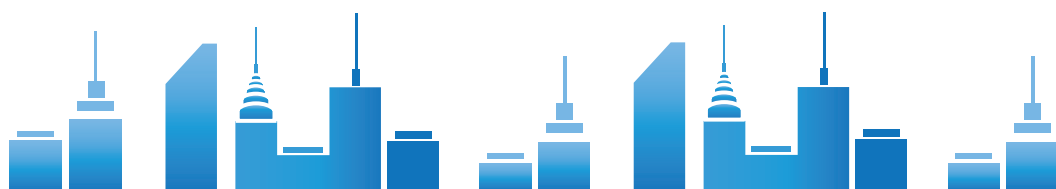

Relazione Annuale 2018



unione petrolifera

GLI ORGANI SOCIALI (31 maggio 2018)

Presidente

Claudio SPINACI

Vice Presidenti

Daniele BANDIERA

Alessandro GILOTTI

Paolo GROSSI

Gianni MURANO

Consiglio Generale

Italo BELLOTTO

Ugo BRACHETTI PERETTI

Giuseppe BUONERBA

Claudio COVINI

Nello D'ALELIO

Oleg DUROV

Alessandro GARRONE

Antonio LAZZARINETTI

Luca LUTEROTTI

Maurizio MIGLIAROTTI

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

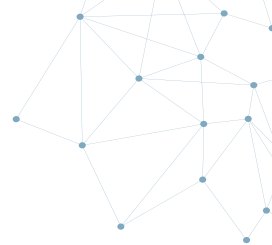
Pio MIRGONE

Massimo QUADRELLI

Carlo RANESI

Direttore Generale

Marina BARBANTI



LE AZIENDE ASSOCIATE

(31 maggio 2018)

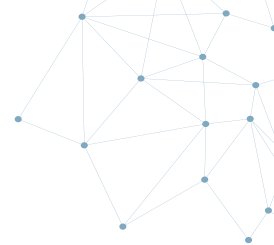
ALMA PETROLI	LA PETROLIFERA ITALO-RUMENA
API - ANONIMA PETROLI ITALIANA	LUKOIL ITALIA
API RAFFINERIA DI ANCONA	NERI DEPOSITI COSTIERI
ATTILIO CARMAGNANI "AC"	PETRA
BP ITALIA	PETRONAS LUBRICANTS ITALY
CARBOIL	PETROVEN
COSTIERI D'ALESIO	RAFFINERIA DI GELA
DECAL	RAFFINERIA DI MILAZZO
DEPOSITI COSTIERI DEL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

I SOCI AGGREGATI

COSTIERI GAS LIVORNO	ENI TRADING & SHIPPING
ENI CORPORATE UNIVERSITY	LNG SHIPPING
ENI POWER	S.E.F.- ENIPOWER FERRARA
ENI POWER MANTOVA	SERFACTORYING
ENI SERVIZI	SERVIZI AEREI

INDICE

IL MERCATO INTERNAZIONALE	9
Il quadro economico internazionale	9
La domanda e l'offerta di petrolio	11
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati	13
L'evoluzione della raffinazione	16
L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA	19
Il quadro macroeconomico	19
I consumi di energia	22
La fattura energetica e petrolifera	23
I combustibili solidi	25
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico	27
Il contributo del gas naturale	35
IL PETROLIO IN ITALIA	51
La produzione nazionale di idrocarburi	51
I consumi di prodotti petroliferi	55
I prezzi dei prodotti petroliferi	57
Le importazioni e le esportazioni	59
IL DOWNSTREAM ITALIANO	61
La capacità di raffinazione nel 2017	61
La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità	65
La riforma dei controlli metrologici sui punti vendita	73
La logistica petrolifera	73
Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione	75
La sicurezza fisica (<i>security</i>) delle strutture petrolifere	77
Il progetto "Zero contanti"	80
GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI	85
Entrate tributarie	85
Il gettito fiscale degli oli minerali	87
Lotta all'illegalità - Indirizzi sulle strategie e azioni per il contrasto all'evasione	87

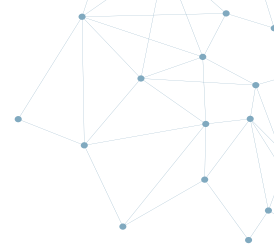


INDICE

IL PETROLIO E L'AMBIENTE	95
Economia circolare ed uso efficiente delle risorse	95
La nuova Strategia Energetica Nazionale - SEN	96
Decreto di revisione della disciplina sui Certificati Bianchi e Decreto Energivori	97
Mobilità Sostenibile	103
Qualità dell'aria in ambito urbano	103
Il nuovo Refining Forum	104
Revisione della Direttiva ETS periodo 2021 – 2030	105
L'evoluzione della normativa in materia di biocarburanti	105
Le nuove specifiche del Bunker Fuel al 2020	106
AIA- Rilascio delle Autorizzazioni Integrate Ambientali, relazione di riferimento, tariffe e garanzie finanziarie	106
Il recepimento delle Direttive europee sulla qualità dell'aria (EU Air Quality Package)	109
Dal Consorzio Obbligatorio Oli Usati al Consorzio per la Gestione, Raccolta e Trattamento degli Oli Minerali Usati	112
Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)	113
SALUTE E SICUREZZA	115
Il recepimento della Direttiva 2012/18/UE (Seveso III)	115
Nasce la piattaforma sulla sicurezza stradale UP-CCISS	116
Salute, sicurezza e REACH	117
Verifiche di integrità dei serbatoi di GPL	118
Performance sicurezza 2017	119

FOCUS

L'impegno delle industrie petrolifere nella lotta ai cambiamenti climatici – Il ruolo dell'OGCI	32
GNL Small Scale – Aggiornamenti sulle nuove infrastrutture per il trasporto marittimo e stradale	45
Investimenti e attività industriali	62
Investimenti in ex raffinerie – La transizione prosegue	64
Evoluzione assetti di mercato	66
"Legge sulla Concorrenza" Legge n. 124/2017 Norme per la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti	70
Il Rapporto OSSIF 2017	78
Progetto Zero Contanti	81
Premi e ricorrenze del settore nel 2017	83
L'energia e i giovani - Le attività formative delle industrie	84
Le principali raccomandazioni dell'OCSE e del FMI in tema di tax compliance e di riscossione	89
Attuazione misure contenute in Legge di bilancio 2017 e collegato fiscale (L. 225/2016)	92
Provvedimenti fiscali anno 2017 - Legge n. 205 del 27 dicembre 2017	94
La Strategia Energetica Nazionale 2017	98
I diesel di ultima generazione indispensabili per il rapido miglioramento della qualità dell'aria delle città	102
Sintesi delle prescrizioni più significative o critiche riscontrate nei nuovi Decreti AIA pubblicati	108
Relazione di riferimento	109
CONOU - Consorziati 2018	112



APPENDICE STATISTICA

MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI

I consumi energetici dei principali Paesi	123
Il grado di dipendenza energetica e petrolifera	123

MONDO

La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche	124
I consumi petroliferi	125
La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio	126
I prezzi "SPOT" dei principali greggi	127

MERCATO INTERNAZIONALE

Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi	128
Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi	128
Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	129
Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	129

ITALIA

I consumi energetici per fonti primarie	130
I consumi energetici per settori di utilizzo	130
La produzione di idrocarburi	131
Il bilancio petrolifero	131
Le importazioni di petrolio greggio	132
Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati	133
Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio	134
La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti	135
Le lavorazioni delle raffinerie	136
La capacità dei principali impianti delle raffinerie	137
La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata	138
I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi	139
La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio	140
Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" per Paesi di provenienza	141
Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	142
Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	143
I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi	144

EUROPA

I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione	145
I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile	146



IL MERCATO INTERNAZIONALE

Il quadro economico internazionale

Quello appena trascorso è stato definito dal Fondo Monetario Internazionale (FMI) come l'anno con *"il più ampio aumento sincronizzato della crescita globale dal 2010"*. Infatti il 2017 si è chiuso con il Pil mondiale in aumento del 3,8 per cento, rispetto al +3,2 per cento del 2016, trainato ancora una volta dalle economie emergenti con tassi di crescita doppi rispetto a quelli delle economie avanzate che, tuttavia, hanno rafforzato il loro sentiero di crescita. Ciò vale non solo per gli Stati Uniti, con le riforme fiscali volute dalla nuova amministrazione, ma anche per alcuni Paesi europei come Germania, Francia e Italia che, stando sempre ai dati del FMI, hanno beneficiato di un maggiore impulso sia della domanda interna che della domanda estera, in un contesto di inflazione e di tassi di interesse molto bassi.

