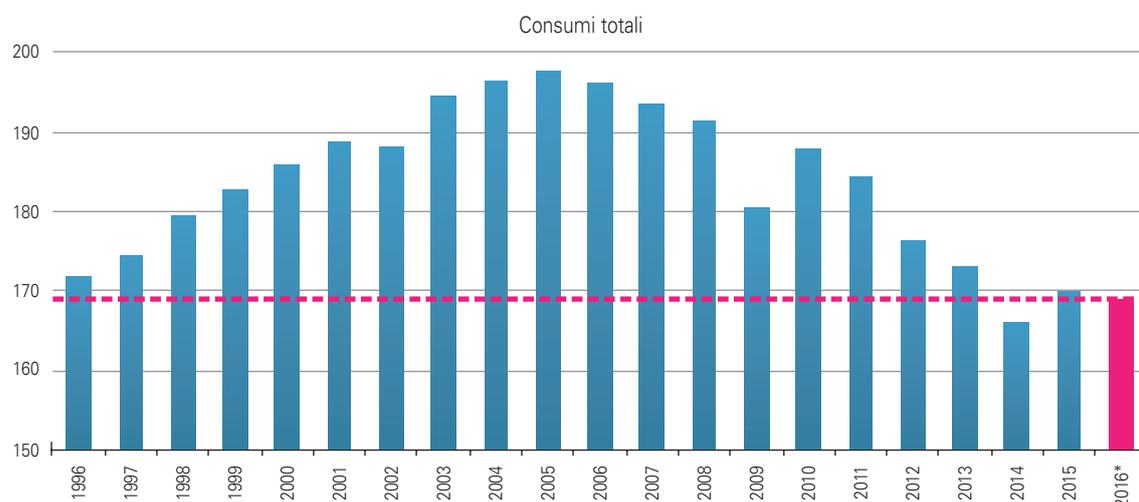
Nel 2016 la domanda di energia nel nostro Paese ha segnato una battuta di arresto, attestandosi a 169 Mtep (-0,5 per cento), un livello sostanzialmente analogo all'anno precedente, dopo essere aumentata di quasi 4 Mtep (+2,3 per cento) nel 2015. Tale andamento riflette il disaccoppiamento fra crescita del Pil e domanda di energia, influenzata da interventi di efficienza energetica da un lato e mutamenti dei comparti produttivi e dall'aumentata attenzione al risparmio energetico per effetto della crisi dall'altro.

Rispetto al massimo dei consumi rilevato nel 2005 (197,8 Mtep), essi sono scesi del 15 per cento circa.

Fra le peculiarità che hanno modificato sostanzialmente i contributi delle principali fonti energetiche si segnalano:

- **la flessione di oltre il 20 per cento delle importazioni nette di energia elettrica**, in conseguenza della fermata di 18 centrali nucleari francesi per controllo sicurezza sui reattori;

**Italia** Consumi di energia totali e per fonte  
(Milioni di tep)



(\*) Dati provvisori.

Fonte: UP su dati del Ministero dello Sviluppo Economico

- **la forte ripresa del gas naturale** (+5 per cento), particolarmente nel termoelettrico (+13 per cento), dove ha sostituito il carbone grazie alla consistente riduzione dei suoi prezzi.

Sono quindi risultati in calo i **combustibili solidi** (-9,8 per cento) e in flessione dell'1,5 per cento anche il **petrolio**, che con un contributo del 34,2

per cento al totale della domanda, per solo due decimali **cede il primato al gas** (34,4 per cento) come **prima fonte di energia del Paese**.

In aumento dell'1,9 per cento le **fonti rinnovabili**, sostanzialmente grazie alla produzione dell'eolico, che ha rilevato un +12,5 per cento.

## La fattura energetica e petrolifera

La riduzione dei consumi di energia (-0,5 per cento) e l'indebolimento del cambio euro/dollaro (-0,3 per cento) hanno influenzato marginalmente la **fattura energetica** nel 2016, che ha rilevato un **nuovo consistente ridimensionamento soprattutto grazie al calo delle quotazioni di gas e petrolio**.

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 **25,3 miliardi di euro, contro i 34,9 del 2015** (-28 per cento), con un **risparmio di 9,6 miliardi di euro**. Solo quattro anni prima, nel 2012, aveva raggiunto la cifra record di 64,9 miliardi e rispetto ad allora il risparmio è pari a 39,6 miliardi.

Il **peso della fattura energetica sul Pil** nel 2016 è sceso all'1,5 per cento rispetto al 2,8 del 2014 e al 4 per cento del 2012: anno con l'incidenza più elevata di questi ultimi 10 anni<sup>3</sup>.

Tutte le fonti hanno rilevato decrementi rispetto all'anno precedente, in modo particolare il gas, che ha **contribuito per oltre il 50 per cento al risparmio sulla spesa energetica**. È scesa infatti di circa **4,9 miliardi di euro** la spesa netta per l'**approvvigionamento del gas**, che è passata da 14,5 a poco più di 9,6 miliardi di euro (-34 per cento).

In ulteriore riduzione anche la **fattura petrolifera**, **passata dai 16,190 miliardi del 2015 a 12,557 miliardi di euro** (oltre 3,6 miliardi in meno, pari al -22 per cento).

Il **costo medio annuo di una tonnellata di greggio** è stato pari a 281,3 euro contro i 345,6 del 2015, con un **decremento del 18,6 per cento**, che è la risultante di un minore costo all'origine (-18,8 per cento in dollari), sulla quale ha inciso marginalmente il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-0,3 per cento).

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

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

	2000	2005	2008	2010	2012	2013	2014	2015	2016 <sup>(1)</sup>
Combustibili solidi	1.009	1.892	2.927	2.270	2.775	1.812	1.404	1.316	1.107
Gas naturale	7.835	12.194	22.253	18.998	24.189	20.421	15.524	14.526	9.628
Petrolio	18.653	22.412	32.474	28.432	33.908	30.450	24.912	16.190	12.557
Biocarburanti e biomasse	67	135	463	1.129	1.616	1.366	1.017	837	736
Altre <sup>(2)</sup>	1.523	2.135	1.948	2.409	2.389	2.044	1.780	2.053	1.272
<b>TOTALE</b>	<b>29.087</b>	<b>38.768</b>	<b>60.065</b>	<b>53.238</b>	<b>64.877</b>	<b>56.093</b>	<b>44.637</b>	<b>34.922</b>	<b>25.300</b>

<sup>(1)</sup> Valori provvisori.

<sup>(2)</sup> Comprende: energia elettrica, combustibili nucleari e altri combustibili minori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat

Il peso sul Pil della fattura petrolifera è di conseguenza sceso allo 0,7 per cento rispetto all'1 per cento del 2015 e al 2,1 per cento del 2011-2012, rappresentando quindi il valore più bas-

so da fine anni novanta. Nel periodo di picco (1980 – 83) era stato invece mediamente del 4,6 per cento.

## I combustibili solidi

Nel 2016 la domanda di combustibili solidi ha registrato un ulteriore forte calo (-9,8 per cento).

E' la quarta flessione consecutiva su base annua: dai 16,6 Mtep del 2012 sono scesi a 11,8 Mtep (-29 per cento). Sull'andamento del 2016 ha inciso in misura determinante l'impennata del prezzo della materia prima, raddoppiata in pochi mesi nella seconda metà dell'anno, grazie alla maggiore domanda cinese.

Il disaccoppiamento rispetto al prezzo del gas, che da luglio in poi è rimasto stabile mentre il carbone aumentava, ha reso il gas economicamente più

conveniente, producendo un "fuel switching" fra le due fonti nella produzione termoelettrica, di cui quella a combustibili solidi è scesa di circa il 20 per cento<sup>4</sup>.

Le criticità del comparto termoelettrico sono state particolarmente evidenti nelle centrali a carbone. Negli ultimi anni la potenza termoelettrica a carbone si è ridotta (Porto Marghera, Vado Ligure, Tirreno Power, Brindisi nord), sia per la crisi economica che per accertamenti giudiziari, con conseguenze anche sugli esuberanti del personale. Molti progetti sono stati archiviati (Saline Joniche, Fiume Santo, Porto Tolle e Rossano Calabro).

4 Stime Enea in "Analisi trimestrale del Sistema Energetico Italiano Anno 2016", n. 1/2017.

**Europa** Confronto tra prezzi del carbone e del gas  
(Dati normalizzati al primo prezzo del 2013 disponibile)



Fonte: GSE, Rapporto annuale, 2016 sulle aste di quote europee di emissione

Tuttavia proprio nei primi mesi di quest'anno, data la crisi del nucleare francese, aggravata dalla forte ondata di freddo, per fronteggiare eventuali emergenze del sistema elettrico nazionale il Ministero dello Sviluppo Economico ha chiesto il rinvio della chiusura di tre impianti, fra cui due a carbone (la centrale di Genova da 155 MW e quella di Bastardo in Umbria da 150 MW), per consentirne l'eventuale temporaneo riavvio in caso di necessità.

Attualmente le centrali di Bastardo e Chivasso sono rimaste a disposizione, in attesa che il Ministero completi la valutazione dei margini di riserva del sistema elettrico nel prossimo periodo estivo, data l'attuale scarsità delle risorse idriche, mentre il 31 marzo scorso il Ministero ha autorizzato la chiusura definitiva della centrale di Genova.

## Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico

Dopo anni di costante crescita e la battuta di arresto del 2015 (-6 per cento), nel 2016 le Fonti Energetiche Rinnovabili – FER hanno segnato un recupero del +1,9 per cento e con 33,2 Mtep hanno soddisfatto il 19,6 per cento della domanda energetica del nostro Paese (erano circa al 21 per cento nel 2014).

L'incidenza sui Consumi Finali Lordi<sup>5</sup> complessivi del 2016 è stata pari al 17,6 per cento: è stato quindi raggiunto in anticipo e superato il target del 17 per cento della Direttiva al 2020 per il nostro Paese.

5 I criteri di contabilizzazione previsti nella Direttiva 2009/28/CE per monitorare gli obiettivi al 2020 considerano la normalizzazione della produzione idroelettrica ed eolica, la contabilizzazione dei soli bioliquidi e biocarburanti sostenibili e l'energia fornita dalle pompe di calore.

### Italia Le fonti rinnovabili nel 2016

	Potenza (MW)			Produzione (GWh)		
	2015	2016 <sup>(1)</sup>	Variazione %	2015	2016 <sup>(1)</sup>	Variazione %
Idrica <sup>(1)</sup>	18.543	18.690	0,8%	45.537	41.003	-10,0%
Eolica	9.162	9.486	3,5%	14.844	16.699	12,5%
Fotovoltaico	18.892	19.265	2,0%	22.942	22.354	-2,6%
Bioenergie <sup>(2)</sup>	4.057	4.098	1,0%	19.396	19.510	0,6%
Geotermica	821	821	–	6.185	6.207	0,4%
<b>TOTALE</b>	<b>51.475</b>	<b>52.360</b>	<b>1,7%</b>	<b>108.904</b>	<b>105.773</b>	<b>-2,9%</b>

<sup>(1)</sup> Dati provvisori su dati TERNA/GSE.

<sup>(1)</sup> Da apporti naturali.

<sup>(2)</sup> Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti.

Fonte: Ministero Sviluppo Economico, "La situazione energetica nazionale nel 2016", aprile 2017

La produzione elettrica lorda è tuttavia scesa ulteriormente dai 108,9 TWh del 2015 a 105,8 TWh (-2,9 per cento). La flessione è dovuta al nuovo **forte calo dell'idroelettrico** (41 TWh, - 10 per cento), rimasto sui valori minimi degli ultimi 10 anni dopo il record storico del 2014, quando aveva superato i 58,5 TWh.

Sostanzialmente stabili la **geotermica** e le **bioenergie**, mentre il **fotovoltaico** segna per la prima volta una flessione del 2,6 per cento.

La fonte rinnovabile con i migliori risultati del 2016 è stata invece l'**eolico**, che ha segnato un forte recupero (+12,5 per cento) ed ha prodotto 2 TWh in più.

Rispetto ai trend di crescita sostenuta rilevata fino al 2013, le FER sono entrate in una fase di sviluppo più matura.

Inizialmente sono state sostenute da molteplici e differenziati meccanismi pubblici di incentivazione diretta, poi il livello di supporto pubblico si è progressivamente ridotto, parallelamente alla riduzione dei costi degli impianti e all'aumento di efficienza delle tecnologie che si andavano diffondendo.

Nella fase matura attuale ci si attende di promuovere lo sviluppo delle FER con minori risorse ed il Gestore dei Servizi Energetici – GSE ha stimato a fine 2016<sup>6</sup> le loro **potenzialità di sviluppo tendenziali, in base all'evoluzione degli incentivi attualmente in vigore**. Al 2020 per circa 8 GW di potenza installata si concluderà il periodo di incentivazione, tuttavia il GSE si aspetta un aumento di circa 7 TWh della loro produzione nello scenario di riferimento, che potrebbe superare gli 8 TWh nel caso “Best”, ma potrebbe anche scendere di circa 13 TWh in quello “Worst” nell'eventuale dismissione di tutti gli impianti al termine del periodo di incen-

tivazione. Alla luce degli obiettivi della nuova SEN per le FER una revisione del sistema incentivante sembra quindi non sia da escludere.

La componente A3, a carico dei consumatori elettrici e dalla quale sono tratte le risorse per l'incentivazione delle FER, dovrebbe aver raggiunto il suo valore massimo proprio nel 2016 (14,4 miliardi di euro).

Dopo essere cresciuta rapidamente dai circa 3 miliardi del 2009 a circa 13 nel 2014 e fino a 14,4 nel 2016 (anno di picco), il GSE ne stima una riduzione a 12,6 miliardi nell'anno in corso e progressivamente attorno agli 11,7 dal 2019 al 2023. Successivamente infatti dovrebbe continuare a contrarsi per la conclusione del periodo di incentivazione di alcuni impianti di grande dimensione.

Lo sviluppo delle FER ha prodotto un altro rilevante fenomeno: il **diffondersi della generazione distribuita**<sup>7</sup>, per la maggior parte composta da impianti fotovoltaici di piccola taglia. Secondo l'ultimo monitoraggio<sup>8</sup> dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il Sistema Idrico – AEEGSI, nel 2015 i mini impianti presenti in Italia sfioravano le 700 mila unità (698.777), con un aumento di oltre 41 mila rispetto all'anno precedente. Con oltre 30 mila MW (30.325) di capacità, essi rappresentano più del 25 per cento della potenza efficiente lorda nazionale. La loro produzione lorda è stata pari a 62,8 TWh, pari a circa il 22,2 per cento dell'intera produzione elettrica nazionale.

Sotto il **profilo societario**, si segnala che:

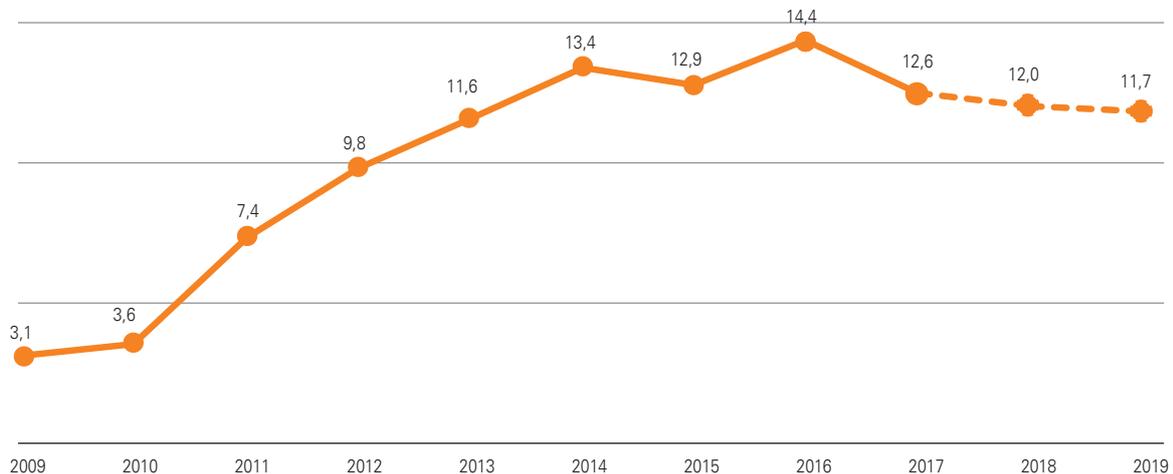
a dicembre 2016 è stato stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ERG Renew S.p.A. ed ERG Renew Operations & Maintenance S.r.l. in ERG Power Generation S.p.A. Gli effetti della fusione sono decorsi dal 1° gennaio 2017.

6 GSE, “Energie rinnovabili al 2020. Scenari tendenziali”, 13 dicembre 2016.

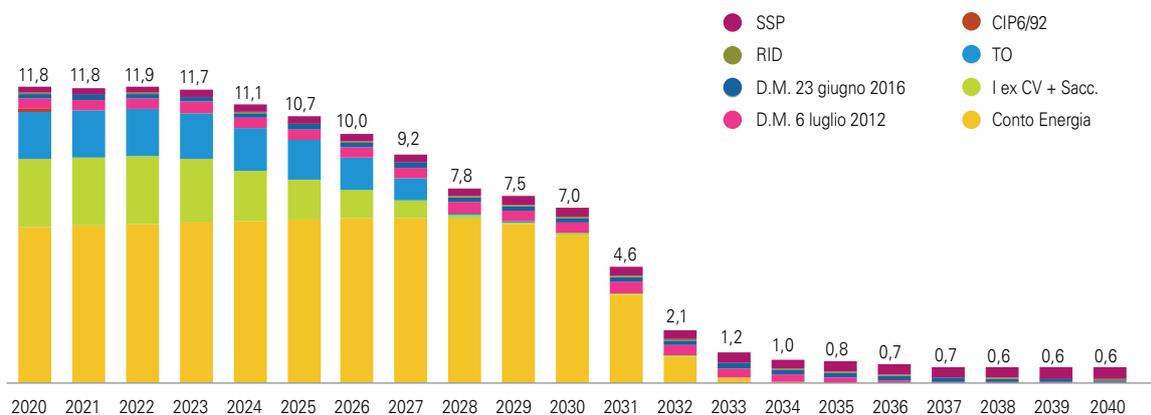
7 In base alla Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 è stata introdotta la definizione di “generazione distribuita”, in modo da rendere confrontabili i dati dei vari Paesi europei. La “generazione distribuita” comprende l'insieme degli “impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione”, indipendentemente dal loro valore di potenza.

8 AEEGSI, “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2015”, aprile 2017.

**Italia** Evoluzione passata e prospettica del fabbisogno economico derivante dai meccanismi di incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili nel settore elettrico  
(Miliardi di euro della componente A3 a carico degli utenti finali)



EVOLUZIONE DEI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE



Legenda:

**CE:** Conto Energia;  
**FTV:** Fotovoltaico;  
**SSP:** Scambio sul Posto;

**CV:** Certificati Verdi;  
**RID:** Ritiro Dedicato;  
**TO:** Tariffa Omnicomprensiva.

**FER:** Fonti Energetiche Rinnovabili;  
**SAC:** Sacchariferi;

Fonte: GSE, "Rapporto attività 2016", marzo 2017

È stata quindi conclusa l'internalizzazione delle attività di gestione e manutenzione (O&M) in Italia e tale processo è stato iniziato anche all'estero (Francia e Germania).

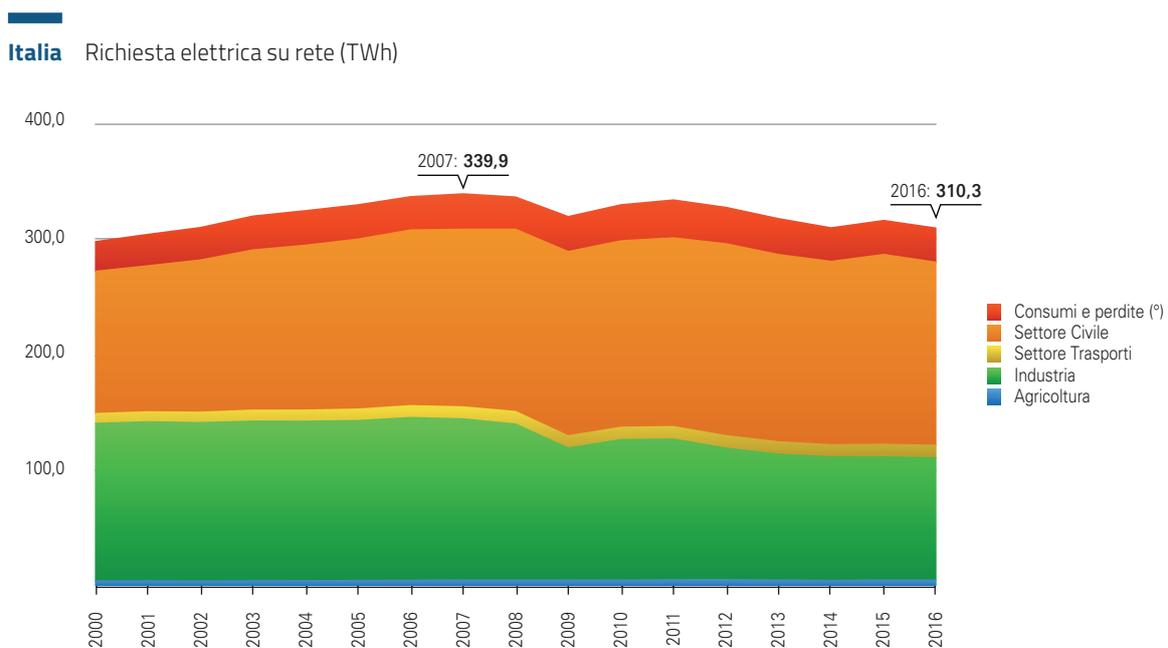
La domanda di energia elettrica, dopo il parziale recupero per motivi climatici del 2015, ha rilevato una nuova flessione del 2,1 per cento perdendo oltre 6,6 TWh. I 310,3 TWh di richiesta in rete sono stati coperti per l'11 per cento con importazioni nette dall'estero (in calo del 20,2 per cento rispetto al 2015), per il 34 per cento con fonti rinnovabili<sup>9</sup> e per il 55 per cento con la trasformazione di combustibili fossili nelle centrali termoelettriche.

Elemento di novità del 2016, che ha impattato notevolmente sull'offerta elettrica nazionale, è stata l'imprevista fermata per manutenzione nell'ultimo trimestre dell'anno di 21 dei 58 reattori

nucleari francesi (pari al 34 per cento della sua capacità atomica), il che, oltre ad effetti sui prezzi dei MWh elettrici, sui quali generalmente i volumi importati dalla Francia agiscono come calmieratori, ha provocato un inatteso rimbalzo della produzione termoelettrica a gas italiana e un aumento del nostro export verso tale Paese.

Con le importazioni di elettricità scese di oltre il 59 per cento ed il saldo estero crollato di quasi il 70 per cento a dicembre 2016, il sistema elettrico nazionale nell'ultimo trimestre dello scorso anno ha subito suo malgrado un esperimento di grande rilevanza nel contesto dell'attuale dibattito sulla *overcapacity* delle centrali. La riduzione forzata delle importazioni ha permesso di testare con uno scenario di stress il sistema, in quanto la produzione termica a fine 2016 è dovuta tornare a livelli non più raggiunti da febbraio 2012 (20 TWh).

9 Calcolata sul totale della produzione lorda.



(\*) Consumi e perdite dei settori trasformazione, distribuzione.

Fonte: Terna

## | FOCUS |

### L'impegno delle industrie petrolifere nella lotta ai cambiamenti climatici – Proseguono le iniziative dell'OGCI

A novembre 2016, in coincidenza con l'entrata in vigore dell'accordo COP 21 sul clima e alla vigilia della COP 22<sup>1</sup>, la Oil and Gas Climate Initiative – OGCI<sup>2</sup> ha annunciato un **investimento da un miliardo di dollari nei prossimi 10 anni per favorire lo sviluppo e accelerare la diffusione commerciale di tecnologie innovative a basse emissioni**: in sostanza mira a fornire **soluzioni tecnologiche su larga scala per**

**creare un salto di qualità che aiuti a contrastare il cambiamento climatico.**

Le aziende che compongono attualmente l'OGCI (BP, CNPC, Eni, Pemex, Reliance Industries, Repsol, Royal Dutch Shell, Saudi Aramco, Statoil e Total) e che intendono guidare la risposta dell'industria ai cambiamenti climatici, insieme rappresentano un quinto della produzione di petrolio e gas del mondo.

**Oil and Gas Climate Initiative** Le Compagnie aderenti all'OGCI nel 2016

									
BP	CNPC	ENI	PEMEX	RELIANCE	REPSOL	SAUDI ARAMCO	SHELL <sup>(*)</sup>	STATOIL	TOTAL
<b>Anno di fondazione</b>									
1908	1988	1953	1938	1973	1927	1933	1907	1972	1924
<b>Sede principale</b>									
Regno Unito	Cina	Italia	Messico	India	Spagna	Arabia Saudita	Olanda	Norvegia	Francia
<b>Presidente o Amministratore delegato (nomina)</b>									
Bob Dudley (2010)	Wang Yillin (2015)	Claudio Descalzi (2014)	Jose Antonio Gonzalez Anaya (2016)	Sh. Mukesh D. Ambani (2012)	Josu Jon Imaz (2014)	Amin H. Nasser (2015)	Ben van Beurden (2014)	Eldar Saetre (2015)	Patrick Pouyanne (2014)
<b>Dipendenti, 2015</b>									
80.000	1.460.000	34.000	138.000	25.000	27.000	65.000	93.000	21.000	96.000
<b>Paesi in cui operativi</b>									
80	-	69	-	8	40	-	70	36	130
<b>Milioni, barili di petrolio equivalenti al giorno, 2015</b>									
3,3	5,5	1,8	3,3	0,1	0,6	12,1	3,0	1,9	2,3

<sup>(\*)</sup> I dati per la Shell non comprendono quelli della BG, acquisita nell'anno, con 4mila addetti ed una produzione di 0,7 milioni di barili di petrolio equivalenti.

Fonte: OGCI, "Taking action accelerating a low emissions future", novembre 2016

- 1 Ventunesima sessione annuale della Conferenza delle Parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) si è tenuta a Parigi dal 30 novembre al 12 dicembre 2015. La Ventiduesima dal 7 al 18 novembre 2016 a Marrakesh (Marocco).
- 2 L'OGCI è un'iniziativa lanciata nel 2014 con l'obiettivo di catalizzare azioni concrete per ridurre le emissioni di gas serra.

Lavorando insieme in questa iniziativa, con un investimento che rappresenta un livello di collaborazione e una condivisione delle risorse senza precedenti nell'industria *Oil and Gas*, le compagnie del settore vogliono avere **un ruolo chiave nel ridurre le emissioni di gas serra, continuando comunque a fornire l'energia di cui il mondo ha bisogno**. Questo ulteriore investimento andrà infatti ad integrare i programmi già esistenti per le tecnologie *low carbon* delle singole società e si avvarrà delle competenze e delle risorse delle Aziende associate.

Il fondo OGCI Climate Investments finanzia nuove iniziative e progetti che hanno **il potenziale di ridurre significativamente le emissioni, nonché il miglioramento dell'efficienza energetica e operativa nelle industrie ad alta intensità energetica** e in tutte le modalità di trasporto.

Attraverso un dettagliato lavoro tecnico, sono state individuate due iniziali aree di interesse, sulle quali l'industria *Oil and Gas* esercita un'influenza significativa e nelle quali la collaborazione può avere l'impatto maggiore:

- accelerare l'introduzione di tecnologie per la **cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio**;
- ridurre il *gas flaring* e le perdite di metano dalle infrastrutture di trasporto al fine di massimizzare i benefici climatici del gas naturale.

Per quanto riguarda alcune delle iniziative in corso si segnala che:

- l'**Eni** nei primi mesi di quest'anno ha preso la decisione finale di investimento per 4 dei 5 impianti previsti dalla prima fase del "Progetto Italia", la parte nazionale del suo Piano FER<sup>3</sup>. I progetti della prima fase per 85 MW fotovoltaici complessivi saranno sviluppati ad Assemini, Porto Torres, Monte S. Angelo, Priolo e Augusta. Nella seconda fase sono

previsti 135 MW in nove impianti (Porto Torres, Assemini, Priolo, Ferrandina, Portoscuso, Cengio, Crotone, Brindisi, Belvedere e Spinello) soprattutto fotovoltaico, ma anche biomasse e una centrale solare a concentrazione. Complessivamente nei prossimi 3 anni sono previsti investimenti per 500 milioni di euro in attività e sviluppo di progetti; seguite dalla Divisione "*Energy Solution*" e altri 500 milioni in ricerca.

Fra le varie attività per sviluppare progetti di generazione elettrica da FER su larga scala (eolico *onshore* e *offshore*), soluzioni ibride gas-rinnovabili, progetti *waste to energy*, *smart grid* e progetti di *energy storage* ha firmato di recente degli accordi quadro con la General Electric, con Terna ed un memorandum di intesa con il GSE.

Prosegue inoltre il suo impegno nella ricerca e a gennaio di quest'anno ha stanziato 20 milioni di dollari per rinnovare l'accordo di collaborazione quadriennale con il Massachusetts Institute of Technology – MIT per sviluppare alcune tecnologie chiave e contrastare il cambiamento climatico. Dal 2010 al 2016 Eni ha ridotto le emissioni dirette del 31 per cento e punta ad una riduzione delle emissioni per barile prodotto del 43 per cento al 2025 rispetto al 2014;

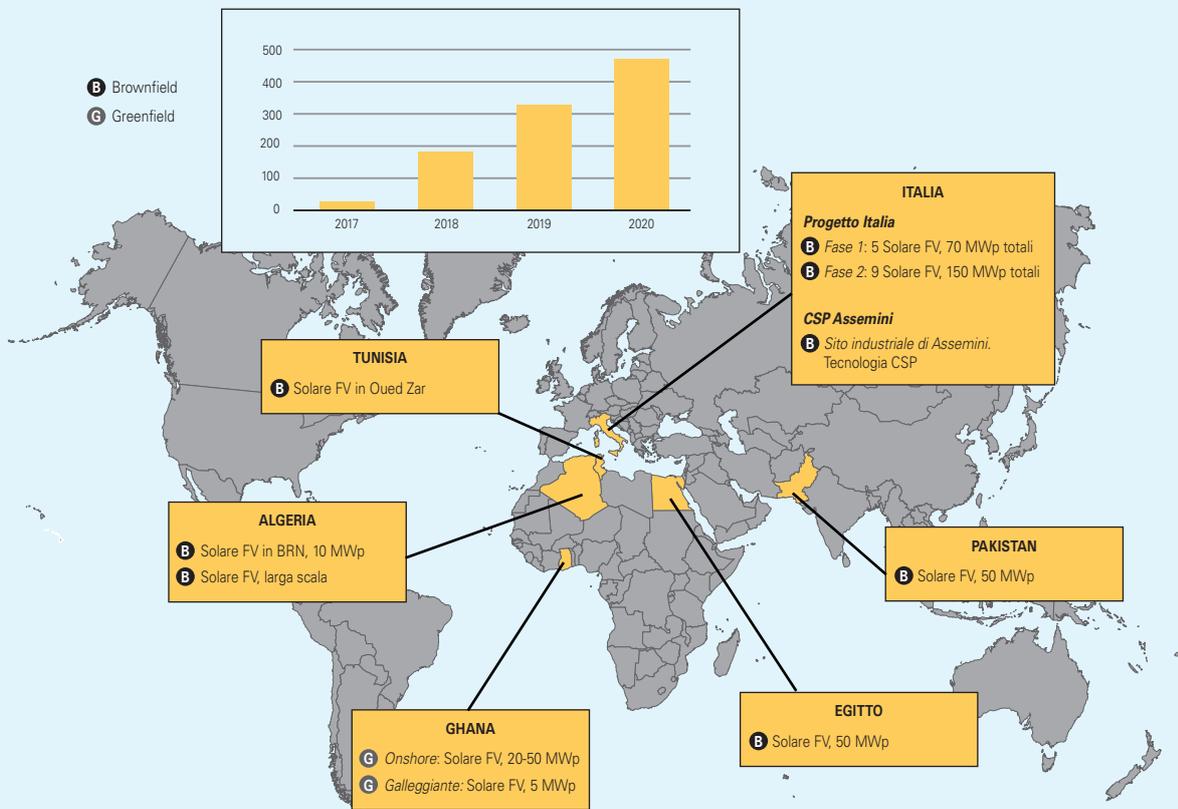
- la **Royal Dutch Shell** parteciperà alla realizzazione del più grande progetto *offshore* in Olanda;
- la norvegese **Statoil** sta già costruendo il terzo parco eolico *offshore* nel Mar Baltico e sta sviluppando il progetto per il primo parco galleggiante al mondo nelle coste ad est della Scozia;

3 Nel 2016 l'Eni ha lanciato un Piano per le fonti rinnovabili, per la realizzazione di 15 progetti in Italia, 2 in Algeria e due in Ghana e uno rispettivamente in Pakistan, Egitto e Tunisia, per una potenza totale di 440 MW di capacità rinnovabile in Italia e all'estero al 2022. Entro fine 2017 mira all'installazione di 200 MW fotovoltaici in Pakistan ed Egitto, mentre nel nostro Paese il "Progetto Italia" prevede al 2022 oltre 220 MW di nuova capacità, con un investimento compreso tra i 200 e i 250 milioni di euro.

- la **Total**, che mira a trasformare il 20 per cento dei suoi investimenti in attività *low-carbon*, a novembre 2016 ha lanciato un programma da 300 milioni di dollari per installare nei prossimi cinque anni impianti fotovoltaici in 5 mila stazioni di servizio in tutto il mondo (800 delle quali in Francia), con una potenza complessiva di 200 MW. Gli impianti FV, con

pannelli prodotti dalla SunPower, la sua filiale solare statunitense, permetteranno al gruppo di ridurre ogni anno le emissioni di CO<sub>2</sub> di 100 mila tonnellate e la bolletta elettrica di 40 milioni di dollari. Total ed ENI sono le sole compagnie petrolifere fra i 181 membri che fanno parte anche di Solar Power Europe.

**Piano ENI Energy Solution** MW degli impianti a fonti rinnovabili in programma al 2020



Fonte: ENI, "2016 Results and 2017-2020 Strategy", 1 Marzo 2017

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha attentamente monitorato tale fase, adottando due misure principali, cioè chiedendo:

- agli operatori elettrici di rinviare la chiusura di tre centrali, per le quali era già stata chiesta autorizzazione alla chiusura<sup>10</sup>, e
- agli importatori di gas naturale di massimizzare le importazioni da tutti i punti di entrata (*entry point*).

Il sistema elettrico italiano ha superato le esigenze della domanda, senza mai raggiungere situazioni di effettiva criticità, ma ciò ha indotto comunque a rivedere la valutazione di *overcapacity*, che non è più così scontata come nel recente passato. Secondo i dati di Terna già a fine 2015 il margine di riserva si era ridotto a circa 6 GW (60 GW di domanda di punta contro 65,4 GW di potenza disponibile), rispetto al 2014 e 2013 quando il margine era di 25 GW (circa 54 GW di punta di domanda e circa 79 GW di capacità/potenza disponibile).

In passato si riteneva che la riserva di capacità necessaria a garantire un sistema in sicurezza fosse circa il 15-20 per cento della domanda di picco. Attualmente per quanto una riserva media pos-

sa essere consistente e superiore al fabbisogno di domanda in larga parte dell'anno, tuttavia può rivelarsi insufficiente quando c'è tensione e dover ricorrere alla capacità di riserva non è poi così irrealistico.

In caso di fenomeni meteorologici estremi (freddo intenso, precipitazioni straordinarie o consistenti variazioni di idraulicità nei bacini italiani ed esteri che possono incidere drasticamente sulla disponibilità di fonte idroelettrica), l'adeguatezza del sistema<sup>11</sup> a garantire la "*Security of Electricity Supply*", che è uno dei pilastri portanti della politica europea sul clima e l'energia, rischia di essere sensibilmente ridotta. Il mercato elettrico infatti in questi ultimi anni si è profondamente trasformato: attualmente un terzo della produzione elettrica è fornito da rinnovabili (di cui il 35 per cento non è programmabile) e la cui capacità non è necessariamente disponibile in presenza di crisi di sistema, mentre alcune centrali obsolete sono state dismesse. Inoltre in presenza di una maggiore integrazione ed interdipendenza fra Paesi e quindi di possibili richieste anche transfrontaliere, il *capacity market*<sup>12</sup> rappresenta quindi una soluzione per assicurare l'adeguatezza del sistema e mantenere un mercato equilibrato, dando stabilità e segnali di lungo termine per investimenti e disinvestimenti.

## Il contributo del gas naturale

Il **gas naturale** ha rappresentato per l'Italia la **fonte energetica "protagonista" del 2016** e grazie ad un ulteriore anno in forte crescita (nuova-

mente registrato l'incremento più alto fra le varie fonti) è divenuta, secondo dati ancora provvisori<sup>13</sup>, la prima fonte di energia del Paese.

10 Vedi anche il capitolo "I combustibili solidi" a pag. 25.

11 Per "adeguatezza" si intende la disponibilità all'interno del sistema elettrico di sufficiente capacità di generazione e di trasmissione per soddisfare la domanda, sia in condizioni normali, che in condizioni anomale (indisponibilità accidentale di impianti, picchi di domanda o bassa produzione delle fonti rinnovabili).

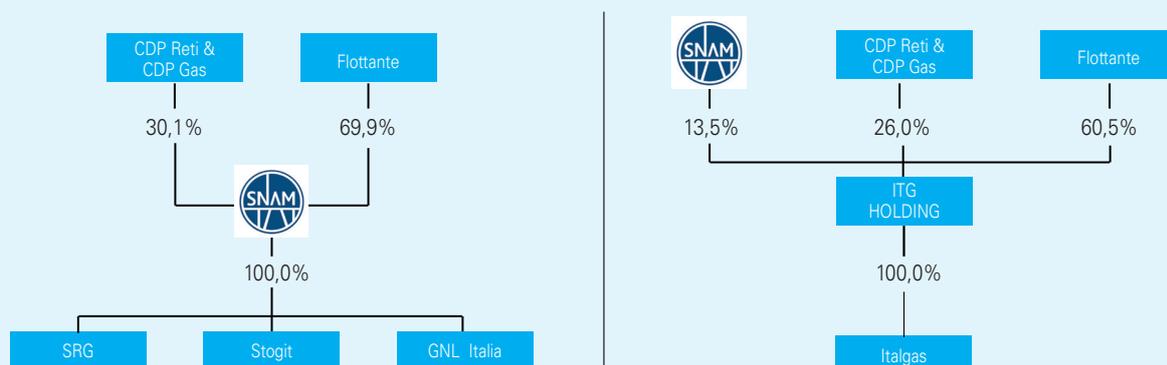
12 Meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva elettrica.

13 Ministero dello Sviluppo Economico, "La situazione energetica nazionale nel 2016", aprile 2017.

## | FOCUS |

### Investimenti e modifiche societarie nel gas – La scissione di Italgas da Snam

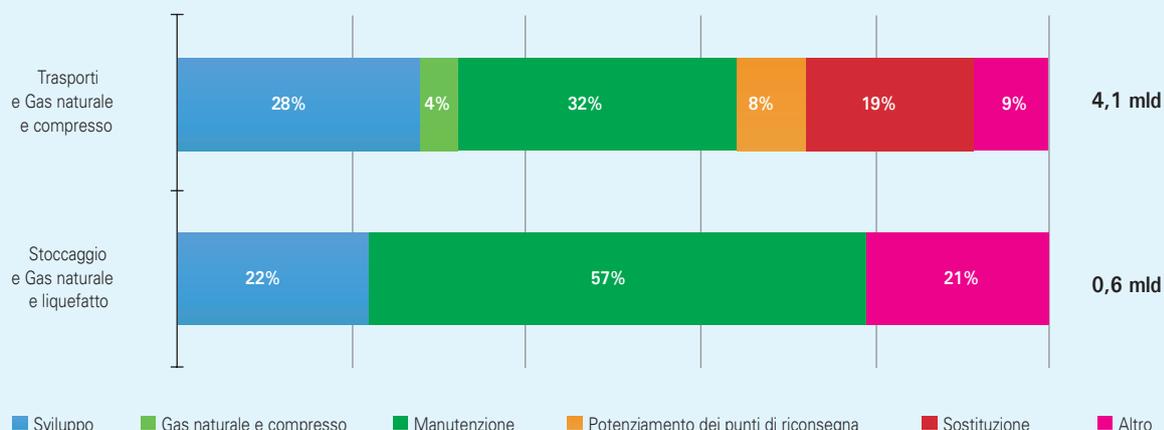
Nel 2016 la Snam ha realizzato una delle più importanti operazioni finanziarie dell'anno. Per focalizzarsi sul suo *core business* (trasporto, rigassificazione e stoccaggio) è stata decisa la scissione parziale e proporzionale delle attività di distribuzione, in capo ad Italgas, che a inizio novembre è stata quotata in Borsa.



Italgas con le sue partecipate possiede 65 mila chilometri di rete, gestisce 7,4 milioni di contatori e distribuisce 8 miliardi di metri cubi di gas, con una quota di mercato del 33,9 per cento<sup>1</sup>.

A settembre dello scorso anno è stata invece rinviata la prevista vendita della Divisione Retail Gas & Power di Eni. Nei primi mesi di quest'anno la Snam ha approvato un piano di investimenti di 5 miliardi di euro per il quinquennio 2017-2021, volto a potenziare il trasporto e lo stoccaggio del gas in Italia e a completare il progetto di *reverse flow* e connessione del Corridoio Sud all'Europa, attraverso la rete italiana.

#### SNAM Piano investimenti 2017-2021 (Miliardi di euro)



<sup>1</sup> In base ai dati del 2015.

Con un aumento di circa 3,4 miliardi di metri cubi (+5 per cento) rispetto all'anno precedente, i consumi sono tornati a sfiorare i 71 miliardi, analoghi a quelli del 2001. Rispetto al picco del 2005, la domanda di gas<sup>14</sup> resta comunque inferiore di oltre 15 miliardi di metri cubi (-17,8 per cento).

Ai tradizionali fattori climatici, che generalmente influenzano la variabilità della domanda, nel 2016 sono subentrati motivi economici e contingenti di assoluta eccezionalità a dare un forte impulso ai suoi consumi:

- il **calo dei prezzi**, che ha favorito la sostituzione del carbone nella generazione elettrica;
- il crollo delle importazioni di elettricità nell'ultimo trimestre, per le **fermate delle centrali nucleari francesi**.

Di conseguenza sono stati rilevati aumenti, particolarmente nell'ultimo trimestre, sia nella **produzione termoelettrica** (+2,7 miliardi di metri cubi, +13 per cento), sia nell'**industria** (+4,6 per cento).

Hanno invece rilevato una battuta di arresto i consumi per **autotrazione** (-0,9 per cento) e quelli del **settore civile** (-0,3 per cento).

Caratteristica del mercato del gas del 2016 è stato il permanere dei suoi **prezzi ai minimi, nella maggior parte dell'anno**: in particolare quelli del gas russo, inferiori ai prezzi *spot*, sono stati i più bassi degli ultimi dodici anni.

Anche i prezzi dei contratti *take or pay* di lungo periodo indicizzati al petrolio sono stati favoriti dal-

le basse quotazioni del greggio rilevate nell'anno precedente.

Sono quindi aumentate le **importazioni** basate su contratti di lungo periodo, come quelli dall'Algeria e dalla Russia. In particolare:

- i volumi dall'Algeria, in costante diminuzione dal 2010, sono quasi triplicati, passando da 7,1 a quasi 19 miliardi di metri cubi, anche grazie alla rinegoziazione del contratto di forniture fra ENI e Sonatrach agganciandolo, almeno in parte (10 miliardi di metri cubi), al *benchmark* di prezzo della Borsa italiana del gas (PSV<sup>15</sup>);
- le importazioni della Russia (pari circa 27 miliardi di metri cubi), che resta il primo fornitore italiano, sono invece risultate in leggero calo rispetto al 2015 (27,7 miliardi), anno in cui erano tornate ad avvicinarsi al massimo storico, anche per la necessità di recuperare i volumi di gas prepagato ma non ritirato;
- fortemente penalizzate invece le importazioni dal Nord Europa per il premio dei prezzi *spot* rispetto a quelli dei contratti *take or pay*.

Pur restando inferiori alla media 2010-2016, le importazioni di GNL<sup>16</sup> sono aumentate del 9 per cento rispetto al 2015 (per circa 500 milioni di metri cubi). Hanno contribuito a tale risultato i servizi di *peak shaving*, e il servizio integrato di "rigassificazione e stoccaggio" offerto attraverso procedure d'asta.

Fra le attività industriali che hanno riguardato il gas nel 2016 e tutt'ora in corso, oltre agli aspetti societari<sup>17</sup>, si segnalano soprattutto quelle relative alle infrastrutture, che comportando lunghe

14 Ministero dello Sviluppo Economico, Bilancio Gas Naturale.

15 PSV – Punto di Scambio Virtuale.

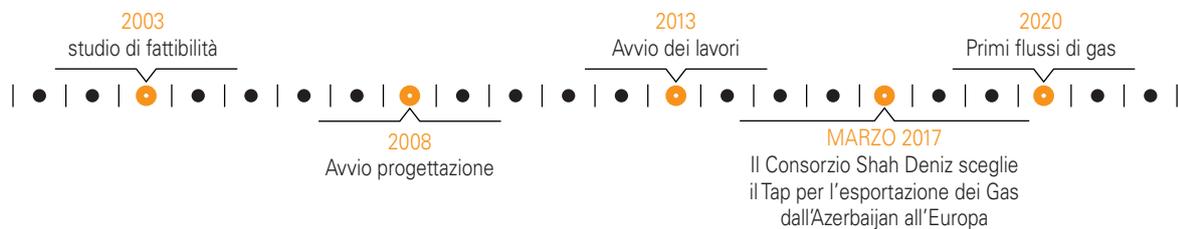
16 GNL – Gas Naturale Liquefatto.

17 Vedi FOCUS "Investimenti e modifiche societarie nel gas – La scissione di Italgas da Snam.

**Infrastrutture gas** Possibili tracciati dei futuri gasdotti EastMed e Poseidon



**Infrastrutture gas** Tracciato e tempistiche del gasdotto TAP di collegamento con l'Azerbaijan



Fonte: A. Cherchi, J. Giliberto, Sole 24 Ore, 28 marzo 2017

tempistiche ed avendo carattere strategico, devono essere realizzate con adeguato anticipo<sup>18</sup>, come nel caso del gasdotto TAP<sup>19</sup>, che sta incontrando grosse difficoltà di realizzazione. Tenuto conto della dotazione infrastrutturale di cui già oggi l'Italia dispone, è necessario che gli investimenti vengano effettuati sulla base di valutazioni costi/benefici. Per non penalizzare i consumatori italiani, considerato il possibile ruolo dell'Italia come *hub* europeo e il contributo che l'Italia potrà dare nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento per il mercato europeo del gas, è importante che vengano introdotte modalità che consentano di allocare i costi degli investimenti sui Paesi che ne beneficiano.

Per quanto riguarda i **gasdotti in programma**, a livello europeo ed italiano si segnalano:

- lo sblocco dopo 5 anni del gasdotto fra la penisola iberica e la Francia: il progetto, inizialmente chiamato MidCat, ora divenuto **South Transit East Pyreneus – STEP**, che è previsto partire nel 2021, eliminando il collo di bottiglia fra i due Paesi con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno, potrebbe liberare un potenziale di esportazione di gas dalla penisola iberica sui 20-25 miliardi di metri cubi/anno<sup>20</sup>;
- il raddoppio delle capacità del gasdotto **Nord Stream 2** che collega Russia e Germania passando sotto il Mar Baltico: sebbene inviso da molti Paesi dell'Est e dalla Commissione Europea, temendo il rafforzamento del predominio delle forniture russe, di recente ha ottenuto la partecipazione ai finanziamenti da parte di diverse società europee<sup>21</sup>;
- il proseguimento delle attività per sviluppare il Corridoio Sud tramite il **Poseidon**<sup>22</sup> e l'**East Med**<sup>23</sup>. Tali infrastrutture consentirebbero di incrementare la diversificazione dei Paesi di approvvigionamento, creando strade alternative al gas russo e a quello del Mare del Nord.

L'EastMed infatti si approvvigionerà dai giacimenti di gas *offshore* dei campi di Tamar, Leviathan, Aphrodite e Zohr (Israele, Cipro, Egitto, Libano e Gaza), che ammontano a circa 2 miliardi di metri cubi, e partendo da Cipro arriverà sulla costa occidentale della Grecia ricongiungendosi al Poseidon.

- il **Galsi**<sup>24</sup> che nel 2016 ha ottenuto una proroga di 24 mesi della Valutazione d'Impatto Ambientale – VIA fino a novembre 2018;

18 Vedi FOCUS “GNL Small Scale – Le nuove infrastrutture per il trasporto marittimo e stradale” a pag. 41.

19 TAP – Trans Adriatic Pipeline.

20 Gli studi di fattibilità per la parte francese sono stati avviati grazie ad un finanziamento da 5,6 milioni di euro del programma Connecting Europe Facilities concessi alla Tigf (Snam 40,5 per cento, GIC 31,5 per cento, EDF Invest 18 per cento, Credit Agricole Assurances 10 per cento).

21 A fine marzo 2017 Basf, Engie, OMV, Shell, Uniper e Wintershall hanno raggiunto un accordo con la Gazprom per il finanziamento del Nord Stream 2.

22 Poseidon – Progetto concorrente al Tap ma in fase meno avanzata, che collegherebbe la costa greca a quella italiana (Otranto) attraversando il Mar Jonio a 1.400 metri di profondità. Per la sua costruzione sono previsti 1.600 occupati e almeno 800 nuovi lavori permanenti alla sua conclusione.

23 EastMed – Gasdotto sottomarino di 1.300 km offshore e altri 600 onshore da Israele alla costa ionica-lucanica con capacità di 10 miliardi di metri cubi con possibile estensione a 20. I tempi di realizzazione previsti sono 4-5 anni, con un costo sui 6,2 miliardi di euro. EastMed è un progetto privato realizzato dalla società IGI-Poseidon (50 per cento Edison e 50 per cento della greca Depa) che rientra nella categoria dei progetti europei di interesse comune e per questo possono beneficiare dei finanziamenti del Connecting Europe Facility – CEF.

24 Galsi – Gasdotto Algeria Sardegna Italia. Progetto pluridecennale per importare gas naturale dall'Algeria in Italia attraverso la Sardegna, promosso da Sonatrach (41,6 per cento), Edison (20,8), Enel (15,6), Sfrs (11,6 per cento) e Hera (10,4 per cento) arenatosi negli ultimi anni a seguito della crisi nonostante lo status di Progetto di Interesse Comune europeo.

- infine la realizzazione del gasdotto **Trans Adriatic Pipeline – TAP**, emblematica dell'approccio di scontro fra le realtà locali e le scelte energetiche nazionali, che dalla seconda parte del 2016 ad oggi è stato al centro di molteplici polemiche.

Il TAP, inserito fra i Progetti di Interesse Comune – PCI, ha ottenuto un finanziamento di 14 milioni di euro dal programma Connecting Europe Facilities – CEF della Commissione Europea, come sostegno alla nuova rotta del Corridoio Sud.

L'opera consentirà di far arrivare sulla costa di Melendugno (LE) 10 miliardi di metri cubi/anno provenienti dall'Azerbaijan<sup>25</sup> via Grecia, Albania e Mar Adriatico dal 2020.

Nel corso del 2016, a metà maggio in Grecia si è svolta la cerimonia di avvio dei lavori e a settembre ne è stato annunciato l'avvio anche in Albania. Contemporaneamente in Puglia sono stati effettuati i primi lavori di sistemazione del cantiere, ma a luglio la Regione ha inviato al Ministero dello Sviluppo Economico una richiesta di revoca dell'autorizzazione precedentemente conferita il 20 maggio 2015 alla costruzione dell'opera, per l'installazione di 8 km sottoterra, fino al terminale di ricezione, con l'espianto provvisorio di 2.000 ulivi da reimpiantare al termine dei lavori.

L'impatto ambientale di quest'opera strategica è stato attentamente valutato, ma in alcuni casi l'onda emotiva contraria alle infrastrutture energetiche, che interessa trasversalmente tutte le

fonti di energia, è prevalsa sulle valutazioni economiche e sui benefici indiretti da tali opere possono dare<sup>26</sup>. Di recente dopo il TAR, il Consiglio di Stato ha respinto i ricorsi di Regione e Comune e la Prefettura ha autorizzato la ripresa delle attività.

Sempre in relazione alle infrastrutture di gas all'interno del nostro Paese, oltre al rafforzamento della dorsale interna della rete gas e al potenziamento del *reverse flow*, il Ministero dello Sviluppo Economico ha di recente previsto nel Decreto direttoriale sull'aggiornamento della Rete Nazionale dei Gasdotti del 31 gennaio 2017, anche la **dorsale sarda** di trasporto del gas<sup>27</sup>.

Per l'alimentazione della Sardegna il metano di importazione è previsto arrivare via nave ai rigassificatori da costruire lungo le coste<sup>28</sup>.

Per quanto riguarda i **rigassificatori**:

- nei primi mesi dell'anno in corso il terminale **Adriatic Lng** (ExxonMobil 71 per cento, Qatar Petroleum 22 per cento, Edison 7 per cento) ha ricevuto la cinquecentesima nave da quando ha avviato la sua attività nel 2009. Il rigassificatore *offshore* di Rovigo, che ha una capacità massima pari a circa 8 miliardi di metri cubi, assicura oltre il 10 per cento dei consumi nazionali di gas naturale e dalla fine del 2009 ha inviato oltre 42 miliardi di metri cubi alla rete nazionale, attraverso carichi provenienti da Qatar, Egitto, Trinidad e Tobago, Guinea Equatoriale e Norvegia.

25 Le opere relative al giacimento estero di Shah Deniz, dal quale proverrà il gas, risultano attualmente completate all'87 per cento. La società BP operatrice del giacimento, che è anche azionista del consorzio TAP, stima di poter far arrivare in Turchia il primo gas nel 2018 e in Europa nel 2020. BP partecipa al Tap per il 20 per cento, così come Socar e Snam; le altre società promotrici sono Fluxys (19 per cento), Enagás (16 per cento) e Axpo (5 per cento).

26 Il Tap prevede in fase di costruzione 80 milioni di euro di investimenti e 150 posti di lavoro per tre anni ed ulteriori 180 milioni e 30 posti di lavoro ogni anno in fase di esercizio. Per contro le stesse Autorità solo pochi mesi prima autorizzavano la posa da parte dell'Acquedotto Pugliese della condotta del Sinni: un tubo da 1,4 metri (più largo del Tap) che attraversa l'intero Salento per 37,5 km (circa 5 volte più lungo del Tap), con un numero di ulivi espianati molto più elevato (2.500).

27 Le cui tratte sono Sarroch – Oristano – Porto Torres, Cagliari-Sulcis e Codrongianos-Olbia.

28 Secondo il Piano energetico sardo vi saranno tre impianti di *entry point* (Oristano, Sarroch e Macchiarreddu), con depositi costieri di Gnl o mini – rigassificatori (da 0,5 – 1 miliardo di metri cubi), ai quali potrebbe esserne aggiunto un quarto a Portoscuso.

Nel 2016 l'utilizzo della capacità di rigassificatore è stato pari al 69 per cento, in misura più elevata della media europea.

Adriatic Lng sta allargando la sua offerta di servizi di rigassificazione: attualmente l'80 per cento della capacità è allocata ad Edison fino al 2034; il 12 per cento ad un altro operatore fino al 2019, mentre il resto è disponibile nel mercato. Oltre al servizio *day-ahead*, è stata varata la flessibilità infragiornaliera<sup>29</sup>.

- Nel terminale **OLT Offshore Lng Toscana** di Livorno a fine 2016 è stata scaricata la prima nave di Gnl proveniente dagli Stati Uniti. I volumi stoccati<sup>30</sup> nei serbatoi del terminale fino al 31 marzo di quest'anno costituiscono uno degli strumenti di flessibilità e di emergenza per coprire le punte invernali di domanda (c.d. "*peak shave*"<sup>31</sup>) e se non si renderanno necessari torneranno al fornitore.

La presenza degli Stati Uniti nel mercato del gas sta portando elementi di novità, in quanto i suoi contratti di vendita non indicizzano il Gnl al petrolio, ma alle quotazioni gas dell'Henry Hub e non prevedono clausole di destinazione che impediscono di vendere a terzi il gas acquistato.

Il terminale OLT Offshore con una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno, è entrato in funzione a fine 2013 dopo un iter autorizzativo di 11 anni, rimanendo poi inutilizzato fino al riconoscimento di infrastruttura strategica, atta a garantire la sicurezza del sistema di approvvigionamento del gas.

- Per quanto riguarda gli 8 progetti di rigassificazione ancora *in itinere* (pochi anni fa erano il doppio), nonostante il notevole interesse verso il Gnl come combustibile marittimo e stradale<sup>32</sup> per alcuni le attività di realizzazione non sono ancora partite, come nel caso del **Terminale o shore di Falconara** di api Nova Energia, nonostante l'ottenuto rinnovo di permessi, in attesa che il ruolo dei nuovi terminali sia definito nell'ambito della nuova Strategia Energetica Nazionale.

- Invece altri non hanno trovato esiti positivi nei loro iter autorizzativi, come il terminale **Gnl Monfalcone** (GO) della Smart Gas da 800 mila metri cubi e quello nel Porto di **Trieste - Zaule** da 8 milioni di metri cubi della spagnola Gas Natural Rigassificazione Italia.

Anche in riferimento agli **stoccaggi**, la realizzazione dei progetti si scontra spesso con la protesta dei cittadini e delle Amministrazioni locali, per vari motivi. Tra questi, i più frequenti sono i timori di impatto ambientale (inquinamento, elevata rumorosità, deturpazione del paesaggio...) e, ultimamente, il timore che i giacimenti di gas naturale esauriti e trasformati in stoccaggi aumentino i rischi o le potenzialità di terremoti, nonostante nessuno degli studi e delle analisi condotte in questi anni dal Ministero dello Sviluppo Economico abbia evidenziato possibili correlazioni fra fenomeni sismici e lo stoccaggio di gas nel sottosuolo nel nostro Paese.

Attualmente la capacità complessiva di stoccaggio del sistema italiano<sup>33</sup> è di circa 17 miliardi di metri cubi (corrispondente a poco più del 20 per cento dei consumi italiani). Anche per quest'an-

29 Tale modalità consente agli utenti di effettuare le rinomine non solo nel giorno precedente al giorno-gas ma anche all'interno dello stesso giorno, attraverso una serie di sessioni nelle quali è possibile richiedere variazioni del programma di riconsegna. In tal modo è possibile cogliere le opportunità di mercato, quali ad esempio le finestre temporali offerte da Snam Rete Gas nel nuovo mercato del bilanciamento in vigore dal 1° ottobre 2016.

30 Circa 105 mila metri cubi di Gnl, pari a circa 63 milioni di metri cubi gassosi.

31 Il *peak-shave* è una delle misure previste dal Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito dei Piani di Emergenza per fronteggiare eventuali picchi della domanda di gas dovuti al freddo e viene allocata tramite procedura ad asta.

32 Vedi FOCUS "GNL Small Scale - Le nuove infrastrutture per il trasporto marittimo e stradale" a pag. 41.

33 Secondo il Ministero dello Sviluppo Economico, il sistema italiano di stoccaggi può contare su una quindicina di siti di stoccaggio (di cui 10 di Stogit, 2 di Edison, 1 di Blugas Infrastrutture in *joint-venture* con Edison, 1 di Geogastock e 1 di Ital Gas Storage). A questi si aggiungono altresì cinque progetti in fase di istruttoria (Bagnolo Mella, Palazzo Moroni, Poggiofiorito, San Benedetto e Sinarca).

no sono state confermate le procedure di allocazione concorrenziali previste per lo stoccaggio di modulazione (compreso quello pluriennale) sulla base di aste consecutive. La capacità di stoccaggio di modulazione di punta messa a disposizione quest'anno è salita a 7.625 milioni di metri cubi (più la parte di stoccaggio minerario che non risulti allocata) rispetto ai 7.451 milioni di metri cubi dell'anno precedente.

Infine, per quanto riguarda il **bilanciamento del gas naturale**, a ottobre 2016, è stato avviato il nuovo sistema in coerenza con il quadro normativo comunitario.

Il sistema si fonda sulla responsabilità in capo a ciascun utente del trasporto di bilanciare la propria posizione giornaliera (quantità gas immessa pari alla quantità gas prelevata).

Dal 1° aprile 2017, data in cui ha preso avvio la fase a regime del nuovo sistema di bilanciamento, le suddette transazioni sul mercato sono state accentrate su un'unica piattaforma (M-GAS gestita dal Gestore dei Mercati Energetici - GME), in modo da aumentarne quanto più possibile la liquidità e sulla quale può operare anche Snam Rete Gas, in qualità di soggetto responsabile del bilanciamento, qualora gli utenti non garantiscono il bilanciamento del sistema nel suo complesso.

## | FOCUS |

### GNL Small Scale - Le nuove infrastrutture per il trasporto marittimo e stradale

In un contesto internazionale dell'approvvigionamento del gas, dell'assetto normativo europeo e più in generale del mercato del gas in continua evoluzione, il GNL riveste un ruolo crescente a livello mondiale, permettendo al gas naturale di raggiungere nuovi mercati. **L'Agenzia Internazionale dell'Energia stima che i suoi volumi in peso percentuale del 26 per cento dal 2000, arriveranno al 53 per cento nel 2040.**

L'attuale contesto di mercato si caratterizza per la relativa abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita presso i terminali GNL italiani, a seguito di un calo significativo della domanda di gas rispetto agli anni pre-crisi. Dopo il crollo connesso con la crisi economica del 2009, i consumi di gas del Paese non hanno infatti ancora ripreso i livelli e la dinamica di crescita registrata negli anni precedenti.

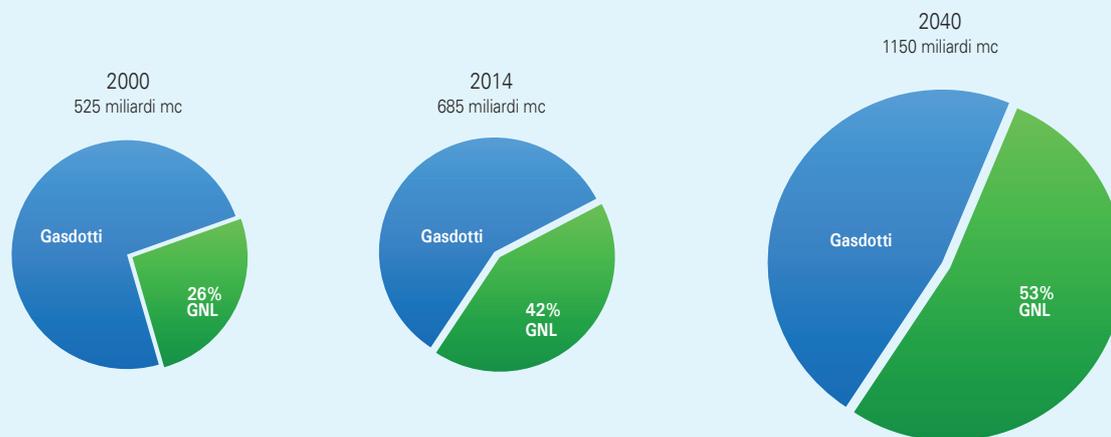
L'accesso ai terminali di GNL a tariffe stabilite amministrativamente dall'AEEGSI rende poco attrattivo il servizio di rigassificazione. Le attuali modalità di conferimento di capacità di rigassificazione necessitano di una revisione, magari attraverso meccanismi di assegnazione tramite asta, analogamente a quanto già avviene per lo stoccaggio, al fine di far emergere

il valore economico che gli operatori attribuiscono alla risorsa e ridurre gli oneri a carico del sistema (la cui copertura è garantita attraverso componenti addizionali alla tariffa di trasporto del gas naturale). L'utilizzo dei terminali di GNL esistenti permetterà di trarre beneficio, anche in termini di sicurezza, dalla possibile differenziazione delle fonti di approvvigionamento e consentirà di disporre di una risorsa di flessibilità aggiuntiva nell'ambito del mercato del bilanciamento di merito economico. Le modalità di conferimento della capacità di GNL dovranno tuttavia essere individuate in maniera equilibrata per evitare di spiazzare fonti di approvvigionamento alternative.

In questo modo si può dare al GNL un'ulteriore spinta ad assumere, nel nuovo contesto infrastrutturale, normativo e di mercato, sempre più il ruolo di risorsa in un mercato globale, svincolata dalle vecchie relazioni univoche tra terminali di liquefazione e terminali di rigassificazione formalizzate in contratti di tipo *take or pay* di lungo periodo.

Il mercato globale del GNL ha conosciuto cambiamenti importanti negli ultimi 15 anni nella direzione di un mercato flessibile e dinamico: **dal 2000 al 2014 il**

**Mondo** La quota del GNL nel commercio mondiale secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia



Fonte: Snam, Audizione su Atto n. 932 – Affare sui profili ambientali della Strategia energetica nazionale (SEN), 14 febbraio 2017

**numero di Paesi importatori di GNL è triplicato e i volumi scambiati spot e short-term sono più che decuplicati<sup>1</sup>.** Nell'ultima decade poi il volume complessivo di scambi di GNL è aumentato del 70 per cento con Paesi e regioni nuovi importatori (Cina, America Latina, Medio Oriente). Dopo l'incremento sostanziale di capacità di liquefazione del 2009-2010 (Qatar, Russia, Sud-Est Asiatico), un altro significativo aumento della capacità di liquefazione è atteso da qui al 2020 quando i progetti, soprattutto negli Stati Uniti e in Australia, ora in costruzione o con decisione finale di investimento già presa, diventeranno operativi<sup>2</sup>.

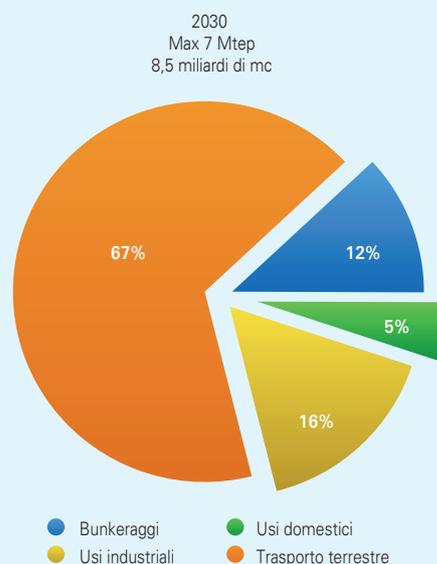
Il GNL sarà certamente un protagonista del futuro anche per il suo **utilizzo diretto in alcuni usi finali: nella mobilità marittima e terrestre il suo affermarsi sarà la novità più rilevante del breve-medio termine.**

Nel nostro Paese, pur essendo un mercato ancora in fase iniziale, sono in atto molteplici iniziative che ne interessano tutta la filiera di attività per gestire piccole/medie quantità di gas in forma liquida (c.d. GNL *Small Scale*).

Le operazioni di Small Scale vanno dal *re-loading*, cioè il trasferimento da terminali a navi metaniere, al trasferimento da nave a nave (come bettoline e navi *bunker*), dal caricamento al trasporto su autobotti o vagoni-cisterna ferroviari (*iso-containers*), dagli impianti di rifornimento costieri per navi alimentate a GNL (*bunkeraggi*) agli impianti di rifornimento stradali, sino ai depositi periferici di stoccaggio per gli usi civili e industriali.

Il Decreto di recepimento della **Direttiva DAFI 2014/94/UE<sup>3</sup>** prevede al titolo IV **misure per la semplificazione delle procedure amministrative e definisce "strategiche" le infrastrutture di stoccaggio di GNL**, quindi i **depositi intermedi**, allacciati o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete di trasporto del gas naturale. Le disposizioni del decreto, dunque, mirano a favorire la realizzazione di stoccaggi

**Italia** Previsione domanda massima di GNL Small Scale secondo il Documento MISE di consultazione per la DAFI (giugno 2015)



Fonte: Snam, Audizione su Atto n. 932 – Affare sui profili ambientali della Strategia energetica nazionale (SEN), 14 febbraio 2017

che permettano ai distributori di GNL destinati ai trasporti e agli usi industriali di approvvigionarsi dal suolo nazionale, invece che dai depositi esteri (Francia, Spagna e Belgio) come avviene attualmente. Sotto il profilo delle applicazioni terrestri, il GNL, oltre che negli usi industriali, è previsto contribuire alla metanizzazione della Sardegna, caso più significativo di area del territorio italiano non collegato alle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Inoltre essendo fra i carburanti a basso impatto ambientale, presenta prospettive interessanti anche nell'alimentazione dei mezzi pesanti.

1 Dati AIE.

2 Attualmente sono in costruzione 16 nuovi progetti, per un totale di capacità di export di 170 miliardi di metri cubi, di cui l'80 per cento del totale negli Stati Uniti e in Australia.

3 La Direttiva europea DAFI – Deployment of Alternative Fuels Infrastructure, è stata recepita con il Decreto Legislativo 16 dicembre 2016 n. 257 (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 10 – supplemento ordinario n. 3 – del 13 gennaio 2017 ed entrato in vigore a partire dal giorno successivo). Oltre a disciplinare l'utilizzo diretto del GNL negli stabilimenti, nelle reti isolate e nei trasporti, il Decreto fornisce un opportuno quadro strategico e tecnologico a livello nazionale, volto ad un suo adeguato sviluppo nei prossimi anni. Vedi anche FOCUS "Recepimento Direttiva DAFI" a pag. 72.

I volumi di Gnl utilizzati nei trasporti sono ancora piuttosto contenuti, data la modesta numerosità delle flotte che ne sono alimentate.

Gli impianti di rifornimento stradali, realizzati soprattutto lo scorso anno<sup>4</sup>, sono attualmente limitati a 7, ma sono stati aperti i cantieri per tre nuovi distributori di GNL a Rimini, Parma e Padova, e sono inoltre in corso le procedure autorizzative per ulteriori 18 impianti, soprattutto nel Nord Italia, Lazio e Abruzzo<sup>5</sup>.

Le flotte di camion a GNL, di cui si stanno dotando alcune imprese di logistica, hanno comunque serbatoi con un'autonomia di esercizio di 1.500 km, che arriva fino a 2.200 nelle versioni di nuova produzione.

Per quanto riguarda i progetti di **depositi costieri**, quelli con l'iter autorizzativo più avanzato sono soprattutto in Sardegna: il deposito che ha già ottenuto l'organizzazione è il deposito della Higas ad Oristano<sup>6</sup>. Altri progetti sono localizzati nel Mar Adriatico (Ravenna) e Mar Tirreno (Livorno).

Fra i più recenti si segnalano:

- il progetto della **Petrolifera Italo Rumena (PIR)** per un deposito nel Porto di Ravenna, che in una prima fase sarà di 10.000 metri cubi con attracco per navi da 7.500 a 27.500 metri cubi ed il raddoppio della capacità dell'impianto a 20.000 metri cubi in una seconda fase. Gli investimenti previsti sono di circa 70 milioni di euro ed il deposito dovrebbe entrare in attività nel 2020, su un'area di 23.000 metri quadrati;

- il progetto della società **Decal** che in *joint-venture* con la San Marco Petroli si propone di realizzare un terminal a Porto Marghera da 32.000 metri cubi, con investimenti fra 100 e i 120 milioni di euro. Il terminal sarà dotato di un accosto per navi gasiere da 7.500 a 30.000 metri cubi con possibilità di riceverne fino a 65.000.

Anche i **terminali di rigassificazione offshore**, pur non potendo offrire rifornimenti per le autocisterne criogeniche, potrebbero fornire servizi di *Small scale* per il trasferimento del GNL su bettoline o metaniere per il trasporto verso depositi intermedi e/o infrastrutture costiere di rifornimento per automezzi e navi.

Il Quadro Strategico Nazionale prevede la presenza in Italia al 2030 di 5 terminali dotati di logistica distributiva di GNL, nonché di 30 depositi costieri intermedi (tra i 1.500 e i 10.000 metri cubi) che sarebbero in grado consentire il funzionamento di 10 punti di carico di autocisterne criogeniche per il trasporto del GNL, e di 20 punti di rifornimento di navi alimentate a GNL operanti nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna.

Anche nel settore navale<sup>7</sup> l'alimentazione a GNL sta interessando gli ordini di nuove navi, in particolare nel settore crocieristico e nei servizi di traghetto. In questo uso il Quadro Strategico Nazionale prevede 60 imbarcazioni alimentate a GNL al 2030, con una potenziale domanda di bunkeraggio di circa 1.000 tonnellate annue.

4 Dopo la prima stazione di distribuzione GNL/LCNG (metano compresso da metano liquido) dell'Eni a Piacenza (inaugurata nell'aprile 2014), nel 2015 sono stati realizzati due nuovi impianti: a Corridonia (settembre 2015, di Goldengas), nei pressi di Macerata, a Novi Ligure (novembre 2015, di Ratti Carburanti). Nel 2016 uno a Bologna - Castel San Pietro Terme (giugno 2016, di Vulcangas Emilia), e a novembre 2016 sono state inaugurate delle stazioni Eni di Pontedera, sulla superstrada Firenze-Pisa-Livorno (la prima ad erogare GNL nella Regione Toscana) e quella della Maganetti di Gera Lario, in Valtellina (il primo impianto di rifornimento in Italia completamente self-service non assistito, per il rifornimento sia di GNL per i camion sia per il gas compresso alle auto).

5 Dati REF E.

6 Il deposito avrà una capacità di 9.000 metri cubi e sarà realizzato entro il 2018.

7 Vedi Capitolo "Le nuove specifiche IMO sul Bunker Fuel" a pag. 105.

**Italia** Infrastrutture e depositi di Gnl**Progetti di infrastrutture per la distribuzione del GNL presso terminali di rigassificazione**

(30 aprile 2017)

Terminali di rigassificazione	Società	Localizzazione	Carico navi cisterna per distribuzione GNL	Carico autocisterne per distribuzione GNL
Panigaglia	GNL Italia S.p.A. (Gruppo SNAM)	A terra, Panigaglia, La Spezia	Studio di fattibilità concluso nel 2017 (operatività possibile entro il 2021)	Studio di fattibilità concluso nel 2017
FSRU Toscana	OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.	A mare, al largo della costa di Livorno	Studio di fattibilità preliminare concluso nel 2015. Progettazione di dettaglio in corso, attesa per il 2017 (operatività possibile entro il 2019)	-
Adriatic LNG	Terminale GNL Adriatico srl	A mare, al largo di Porto Levante (Rovigo)	Studio tecnico di fattibilità preliminare concluso nel 2015	-

**Iniziative per depositi costieri\***

(30 aprile 2017)

Località	Società	Stato procedure autorizzative	Capacità stoccaggio (m3)	Punti di carico per autocisterne	Punti di carico per vagoni-cisterna	Punti di carico bettoline o navi cisterna
Ravenna	Petrolifera Italo Rumena (PIR) S.p.A.	Procedura autorizzativa attivata presso il MSE, procedura di VIA in corso presso la Regione	20.000	6	-	1
Livorno	Newco (Costiero Gas Livorno S.p.A./ Neri S.p.A./ SIGL - Vulcangas)	Richiesta conformità del progetto al Piano Regolatore alla Autorità Portuale	9.000	2	2	1
Oristano	Higas S.r.l.	Autorizzato (Decreto direttoriale MSE 17 gennaio 2017)	9.000	2	-	1
Oristano	IVI Petrolifera S.p.A.	Procedura autorizzativa attivata presso il MSE (marzo 2017)	-	-	-	-
Oristano	Edison S.p.A.	Procedura autorizzativa attivata presso il MSE. Procedura di VIA in corso presso il MATTM e Nulla Osta Fattibilità rilasciato	10.000	4	-	1
Cagliari	ISGAS ENERGIT Multiutilities S.p.A.	Richiesta concessione di area all'Autorità Portuale	22.000	n.d.	n.d.	n.d.
Porto Torres	Consorzio industriale provinciale Sassari	Richiesta concessione di area all'Autorità Portuale	10.000	1	-	1

\* Ad essi va aggiunto il progetto Porto Marghera della joint venture Decal - San Marco Petroli con una capacità di stoccaggio da 32 mila metri cubi.

**Italia** Infrastrutture e depositi di Gnl

**Distributori di GNL**

(30 aprile 2017)

Impianti di distribuzione di GNL per autotrazione					
Tipi di impianto	Gestore	Regione	Provincia	Comune	anno
Impianto pubblico	Concessionaria ENI	Emilia Romagna	Piacenza	Piacenza	2014
Impianto pubblico	Fili Ratti	Piemonte	Alessandria	Novi Ligure	2015
Impianto pubblico	VGE Carburanti	Emilia Romagna	Bologna	Castel San Pietro Terme	2016
Impianto pubblico	Metano Senigallia S.r.l.	Marche	Macerata	Corridonia	2016
Impianto pubblico*	Maganetti	Lombardia	Como	Gera Lario	2016
Impianto pubblico	Concessionaria ENI	Toscana	Pisa	Pontedera	2016
Impianto pubblico	Concessionaria ENI	Piemonte	Cuneo	Villa Falletto	2017
Impianto pubblico	Liquimet	Veneto	Padova	Padova (interporto)	2017
Impianto pubblico	Vulcangas	Emilia Romagna	Rimini-Cesena	Rimini	2017
Impianto pubblico	IAPER Carburanti	Emilia Romagna	Parma	Noceto	2017

\* Impianto solo GNL aperto per mezzi convenzionati

Serbatoi di GNL a servizio di impianti di distribuzione di CNG per autotrazione, L-CNG					
Tipi di impianto	Gestore	Regione	Provincia	Comune	anno
Impianto pubblico	Concessionaria TotalErg	Piemonte	Torino	Poirino	2011
Impianto pubblico	Rudy Baraldi	Emilia Romagna	Bologna	Calderara di Reno	2012
Impianto pubblico	Concessionaria ENI	Lazio	Roma	Roma	2012
Impianto pubblico	Fili Ratti	Piemonte	Alessandria	Tortona	2012
Impianto pubblico	Kostner GmbH	Trentino Alto Adige	Bolzano	Varna	2012
Impianto pubblico	Pucci Green Power	Lombardia	Lecco	Castelnovo	2016
Impianto pubblico	DAM Carburanti S.a.s.	Lombardia	Pavia	Mortara	2015
Impianto pubblico	Metano Senigallia S.r.l.	Marche	Macerata	Corridonia	2016
Impianto aziendale	SETA (Azienda trasporto pubblico)	Emilia Romagna	Modena	Modena	2015

**Italia** Infrastrutture e depositi di Gnl**Utenze off-grid alimentate da depositi satellite di GNL***(30 aprile 2017)*

Imprese	Regione	Provincia	Comune	anno
Ferrero Mangimi S.p.A.	Piemonte	Cuneo	Farigliano	2015
Norda S.p.A. (acque minerali)	Emilia Romagna	Parma	Bedonia	2014
Speziali s.r.l. (macchine agricole)	Emilia Romagna	Mantova	Roncoferraro	2015
Forno Bonomi S.p.A.	Veneto	Verona	Roverè Veronese	2014
Craver s.r.l. (recupero scarti lapidei)	Veneto	Verona	S. Martino di Buonalbergo	2014
Levissima (acque minerali)	Lombardia	Sondrio	Cepina Valdisotto	2014
VIS s.r.l. (prodotti agroalimentari)	Lombardia	Sondrio	Lovero	2015
Mario Costa S.p.A. (caseificio)	Piemonte	Novara	Casalino	2014
Fiat Chrysler Auto – FCA	Piemonte	Vercelli	Balocco	2015
Acqua Panna (acque minerali)	Toscana	Firenze	Scarperia	2016
Rivoira	Piemonte	Cuneo	Verzuolo	2016
Coop. Arborea (centrale del latte)	Sardegna	Oristano	Arborea	2014
Trade Broker (pressofusione alluminio)	Lombardia	Cremona	Casalbuttano	2014
Lavarent s.r.l. (lavanderia industriale)	Trentino Alto Adige	Bolzano	Sarentino	2014
FFS (materie plastiche)	Trentino Alto Adige	Trento	Ossana	2013
Olimpia Due (ceramiche)	Emilia Romagna	Rimini	Verucchio (Villa Verucchio)	2015

**Reti isolate di distribuzione di gas naturale alimentate da depositi satellite di GNL***(30 aprile 2017)*

Imprese	Regione	Provincia	Comune	anno
IEM (Rete privata di distribuzione locale)	Trentino Alto Adige	Trento	Mezzana (Loc. Marileva 1.400)	2014
Dolomiti GNL (Rete pubblica di distribuzione locale).	Trentino Alto Adige	Trento	Molveno	2017

Fonte: REF-E, Osservatorio usi finali GNL, 30 Aprile 2017

# IL PETROLIO IN ITALIA

## La produzione nazionale di idrocarburi

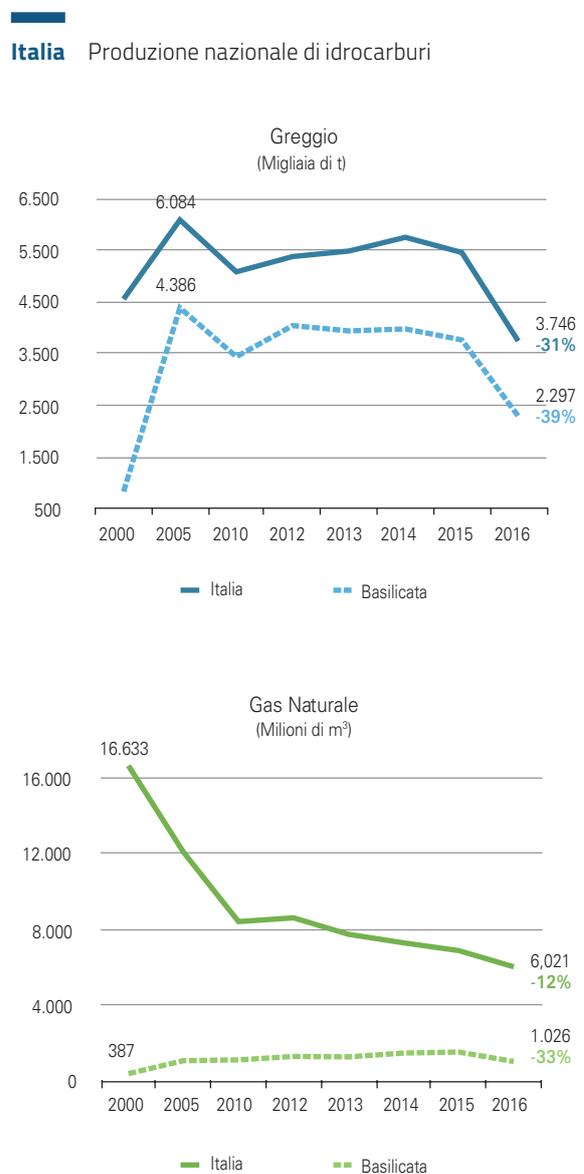
Il 2016 è stato un “*annus horribilis*” per la **produzione nazionale di idrocarburi** che ha segnato un ulteriore e più profondo calo. La **produzione di greggio**, pari a solo 3,7 milioni di tonnellate rispetto ai 5,5 dell’anno precedente, **ha registrato una flessione del 31,5 per cento**. Ulteriore frenata anche per il **gas naturale**, che si è attestato a circa 6,0 miliardi di metri cubi (-12,4 per cento).

Attualmente, la **produzione nazionale di greggio rappresenta il 6,5 per cento del totale dei consumi**, mentre quella di **gas contribuisce all’8,2 per cento**. Complessivamente, al momento sono attivi 811 pozzi eroganti, 91 centrali di trattamento a terra e 136 strutture a mare.

Nel 2016 dai **pozzi offshore** sono stati estratti **circa il 71 per cento della produzione di gas e il 19 per cento di quella di greggio**.

Sebbene in netto ridimensionamento, la **Basilicata** resta la Regione **protagonista del contesto produttivo italiano**: nel 2016 con 2,3 milioni di tonnellate (-39 per cento) ha contribuito per il 61 per cento alla produzione complessiva di greggio e per oltre il 17 per cento a quella di gas naturale (circa 1 miliardo di metri cubi; - 33 per cento).

Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, la produzione nazionale complessivamente pari a 8,5 Mtep, nel 2016 ha consentito un **risparmio di 1,7 miliardi di euro** nella nostra fattura energetica: si tratta del valore più basso dell’ultimo ventennio. Dal 2000 in termini reali il risparmio cumulato per la produzione nazionale di idrocarburi è stato pari a circa 75 miliardi.



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

## Punti di forza e criticità del sistema E&P in Italia

La produzione nazionale di idrocarburi ha una rilevanza socioeconomica, oltre che energetica, non indifferente per l'Italia. Si stima infatti che nei soli 2015 e 2016 la valorizzazione degli idrocarburi nazionali abbia garantito alle casse delle Pubbliche Amministrazioni oltre 610 milioni di euro, tra *royalty* e canoni, senza considerare la fiscalità sul valore del prodotto.

Secondo il Programma Nazionale di Riforma – PNR, legato al recente Documento di Economia e Finanza<sup>1</sup> – DEF, fra il 2017 e il 2020 scadranno 130 concessioni per l'estrazione e lo stoccaggio di idrocarburi, con un controvalore di 230 milioni di euro di canoni, che rappresentano l'80 per cento dei canoni registrati nel 2015<sup>2</sup>: senza interventi mirati ad un loro rinnovo, si rischia di **depauperare la redditività degli asset pubblici**.

Il quadro normativo incerto e gli iter autorizzativi molto più lunghi (50 mesi contro i 15 previsti per legge e i 10 mesi in media all'estero) **depotenziano gli investimenti nel nostro Paese**.

Significativo quindi l'accordo di collaborazione<sup>3</sup> presentato a metà dicembre 2016 a Ravenna fra Ministero Sviluppo Economico e Regione Emilia-Romagna per le attività legate a sicurezza e innovazione nel comparto dell'E&P *offshore*:

in esso si riconosce nel gas naturale una delle risorse rilevanti della Regione Emilia-Romagna e in particolare del territorio ravennate, dove da anni sono operativi impianti di estrazione che non hanno avuto ripercussioni sulla vocazione "turistica" dell'area.

Dal 1994, anno di picco della produzione *offshore* a Ravenna, ad oggi l'estrazione è scesa da 350 mila a meno di 60 mila barili al giorno (-78 per cento), i pozzi realizzati sono crollati da 54 a 4, gli impianti di perforazione attivi sono passati da 9 a uno e mezzo, i dipendenti diretti sono calati del 35 per cento (da oltre mille a 671) e l'indotto da 6 mila addetti a poco più di 4 mila.

**Le attività che operano nell'*upstream* sono un fattore chiave di crescita per l'economia locale**, che ne è consapevole ed ha accolto con favore i nuovi investimenti nel proprio territorio. Sebbene in un contesto di prezzi della produzione ancora non favorevoli, l'Eni ha confermato investimenti per oltre 2 miliardi di euro per il quadriennio 2017-2020 negli asset dell'*offshore* di Ravenna<sup>4</sup>.

Il piano industriale prevede il raddoppio della produzione di gas dell'area, per tornare ai valori produttivi di 10 anni fa.

Il fermo della produzione nel 2016 di Viggiano nel Centro Olio Val d'Agri<sup>5</sup> (dal 31 marzo al 12

1 Ministero dell'Economia e delle Finanze, Documento di Economia e Finanza 2017, 11 aprile 2017.

2 Nel 2015 secondo il DEF erano attivi 220 permessi che, fra canone annuo e *royalty*, hanno originato 275 milioni di entrate.

3 L'accordo, che durerà 2 anni e sarà rinnovato fino a completare tutte le iniziative intraprese, prevede di stabilire un dettagliato programma di monitoraggio fisico ed ambientale delle attività *offshore* e di individuare misure integrate di gestione del Sito di Interesse Comunitario – Sic "Paguro". Intende inoltre promuovere progetti e azioni pilota multi obiettivo per l'utilizzo o riutilizzo delle installazioni *offshore* (ad esempio per la produzione di energia eolica e fotovoltaica, per finalità turistico-ricreative, per l'installazione di stazioni oceanografiche e geodetiche permanenti) e a coinvolgere tutte le parti interessate per rendere accessibili i dati rilevati attraverso i siti istituzionali.

4 Dopo aver investito nel distretto produttivo ravennate 2,2 miliardi fra il 2013 e il 2016, l'Eni ha in programma l'apertura di tre nuovi pozzi nel 2017 e quattro all'anno nel periodo 2018-2020 con l'attivazione di una nuova piattaforma nell'ultimo anno. Nel quinquennio è prevista anche la chiusura di 23 pozzi *onshore* e 29 *offshore*, con investimenti di 120 milioni di euro per il *decommissioning*.

5 Il giacimento Val d'Agri, joint venture Eni (operatore) e Shell, è situato a circa 20 km a sud di Potenza, ed è considerato il più grande giacimento petrolifero sulla terraferma in produzione, con una estensione territoriale di circa 250 chilometri quadrati, due terzi dei quali occupati dalle catene montuose dell'Appennino. Il campo, in sviluppo sin dai primi anni '90, conta attualmente più di 30 pozzi allacciati, di cui 27 produttivi, per una estrazione media di circa 80mila barili di greggio e 4 milioni di metri cubi di gas al giorno.

agosto) ha invece comportato una perdita di circa 70-100 milioni di euro nel bilancio della Regione Basilicata, dato che 80 dei suoi 120 Comuni sono interessati alla produzione di idrocarburi. Inoltre le circa 1,5 milioni di tonnellate in meno prodotte (-39 per cento) si stima siano costate alle aziende estrattive 600 milioni di euro e al nostro Paese, per acquisto di greggio dall'estero, circa altri 350 milioni.

Anche quest'anno, sebbene per altri motivi, dal 15 marzo per 90 giorni è stata sospesa l'attività la produzione di Viggiano. Attualmente sono in corso accertamenti, con notevoli perdite economiche ed occupazionali, e conseguenze sulle forniture del greggio anche per la Raffineria di Taranto, che generalmente ne viene approvvigionata. Ciò ha creato notevoli timori anche per gli aspetti eco-

nomico-sociali che ne sono coinvolti: oltre ai 730 addetti diretti (di cui 300 a Viggiano e 430 nella Raffineria di Taranto, che ne lavora il greggio), secondo i dati Confindustria Basilicata, ci sono 3 mila lavoratori nell'indotto e altri 10 mila legati alle *royalty* regionali.

Più in generale bisogna sottolineare il **permanere di una certa ostilità verso la valorizzazione delle risorse minerarie nazionali**, essenzialmente costituite da gas naturale, che sta obbligando al **taglio degli investimenti** ed ha già provocato in pochi anni una **riduzione della produzione** da quasi 20 miliardi di metri cubi a poco più di 6 miliardi, con danni economici per l'economia italiana e la bilancia energetica. Questa mancata produzione è stata sostituita da equivalenti importazioni dall'estero.