Tutti gli analisti sono concordi nel prevedere che le condizioni economiche globali favorevoli e il forte *sentiment* consentiranno ulteriori progressi, stimati dal Fondo al +3,9 per cento sia per il 2018 che il 2019, grazie all'accelerazione della domanda, soprattutto negli investimenti.

In particolare, si stima che l'Asia emergente e in via di sviluppo dovrebbe continuare a crescere a un ritmo del 6,5 per cento fino al 2018, accelerando al +6,6 per cento nel 2019. La dinamica di questa regione continua a rappresentare oltre la metà della crescita mondiale. Tuttavia il FMI prospetta un graduale rallentamento della crescita cinese, a fronte di un'accelerazione della crescita dell'India, fino al +7,8 per cento nel 2019.

Il commercio mondiale è stato positivamente influenzato da questo rinnovato clima di fiducia e, negli ultimi mesi del 2016, è apparso in forte crescita, sostenuto da una ripresa degli investimenti, in particolare tra le economie avanzate.

Il miglioramento delle prospettive di crescita globale ha comportato un aumento della domanda di petrolio che però si è scontrata con le limitazioni all'offerta frutto dell'accordo siglato alla fine

PAESI INDUSTRIALIZZATI I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo		Indice prezzi al consumo ⁽¹⁾		Disoccupazione		Indebitamento pubblico ⁽²⁾	
	Variazione percentuale rispetto all'anno precedente				Percentuale delle forze di lavoro		Percentuale del Pil	
	2016	2017 ⁽³⁾	2016	2017 ⁽³⁾	2016	2017 ⁽³⁾	2016	2017 ⁽³⁾
Francia	+1,2	+1,8	+0,2	+1,0	10,1	9,4	-3,4	-2,6
Regno Unito	+1,9	+1,8	+0,6	+2,7	4,8	4,4	-3,0	-2,3
Germania	+1,9	+2,2	+0,5	+1,7	4,1	3,8	+0,8	+1,1
ITALIA	+0,9	+1,5	-0,1	+1,2	11,7	1,2	-2,5	-1,9
Area Euro (18 Paesi)	+1,8	+2,4	+0,2	+1,5	10,0	9,1	-1,5	-0,9
Usa	+1,5	+2,3	+1,3	+2,1	4,6	4,4	-4,2	-4,6
Giappone	+0,9	+1,7	-0,1	+0,5	3,1	2,8	-3,7	-4,2
Paesi Ocse	+1,8	+2,5	+1,1	+2,3	6,3	5,8	-2,8	—

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

⁽²⁾ Indebitamento netto contratto nel corso dell'anno.

⁽³⁾ Dati provvisori.

Fonte: FMI e Ocse

MONDO La produzione di greggio

	1990	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017 ⁽¹⁾
(Milioni di tonnellate)									
Paesi Opec	1.233	1.511	1.680	1.668	1.732	1.730	1.803	1.864	1.847
Paesi Ocse	891	1.014	913	857	954	1.042	1.086	1.060	1.092
Altri Paesi	1.048	1.093	1.323	1.453	1.439	1.454	1.471	1.458	1.461
Totale	3.172	3.618	3.916	3.978	4.125	4.226	4.360	4.382	4.400
(Quote percentuali)									
Paesi Opec	38,9	41,8	42,9	41,9	42,0	40,9	41,4	42,5	42,0
Paesi Ocse	28,1	28,0	23,3	21,6	23,1	24,7	24,9	24,2	24,8
Altri Paesi	33,0	30,2	33,8	36,5	34,9	34,4	33,7	33,3	33,2
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

Fonte: Bp Statistical Review; per il 2017 stima UP su dati IEA

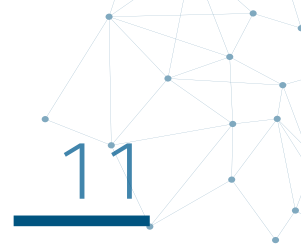
MONDO I consumi energetici

(Milioni di tep)

	1990	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	2.220	2.311	2.993	3.654	3.901	3.927	3.837	3.755
Gas naturale	1.663	2.071	2.360	2.736	2.894	2.911	2.938	3.007
Petrolio	3.235	3.660	4.005	4.142	4.211	4.282	4.327	4.388
Nucleare	526	676	722	719	647	661	671	681
Idroelettrico	184	225	252	296	327	336	334	350
Geotermica, Eolica e Solare	37	60	70	111	162	180	200	228
Biomasse e rifiuti	909	1.023	1.096	1.213	1.285	1.303	1.326	1.354
Totale	8.774	10.026	11.498	12.871	13.427	13.600	13.633	13.763

⁽¹⁾ Stime.

Fonte: Elaborazioni ENI



del 2017 da 24 Paesi (di cui 10 non-Opec), c.d. "Opec Plus" per un taglio complessivo alla produzione di 1,8 milioni barili/giorno.

L'accordo, che inizialmente interessava solo il primo semestre del 2017, poi esteso in più fasi a tutto il 2018, ha sinora tenuto, ma rimanendo soggetto a possibili revisioni, nel caso i Paesi produttori lo ritengano necessario.

Questa decisione, dopo un primo momento di incertezza sull'effettiva tenuta dell'accordo, ha avuto un impatto sui prezzi del petrolio, che nel giro di pochi mesi hanno cominciato ad aumentare progressivamente, oscillando fra i 60-65 dollari a fine 2017.

In tale scenario, l'acuirsi delle tensioni nella striscia di Gaza, la crisi tra gli Stati Uniti e l'Iran e il progressivo deteriorarsi della situazione politica, sociale ed economica in Venezuela hanno portato a maggio 2018 a superare gli 80 dollari/barile.

L'aumento del prezzo del greggio ha avuto un impatto contenuto sul livello degli investimenti globali in Esplorazione e Produzione (E&P) che, stando ai recenti dati dell'Istituto Francese per il Petrolio¹, nel 2017 sono stati di circa 390 miliardi di dollari, il 4 per cento in più sul 2016, dopo due anni consecutivi di tagli (-24 per cento nel 2015, -28 per cento nel 2016). La crescita è derivata principalmente dagli investimenti in Nord America (+31 per cento), e in particolare dalle compagnie indipendenti nord americane (+60 per cento), mentre nel resto del mondo c'è stato un recupero modesto (+1 per cento Asia e Medio Oriente) o addirittura un declino (-14 per cento Europa, -5 per cento Africa e Sud America).