## I consumi di prodotti petroliferi

Dopo il rimbalzo del 2015 (+4,1 per cento pari a 2,4 milioni di tonnellate in più) i **consumi di prodotti petroliferi** nel 2016 hanno rilevato un decremento dello 0,9 per cento<sup>6</sup>, scendendo a 59,4 milioni di tonnellate.

In quest'ultimo quinquennio, dopo il forte calo del 2012 pari al - 9,7 per cento<sup>7</sup>, i volumi hanno oscillato su valori attorno ai 58-60 milioni, parallelamente ad una situazione economica che non ha ancora ritrovato lo slancio di una forte ripresa.

Le circa 600 mila tonnellate in meno rispetto al 2015 sono conseguenti principalmente alla forte riduzione dell'**olio combustibile**, che ha perso **1 milione di tonnellate** scontando una minore con-

venienza economica, compensata dall'**aumento di circa 360 mila dei bunkeraggi e da altre circa 260 mila del carboturbo**. In leggero calo (-0,6 per cento) invece i consumi dei carburanti (benzina, gasolio e GPL per autotrazione), che complessivamente **sono scesi di oltre 200 mila tonnellate**, nonostante la contrazione dei prezzi al consumo.

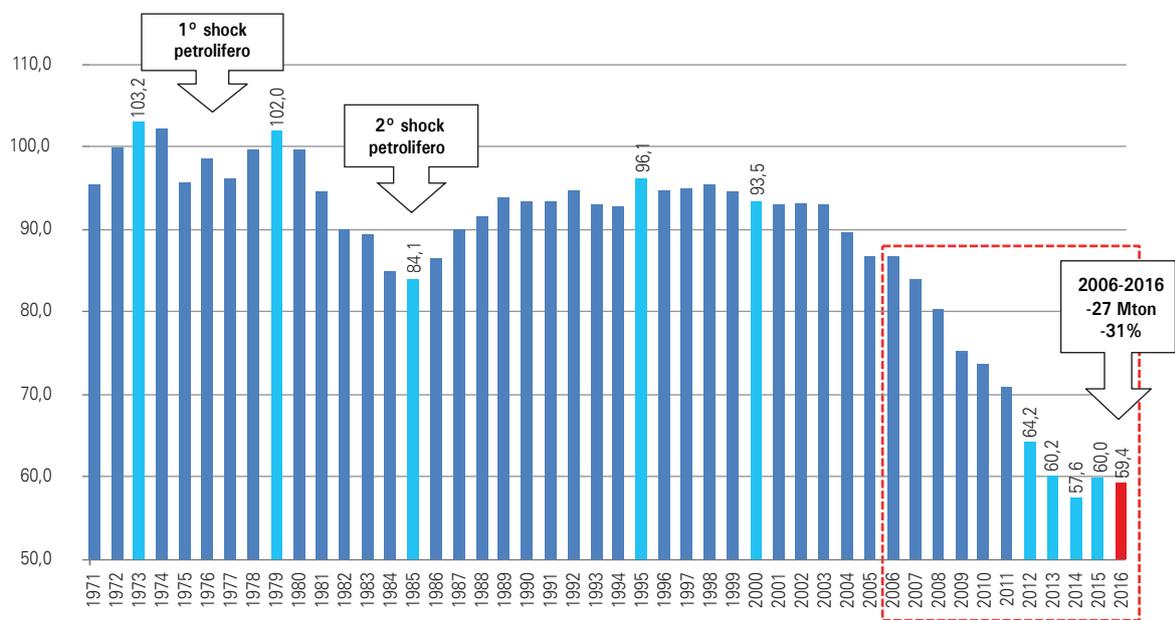
In particolare, la **dinamica dei vari prodotti** è stata la seguente:

- i consumi di **benzine** (circa 7,6 milioni di tonnellate) hanno proseguito il trend in contrazione, ma con una **variazione più incisiva (-2,9 per cento) rispetto al passato (-1,0 per cento nel 2015 e - 1,6 per cento del 2014)**;

6 Secondo i dati provvisori, la variazione misurata in Mtep (tonnellate equivalenti petrolio) è invece del - 1,5 per cento, considerando anche il diverso potere calorifico di ciascun prodotto.

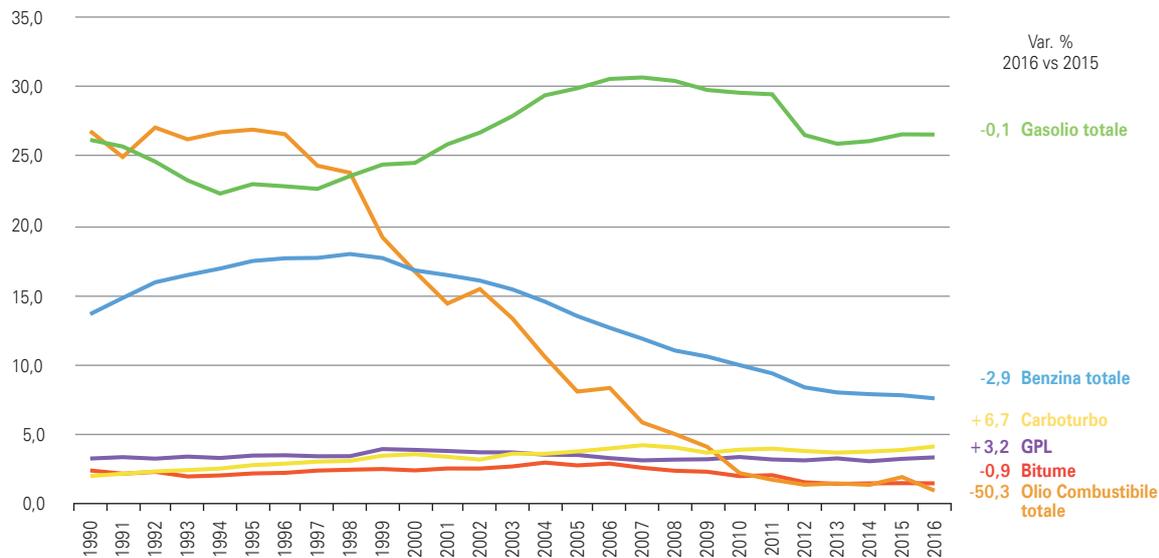
7 Nel 2012, con la seconda fase della recessione, si è verificata la contrazione annua più ampia nella storia dei consumi petroliferi italiani: - 6,8 milioni di tonnellate, di cui 3,7 solo di benzina e gasolio.

**Italia** 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 **gasolio autotrazione** (23,2 milioni di tonnellate) è rimasta **sostanzialmente stabile** (-0,2 per cento circa 50 mila tonnellate in meno), così come il gasolio utilizzato negli altri usi (+0,5 per cento).
- Il **gasolio riscaldamento** ha rilevato un - 2,2 per cento, mentre il **gasolio per uso agricolo** è salito del 2,6 per cento;
- complessivamente, la domanda di gasoli si è attestata sui 26,6 milioni di tonnellate, su valori analoghi al 2015 (-15 mila tonnellate - 0,1 per cento);
- continua invece la crescita del **GPL**, che nel complesso ha registrato un aumento del 3,2 per cento, con il settore autotrazione in aumento del 2,9 per cento;

**Italia** La domanda di prodotti petroliferi  
(Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2014	2015	2016	Variazione % <sup>(1)</sup> 2016 vs 2015
GPL	3,9	3,5	3,4	3,1	3,3	3,4	+3,2%
Benzina con piombo	4,6	-	-	-	-	-	-
Benzina senza piombo	12,2	13,5	10,0	7,9	7,8	7,6	-2,9%
<b>TOTALE BENZINA</b>	<b>16,8</b>	<b>13,5</b>	<b>10,0</b>	<b>7,9</b>	<b>7,8</b>	<b>7,6</b>	<b>-2,9%</b>
Carboturbo	3,6	3,8	3,9	3,8	3,9	4,1	+6,7%
Gasolio autotrazione	18,3	24,4	25,3	22,8	23,2	23,2	-0,1%
Gasolio riscaldamento	3,6	2,9	1,9	1,1	1,2	1,1	-2,2%
Gasolio altri usi	2,6	2,6	2,4	2,2	2,2	2,3	+2,6%
<b>TOTALE GASOLI</b>	<b>24,5</b>	<b>29,9</b>	<b>29,6</b>	<b>26,1</b>	<b>26,6</b>	<b>26,6</b>	<b>-0,1%</b>
Olio combustibile termoelettrica	13,7	5,6	1,0	0,5	0,6	0,3	-45,2%
Olio combustibile altri usi	3,0	2,5	1,2	0,9	1,3	0,6	-52,6%
<b>TOTALE OLIO COMBUSTIBILE</b>	<b>16,7</b>	<b>8,1</b>	<b>2,2</b>	<b>1,4</b>	<b>1,9</b>	<b>0,9</b>	<b>-50,3%</b>
- di cui O.C. BTZ - fluido	10,7	6,4	1,4	0,6	0,7	0,6	-11,2%
Bitume	2,4	2,8	2,0	1,5	1,5	1,5	-0,9%
Altri prodotti <sup>(2)</sup>	6,5	4,7	3,6	2,4	2,4	2,2	-9,0%
Petrolchimica (carica netta)	7,0	6,5	5,8	2,7	3,4	3,6	+5,7%
Bunkeraggi	2,8	3,5	3,5	2,3	2,6	3,0	+13,6%
<b>TOTALE IMMISSIONI AL CONSUMO</b>	<b>84,2</b>	<b>76,3</b>	<b>64,0</b>	<b>51,2</b>	<b>53,4</b>	<b>52,9</b>	<b>-1,0%</b>
Consumi/perdite di raffineria	9,1	10,0	9,4	6,2	6,3	6,2	-1,2%
Riduzione (aumento) scorte	0,2	0,4	0,3	0,2	0,3	0,3	+18,9%
<b>TOTALE CONSUMI</b>	<b>93,5</b>	<b>86,7</b>	<b>73,7</b>	<b>57,6</b>	<b>60,0</b>	<b>59,4</b>	<b>-0,9%</b>

<sup>(1)</sup> Calcolate sulle migliaia di tonnellate.

<sup>(2)</sup> Comprende Coke di Petrolio, Petrolio, Lubrificanti e altri.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

- si dimezza la domanda di **olio combustibile** (poco sotto il milione di tonnellate – 50,3 per cento rispetto al 2015), che torna ad essere economicamente non competitivo. In particolare nel settore termoelettrico (escludendo i volumi utilizzati dagli autoproduttori industriali) sono state consumate circa 340 mila tonnellate di olio combustibile, quasi tutte con tenore di zolfo superiore all'1 per cento e provenienti dal mercato interno;
- andamenti positivi si segnalano anche per i **bunkeraggi** (+13,6 per cento), il **carboturbo** (+6,7 per cento), il **fabbisogno petrolchimico** (+5,7 per cento), i **lubrificanti** (+4,4 per cento);
- scendo invece gli **altri prodotti**<sup>8</sup> (-9,0 per cento), i **consumi e perdite di raffineria** (-1,2 per cento) ed i **bitumi** (-0,9 per cento).

## I prezzi dei prodotti petroliferi

Anche nel 2016 i prezzi dei prodotti petroliferi sono stati il fattore chiave con cui gli effetti positivi del calo delle quotazioni internazionali del greggio si sono trasmesse all'economia reale del nostro Paese.

**Le quotazioni internazionali dei prodotti hanno infatti rilevato mediamente andamenti in ulteriore riduzione, nonostante il recupero del primo trimestre: rispetto ai valori del 2015, hanno prodotto decrementi medi del 17,4 per cen-**

**to per le benzine e del 20,5 per il gasolio auto** su valori espressi in dollari.

Dopo i valori minimi toccati ad inizio anno, sono stati raggiunti dei valori di punta nel mese di dicembre. In linea con l'andamento 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'an-

<sup>8</sup> Escludendovi i lubrificanti, il calo degli altri prodotti è stato dell'11,6 per cento.

**Italia** I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Benzina senza piombo	euro/litro	1,713	1,538	1,444	1,039	1,006	0,989	0,674	0,532	0,455
Gasolio auto	euro/litro	1,609	1,406	1,283	0,909	0,871	0,849	0,700	0,535	0,434
GPL auto	euro/litro	0,769	0,613	0,563	0,286	0,258	0,249	0,483	0,355	0,314
Gasolio riscaldamento	euro/litro	1,367	1,169	1,094	0,649	0,614	0,601	0,718	0,555	0,493
Olio comb. denso Btz	euro/kg	0,594	0,388	0,334	0,086	0,066	0,062	0,508	0,322	0,272

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

**Italia** Il costo del greggio importato

	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	Var. % 2016 vs 2015
Fob dollari/barile	22,5	16,3	26,9	50,4	78,0	108,6	98,2	50,8	41,2	-18,8%
Cif dollari/tonnellata	172,2	125,0	205,0	379,9	581,0	806,8	730,4	383,3	311,1	-18,8%
Cambio Dollaro/Euro <sup>(*)</sup>	1,2887	1,2953	0,9174	1,2359	1,3246	1,3281	1,3326	1,1089	1,1059	-0,3%
Cif Euro/tonnellata	133,6	96,5	223,5	307,4	438,6	607,5	548,1	345,6	281,3	-18,6%

<sup>(\*)</sup> Cambio medio ponderato sulla base dei volumi mensilmente importati. Non corrisponde esattamente alla media Uic.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Unione Petrolifera

no 2016 rispetto all'anno precedente, **hanno registrato le seguenti variazioni percentuali:**

- benzina senza piombo -14,5 per cento
- gasolio autotrazione -18,9 per cento
- gasolio riscaldamento -11,1 per cento
- olio combustibile Btz -15,3 per cento

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

I **prezzi medi al consumo nel 2016 sono stati pari a 1,444 euro/litro per la benzina e a 1,283 euro/litro per il gasolio auto**. I decrementi, ri-

spettivamente del 6 per cento per la benzina e di circa il 9 per cento per il gasolio, sono stati percentualmente meno significative, data la loro consistente componente fiscale: **complessivamente le tasse hanno rappresentato oltre il 68 per cento del prezzo finale della benzina e il 66 per cento del gasolio**.

Rispetto al valore del 2015, pari a 1,006 euro/litro, la componente fiscale sulla benzina è scesa a 0,989 (-1,7 per cento), mentre quella sul gasolio auto è scesa da 0,871 a 0,849 euro/litro (-2,5 per cento): si tratta di cali legati al decremento dei prezzi industriali, che hanno fatto scendere l'entità dell'IVA.

## Le importazioni e le esportazioni

Nel 2016 le **importazioni italiane di greggio** sono state pari a 60,9 milioni di tonnellate, in flessione del 2,6 per cento rispetto all'anno precedente: pur avendo recuperato rispetto al minimo del 2014 (53,8) sono circa 18 milioni più basse rispetto al 2010. Anche nel 2016 non ci sono state importazioni di petrolio per conto di "comitanti esteri".

In riferimento ai Paesi di provenienza sono continuati a crescere i volumi dall'**Iraq**, pari a 12 milioni di tonnellate, (+3,3 per cento) che è **rimasto il primo fornitore di greggio del nostro Paese**, come nel 2015.

Per contro le perduranti tensioni in Libia hanno determinato una ulteriore riduzione dei flussi di greggio da quello che lungamente è stato il primo fornitore: ora 3,1 milioni contro i 25,8 del 2007.

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 particolarmente ridotto il peso dell’Africa (21,9 per cento).

In ridimensionamento anche i volumi dall’area ex-sovietica, che con Azerbaijan 8,9, Russia 6,4 e Kazakhstan 4,3 milioni di tonnellate, ha garantito nel complesso circa il 34 per cento del greggio arrivato in Italia.

Le convenienze economiche hanno invece rafforzato quella del Medio Oriente, che grazie all’Iraq ha toccato valori massimi storici (38,2 per cento).

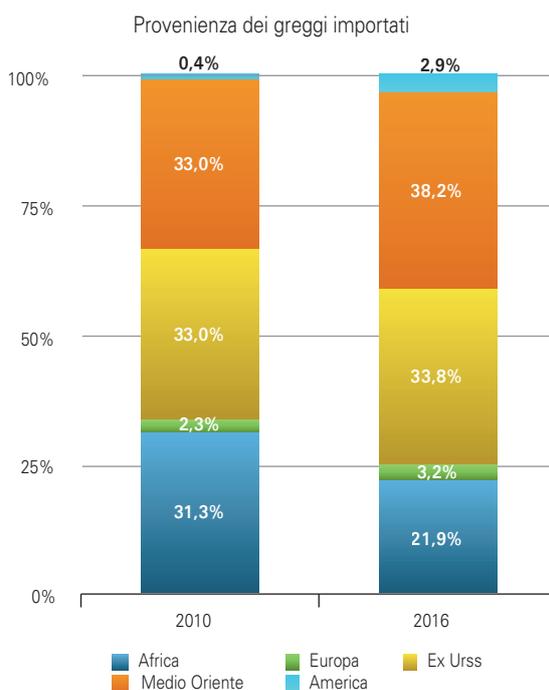
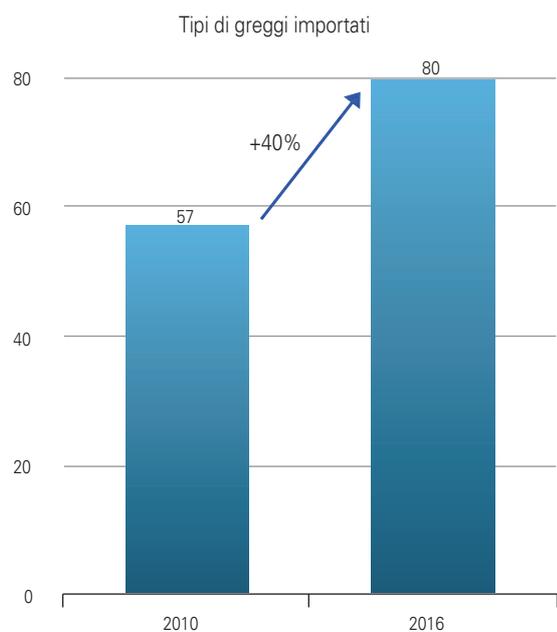
E’ complessivamente aumentato il numero dei Paesi da cui importiamo greggio (30 nel 2016 ri-

spetto ai 25 del 2010), accrescendo in questo modo la flessibilità degli approvvigionamenti.

Sono infine risultate in crescita le importazioni sia dei prodotti finiti (pari a 15,5 milioni di tonnellate, +19,4 per cento), che di semilavorati esteri (pari a 6,2 milioni di tonnellate, +0,3 per cento).

In ulteriore aumento anche le esportazioni di greggio, semilavorati e prodotti finiti, che si sono attestate sui 29,7 milioni di tonnellate (+5,9 per cento rispetto al 2015). Siamo ancora su valori inferiori a quelli del 2007, anno in cui i volumi esportati hanno raggiunto circa 31,2 milioni di tonnellate, rispetto ai quali sono state esportate 1,5 milioni di tonnellate in meno.

**Italia** Tipi e provenienze dei greggi importati



Fonte: Unione Petrolifera

**Italia** L'approvvigionamento petrolifero  
(Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016 <sup>(1)</sup>
Importazioni di greggio	74,7	73,6	83,7	89,3	78,6	53,8	62,5	60,9
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	85,3	72,2	53,8	62,5	60,9
– di cui conto committente estero	11,6	3,2	6,6	4,0	6,4	—	—	—
Importazione di semilavorati	12,1	8,6	6,6	5,9	6,9	5,9	6,1	6,2
Importazioni di prodotti finiti <sup>(2)</sup>	23,5	25,1	22,3	14,0	12,7	12,5	13,0	15,5

<sup>(1)</sup> Dati provvisori.

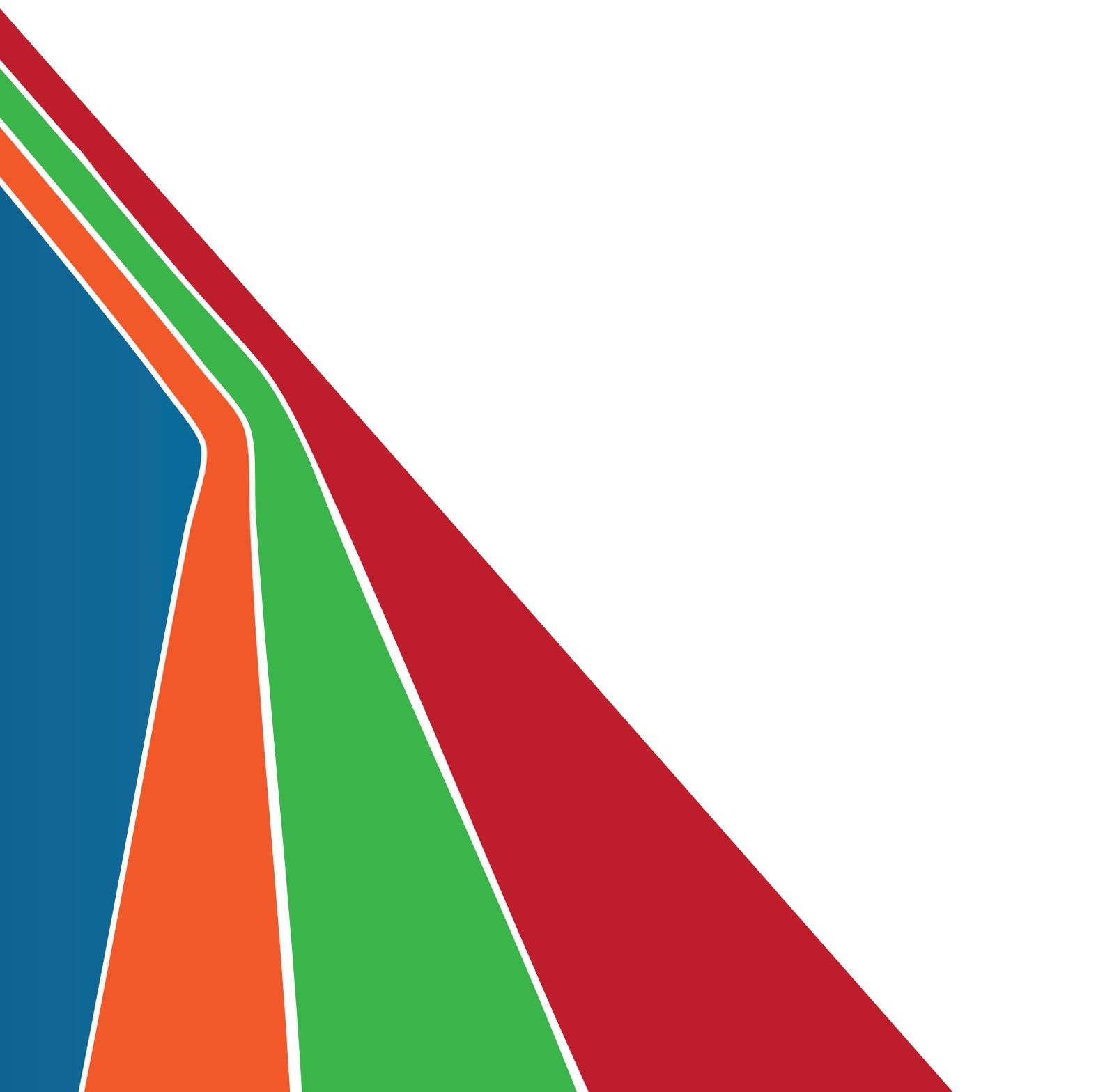
<sup>(2)</sup> Dall'anno 1999 e fino al 2004 comprendono le importazioni di Combustibili a Basso Costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo) e Coke di Petrolio.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

**Italia** Le provenienze del greggio

	Milioni di tonnellate							Peso percentuale						
	1990	2000	2005	2010	2014	2015	2016	1990	2000	2005	2010	2014	2015	2016
<b>MEDIO ORIENTE</b>	<b>26,8</b>	<b>30,6</b>	<b>30,8</b>	<b>25,9</b>	<b>12,8</b>	<b>17,3</b>	<b>23,3</b>	<b>35,9</b>	<b>36,6</b>	<b>34,5</b>	<b>33,0</b>	<b>23,8</b>	<b>27,7</b>	<b>38,2</b>
– di cui: Arabia Saudita	8,1	8,4	12,6	5,6	5,8	5,4	5,8							
Iran	9,5	10,4	9,6	10,4	0,4	0,0	2,4							
Iraq	3,4	8,2	5,9	7,4	6,3	11,6	12,0							
<b>AFRICA</b>	<b>40,4</b>	<b>32,2</b>	<b>30,6</b>	<b>24,6</b>	<b>13,4</b>	<b>18,1</b>	<b>13,3</b>	<b>54,1</b>	<b>38,5</b>	<b>34,2</b>	<b>31,3</b>	<b>24,9</b>	<b>28,9</b>	<b>21,9</b>
– di cui: Libia	24,5	21,9	23,3	18,2	4,2	3,9	3,1							
Algeria	4,6	3,2	2,9	0,7	1,3	1,3	1,0							
Egitto	6,2	3,3	0,7	1,4	1,5	2,7	1,5							
Angola		0,1	0,2	0,6	1,8	2,8	1,5							
Nigeria	1,3	1,1	1,6	0,8	1,4	1,9	1,5							
<b>EX URSS</b>	<b>6,2</b>	<b>16,1</b>	<b>24,5</b>	<b>25,9</b>	<b>22,3</b>	<b>24,6</b>	<b>20,5</b>	<b>8,3</b>	<b>19,2</b>	<b>27,4</b>	<b>33,0</b>	<b>41,4</b>	<b>39,4</b>	<b>33,8</b>
– di cui: Russia	nd	13,9	18,4	11,9	8,9	8,2	6,4							
Azerbaijan	nd	1,8	2,9	11,0	9,2	11,2	8,9							
<b>AMERICA</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>3,8</b>	<b>1,6</b>	<b>1,8</b>	<b>0,7</b>	<b>0,6</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>7,1</b>	<b>2,6</b>	<b>2,9</b>
<b>EUROPA</b>	<b>0,6</b>	<b>4,3</b>	<b>3,3</b>	<b>1,9</b>	<b>1,5</b>	<b>0,9</b>	<b>2,0</b>	<b>0,8</b>	<b>5,1</b>	<b>3,7</b>	<b>2,3</b>	<b>2,8</b>	<b>1,4</b>	<b>3,2</b>
<b>Altre provenienze</b>	<b>0,2</b>							<b>0,2</b>	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE`</b>	<b>74,7</b>	<b>83,7</b>	<b>89,3</b>	<b>78,6</b>	<b>53,8</b>	<b>62,5</b>	<b>60,9</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
– di cui da Area Opec	55,5	55,0	56,1	43,7	21,6	27,2	30,3	74,3	65,7	62,8	55,6	40,1	43,5	49,8

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico



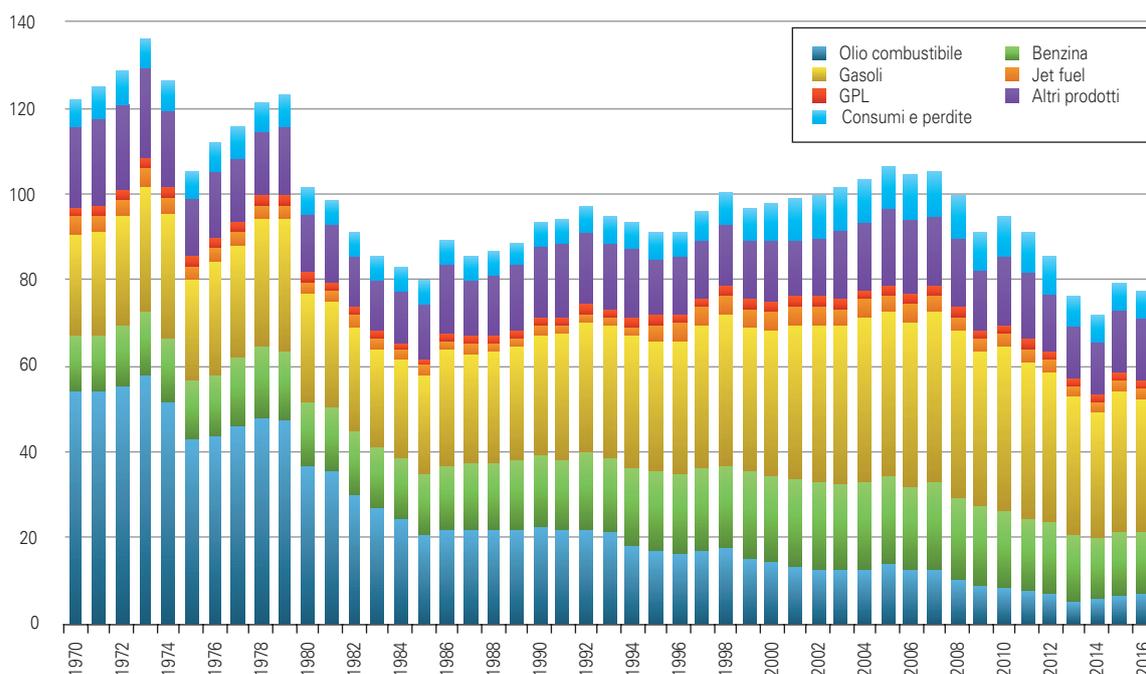
# IL DOWNSTREAM ITALIANO

## La capacità di raffinazione nel 2016 si stabilizza

Nel 2016 la capacità di raffinazione italiana è stata pari a 87,2 milioni di tonnellate, confermando sostanzialmente i valori del 2015 dopo una lunga fase di contrazione che dal 2010 ad oggi ha portato ad un taglio di circa 20 milioni di tonnellate (-18 per cento).

Nel complesso le lavorazioni sono scese a 71,1 milioni di tonnellate (-2,3 per cento), con un **tasso di utilizzo degli impianti dell'82 per cento**, che scende al 68 per cento se viene rapportato ai soli consumi interni. Le lavorazioni di greggio, che rappresentano il 91 per cento del totale, pari a 64,9 milioni di tonnellate, hanno registrato un

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



Fonte: Unione Petrolifera

calo del 2,7 per cento, mentre quelle dei semilavorati esteri sono aumentate dell'1,6 per cento.

Sebbene superiori al minimo del 2014, le lavorazioni, pari a 71,1 milioni di tonnellate, risultano più basse di circa 30 milioni rispetto al 2005, quando gli impianti lavoravano a pieno regime.

**Al 1° gennaio 2017 la capacità di raffinazione effettivamente disponibile è rimasta pari a 87,2 milioni di tonnellate.**

Pertanto, nonostante la riduzione delle capacità degli impianti, la situazione di *overcapacity* è tutt'altro che superata.

La **capacità di desolfurazione del sistema di raffinazione**, cioè degli impianti idonei a produrre le qualità di carburanti richieste date le specifiche sul tenore di zolfo, è oggi pari a 41,3 milioni di tonnellate, in leggero aumento rispetto al 2015 (+1,2 per cento), ma più bassa di oltre il 16 per cento rispetto al 2011, prima del ridimensionamento degli assetti impiantistici.

Per quanto riguarda i **margini di raffinazione** il 2016 è stato nel complesso un anno positivo, sebbene tutte le tipologie di lavorazioni abbiano registrato un peggioramento rispetto ai valori record del 2015, raggiunti grazie ad un abbondante offerta di greggi e a progressivi incrementi dei consumi di prodotti raffinati.

Tali premianti circostanze del mercato del 2015 hanno spinto le produzioni ai massimi e l'offerta di raffinati, superando i consumi, ha creato un progressivo accumulo di scorte che ha ridimensionato i margini nel corso dell'anno appena trascorso.

In Europa rispetto alla media del 2015 per le lavorazioni cracking, i **margini per il Brent sono passati da 7,3 a 4,3 dollari al barile** (-41 per cento), mentre per le lavorazioni **Ural da 7,7 a 5,7 dollari al barile** (-26 per cento).

**Gli investimenti nel settore della raffinazione effettuati nel 2016 stati oltre 900 milioni di euro**, di cui il 41 per cento destinato all'ammodernamento degli impianti, al mantenimento

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

	2000	2005	2010	2012	2013	2014	2015	2016
Lavorazioni	94,2	101,0	90,3	80,5	70,9	65,6	72,8	71,1
– greggio nazionale	4,5	5,5	5,0	4,9	5,0	5,3	4,8	3,1
– greggio estero	82,9	88,7	78,5	68,8	57,9	54,4	61,9	61,8
– semilavorati di importazione	6,8	6,8	6,8	6,8	8,0	5,9	6,1	6,2
Altri semilavorati, additivi, biocarburanti, ossigenati	3,8	5,5	4,6	4,8	5,5	6,0	6,3	6,4
<b>TOTALE MATERIA PRIMA TRATTATA</b>	<b>98,0</b>	<b>106,5</b>	<b>94,9</b>	<b>85,3</b>	<b>76,4</b>	<b>71,6</b>	<b>79,1</b>	<b>77,5</b>
– di cui conto committenti esteri	6,7	3,9	6,9	8,4	8,2	-	-	-
Capacità di raffinazione <sup>(1)</sup>	100,2	100,2	106,6	103,1	99,1	98,1	87,5	87,2
% di utilizzazione <sup>(2)</sup>	94%	100%	85%	78%	72%	67%	83%	82%

<sup>(1)</sup> Capacità supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica, al 1° gennaio.

<sup>(2)</sup> Riferita al totale lavorazioni, esclusi altri semilavorati, additivi, biocarburanti e ossigenati.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

degli standard di sicurezza ed affidabilità, nonché al miglioramento dell'efficienza energetica e ambientale.

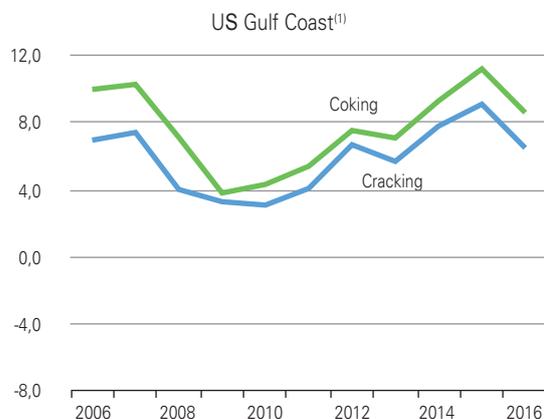
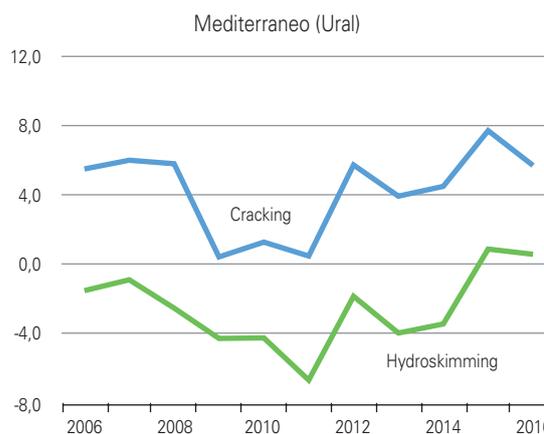
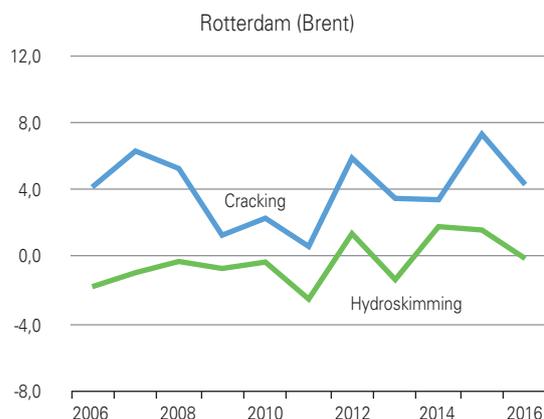
Resta tuttavia irrisolto il problema della perdita di competitività della raffinazione italiana ed europea sui mercati internazionali, dovuto principalmente alle molte asimmetrie rispetto ai Paesi extra-Ue, affrontato in diverse riunioni del Refining Forum istituito a livello comunitario.

In occasione del 7° Forum, tenutosi lo scorso 2 febbraio – che ha visto la partecipazione di numerosi rappresentanti dei diversi Paesi europei, del Commissario Clima Energia, Arias Cañete, e del Direttore Generale della DG Energia, Dominique Rostori – sono stati espressi giudizi positivi e ampiamente condivisi sul lavoro svolto, riconoscendo la **strategicità del settore** e confermando la **necessità di una raffinazione europea competitiva per affrontare le sfide industriali e ambientali dei prossimi decenni**.

L'Italia, che ha aperto le dichiarazioni degli Stati Membri con un efficace intervento del Ministero dello Sviluppo Economico, ha rappresentato le difficoltà che il settore della raffinazione nazionale sta vivendo e ha fornito alla Commissione europea indicazioni precise sulle criticità esistenti nella legislazione in itinere a livello comunitario, con particolare riferimento alla revisione dello Schema Emission Trading e sulla Strategia Comunitaria per la Low Carbon Mobility<sup>1</sup>.

#### Nord Europa/Mediterraneo/Area del Golfo (USA)

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



(\*) Mix di greggi HLS/LLS

Fonte: AIE 2016

1 Per un maggiore dettaglio si veda il capitolo "Il petrolio e l'ambiente" a pag. 95.

## | FOCUS |

### Evoluzione assetti di mercato

Nel corso del 2016 e nei primi mesi dell'anno in corso si sono registrate alcune modifiche negli assetti societari, fra le quali si segnalano:

- la nascita ad ottobre 2016 di **Eni Fuel SpA**, società operativa in cui sono confluite le attività di Eni Fuel Nord e Eni Fuel Centro Sud (extrarete), Eni Rete *oil&nonoil* (società dedicata alla gestione di impianti di distribuzione carburanti su rete ordinaria e autostradale e di servizi non oil) ed Enjoy (*vehicle sharing*). Per le attività di *car* e *scooter sharing* continuerà ad essere operativa sul mercato con il marchio Enjoy;
- a gennaio 2017, la Rosneft JV Projects SA, società indirettamente controllata al 100 per cento da Rosneft, ha collocato la totalità delle azioni **Saras** che deteneva in portafoglio, corrispondenti al 12 per cento del capitale sociale Saras. Le azioni sono state rilevate da un qualificato gruppo di investitori internazionali – tra i quali Norges Bank (gestore del fondo pensione del Governo norvegese) che attualmente detiene una quota pari al 3,084 per cento del capitale – che puntano sul permanere di scenari favorevoli per la raffinazione;
- nei primi mesi di quest'anno l'olandese Alkion Terminals, attraverso la sua partecipata Alkion Terminal Vado Ligure, ha firmato un contratto preliminare di compravendita del deposito ENI (ex Petrolig) di Vado Ligure. Il deposito in questione fino al 31 dicembre 2016 è stato gestito dalla Petrolig Srl, una *joint venture* tra Esso ed Eni, giunta a scadenza a fine 2016. Attualmente è in essere fra Eni ed Esso Italiana un accordo di *throughput* in forza del quale Eni fornisce ad Esso servizi stoccaggio di prodotti petroliferi presso il deposito di Vado Ligure;
- infine ad ottobre 2016 è stato sottoscritto e perfezionato un accordo fra **Erg** ed UniCredit che prevede la permuta di tutte le azioni già detenute da UniCredit in Erg Renew, pari a n. 7.692.308 e corrispondenti al 7,14 per cento del relativo capitale sociale con n. 6.012.800 di azioni proprie ordinarie Erg corrispondenti al 4,00 per cento della totalità delle azioni rappresentanti il capitale sociale di Erg.

## | FOCUS |

### Investimenti e attività industriali

In un contesto di mercato che resta ancora complesso ed incerto, la tutela ambientale e la sfida della transizione energetica passa anche attraverso l'innovazione tecnologica di prodotto e di processo, che resta la principale strategia dell'industria petrolifera nel nostro Paese.

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

- la **Raffineria di Milazzo** – RAM (*joint-venture* paritetica tra Eni e Kuwait Petroleum Italia), avendo ottenuto il via libera dalla Commissione europea, nel corso del 2016 ha acquisito la totalità delle quote di Termica Milazzo Srl (60 per cento Edison e 40 per cento Enipower), che opera la centrale termoelettrica, già fornitrice di vapore all'impianto. La centrale, situata nell'Area di sviluppo industriale di Milazzo, è autorizzata all'esercizio per una potenza pari a 365 MWt e opera attraverso un ciclo combinato cogenerativo alimentato da gas naturale, con utilizzo di vapore per la produzione di energia elettrica e cessione di vapore per usi di processo. A novembre la Raffineria ha ottenuto anche il parere favorevole della Conferenza di Servizi istituita dal Ministero dell'Ambiente per il rilascio dell'autorizzazione alla realizzazione di interventi nelle vasche dell'impianto di trattamento acque, sezioni Tap e Taz. Dopo aver investito circa 110 milioni di euro per progetti specificatamente ambientali nell'ultimo triennio, nel Piano di investimenti 2017, la Raffineria ha previsto un ulteriore impegno di 80 milioni di euro per mantenere gli standard di eccellenza raggiunti e la sostenibilità nel lungo periodo. Fra le iniziative previste in campo ambientale, vi sono:
  - la copertura delle vasche degli impianti di trattamento delle acque di scarico e di processo;
  - l'installazione di un terzo impianto di recupero vapori (Vru) ai pontili;

- il completamento del progetto di "*blending*" dei grezzi, che permetterà una flessibilità di lavorazione dei prodotti più ampia;
- il completamento dell'impianto Sru3 per una maggiore flessibilità operativa del ciclo di raffinazione e l'integrazione tecnica con l'acquisita centrale a ciclo combinato "Termica Milazzo", con interventi al sistema turbogas.

Infine in questi primi mesi del 2017 la Raffineria ha ottenuto un ulteriore finanziamento di 110 milioni di euro dalla Banca Europea per gli Investimenti – BEI, nell'ambito del piano Juncker lanciato dalla Commissione europea nel 2014, per il rilancio economico delle infrastrutture strategiche e di interesse nazionale (art. 57 della Legge n.35/2012). I fondi BEI<sup>1</sup> fanno parte dell'investimento complessivo di 220 milioni concessi all'industria petrolifera nell'ambito della sicurezza, della tutela ambientale e dell'efficienza energetica;

- la **Saras** ha preventivato 645 milioni di euro di investimenti per il periodo 2016-2019. Nel 2016 ha investito 133,6 milioni di euro nella Raffineria di Sarroch, rispetto ai 75 dell'anno precedente, che le hanno consentito di:
  - completare gli interventi di **recupero termico** dal forno dell'unità di distillazione atmosferica "Topping 1" e dall'impianto di dissalazione dell'acqua di mare;
  - avviare gli interventi di **recupero energetico** previsti nel piano industriale pluriennale, tra i quali il sistema di recupero di GPL dal fuel gas, tramite un apposito dispositivo di raffreddamento chiamato "*chiller*";
  - fra gli interventi destinati al **miglioramento dei processi**, è stata completata la realizzazione del sistema di filtrazione dell'olio chiaro ("*slurry*") sull'unità FCC, e del sistema di recupero acqua

<sup>1</sup> Dal punto di vista tecnico di essi 30 milioni saranno erogati direttamente dalla BEI, altri 40 sempre della BEI ma con garanzie della Cassa Depositi e Prestiti (CDP) e gli ultimi 40 tramite un Istituto di credito italiano.

dagli impianti di trattamento delle acque acide (unità "SWS");

- fra gli interventi per lo sviluppo del sito, sono iniziati gli investimenti necessari per l'adeguamento dei pontili, per consentire l'ormeggio e la caricazione di navi di grandi dimensioni per il trasporto di benzina e gasolio, e gli investimenti nel parco serbatoi, per aumentare la flessibilità di stoccaggio grezzi e prodotti pesanti (ad esempio, sono iniziati i lavori per l'adeguamento del serbatoio "ST-96" per lo stoccaggio del TAR caldo). Si è altresì proseguito negli interventi di integrazione degli "impianti Sud" con gli "impianti Nord" (ex Versalis), al fine di ottimizzare e potenziare il funzionamento degli stessi.

Nei primi mesi di quest'anno è stato inoltre avviato il **Programma #DigitalSaras**, per il quale Saras e la controllata Sarlux, proprietaria degli impianti di Sarroch, hanno individuato 80 possibili applicazioni, definito quelle prioritarie e avviato le prime 8 sperimentazioni. Alcuni progetti di digitalizzazione erano già partiti a inizio 2016, fra i quali quello per riprodurre in 3D tutti gli impianti, che è ancora in corso. Attualmente, si sta testando l'utilizzo di tablet e *app* utili a verificare lo stato di usura degli impianti. Ogni anno vi sono controlli su 2 milioni di punti di osservazione delle oltre 30mila attrezzature presenti nel sito, che è in grado di lavorare 41 tipi di greggio provenienti da oltre 30 Paesi.

- Anche la **Raffineria Esso di Augusta** e la **Sarpom** (75 per cento Esso e 25 per cento TotalErg) continuano a puntare sull'ambiente attraverso notevoli investimenti in corso e in programma nei prossimi anni per il monitoraggio e la mitigazione degli impatti ambientali. Nel corso del 2016 entrambe le raffinerie Esso di Augusta e Sarpom hanno continuato anche i loro impegni di carattere

sociale, con diverse azioni, come gli aiuti e l'assistenza alle comunità locali e alle scuole e la giornata di pulizia del Parco del Ticino.

- Infine a novembre 2016 la **Raffineria api di Falconara Marittima** ha avviato la produzione di Bunker a basso contenuto di zolfo a seguito della realizzazione di un impianto *ad hoc* con un investimento di 20 milioni di euro. Sempre all'interno della Raffineria di Falconara a partire dal mese di giugno 2017 è stata messa in attività la centrale termoelettrica a ciclo combinato a gas da 280 MW.