La domanda e l'offerta di petrolio

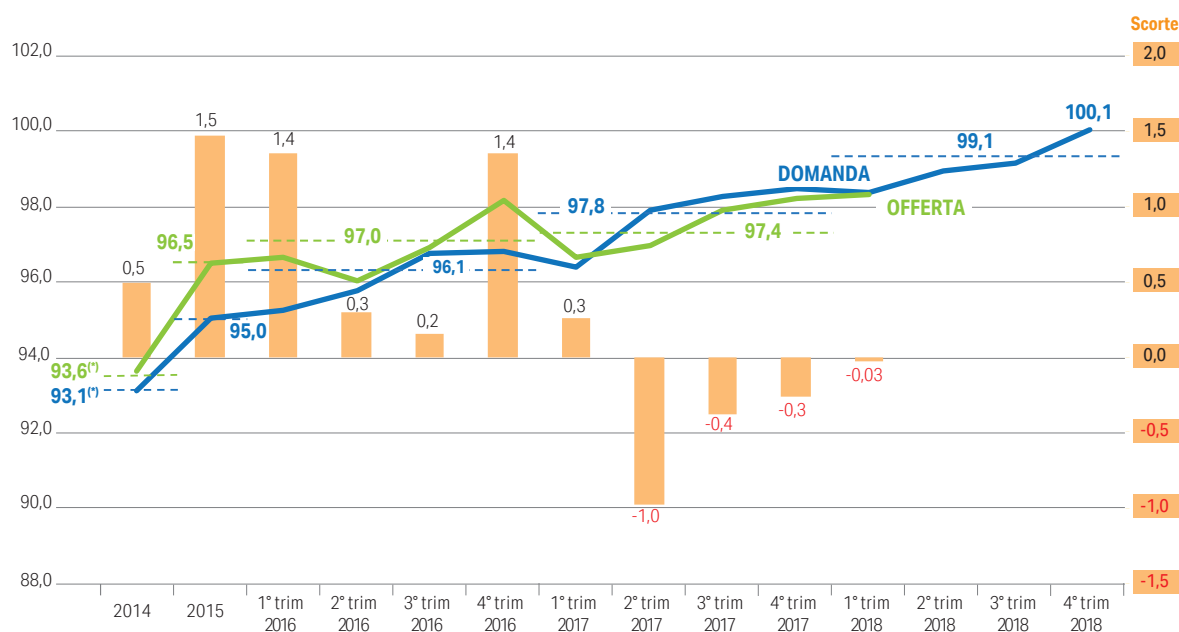
Favorita da una crescita economica in netto miglioramento, la domanda mondiale di petrolio nel 2017 si è attestata in media a 97,8 milioni barili/giorno, un aumento di oltre 1,6 milioni barili/giorno (+1,7 per cento) rispetto al 2016, arrivando a superare i 98 milioni barili/giorno nella seconda parte dell'anno. A tale risultato hanno contribuito per circa il 70 per cento i Paesi non-Ocse (+1,2 milioni barili/giorno), trainati dalla domanda cinese (+600mila barili/giorno) cresciuta del 38 per cento circa negli ultimi dieci anni. La domanda è cresciuta per il terzo anno consecutivo anche in Europa, superando la soglia dei 14 milioni barili/giorno, pari al 30 per cento della domanda di tutti i Paesi Ocse.

Una domanda che, nell'anno in corso, dovrebbe crescere ulte-

¹ IFP Energies Nouvelles.

MONDO Il mercato petrolifero e la variazione delle scorte

(Milioni di barili/giorno. Dati annuali 2014-2015; trimestrali dal 2016)

^(*) Media annua.

Fonte: IEA, Oil Market Report, giugno 2018

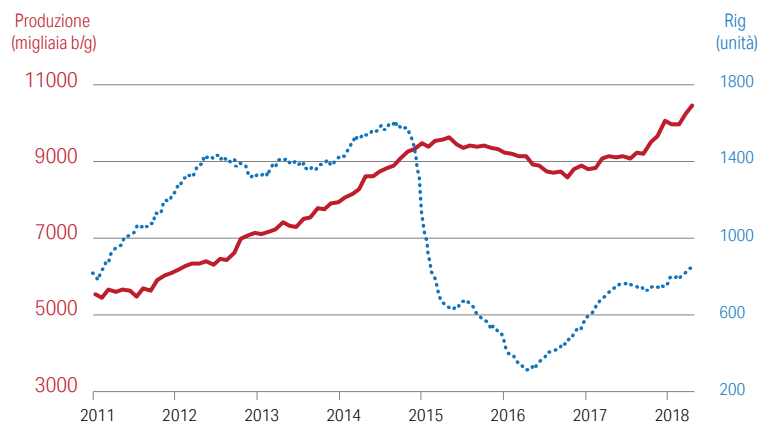
riormente di 1,3 milioni barili/giorno, pari a un volume medio annuo di 99,1 milioni barili/giorno e superando i 100 milioni barili/giorno a fine anno, con i Paesi non-Ocse che ne assorbiranno il 52 per cento. Negli ultimi dieci anni, complessivamente, la domanda è aumentata di circa 11 milioni di barili/giorno, pari al saldo tra i circa 14 milioni in più dei Paesi non-Ocse e i circa 3 in meno di quelli Ocse.

Quanto all'evoluzione dell'offerta di petrolio, pari a 97,4 milioni barili/giorno, a seguito delle restrizioni alla produzione concordate con l'accordo "Opec Plus" nel corso del 2017, essa è cresciuta in misura modesta, circa 400mila barili/giorno (+0,5 per cento) in più rispetto allo scorso anno, come conseguenza di un aumento dell'1,4 per cento (+800mila barili/giorno) della produzione non-Opec e di un calo dello 0,9 per cento (-370mila barili/giorno) di quella Opec.

Negli ultimi dieci anni l'offerta di petrolio complessivamente è cresciuta di circa 12 milioni barili/giorno, di cui la metà concentrata negli Stati Uniti che nello stesso periodo hanno praticamente raddoppiato la loro produzione. Nel 2017 si sono confermati per il quarto anno consecutivo *top producer*, con volumi superiori a 13 milioni barili/giorno¹, cioè circa il 23 per cento del totale

¹ Compresi i Natural Gas Liquids (NGL).

STATI UNITI Produzione di greggio e rig perforati



Fonte: RIE su dati Eia Doe e Baker Hughes

non-Opec. Il rallentamento nella crescita dell'offerta ha permesso l'assorbimento di una parte del consistente surplus degli ultimi anni e quindi una diminuzione delle scorte.

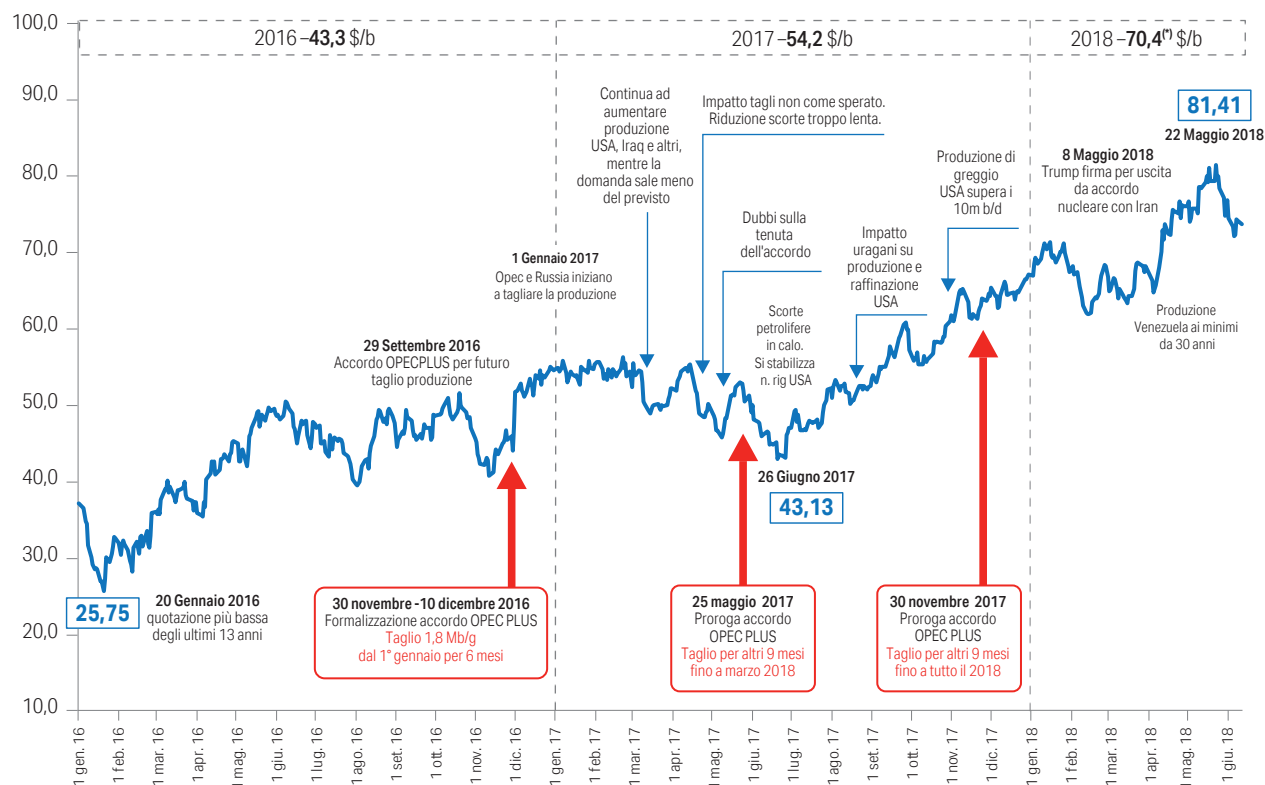
Qualche elemento di rischiosità sul fronte dell'offerta si presenta per il crollo degli investimenti *upstream* successivo alla drastica riduzione dei prezzi del 2014 e il forte calo del tasso di successo esplorativo – e quindi delle scoperte – che potenzialmente aprono alla possibilità di una condizione di deficit di offerta nell'arco di alcuni anni. Un timore che emerge chiaramente anche negli ultimi scenari dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (Aie) dove si afferma come sia ancora prematuro decretare la fine del petrolio e come invece saranno richiesti investimenti continui e su larga scala per sviluppare – entro l'orizzonte 2040 – i 670 miliardi di barili di nuove risorse necessari a colmare il declino naturale dei giacimenti esistenti e al contempo soddisfare la crescita dei consumi. Anche perché, in base alle attuali stime, lo *shale oil* potrebbe raggiungere il suo picco produttivo nella seconda metà del 2020 e da solo potrebbe non bastare a colmare il gap.