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

- la **Società Italiana per l'Oleodotto Transalpino (Siot)**, nell'ambito del piano di 3 milioni di euro stanziati del Gruppo Tal-Siot per migliorare la sicurezza dell'impianto, nella seconda metà del 2016 ha effettuato lavori per facilitare le ispezioni delle linee di collegamento fra il Terminal Marino e il Parco serbatoi di Dorligo della Valle, rilocando fuori terra parte delle tubazioni dell'oleodotto. Inoltre con un investimento di oltre 12 milioni di euro, ha effettuato la modernizzazione del "*main manifold*", il parco valvole nel Parco serbatoi. Per la manutenzione degli impianti in Italia il Gruppo Tal investe una media di 20 milioni di euro l'anno. Infine si segnala che fra le 20 proposte di Progetti di Interesse Comune europeo per nuove infrastrutture, messe in consultazione attualmente dalla Commissione europea, c'è anche il progetto Tal Plus, promosso dalla ceca Mero, che prevede il potenziamento dell'oleodotto da Trieste a Ingolstadt (Germania) attraverso l'Austria, per permettere la diversificazione degli approvvigionamenti petroliferi della Repubblica Ceca.

## | FOCUS |

### Awards e ricorrenze del settore nel 2016

L'industria petrolifera si è confermata anche nell'anno appena trascorso un comparto di eccellenza fra le industrie nazionali, anche grazie alla permanenza di grandi operatori esteri, che nonostante il contesto sfidante continuano ad investirvi con il massimo impegno.

Fra le ricorrenze del 2016 si ricordano:

- i 125 anni di attività della **Esso Italiana**, nata nel 1891 con il nome "Società Italo-Americana del Petrolio" (SIAP) e ribattezzata nel 1972 con la denominazione attuale;
- i 30 anni del marchio **Q8**, ispirato alle tradizionali barche a vela del Kuwait e
- i 30 anni della **Tamoil Italia**.

Fra i riconoscimenti ottenuti si segnalano il conferimento delle seguenti premiazioni:

- all'**Eni** per il secondo anno consecutivo del premio "Exploration Company of the Year" dal Petroleum Economist, per il suo approccio innovativo nelle attività di ricerca ed esplorazione, che ha consentito alla società di ottenere numerosi successi anche in aree precedentemente esplorate con esiti negativi, evidenziando l'efficacia del modello di business esplorativo e degli strumenti impiegati in queste attività;
- alla **Erg**
  - l'*Oscar di Bilancio 2016* per la categoria "Società e Grandi Imprese", promosso dalla Federazione Relazioni Pubbliche Italiana (FERPI), per l'efficacia del modello di rendicontazione, che illustra compiutamente la trasformazione da operatore industriale nel settore energetico a produttore indipendente di energie elettrica prodotta prevalentemente da rinnovabili;
  - il premio "Best Newcomer Italy" della Carbon Disclosure Project – CDP, in collaborazione con

Borsa Italiana, che raccoglie, analizza e diffonde a livello globale i dati sulle performance ambientali delle imprese. Il riconoscimento consegue alle azioni e alle strategie di contrasto al *climate change* adottate dalla società nonché alla trasparenza nella comunicazione;

- alla **Total** dell'"Energy Intelligence Award for Leadership in New Energy 2016", essendo emersa come società leader fra le major petrolifere nell'adattare il suo modello di business ai cambiamenti climatici;

e la presenza nelle seguenti classifiche:

- dell'**Eni** nell'indice "Global 100 Most Sustainable Corporations in the World", di Corporate Knights. L'Eni è la prima società italiana ad entrare nella classifica internazionale delle 100 Compagnie più sostenibili (requisito minimo per l'ammissione: capitalizzazione superiore a 2 miliardi di dollari al 1° ottobre di ogni anno) stilata secondo 12 Key Performance Indicator (Indicatori chiave di performance);
- di **Eni** ed **Erg** nella Top Ten della classifica "Webranking 2016 Italy" di Comprend, per la Comunicazione finanziaria online delle società quotate;
- l'entrata dell'**Eni** nella "Climate A List", che raccoglie le Compagnie con il punteggio più elevato (A) della classifica Carbon Disclosure Project (CDP) per le performance ambientali. Le Aziende sono valutate in base all'efficacia delle azioni pianificate nel contenimento delle emissioni di gas a effetto serra;
- si segnala infine che la **les** contribuisce come capofila in Italia di MOL Group all'impegno sulla sostenibilità ambientale: ancora una volta infatti MOL Group è tra il 15 per cento delle migliori aziende petrolifere integrate nel ranking del Dow Jones Sustainability World Index.

## | FOCUS |

### Le attività formative del settore petrolifero

Per valorizzare il patrimonio di conoscenze dell'industria petrolifera, l'**api** a fine 2016 ha siglato un Protocollo d'intesa con il Ministero dell'Istruzione, focalizzato sui temi dell'Alternanza scuola-lavoro e sulla cooperazione con le istituzioni universitarie, per definire un'offerta formativa con moduli *ad hoc* sull'energia. Dall'anno scolastico 2017-2018 sono offerti dei percorsi didattici in azienda su temi organizzativi, tecnici e gestionali specifici, a partire dalla Raffineria di Falconara Marittima; nell'ambito dello stesso protocollo **api** ha curato il modulo "oil" del Master in management dell'energia della LUISS Business School di Roma.

**Eni** è la prima società italiana ad avere firmato un Protocollo d'intesa che prevede sia l'Apprendistato di 1° livello che l'Alternanza scuola-lavoro. Per attività di formazione ed *education* ha investito circa 110 milioni di euro fra il 2014 e il 2016 e coinvolgerà 5.200 studenti nel progetto di Alternanza scuola-lavoro nel triennio 2016-2018.



**SCI-TECH  
CHALLENGE**

**Esso Italiana** è impegnata nella Sci-Tech Challenge<sup>1</sup>, un'iniziativa didattica sviluppata a livello europeo dalla ExxonMobil in collaborazione con Junior Achievement Europe, l'associazione no-profit leader per la promozione

dell'economia nelle scuole primarie, secondarie di primo grado e superiori.

L'iniziativa, che si svolge in sette Paesi – Belgio, Francia, Italia, Norvegia, Paesi Bassi, Regno Unito e Romania – ha l'obiettivo di incoraggiare gli studenti a considerare Scienza, Tecnologia, Ingegneria e Matematica come valide opzioni per il proprio percorso formativo, aiutandoli a comprendere l'importanza di queste materie e il loro ruolo nello sviluppo di nuove opzioni per vincere le sfide energetiche del futuro.

In Italia, il programma coinvolge alcuni Licei Scientifici delle aree in cui insistono i siti operativi e la Sede delle società del gruppo ExxonMobil. All'edizione 2016-2017, hanno preso parte circa 1.000 studenti (40 classi) di 10 Istituti delle province di Napoli, Novara, Roma, Savona e Siracusa.

Al programma partecipano anche dipendenti della Esso Italiana e della SARPOM, che svolgono lezioni in classe e attività di consulenza e di assistenza nelle fasi in cui gli studenti sono chiamati a sviluppare progetti per trovare soluzioni innovative a tematiche energetiche.

Infine, sotto il profilo degli investimenti in programmi didattici, anche nel 2017, come già da due anni stanno proseguendo le iniziative di Alternanza scuola-lavoro, per studenti di istituti liceali che approfondiscono negli impianti **Saras** i diversi temi della gestione aziendale, della logistica petrolifera e dell'automazione industriale.

<sup>1</sup> Abbreviazione di Science and Technology Challenge.

## | FOCUS |

### Investimenti in ex raffinerie – La difficile ed impegnativa transizione

La trasformazione dei *brownfield* della raffinazione implica consistenti impegni finanziari e risvolti nel tessuto economico-sociale che ne è coinvolto che non vanno sottovalutati, perché il processo è comunque lento, complesso e non indolore.

Le conseguenze della reindustrializzazione si riflettono infatti non solo sullo specifico sito industriale, ma anche sul territorio adiacente, che per tanti decenni è stato legato economicamente all'industria del petrolio<sup>1</sup>.

Il riorientamento delle attività produttive può passare attraverso la trasformazione in "Green Refinery", come nel caso di Porto Marghera e Gela, oppure in poli logistici integrati, come per gli asset delle ex Raffinerie di Cremona, Roma e Mantova.

A prescindere dai diversi percorsi, esse continuano ad essere interessate da investimenti ed attività industriali. Nella ex Raffineria **les Mol di Mantova**, trasformata in polo logistico integrato con un processo di conversione avviato ad ottobre 2013, sono stati valutati dei progetti di reindustrializzazione, promossi dall'advisor Sofit e dalla les Mol nel corso del 2016, che con circa 14 milioni di euro di investimenti in 3 anni, a regime prevedono di creare circa 115 posti di lavoro:

	Investimenti previsti (milioni di euro)	Addetti a regime	Tempi di realizzazione
<b>Fito Remediation</b>	6,2	14	18-24 mesi
<b>Pellet e Caldaie</b>	7,8	83	6-12 mesi
<b>Multifactory</b>	0,5	18	0-6 mesi

- *Fito remediation*. Intervento di ripristino degli ecosistemi degradati attraverso «infrastrutture verdi

che operano come fitodepuratori», con l'obiettivo di recuperare una zona verde ad uso anche ricreativo;

- *Pellet e caldaie*. Installazione di impianti per la lavorazione di pellet (da sorgo con alto potenziale termico), nonché produzione e commercializzazione di pellet, servizi energetici e manutenzione impianti;
- *Multifactory*. Riutilizzo di edifici e strutture in cui insediare *start up* e trasferirvi realtà già operanti nel tessuto mantovano.

Per quanto riguarda la ex Raffineria **Eni di Gela**, che ha iniziato la sospensione delle attività di raffinazione nel 2014, l'Eni ha sottoscritto un Protocollo d'Intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico e le Autorità locali il 6 novembre 2014, programmando investimenti per complessivi 2,2 miliardi di euro per la sua trasformazione ed una serie di iniziative nell'area:

- l'avvio di nuove attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nel territorio della Regione Sicilia e nell'*offshore*;
- la realizzazione di un polo logistico per la spedizione dei greggi di produzione locale e dei carburanti *green* prodotti nel sito; studi di fattibilità di progetti di stoccaggio e trasporto GNL e GNC a Gela e di un'iniziativa per la produzione dei lattici naturali partendo da prodotti naturali con il relativo sviluppo della filiera agricola;
- la realizzazione in loco di un centro di competenza focalizzato in materia di *safety*;
- le attività di risanamento ambientale di impianti e aree che dovessero progressivamente rivelarsi non funzionali.

La conversione in *Green Refinery* utilizzerà la tecnologia *Ecofining*<sup>2</sup>, sviluppata e brevettata da Eni, che consentirà la produzione di *green diesel*, biocarburante a elevata

<sup>1</sup> Parallelamente e a supporto degli addetti direttamente occupati negli impianti di raffinazione, vi è infatti anche un indotto di attività, spesso anche più numeroso che da esse dipendono.

<sup>2</sup> La tecnologia del brevetto *Ecofining*TM, sviluppato dal 2005 in partnership con la statunitense Honeywell-Uop, si basa sulla idrogenazione completa degli oli vegetali e consente ampia flessibilità rispetto alle cariche biologiche da utilizzare come materia prima: oli vegetali, cariche di seconda generazione (grassi animali, oli esausti di cottura) e "advanced" (quali oli di alghe e rifiuti, materiale lignocellulosico, ecc.).

sostenibilità ambientale, e sarà in grado di processare anche materie prime di seconda generazione. Quello di Gela è il primo progetto trasversale e integrato che Eni mette in campo in Italia per costruire con il territorio un nuovo programma industriale, coniugando le esigenze d'impresa con lo sviluppo delle comunità locali. Nel 2016 sono proseguite le attività sugli obiettivi previsti nel Protocollo. Ad aprile con l'ottenimento delle autorizzazioni, è stato avviato il cantiere del progetto *Green Refinery*, uno degli assi portanti del Protocollo. A fine 2016 gli investimenti effettuati per la riconversione della raffineria sono stati 400 milioni, (in 119 cantieri avviati, di cui 65 completati), dei quali 85 milioni per 34 cantieri di risanamento ambientale (12 completati), impiegando una media di 1300 risorse umane dell'indotto nel 2016, 100 in più di quanto concordato. Nei primi mesi di quest'anno l'Eni ha sottoscritto un protocollo con il Conoe<sup>3</sup>, che rappresenta un esempio di economia circolare, in quanto gli oli ed i grassi vegetali ed animali esausti, raccolti dal Consorzio potranno essere utilizzati nelle bioraffinerie di Porto Marghera e successivamente anche di Gela, in sostituzione dell'olio di palma attualmente utilizzato come materia prima. Gli investimenti dovrebbero portare a 420 mila tonnellate l'anno la produzione di biodiesel. Nel 2018 è prevista l'entrata in funzione della bioraffineria di Gela, che avrà una capacità di lavorazione pari a 750 mila

tonnellate di oli vegetali, con una produzione di 530 mila tonnellate all'anno di biodiesel.

A marzo di quest'anno l'Eni vi ha inaugurato il "*Safety Training Center*", centro operativo di formazione professionale per i propri dipendenti nei settori della salute, sicurezza e ambiente, che si affianca al "*Safety Competence Center*", avviato nel 2015, che ha già formato circa 140 tecnici, che operano a supporto delle attività operative di Eni in Italia e all'estero.

Ha affidato l'incarico per la realizzazione, di un nuovo impianto di *steam reforming* per la produzione di idrogeno<sup>4</sup> presso la raffineria, i cui lavori saranno completati nel quarto trimestre del 2018.

Attraverso la realizzazione di un impianto pilota, Eni intende avviare inoltre la sperimentazione di una nuova tecnologia, denominata "*waste to oil*", per la produzione di bio-olio da rifiuti organici prodotti dal territorio di Gela: la sperimentazione è prevista iniziare nel secondo semestre 2017.

In riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi dai fondali marini e in terra ferma nel golfo di Gela, per le quali sono previsti 1,8 miliardi di investimenti, il Consiglio di Stato a settembre 2016 ha respinto il ricorso presentato dalle associazioni ambientaliste e confermato una precedente analoga decisione del Tribunale Amministrativo del Lazio, dando il definitivo via libera al Progetto *off-shore Ibleo*<sup>5</sup>.

3 CONOE – Consorzio Obbligatorio Nazionale di raccolta e trattamento Oli e grassi vegetali e animali Esausti.

4 La Amec Foster Wheeler ha acquisito un contratto chiavi in mano del valore di oltre 50 milioni di euro da parte di Eni per la progettazione, la fornitura dei materiali e la costruzione del nuovo impianto.

5 Il progetto di trivellazione ed esplorazione in mare prevede la realizzazione della piattaforma Prezioso K, il completamento di complessivi sei pozzi individuati nei campi Argo e Cassiopea e di due pozzi esplorativi ribattezzati Centauro 1 e Gemini 1. Il progetto di estrazione di gas sblocca anche le misure di compensazione calcolate in 32 milioni di euro per il territorio adiacente.

## La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità

Il processo di riduzione del numero degli impianti della rete carburanti in Italia, caratterizzata da sempre da una numerosità eccessiva, è proseguito anche nel 2016, benché ad un ritmo più lento rispetto agli altri Paesi europei.

Al 1° gennaio 2017 la rete di distribuzione carburanti stimava infatti 20.750 punti vendita, rispetto ai 21.000 di inizio 2016. A diminuire è stato soprattutto il numero degli impianti convenzionati con le compagnie petrolifere, mentre in crescita è risultato quello degli altri

operatori che ormai rappresentano il 20 per cento del mercato.

Dal 2007 ad oggi, il numero degli impianti facenti capo ad **operatori indipendenti con marchi propri** è passato da quasi 1.200 a 4.200 (+250 per cento), il numero di impianti di **operatori indipendenti che espongono marchi delle compagnie petrolifere** è sceso da 8.800 a 6.100 (-31 per cento), mentre quello delle **compagnie petrolifere** da 12.600 a 10.450 (-17 per cento).

**Europa** La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2016

	Numero totale punti vendita	% di punti vendita Self Service post pay	Erogato medio complessivo <sup>(1)</sup>
Austria	2.641	75	2.473
Belgio	3.300	n.d.	n.d.
Danimarca	2.006	10	1.645
Francia	11.269	n.d.	3.887
Germania	14.531	n.d.	3.380
Grecia	6.127	4	820
<b>Italia</b>	<b>21.000</b>	<b>51</b>	<b>1.345</b>
Olanda	4.180	70	1.900
Finlandia	1.889	n.d.	2.030
Polonia	6.601	99	2.660
Portogallo	2.989	58	1.880
Regno Unito	8.494	n.d.	3.360
Repubblica Ceca	3.884	1	1.630
Spagna	10.947	70	2.760
Svezia	2.680	n.d.	n.d.
Svizzera	3.461	39	1.404
Ungheria	1.921	100	2.402

<sup>(1)</sup> Valori in metri cubi di benzina e gasolio.

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

Sebbene in leggero aumento rispetto all'anno precedente (+0,5 per cento), nel 2016 l'erogato medio risulta di poco superiore a 1.350 metri cubi/anno, pari al 35 per cento di quello francese e al 40 per cento di quello tedesco e inglese.

Nel 2016 i margini di distribuzione sono scesi su livelli più bassi di quelli del 2015, in particolare sul gasolio auto, mostrando un peggioramento della già scarsa remuneratività del settore, sul quale incide negativamente la forte pressione fiscale sui carburanti, che resta fra le più elevate in Europa. Da ciò deriva anche il dilagare dei fenomeni di illegalità, con una forte evasione di Iva e accise, che determina fenomeni di concorrenza sleale<sup>2</sup>.

In tale contesto, contrassegnato dal permanere delle croniche criticità della distribuzione dei carburanti, sono ancora attese le auspiccate misure del cosiddetto **Disegno di Legge Concorrenza**, volte a dare un impulso all'ammodernamento e alla riqualificazione della rete.

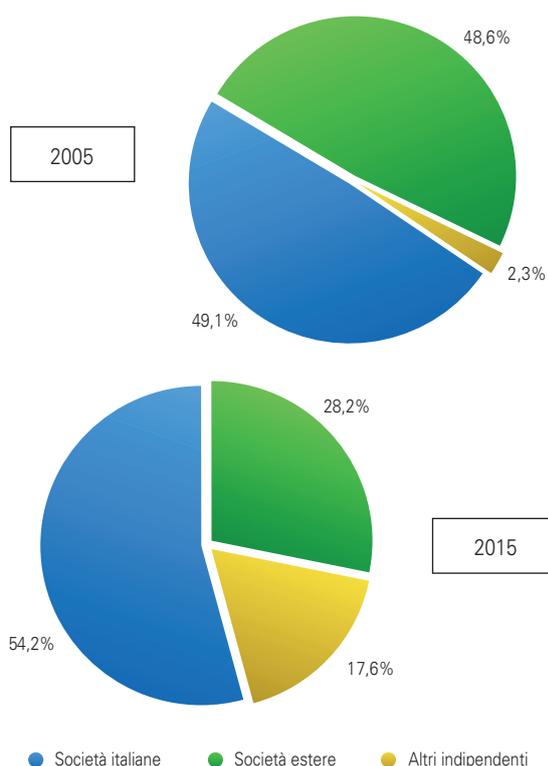
Infatti, il Disegno di Legge, a distanza di due anni dalla sua presentazione, non ha ancora completato l'iter parlamentare<sup>3</sup>.

Nel frattempo, lo Stato italiano è intervenuto nel settore recependo la cosiddetta "**Direttiva DAFI**" (Direttiva 2014/94/UE sulla "*Realizzazione di una*

2 Vedi capitolo "Il contrasto all'illegalità" a pag. 87.

3 DDL "Legge annuale per il mercato e la Concorrenza" (AS 2085) è stato approvato in prima lettura dalla Camera nell'ottobre 2015, a maggio 2016 in seconda dal Senato ed è attualmente in terza lettura alla Camera.

**Italia** Il ruolo dei diversi gruppi di operatori nella vendita rete di benzina e gasolio auto



**Italia** Il contributo dei maggiori operatori petroliferi nel 2015

	% 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.	28,6	4.420
Esso	12,5	2.501
KPI/Kri <sup>(*)</sup>	8,9	3.224
TotalErg	8,3	2.561
IP Gruppo Api	7,3	2.881
Tamoil	5,6	1.469
Saras	4,1	-
IES	3,1	107
Altri operatori	21,6	3.837
<b>TOTALE MERCATO</b>	<b>100,0</b>	<b>21.000</b>

<sup>(\*)</sup> Dato riferito alle sole Società del Gruppo associate ad UP.

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia** Rete Punti Vendita carburanti in esercizio al 1° gennaio 2016 per Regione

	Totale Rete Punti Vendita <sup>(*)</sup>	di cui: autostradali	di cui: con gasolio	di cui: con Gpl
Piemonte	1.433	61	1.425	174
Valle d'Aosta	71	5	71	3
Liguria	444	31	439	17
Lombardia	2.395	56	2.366	234
Trentino Alto Adige	289	9	287	24
Friuli Venezia Giulia	418	11	406	44
Veneto	1.160	36	1.151	177
Emilia Romagna	1.280	35	1.274	165
Toscana	1.238	30	1.236	180
Umbria	331	4	331	49
Marche	567	12	563	68
Lazio	1.674	39	1.660	209
Molise	132	3	131	14
Abruzzo	459	18	459	46
Campania	1.346	33	1.326	69
Puglia	1.143	19	1.130	134
Basilicata	198	2	195	24
Calabria	688	14	682	53
Sicilia	1.367	20	1.343	75
Sardegna	554	-	550	41
<b>TOTALE CAMPIONE</b>	<b>17.187</b>	<b>438</b>	<b>17.025</b>	<b>1.800</b>

<sup>(\*)</sup> Dati riferiti agli impianti attivi, eroganti, del campione UP comprendente: Eni Div. R&M, Esso, IES Italiana Energia e Servizi Spa, IP Gruppo Api, Q8, Kri, Tamoil e TotalErg.

La complessiva rete punti vendita a fine 2015 è stimata in 21.000.

Fonte: Unione Petrolifera

*infrastruttura per i combustibili alternativi*”), con il Decreto Legislativo 16 dicembre 2016, n. 257<sup>4</sup>.

Il Decreto Legislativo, all’art. 18, introduce sulla rete carburanti disposizioni per la diffusione del metano, inteso sia come GNC che come GNL, delle colonnine per la ricarica elettrica e, in mi-

sura minore, del GPL<sup>5</sup>. Per il GNL, peraltro, la DAFI prevede disposizioni *ad hoc* per promuovere lo stoccaggio sul territorio nazionale.

La diffusione delle **infrastrutture per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica** presso gli impianti di carburanti trova, oggi, un limi-

4 Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 10 del 13 gennaio 2017 (Supplemento Ordinario).

5 Vedi dettagli nel Focus “Recepimento della Direttiva DAFI” a pag. 72.

te nei tempi di ricarica, che rendono i punti vendita spesso non idonei a tal fine sia per la loro ubicazione che per gli spazi necessari. Altra difficoltà deriva dall'impossibilità, per il titolare di un impianto di carburanti, in quanto equiparato a un consumatore finale, di vendere elettricità per la ricarica dei veicoli. In merito, il Decreto Legislativo n. 257/2016 si limita a prevedere obblighi di installazione delle colonnine elettriche sulla rete nuova ed esistente, ed a dichiarare la necessità che i diversi carburanti alternativi abbiano prezzi confrontabili, mentre il PNIRE – Piano

Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica – , nell'ambito del suo aggiornamento annuale, consente al titolare di offrire all'utente solo la ricarica "come parte della fornitura di un servizio" ovvero un "servizio di mobilità che includa anche, ad esempio l'installazione, la manutenzione e/o la gestione di infrastrutture di ricarica, nonché eventuali servizi aggiuntivi per l'utenza della ricarica". Si tratta di una soluzione non idonea che potrebbe, peraltro, impedire una reale comparabilità dei prezzi rispetto alle altre modalità di ricarica.

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

	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2017 <sup>(*)</sup>
Piemonte	23	30	43	54	60	75	78	79
Valle d'Aosta	-	-	-	1	1	1	1	1
Liguria	7	7	7	7	7	7	10	10
Lombardia	45	53	67	101	123	141	160	166
Trentino Alto Adige	4	10	8	11	15	16	18	17
Friuli Venezia Giulia	4	4	3	3	3	4	4	6
Veneto	73	80	81	112	123	134	144	144
Emilia Romagna	85	96	112	135	154	180	196	198
Marche	54	65	71	74	80	88	98	100
Toscana	57	61	67	78	85	98	110	113
Umbria	18	20	22	24	26	31	34	37
Lazio	19	28	32	41	46	48	56	58
Abruzzo	13	15	16	17	20	23	27	26
Molise	3	3	3	3	3	3	4	4
Puglia	28	33	39	46	50	62	66	69
Campania	27	41	43	48	53	65	77	79
Basilicata	4	3	5	6	7	8	9	9
Calabria	3	4	6	6	7	9	10	10
Sardegna	Non è servita dalla rete del metano							
Sicilia	10	14	17	20	21	28	32	34
<b>ITALIA</b>	<b>477</b>	<b>567</b>	<b>642</b>	<b>787</b>	<b>884</b>	<b>1.021</b>	<b>1.134</b>	<b>1.160</b>

<sup>(\*)</sup> Dati riferiti al 31 maggio 2017.

Fonte: FEDERMETANO

A seguito del Decreto Legislativo n. 257/2016, la Conferenza delle Regioni e delle Province Autonome ha approvato, agli inizi di aprile del 2017, alcune linee guida, volte a fornire indicazioni omogenee e chiare sulla corretta e rapida applicazione delle nuove norme sul territorio.

E' infatti importante che le Regioni, nel declinare all'interno della propria potestà legislativa i contenuti del decreto di recepimento della "Direttiva DAFI", contemperino il proprio ruolo di Enti programmatori con le finalità della Direttiva, il tutto nel rispetto delle regole della libera concorrenza, per superare il rischio di contenzioso con lo Stato

che in questi ultimi anni ha determinato una preoccupante incertezza tra gli operatori.

A riguardo, di particolare interesse è la Sentenza n. 239/2016, con cui la **Corte Costituzionale**, nel dichiarare illegittime alcune disposizioni contenute nella Legge regionale sui carburanti della Regione Puglia, ha fornito indicazioni su come disciplinare correttamente l'obbligo d'installazione dei carburanti ecocompatibili. In particolare, secondo la Corte, prendendo spunto dalla programmazione della Lombardia, le Regioni possono prevedere l'obbligo di erogazione di più carburanti in presenza di due elementi:

**Italia** Regioni con impianti di carburanti con marchio GDO<sup>(1)</sup>

	Auchan	Carrefour	Conad Leclerc	Coop	Iperstation	Simply	Altri marchi	Totale
Valle d'Aosta	–	1	–	–	–	–	–	1
Piemonte	3	9	5	3	–	–	2	22
Liguria	–	–	1	1	–	–	–	2
Lombardia	12	7	–	3	8	5	8	43
Veneto	2	2	–	1	2	1	1	9
Friuli Venezia Giulia	–	1	2	–	–	–	–	3
Emilia Romagna	–	–	7	16	–	–	–	23
Toscana	–	2	8	1	–	–	–	11
Marche	2	1	–	1	–	3	–	7
Umbria	–	–	5	1	–	–	–	6
Lazio	1	2	1	–	–	–	–	4
Abruzzo	3	–	2	–	–	–	–	5
Molise	–	–	–	–	–	–	–	–
Campania	2	–	3	–	–	–	–	5
Basilicata	–	–	1	–	–	–	–	1
Puglia	1	–	–	5	–	–	–	6
Calabria	1	–	–	–	–	–	–	1
Sicilia	1	–	–	–	–	–	–	1
Sardegna	–	1	2	–	–	–	–	3
<b>TOTALE</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>37</b>	<b>32</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>153</b>

<sup>(1)</sup> GDO – Grande Distribuzione Organizzata.

N.B. Sono inclusi i cosiddetti "co-branding", con marchi in condivisione.

Fonte: Stime Unione Petrolifera aggiornate ad aprile 2017

## | FOCUS |

### Recepimento Direttiva DAFI - Realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi

Il Decreto Legislativo 257/2016 e le Linee guida della Conferenza delle Regioni e delle Province Autonome sulla distribuzione dei carburanti

L'art. 18 del Decreto Legislativo n. 257/2016, anche sulla base di quanto definito nelle Linee guida approvate dalle Regioni il 6 aprile 2017, prevede che le Regioni adeguino la propria normativa sulla distribuzione dei carburanti sulla base di quanto segue:

#### Nuovi impianti stradali e ristrutturazioni totali di impianti stradali

Obbligo di installazione di GNL o di GNC e di infrastrutture di ricarica elettrica di potenza tra i 22 e i 50 kW.

In caso di definite impossibilità tecniche<sup>1</sup> che non consentano l'installazione né del GNL né del GNC, è prevista la deroga dall'obbligo, a meno che non ci si trovi in una Regione con densità superficiale di numero di impianti di GPL inferiore alla media nazionale, nel qual caso si è comunque tenuti a installare il GPL<sup>2</sup>.

L'obbligo previsto non si applica nelle cosiddette "aree svantaggiate", già individuate o da individuare, da parte delle Regioni, tenendo conto di parametri quali la carenza del servizio sul territorio, le valutazioni altimetriche e la dimensione demografica comunale.

#### Impianti stradali esistenti

Obbligo di installazione di GNL o di GNC e di infrastrutture di ricarica elettrica per i punti vendita stradali che:

- nel 2015 abbiano erogato almeno 10 milioni di litri di benzina e gasolio e che siano siti in una delle Province i cui capoluoghi abbiano superato il limite delle concentrazioni di PM<sub>10</sub> per almeno 2 anni su 6 nel periodo 2009-2014<sup>3</sup>;
- nel 2017 erogino almeno 5 milioni di litri di benzina e gasolio e che siano siti in una delle Province i cui capoluoghi abbiano superato il limite delle concentrazioni di PM<sub>10</sub> per almeno 2 anni su 6 nel periodo 2009-2014<sup>3</sup>.

In caso di presenza di definite impossibilità tecniche<sup>1</sup> che non consentano l'installazione né del GNL né del GNC, è prevista la deroga dall'obbligo.

E' demandata alle Regioni la facoltà di consentire al titolare di poter ottemperare alla prescrizione anche con

1 Le impossibilità tecniche individuate sono le seguenti:  
a) per il GNL e per il GNC la presenza di accessi e spazi insufficienti per motivi di sicurezza ai sensi della normativa antincendio, esclusivamente per gli impianti già autorizzati alla data di entrata in vigore del Decreto Legislativo n. 257/2016;  
b) per il GNC lunghezza delle tubazioni per l'allacciamento superiore a 1000 metri tra la rete del gas naturale e il punto di stoccaggio del GNC e pressione della rete del gas naturale inferiore a 3 bar;  
c) per il GNL distanza dal più vicino deposito di approvvigionamento del GNL via terra superiore a 1000 km.

2 Le Regioni interessate, al momento, sono Valle d'Aosta, Liguria, Trentino-Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Umbria, Abruzzo, Basilicata, Molise, Calabria, Sicilia e Sardegna.

3 Le Province individuate, qui ripartite per Regione, sono le seguenti:  
**Piemonte:** Alessandria, Asti, Torino, Vercelli, Novara, Biella, Cuneo  
**Lombardia:** Bergamo, Brescia, Cremona, Lodi, Mantova, Milano, Monza, Pavia, Como, Sondrio, Varese, Lecco  
**Trentino-Alto Adige:** Trento  
**Veneto:** Padova, Rovigo, Treviso, Venezia, Verona, Vicenza  
**Friuli Venezia Giulia:** Pordenone, Trieste  
**Emilia Romagna:** Reggio Emilia, Modena, Parma, Piacenza, Rimini, Bologna, Ferrara, Ravenna, Forlì  
**Toscana:** Prato, Firenze, Lucca  
**Umbria:** Terni  
**Lazio:** Frosinone, Roma  
**Abruzzo:** Pescara  
**Campania:** Napoli, Avellino, Benevento, Caserta  
**Sicilia:** Palermo, Siracusa, Salerno  
**Sardegna:** Cagliari

altro impianto purché non soggetto ad obbligo e ubicato nell'ambito territoriale della stessa Provincia.

### Impianti autostradali

I concessionari autostradali dovranno, entro il 31 dicembre 2018, presentare al concedente un piano di diffusione dei servizi di ricarica elettrica, di GNC e GNL garantendo un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento.

### Sviluppo del Self-service per il metano

Il Ministero dell'Interno, di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico, è chiamato a emanare, entro gennaio 2018, un decreto di aggiornamento della normativa sull'erogazione del GNC in modalità self-

service. Al momento, ai sensi del Decreto Ministeriale 24 maggio 2002, il metano può essere erogato in modalità self-service presidiata o in modalità self-service non assistito, in tale ultimo caso in presenza di una carta abilitativa il cui rilascio appare complesso e difficilmente applicabile.

### Eliminazione delle penali di supero della capacità giornaliera

L'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico, entro maggio 2017, adotta misure per l'eliminazione delle penali di supero della capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione connessi agli impianti di metano, per prelievi superiori fino al 50 per cento della capacità del punto di consegna, per un periodo complessivo, anche non continuativo, non superiori a 90 giorno all'anno.

## | FOCUS |

### Investimenti e innovazioni nella rete distributiva carburanti

Fra il 2015 e il 2020 sono previsti circa 1,2 miliardi di euro (circa 200 milioni all'anno) di investimenti sulla rete distributiva carburanti, che è costantemente interessata da processi di ammodernamento e di tutela ambientale.

Il recepimento della Direttiva DAFI sta già inoltre promuovendo attività volte alla distribuzione di carburanti alternativi, che le Aziende petrolifere modulano autonomamente, ma coordinandosi con gli operatori delle altre filiere industriali.

Fra le iniziative conclusesi durante il 2016 e nei primi mesi dell'anno in corso si segnalano le seguenti:

- l'**api** ha firmato una **lettera di intenti con la Snam** per realizzare erogatori di gas naturale all'interno della propria rete distributiva. In base all'accordo,

firmato a dicembre scorso, l'obiettivo è di realizzare fino a 150 nuovi distributori di CNG all'interno della rete IP del Gruppo api, che dovrebbero attivarsi già a inizio 2018.

Inoltre api ha firmato un **protocollo di intesa con Enel Energia** per installare punti di ricarica veloce per vetture elettriche nelle città-pilota di Roma e Milano in una prima fase. In una seconda fase i distributori IP saranno trasformati in E-Station Enel, quindi in stazioni solo elettriche di ricarica, che saranno realizzate in aree di servizio in fase di dismissione;

- l'**Eni** nei primi mesi del 2017 ha firmato un **accordo quadro con la Snam** per lo sviluppo di oltre 100 stazioni di rifornimento in Italia, sia di gas compresso (GNC) che liquefatto (GNL), all'interno della propria rete distributiva.

- **transitorietà del vincolo**, previsto fino al completo raggiungimento degli obiettivi della programmazione regionale nell'arco di un definito periodo temporale;
- **applicazione parziale del vincolo anche alla rete esistente**, ad esempio nel caso della ristrutturazione totale dell'impianto.

In merito all'attività della **Cassa Conguaglio GPL** che gestisce il Fondo per la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti, il "Disegno di Legge Concorrenza", nel testo all'esame dell'Aula del Senato, prevede il trasferimento di tali funzioni all'OCSIT, presso l'Acquirente Unico. Nell'attesa, il Decreto Ministeriale del 6 dicembre 2016 ha nuovamente prorogato le funzioni della Cassa fino al 31 dicembre 2017.

Parallelamente, con un altro Decreto Ministeriale emanato il 7 dicembre 2016, è stato prorogato al 30 giugno 2019 il termine per lo svolgimento delle opere, e per il completamento delle relative istanze, ai fini dell'ottenimento dei contributi per gli interventi di smantellamento ed eventuale bonifica dei siti degli impianti oggetto di chiusura nel triennio 2012-2014. Ciò dati i lunghi tempi dell'i-

ter di approvazione e liquidazione delle istanze, legati anche al mancato recupero da parte della Cassa degli omessi versamenti da parte di molti titolari e gestori.

Nel 2016 sulla **rete autostradale**, sono proseguite le procedure per l'affidamento delle aree in scadenza, secondo quanto previsto dal Decreto Interministeriale del 7 agosto 2015, di cui il TAR<sup>6</sup>, con Sentenza del 6 aprile 2016, ha confermato la validità nell'ottica della tutela dell'interesse pubblico.

Nel corso dell'anno è ripreso inoltre il confronto con le Associazioni dei gestori per la **tipizzazione del contratto di commissione**, ai sensi dell'art. 28, comma 12, della Legge n. 111/2011 modificata dalla Legge n.27/2012, nell'ottica di individuare forme di flessibilità, chiare e condivise, rispetto alle rigidità dell'attuale quadro normativo. L'attività del tavolo è stata estesa anche ad un esame congiunto delle criticità che interessano la rete dei carburanti, a partire dal grave problema dell'**illegalità** che colpisce pesantemente la rete carburanti non solo con atti delittuosi contro gli addetti e contro le strutture, ma soprattutto con ampi fenomeni di evasione<sup>7</sup>.

## Adeguamento delle attrezzature nei punti vendita agli standard europei

Con l'emissione del nuovo biglietto da 50 euro, in circolazione dal 4 aprile 2017, è stato completato l'adeguamento degli accettatori self-service della rete carburanti per la lettura delle nuove **banconote della "Serie Europa"**. Il settore petrolifero ha partecipato attivamente al monitoraggio con-

giunto della BCE e della Banca d'Italia sullo stato di adeguamento delle apparecchiature. L'80 per cento della rete di proprietà delle Aziende distributrici è stata adeguata alla data di immissione, nonostante ci siano state problematiche tecniche sul nuovo software di lettura.

6 TAR – Tribunale Amministrativo Regionale.

7 Vedi capitoli "La sicurezza fisica delle strutture petrolifere" (pag. 76) e "Il contrasto all'illegalità" (pag. 87).

Con il Decreto Legislativo 19 maggio 2016, n. 84<sup>8</sup> – c.d. **MID 2**, è stata chiarita la possibilità di associare a sistemi di misura di carburanti e alle apparecchiature self-service oggetto di approvazione nazionale, già in servizio al 30 ottobre 2016, nuove attrezzature MID in quanto tale associazione non compromette l'affidabilità legale della misura prodotti.

Inoltre con Decreto Ministeriale n. 93 del 21 aprile 2017, sono state varate importanti **semplificazioni per i controlli metrologici** degli strumenti di misura, tra cui gli erogatori di carburante che armonizzano e semplificano i controlli successivi alla messa in servizio, prevedendo un accreditamento dei laboratori che attualmente effettuano la verifica periodica di tali strumenti. Il suddetto Decreto è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale n. 141 del 20 giugno 2017.

## La logistica petrolifera

Prosegue l'attività di rilevazione annuale delle capacità di stoccaggio esistenti e delle loro infrastrutture di ricezione e di spedizione, effettuata tramite la Piattaforma "PDC-Oil", presso il Gestore dei Mercati Energetici – GME. Per quanto riguarda invece l'attuazione delle disposizioni sulla **Piattaforma di mercato per l'incontro tra domanda e offerta di logistica** e sulla **Piattaforma per l'incontro tra domanda e offerta all'ingrosso dei prodotti petroliferi**, è proseguito il confronto con il Ministero dello Sviluppo Economico ed il GME. In merito, si ritiene necessario un ripensamento complessivo del funzionamento delle Piattaforme, alla luce di un mercato lungo sia di prodotto che di logistica, ove il principale problema è il diffondersi di sempre più ampi fenomeni di illegalità, spesso riconducibili a prodotti provenienti da altri Paesi dell'Unione Europea e a soggetti non operanti strutturalmente nel nostro settore.

Il Decreto Legislativo n.257/2016 di recepimento della "Direttiva DAFI", in merito alla logistica e al tra-sporto in Italia, definisce strumenti di forte impulso all'innovazione e all'efficienza, con l'obiettivo di *"frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili"*. In

particolare, la norma prevede che vengano realizzate sul territorio **infrastrutture di stoccaggio e movimentazione di GNL**, ambito nel quale l'Italia è ancora dipendente dall'estero, già a partire dai porti marittimi, presso i quali entro il 31 dicembre 2025 dovrà essere installato un numero adeguato di punti di rifornimento per tale prodotto. Al fine di favorire tale cambiamento nella logistica italiana, il Decreto Legislativo introduce anche importanti semplificazioni amministrative.

Nel 2016 ha visto la luce il Decreto Legislativo n. 169 del 4 agosto 2016 di **riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità portuali**, sulla base della delega di cui alla cosiddetta "Legge Madia" (Legge 124/2015). La norma, intervenendo soprattutto sulla Legge n. 84/1994, ha apportato importanti novità nel settore.

In luogo delle precedenti 23 Autorità portuali, vengono istituite **15 Autorità di Sistema Portuale** con poteri di indirizzo, programmazione, coordinamento, amministrazione e operative sui vari porti di propria competenza, presso i

8 Decreto Legislativo 19 maggio 2016, n. 84 recante "Attuazione della Direttiva 2014/32/UE concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura, come modificata dalla Direttiva (UE) 2015/13" – art. 22 bis."

quali le stesse Autorità hanno facoltà di costituire propri **Uffici territoriali portuali**.

Tra le novità, è stato introdotto il concetto di “**sostenibilità energetica ed ambientale**” del porto, da promuovere, da parte dell’Autorità di Sistema Portuale, con la redazione di un documento di pianificazione volto soprattutto a ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>.

Come già espresso durante i lavori di stesura del Decreto Legislativo, desta forte preoccupazione il fatto che, con la riforma, il sistema portuale sia ad esclusivo appannaggio pubblico con l’esclusione degli *stakeholders*. Le Autorità di Sistema Portuale, infatti, oltre ad essere sottoposte all’indirizzo e alla vigilanza del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti, sono presiedute da figure plenipotenziarie, di nomina dello stesso Ministro, poste a capo di una struttura piramidale da cui sono stati estromessi i soggetti privati, relegati a mero ruolo consultivo nell’ambito degli **Organismi di partenariato della risorsa mare**.

Gli ambiti e gli assetti complessivi del porto, comprese le aree destinate alla produzione industriale,

all’attività cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal **Piano regolatore portuale**, adottato dal **Comitato di gestione**, organo dell’Autorità di Sistema Portuale composto esclusivamente da rappresentanti degli Enti pubblici, previa intesa con il Comune o i Comuni interessati. Nei porti dove non è stata istituita l’Autorità di Sistema Portuale, il piano regolatore è adottato e approvato dalla Regione di pertinenza.

Le scelte strategiche relative ai grandi investimenti infrastrutturali, nonché alla pianificazione urbanistica e, persino, alle strategie di marketing, verranno adottate dalla **Conferenza nazionale di coordinamento delle Autorità di Servizio Portuale**, istituita presso il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. A tale Conferenza possono essere invitati i rappresentanti delle Associazioni datoriali e sindacali.

Infine, con riguardo specifico ad alcune tematiche e a livello consultivo, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti è chiamato a istituire, in ogni porto, una **Commissione consultiva** composta dai rappresentanti dei lavoratori e delle categorie imprenditoriali.

## La sicurezza fisica (*security*) delle strutture petrolifere

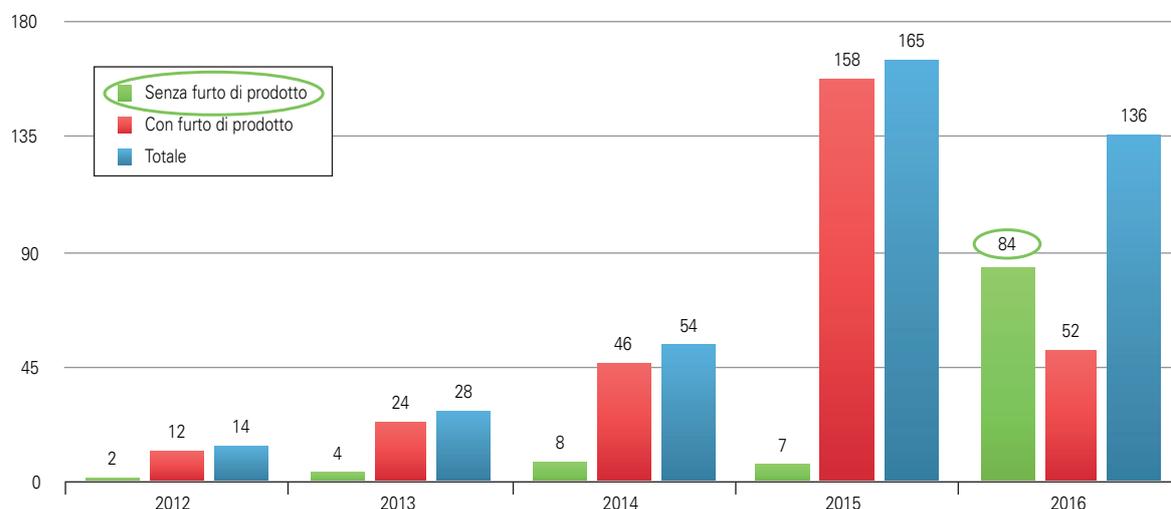
Anche nel 2016, sebbene con intensità minore, sono continuati gli attacchi alle strutture logistiche e distributive del settore petrolifero. I fenomeni più preoccupanti hanno riguardato la sottrazione di contanti presso gli accettatori di banconote presenti presso i punti vendita e le effrazioni agli oleodotti che trasportano prodotti petroliferi.

Un fenomeno seguito con particolare attenzione, grazie all’istituzione in sede associativa di uno specifico “Tavolo di monitoraggio” per raccogliere informazioni puntuali sugli eventi occorsi negli ultimi anni.

Per quanto riguarda gli attacchi alla rete degli **oleodotti**, fenomeno sconosciuto fino a qualche anno fa e con crescita esponenziale tra il 2014 e il 2015, nel 2016 si è registrato per la prima volta un calo del numero di attacchi rispetto all’anno precedente e una significativa riduzione dei tentativi di furto andati a buon fine benché le modalità di attacco siano sempre più sofisticate e di difficile individuazione.

Ciò grazie sia alla comune ricerca da parte delle aziende di sistemi di prevenzione sempre più avanzati ed al coordinamento tra le Forze dell’Ordine. Nel corso dell’anno il fenomeno si è spostato dal Centro Italia (Lazio-Toscana) all’area del Nord-

**Italia** Effrazioni agli oleodotti delle Associate UP



Fonte: Survey UP 2016

Ovest (Piemonte e Lombardia che rappresentano l'80 per cento dei casi 2016). A tale fine sono stati costituiti due tavoli di coordinamento, con il coinvolgimento di Unione Petrolifera e delle Aziende associate interessate, il primo a valenza nazionale presso la Direzione Centrale di Polizia Criminale del Ministero Interno e il secondo per la Regione Lombardia presso la Prefettura di Milano come coordinamento territoriale tra Forze dell'Ordine. UP sta inoltre promuovendo in scala parlamentare<sup>9</sup> un inasprimento della pena per chi attacca gli oleodotti.

Per quanto riguarda la **rete carburanti**, anche se si registrano numeri ancora in leggera crescita, il fenomeno degli attacchi ai terminali self-service sembra si stia stabilizzando, a dimostrazione dell'efficacia delle azioni di prevenzione e contrasto messe in campo, con un aumento del numero di presidi di sicurezza e l'attivazione di proficue collaborazioni con le Forze dell'Ordine dei territori maggiormente a rischio.

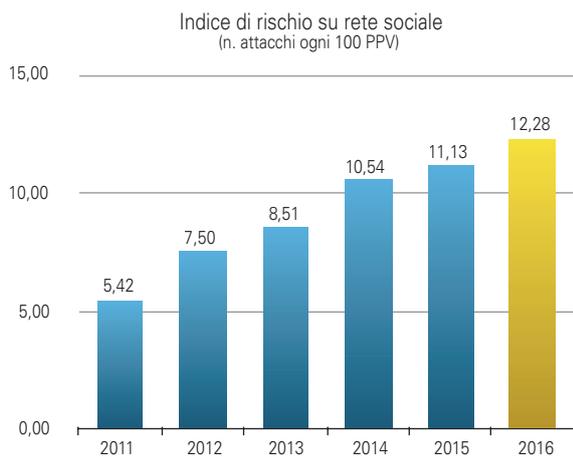
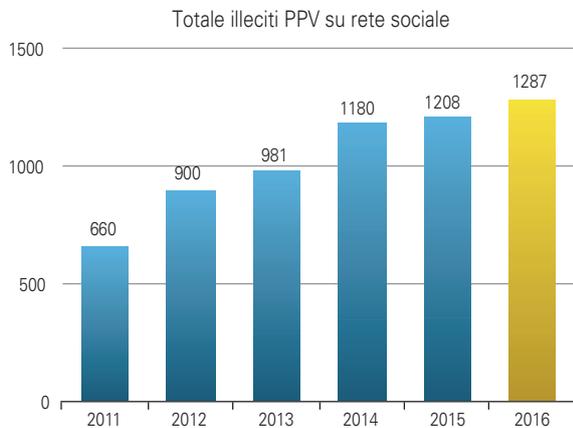
L'indice di rischio del furto di contanti per attacchi a terminali self-service è infatti passato da 11,13 attacchi ogni 100 impianti nel 2015 a 12,28 nel 2016, mentre continua a ridursi il numero delle rapine, in linea con il trend nazionale.

Al fine di monitorare il fenomeno e fornire il proprio contributo, Unione Petrolifera partecipa all'Osservatorio OSSIF (Centro di Ricerca dell'ABI sulla Sicurezza Anticrimine) per un confronto con gli altri settori esposti alla criminalità predatoria<sup>10</sup> onde verificare fenomeni di "spostamento" verso settori meno protetti e mantenere un attivo confronto sulle tecnologie più efficaci.

Sul fronte delle tecnologie di contrasto, il Reparto Investigazioni Scientifiche dei Carabinieri (RIS) ha coinvolto il sistema bancario in un progetto che prevede l'inserimento di marcatori univoci negli inchiostri utilizzati come sistemi antirapina, per risalire più agevolmente all'evento di atti-

<sup>9</sup> Disegno di Legge (AS2664) "Modifiche al codice penale e al codice di procedura penale in materia di furto di materiale appartenente a infrastrutture destinate all'erogazione di energia, di servizi di trasporto, di telecomunicazioni o di altri servizi pubblici. Tracciabilità del rame".

<sup>10</sup> Vedi FOCUS "Dati Rapporto OSSIF 2016" a pag. 80.

**Italia** Attacchi ai punti vendita degli Associati UP

vazione della macchiatura. OSSIF ha già coinvolto nel progetto pilota alcune banche e l'UP per testare i "macchiatori" all'interno di alcuni terminali self-service presenti sui punti di vendita.

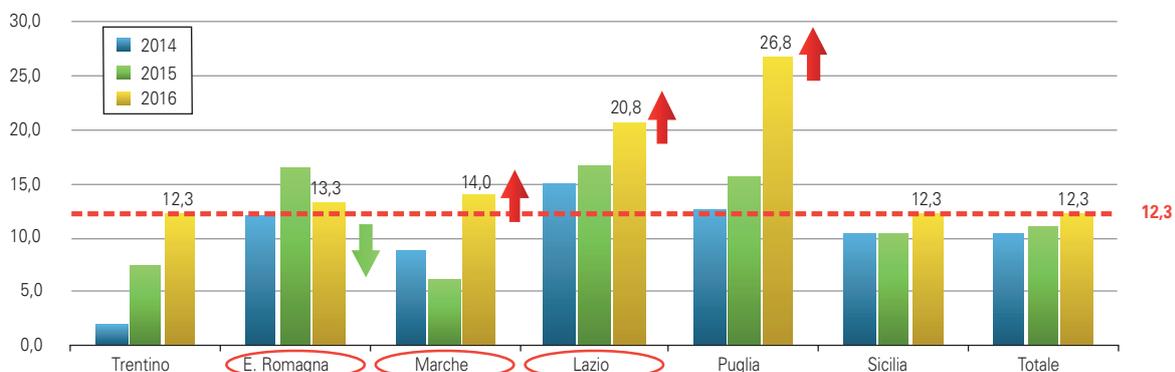
Sempre nell'ambito della collaborazione con OSSIF, UP ha partecipato ad un'indagine che analizza l'evoluzione dei crimini predatori (furti e rapine) nei diversi settori esposti (banche, uffici postali, tabaccherie, farmacie, GDO, distributori di carburanti), il loro impatto sulla competitività delle imprese, nonché il costo delle misure adottate per proteggersi<sup>11</sup>.

L'indagine evidenzia che una misura ritenuta molto efficace per la riduzione dei furti di contanti è quella di una **maggiore penetrazione della moneta elettronica che oggi sulla rete carburanti è utilizzata per il 27 per cento del venduto, per un totale di meno di 6 miliardi di euro, rispetto ad una media europea del 55 per cento**. Si ritiene che l'introduzione di meccanismi premianti per l'utente e riduzioni di costo per l'esercente, anche in forma di crediti di imposta, possano favorirne una maggiore diffusione.

<sup>11</sup> Vedi FOCUS<sup>®</sup> Indagine OSSIF Format Research - Rapporto di ricerca sulla percezione della criminalità predatoria" a pag. 81.

**Indici regionali prime 6 Regioni**

Confronto 2014/2015/2016



Fonte: Survey UP 2016

Parallelamente si assiste all'infiltrazione di associazioni di tipo mafioso sulla rete di distribuzione carburanti: un fenomeno che si sta sviluppando su tutto il territorio, cui si sta cercando di dare risposta anche attraverso un Protocollo di legalità specifico, attualmente al vaglio del ta-

volto Ministero dell'Interno. A riprova di ciò, la Prefettura di Como ha attivato un tavolo di lavoro con Unione Petrolifera, Assopetroli e le Aziende, al fine di raccogliere informazioni e condividere strategie di intervento per contrastare tale fenomeno.

## Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione

Nel 2017, confermando la strategicità dei prodotti petroliferi per l'approvvigionamento del Paese, l'Organismo Centrale di Stoccaggio nazionale - OCSIT, che fa capo all'Acquirente Unico, ha ulteriormente incrementato il numero di giorni di scorte in prodotti da detenere, **passato da 6 a 10 giorni**. Le scorte complessive detenute da OCSIT sono salite da 754.800 tep del 2016 a 1.201.000 tep nel 2017, e interessano benzine, gasoli, jet fuel nonché, purtroppo, ancora olio combustibile.

Con il Decreto annuale di determinazione delle scorte di sicurezza di greggio e/o di prodotti petroliferi, lo Stato italiano ha poi mantenuto la flessibilità, introdotta nel 2016 in via sperimentale, relativa alla **possibilità di detenere in altri Stati membri dell'Unione europea** fino al 100 per cento dei propri obblighi, anche in prodotti.

Nel corso del 2016, l'OCSIT ha altresì rivisto le **procedure di approvvigionamento della capacità di stoccaggio e di acquisto dei prodotti pro scorta**, introducendo alcune novità di rilievo per tenere conto dell'esperienza operativa degli ultimi anni.

Sempre per tener conto dell'operatività del sistema scorte nel suo complesso, a quattro anni dall'emanazione del Decreto Legislativo n. 249/2012, il Ministero dello Sviluppo Economico, con Circolare del 6 dicembre 2016, ha fornito criteri chiari e uniformi per la **contabilizzazione**

**delle giacenze petrolifere per il loro utilizzo ai fini delle scorte.**

A livello comunitario sono poi proseguiti i lavori per la **revisione della Direttiva 2009/119/CE, di disciplina delle scorte d'obbligo**. Dopo la Survey del 2015, l'Unione europea ha indetto una Consultazione pubblica alla quale anche Unione Petrolifera ha partecipato nel novembre 2016.

In tale occasione, Unione Petrolifera ha ribadito l'auspicio che **non venga in alcun modo limitata o pregiudicata** dalla normativa comunitaria e da quelle nazionali di recepimento, la libera circolazione delle scorte all'interno dell'Unione europea, fatte salve eventuali limitazioni di carattere eccezionale e di breve termine. E' stato, inoltre, richiesto di uniformare la disciplina delle sanzioni, al momento eccessivamente severe in Italia (6,5€ a tonnellata/anno) rispetto agli altri Paesi europei, e le tempistiche di applicazione degli accordi bilaterali e Memorandum of Understanding - MOU.

Infine, Unione Petrolifera ha invitato l'Unione Europea a riflettere sulla necessità di ridurre l'attuale livello di MOR<sup>12</sup> (10 per cento di scorte "non accessibili"), effettivamente eccessivo sia in caso di crisi che in situazione di normale operatività.

Il 23 settembre 2016 l'Italia e la Nuova Zelanda hanno sottoscritto un Memorandum di

12 MOR - Minimum Operating Requirements.

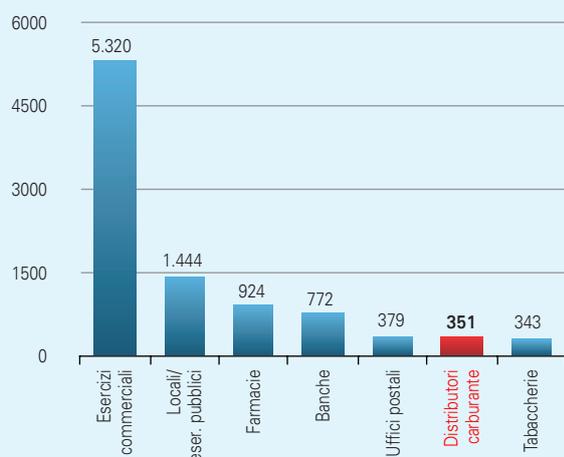
## | FOCUS |

### Dati Rapporto OSSIF 2016

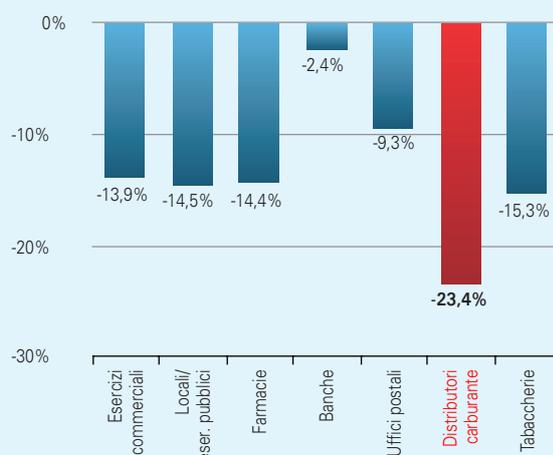
Sulla base dei dati forniti dal Servizio di Analisi Criminale del Ministero dell'Interno relativi ai reati denunciati dalle Forze dell'ordine all'Autorità giudiziaria, è emerso che nel Paese continua, per il 2015, il calo delle rapine e si è assistito per il primo anno all'inversione di tendenza per i furti con un decremento del 7,3 per cento rispetto al 2015.

- Il numero di **rapine** denunciate è stato pari a 34.957, con un calo del 10,9 per cento rispetto al 2014. Prevalgono, come di consueto, le rapine in pubblica via (52,7 per cento del totale), seguite dalle rapine negli esercizi commerciali (15,2 per cento) e dalle rapine in abitazione (8,7 per cento).
- Il numero di **furti denunciati** è stato pari a 1.458.695, con calo per il primo anno del 7,3 per cento rispetto al 2014. Prevalgono i furti in abitazione (16 per cento), i furti su auto in sosta (13,2 per cento), i furti con destrezza (11,9 per cento).

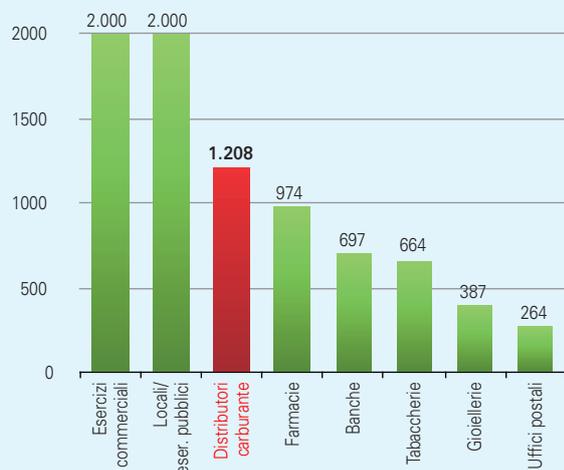
Rapine commesse nel 2015



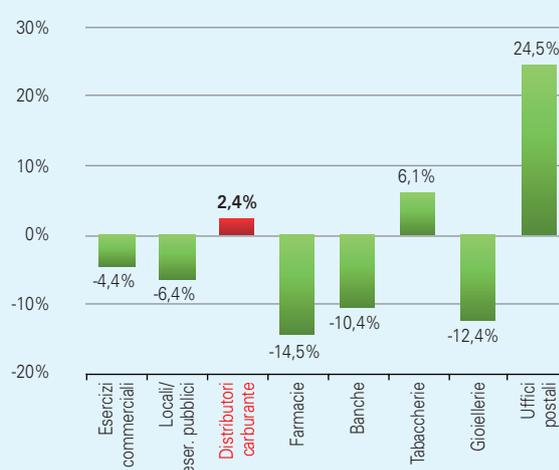
Variazione % rispetto al 2014

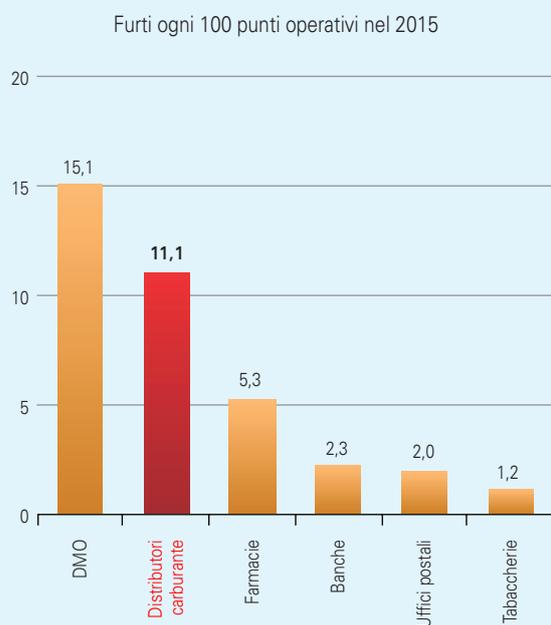


Furti commessi nel 2015



Variazione % rispetto al 2014





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

Con riferimento ai dati del confronto intersettoriale, per le **rapine**, il **calo** registrato per i singoli settori è stato del 2,4 per cento per le banche, del 9,3 per cento negli uffici postali, del 14,4 per cento in farmacia, **del 23,4 per cento ai distributori di carburante**, del 15,3 per cento in tabaccheria e del 14,5 per cento negli esercizi commerciali.

Per i **furti** si segnala una recrudescenza per uffici postali (+24,5 per cento), tabaccherie (+6,1 per cento) e distributori di carburanti (+2,4 per cento). **Distribuzione Moderna Organizzata - DMO e distributori di carburanti presentano l'indice di rischio più alto (15,1 e 11,1)** rispetto a farmacie, banche, uffici postali e tabaccherie (5,3 -2,3 -2 e -1,2). **Il fenomeno prevalente rilevato sulla rete carburanti è quello degli attacchi agli accettatori self-service per furto di denaro** che è in linea con l'aumento degli attacchi agli ATM subiti dal sistema bancario che ha visto un incremento di casi del +53 per cento nel 2015. Nella DMO il furto prevalente è invece quello di merce.

## | FOCUS |

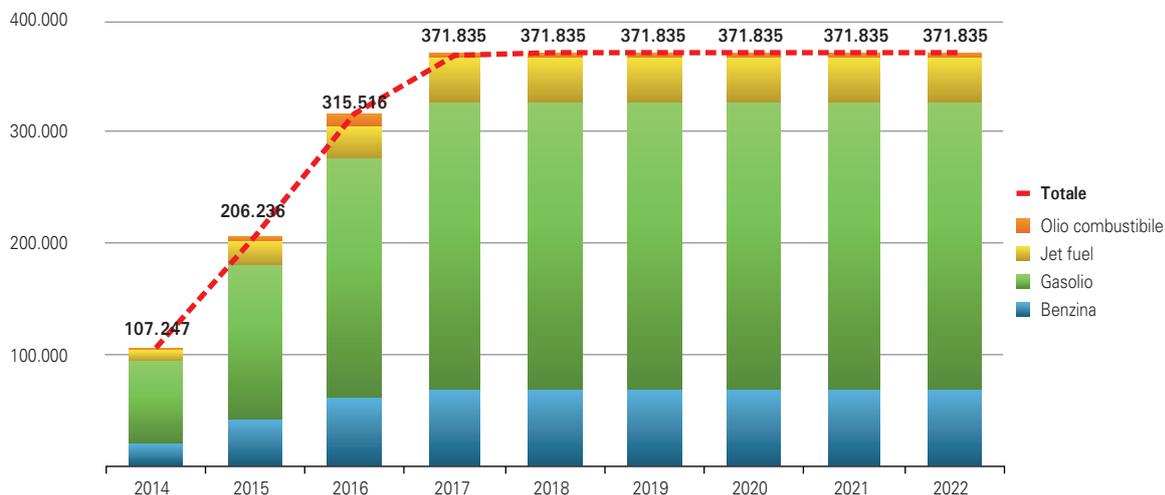
### Indagine OSSIF, Format Research Rapporto di ricerca sulla Percezione della criminalità predatoria

**METODO:** interviste di campione rappresentativo del 100 per cento della rete sociale e di 150 impianti convenzionati.

#### PRINCIPALI RISULTATI:

- **Autori dei reati predatori: bande organizzate (66,7 per cento)**
- **Fasce orarie a rischio: orari di chiusura + notturni (99 per cento)**
- **Cause della Criminalità predatoria: impunità dei criminali e mancanza di certezza della pena (77,8 per cento)**
- **Soggetti con cui fare «rete» per difendersi dalla criminalità predatoria: Associazioni di categoria (88,9 per cento)**
- **Forze dell'ordine**
  - migliori azioni: **controllo del territorio (77,8 per cento)**
  - efficacia: è cruciale sul territorio (55,6 per cento)
- **Moneta elettronica** come strumento efficace per contenere la criminalità predatoria: **molto (77,8 per cento)**

### Italia Ipotesi di Piano Industriale OCSIT<sup>(\*)</sup> (Tonnellate)



<sup>(\*)</sup> Stima all'8 marzo 2017 su media consumi 2015/2016.

Fonte: Acquirente Unico, OCSIT

Collaborazione per la tenuta delle scorte sul territorio italiano da parte di organismi o imprese neozelandesi. Il MoU, questa volta non bilaterale, si aggiunge agli accordi già raggiunti dallo Stato

italiano, negli anni precedenti, con **Germania, Spagna, Slovenia, Francia, Malta, Paesi Bassi, Danimarca, Ungheria e Regno Unito.**

## Autotrasporto, TAR chiude la questione costi minimi

Con la Sentenza del 20 febbraio 2015 il TAR del Lazio, a seguito della Sentenza della **Corte di Giustizia dell'Unione Europea** del 4 settembre 2014, aveva annullato le determinazioni mensili dell'Osservatorio emanate da novembre 2011 a giugno 2012, ma era comunque atteso l'esito del secondo ricorso della committenza contro i Decreti dirigenziali del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti pubblicati mensilmente da luglio 2012 a luglio 2014.

Il TAR, infatti, pur avendo annullato gli atti dell'Osservatorio, aveva escluso un automatico effetto caducante sui successivi provvedimenti ministeriali, potendosi quindi in teoria ipotiz-

zare la legittimità di provvedimenti normativi per fissare i costi minimi di sicurezza. Tale ipotesi, secondo alcuni, era stata corroborata da una Ordinanza della Corte di Giustizia Europea del 21 giugno 2016, a seguito della quale si era espressa anche l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato con Parere dell'8 febbraio 2017.

Finalmente, il **TAR del Lazio**, con la **Sentenza del 21 febbraio 2017**, ha annullato anche i Decreti dirigenziali del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, ribadendo nuovamente che eventuali ragioni di tutela della sicurezza stradale non possano essere valido motivo per predeterminare in alcun modo i costi dell'autotrasporto.

# GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI

## Entrate tributarie

Nel corso del 2016 le entrate tributarie complessive accertate in base al criterio della competenza si sono attestate a 451,54 miliardi di euro, con una crescita di 14,24 miliardi rispetto all'anno precedente che aveva fatto registrare un ammontare pari a 437,3 miliardi di euro.

Tra i principali interventi normativi che hanno determinato gli effetti più significativi sul gettito tributario si segnala l'introduzione della *voluntary disclosure* per l'emersione e il rientro di capitali detenuti all'estero, introdotta dalla Legge n. 186/2014, che ha generato per il 2016 oltre 4 miliardi di euro di maggiori entrate.

Le imposte dirette sono ammontate a 246 miliardi di euro mentre quelle indirette si attestano a 205,5 miliardi.

Il gettito erariale sui prodotti petroliferi è sceso da 26,7 a 26,4 miliardi di accisa, con un calo di circa l'1 per cento.

L'accisa sull'energia elettrica e addizionali si è attestata a 2,65 miliardi di euro rispetto ai 2,35 del 2015 (+12,9 per cento), mentre l'accisa sul gas naturale per combustione ammonta a 3,51 miliardi contro i circa 3 2,9 del 2015 (+18,3 per cento).

## Il gettito fiscale degli oli minerali

Per quanto riguarda la tassazione complessiva (accise + IVA), nel 2016 le entrate fiscali derivanti dai prodotti petroliferi si stimano pari a circa 38,7 miliardi di euro<sup>1</sup>, con un decremento del 3,7 per cento rispetto all'anno precedente (1 miliardo e 490 milioni in meno).

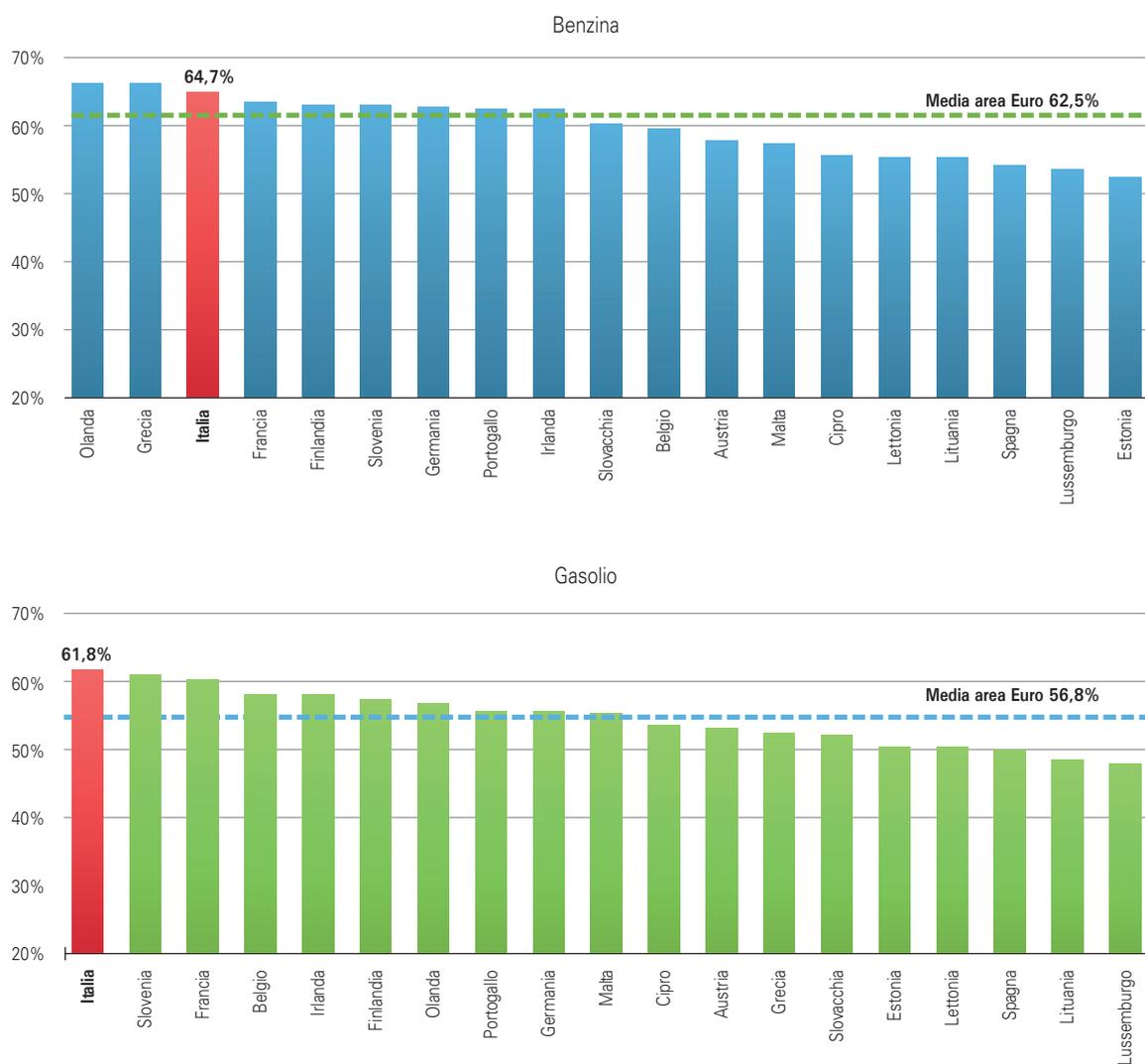
Ribasso dei prezzi dei prodotti petroliferi (mediamente - 6 per cento la benzina e - 9 per cento il

gasolio) e calo dei consumi hanno prodotto un decremento del gettito di accisa che ha amplificato il forte calo del gettito IVA, pari a 950 milioni in meno (-7,6 per cento).

I circa 38,7 miliardi di gettito sono comunque superiori di oltre 760 milioni di euro rispetto al 2011, sebbene i consumi petroliferi siano scesi di 11,7 milioni di tonnellate rispetto ad allora.

<sup>1</sup> Stime UP in base all'andamento dei consumi dei prodotti petroliferi, che non considera le riduzioni e le esenzioni di accise per particolari utilizzi e comprende anche le stime su accise e imposte sui gas incondensabili, sui lubrificanti e bitumi.

**Area Euro** Incidenza fiscale sul prezzo al consumo dei carburanti  
(Peso percentuale della componente fiscale sul prezzo di ogni litro al 1° maggio 2017)



Fonte: Unione Petrolifera su dati Direzione Generale Energia della Commissione UE

## Clausole di salvaguardia

Nel corso dell'anno sono stati mantenuti i livelli di tassazione del 2015 attraverso il rinvio, o addirittura la rinuncia, della facoltà di esercitare le cosiddette clausole di salvaguardia inserite nella Legge di bilancio.

In particolare:

- è **decaduta la clausola di salvaguardia** prevista dall'articolo 1, comma 959, della Legge n. 208 del 28 dicembre 2015 in quanto non è stata esercitata entro il termine previsto del 31 marzo 2016;

- la Legge di bilancio per l'anno 2017 ha:
  - **rinvio al 2018 l'aumento delle aliquote IVA** stabilito dall'articolo 1, comma 718, della Legge 23 dicembre 2014 n. 190, fissando nuovi valori (aliquota IVA dal 10 al 13 per cento; aliquota IVA dal 22 al 25 per cento);
  - **abrogato** il comma 626 dell'art. 1 della Legge 27 dicembre 2013, n. 147, che conferiva al direttore dell'Agenzia delle Dogane la delega, da esercitare entro il 31 dicembre

2016, per disporre un **aumento del livello di tassazione dei carburanti** per un gettito fino a 220 milioni di euro per l'anno 2017 e di 190 milioni per il 2018.

In merito alla imposta regionale sulla benzina, nel corso dell'anno non si sono registrate variazioni dei livelli di tassazione rispetto all'anno precedente.

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

FONTE	2014	2015	2016	Peso%
<b>PETROLIO</b>	<b>25.966.371</b>	<b>26.654.245</b>	<b>26.417.590</b>	<b>81,0%</b>
Accisa prodotti energetici, loro derivati e prodotti analoghi	25.088.606	25.752.160	25.497.963	
Accisa gas petroliferi liquefatti	577.076	602.562	613.424	
Imposta di consumo su oli lubrificanti e bitume	300.643	299.524	306.202	
Accisa su gasolio L. 244/2007 <sup>(1)</sup>	20	0,3	1	
Accisa benzina riservata a Regioni a statuto ordinario <sup>(1)</sup>	27	-	-	
<b>BIOCARBURANTI</b>	<b>2.259</b>	<b>4.249</b>	<b>4.931</b>	<b>0,02%</b>
Accisa sugli oli e grassi animali e vegetali utilizzati per carburazione o combustione	2.156	4.189	4.931	
Accisa sull'alcole metilico utilizzato per carburazione o combustione	103	60	-	
<b>ENERGIA ELETTRICA</b>	<b>2.433.565</b>	<b>2.351.626</b>	<b>2.654.535</b>	<b>8,1%</b>
Accisa sull'energia elettrica	2.426.973	2.347.905	2.650.264	
Addizionale energia elettrica D.L. 28/11/1988 n. 511 <sup>(2)</sup>	6.589	3.720	4.271	
Addizionale energia elettrica D.L. 30/09/1989 n. 332 <sup>(2)</sup>	3	1	0	
<b>GAS NATURALE</b>	<b>4.146.506</b>	<b>2.970.308</b>	<b>3.514.400</b>	<b>10,8%</b>
Accisa sul gas naturale per autotrazione	3.632	4.852	3.980	
Accisa sul gas naturale per combustione	4.142.874	2.965.456	3.510.420	
<b>CARBONE</b>	<b>41.171</b>	<b>43.913</b>	<b>39.863</b>	<b>0,1%</b>
Accisa sul carbone, lignite e coke di carbon fossile utilizzati per carburazione e combustione	41.164	43.912	39.856	
Imposta di consumo su carbone, coke di petrolio, bitume denominato orimulsion	7	1	7	
<b>TOTALE INTROITI ACCISE FONTI DI ENERGIA</b>	<b>32.589.872</b>	<b>32.024.342</b>	<b>32.631.319</b>	<b>100,0%</b>
<b>TASSA AMBIENTALE ANIDRITE SOLFOROSA E OSSIDI DI AZOTO</b>	<b>8.186</b>	<b>7.888</b>	<b>8.192</b>	

<sup>(1)</sup> Art.1 comma 301 Legge 24 dicembre 2012 n. 228 Abrogazione comma 12 art. 3 Legge 549/95 benzina e comma 295 e ss art. 1 Legge 244/2007 gasolio. Decorrenza 1° gennaio 2012.

<sup>(2)</sup> Decreto Legislativo 2 marzo 2012 n. 16 convertito in Legge 26 aprile 2012 n. 44 abrogazione art. 6 Decreto Legislativo 511/88. Decorrenza 1° gennaio 2013.

Fonte: Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, "Organizzazione, attività e statistica Anno 2016", maggio 2017

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

	Imposta di fabbricazione/Accisa					Sovra- imposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti	
	sulla Benzina	di cui quota riservata alle Regioni <sup>(1)</sup>	sui Gasoli	sugli Oli comb.li	su altri prodotti				Totale
1970	0,658		0,123	0,058	0,064	0,903	0,009	0,088	1,000
1975	1,286		0,159	0,023	0,089	1,557	0,010	0,542	2,109
1980	2,957		0,325	0,033	0,173	3,488	0,039	1,963	5,490
1985	5,268		1,669	0,097	0,195	7,229	0,076	4,028	11,333
1990	8,054		7,186	0,400	0,679	16,319	0,300	5,010	21,629
1995	12,586		8,862	0,724	0,738	22,910	0,374	6,972	30,256
1996	12,425	3,961	8,886	0,405	1,170	22,886	0,376	7,489	30,751
1997	13,082	4,032	9,194	0,349	1,040	23,665	0,238	7,850	31,753
1998	13,091	2,946	9,575	0,306	1,070	24,042	0,204	7,902	32,148
1999	13,613	2,930	10,350	0,300	1,150	25,413	0,178	8,367	33,958
2000	11,650	2,794	9,900	0,245	1,186	22,981	0,170	9,813	32,964
2001	11,350	2,530	10,700	0,230	1,955	24,235	0,134	9,658	34,027
2002	11,370	2,648	11,255	0,235	1,383	24,243	0,153	9,813	34,209
2003	11,000	2,379	11,800	0,230	1,527	24,557	0,126	10,050	34,733
2004	10,600	2,174	12,450	0,160	0,683	23,893	0,098	10,650	34,641
2005	9,950	2,032	13,050	0,150	1,186	24,336	0,081	11,630	36,047
2006	9,350	1,921	13,500	0,160	1,477	24,487	0,084	12,300	36,871
2007	8,770	2,084	14,000	0,120	1,310	24,200	0,061	12,100	36,361
2008	8,130	1,942	14,070	0,110	1,290	23,600	0,060	13,200	36,860
2009	7,900	2,019	13,900	0,110	1,090	23,000	0,069	10,850	33,919
2010	7,450	2,034	13,750	0,100	1,650	22,950	0,047	11,750	34,747
2011 <sup>(2)</sup>	7,480	1,915	14,950	0,070	1,750	24,250	0,047	13,600	37,897
2012	8,030	1,728	17,550	0,050	1,770	27,400	0,048	14,400	41,848
2013	7,800	1,252	17,400	0,050	1,944	27,194	0,056	13,880	41,130
2014 <sup>(3)</sup>	7,750	—	17,590	0,050	1,910	27,300	0,055	13,840	41,195
2015	7,680	—	18,000	0,050	1,860	27,590	0,060	12,500	40,150
2016 <sup>(4)</sup>	7,470	—	17,900	0,030	1,650	27,050	0,060	11,550	38,660

<sup>(1)</sup> Compartecipazione all'accisa allargata anche al gasolio a partire dal 2007.

<sup>(2)</sup> Dato modificato in quanto 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.

<sup>(3)</sup> 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.

<sup>(4)</sup> Dato provvisorio.

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

## Il contrasto all'illegalità

Il settore della commercializzazione dei carburanti continua ad essere interessato da fenomeni di illegalità sempre più diffusi, in varie articolazioni, non sempre facilmente individuabili. Tali fenomeni sono sostanzialmente riconducibili a:

- **molteplici forme di evasione di accisa e Iva;**
- **introduzione sul mercato nazionale**, spesso con navi di **piccole dimensioni**, di **prodotti petroliferi di dubbia provenienza**, resi poi di origine comunitaria in specifiche aree della Comunità, a prezzi insostenibili se confrontati con quelli del mercato internazionale;
- **crescente numero di furti di prodotti**, sugli oleodotti e non, poi rivenduti sul mercato.

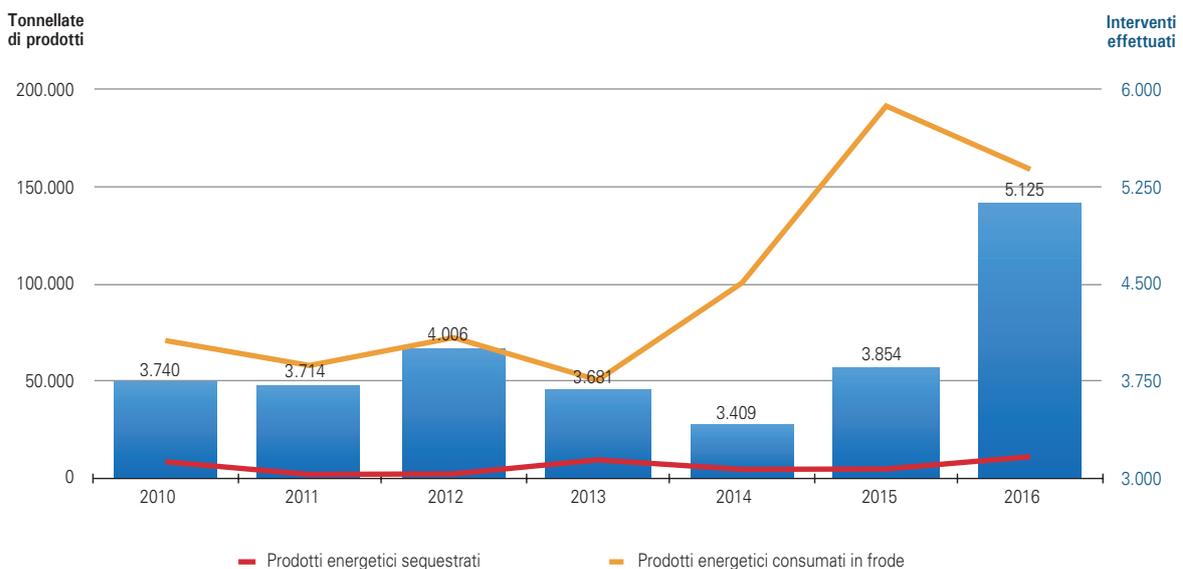
Tale diffusa illegalità danneggia l'intero Paese, non solo per il mancato gettito per l'Erario e per i danni ambientali causati da prodotti non a specifica (olio lubrificante usato come gasolio) o uti-

lizzati per uso improprio (ad esempio, jet fuel sottratto da oleodotti e utilizzato come gasolio), ma soprattutto per lo svilupparsi e il rafforzarsi di operatori che seguono logiche non economiche, fortemente distorsive del mercato.

La presenza di tali fenomeni si riscontra anche nei prezzi finali al consumo ove, negli ultimi tempi, si è rilevato uno "stacco" con l'Europa spesso negativo, in particolare per il gasolio, prodotto più facilmente oggetto di frode, nonostante l'inefficienza della rete nazionale sia progressivamente aumentata rispetto a quella europea.

Dal punto di vista repressivo, nel corso del 2016 l'attività di contrasto esercitata dalla Guardia di Finanza, si è indirizzata con particolare attenzione ai traffici transnazionali di prodotti petroliferi introdotti illecitamente in Italia da organizzazioni criminali operanti in più Stati dell'Unione europea, in molti casi in evasione totale dei tributi (accisa, IVA).

**Italia** Interventi effettuati e risultati ottenuti dalla Guardia di Finanza nei servizi in materia di accise fra il 2010 e il 2016



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

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

Servizi in materia di accise		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Interventi effettuati	n.	3.740	3.714	4.006	3.681	3.409	3.854	5.125
Prodotti energetici sequestrati	Kg	8.306.624	1.746.102	2.053.267	9.262.742	4.377.523	4.595.693	10.902.804
Prodotti energetici consumati in frode	Kg	70.782.586	57.926.808	72.265.710	50.410.862	100.474.590	191.655.794	159.029.926

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

**Italia** I livelli attuali delle accise

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore al 1° maggio 2017

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 <sup>3</sup>
2) per usi industriali	0,01250	m <sup>3</sup>
3) per combustibili usi civili <sup>(*)</sup> :		
a) per consumi fino a 120 m <sup>3</sup> /anno	0,04400	m <sup>3</sup>
b) per consumi da 120 a 480 m <sup>3</sup> /anno	0,17500	m <sup>3</sup>
c) per consumi da 480 a 1560 m <sup>3</sup> /anno	0,17000	m <sup>3</sup>
d) per consumi oltre i 1560 m <sup>3</sup> /anno	0,18600	m <sup>3</sup>
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

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

Come emerge dalla Relazione della Guardia di Finanza per l'anno 2016, diffuso è altresì il **fenomeno di prodotti provenienti dall'est Europa, qualificati come oli lubrificanti**, ma di fatto immessi in consumo in Italia per finalità di carburazione. La soluzione italiana di estendere il sistema EMCS<sup>2</sup> alla circolazione intracomunitaria dei lubrificanti, che avrebbe permesso di tracciare anche questo tipo di prodotti, presentata alla Commissione Ue (DG TAXUD) non ha raggiunto il quorum richiesto per il voto contrario di Francia, Spagna, Regno Unito e Olanda.

#### CIRCOLAZIONE SU STRADA DI OLI LUBRIFICANTI DI PROVENIENZA UE

**Criticità** Il regime di circolazione intracomunitario degli oli lubrificanti è semplificato rispetto a quello dei carburanti e combustibili, essendo esclusi dal campo d'applicazione della Direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici. L'assenza della tracciabilità della circolazione intracomunitaria degli oli lubrificanti favorisce un doppio sistema di evasione fiscale (*evasione imposta di consumo sui lubrificanti; utilizzo lubrificanti come gasolio e quindi evasione d'imposta sui carburanti*).

**Soluzione adottata** **Proposta italiana** alla Commissione europea (DG TAXUD) di estendere il sistema EMCS alla circolazione intracomunitaria dei lubrificanti.

Molto diffuse sono inoltre le cosiddette "frodi carosello" sull'Iva che si concretizzano attraverso una **serie di transazioni fittizie che consentono un'evasione dell'Iva in uno dei passaggi commerciali**, effettuata anche attraverso società "cartiere", in modo da arrivare al consumo con prezzi nettamente inferiori ai "valori normali" di mercato.

Altre frodi si concretizzano attraverso l'utilizzo di **dichiarazioni d'intento fraudolente per l'acquisto di prodotti senza pagamento dell'Iva** da parte di falsi esportatori abituali che successivamente immettono sul mercato domestico.

In tale quadro l'Unione Petrolifera si è attivata sia con il Ministero dell'Economia, unitamente ad Assopetroli, sia con il Ministero dell'Interno per segnalare tali fenomeni e ricercare possibili soluzioni.

Dal tavolo tecnico con il Ministero dell'Economia e delle Finanze sono scaturite alcune iniziative legislative e regolamentari tese a contrastare i suddetti fenomeni d'illegalità. Alcune di queste proposte sono state recepite nel Decreto Legge 22 ottobre 2016, n. 193 recante misure di carattere fiscale, convertito con modificazione in Legge 1 dicembre 2016, n. 225; le altre nella Legge 11 dicembre 2016, n. 232 – Legge di bilancio per l'anno 2017.

Un primo intervento volto a limitare il **rischio di evasione dell'accisa** attraverso la riduzione dei potenziali punti di evasione, si è concretizzato nel:

- qualificare i criteri oggettivi per operare in regime di deposito fiscale, dando un congruo periodo ai depositi esistenti per adeguarsi;
- qualificare i requisiti per operare quali destinatari registrati (operatori che possono ricevere prodotto in sospensione di accisa salvo versare l'accisa stessa nelle 24 ore successive).

#### DEPOSITI FISCALI (Art. 23 Decreto Legislativo n. 504/95)

**Criticità** Eccessiva proliferazione dei depositi fiscali, gran parte di modesto stoccaggio, non giustificabili dall'esigenza di approvvigionamento del mercato.

**Soluzione adottata** L'art. 1, comma 535 lettera e) della Legge n. 232/2016 rivede i criteri per l'autorizzazione dei depositi fiscali in base a:

1. effettive necessità operative,
2. capacità minima di stoccaggio 10.000 metri cubi (400 metri cubi per il GPL).

Per i depositi di capacità inferiori si ricorre almeno una delle seguenti condizioni:

- in un biennio il 30 per cento delle movimentazioni avviene in regime sospensivo e/o agevolato;
- il deposito sia propaggine di un deposito fiscale ubicato nelle immediate vicinanze.