I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati

Nel corso del 2017 i prezzi del petrolio (Brent datato) hanno oscillato in una forchetta compresa fra i 50-60 dollari/barile, salvo i picchi registrati verso la fine anno, chiudendo in media annua a 54,2 dollari/barile (+25 per cento rispetto alla media 2016), circa 11 dollari in più rispetto al 2016 (43,3 dollari/barile), superando il

PETROLIO Quotazioni internazionali giornaliere Brent dated

(Dollari/barile)



⁽¹⁾ Media all'11 giugno 2018.

Fonte: UP su dati Platts

MONDO I Paesi produttori OPEC e non-OPEC membri della "OPEC Plus"



Fonte: Centro Enaudi

livello del 2015 (52,3 dollari/barile), sicuramente per effetto della tenuta del citato accordo tra i diversi Paesi produttori "Opec Plus".

Attualmente i prezzi scontano inoltre un ampio premio di natura geopolitica e il 2018 rappresenterà un anno chiave per meglio comprendere le intenzioni dei vari attori coinvolti e le implicazioni che ne potranno derivare sui trend di prezzo.

In questo scenario, gli Stati Uniti potrebbero rappresentare un elemento di stabilizzazione, visto il nuovo ruolo che si sono ritagliati sui mercati petroliferi internazionali.

Considerato il persistere di diverse crisi in importanti aree produttive, *in primis* in Medio Oriente, le attese per il 2018 sono di un consolidamento dei prezzi sui valori attuali (75-80 dollari/barile).

Molto, naturalmente, dipenderà dal proseguimento dell'accordo OPEC/non-OPEC che è legato al comportamento della Russia, che sta intensificando la sua politica espansionistica per riaffermarsi come grande potenza economica, ma anche all'impegno effettivo dei Paesi oggi esentati dai tagli – Libia, Nigeria e Iran – a non aumentare le relative produzioni. Stando alle previsioni del Rie¹, non si prospettano quindi strappi al rialzo accesi e duraturi, perché lo *shale oil* statunitense continuerà verosimilmente a porre un tetto ai prezzi e perché non sono previsti aumenti eccezionali dei consumi tali da contribuire a un più veloce riassorbimento del surplus. Per contro, si ritiene poco probabile un crollo verticale delle quotazioni, perché l'Agreement definisce, a sua volta, un *floor* minimo di resistenza attorno alla soglia psicologica dei 50-55 dollari/barile e perché il processo di riduzione delle scorte OCSE sembra essersi avviato.

La combinazione di queste dinamiche induce quindi l'Aie a prevedere un andamento crescente delle quotazioni, che potrebbero tornare a 83 dollari/barile (valori reali 2016) nel 2025 e a superare nuovamente la soglia dei 100 alla fine dell'orizzonte di previsione (2035-2040). Al di là di ipotesi puntuali sui prezzi – di per sé rischiose in un mercato che spesso si muove in balia del quotidiano – delle aspettative degli operatori o di eventi non ponderabili e non monitorabili come la geopolitica e la speculazione finanziaria, vi sono tuttavia elementi sufficienti per ritenere che la fonte petrolifera continuerà a dominare il mix energetico mondiale anche nei decenni a venire.

Attualmente, a livello mondiale, il petrolio copre circa il 32 per cento della domanda energetica, mentre nel settore dei tra-

¹ RIE - Ricerche Industriali ed energetiche.

sporti (merci e persone) il peso dei prodotti petroliferi attualmente è intorno al 92 per cento. Secondo le ultime stime dell'Aie, sempre a livello mondiale, al 2040 il peso del petrolio nei trasporti dovrebbe oscillare tra l'83 per cento e l'88 per cento, mentre in Europa tra il 79 per cento e l'85 per cento.

Quanto ai prezzi dei principali prodotti raffinati quotati sui mercati internazionali, nel 2017 la quotazione media annua della benzina si è attestata a 37,2 centesimi euro/litro, un aumento di circa 5 centesimi al litro rispetto al 2016 (+16 per cento), mentre quella del gasolio a 37,5 centesimi euro/litro, una crescita di 6,5 centesimi rispetto al 2016 (+20,9 per cento).

Le medie continuano a salire anche nei primi mesi del 2018 con la benzina a 41,5 centesimi euro/litro e il gasolio a 43,4 centesimi euro/litro.

L'evoluzione della raffinazione

Nel 2017 la raffinazione ha mostrato un profilo positivo. I margini europei si sono riavvicinati ai buoni livelli raggiunti nel 2016, superandoli in alcuni casi, con un media compresa tra i 6 e i 7 dollari per le lavorazioni più complesse, grazie sia a fattori strutturali, come la crescita stagionale della domanda, che contingenti, come la fermata non programmata di alcuni impianti in Europa e negli Stati Uniti. Solo nell'ultimo trimestre dell'anno il venire meno dei fattori appena citati ne ha ridimensionato la crescita.

Migliorato anche l'andamento per le lavorazioni *hydroskimming*, con margini che sono tornati in territorio positivo (2-3 dollari/barile) per il forte apprezzamento del valore dell'olio combustibile sui mercati internazionali.

In ripresa anche i margini delle raffinerie della Costa del Golfo statunitense, che continuano a posizionarsi sempre su livelli ben superiori a quelli europei (tra il 35 per cento e il 60 per cento in più).

Il 2017 ha continuato a essere un anno particolarmente positivo, per la raffinazione americana che, nonostante le chiusure per l'emergenza uragani di settembre, può godere di numerosi vantaggi competitivi: in particolare gli impianti di raffinazione americani sulla Costa del Golfo hanno **costi dell'energia più bassi** grazie allo *shale gas*, **facile accesso a greggio di alta qualità** come il WTI, che non solo viene venduto a sconto rispetto al Brent, permettendo margini più alti, ma che, grazie al suo basso contenuto di zolfo facilita la raffinazione di prodotti adatti alle prossime norme sui carburanti a basso tenore di zolfo. Inoltre il governo federale

americano sta adottando un **approccio regolatorio meno stringente** con le raffinerie di minori dimensioni (<75.000 barili al giorno) esentandole dagli obblighi di immissione dei biocarburanti, riducendone quindi i costi e aumentandone ulteriormente i margini.