2 EMCS – Excise Movement and Control System.

**Europa** Le accise in vigore al 1° maggio 2017

	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	605,07	529,97	18,65	-	16,35
Bulgaria	363,02	330,30	330,30	93,96	-
Cipro	489,70	460,70	135,43	-	17,70
Croazia	517,27	410,06	45,96	7,42	21,44
Danimarca	617,56	421,02	329,08	-	394,88
Estonia	422,77	392,92	110,95	69,92	-
Finlandia	652,78	498,47	228,70	-	-
Francia	659,40	546,70	118,90	91,90	95,40
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	-
Grecia	711,03	420,47	288,49	-	43,93
Irlanda	607,72	499,00	122,28	-	101,84
<b>Italia</b>	<b>728,40</b>	<b>617,40</b>	<b>403,21</b>	<b>147,27</b>	<b>31,39</b>
Lettonia	443,34	349,02	29,36	118,58	-
Lituania	434,43	330,17	21,14	161,17	15,06
Lussemburgo	462,09	335,00	10,00	54,07	-
Malta	549,38	472,40	232,09	-	-
Olanda	780,21	493,92	493,92	185,79	36,44
Polonia	393,54	343,95	54,69	109,88	15,09
Portogallo	651,51	466,36	346,95	140,05	36,86
Regno Unito	683,13	683,13	131,32	-	-
Repubblica Ceca	479,23	408,69	88,64	80,62	17,62
Romania	365,76	335,22	335,22	68,47	15,69
Slovacchia	580,17	416,05	-	98,28	141,15
Slovenia	576,28	502,32	253,43	114,54	101,78
Spagna	461,35	367,35	89,33	32,41	16,49
Svezia	658,53	582,42	422,65	-	458,65
Ungheria	390,81	359,48	359,48	110,73	19,72

Fonte: Direzione Energy della Commissione UE

**DESTINATARIO REGISTRATO**  
(Art. 8 Decreto Legislativo n. 504/95)

**Criticità** Taluni depositi commerciali e distributori stradali di carburanti sono stati autorizzati ad operare come “destinatari registrati”, ovvero possono ricevere carburanti in sospensione di accisa.  
Ciò determina:  
1. un rischio di evasione fiscale (aumento dei soggetti passivi di accisa, maggiori difficoltà nell’espletamento dei controlli);  
2. una distorsione del mercato per diverso trattamento del regime dei cali di trasporto.  
Tra il 2014 e il 2015 il numero dei destinatari registrati, ubicati soprattutto nelle zone di confine, è cresciuto enormemente.

**Soluzione adottata** L’art. 1, comma 535, lettera b) della Legge n. 232/2016 prevede per i destinatari registrati l’obbligo dello stoccaggio separato dei prodotti detenuti in diversa posizione fiscale e prescrizioni di misure di tutela erariale.

Si è intervenuti per limitare i **rischi di evasione Iva** attraverso:

- un più rigido controllo su coloro che presentano dichiarazioni di intenti in quanto esportatori abituali e sul relativo plafond da indicare obbligatoriamente dal 1° marzo 2017;
- la trasmissione telematica dei dati delle fatture con periodicità trimestrale (ancora semestrale per il 2017), onde verificarne la rispondenza;
- la possibilità di liquidare, con la modalità del *reverse charge*, l’Iva relativa all’estrazione da de-positi Iva di beni immessi in libera pratica solo in presenza di idonee garanzie.

**DICHIARAZIONE D’INTENTI  
RILASCIATE DA ESPORTATORI ABITUALI**

(Art. 8 comma 2 Decreto del Presidente della Repubblica n. 633/72, Art. 1 comma 1 Decreto Legge n. 746/83)

**Criticità** La frode fiscale dei carburanti avviene anche con l’utilizzo improprio della dichiarazione d’intenti spesso falsa.

**Soluzione adottata** Con la Direttoriale n. 213221 del 2 dicembre 2016 si modifica il contenuto della dichiarazione d’intenti, la modalità e i termini per la sua trasmissione.  
Avviato un progetto sperimentale con l’Agenzia delle Entrate per intercettare false dichiarazioni d’intenti allo scopo di prevenire e reprimere comportamenti illeciti.  
Questa attività si articola in:

- analisi dei dati contenuti nelle dichiarazioni d’intenti presentate per l’anno 2017 per individuare tempestivamente soggetti a rischio;
- specifica attività di controllo dei soggetti a rischio;
- notifica ai cedenti dei soggetti risultati falsi esportatori abituali;
- monitoraggio delle operazioni effettuate successivamente dai soggetti cedenti.

**TRACCIABILITÀ DELLE CESSIONI DI PRODOTTI  
PETROLIFERI**

**Criticità** Il documento DAS contiene l’indicazione solo dello speditore e del destinatario finale, senza evidenziare la traccia dei soggetti intermediari o parte della catena di approvvigionamento.  
Nella catena commerciale dei prodotti petroliferi spesso intervengono soggetti che assumono comportamenti fiscalmente non corretti e difficilmente controllabili.

**Soluzione adottata** Il Decreto Legge del 22 ottobre 2016, n. 193 art. 4, commi 1 e 2, convertito in Legge 1° dicembre 2016, n. 225, prevede la trasmissione telematica periodica dei dati delle fatture emesse e ricevute e la trasmissione dei dati contabili riepilogativi delle liquidazioni periodiche relative all’Imposta sul Valore Aggiunto favorendo i controlli.

**REGIME DEL DEPOSITO IVA**

**Criticità** Indebito utilizzo dell’istituto del deposito IVA con comportamenti fraudolenti di taluni operatori, che generano fenomeni di evasione IVA alimentando canali commerciali illegali e lesivi del mercato.

**Soluzione adottata** Il Decreto Legge 22 ottobre 2016, n. 193, convertito nella Legge 1° dicembre 2016, n. 225, art. 4, comma 6 prevede:

- il versamento dell’IVA a cura del depositario per conto di chi estrae i beni istituendo il regime di solidarietà fiscale tra depositante e depositario;
- l’IVA relativa all’estrazioni di beni immessi in libera pratica è liquidata con modalità di *reverse charge* solo se sussiste un’idonea garanzia come ad esempio la titolarità di notoria solvibilità ex art. 90 del Testo Unico della Legge Doganale – TULD, soggetto certificato A.E.O. (Operatore economico autorizzato), ecc.

Inoltre, si è cercato di limitare i **comportamenti fraudolenti** nel trasporto e nella cessione per usi agevolati/esenti e contrastare i flussi illegali provenienti via terra da altri Paesi europei attraverso:

- interventi per la tracciatura della circolazione in autobotti e bettoline e di misurazione delle quantità scaricate;
- sistemi per la misurazione dei livelli e delle temperature degli impianti completamente automatizzati;
- introduzione della facoltà per l'Amministrazione finanziaria di richiedere ulteriori strumenti di controllo in casi specifici.

Misure che, unitamente alle altre numerose iniziative avviate, hanno creato i presupposti per una efficace azione di contrasto all'illegalità di cui già si vedono concrete ricadute in termini di repressione.

Al fine di assicurare un'attuazione coordinata ed effettiva di tali misure, Unione Petrolifera ha istituito al proprio interno una "**Cabina di regia**" per:

- individuare le linee di azione e le priorità di attuazione;
- favorire il coordinamento con le altre categorie interessate;
- verificare la possibilità di avvalersi, in particolare per gli obblighi di telematizzazione previsti, dei contributi introdotti con il pacchetto "Industria 4.0";
- individuare altre iniziative o ulteriori forme di contrasto da promuovere presso le Istituzioni.

#### CIRCOLAZIONE SU STRADA CARBURANTI

<b>Criticità</b>	Si rileva la presenza di prodotto in ingresso illegale sul territorio nazionale.  Il caso tipico è configurato dal dirottamento in Italia di carburanti su autobotte, in partenza da Paesi europei (Europa dell'est, in genere) e diretti ad altri Stati dell'Unione.  Tali traffici aumentano la rete clandestina di depositi di stoccaggio, con grave pregiudizio per l'erario e per il mercato.
------------------	--

<b>Soluzione adottata</b>	La Legge n. 232/2016, art. 1, comma 535, lett a) e c), prevede la dotazione per autobotti e bettoline di un sistema di tracciatura della circolazione e di misurazione delle quantità scaricate per i prodotti in regime sospensivo e per quelli ad imposta assoluta.
---------------------------	---

## Altre misure di semplificazione

Con lo stesso Decreto Legge fiscale sono state altresì introdotte alcune misure di semplificazione che possono essere riassunte come segue:

- **rateizzazione del debito d'imposta.** I titolari di deposito fiscale di prodotti energetici che si trovano in condizioni di difficoltà economica possono presentare, entro la scadenza del termine di versamento al competente ufficio doganale un'istanza di rateizzazione del debito d'imposta. La disposizione è subordinata all'emanazione di uno specifico regolamento del Ministero dell'Economia e delle Finanze che determinerà le condizioni e le modalità di applicazione;
- **disciplina dei rimborsi di accisa.** Si definisce con maggior precisione il campo di applicazione della disciplina dei rimborsi e si conferma l'attuale termine di decadenza biennale per la presentazione della richiesta, individuando quale termine di decorrenza:
  - la data del pagamento dell'imposta in via generale;
  - la data in cui il diritto può essere esercitato, per le agevolazioni accordate mediante restituzione;
  - la data di presentazione della dichiarazione da parte del soggetto obbligato nei casi in cui sia prevista;

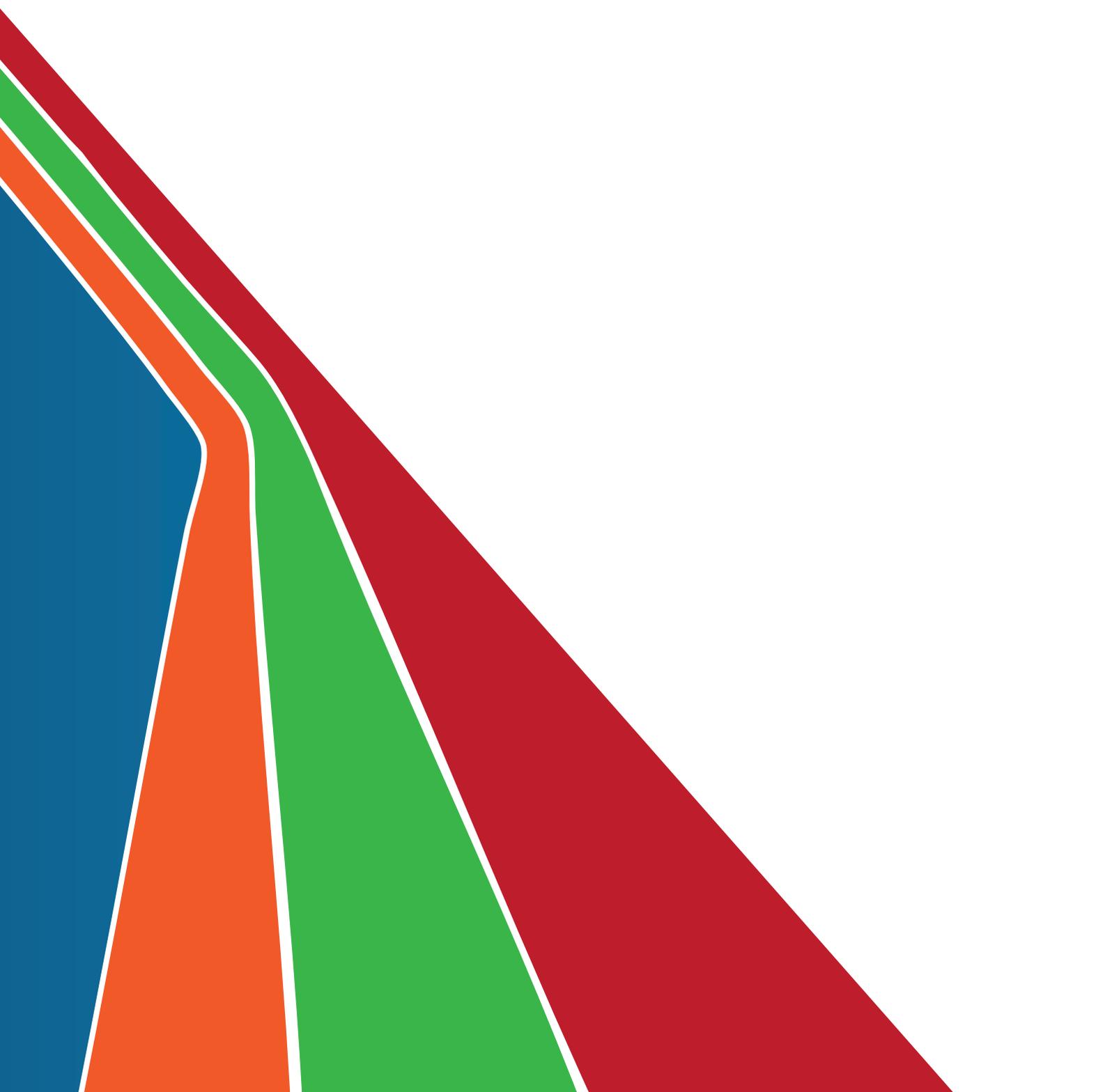
- **recupero dell'accisa.** E' stata rivista la disciplina del procedimento di recupero dell'accisa e della prescrizione del diritto alla riscossione dell'imposta da parte dell'Agenzia. In particolare è stato ampliato da 15 a 30 giorni il termine entro il quale il destinatario dell'avviso di pagamento è tenuto ad assolvere il debito richiesto;
- **accertamento delle violazioni.** Viene disciplinato puntualmente il procedimento di constatazione delle violazioni a seguito del processo verbale di constatazione, allineandolo ai principi sanciti dallo "statuto dei diritti del contribuente" di cui alla Legge n. 212 del 2000;
- **gasolio professionale.** E' stato consolidato nel Testo Unico delle Accise la disciplina relativa al beneficio del gasolio per carburazione per gli esercenti attività di trasporto merci con mezzi superiori a 7,5 tonnellate, inserendo nella tabella A allegata al TUA il punto 4 bis che indica la relativa aliquota agevolata (403,22 € per 1000 litri).

## Industria 4.0

La Legge di bilancio 2017 ha adottato importanti misure che hanno l'obiettivo di favorire gli investimenti in beni aziendali tecnologicamente avanzati, nell'ambito delle direttive fissate dal piano "Industria 4.0" che, presentato come "la quarta rivoluzione industriale", poggia sulla connessione tra sistemi fisici e sistemi digitali, sulle analisi complesse attraverso Big Data e sugli adattamenti *real time* effettuati con l'utilizzo di macchine intelligenti, interconnesse e collegate ad internet.

Infatti la Legge ha:

- confermato per l'anno 2017 le disposizioni relative al **super ammortamento del 140 per cento**, emanate con la Legge 28 dicembre 2015, n. 208;
- introdotto una specifica agevolazione, denominata **iper ammortamento** accompagnata da ulteriori misure di incentivo applicabili ai beni materiali per accelerare il processo di trasformazione digitale e tecnologica delle imprese consentendo la **deduzione fiscale complessiva del 250 per cento del costo dell'investimento**, con la possibilità di estenderlo;
- consentito di **estendere il super ammortamento** anche al costo per l'acquisto di software sostenuto dalle imprese che usufruiscono dell'iper ammortamento.



# IL PETROLIO E L'AMBIENTE

## La Strategia Energetica Nazionale

Di particolare rilevanza per il settore petrolifero è la tematica relativa all'elaborazione della nuova SEN – Strategia Energetica Nazionale, con gli scenari energetici dei prossimi anni, per raggiungere al 2030 i target fissati per le diverse fonti di energia in coerenza con il Pacchetto Clima/Energia dell'Unione europea e dell'Accordo di Parigi COP21. Temi già parzialmente affrontati nei tavoli sulla “Mobilità sostenibile” e sulla “Decarbonizzazione”.

L'Unione Petrolifera ha partecipato ai diversi tavoli istituzionali, dando il proprio contributo al fine di giungere alla definizione dei possibili scenari **senza generare distorsioni del mercato** e **affermando il principio della neutralità tecnologica**.

Una efficace Strategia Energetica non potrà infatti prescindere dal raggiungimento contemporaneo dei **3 obiettivi principali** previsti dalla **Energy Union** ovvero:

- garantire la sicurezza negli approvvigionamenti,
- un costo competitivo a livello globale,
- il rispetto degli impegni COP21.

Il **settore del downstream petrolifero nazionale** ha necessità di certezze per la corretta programmazione degli ingenti investimenti che dovrà affrontare sia nella **raffinazione** (chiusura di impianti ed innovazione tecnologica in quelli che restano), sia nella **logistica** che dovrà essere ristrutturata ed adeguata alle nuove esigenze del mercato (biocarburanti, distillati per bunker marina, GNL, crescita jet fuels) ed infine nella **rete di distribuzione** sempre più parcellizzata e oggetto di diffusa illegalità.

Per il **settore dei trasporti** Unione Petrolifera ha identificato nel fisiologico rinnovo del parco circolante, nel rispetto dei limiti di omologazione attuali e di quelli già previsti al 2020 (95 g/km), la soluzione per traguardare l'obbligo di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dalle auto previsto per l'Italia al 2030. Tale previsione è anche confermata da una analoga stima effettuata da ACEA<sup>1</sup> a livello europeo.

1 ACEA – European Automobile Manufacturers Association.

## | FOCUS |

### Mobilità sostenibile: il rinnovo del parco riguarda i target ambientali

In coerenza con gli obiettivi della SEN di temperare i target ambientali di decarbonizzazione con quelli di crescita e di competitività, è stato valutato sotto il profilo emissivo lo **scenario UP dei trasporti leggeri su strada**, per verificare se in grado di rispondere al target di riduzione della CO<sub>2</sub> di almeno il 33 per cento al 2030 rispetto alle emissioni registrate nel 2005. Tale obiettivo non è ancora definitivo, in quanto ad oggi è stato solo proposto un criterio di ripartizione del target europeo dei settori non ETS al 2030 (-30 per cento), con la proposta di "Effort Sharing" nella quale all'Italia è stato assegnato un valore del 33 per cento. Assumiamo tuttavia che questo sia anche il target dei trasporti.

Per quanto riguarda le **emissioni di CO<sub>2</sub> nel 2005**, dato un parco circolante costituito sostanzialmente da veicoli da Euro 0 a Euro 3 (34,7 milioni di autoveicoli), si può considerare conservativamente **un'emissione media di CO<sub>2</sub> di 170 g/km**.

Nel 2015, secondo i dati ACI, rispetto ad un parco di 37,4 milioni di autoveicoli, i veicoli da Euro 0 ad Euro 3 in circolazione erano ancora circa 16,7 milioni, ovvero il 45% del parco, e tali veicoli rappresentano pertanto

il principale target di sostituzione per conseguire gli obiettivi ambientali al 2030.

Nell'elaborazione dei suoi scenari per la valutazione prospettica dei consumi UP considera il **parco "effettivamente circolante"**, basandosi sulle **stime dell'Anfia**, secondo le quali, su media 2015, le auto "effettivamente circolanti" sono sui 33milioni e 700mila. Ipotizzando al 2030 una numerosità del parco auto analoga a quella di metà 2015 (33,7 milioni di auto), l'aspetto che ne modificherà sostanzialmente le emissioni sarà la **variazione che subirà nel corso del tempo per effetto delle nuove auto immatricolate**, che progressivamente sostituiranno in misura sempre più ampia le auto a maggiore impatto ambientale. Per quanto attiene allo scenario futuro, si rileva infatti che i limiti di omologazione:

- per i veicoli immatricolati **dal 2016 e fino al 2020, sono quelli corrispondenti alla normativa Euro 6, con emissioni medie di CO<sub>2</sub> pari a 120 g/km;**
- per i veicoli immatricolati **post 2020, tale valore medio scenderà a 95 g/km.**

#### Riduzioni emissioni medie CO<sub>2</sub> parco circolante (2005-2030)

	anno 2005: 31,6 milioni di vetture		anno 2015: 33,7 milioni di vetture		anno 2030: 33,7 milioni vetture	
	% ripartizione parco	stima emissioni CO <sub>2</sub>	% ripartizione parco	stima emissioni CO <sub>2</sub>	% ripartizione parco	stima emissioni CO <sub>2</sub>
Euro 0	23%		11 %		-	
Euro 1	17%		4 %		-	
Euro 2	26%	170 g/km	13 %	170 g/km	-	
Euro 3	34%		17 %		-	
Euro 4	-		32 %		11 %	
Euro 5			20 %	140 g/Km		140 g/Km
Euro 6			3 %	120 g/Km	30 %	120 g/Km
Post Euro 6			-		59 %	94,2 g/Km
		<b>170,0 g/Km</b>		<b>159,2 g/Km</b>		<b>106,9 g/Km</b> emissioni medie parco - 37% var. rispetto a 2005

Elaborazione UP su dati ANFIA

Ipotizzando che il numero di nuove immatricolazioni, in sostituzione del parco circolante esistente, rimanga quello attuale (circa 2 milioni di vetture all'anno) e che ragionevolmente le auto che verranno sostituite saranno inizialmente le più "vecchie" (Euro 0 – Euro 3), al 2030 il parco risulterebbe sostanzialmente costituito da:

- **10 milioni di autoveicoli Euro 6** con un livello medio di emissione di CO<sub>2</sub> pari a 120 g/km (immatricolati nel periodo 2016-2020);
- **20 milioni di autoveicoli post Euro 6** con un livello medio di emissione di CO<sub>2</sub> di poco inferiore a 95 g/km (immatricolati nel periodo 2021 – 2030).

**La media globale del parco sarà quindi di circa 107 g/km, con una riduzione rispetto al 2005 del 37%, ampiamente al di sopra dei target previsti** anche tenendo conto di eventuali marginali aggiustamenti da apportare allo scenario ipotizzato.

Attuando politiche più rigorose di sostituzione e controllo del parco circolante che accelerino la sostituzione delle auto Euro 0 – Euro 3, si **determinerebbero livelli di riduzione della CO<sub>2</sub> ancora superiori rispetto alla situazione base** sopra descritta e con tempi più rapidi. Sarebbero sicuramente interventi con un rapporto costo-efficacia molto positivo e con effetti benefici sulla qualità dell'aria nelle aree urbane.

Al contrario, dirigere interventi verso tecnologie che ancora presentano un rapporto costo efficacia molto negativo, **rallenterebbe la sostituzione del parco auto più vecchio**, con effetti sfavorevoli sia sul livello di riduzione della CO<sub>2</sub>, sia sui tempi entro i quali raggiungere il target previsto.

Un ruolo particolarmente importante nella riduzione delle emissioni è rappresentato dai **veicoli ibridi**, la cui diffusione, più ampia rispetto allo scenario descritto, consentirebbe di centrare gli obiettivi di riduzione delle emissioni e **raggiungere un ottimo punto di equilibrio** tra le nuove politiche ambientali e le esigenze degli utenti. I veicoli ibridi rappresentano infatti una soluzione che coniuga la versatilità e l'economicità dei motori a combustione interna con l'efficienza energetica dei motori elettrici.

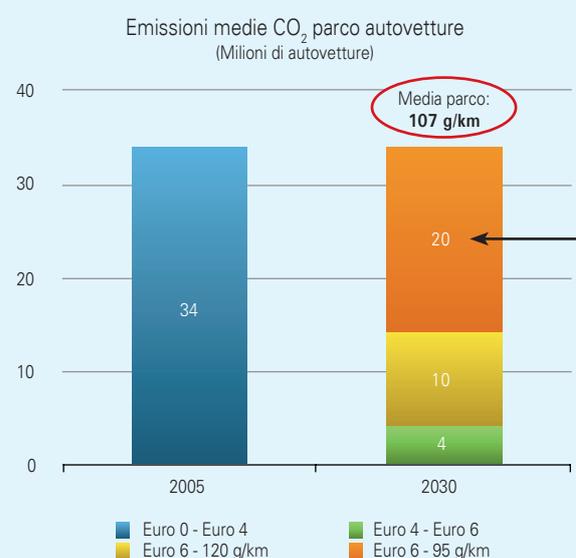
Ciò dimostra che nel 2030, grazie alla penetrazione dei nuovi veicoli post Euro 6, il parco auto sarà costituito da **20 milioni (59%) di veicoli con emissione media di 95 g/km, 10 milioni (30%) di veicoli con emissioni medie**

pari a **120 g/km e 3,7 milioni (11%) di veicoli** (Euro 4 ed Euro 5) con **emissioni medie di 140 g/km**.

Alla riduzione delle emissioni dell'intero parco circolante, al valore medio suddetto di circa 107 g/km, contribuirà anche l'evoluzione nella formulazione dei carburanti (introduzione biocarburanti avanzati). Un dettaglio maggiore è mostrato nel grafico che segue:

#### Dettaglio parco auto post-2020 e stima emissioni CO<sub>2</sub>

	Automobili (numero)	Emissioni (g/km)
Elettriche	200.000	-
Benzina + gasolio	12.400.000	102,4
GPL	2.000.000	102,9
Metano	1.400.000	86,5
Ibride	3.600.000	75,0
Plug-in	400.000	45,0
	<b>20.000.000</b>	<b>94,2</b>



Quanto sopra riflette comunque un'ipotesi che non tiene conto di eventuali accelerazioni e inasprimenti dei limiti di emissione per le nuove immatricolazioni dopo il 2025.

Il ricambio del parco automobilistico consentirebbe pertanto di centrare pienamente gli obiettivi ambientali, anche con una presenza di auto a combustione interna ancora rilevante.

## | FOCUS |

### Centrali termoelettriche a carbone e mobilità elettrica Confronto su due ipotesi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e loro costi associati

#### I IPOTESI

##### Chiusura nel 2020 di una centrale termoelettrica a carbone.

Una centrale termoelettrica a carbone di media dimensione annualmente consuma 1,8 milioni di tonnellate di carbone, produce circa 5 TWh ed emette circa 4,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> (870 gCO<sub>2</sub>/kWh).

In termini di produzione elettrica la centrale a carbone può essere agevolmente sostituita da centrali a gas a ciclo combinato di cui parecchie decine sono del tutto inutilizzate, a causa della diminuita richiesta di energia elettrica dovuta al calo della domanda e all'immissione in rete di quantità sempre maggiori di energia da fonti rinnovabili. I maggiori costi di produzione del MWh da gas rispetto al MWh da carbone sono stimabili in circa 20 €/MWh pari a 100 milioni di euro/anno e 1 miliardo di euro per il periodo 2020 – 2030.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> associate a centrali a gas a ciclo combinato sono oltre la metà di quelle di una centrale a carbone (370 gCO<sub>2</sub>/kWh). Conseguentemente la produzione di 5 TWh con questi impianti comporterebbe una emissione di 1,9 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> con una minore emissione di circa 2,5 milioni di tonnellate/anno rispetto al carbone. Quindi, nei 10 anni del periodo considerato le minori emissioni cumulative in atmosfera dovute allo switch verso il gas ammontano a 25 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

#### II IPOTESI

##### Riduzione dello stesso quantitativo di CO<sub>2</sub> con la mobilità elettrica.

Un'auto elettrica nel suo ciclo di vita (10 anni e 150.000 km percorsi) emette un minor quantitativo di CO<sub>2</sub> variabile da 5 a 8 tonnellate rispetto ad un'auto tradizionale a benzina o diesel. Nel caso migliore la minore emissione è pari quindi 8 tonnellate di CO<sub>2</sub>.

**Per avere la stessa riduzione di CO<sub>2</sub> che si avrebbe con la chiusura di una centrale a carbone nel periodo 2020 – 2030 con auto elettriche (25 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>), sarebbe necessario un parco auto elettriche pari a 3,1 milioni di vetture (25.000.000ton/8ton) che dovranno percorrere 15.000 km/anno per il periodo 2020 – 2030.**

Una stima delle risorse pubbliche necessarie a promuovere 3,1 milioni di auto elettriche (incentivazione diretta all'acquisto, agevolazioni IVA e bollo, esenzioni parcheggi e ingressi in aree urbane, investimenti per l'infrastruttura di ricarica, ecc.) può essere valutata conservativamente pari a 5.000 euro per auto, in assenza dei quali non ci sarebbe alcuno sviluppo della mobilità elettrica. Il costo complessivo per attuare questa seconda ipotesi ammonta a circa 16 miliardi di euro rispetto a 1 miliardo della prima ipotesi e a parità di CO<sub>2</sub> rimossa.

#### Considerazioni conclusive

Il parco di generazione elettrica italiano è caratterizzato da numerosi ed efficientissimi impianti a gas a ciclo combinato disponibili ma inutilizzati. Le risorse pubbliche destinabili a misure di decarbonizzazione sono molto scarse. La maturità tecnologica della mobilità elettrica è ancora lontana e i costi ad essa associati particolarmente elevati rendendo estremamente oneroso voler ridurre a tutti i costi le emissioni di CO<sub>2</sub> in ciascun settore. E' necessario quindi perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione iniziando con le misure più incisive in termini di costo-efficacia ed accettando di operare su settori diversi per minimizzare il ricorso a risorse pubbliche.

## Proposta di regolamento comunitario su "Effort Sharing"

La proposta definisce, per i singoli Stati membri, gli **obiettivi di riduzione vincolante** delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei **settori non rientranti nell'Emission Trading Scheme** – ETS. Il regolamento dà attuazione all'obiettivo comunitario di raggiungere entro il 2030 una riduzione del 30 per cento delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 2005 nei settori interessati. Tale sforzo di mitigazione si affianca a quello richiesto ai settori ETS (meno 43 per cento per industria ed energia) per garantire il raggiungimento dell'obiettivo complessivo di riduzione del 40 per cento rispetto ai livelli del 1990, sancito dalle conclusioni del Consiglio europeo di ottobre 2014 e presentato

alla COP21 dello scorso dicembre, come contributo dell'Unione europea al raggiungimento degli obiettivi.

I target per i singoli Stati Membri variano da zero per cento a 40 per cento in base ai valori del PIL pro capite rispetto alla media europea e, in questo contesto, **l'Italia dovrà ridurre le proprie emissioni nei settori interessati almeno del 33 per cento rispetto ai livelli del 2005**. Tale livello di riduzione è stato ritenuto dal Ministro dell'Ambiente Galletti eccessivamente ambizioso e non equo per l'Italia, che molto prima degli altri ha avviato politiche virtuose di riduzione delle emissioni.

## Pacchetto "Aria pulita per tutti gli europei"

Il 30 novembre 2016 la Commissione europea ha proposto un nuovo pacchetto di misure ed obiettivi riguardanti il settore energetico (c.d. Winter Package "Clean Energy for all Europeans"), che recepiscono e sviluppano i precedenti programmi ed i nuovi impegni internazionali. In particolare, la Commissione europea ponendo **l'efficienza energetica quale obiettivo prioritario**, propone per il 2030 un target più ambizioso (30 per cento) rispetto a quello concordato dal Consiglio europeo di ottobre 2014 (27 per cento). Le misure interessano soprattutto il risparmio energetico negli edifici, i regimi obbligatori per i distributori di energia attraverso reti (energia elettrica e gas),

mentre sia i trasporti che i distributori di combustibili nell'extrarete continuano ad essere esclusi da regimi obbligatori.

Viene infine **confermato l'obiettivo del 27 per cento per le rinnovabili nella domanda di energia primaria**, anche se, nella revisione del mercato elettrico si prevede l'abolizione della priorità per il loro dispacciamento, priorità che i singoli Stati membri potranno disporre soltanto per i nuovi impianti, o per quelli di cogenerazione ad alta efficienza con potenza inferiore a 500 kW (250 kW dal 2026). Il pacchetto include anche la revisione della Direttiva Rinnovabili post 2020 – RED II<sup>2</sup>.

2 Per un maggior dettaglio si veda capitolo "Evoluzione normativa sui biocarburanti" a pag. 103.

## Strategia comunitaria "Low Emission Mobility"

L'impegno dell'Unione europea nella riduzione delle emissioni del settore dei trasporti si esplica attraverso una massiccia digitalizzazione, il ricorso a tecnologie alternative (biocarburanti avanzati, mobilità elettrica, combustibili sintetici, ecc.) e il miglioramento dei motori a combustione interna. La strategia si concentra in particolare sul trasporto via terra, delegando le misure di *policy* per il settore dell'aviazione e quello del trasporto marittimo all'azione di coordinamento globale condotta in seno all'International Civil Aviation Organization – ICAO e all'International Maritime Organization – IMO.

La strategia riconosce che i **miglioramenti nell'efficienza dei motori a combustione interna e l'uso dei combustibili liquidi saranno**

**ancora fondamentali nella fase di transizione verso tecnologie alternative.** Al riguardo sarà importante **valutare con trasparenza i diversi costi di abbattimento della CO<sub>2</sub> e mantenere la neutralità tecnologica.** Tuttavia, su quest'ultimo punto sembra che la Commissione stia valutando la possibilità di introdurre obblighi minimi su fonti di energia e su veicoli "zero-emission".

Positivo invece l'obiettivo di rendere disponibili elevate risorse finanziarie per lo sviluppo e l'innovazione. Solo in questo modo, infatti, sarà possibile selezionare le tecnologie più efficaci nell'abbattimento dei gas serra, piuttosto che imporre specifiche modalità di trasporto che determinerebbero costi ingiustificati con scarsi risultati ambientali.

## La qualità dell'aria nelle politiche europee "EU Air Quality Package"

Nel corso del 2016 sono state completate in sede europea le attività per la stesura di alcune Direttive<sup>3</sup> relative al pacchetto di politiche in materia di miglioramento della qualità dell'aria. Tali direttive aggiornano la vigente legislazione con l'obiettivo di ridurre ulteriormente le emissioni provenienti dall'industria, dal traffico, dagli impianti energetici e dall'agricoltura, nonché i rischi potenziali per la salute umana e l'ambiente.

Di particolare interesse per il settore petrolifero sono:

- la Direttiva UE 2015/2193 (c.d. MCPD<sup>4</sup>, *Medi Impianti Combustione*) pubblicata nel novembre 2015, a cui gli Stati membri devono conformarsi entro il 19 novembre 2017;

- la Direttiva UE 2016/2284 (c.d. NEC<sup>5</sup>, *Tetti Emissione Nazionali*), pubblicata nel dicembre 2016, da recepire entro il 1° luglio 2018.

La MCPD riguarda la limitazione delle emissioni di 3 inquinanti: biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e polveri originati da impianti di combustione di potenza termica tra 1 e 50 MW, indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato.

La MCPD si applica a tutti gli impianti combustione medi, con esclusione di alcune specifiche fattispecie, tra cui rientrano anche quelli presenti nelle raffinerie, in quanto già soggetti ai livelli emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT), di cui alla Direttiva 2010/75/UE (IED<sup>6</sup>).

3 Proposte nel dicembre 2013 dalla Commissione europea.

4 MCPD - Medium Combustion Plants Directive.

5 NEC - National Emissions Ceilings.

6 IED - Industrial Emissions Directive.

La NEC riguarda invece la riduzione delle emissioni nazionali, rispetto all'anno di riferimento 2005, di 5 inquinanti: biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), polveri fini (PM<sub>2,5</sub>), composti organici non volatili (NMVOC) e ammoniaca (NH<sub>3</sub>), originati da tutte le sorgenti in forma convogliata o diffusa.

A seguito del recepimento di tale Direttiva, gli Stati membri saranno tenuti a presentare, entro il 2019, un **Programma di controllo dell'inquinamento atmosferico nazionale** con misure finalizzate a garantire che le emissioni siano ridotte delle percentuali previste per il 2020 e il 2030. In particolare, i limiti di emissione nazionali per i 5 inquinanti citati nel periodo considerato sono i seguenti:

- dal 2020 al 2029 limiti identici a quelli per i quali gli Stati membri si sono già impegnati a seguito della revisione del protocollo di Göteborg<sup>7</sup>.

- nel 2025 limiti intermedi indicativi e da identificare da parte di ogni Stato membro sulla base di una traiettoria lineare verso i limiti di emissione che si applicheranno dal 2030. Gli Stati membri avranno tuttavia la possibilità di seguire una traiettoria non lineare se ciò è più efficiente;

- dal 2030 in poi, limiti basati sulla previsione di nuovi impegni per ridurre l'impatto sulla salute dell'inquinamento e qualità dell'aria di circa il 50 per cento rispetto al 2005.

L'industria petrolifera ribadisce il proprio impegno di proseguire nella riduzione dell'impatto delle proprie attività sulla qualità dell'aria, attraverso l'applicazione delle migliori tecniche disponibili (BAT) ai sensi della Direttiva sulle emissioni industriali (IED).

## Revisione della Direttiva ETS e attuazione in Italia

A seguito della presentazione nel 2015, da parte della Commissione europea, della proposta di revisione della Direttiva ETS per il periodo 2020-2030, il Consiglio e il Parlamento europeo hanno formulato le ipotesi di modifica al riguardo. Nel febbraio scorso il Parlamento ha adottato, in seduta Plenaria, un testo che:

- conferma il livello di ambizione proposto dalla Commissione europea mantenendo il *Linear Reduction Factor* al 2,2 per cento invece del 2,4 per cento, come proposto dalla Commissione ENVI<sup>8</sup>. In questo modo, è stata scongiurata una significativa riduzione delle quote a disposizione nel quarto periodo di *trading*;

- respinge la proposta di escludere alcuni settori (cemento, calce, laterizi ecc...) dal sistema di allocazione gratuita, in favore di un meccanismo di aggiustamento alle frontiere.

Le ulteriori misure introdotte dalla Commissione ENVI e confermate dal Parlamento, riguardano interventi sulla *Market Stability Reserve* (raddoppio tasso di ritiro annuo + cancellazione 800 milioni di quote), un incremento fino al 5 per cento del *cap* dell'industria in caso di applicazione del CSCF<sup>9</sup>, un'esenzione di alcuni settori dall'applicazione del CSCF, la riduzione *flat* dei *benchmark*, un fondo per la compensazione parziale dei costi

7 Il protocollo di Göteborg, adottato per la prima volta nel 1999, è volto a ridurre l'acidificazione, l'eutrofizzazione e l'ozono troposferico, fissando limiti massimali di emissione in atmosfera di 4 inquinanti: zolfo, ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), composti organici volatili (COV) e ammoniaca.

8 ENVI – Environment, Public Health and Food Safety. Commissione Ambiente, Sanità pubblica e Sicurezza alimentare.

9 CSCF – Cross-Sectoral Correction Factor.

indiretti + possibilità di *top up* a livello nazionale, l'inclusione del settore navale nello schema ETS.

Anche il Consiglio Ambiente, sotto il coordinamento di Malta, ha raggiunto un accordo preliminare sulla revisione della Direttiva ETS (definito accordo "*General approach*"). Alcuni aspetti approvati dal Consiglio sono positivi per l'industria petrolifera, altri meno. In particolare, è **negativa la posizione del Consiglio sulla compensazione dei costi indiretti** che, di fatto, accetta lo *statu quo* con tutte le distorsioni esistenti. Per tale motivo l'Italia si è espressa negativamente sul "*General approach*". In vista del cosiddetto "trilogo" comunitario occorre fare un confronto tra le posizioni del Parlamento e quelle del Consiglio per contribuire a formare la posizione negoziale dell'Italia in tale contesto. L'obiettivo è quindi quello di mantenere gli aspetti positivi e, contestualmente, rimuovere i profili di criticità ancora presenti.

Per la fase in corso, è da segnalare l'aggiornamento a livello nazionale del Comitato ETS, con il cambio del Presidente e del coordinatore della Segreteria Tecnica. Confindustria ha istituito un tavolo permanente con il nuovo Comitato ove discutere tutte le problematiche ETS con le varie Associazioni di categoria.

Da tale confronto è emerso che, per l'assegnazione delle quote gratuite per il 2017, il Comitato ETS non applicherà il nuovo fattore di correzione intersettoriale stabilito dalla Decisione UE 2017/126, che avrebbe comportato un ulteriore taglio alle assegnazioni gratuite. Le assegnazioni delle quote al settore della raffinazione per l'anno in corso e per gli anni fino al 2020 non subiranno quindi modifiche rispetto a quanto già stabilito in precedenza.

## Attuazione della Direttiva 2010/75/UE (IPPC) sulle emissioni industriali

Dal 1° gennaio 2016 sono entrati in vigore i nuovi Valori Limite di Emissione – VLE per i Grandi Impianti di Combustione – GIC, previsti dalla Direttiva 2010/75/UE (IED) e recepiti dal Decreto Legislativo n. 152/06.

Limiti che dovranno essere osservati sino al completamento del più ampio riesame delle Autorizzazioni Integrate Ambientali – AIA dell'intero stabilimento di raffineria in ottemperanza agli indirizzi europei<sup>10</sup>.

In linea con le istruzioni fornite dal Ministero dell'Ambiente<sup>11</sup>, nel corso del 2016 tutte le raffinerie hanno presentato le proprie istanze per il riesame AIA che sono attualmente in fase di appro-

fondimento da parte della Commissione istruttoria IPPC<sup>12</sup>, la quale ha espresso l'intenzione di procedere parallelamente per tutte le raffinerie con l'obiettivo di concludere i vari procedimenti nei tempi previsti dalla legge.

In relazione a tali istruttorie, Unione Petrolifera ha richiamato l'attenzione del Ministero Ambiente e della Commissione IPPC sulla crisi sistemica che caratterizza da anni la raffinazione italiana evidenziando:

- **l'importanza** che i procedimenti di riesame vengano portati avanti conciliando il rispetto della normativa ambientale con la sostenibilità

10 EU BREF-BAT Conclusions pubblicate il 28 ottobre 2014 con Decisione 2014/738/UE della Commissione europea.

11 Decreto prot. DVA 2015-0032010 del 22 dicembre 2015 (c.d. *Direttiva* MATTM) e Decreto prot. 0000086 DVA del 15 marzo 2016 (c.d. *Modulistica* MATTM).

12 IPPC – Integrated Pollution Prevention and Control.

economica degli interventi, onde **non pregiudicare ulteriormente la competitività del settore e valorizzare gli investimenti già realizzati**. Infatti, i costi addizionali potenzialmente dovuti all'introduzione di limiti BAT-AELs più pressanti degli "upper limits" indicati dalla normativa europea, potrebbero **incidere sull'economicità della raffinazione nazionale pregiudicandone la sopravvivenza**;

- la necessità di **prestare la dovuta attenzione alle specifiche problematiche e peculiarità dei singoli siti e gestori**, anche attraverso il loro concreto coinvolgimento negli iter istruttori, per approfondire e condividere, con il loro contributo tecnico e le esperienze operative, tali complesse tematiche.

## Evoluzione normativa sui biocarburanti

In merito al recepimento della Direttiva ILUC – 2015/1513/UE e della Direttiva 2015/652/UE (art. 7/A della Fuel Quality Directive – FQD), il Decreto Legislativo n. 51/2017 di recepimento introduce un periodo di transizione nel quale sarà ancora possibile utilizzare gli **acidi grassi** e il **PFAD**<sup>13</sup> come materia prima *double counting*.

Il PFAD potrà continuare ad essere impiegato, senza limitazioni fino al 30 giugno 2018, dopodiché sarà escluso dalle materie prime *double counting*.

Il Decreto stabilisce anche i metodi di calcolo e gli obblighi di comunicazione ai sensi dell'art. 7/A della citata FQD, che fissa una **riduzione del 6 per cento delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel ciclo di vita dei carburanti da raggiungere nel 2020 rispetto al 2011**.

Per quanto riguarda il **biometano** e l'obbligo per i **biocarburanti avanzati/convenzionali**, si segnala che l'apposito Decreto predisposto dal

Ministero dello Sviluppo Economico è stato posto nei mesi scorsi in consultazione tra tutti gli *stakeholders* interessati.

Unione Petrolifera ha segnalato l'opportunità di modificare alcune criticità che ne renderebbero difficoltosa l'attuazione.

Le più rilevanti sono:

- la valorizzazione dei biocarburanti avanzati diversi dal biometano,
- le riduzioni della quota d'obbligo per il 2018 e il 2019,
- la valorizzazione di tutti i contributi delle rinnovabili nel trasporto.

Tutte e tre le richieste sono state recepite nell'ultima versione della bozza di Decreto trasmessa alla Comunità europea per la verifica di compatibilità con le norme sugli aiuti di Stato. Se ne prevede la pubblicazione entro l'anno.

13 PFAD – Palm Fatty Acid Distillate. E' un sottoprodotto della raffinazione dell'olio di palma.

## | FOCUS |

### Studio ECOFYS sui biocarburanti avanzati

Nel corso del 2016 Unione Petrolifera ha commissionato ad ECOFYS uno studio per **verificare disponibilità e costi dei biocarburanti avanzati in relazione agli obblighi legislativi in vigore in Italia**. Le conclusioni cui è giunta ECOFYS indicano che i target sui biocarburanti avanzati fissati in Italia sono molto sfidanti per i soggetti obbligati, soprattutto perché l'obbligo è relativo ad un prodotto che al momento non è commercialmente disponibile in quantità adeguate.