La raffinazione europea invece, pur avendo negli ultimi anni reso più efficiente il proprio assetto grazie anche alla chiusura di oltre il 20 per cento della capacità meno complessa, presenta ancora un contesto di mercato penalizzante rispetto ai principali *competitor* internazionali, soprattutto se si tiene conto delle prossime scadenze normative a livello europeo (bunker, ETS, biocarburanti).

Nel futuro la raffinazione si confronta con uno scenario di crescita della domanda di prodotti petroliferi a livello mondiale nel **breve termine**¹, di quasi 7 milioni di barili al giorno in più rispetto al 2017, specialmente grazie ai mercati asiatici che saranno re-

¹ EA, Oil 2018, Analysis and Forecast to 2023.

MONDO Domanda di petrolio al 2023 per area e per prodotto secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia

(Milioni di barili/giorno)

DOMANDA DI PRODOTTI PETROLIFERI PER AREA					
	2017	2020	2023	2017-2023 tasso di crescita annuale	2017-2023 delta valore assoluto
Africa	4,3	4,6	5,0	2,4%	0,7
Americhe	31,4	31,9	32,0	0,3%	0,6
Asia/Pacifico	33,9	36,0	38,1	2,0%	4,2
Europa	15,1	15,1	14,9	-0,2%	-0,2
ex URSS	4,8	5,1	5,3	1,8%	0,5
Medio Oriente	8,3	8,8	9,4	2,1%	1,1
Totale	97,8	101,5	104,7	1,1%	6,9

DOMANDA DI PRODOTTI PETROLIFERI PER PRODOTTO					
	2017	2020	2023	2017-2023 tasso di crescita annuale	2017-2023 delta valore assoluto
GPL e Etano	11,7	12,8	13,6	2,6%	1,9
Nafta	6,4	6,7	7,2	1,9%	0,8
Benzina	25,9	26,6	27,0	0,7%	1,1
Jet fuel e kerosene	7,5	7,8	8,0	1,2%	0,5
Gasolio	28,2	29,7	29,3	0,7%	1,1
Olio combustibile	7,2	6,6	7,9	1,5%	0,7
Altri prodotti	10,9	11,3	11,7	1,0%	0,8
Totale	97,8	101,5	104,7	1,1%	6,9

Fonte: AIE, Oil 2018, Analysis and forecasts to 2023, marzo 2018

sponsabili di oltre il 60 per cento dell'aumento della domanda, che nel 2023 sfiorerà i 105 milioni di barili al giorno.

Per contro l'Europa sarà l'unica area in cui i consumi sono previsti ridursi marginalmente (-0,2 per cento).

I trend degli investimenti in nuova capacità di raffinazione seguono la crescita dei consumi, con i Paesi asiatici e mediorientali in primis che, a differenza dell'Europa, ritengono comunque il petrolio e la sua raffinazione un'industria fondamentale per il loro sviluppo economico.

Anche nel **lungo periodo**, secondo l'Aie l'80 per cento dei nuovi investimenti in capacità produttiva al 2040 sarà effettuato in Asia e Medio Oriente. Oltre alla domanda di prodotti in costante aumento, la parziale apertura alla concorrenza nei mercati energetici domestici e la progressiva diminuzione dei sussidi stanno spingendo Paesi produttori ad investire in capacità di raffinazione anche all'estero, per mantenere in loco una parte più ampia del valore aggiunto generato dall'estrazione del greggio.

Indicativo in questo senso il recente accordo da 44 miliardi di dollari dell'Aramco con dei partner indiani, per la costruzione di una raffineria da 1,2 milioni di barili al giorno e di un polo petrolchimico sulla costa occidentale dell'India: uno dei mercati energetici in più forte crescita e fortemente dipendente dalle importazioni di greggio.

L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA

Il quadro macroeconomico

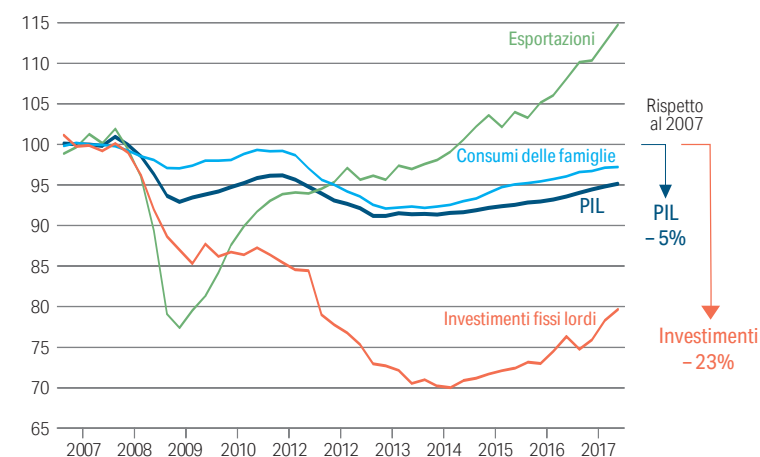
Nel **2017** ha continuato a consolidarsi la ripresa economica italiana con un **Pil in aumento dell'1,5 per cento**. Sebbene più robusta rispetto agli anni passati (+0,9 nel 2016 e +0,8 nel 2015) il suo ritmo resta inferiore rispetto ai principali Paesi europei e alla media dell'Area euro (+2,3 per cento nel 2016) ed è attualmente in rallentamento.

Dal 2014 l'economia italiana ha infatti continuato a crescere a un tasso maggiore ogni anno, ma non ha ancora ripreso slancio, soprattutto a causa della depressione della domanda interna e della diminuzione degli investimenti: rispetto ai livelli ante crisi del 2007 il Pil e gli investimenti sono ancora inferiori rispettivamente del 5 e 23 per cento.

La doppia crisi del 2008 e del 2012 ha indebolito il tessuto economico-sociale delle zone più fragili del Paese, che hanno visto incrementare disoccupazione ed emigrazione, specialmente fra le fasce più giovani della popolazione.

ITALIA PIL e principali componenti della domanda^(*)

(Dati trimestrali; indici: 2007=100)



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

Fonte: Banca d'Italia su dati Istat

ITALIA I dati macroeconomici

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 ^(*)	2016	2017
Variazione percentuale vs anno precedente													
Prodotto interno lordo ^(a)	+0,9	+2,0	+1,5	-1,1	-5,5	+1,7	+0,6	-2,8	-1,7	+0,1	+1,0	+0,9	+1,5
Produzione industriale ^(b)	-1,8	+3,1	+2,5	-3,2	-18,7	+6,9	+0,4	-6,0	-3,1	-1,1	+1,8	+1,4	+3,1
Inflazione	+2,2	+2,2	+2,0	+3,5	+0,8	+1,6	+2,9	+3,3	+1,2	+0,2	+0,1	-0,1	+1,3
Investimenti fissi lordi ^(a)	+1,7	+3,2	+1,6	-3,1	-9,9	-0,5	-1,9	-9,3	-6,6	-2,3	+2,1	+3,2	+3,8
Percentuale delle forze di lavoro													
Disoccupazione ^(c)	7,7	6,8	6,1	6,7	7,7	8,3	8,4	10,7	12,1	12,6	11,9	11,7	11,3
Miliardi di euro													
Saldo import-export	-9,4	-20,5	-8,6	-13,0	-5,9	-30,0	-25,5	+9,9	+29,2	+41,9	+41,8	+49,6	+47,4
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	61	55	24	43	83	68	60	47	47	48	43	42	40
Debito delle Amministrazioni pubbliche ^(d)	1.519	1.588	1.606	1.671	1.770	1.852	1.908	1.990	2.070	2.137	2.173	2.220	2.263
Pil a euro correnti	1.490	1.550	1.609	1.632	1.572	1.603	1.638	1.613	1.604	1.623	1.651	1.682	1.718

(*) Dati provvisori.