Tuttavia ECOFYS sostiene che al verificarsi di determinate condizioni, ed in assenza di obblighi analoghi in altri Paesi dell'Unione europea che contenderebbero le scarse quantità disponibili, i target fissati per il 2018 e 2019 (210.000 tonnellate/anno circa) potrebbero essere tralasciati mentre molto problematici saranno quelli del 2020 – 2022. A livello commerciale per il 2018 potranno essere disponibili quantità sufficienti di etanolo cellulosico e di biometano (teoricamente 200.000 tonnellate/anno di etanolo e 200.000 di biometano), di fatto gli unici biocarburanti avanzati che saranno presenti sul mercato prima del 2020. Tuttavia è estremamente improbabile che le suddette condizioni si verifichino in tempi così ristretti. Lo studio ECOFYS fornisce inoltre una stima dei costi

per l'Italia connessi al rispetto dell'obbligo (intorno a 40 milioni di euro/anno addizionali) e delle minori emissioni di CO<sub>2</sub>. **L'impiego dei biocarburanti avanzati consentirà minori emissioni per circa 200.000 tonnellate ad un costo di 226 euro tonnellata di CO<sub>2</sub> rimossa.**

Quanto infine alla **revisione della Direttiva rinnovabili dopo il 2020**, la nuova proposta prevede obblighi minimi di miscelazione per i biocarburanti avanzati e una traiettoria di riduzione per i biocarburanti convenzionali. I **biocarburanti avanzati** vengono divisi in **avanzati veri e propri** e **avanzati extended** (includendo in questi ultimi anche olii di frittura e grassi animali). Per questi verrebbe fissato un obbligo minimo dell'1,5 per cento nel 2021 che sale fino al 6,8 per cento in energia nel 2030. All'interno di questi obblighi gli avanzati puri dovranno crescere dallo 0,5 per cento nel 2021 al 3,6 per cento nel 2030. Nel contempo i biocarburanti convenzionali dovranno scendere dal 7 per cento del 2021 al 3,8 per cento del 2030. Una criticità sicuramente da verificare è relativa alla effettiva disponibilità di biocarburanti avanzati alle suddette percentuali per l'intera domanda di carburanti in Europa. Il grafico illustra le diverse traiettorie 2021 – 2030.

**Biocarburanti nei trasporti** Evoluzione post 2020 delle quote per tipologia secondo la proposta di revisione della Direttiva RED (% in energia)



Fonte: Unione Petrolifera su dati RED II

## Le nuove specifiche IMO sul Bunker Fuel

Nella riunione MEPC – Marine Environmental Protection Committee, dell'ottobre 2016, presso l'IMO a Londra, è stata adottata la **decisione di introdurre il limite dello 0,5 per cento max. al tenore di zolfo di tutto il bunker marino a livello mondiale, a partire dal 1° gennaio 2020.** La decisione allinea quindi la qualità del bunker impiegato nelle acque internazionali alle disposizioni della Direttiva comunitaria su quello usato in acque comunitarie.

La discussione in ambito IMO ha mostrato una grandissima maggioranza dei Paesi favorevole all'introduzione del *global sulphur cap* dal 2020, con l'opposizione solo di pochi (India, Russia, Iran e qualche altro) e di BIMCO<sup>14</sup>, l'Associazione mondiale dello *shipping*.

Oltre all'utilizzo di bunker allo 0,5 per cento, sarà possibile rispettare la nuova normativa utilizzando prodotti a più alto tenore di zolfo solo abbattendo le emissioni di SO<sub>x</sub> al livello corrispondente attraverso il lavaggio dei fumi con *scrubber* oppure utilizzando Gas naturale liquefatto – GNL quale alternativa per la propulsione delle navi.

La Decisione IMO avrà un profondo impatto su tutta l'industria dello *shipping* e sugli assetti produttivi dell'industria della raffinazione e sulla logistica per i prossimi anni. L'impatto sarà notevole anche sotto il profilo dei costi ed è pertanto molto importante che venga avviate al più presto l'attività per una corretta attuazione dell'obbligo, in assenza della quale si genereranno fortissime distorsioni sui mercati internazionali di tutte le filiere coinvolte.

## AIA e relazione di riferimento

Nel corso del 2015 sono stati avviati i lavori per la definizione delle Relazioni di riferimento delle raffinerie, finalizzate a **fotografare lo stato della qualità del suolo e delle acque sotterranee** con riferimento alle **sostanze pericolose pertinenti**, ossia quelle sostanze presenti nell'installazione che, a fronte di una valutazione sito specifica, risultino avere un'effettiva possibilità di contaminazione del suolo. Tale fotografia costituisce la *baseline* a cui si dovrà far riferimento al momento della cessazione definitiva dell'attività, per valutare se ci sia stato o meno un incremento dell'inquinamento del suolo e delle acque derivante

dall'attività industriale e, nel caso, intervenire per rimediare. A garanzia dell'effettiva azione di ripristino, con il Decreto Ministeriale 26 maggio 2016<sup>15</sup>, sono stati previsti i criteri per la determinazione delle garanzie finanziarie a copertura della potenziale contaminazione, i cui importi sono determinati sulla base di specifici criteri.

In realtà, tali criteri non tengono conto di tutte le attività in essere che potrebbero portare ad un miglioramento complessivo delle condizioni ambientali del sito e sono stati quindi oggetto di rilievi al TAR da parte delle raffinerie interessate.

14 BIMCO – Baltic and International Maritime Council.

15 Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 26 maggio 2016 "Criteri da tenere in conto nel determinare l'importo delle garanzie finanziarie, di cui all'articolo 29-sexies, comma 9-septies, del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152" – Gazzetta Ufficiale n. 237 del 10 ottobre 2016.

## La Valutazione di Impatto Sanitario nelle AIA

Nel corso del 2016, in occasione di alcune Conferenze di Servizi per il riesame dell’Autorizzazione Integrata Ambientale – AIA di impianti petroliferi e chimici, il Ministero della Salute ha ritenuto di non poter dare un parere favorevole al procedimento, sollecitando il Ministero dell’Ambiente ad una più idonea e complessiva valutazione sui livelli di emissione di inquinanti e su quelli effettivi di esposizione delle maestranze e della popolazione residente nell’area intorno al sito industriale. Tale richiesta ha interessato anche modifiche impiantistiche di natura non sostanzia-

le, con impatto ambientale migliorativo. Essendo le richieste non coerenti con il quadro normativo (la normativa AIA non richiede la conduzione di analisi e Valutazioni di Impatto Sanitario connesse all’esercizio dell’installazione) il Ministero dell’Ambiente ha attivato la procedura innanzi al Consiglio dei Ministri volta a comporre, di volta in volta, il dissenso emerso in sede di Conferenza di Servizi. Si stanno faticosamente superando le riserve del Ministero della Salute, ma ciò sta ritardando investimenti, per lo più migliorativi del quadro ambientale.

## Gli ultimi sviluppi su rifiuti e bonifiche

Un nuovo rinvio (fino al 31 dicembre 2017<sup>16</sup>) è stato concesso per le sanzioni relative al corretto utilizzo del SISTRI, in attesa della pubblicazione del Decreto che semplifica l’attuale sistema di tracciabilità introducendo quanto richiesto dal sistema industriale: interoperabilità, registrazioni *off line*, eliminazione dei dispositivi USB e delle *black box*. Nel frattempo, continuano ad applicarsi gli adempimenti e gli obblighi gestionali tradizionali (registri e formulari), nonché le relative sanzioni.

Parallelamente, si continua a lavorare sia in ambito europeo che a livello nazionale, per promuovere l’uso efficiente delle risorse, valorizzando l’impiego di sottoprodotti e materie recuperate per il **passaggio nella gestione dei rifiuti da un’economia lineare ad una circolare**. In proposito, la Commissione europea sta dando attuazione alla Comunicazione del 2 dicembre 2015 “L’anello mancante: un piano d’azione europeo per l’economia circolare”, in cui analizza l’interdipendenza di tutti i processi della catena del valore (dall’e-

strazione delle materie prime alla progettazione dei prodotti, dalla produzione alla distribuzione, dal consumo al riuso e riciclo) e individua misure chiave e aree specifiche di intervento tra cui:

- la progettazione ecologica,
- lo sviluppo dei mercati delle materie prime secondarie,
- l’adozione di modelli di consumo più sostenibili,
- la gestione dei rifiuti.

Proseguono infatti i lavori per giungere a delle proposte di modifica delle direttive con la fissazione di obiettivi di recupero e riciclaggio molto ambiziosi. Tra queste di interesse per il settore sono la Direttiva 2008/98 EC e la Direttiva 1999/31 EC (discariche di rifiuti) per gli obblighi del produttore di rifiuti (sottoprodotti o *end of waste*). La proposta di Direttiva sui rifiuti è stata votata dal Parlamento europeo lo scorso 14 marzo e procede ora il negoziato con il Consiglio europeo e la Commissione.

16 Decreto Legge 30 dicembre 2016, n. 244 “Proroga e definizione di termini” pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n. 304 del 30 dicembre 2016, art. 11.

Anche il **Decreto del Presidente della Repubblica su terre e rocce da scavo**<sup>17</sup>, approvato in via definitiva il 14 giugno ultimo scorso e ormai in via di pubblicazione, va in questa direzione in quanto affronta in dettaglio i temi principali nella gestione delle terre tra cui i criteri per qualificare le terre e rocce come sottoprodotti; il deposito temporaneo di terre considerate rifiuti; la qualità ambientale da prendere a riferimento per l'esclusione dalla disciplina rifiuti; le condizioni per il riutilizzo in siti contaminati. Il nuovo quadro delineato appare migliorativo rispetto a quello attuale.

Anche il **Disegno di Legge sul Consumo di suolo**<sup>18</sup>, in seconda lettura al Parlamento, entra sul tema dell'ottimizzazione delle risorse prevedendo misure che limitano il consumo di suolo agricolo o non pavimentato. Anche il progetto "Dalla bonifica alla reindustrializzazione - Analisi, criticità, proposte"<sup>19</sup> presentato da Confindustria in occasione dei 10 anni del salone sulle Bonifiche e sulla Riquilificazione dei siti RemTech 2016, si concentra sul tema del riuso di aree industriali contaminate, con l'obiettivo di integrare nelle politiche di bonifica il tema del rilancio di attività economiche/industriali.

## Attività Consorzio Obbligatorio Oli Usati

Nel corso del 2016 il Consorzio Obbligatorio Oli Usati - COOU ha consuntivato una raccolta di 176.977 tonnellate, con un aumento del 6,2 per cento rispetto al 2015. Le quantità avviate a rigenerazione sono risultate pari al 97,8 per cento, consolidando una performance ambientale di assoluta eccellenza.

Il Consorzio negli ultimi mesi è stato oggetto di numerosi interventi.

Con il Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016, il Ministero dell'Ambiente, di concerto con quello dello Sviluppo Economico, ha approvato lo schema tipo di statuto del COOU in attuazione del Nuovo Codice Ambientale, tenuto conto anche delle indicazioni della Sentenza del Consiglio di Stato del settembre 2015 sullo schema tipo di statuto dei Consorzi degli imballaggi.

Il Decreto Ministeriale recante lo Statuto tipo è stato oggetto di ricorso al TAR, inizialmente con richiesta di sospensiva, da parte di alcuni raccoglitori, per presunte difformità rispetto al Nuovo Codice Ambientale. I ricorrenti hanno però rinunciato alla richiesta di misure cautelari urgenti rinviando alla discussione di merito, programmata per febbraio 2018.

Parallelamente, nei primi mesi del 2017, gli Uffici del COOU, supportati da legali esterni, hanno lavorato al nuovo Statuto del Consorzio, conforme allo statuto tipo, che è stato approvato, prima dal Consiglio d'Amministrazione e poi dall'Assemblea, nei tempi previsti dalla legge ed è stato poi inviato al Ministero dell'Ambiente per la sua approvazione definitiva. L'approvazione del nuovo Statuto è fondamentale per consolidare il quadro giuridico di riferimento all'interno del quale viene svolta l'attività del Consorzio, evitando dubbi interpretativi forieri di possibili contenziosi.

17 Schema di Decreto del Presidente della Repubblica recante la "disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 novembre 2014, n. 164", approvato in via definitiva alla seduta del Consiglio dei Ministri del 14 luglio 2016.

18 Atto Senato 2383 Disegno di Legge "Contenimento del consumo del suolo e riuso del suolo edificato".

19 Vedi relativo Focus a pag. 108

## | FOCUS |

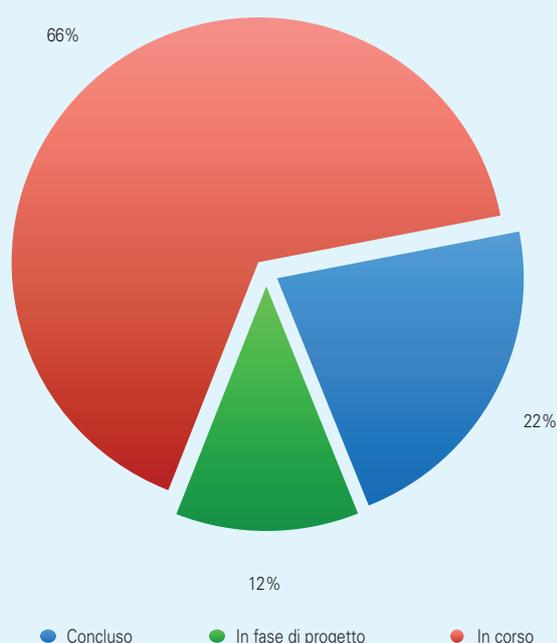
### Position paper Confindustria “Dalla bonifica alla reindustrializzazione Analisi, criticità, proposte” – Settembre 2016

A luglio del 2009 Confindustria ha prodotto un Position paper con il quale intendeva fornire il proprio contributo per superare le criticità che di fatto hanno impedito l'avanzamento delle bonifiche in Italia. Nel 2016, Confindustria ha ritenuto opportuno aggiornare la valutazione della politica ambientale in materia di bonifiche con un nuovo approccio “multi-disciplinare” dal punto di vista normativo/procedurale degli aspetti tecnologici ed economico/finanziari per meglio valorizzare, nelle nuove proposte normative/procedurali le opportunità di sviluppo industriale e di innovazione derivanti dalle politiche di risanamento dei siti inquinati.

Nel Capitolo 1 il lavoro analizza gli **ultimi interventi normativi in materia di bonifiche**. Sul fronte della semplificazione e della compatibilità tra attività produttive e bonifiche hanno avviato il processo di riforma della materia, che tuttavia non può dirsi ultimato.

Nel Capitolo 2 si traccia sinteticamente **lo stato dell'arte delle tecnologie adottate** in Italia per gli interventi di bonifica dei Siti di Interesse Nazionale - SIN. Dal campione preso a riferimento (circa l'11 per cento dell'area industriale complessiva all'interno dei SIN) si ricava che più del 50 per cento degli interventi è ubicato *ex situ*, prevalentemente tramite scavo e smaltimento: un intervento inefficace dal punto di vista ambientale e inefficiente dal punto di vista economico, ma su cui oggi si continua a fare affidamento per alcuni vantaggi che esso comporta, primo su tutti, i ridotti tempi di realizzazione rispetto, ad es, a tecnologie *in situ*. L'auspicio è quindi che, con questa prima analisi, Confindustria possa fornire un contributo nella promozione di tecnologie efficaci, meno impattanti e meno costose del ricorso alla discarica a partire dalle principali criticità riscontrate nell'esperienza operativa maturata a livello nazionale, sia lato industria che Istituzioni, potendo contare sull'elevato peso del *made in* italiano nella filiera delle bonifiche.

**Italia** Stato di avanzamento percentuale delle procedure di bonifica nel campione di riferimento

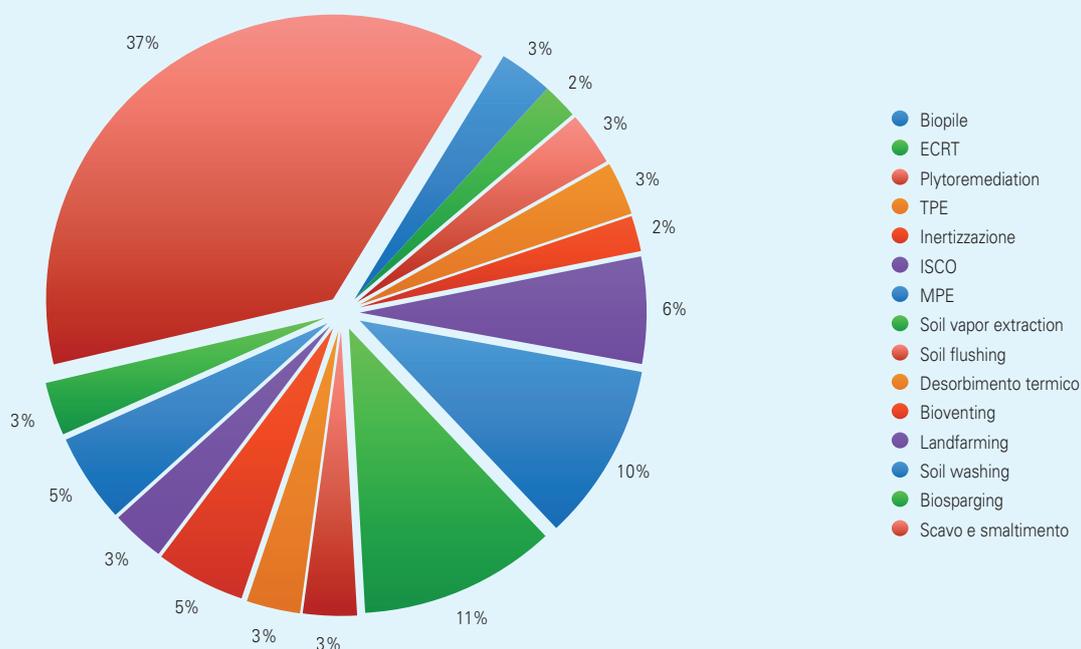


Fonte: Confindustria

Nel Capitolo 3 è stata condotta una **valutazione dell'impatto economico degli investimenti in attività di risanamento**. L'obiettivo dell'analisi è quella di evidenziare il costo sociale netto degli investimenti di risanamento, considerando anche gli effetti positivi derivanti in termini di crescita della produzione, aumento del valore aggiunto, impatto occupazionale e i benefici derivanti in termini di entrate pubbliche da imposte dirette, indirette e contributi sociali.

Nel Capitolo 4, dedicato alle conclusioni, lo studio individua alcune linee **direttrici per (ri)avviare gli**

**Italia** Distribuzione percentuale delle diverse tecnologie nel campione preso a riferimento

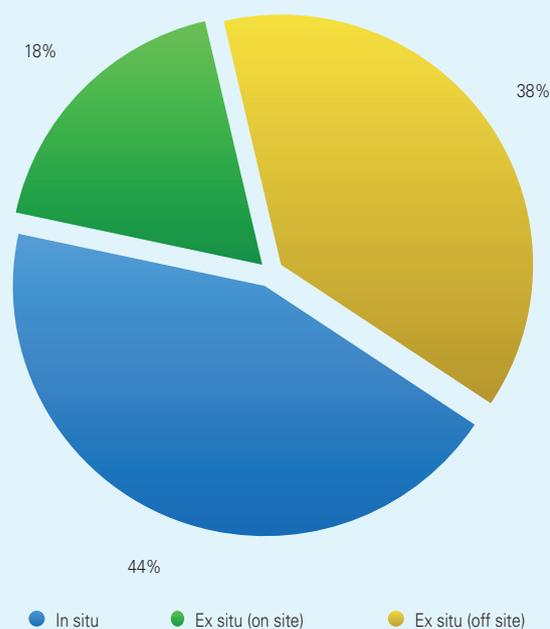


Fonte: Confindustria

**interventi di risanamento e rilancio di attività economica e industriale, ovvero:**

- intervenire sull'offerta di risorse finanziarie, ragionando su meccanismi incentivanti che lo Stato può mettere a disposizione del privato per la fase di risanamento e rilancio dell'attività economica e produttiva;
- intervenire sulla domanda di risorse finanziarie, formulando proposte volte a favorire il risanamento ai fini del riuso delle aree;
- avanzare proposte per un ulteriore snellimento e razionalizzazione delle procedure;
- avanzare proposte per favorire l'utilizzo di tecnologie *in situ*, tecnologie innovative diverse da scavo e smaltimento.

**Italia** Distribuzione percentuale delle diverse tecnologie di intervento



Fonte: Confindustria

## | FOCUS |

### Alberi e delfini: alcune iniziative dell'industria petrolifera per l'ambiente

Anche con i rifornimenti di carburante è possibile tutelare l'ambiente.

Ad aprile 2016 la **Kuwait Petroleum Italia** ha lanciato l'iniziativa *"environmental friendly"* che la impegna alla piantumazione di un albero per la riforestazione di un'area del Parco del Po e dell'Orba ogni 300 rifornimenti dei propri clienti del Q8easy Club.

A fine anno presso il Comune di Pontestura (Alessandria) è stata inaugurata l'area riforestata dalla KPI, in collaborazione con la Esco di Legambiente e Kyoto Club AzzeroCO<sub>2</sub>.

Grazie alla piantumazione di 1.500 alberi in un'area di 1,5 ettari nel Parco del Po vercellese-alessandrino si è contribuito a riqualificazione una zona ad elevato rischio idrogeologico.

L'iniziativa è il risultato della prima fase del programma *"Pianta un albero"* attuato da Q8 sulla rete punti vendita Q8easy<sup>1</sup>.

Quest'anno la seconda fase si propone come nuovo obiettivo quello di riqualificare aree urbane degradate da restituire alla collettività: ogni 200 rifornimenti fatti verrà piantato un albero in una delle due aree urbane selezionate, una del Nord e una del Sud Italia, con l'obiettivo di piantarne 1.800 entro il mese di novembre.

I valori di sviluppo sostenibile si concretizzano anche in iniziative tangibili a favore dell'ambiente: il Gruppo MOL ha introdotto in tutti i Paesi in cui opera il programma *"Green Belt"*, che consiste in interventi di realizzazione, recupero o cura di aree di valore ecologico nel territorio, in partnership con organizzazioni non-profit o Enti pubblici locali o Scuole e che prevede la partecipazione attiva dei cittadini e dei dipendenti.

Negli ultimi 10 anni, questo programma ha supportato le comunità locali per un valore di oltre 10 milioni di euro e ha visto la piantumazione di 210.000 alberi, fiori

e arbusti e la creazione di nuove aree verdi per una superficie superiore ai 2 milioni di metri quadri.

In Italia **IES** e le altre società di MOL Group Italy (Panta, Nelsa e IES Power & Gas), hanno partecipato al *Green Belt Day 2016* mettendo a dimora 400 nuovi alberi, in partnership con tre Parchi Regionali della Lombardia.



Per sostenere la conservazione dell'ambiente marino e salvaguardare le specie protette, a marzo di quest'anno la **Raffineria di Roma** ha sottoscritto un accordo con la Capitaneria di porto e la Oceanomare delphis onlus - Odo, per il coordinamento delle attività di tutela e monitoraggio dei cetacei nelle acque del Compartimento marittimo della Capitale. Con l'iniziativa, che rientra nel progetto *"Delfini Capitolini"*, ha censito oltre 150 delfini nel tratto di mare tra Fiumicino, Ostia, Torvaianica e Area marina protetta delle Secche di Tor Paterno. Previa autorizzazione e in assenza di operazioni commerciali o di manutenzione, i ricercatori, grazie a questo accordo, saranno in grado di monitorare i cetacei anche nelle zone di mare antistanti Fiumicino, normalmente interdette a navigazione e pesca perché dedicate ai transiti mercantili.

<sup>1</sup> I Q8easy sono i punti vendita che hanno un'automazione self-service pre-pay 24h per tutto l'anno e che partecipano dal 2007 a un programma che include il fotovoltaico (con pannelli solari sulle pinelle per la produzione di energia elettrica), soluzioni per risparmio energetico (luci asimmetriche e led) e processi di riforestazione in specifiche aree.

## Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)

Nel 2016 si è intensificata a livello internazionale, in ambito ISO TC 207, l'attività di elaborazione degli standard correlati alla mitigazione dell'effetto serra e all'allineamento dei vari sistemi di gestione ambientale prodotti e qualità<sup>20</sup>.

Unione Petrolifera ha seguito i lavori relativi ai vari standard ISO che rappresentano, a livello globale, le migliori risposte tecnico-gestionali in materia ambientale, nonché di reputazione sociale verso i cittadini e le Istituzioni.

Al riguardo, di particolare rilievo è la nuova versione della ISO/EN/UNI 14001:2015 (*"Sistemi di gestione ambientale. Requisiti e guida per l'uso"*), che risponde al tema dello sviluppo sostenibile, inteso come equilibrio tra ambiente, società ed economia.

La norma richiede che l'Organizzazione:

- determini il campo di applicazione del proprio sistema di gestione considerando i fattori interni ed esterni (ambientali, sociali ed economici) del contesto in cui opera;
- affronti rischi ed opportunità correlati agli aspetti ambientali, agli obblighi di conformità e altri fattori identificati nel contesto. Ciò consente di indirizzare in modo efficace le scelte integrando la gestione ambientale nei processi di business strategici e nelle attività decisionali, raggiungendo benefici finanziari, operativi e di mercato;

- determini gli aspetti ambientali delle sue attività, prodotti e servizi che può controllare e quelli sui quali può esercitare una influenza, nonché i loro impatti ambientali associati considerando l'intero ciclo di vita.

Inoltre, date le molteplici novità introdotte dalla ISO14001:2015, le Aziende associate a Unione Petrolifera hanno da tempo avviato le attività per l'aggiornamento delle certificazioni già in essere, con l'obiettivo di adeguarle alla nuova norma **entro il 16 settembre 2018**, quando le precedenti certificazioni decadranno perdendo la loro validità.

ISO ha anche in corso un intenso processo di revisione e ampliamento delle norme tecniche sul contenimento delle emissioni gas serra e l'adattamento agli effetti dei cambiamenti climatici.

Al riguardo, le norme ISO più significative e di interesse per il settore petrolifero sono le seguenti:

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

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



# SALUTE E SICUREZZA

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

La Direttiva 2012/18/UE recepita con il Decreto Legislativo 105/2015<sup>1</sup>, entrato in vigore il 29 luglio 2015<sup>2</sup> ha introdotto alcune novità in materia di prevenzione dei rischi di incidenti rilevanti. Le più significative possono essere riassunte come segue:

- nuovo assetto delle competenze istituzionali (Ministero Ambiente, Regioni, Ministero Interno, Vigili del Fuoco) e istituzione, presso il Ministero Ambiente, del *“coordinamento per l’uniforme applicazione sul territorio nazionale”*;
- nuove procedure e tempistiche per le notifiche e i rapporti sicurezza, con più espliciti riferimenti alla valutazione degli scenari incidentali derivanti da eventi naturali (c.d. Na.Tech);
- consultazione pubblica e partecipazione al processo decisionale, per progetti relativi a nuovi stabilimenti e modifiche significative agli stabilimenti esistenti,
- ispezioni più incisive con programmi, modalità, controlli e reporting più tempestivi.

Le Aziende associate a Unione Petrolifera, rientranti nel campo di applicazione della Direttiva, hanno trasmesso ai competenti soggetti istituzio-

nali le Notifiche e la documentazione previste entro i termini e secondo le modalità prescritte.

Nel quarto trimestre 2016 sono state avviate alcune istruttorie ed ispezioni, da cui è risultata una crescente attenzione delle Autorità per la valutazione degli scenari incidentali “Na-Tech” derivanti da eventi naturali disastrosi (geofisici, idrogeologici e meteo).

Al riguardo le Aziende associate a Unione Petrolifera, già soggette alla precedente legislazione Seveso, hanno verificato, e ove necessario adeguato, le proprie strutture critiche agli eventi naturali e in particolare sismici ritenuti ragionevolmente prevedibili nelle zone in cui sono localizzati. Alcuni stabilimenti hanno anche programmato ed hanno in corso ulteriori verifiche strutturali.

Un’ulteriore area di attenzione, meglio esplicitata dal citato Decreto Legislativo 105/2015, è l’obbligo per i gestori di stabilimento di adottare, nell’ambito del proprio sistema di gestione sicurezza, piani di monitoraggio e controllo dei rischi legati all’invecchiamento di apparecchiature ed impianti, che tenga conto dei meccanismi di deterioramento quali: corrosione, erosione e fatica termica e meccanica.

1 Gazzetta Ufficiale n. 161 del 14 luglio 2015.

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

Per affrontare tale tematica dell'invecchiamento, le raffinerie utilizzano, in via generale, l'approccio basato sul rischio definito dallo specifico standard di settore API 580/581 (*Risk base inspection*).

In questo contesto INAIL ha recentemente istituito un gruppo di lavoro con l'obiettivo di for-

nire ai gestori e ai soggetti istituzionali incaricati delle ispezioni, uno strumento utile per valutare l'adeguatezza complessiva delle attività messe in atto. Al gruppo di lavoro partecipano Istituzioni, Unione Petrolifera e altre Associazioni industriali.

## La gestione delle attrezzature a Pressione

Unione Petrolifera ha da tempo posto all'attenzione del Ministero dello Sviluppo Economico la necessità di aggiornare il Decreto Ministeriale n. 329 del 1° dicembre 2004, "*Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a Pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del Decreto Legislativo 25 febbraio 2000, n. 93*".

L'aggiornamento riguarda le necessità di semplificazione delle complesse procedure operative e amministrative, di chiarezza e certezza degli adempimenti e dei ruoli di controllo e di superamento di alcune sovrapposizioni normative tra lo stes-

so Decreto Ministeriale e il Decreto Legislativo n. 81/2008 (Testo unico in materia di salute e sicurezza sul lavoro).

Le maggiori criticità e le possibili soluzioni sono state già evidenziate da tempo nell'ambito dello specifico gruppo di lavoro istituito presso il Comitato Termotecnico Italiano - CTI<sup>3</sup>.

Unione Petrolifera ha rimarcato l'importanza di essere consultato, sin dalle prime fasi di impostazione, per fornire il proprio supporto tecnico e di consolidate esperienze operative.

## La performance sicurezza nel 2016

L'industria petrolifera, proseguendo nel miglioramento continuo delle prestazioni sulla sicurezza, anche nel 2016 ha rafforzato l'azione di prevenzione dei rischi realizzando interventi sulle attrezzature e sui sistemi di gestione, intensificando le iniziative per il miglioramento del fattore umano tramite programmi di formazione e partecipazione del personale intesi a determinare una sempre più diffusa cultura della sicurezza.

L'impegno continua a concretizzarsi in risultati tangibili, come evidenziano gli indici di frequenza e quelli di gravità degli infortuni sul lavoro nel settore petrolifero, che si consolidano essere fra i più virtuosi nelle classifiche stilate da INAIL<sup>4</sup>.

Ciò non esime dal mantenere costante l'impegno a raggiungere il traguardo di "zero infortuni", già raggiunto da vari impianti con record significati-

3 "Tavolo Nazionale sulle problematiche applicative del Decreto Ministeriale 329/04 e Decreto Legislativo 81/08".

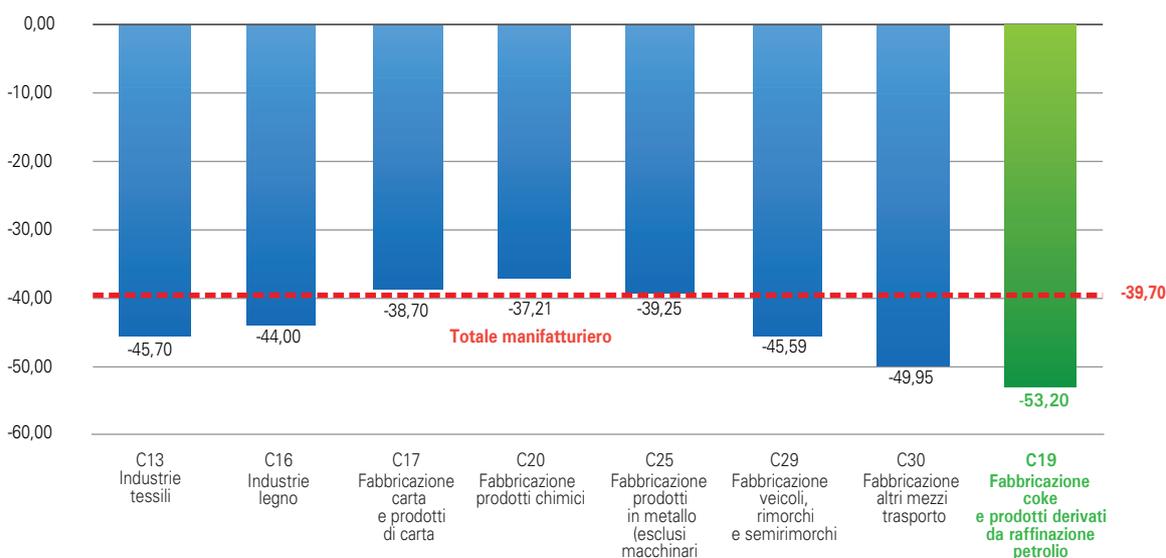
4 INAIL – Istituto Nazionale Infortuni sul Lavoro.

vi in termini di durate e di milioni di ore senza infortuni.

Va in questa direzione la cooperazione tra INAIL e Commissione paritetica Salute-Sicurezza-Ambiente, istituita in seno al Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro - CCNL Energia e Petrolio con un accordo siglato nel 2006, a testimonianza di un impegno condiviso dalle parti datoriali e sindacali su tali tematiche.

Nell'ambito della convenzione siglata con INAIL, rinnovata nel marzo di quest'anno, sono state realizzate due edizioni (febbraio e novembre 2016) del corso di formazione congiunto per Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza e l'Ambiente - RLSA e per Responsabili del Servizio di Prevenzione e Protezione - RSPP sui sistemi di gestione integrata, in continuità con le precedenti attività progettuali. Ciò per favorire la prevenzione e diffondere la cultura della sicurezza nel settore industriale dell'Energia e del Petrolio.

**Italia** Riduzione percentuale 2010-2015 numero infortuni<sup>(1)</sup> denunciati a INAIL



<sup>(1)</sup> Infortuni in occasione lavoro per settore di attività economica.

Fonte: INAIL

**Italia** Andamento infortuni dei dipendenti nelle industrie Associate UP

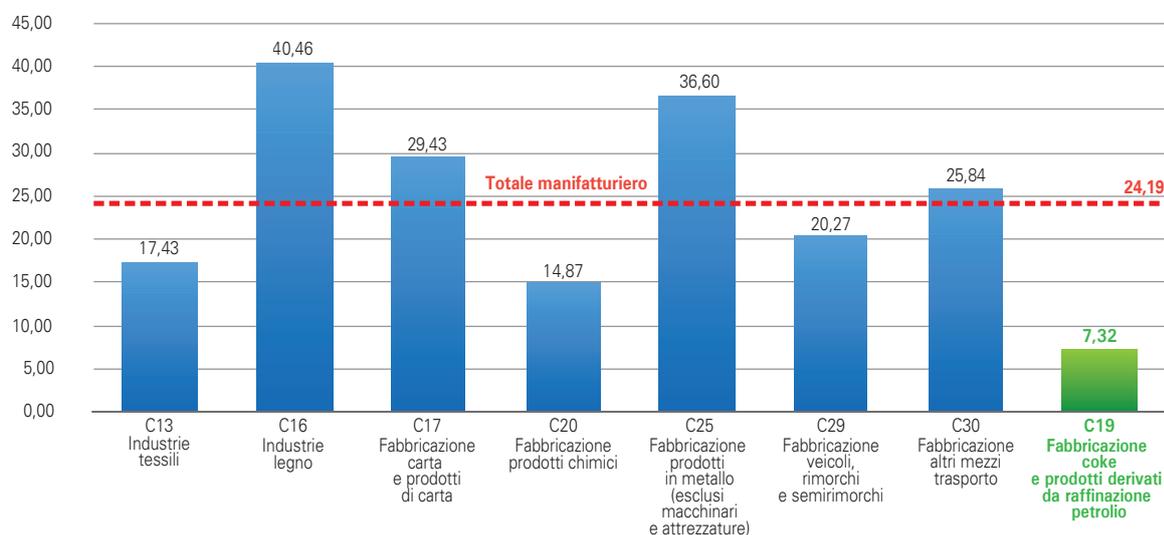
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Numero infortuni	79	72	47	41	31	38	31	36
Indice frequenza <sup>(1)</sup>	5,10	4,53	3,11	2,76	2,20	2,95	2,60	2,72
Indice gravità <sup>(2)</sup>	0,19	0,19	0,09	0,08	0,58	0,09	0,12	0,12

<sup>(1)</sup> Infortuni per mille addetti.

<sup>(2)</sup> Giornate perse per addetto.

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia** Frequenza media per 1000 addetti 2010/2015 degli infortuni denunciati a INAIL<sup>(\*)</sup>



<sup>(\*)</sup> Calcolati su numero lavoratori anno 2014.

Fonte: Elaborazioni UP su dati INAIL

Data l'efficacia della Commissione nel rinnovo contrattuale CCNL Energia e Petrolio siglato nel gennaio 2017, è stata sancita la trasformazione della Commissione paritetica in Organismo Paritetico Nazionale dell'Energia e Petrolio, con

finalità sempre più ampie di programmazione delle attività formative, raccolta ed elaborazione delle buone prassi a fini prevenzionistici e sviluppo delle azioni inerenti la salute, la sicurezza e l'ambiente per RLSA e RSPP.

## La piattaforma sulla sicurezza stradale

Al fine di consentire lo scambio di informazioni relative al **trasporto di merci pericolose e per promuovere la sicurezza stradale**, il Ministero dei Trasporti (Direzione Generale Sistemi informativi, Statistici e Comunicazione / CCISS – Centro di Coordinamento Informazioni sulla Sicurezza Stradale) ha avviato nel corso del 2016, con la collaborazione di Unione Petrolifera e le Aziende associate, i lavori per la costituzione di una **Piattaforma volontaria sulla logistica** consentendo al CCISS di fornire, in caso di incidente che coinvolga il mezzo, informazioni preventive ai mezzi di intervento **per una più efficace gestione dell'emergenza**.

La piattaforma riguarderà la tracciatura di parte del trasporto di carburanti alla rete di distribuzione per implementare le mappe di rischio dinamico delle merci del CCISS e fornirà agli operatori aderenti informazioni preventive su traffico, cantieri e incidenti per ottimizzare la distribuzione. L'adesione da parte delle Aziende, di tipo volontaristico, coinvolge i mezzi già dotati di sistemi di telecontrollo (distribuzione rete), previo accordo tra Aziende e trasportatori.

Il CCISS ed Unione Petrolifera hanno firmato il Protocollo d'intesa lo scorso 19 maggio.

## La revisione della procedura di carico e scarico autobotti per i prodotti rete

Nel corso del 2016 si è proceduto ad una revisione del Protocollo per l'esecuzione in sicurezza delle operazioni di carico e scarico dei prodotti petroliferi. L'aggiornamento, che ha diversificato le operazioni nei casi di impianti presidiati e non presidiati, per tenere conto delle modifiche del Testo Unico sulla salute e sicurezza del lavoro (Decreto Legislativo n. 81/08), ha meglio de-

clinato la responsabilità dei diversi operatori nel caso in cui il committente di un appalto non abbia la disponibilità giuridica del luogo di lavoro (ad es. scarico di un'autobotte nel punto vendita). L'allegato al protocollo consiste in alcune "best practices" per l'autista relativamente al carico autobotti e allo scarico prodotti petroliferi presso i punti vendita.

## Trasporto ferroviario merci pericolose

Nel corso del 2016 è stato avviato un articolato dibattito sul trasporto ferroviario delle merci, volto a promuovere misure per lo spostamento delle merci dalla strada alla rotaia, in linea con le indicazioni europee del Libro bianco sui trasporti.

Due sono state le iniziative parallele focalizzate sulle merci pericolose: l'avvio dell'esame alla Camera della proposta di legge (AC 1964) recante sviluppo del trasporto ferroviario delle merci e il *discussion paper* del Ministero dei Trasporti sul rilancio del trasporto ferroviario.

Per quanto riguarda l'esame del progetto di legge, dopo un lungo confronto anche con le rappresentanze dei settori interessati, la Commissione Trasporti della Camera lo scorso 23 febbraio ha adottato un nuovo testo, profondamente rivisto rispetto al precedente. L'obbligo di trasporto di merci pericolose per ferrovia per tratte superiori a 200 km è stato sostituito con la promozione del trasporto ferroviario attraverso un piano strategico pluriennale. Tale obbligo infatti era stato valutato dai spazi diversi *stakeholders* della filiera logistica in modo particolarmente critico in quanto prescin-

deva da una valutazione dell'infrastruttura e del costo-beneficio della misura.

Parallelamente il Ministero dei Trasporti ha avviato un confronto con gli *stakeholders* finalizzato alla definizione di linee guida di indirizzo strategico delle politiche di intervento sull'intermodalità terrestre, intervenendo su infrastrutture, quadro di riferimento ed incentivi. Come linee principali di intervento sono state individuate le iniziative per il miglioramento delle connessioni di ultimo miglio al trasporto ferroviario, la semplificazione normativa, il sistema interportuale nazionale, le infrastrutture e l'incentivazione per il trasporto ferroviario delle merci. Sono quindi stati attivati diversi tavoli tecnici di lavoro nell'ambito della struttura tecnica del Ministero Trasporti per individuare e rimuovere i vincoli tecnico-normativi che ostacolano il trasporto ferroviario di merci pericolose. Gli esiti dei tavoli non sono ancora stati resi pubblici.

Anche Confindustria ha recentemente attivato un tavolo per la promozione del trasporto ferroviario di merci pericolose, che riprende gli spunti emersi nel tavolo della Struttura Tecnica del Ministero dei Trasporti.



# APPENDICE

**Mondo/Paesi Industrializzati** I consumi energetici dei principali Paesi (2015)  
(Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Idro elettricità <sup>(1)</sup>	Nucleare <sup>(2)</sup>	Rinnovabili	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.839,8	4.331,3	3.135,2	892,9	583,1	364,9	13.147,2	1,8
Area OCSE	979,2	2.056,5	1.458,9	314,6	447,6	246,3	5.503,1	4,4
Stati Uniti	396,3	851,6	713,6	57,4	189,9	71,8	2.280,6	7,0
Ex Urss	154,2	188,6	490,9	51,5	64,6	0,6	950,4	3,3
Giappone	119,4	189,6	102,1	21,9	1,0	14,5	448,5	3,6
Cina	1.920,4	559,7	177,6	254,9	38,6	62,7	3.013,9	2,2
India	407,2	195,5	45,5	28,1	8,6	15,5	700,4	0,5
Area UE (28 Paesi)	262,4	600,2	361,9	76,4	194,1	136,0	1.631,0	3,2
Belgio/Lussemburgo	3,2	30,5	13,6	0,1	5,9	3,2	56,5	5,0
Francia	8,7	76,1	35,1	12,2	99,0	7,9	239,0	3,7
Germania	78,3	110,2	67,2	4,4	20,7	39,9	320,7	3,9
Olanda	10,6	38,8	28,6	<sup>(3)</sup>	0,9	2,7	81,6	4,8
Regno Unito	23,4	71,6	61,4	1,4	15,9	17,4	191,1	2,9
Spagna	14,4	60,5	24,8	6,3	13,0	15,4	134,4	3,1
<b>Italia</b>	<b>12,5</b>	<b>59,3</b>	<b>55,3</b>	<b>9,9</b>	-	<b>14,7</b>	<b>151,7</b>	<b>2,5</b>

<sup>(1)</sup> Dato relativo alla produzione.

<sup>(2)</sup> Valore diverso da quello fornito dalle statistiche nazionali, per una diversa valutazione del potere calorifico attribuito a ogni kWh prodotto.

<sup>(3)</sup> Inferiore a 0,05.