(a) Secondo i valori concatenati con base di riferimento 2010.

(b) Variazioni indice grezzo 2010=100.

(c) Dati revisionati in base alla Rilevazione Continua sulle Forze di lavoro, avviata da gennaio 2004.

(d) A fine anno.

Fonte: Istat, Banca d'Italia

ITALIA I consumi di energia

(Milioni di tep)

	2000	2005	2009	2010	2012	2014	2015	2016	2017 ^(*)	Variazione 2017 vs. 2016	Peso sul totale 2017
Combustibili solidi	12,8	17,0	13,0	14,9	16,6	13,7	13,0	11,7	10,4	-11,2%	6,1%
Gas naturale ^(a)	58,4	71,2	63,9	68,1	61,4	50,7	55,3	58,1	61,6	+6,0%	36,2%
Importazioni nette di energia elettrica	9,8	10,8	9,9	9,7	9,5	9,6	10,2	8,1	8,3	+2,0%	4,9%
Petrolio	92,0	85,2	73,3	72,2	62,2	57,3	58,7	57,6	57,2	-0,7%	33,6%
Fonti rinnovabili	12,9	13,6	20,2	22,9	26,6	34,7	32,6	32,1	32,7	+2,0%	19,2%
TOTALE	185,9	197,8	180,3	187,8	176,3	166,0	169,8	167,6	170,2	+1,5%	100,0%

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

(a) 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

Come evidenziato anche dal più recente rapporto SVIMEZ¹ fra il 2002 e il 2015 dalle Regioni meridionali sono emigrati circa 520 mila giovani (15-34 anni) verso il Centro Nord e in piccola parte all'estero, di cui 200mila laureati, peggiorando sia la domanda interna che la sostenibilità dei servizi pubblici, oltre che la perdita di capitale umano giovane e qualificato.

La crescita continua ad essere favorita, anche nel 2017, **dalle esportazioni delle imprese italiane (+ 5,4 per cento)**, vero volano della ripresa economica: si registra anche un dato positivo per il fatturato realizzato in Italia (+4,2 per cento).

Oltre ai consumi, anche gli **investimenti fissi lordi** nel 2017 hanno registrato un'**accelerazione rispetto all'anno precedente** (+3,8 per cento, a fronte del +2,9 del 2016), la crescita degli investimenti è stata particolarmente intensa per i beni strumentali (+9,1 per cento).

In generale, nel 2017, le imprese italiane hanno aumentato dell'11 per cento le spese per macchinari, apparecchiature elettriche ed elettronica, in parte grazie all'effetto delle misure previste da Industria 4.0, come l'iper-ammortamento per i beni strumentali e il super-ammortamento per l'acquisto di beni ad alto contenuto innovativo.

Nel 2017 la **produzione industriale ha registrato un miglioramento** (+3,1 per cento rispetto al 2016 al netto degli effetti di

¹ SVIMEZ – Associazione per lo Sviluppo e dell'Industria nel Mezzogiorno.

ITALIA PIL, domanda nazionale e commercio con l'estero

(Quantità a prezzi concatenati; variazioni percentuali sul periodo precedente; dati trimestrali destagionalizzati e corretti per i giorni lavorativi)

		Prodotto interno lordo	Investimenti fissi lordi	Spesa per consumi delle famiglie residenti e ISP ⁽¹⁾	Spesa per consumi delle Amministrazioni Pubbliche	Domanda nazionale ⁽²⁾	Esportazioni di beni e servizi	Importazioni di beni e servizi
2012		-2,8	-9,3	-3,9	-1,4	-5,7	2,3	-8,1
2013		-1,7	-6,6	-2,5	-0,3	-2,6	0,7	-2,4
2014		0,1	-2,3	0,3	-0,7	0,2	2,7	3,2
2015		1,0	2,1	1,9	-0,6	1,5	4,4	6,8
2016		0,9	3,2	1,4	0,6	1,1	2,4	3,5
2017		1,5	3,8	1,4	0,1	1,3	5,4	5,3
2017	I	0,5	-2,1	0,6	0,2	-0,1	1,9	0,2
	II	0,4	1,5	0,1	—	0,9	0,2	2,0
	III	0,4	3,2	0,4	-0,1	0,3	2,0	1,9
	IV	0,3	1,7	0,1	0,1	—	2,0	1,0

⁽¹⁾ Istituzioni senza scopo di lucro al servizio delle famiglie.

⁽²⁾ Include la variazione delle scorte e oggetti di valore.

Fonte: Banca d'Italia su dati Istat

calendario), mentre gli investimenti in costruzioni crescono allo stesso tasso del 2016 (+1,1 per cento).

Tra le componenti interne di domanda che hanno contribuito alla crescita del Pil continua a esserci l'**espansione dei consumi finali nazionali** (+1,1 per cento) che, per quanto più bassi della media europea, sono sostenuti dall'incremento dei consumi delle famiglie (+2,5 per cento), anche se la crescita del reddito in termini reali (+0,6 per cento) ha subito un rallentamento rispetto al biennio precedente. I consumi pubblici, invece, sono stagnanti e penalizzano una dinamica positiva di crescita del Pil rispetto agli altri Paesi europei.

Per quanto riguarda il mercato del lavoro il 2017 ha visto crescere il numero degli occupati (+1,2 per cento, pari a 265 mila unità) con il tasso di occupazione salito al 58 per cento, di poco inferiore al picco del 2008 (58,7 per cento).

Si riduce il numero dei disoccupati (-105 mila, -3,5 per cento) e il tasso di disoccupazione (11,2 per cento contro 11,7 per cento nel 2016).

Con una variazione pari al +1,2 per cento, l'**indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)** è aumentato dopo quattro anni consecutivi di flessione. Sale il prezzo dei prodotti energetici non regolamentati (+6,2 per cento) e dei carburanti da autotrazione, in conseguenza dell'aumento delle quotazioni internazionali.

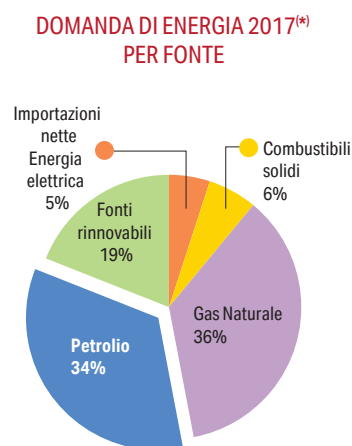
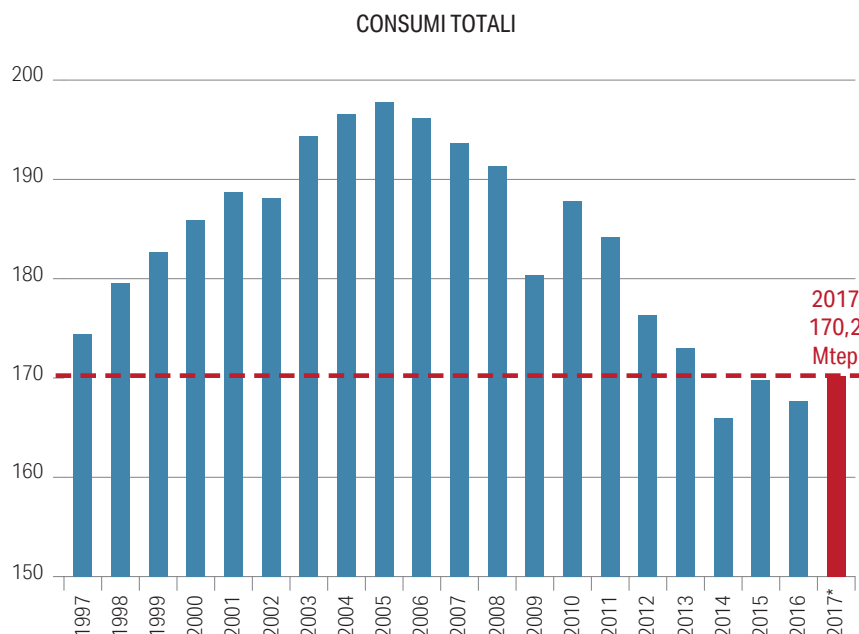
Nel 2017 l'**indebitamento netto delle Amministrazioni Pubbliche** è sceso di 1,9 miliardi di euro passando dal 2,4 al 2,3 per cento del Pil. Il **debito pubblico** è invece giunto a 2.263 miliardi di euro, ma la sua incidenza sul Pil è diminuita di 0,2 punti percentuali: ora è al **131,8 per cento**, rispetto al **132,0** dell'anno precedente.

I consumi di energia

Nel 2017 la domanda di energia nel nostro Paese è tornata a superare i 170 Mtep con una crescita di 2,6 Mtep (+1,5 per cento), recuperando la quasi analoga riduzione di 2,2 Mtep del 2016 (-1,3 per cento). Rispetto al massimo dei consumi rilevato nel 2005 (197,8 Mtep), la flessione è circa del 14 per cento.

La dinamica positiva dei consumi di energia è stata influenzata sostanzialmente dalle condizioni climatiche dell'anno, caratterizzato da siccità e caldo, con temperature estive più alte di 3-6 gradi rispetto alle medie.

ITALIA Domanda di energia totale e per fonte
(Milioni di tep)



(*) Dati provvisori.

Fonte: Ministero Sviluppo Economico

Tali peculiarità hanno spinto la richiesta di energia elettrica su rete (+2 per cento) che, per il calo della produzione idroelettrica (-14,3 per cento), ha visto la crescita della produzione termoelettrica a gas. Inoltre si segnala:

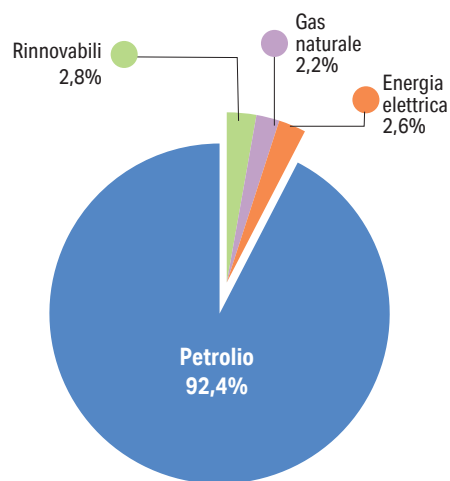
- un'ulteriore crescita dell'impiego del **gas naturale** (+6,0 per cento), che si conferma la prima fonte di energia del Paese (36,2 per cento);
- un aumento del 2 per cento delle fonti rinnovabili e le **importazioni nette di energia elettrica**.

Sono risultati in calo i **combustibili solidi (-11,2 per cento)** e in **flessione dello 0,7 per cento anche il petrolio** che, con un contributo del 33,6 per cento al totale della domanda, rimane fondamentale per il settore dei trasporti con una quota del 92,4 per cento.

La fattura energetica e petrolifera

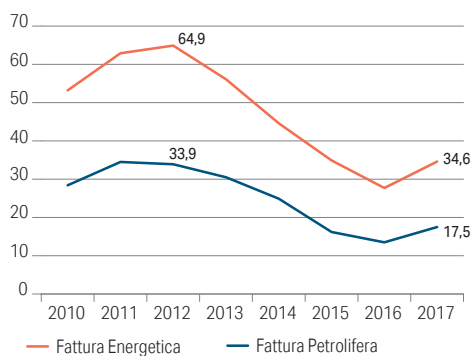
Il rafforzamento del cambio euro/dollaro (+2,3 per cento) ha solo parzialmente contenuto un aumento ancora più consistente della fattura energetica nel 2017. Infatti, **la crescita delle quotazioni del petrolio**, dovuta alla tenuta degli accordi di riduzione della

ITALIA Peso % delle fonti energetiche nei trasporti nel 2017^(*)



(*) Dati provvisori.

Fonte: Ministero Sviluppo Economico

ITALIA Fattura energetica e petrolifera
(Miliardi di euro)

Fonte: UP su dati ISTAT

produzione decisi non solo dai Paesi OPEC ed un aumento della domanda di energia, ha contribuito a un rialzo dei prezzi dopo 4 anni di flessione.

La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e le entrate derivanti dalle esportazioni) è quindi salita a **34,6 miliardi di euro, contro i 27,7 del 2016 (+24,7 per cento), tornando quasi ai livelli del 2015 (34,9 miliardi di euro)**. Siamo ancora lontani dalla cifra record del 2012 di 64,9 miliardi di euro, rispetto ad allora il risparmio è pari a 30,3 miliardi.

Il peso della **fattura energetica sul Pil, nel 2017**, è salito al 2 per cento rispetto al 1,6 del 2016 e al 4 per cento del 2012, anno con l'incidenza più elevata di questi ultimi 10 anni¹.

Tutte le fonti hanno rilevato aumenti rispetto all'anno precedente, in modo particolare il petrolio, che ha **contribuito per il 58 per cento al maggior importo della spesa energetica**. Infatti la spesa per l'approvvigionamento di petrolio è salita del 30 per cento circa.

Le quotazioni del greggio in rialzo hanno inciso **sulla fattura petrolifera, passata dai 13,5 miliardi di euro del 2016, ai 17,5 miliardi del 2017**.

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio è stato pari a 345,7 euro contro i 281,3 del 2016 (**+22,9 per cento**), quale risultante di un maggiore costo all'origine su cui ha inciso, evitando aumenti più consistenti, il rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Il peso sul Pil della fattura petrolifera è di conseguenza aumentato fino all'1 per cento, rispetto allo 0,8 per cento del 2016 e al 2,1 per cento del 2011-2012, ritornando a un valore analogo

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

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

	2000	2005	2008	2010	2012	2013	2014	2015	2016	2017 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	1.009	1.892	2.927	2.270	2.775	1.812	1.404	1.316	1.194	1.643
Gas naturale	7.835	12.194	22.253	18.998	24.189	20.421	15.524	14.526	10.837	12.710
Petrolio	18.653	22.412	32.474	28.432	33.908	30.450	24.912	16.190	13.537	17.527
Biocarburanti e biomasse	67	135	463	1.129	1.616	1.366	1.017	837	784	930
Altre ⁽²⁾	1.523	2.135	1.948	2.409	2.389	2.044	1.780	2.053	1.373	1.762
Totale	29.087	38.768	60.065	53.238	64.877	56.093	44.637	34.922	27.725	34.572

⁽¹⁾ Valori provvisori.

⁽²⁾ Comprende: energia elettrica, combustibili nucleari e altri combustibili minori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat

a quello del 2015. Nel periodo di picco (1980 – 83) era stato invece mediamente del 4,6 per cento.

I combustibili solidi

La domanda di combustibili solidi nel 2017 ha accelerato il suo trend di declino con un **ulteriore consistente calo (-11,2 per cento) rispetto all'anno precedente**.

Quella dell'anno appena trascorso è infatti la quinta flessione consecutiva: dai **16,6 Mtep** del **2012** i consumi sono scesi a **10,4 Mtep** (-37 per cento). Tale andamento è conseguente alla riduzione dell'uso dei combustibili solidi nella produzione termoelettrica, ora pari a meno di 7 Mtep rispetto ai quasi 11 Mtep di 5 anni fa.

La sostituzione del carbone con il gas ha consentito una riduzione del 5 per cento dell'intensità carbonica nella generazione termoelettrica¹.

Il progressivo *phase-out* delle 8 centrali a carbone ancora attive con l'accelerazione della loro chiusura totale entro il 2025 è uno degli obiettivi della **Strategia Energetica Nazionale** adottata nel 2017² seguendo un orientamento programmato anche da altri Paesi europei³ per tagliare drasticamente le emissioni verso uno scenario di fornitura di elettricità *carbon neutral* entro il 2050.