Fonte: BP Statistical Review

**Mondo/Paesi Industrializzati** Il grado di dipendenza energetica e petrolifera (2015)

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	32,9
Area OCSE	24	37,4
Stati Uniti	10	37,3
Ex Urss	—	19,8
Giappone	92	42,3
Cina	16	18,6
India	42	27,9
Area UE (28 Paesi)	55	36,8
Belgio/Lussemburgo	84	54,0
Francia	50	31,8
Germania	64	34,4
Olanda	48	47,5
Regno Unito	37	37,5
Spagna	73	45,0
<b>Italia(*)</b>	<b>77</b>	<b>39,1</b>

(\*) 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 <sup>(1)</sup>		
	2015	2016	%	al 1/1/2016	al 1/1/2017	%
	Quantità	Quantità		Quantità	Quantità	
<b>AMERICA DEL NORD</b>	<b>782,7</b>	<b>776,6</b>	<b>17,9</b>	<b>28.753</b>	<b>28.900</b>	<b>12,9</b>
– di cui: Stati Uniti	567,2	561,2	12,9	5.443	5.500	2,4
Canada	215,5	215,4	5,0	23.310	23.400	10,4
<b>AMERICA LATINA</b>	<b>523,5</b>	<b>519,1</b>	<b>12,0</b>	<b>46.507</b>	<b>47.400</b>	<b>21,1</b>
– di cui: Messico	127,6	127,0	2,9	1.325	1.230	0,5
Venezuela	135,2	136,0	3,1	40.920	42.500	18,9
Altri Paesi	260,7	256,1	5,9	4.262	3.670	1,6
<b>MEDIO ORIENTE</b>	<b>1.412,4</b>	<b>1.405,3</b>	<b>32,4</b>	<b>109.504</b>	<b>109.000</b>	<b>48,5</b>
– di cui: Arabia Saudita	568,5	577,6	13,3	36.368	36.200	16,1
Iran	182,6	172,2	4,0	21.491	21.600	9,6
Iraq	197,0	192,0	4,4	19.518	19.900	8,9
Kuwait	149,1	155,0	3,6	13.847	13.900	6,2
U.A.E.	175,5	174,4	4,0	13.342	12.900	5,7
Altri Paesi	139,7	134,1	3,1	4.938	4.500	2,0
<b>ESTREMO ORIENTE/OCEANIA</b>	<b>398,6</b>	<b>403,2</b>	<b>9,3</b>	<b>6.284</b>	<b>5.600</b>	<b>2,5</b>
– di cui: Indonesia	40,0	40,6	0,9	504	470	0,2
Cina	214,6	215,4	5,0	3.429	3.490	1,6
Altri Paesi	144,0	147,2	3,4	2.351	1.640	0,7
<b>AFRICA</b>	<b>398,0</b>	<b>388,0</b>	<b>8,9</b>	<b>17.178</b>	<b>16.200</b>	<b>7,2</b>
– di cui: Algeria	68,5	65,3	1,5	1.664	1.500	0,7
Libia	20,2	20,3	0,5	6.598	6.000	2,7
Nigeria	113,0	107,6	2,5	5.057	5.000	2,2
Altri Paesi	196,3	194,8	4,5	3.859	3.700	1,6
<b>EUROPA</b>	<b>164,7</b>	<b>163,7</b>	<b>3,8</b>	<b>1.423</b>	<b>1.450</b>	<b>0,6</b>
– di cui: Norvegia	88,0	88,3	2,0	701	750	0,3
Regno Unito	45,3	43,0	1,0	376	370	0,2
Altri Paesi	31,4	32,4	0,7	346	330	0,1
<b>EX URSS</b>	<b>682,0</b>	<b>683,6</b>	<b>15,7</b>	<b>16.300</b>	<b>16.250</b>	<b>7,2</b>
– di cui: Russia	541,6	541,6	12,5	10.914	11.000	4,9
Azerbaijan	41,7	41,5	0,9	955	960	0,4
Kazakhstan	79,3	80,7	1,9	4.093	3.930	1,7
Altri Paesi	19,4	19,8	0,4	338	360	0,2
<b>TOTALE</b>	<b>4.362,0</b>	<b>4.339,5</b>	<b>100,0</b>	<b>225.949</b>	<b>224.800</b>	<b>100,0</b>
– di cui Opec	1.806,6	1.770,0		165.033	166.500	
Incidenza % sul totale	41,4	40,8		73,0	74,1	

<sup>(1)</sup> 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 2016 stima Unione Petrolifera); Oil and Gas Journal per le riserve

**Mondo** I consumi petroliferi  
(Milioni di tonnellate)

	2015		2016	
	Quantità	%	Quantità	%
<b>AMERICA DEL NORD</b>	<b>952</b>	<b>22,0</b>	<b>955</b>	<b>21,8</b>
– di cui: Stati Uniti	852	19,7	854	19,5
Canada	100	2,3	101	2,3
<b>AMERICA LATINA</b>	<b>407</b>	<b>9,4</b>	<b>401</b>	<b>9,2</b>
– di cui: Brasile	137	3,2	132	3,0
Messico	84	1,9	82	1,9
<b>MEDIO ORIENTE</b>	<b>426</b>	<b>9,8</b>	<b>425</b>	<b>9,7</b>
– di cui: Arabia Saudita	168	3,9	165	3,8
<b>AFRICA</b>	<b>183</b>	<b>4,2</b>	<b>188</b>	<b>4,3</b>
– di cui: Egitto	39	0,9	40	0,9
<b>ESTREMO ORIENTE</b>	<b>1.448</b>	<b>33,4</b>	<b>1.481</b>	<b>33,8</b>
– di cui: Cina	560	12,9	577	13,2
Giappone	190	4,4	184	4,2
India	195	4,5	209	4,8
<b>AUSTRALIA</b>	<b>54</b>	<b>1,3</b>	<b>54</b>	<b>1,2</b>
<b>EUROPA</b>	<b>862</b>	<b>19,9</b>	<b>874</b>	<b>20,0</b>
– di cui: Francia	76	1,8	76	1,7
Germania	110	2,5	112	2,6
Italia	59	1,4	59	1,3
Paesi Bassi	39	0,9	40	0,9
Regno Unito	72	1,7	74	1,7
Russia	143	3,3	148	3,4
<b>TOTALE</b>	<b>4.332</b>	<b>100,0</b>	<b>4.378</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Bp (per il 2015); elaborazione Up su dati Iea per il 2016

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

	Al 1° gennaio 2010			Al 1° gennaio 2016		
	N. di raffinerie	Capacità	%	N. di raffinerie	Capacità	%
<b>AMERICA DEL NORD</b>	<b>146</b>	<b>989</b>	<b>22,5</b>	<b>138</b>	<b>1.005</b>	<b>22,5</b>
– di cui: Stati Uniti	129	894	20,3	121	905	20,2
Canada	17	95	2,2	17	100	2,3
<b>AMERICA LATINA</b>	<b>72</b>	<b>406</b>	<b>9,2</b>	<b>72</b>	<b>368</b>	<b>8,2</b>
– di cui: Argentina	10	28	0,6	11	32	0,7
Brasile	13	95	2,2	14	102	2,3
Messico	6	77	1,7	6	77	1,7
Venezuela	6	64	1,5	5	64	1,4
<b>MEDIO ORIENTE</b>	<b>44</b>	<b>362</b>	<b>8,2</b>	<b>56</b>	<b>445</b>	<b>10,0</b>
– di cui: Arabia Saudita	7	104	2,4	9	125	2,8
Iran	9	73	1,7	14	102	2,3
<b>ESTREMO ORIENTE/OCEANIA</b>	<b>165</b>	<b>1.243</b>	<b>28,2</b>	<b>154</b>	<b>1.307</b>	<b>29,2</b>
– di cui: Cina	54 <sup>(1)</sup>	340	7,7	53 <sup>(1)</sup>	415	9,3
Giappone	30	236	5,4	23	196	4,4
Corea del sud	6	136	3,1	5	148	3,3
India	21	200	4,5	23	238	5,3
Indonesia	8	51	1,2	7	50	1,1
<b>AFRICA</b>	<b>45</b>	<b>161</b>	<b>3,7</b>	<b>45</b>	<b>168</b>	<b>3,8</b>
– di cui: Egitto	9	36	0,8	8	38	0,8
<b>EUROPA</b>	<b>132</b>	<b>842</b>	<b>19,1</b>	<b>113</b>	<b>780</b>	<b>17,4</b>
– di cui: Francia	11	96	2,2	8	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	1,3
Regno Unito	10	89	2,0	7	75	1,7
Spagna	9	65	1,5	10	77	1,7
<b>EX URSS</b>	<b>59</b>	<b>401</b>	<b>9,1</b>	<b>58</b>	<b>400</b>	<b>8,9</b>
– di cui: Russia	40	271	6,2	39	273	6,1
<b>TOTALE MONDO</b>	<b>663</b>	<b>4.404</b>	<b>100,0</b>	<b>636</b>	<b>4.474</b>	<b>100,0</b>

<sup>(1)</sup> Non sono considerate le piccole raffinerie indipendenti (c.d. "teapots").

Fonte: Oil & Gas Journal e altri

**Mondo** I prezzi "SPOT" dei principali greggi (2016)  
(Fob \$/barile)

	Grado API	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Arabian light	<b>34,2</b>	26,35	28,77	34,74	38,22	43,48	46,28	43,14	43,47	42,70	48,26	43,32	51,92
Arabian heavy	<b>28,0</b>	22,50	26,15	32,76	35,92	40,69	43,69	40,40	41,00	40,34	46,26	40,96	49,70
Iranian heavy	<b>31,0</b>	24,07	27,28	33,23	36,65	41,67	44,68	41,59	42,17	41,39	47,30	42,42	51,41
Iranian light	<b>33,9</b>	28,34	30,16	36,08	39,09	44,65	46,38	43,54	43,66	44,23	47,99	43,45	51,85
Kuwait	<b>31,4</b>	23,92	26,77	32,99	36,33	41,60	44,50	41,37	41,88	41,22	47,04	42,14	50,93
Dubai	<b>32,4</b>	26,81	29,44	35,15	39,00	44,29	46,25	42,64	43,58	43,67	48,94	43,98	52,08
Oman	<b>36,3</b>	27,48	30,37	36,46	39,43	44,37	46,61	43,45	44,02	44,01	49,18	44,54	52,72
Bonny light	<b>36,7</b>	30,40	32,24	38,53	41,51	46,85	48,48	45,30	46,35	47,77	50,83	45,20	53,91
Libyan Essider	<b>40,4</b>	29,75	31,46	37,51	40,48	45,83	47,28	44,00	44,85	45,69	48,74	43,63	52,12
Saharan Blend	<b>44,1</b>	31,28	33,26	39,41	42,33	47,73	48,98	45,30	46,35	47,09	49,79	45,13	53,82
Basrah light	<b>30,2</b>	24,73	27,08	33,39	36,62	42,05	44,63	41,37	42,01	41,88	46,79	41,97	50,87
Isthmus	<b>32,8</b>	30,03	28,68	35,45	38,14	44,76	47,51	45,07	44,22	44,55	49,91	45,64	53,81
W.T.I.	<b>40,0</b>	31,46	30,33	37,77	40,95	46,84	48,74	44,90	44,75	45,16	49,89	45,67	52,02
Merey	<b>32,4</b>	20,80	21,38	25,83	28,84	34,28	38,22	36,71	36,46	37,38	42,36	39,37	45,86
Suez Blend	<b>33,0</b>	27,45	29,17	35,15	38,19	43,31	44,90	42,06	42,20	42,78	46,54	42,13	50,59
North Sea Dtd	<b>38,0</b>	30,75	32,46	38,51	41,48	46,83	48,28	45,00	45,85	46,67	49,74	45,13	53,57
Ekofisk	<b>43,0</b>	31,45	32,86	38,86	42,15	47,70	48,54	44,99	45,79	47,10	49,58	44,97	53,67
Ural (*)	<b>36,1</b>	29,15	30,87	36,87	39,89	45,08	46,60	43,76	44,06	44,48	48,24	43,83	52,28
Girassol	<b>32,0</b>	29,95	32,28	38,42	41,25	46,58	48,30	45,09	46,06	46,66	49,37	44,95	53,41
<b>OPEC REFERENCE BASKET</b>		<b>26,50</b>	<b>28,72</b>	<b>34,65</b>	<b>37,86</b>	<b>43,21</b>	<b>45,84</b>	<b>42,68</b>	<b>43,10</b>	<b>42,89</b>	<b>47,87</b>	<b>43,22</b>	<b>51,67</b>

(\*) Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin

**Mercato Internazionale** Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2016)  
 (\$/tonnellata; media min-max)

	Benzina 10 ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 10 ppm	Gasolio 0,1 % s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s	Rotterdam Bunker 380 CST <sup>(1)</sup>
Gennaio	390,9	313,8	309,8	284,6	282,1	122,5	118,4	122,2
Febbraio	352,8	288,7	327,2	300,7	291,7	134,9	134,8	141,7
Marzo	414,7	346,6	374,0	351,1	338,7	157,2	151,8	157,0
Aprile	485,4	375,3	396,2	368,8	361,6	169,9	168,8	172,8
Maggio	496,6	384,0	441,7	422,0	416,2	205,6	205,6	209,8
Giugno	513,2	413,2	463,0	442,0	437,5	239,4	224,0	228,3
Luglio	453,9	376,2	430,3	400,6	396,2	224,6	223,4	229,0
Agosto	471,4	365,0	432,2	404,3	401,5	231,9	225,0	228,7
Settembre	492,3	391,9	439,8	416,2	411,2	242,7	238,4	242,4
Ottobre	519,0	437,8	484,2	460,1	453,3	271,5	259,9	265,9
Novembre	468,0	412,0	451,5	426,1	416,4	244,8	244,6	250,6
Dicembre	529,9	459,2	507,3	482,7	473,0	292,8	291,9	297,7

<sup>(1)</sup> CTS= Centistokes (unità di misura della viscosità).

Fonte: Platts

**Mercato Internazionale** Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi (2016)  
 (\$/tonnellata; media min-max)

	Benzina 10 ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 10 ppm	Gasolio 0,1 % s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	404,7	317,8	314,1	288,0	284,7	130,9	112,3
Febbraio	366,4	292,7	331,9	306,0	299,8	143,1	129,9
Marzo	432,8	350,6	378,3	358,4	344,9	164,8	145,9
Aprile	499,5	379,3	398,3	375,1	363,5	181,3	163,2
Maggio	523,6	402,4	444,6	428,7	422,8	217,5	199,2
Giugno	525,4	417,2	467,1	448,3	441,8	244,6	216,9
Luglio	460,4	380,2	433,8	407,4	399,4	243,9	215,9
Agosto	473,3	369,0	433,7	413,1	407,6	245,2	218,0
Settembre	486,5	395,9	443,0	422,7	419,9	258,0	231,4
Ottobre	517,3	441,8	486,3	467,4	459,7	288,3	252,9
Novembre	469,8	416,0	455,9	431,0	423,5	262,7	238,0
Dicembre	533,0	463,2	513,3	488,0	478,7	314,5	285,5

Fonte: Platts

**Mercato Internazionale** Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2016)  
(\$/tonnellata; media min-max)

	Benzina 10 ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 10ppm	Gasolio 0,1 % s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	400,4	293,4	293,5	282,4	272,5	130,9	118,0
Febbraio	358,7	272,6	314,9	299,9	292,8	141,9	134,0
Marzo	430,5	333,0	363,1	350,3	335,6	162,1	150,1
Aprile	466,9	355,8	378,5	363,3	353,8	179,2	168,2
Maggio	496,6	384,0	428,8	421,2	411,7	215,4	205,6
Giugno	496,5	398,7	451,4	439,9	431,6	247,0	221,4
Luglio	440,3	363,3	419,3	401,9	389,4	243,3	224,7
Agosto	463,7	353,0	419,9	405,1	394,1	242,4	225,4
Settembre	479,0	381,8	430,7	417,2	409,8	255,2	235,3
Ottobre	511,5	426,2	472,8	459,0	450,8	286,4	256,5
Novembre	471,4	397,9	440,4	421,0	408,6	257,9	241,4
Dicembre	532,1	439,1	493,1	473,6	467,9	306,6	281,1

Fonte: Platts

**Mercato Internazionale** Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2016)  
(\$/tonnellata; media min-max)

	Benzina 10 ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 10 ppm	Gasolio 0,1 % s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	410,8	307,4	312,6	312,6	295,3	141,0	128,2
Febbraio	367,1	283,9	330,4	310,4	305,7	150,6	142,8
Marzo	437,9	342,9	376,8	359,4	346,9	170,7	158,7
Aprile	476,8	369,3	396,8	375,7	368,7	186,8	175,9
Maggio	504,4	394,4	443,1	430,8	423,5	223,3	213,5
Giugno	504,1	409,1	465,6	449,5	443,2	256,4	230,8
Luglio	447,3	373,7	432,3	410,5	400,1	251,4	232,8
Agosto	470,3	361,9	432,2	413,3	403,9	248,8	231,8
Settembre	484,7	389,6	441,5	424,4	418,5	261,5	241,6
Ottobre	518,0	434,8	484,8	467,1	460,3	293,0	263,1
Novembre	478,9	408,1	454,4	430,5	419,9	267,1	250,6
Dicembre	542,3	452,9	511,8	486,3	482,9	320,5	295,0

Fonte: Platts

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

	2015		2016 <sup>(1)</sup>	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	13,0	7,7	11,8	7,0
Gas naturale <sup>(2)</sup>	55,3	32,6	58,1	34,4
Petrolio	58,7	34,5	57,8	34,2
Importazioni nette di energia elettrica	10,2	6,0	8,1	4,8
Fonti rinnovabili <sup>(3)</sup>	32,6	19,2	33,2	19,6
<b>TOTALE CONSUMI</b>	<b>169,8</b>	<b>100,0</b>	<b>169,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Tep pro-capite</b>	<b>2,8</b>		<b>2,8</b>	

<sup>(1)</sup> Dati provvisori.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> 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)

	2015		2016 <sup>(1)</sup>	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	2,8	1,7	2,8	1,7
Industria	27,0	15,9	26,7	15,8
Trasporti	38,8	22,8	38,9	23,0
Usi civili	47,4	28,0	48,2	28,5
Usi non energetici	5,5	3,2	5,6	3,3
Bunkeraggi	2,6	1,5	2,9	1,7
<b>Totale impieghi finali</b>	<b>124,1</b>	<b>73,1</b>	<b>125,1</b>	<b>74,0</b>
Consumi e perdite del settore energetico	5,8	3,4	5,7	3,4
Trasformazioni in energia elettrica	39,9	23,5	38,2	22,6
<b>TOTALE CONSUMI</b>	<b>169,8</b>	<b>100,0</b>	<b>169,0</b>	<b>100,0</b>

<sup>(1)</sup> Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

**Italia** La produzione di idrocarburi

	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016
Petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)	4.641	5.208	4.555	6.084	5.081	5.483	5.748	5.455	3.746
Condensati da gas (Migliaia di tonnellate)	27	28	31	27	25	19	17	15	14
Gas naturale (Milioni di metri cubi) <sup>(*)</sup>	17.296	20.184	16.633	12.071	8.406	7.705	7.286	6.877	6.021

<sup>(\*)</sup> 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 (2016)<sup>(\*)</sup>  
(Migliaia di tonnellate)

Disponibilità		Utilizzo	
Greggio nazionale e condensati da gas	3.760	Consumi	59.414
Importazione di greggio <sup>(1)</sup>	60.879	Esportazioni	29.726
Importazione di semilavorati	6.152		
Importazione di prodotti finiti	15.476		
Da scorte	2.873		
<b>TOTALE</b>	<b>89.140</b>	<b>TOTALE</b>	<b>89.140</b>

<sup>(\*)</sup> Dati provvisori.

<sup>(1)</sup> 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<sup>(1)</sup>  
(Migliaia di tonnellate)

	2015		2016	
	Quantità totali	%	Quantità totali	%
Arabia Saudita	5.435	8,7	5.777	9,5
Iran	-	-	2.424	4,0
Iraq	11.613	18,6	11.975	19,7
Israele	3	-	-	-
Kuwait	186	0,3	3.074	5,0
UAE	73	0,1	-	-
<b>TOTALE MEDIO ORIENTE</b>	<b>17.310</b>	<b>27,7</b>	<b>23.250</b>	<b>38,2</b>
Algeria	1.302	2,1	1.015	1,7
Angola	2.790	4,5	1.479	2,4
Camerun	308	0,5	906	1,5
Congo	1.906	3,0	1.076	1,8
Costa d'Avorio	43	0,1	75	0,1
Egitto	2.713	4,3	1.462	2,4
Gabon	1.180	1,9	1.081	1,8
Ghana	1.025	1,6	389	0,6
Guinea Equatoriale	630	1,0	795	1,3
Libia	3.852	6,2	3.102	5,1
Mauritania	140	0,2	86	0,1
Nigeria	1.927	3,1	1.464	2,4
Tunisia	255	0,4	400	0,7
<b>TOTALE AFRICA</b>	<b>18.071</b>	<b>28,9</b>	<b>13.330</b>	<b>21,9</b>
Azerbaijan	11.189	17,9	8.880	14,6
Kazakhstan	5.247	8,4	4.252	7,0
Russia	8.181	13,1	6.441	10,6
Turkmenistan	-	-	973	1,6
<b>TOTALE EX- URSS</b>	<b>24.617</b>	<b>39,4</b>	<b>20.546</b>	<b>33,8</b>
Albania	281	0,5	220	0,4
Grecia	81	0,1	81	0,1
Norvegia	262	0,4	1.005	1,6
Regno Unito	248	0,4	650	1,1
<b>TOTALE EUROPA</b>	<b>872</b>	<b>1,4</b>	<b>1.956</b>	<b>3,2</b>
Brasile	94	0,2	199	0,3
Canada	-	-	419	0,7
Colombia	577	0,9	174	0,3
Messico	613	1,0	334	0,5
Usa	303	0,5	671	1,1
<b>TOTALE AMERICA</b>	<b>1.587</b>	<b>2,6</b>	<b>1.797</b>	<b>2,9</b>
<b>TOTALE</b>	<b>62.457</b>	<b>100,0</b>	<b>60.879</b>	<b>100,0</b>
- di cui: OPEC	27.178	43,5	30.310	49,8

<sup>(1)</sup> Le importazioni di greggio fanno riferimento al solo "conto proprio" in assenza di volumi importati per "conto committente estero".

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

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

	2015		2016 <sup>(1)</sup>	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.246	11,8	2.402	11,1
Benzine	505	2,6	352	1,6
Virgin Naphta	1.463	7,7	2.110	9,8
Carboturbo/Petrolio	2.252	11,8	2.514	11,6
Gasolio	3.092	16,2	4.412	20,4
Olio combustibile totale	339	1,8	827	3,8
- di cui olio combustibile Atz	115	0,6	427	2,0
- di cui olio combustibile Btz	224	1,2	400	1,8
Lubrificanti	310	1,6	290	1,3
Bitume	48	0,2	75	0,4
Altri <sup>(2)</sup>	2.706	14,2	2.494	11,5
<b>Totale prodotti<sup>(3)</sup></b>	<b>12.961</b>	<b>67,9</b>	<b>15.476</b>	<b>71,5</b>
Semilavorati	6.136	32,1	6.152	28,5
<b>TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI</b>	<b>19.097</b>	<b>100,0</b>	<b>21.628</b>	<b>100,0</b>

<sup>(1)</sup> Dati provvisori.

<sup>(2)</sup> Sono comprese le importazioni di Coke di petrolio.

<sup>(3)</sup> 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)

	2015		2016 <sup>(1)</sup>	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	235	0,8	319	1,1
Benzine	8.532	30,4	8.131	27,4
Virgin Naphta	1.210	4,3	1.537	5,2
Carboturbo/Petrolio	338	1,2	491	1,6
Gasolio	8.923	31,8	9.320	31,4
Olio combustibile totale	4.071	14,5	4.662	15,6
- di cui olio combustibile Atz	2.913	10,4	3.937	13,2
- di cui olio combustibile Btz	1.158	4,1	725	2,4
Lubrificanti	1.062	3,8	1.095	3,7
Bitume	1.514	5,4	1.199	4,0
Altri	891	3,2	1.186	4,0
<b>TOTALE PRODOTTI<sup>(2)</sup></b>	<b>26.776</b>	<b>95,4</b>	<b>27.940</b>	<b>94,0</b>
Semilavorati e greggio	1.304	4,6	1.786	6,0
<b>TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI</b>	<b>28.080</b>	<b>100,0</b>	<b>29.726</b>	<b>100,0</b>

<sup>(1)</sup> Dati provvisori.

<sup>(2)</sup> Sono comprese le esportazioni del settore petrolchimico.

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

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

	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	2014	2015	2016
Augusta (Siracusa)	11.010	12.390	14.200	14.530	11.320	9.875	7.820	7.160	8.180	8.180
Cagliari	12.050	12.130	13.200	14.605	14.345	13.005	12.240	12.120	14.600	12.700
Falconara (Ancona)	2.850	3.340	3.300	3.365	3.250	3.065	1.575	3.250	3.300	3.400
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 <sup>(1)</sup>	20.320	18.600	14.160	15.605	13.700	11.260	10.770	11.370	11.000	9.750
La Spezia	130	5	-	-	-	-	-	-	-	-
Livorno	3.700	3.175	3.710	4.240	4.550	4.000	3.890	3.530	4.220	3.800
Milazzo (Messina)	4.400	4.730	6.910	7.385	7.760	7.970	7.400	7.110	8.060	8.230
Napoli	3.620	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo Melilli (Siracusa)	6.600	8.550	8.850	11.145	7.570	7.440	6.510	7.010	7.230	8.160
Ravenna	270	235	60	40	165	105	90	115	90	160
Savona -Vado Ligure	5.050	5.790	6.490	7.235	5.955	5.940	5.945	5.230	6.260	6.110
Taranto	3.305	3.405	2.530	1.420	1.480	680	255	165	1.040	1.600
Trieste <sup>(2)</sup>	25.865	27.190	34.520	36.990	34.500	34.900	41.930	41.495	41.100	41.710
Venezia Porto Marghera	4.210	4.940	5.600	5.760	5.630	4.610	3.575	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>110.260</b>	<b>112.000</b>	<b>119.700</b>	<b>128.400</b>	<b>115.665</b>	<b>105.080</b>	<b>102.305</b>	<b>98.680</b>	<b>105.080</b>	<b>103.800</b>

<sup>(1)</sup> Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt).

<sup>(2)</sup> Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Elaborazione Unione Petrolifera

**Italia** Le lavorazioni delle raffinerie  
(Migliaia di tonnellate)

Materia prima lavorata	2015	2016
Greggio nazionale	4.828	3.142
Greggio estero	61.944	61.763
Semilavorati	11.090	11.366
Biocarburanti/Additivi Ossigenati	1.286	1.239
<b>TOTALE</b>	<b>79.148</b>	<b>77.510</b>

Prodotti ottenuti	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.725	2,2	1.574	2,0
Benzina auto	15.029	19,0	14.444	18,6
Virgin Naphta	4.494	5,7	5.458	7,1
Carboturbo/Petrolio	2.417	3,0	2.695	3,5
Gasolio	32.828	41,5	30.712	39,6
Olio combustibile totale	6.172	7,8	6.819	8,8
- di cui olio combustibile Btz	1.532	1,9	1.384	1,8
Lubrificanti	1.251	1,6	1.202	1,6
Bitume	2.931	3,7	2.552	3,3
Altri prodotti	1.265	1,6	1.330	1,7
Semilavorati	4.754	6,0	4.518	5,8
Consumi e perdite	6.282	7,9	6.206	8,0
<b>TOTALE</b>	<b>79.148</b>	<b>100,0</b>	<b>77.510</b>	<b>100,0</b>

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 <sup>(*)</sup>	Alkilazione <sup>(*)</sup>	Mtbe <sup>(*)</sup>	Idrogeno	Desolf. distillati medio-pesanti
			Cracking	Reforming					
	Milioni di tonnellate/anno				Migliaia di tonnellate/anno				
2010	123,3	26,03	38,03	13,38	3.245	1.820	230	324,6	47.524
2011	124,1	25,74	38,31	13,39	3.263	2.152	244	329,8	49.204
2012	118,7	23,41	39,69	12,33	2.782	2.165	246	386,0	47.916
2013	112,5	21,16	39,27	11,71	2.482	2.137	256	336,4	46.843
2014	112,4	21,16	37,25	11,04	2.482	1.729	179	351,0	46.150
2015	100,4	15,23	36,21	11,05	2.371	1.697	182	390,6	40.470
2016	100,4	15,23	36,29	11,05	2.371	1.677	182	390,6	40.799
<b>2017</b>	<b>100,4</b>	<b>13,06</b>	<b>36,30</b>	<b>11,05</b>	<b>2.371</b>	<b>1.677</b>	<b>182</b>	<b>392,3</b>	<b>41.269</b>

(\*) Capacità di produzione.

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia** La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata

	Località	Capacità effettiva <sup>(1)</sup> al 1° gennaio 2016 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni <sup>(2)</sup> (Migliaia di tonnellate)	
			2015	2016
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	10,0	9.976	
Sarpom	Trecate (NO)	9,0	6.343	-
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	-	2.610	-
IES	Mantova	-	63	-
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,2	5.068	-
Iplom	Busalla (GE)	1,9	1.645	-
<b>NORD E TIRRENO</b>			<b>25.705</b>	<b>25.013</b>
Api	Falconara M. (AN)	3,9	3.450	-
Alma	Ravenna	-	345	-
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	5,2	4.985 <sup>(3)</sup>	-
<b>ADRIATICO</b>			<b>8.780</b>	<b>8.527</b>
Isab	Priolo (SR)	19,4	8.718 <sup>(4)</sup>	-
Esso	Augusta (SR)	8,0	9.044 <sup>(5)</sup>	-
Raffineria di Gela	Gela (CL)	-	228 <sup>(4)</sup>	-
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	10,6	9.580	-
Saras	Sarroch (CA)	15,0	17.093 <sup>(4)</sup>	-
<b>ISOLE</b>			<b>44.663</b>	<b>43.970</b>
<b>TOTALE</b>		<b>87,2</b>	<b>79.148</b>	<b>77.510</b>

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> Relative a greggio, semilavorati, additivi, ossigenati e metano.

<sup>(3)</sup> Include semilavorati di importazione per carica all'impianto di visbreaking.

<sup>(4)</sup> Include riciclo di derivati da Petrochimica.

<sup>(5)</sup> 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)

	2015	2016 <sup>(1)</sup>		Variazione % 2016 vs. 2015
	Quantità	Quantità	Peso %	
GPL	3.250	3.355	6,7	3,2
- di cui autotrazione	1.648	1.696	3,4	2,9
<b>BENZINA AUTO (1)</b>	<b>7.822</b>	<b>7.599</b>	<b>15,2</b>	<b>-2,9</b>
<b>- di cui rete totale</b>	<b>7.601</b>	<b>7.399</b>	<b>14,8</b>	<b>-2,7</b>
Carboturbo	3.885	4.144	8,3	6,7
Petrolio	5	4	-	-18,4
<b>GASOLIO AUTOTRAZIONE</b>	<b>23.226</b>	<b>23.179</b>	<b>46,5</b>	<b>-0,2</b>
<b>- di cui rete totale</b>	<b>14.952</b>	<b>15.129</b>	<b>30,3</b>	<b>1,2</b>
Gasolio riscaldamento	1.174	1.148	2,3	-2,2
Gasolio agricolo	1.897	1.946	3,9	2,6
Gasolio marina	272	266	0,5	-2,2
Gasolio termoelettrica	23	38	0,1	65,2
<b>TOTALE GASOLI <sup>(2)</sup></b>	<b>26.592</b>	<b>26.577</b>	<b>53,3</b>	<b>-0,1</b>
Olio combustibile Atz	1.235	339	0,7	-72,6
Olio combustibile Btz	704	625	1,3	-11,2
<b>TOTALE OLIO COMBUSTIBILE</b>	<b>1.939</b>	<b>964</b>	<b>1,9</b>	<b>-50,3</b>
<b>- di cui olio comb.le per termoelettrica</b>	<b>615</b>	<b>337</b>	<b>0,7</b>	<b>-45,2</b>
<b>LUBRIFICANTI</b>	<b>386</b>	<b>403</b>	<b>0,8</b>	<b>4,4</b>
<b>- di cui rete</b>	<b>3,0</b>	<b>3,3</b>	<b>-</b>	<b>10,0</b>
Bitume	1.501	1.488	3,0	-0,9
Altri prodotti <sup>(3)</sup>	2.019	1.785	3,6	-11,6
Fabbisogno petrolchimico netto	3.388	3.581	7,2	5,7
<b>TOTALE TRASFERIMENTI AL MERCATO INTERNO</b>	<b>50.786</b>	<b>49.900</b>	<b>100,0</b>	<b>-1,7</b>
Bunkeraggi gasolio	487	494		1,4
Bunkeraggi olio combustibile	2.116	2.473		16,9
Bunkeraggi lubrificanti	38	33		-12,2
<b>TOTALE BUNKERAGGI</b>	<b>2.641</b>	<b>3.000</b>		<b>13,6</b>
<b>CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE</b>	<b>6.282</b>	<b>6.206</b>		<b>-1,2</b>
- di cui consumi e perdite di raffineria	3.800	3.680		-3,2
- di cui consumi in raffineria di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	1.872	2.048		9,4
- di cui consumi in raffineria per produzione di energia elettrica e termica	610	478		-21,6
<b>Variazione scorte <sup>(4)</sup></b>	<b>+259</b>	<b>+308</b>		<b>-</b>
<b>TOTALE CONSUMI</b>	<b>59.968</b>	<b>59.414</b>		<b>-0,9</b>

<sup>(1)</sup> Dati provvisori. <sup>(2)</sup> Comprende ETBE e Bioetanolo. <sup>(3)</sup> Comprende il Coke di petrolio.

<sup>(4)</sup> 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	2014	2015
Autostradali	465	457	466	455	438
Stazioni di servizio	8.150	8.628	9.419	9.023	8.878
Stazioni di rifornimento	7.001	6.250	6.429	5.284	4.989
Chioschi/Punti isolati	7.398	5.963	4.806	3.321	2.882
<b>TOTALE CAMPIONE<sup>(1)</sup></b>	<b>23.014</b>	<b>21.298</b>	<b>21.120</b>	<b>18.083</b>	<b>17.187</b>
di cui: – con gasolio	20.140	20.647	20.854	18.004	17.025
– con Gpl	1.252	1.357	1.537	1.766	1.800
– con benzina senza piombo	22.725	21.174	21.023	18.024	17.037
– con self-service/pre-pay <sup>(2)</sup>	7.717	11.649	14.789	15.291	14.734
– con self-service/post-pay <sup>(2)</sup>	3.998	6.162	8.356	9.381	10.664
<b>TOTALE ITALIA<sup>(3)</sup></b>	<b>23.900</b>	<b>22.400</b>	<b>22.900</b>	<b>21.300</b>	<b>21.000</b>
<b>Erogato medio<sup>(4)</sup></b>	<b>1.479</b>	<b>1.621</b>	<b>1.486</b>	<b>1.311</b>	<b>1.345</b>

<sup>(1)</sup> Il campione comprende Eni Div. R&M, Erg SpA, Esso, IES, IP Gruppo Api, Lukoil, Q8, Kri (ex Shell), Tamoil e TotalErg.

<sup>(2)</sup> Per una più precisa rilevazione, le strutture pre e post-pay sono indicate distintamente anche nei casi in cui siano entrambe presenti in un unico punto vendita. Per gli anni 2005-2011 è la somma di punti vendita con solo post-pay e con post-pay e servito.

<sup>(3)</sup> Stima.

<sup>(4)</sup> 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 2016

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif \$/tonnellata
Arabia Saudita	33,2	1,9	5.777	305,9
Kuwait	30,3	2,7	3.074	307,1
Iran	29,1	2,0	2.424	316,1
Iraq	30,2	2,5	11.975	286,3
<b>TOTALE MEDIO ORIENTE</b>	<b>30,9</b>	<b>2,3</b>	<b>23.250</b>	<b>297,1</b>
Algeria	44,7	0,1	1.015	323,0
Angola	31,6	0,3	1.479	308,6
Camerun	24,7	0,6	906	294,6
Congo	35,4	0,2	1.076	311,6
Costa d'Avorio	32,0	0,3	75	408,7
Egitto	37,9	0,5	1.462	294,6
Gabon	32,3	0,7	1.081	317,9
Ghana	37,2	0,2	389	313,4
Guinea Equatoriale	31,0	1,0	795	309,7
Libia	35,7	1,0	3.102	327,2
Mauritania	26,9	0,5	86	177,2
Nigeria	32,8	0,2	1.464	319,6
Tunisia	34,6	0,8	400	309,8
<b>TOTALE AFRICA</b>	<b>34,5</b>	<b>0,6</b>	<b>13.330</b>	<b>313,7</b>
Azerbaijan	36,9	0,2	8.880	332,9
Kazakhstan	46,2	0,5	4.252	313,3
Russia	30,8	1,2	6.441	309,1
Turkmenistan	40,3	0,2	973	351,9
<b>TOTALE EX- URSS</b>	<b>37,1</b>	<b>0,6</b>	<b>20.546</b>	<b>322,3</b>
Albania	10,0	5,7	220	225,6
Grecia	30,6	3,1	81	283,8
Norvegia	35,4	0,3	1.005	342,7
Regno Unito	39,2	0,4	650	346,0
<b>TOTALE EUROPA</b>	<b>33,6</b>	<b>1,1</b>	<b>1.956</b>	<b>328,2</b>
Brasile	29,7	1,0	199	355,5
Canada	34,3	0,4	419	324,2
Colombia	24,1	0,5	174	269,4
Messico	38,8	0,8	334	301,6
Usa	45,0	0,5	671	342,0
<b>TOTALE AMERICA</b>	<b>37,6</b>	<b>0,6</b>	<b>1.797</b>	<b>324,8</b>
<b>TOTALE</b>	<b>34,03</b>	<b>1,25</b>	<b>60.879</b>	<b>311,05</b>

Fonte: Unione Petrolifera

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

	Anno 2015			Anno 2016		
	Migliaia di tonn.	Costo Cif		Migliaia di tonn.	Costo Cif	
		\$/tonn.	Euro/tonn.		\$/tonn.	Euro/tonn.
Gennaio	5.141	368,15	316,79	4.922	225,43	207,58
Febbraio	4.320	407,59	359,12	4.345	230,98	208,22
Marzo	5.176	425,20	392,33	4.535	265,66	239,34
<b>1° TRIMESTRE</b>	<b>14.636</b>	<b>399,96</b>	<b>356,00</b>	<b>13.802</b>	<b>240,39</b>	<b>218,22</b>
Aprile	4.898	428,64	397,65	5.284	283,50	250,01
Maggio	5.474	460,26	412,81	5.350	334,77	295,97
Giugno	5.037	459,08	409,41	4.857	349,99	311,69
<b>2° TRIMESTRE</b>	<b>15.409</b>	<b>449,82</b>	<b>406,88</b>	<b>15.492</b>	<b>322,05</b>	<b>285,22</b>
Luglio	5.476	417,95	380,10	5.601	322,35	291,23
Agosto	5.294	360,32	323,46	5.855	327,74	292,32
Settembre	5.191	343,55	306,16	5.005	325,82	290,59
<b>3° TRIMESTRE</b>	<b>15.961</b>	<b>374,64</b>	<b>337,27</b>	<b>16.461</b>	<b>325,32</b>	<b>291,42</b>
Ottobre	5.203	349,85	311,39	4.624	356,27	323,12
Novembre	5.381	321,28	299,25	5.260	320,58	296,87
Dicembre	5.867	277,07	254,73	5.238	370,34	351,27
<b>4° TRIMESTRE</b>	<b>16.451</b>	<b>314,55</b>	<b>287,21</b>	<b>15.123</b>	<b>348,73</b>	<b>323,74</b>
<b>ANNO</b>	<b>62.457</b>	<b>383,30</b>	<b>345,65</b>	<b>60.879</b>	<b>311,05</b>	<b>281,28</b>
<i>Variazione % 2016 vs. 2015</i>				-2,5	-18,8	-18,6

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia** Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"  
(Euro/tonnellata)

	Anno 2015			Anno 2016		
	Fob	Nolo	Cif	Fob	Nolo	Cif
Gennaio	308,73	8,06	316,79	197,32	10,26	207,58
Febbraio	349,43	9,69	359,12	202,61	5,60	208,22
Marzo	378,32	14,01	392,33	234,22	5,12	239,34
Aprile	387,40	10,26	397,65	242,69	7,32	250,01
Maggio	402,73	10,08	412,81	287,94	8,02	295,97
Giugno	401,95	7,46	409,41	304,98	6,71	311,69
Luglio	371,95	8,15	380,10	284,11	7,13	291,23
Agosto	313,32	10,15	323,46	286,16	6,16	292,32
Settembre	298,80	7,36	306,16	285,97	4,63	290,59
Ottobre	301,30	10,09	311,39	316,94	6,18	323,12
Novembre	288,83	10,43	299,25	290,77	6,10	296,87
Dicembre	244,82	9,91	254,73	342,59	8,68	351,27
<b>ANNO</b>	<b>336,93</b>	<b>8,72</b>	<b>345,65</b>	<b>274,42</b>	<b>6,86</b>	<b>281,28</b>

Fonte: Unione Petrolifera

**Italia** I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2016)

	Benzina (Euro/litro)	Gasolio auto (Euro/litro)	Gpl auto (Euro/litro)	Gasolio riscaldamento (Euro/litro)	O.C. Denso BTZ (Euro/kg)
PREZZO AL CONSUMO <sup>(*)</sup>					
Gennaio	1,417	1,235	0,593	1,028	0,258
Febbraio	1,378	1,192	0,557	1,020	0,251
Marzo	1,386	1,224	0,542	1,047	0,271
Aprile	1,420	1,238	0,547	1,056	0,282
Maggio	1,452	1,276	0,551	1,100	0,315
Giugno	1,477	1,317	0,559	1,131	0,351
Luglio	1,457	1,307	0,563	1,105	0,359
Agosto	1,433	1,288	0,561	1,093	0,344
Settembre	1,453	1,301	0,562	1,114	0,363
Ottobre	1,474	1,321	0,566	1,148	0,390
Novembre	1,477	1,327	0,578	1,133	0,380
Dicembre	1,495	1,350	0,585	1,174	0,427
<b>ANNO</b>	<b>1,444</b>	<b>1,283</b>	<b>0,563</b>	<b>1,094</b>	<b>0,334</b>
PREZZO INDUSTRIALE <sup>(*)</sup>					
Gennaio	0,433	0,395	0,339	0,440	0,203
Febbraio	0,401	0,360	0,309	0,432	0,196
Marzo	0,408	0,386	0,297	0,455	0,215
Aprile	0,436	0,397	0,301	0,462	0,225
Maggio	0,462	0,428	0,305	0,499	0,255
Giugno	0,483	0,462	0,311	0,524	0,288
Luglio	0,466	0,454	0,314	0,503	0,295
Agosto	0,446	0,438	0,313	0,493	0,281
Settembre	0,463	0,449	0,313	0,510	0,299
Ottobre	0,479	0,465	0,316	0,537	0,323
Novembre	0,482	0,471	0,326	0,526	0,314
Dicembre	0,497	0,489	0,332	0,559	0,357
<b>ANNO</b>	<b>0,455</b>	<b>0,434</b>	<b>0,314</b>	<b>0,493</b>	<b>0,272</b>

<sup>(\*)</sup> 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.

<sup>(\*)</sup> 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 15 maggio 2017

	BENZINA SENZA PIOMBO (Euro/litro)			GASOLIO AUTOTRAZIONE (Euro/litro)		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	1,172	0,689	58,8	1,087	0,591	54,4
Belgio	1,343	0,838	62,4	1,225	0,743	60,6
Bulgaria	1,043	0,537	51,5	1,022	0,501	49,0
Cipro	1,221	0,685	56,1	1,192	0,651	54,6
Croazia	1,252	0,770	61,5	1,148	0,641	55,9
Danimarca	1,472	0,912	62,0	1,215	0,664	54,6
Estonia	1,180	0,619	52,5	1,161	0,586	50,5
Finlandia	1,472	0,938	63,7	1,275	0,745	58,5
Francia	1,367	0,887	64,9	1,204	0,747	62,1
Germania	1,376	0,874	63,5	1,153	0,654	56,8
Grecia	1,506	1,002	66,5	1,259	0,664	52,7
Irlanda	1,369	0,864	63,1	1,229	0,729	59,3
Lettonia	1,145	0,642	56,1	1,035	0,529	51,1
Lituania	1,123	0,629	56,1	1,040	0,511	49,1
Lussemburgo	1,132	0,627	55,4	0,956	0,474	49,6
Malta	1,310	0,749	57,2	1,180	0,652	55,3
Olanda	1,538	1,047	68,1	1,187	0,700	59,0
Polonia	1,086	0,600	55,2	1,038	0,541	52,1
Portogallo	1,436	0,920	64,1	1,207	0,692	57,3
Regno Unito	1,361	0,909	66,8	1,385	0,913	65,9
Repubblica Ceca	1,151	0,685	59,5	1,117	0,608	54,4
Romania	1,028	0,528	51,4	1,007	0,494	49,1
Slovacchia	1,279	0,793	62,0	1,114	0,602	54,0
Slovenia	1,282	0,808	63,0	1,160	0,712	61,3
Spagna	1,206	0,671	55,6	1,080	0,555	51,4
Svezia	1,451	0,942	65,0	1,409	0,859	60,9
Ungheria	1,121	0,632	56,4	1,116	0,599	53,7
<b>Italia</b>	<b>1,529</b>	<b>1,004</b>	<b>65,7</b>	<b>1,379</b>	<b>0,866</b>	<b>62,8</b>

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

**Europa** I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile al 15 maggio 2017

	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	0,666	0,220	33,0	0,365	0,141	38,6
Belgio	0,524	0,110	20,9	0,289	0,077	26,7
Bulgaria	0,955	0,489	51,3	-	-	-
Cipro	0,801	0,263	32,9	0,565	0,125	22,1
Croazia	0,598	0,166	27,7	0,472	0,140	29,6
Danimarca	1,068	0,543	50,8	0,684	0,566	82,7
Estonia	0,724	0,232	32,0	-	-	-
Finlandia	0,864	0,396	45,8	-	-	-
Francia	0,715	0,238	33,3	0,439	0,183	41,7
Germania	0,578	0,154	26,6	-	-	-
Grecia	-	-	-	0,401	0,140	34,8
Irlanda	0,613	0,195	31,8	0,682	0,194	28,4
Lettonia	0,648	0,142	21,9	-	-	-
Lituania	0,569	0,120	21,1	0,280	0,074	26,4
Lussemburgo	0,501	0,072	14,3	-	-	-
Malta	1,000	0,385	38,5	-	-	-
Olanda	0,982	0,664	67,7	0,566	0,155	27,4
Polonia	0,655	0,178	27,1	0,381	0,103	27,0
Portogallo	1,026	0,539	52,5	0,549	0,108	19,7
Regno Unito	0,572	0,158	27,7	-	-	-
Repubblica Ceca	0,620	0,197	31,8	0,320	0,085	26,6
Romania	0,823	0,465	56,5	0,371	0,086	23,2
Slovacchia	-	-	-	0,452	0,231	51,3
Slovenia	0,814	0,400	49,2	0,520	0,216	41,6
Spagna	0,633	0,199	31,5	0,357	0,092	25,6
Svezia	1,081	0,635	58,7	0,803	0,655	81,6
Ungheria	1,116	0,599	53,7	0,473	0,148	31,2
<b>Italia</b>	<b>1,152</b>	<b>0,611</b>	<b>53,0</b>	<b>0,379</b>	<b>0,069</b>	<b>18,3</b>

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

Impaginazione grafica e stampa:



Via Antonio Meucci 27 – 00012 Guidonia (RM) - IT  
email: [artigraficheroma@gmail.com](mailto:artigraficheroma@gmail.com)

Finito di stampare: giugno 2017



Piazzale Luigi Sturzo 31 - IX Piano  
00144 Roma  
Tel. 06.5423651 - Fax 06.59602925  
[unione petrolifera@pec.it](mailto:unione petrolifera@pec.it)  
[info@unione petrolifera.it](mailto:info@unione petrolifera.it)  
[www.unione petrolifera.it](http://www.unione petrolifera.it)