Delle 258 centrali a carbone installate in Europa attualmente, già 108 impianti di generazione a carbone e lignite (pari a 187 GW) hanno **emissioni superiori del 40 per cento dei limiti** di NO_x, SO₂, particolato e mercurio, previsti dalla Direttiva 2010/75/UE, che entrerà in vigore dal 2021, e il loro adeguamento tecnologico ne pregiudicherebbe l'economicità nella prosecuzione dell'esercizio.

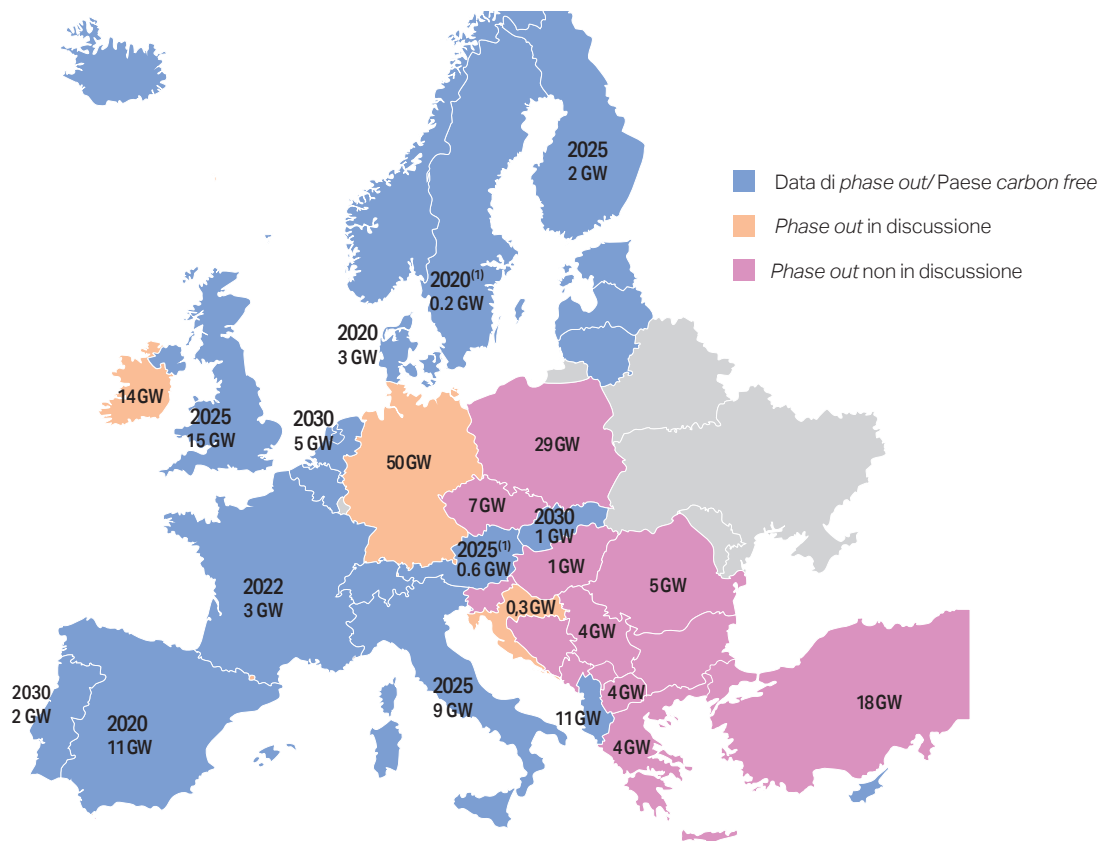
Inoltre sono in discussione al Parlamento europeo una serie di proposte legislative nell'ambito del "Pacchetto Energia pulita", tra cui il Regolamento sul market design⁴ che introdurrebbe il limite dei 550 grammi di CO₂ per kWh prodotto per accedere ai meccanismi di capacità: un limite che escluderebbe l'accesso agli impianti a carbone.

¹ Stime Enea in "Analisi trimestrale del Sistema Energetico Italiano Anno 2017", n. 1/2018.

² Vedi Focus "SEN" a pag. 98.

³ I Paesi europei che hanno stabilito una data di phase out per il carbone: Danimarca, Spagna, Svezia (2020); Francia (2022); Austria, Finlandia, Italia, Regno Unito (2025); Olanda, Portogallo e Rep. Slovacca (2030). Risultano già coal free: Belgio, Cipro, Estonia, Lettonia, Lituania, Lussemburgo e Malta.

⁴ European Commission, "Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity", 23 febbraio 2017.

EUROPA Anno target di *phase-out* del carbone e potenza installata delle centrali

⁽¹⁾ L'anno si riferisce alla chiusura annunciata per l'ultimo impianto, non ad esplicite politiche governative.

Fonte: Agora Energiewende and Sandbag, Swarm Coal e GSE.

EUROPA - Impianti a carbone fermati nel 2017

Paese	Nome impianto	Tipologia di Carbone	Proprietà	Anno di apertura	Potenza MW
Croazia	Plomin 1	Antracite	HEP	1969	125
Finlandia	Kristiina 2	Antracite	PVO	1983	242
Finlandia	Tahkoluoto	Antracite	PVO	1976	225
Germania	Berlin-Klingenberg	Lignite	Vattenfall	1986	164
Germania	Ensdorf	Antracite	RWE	1963	430
Germania	Herne 3, Marl II	Antracite	STEAG	1966	378
Germania	Voerde	Antracite	STEAG	1982	1.522
Germania	Voerde West	Antracite	STEAG	1971	712
Italia	Genova	Antracite	Enel	1952	155
Paesi Bassi	Maasvlakte	Antracite	Uniper	1987	1.207
Polonia	Adamow B	Lignite	Zepak	1964	600

Fonte: Agora Energiewende and Sandbag, *The European Power Sector in 2017. State of Affairs and Review of Current Developments*, gennaio 2018

Peraltro gli aspetti ambientali di tali orientamenti non sono condivisi in toto a livello europeo, specialmente da quei Paesi - come la Polonia e la Germania - dove i combustibili solidi garantiscono in modo economico rispettivamente l'80 e il 40 per cento della produzione elettrica: pertanto se tale strada non fosse condivisa da tutti i Paesi europei, la competitività delle imprese di alcuni ne trarrebbe vantaggio.

Nella SEN la produzione a combustibili solidi sarebbe sostituita nel breve e medio termine con quella a gas naturale e successivamente da una quota sempre più ampia di fonti rinnovabili. Restano tuttavia delle criticità legate alla eventuale dismissione di particolari centrali, come Torre Valdaliga Nord a Civitavecchia, entrata in esercizio nel 2009, e Brindisi Sud, dove è stato investito circa 1 miliardo di euro in 15 anni per opere di ambientalizzazione (carbonile coperto e nastro trasportatore).

Il futuro del carbone appare sfidante non solo nell'utilizzo per la produzione termoelettrica, ma anche per quei processi industriali, in cui l'economicità di questa fonte di energia ne costituisce un fattore chiave di competitività: si pensi agli impianti siderurgici e ai cementifici. A questo proposito si segnala l'avvio il 1° ottobre 2017 del **Progetto di ricerca Cleanker** - Clean Clinker Production by Calcium Looping Process, in un cementificio di Piacenza¹.

Il progetto intende dimostrare per la prima volta al mondo la fattibilità della cattura di CO₂ nelle condizioni operative di un moderno impianto per la produzione di cemento, evitandone il rilascio in atmosfera, attraverso la tecnologia del *calcium looping*. A tale progetto (a coordinamento italiano) è stato assegnato un finanziamento Europeo da 9 milioni di euro, all'interno del Programma Quadro Horizon 2020, nell'ambito delle strategie dell'Unione Europea in tema di cattura e stoccaggio di anidride carbonica (CCS - Carbon Capture and Storage).

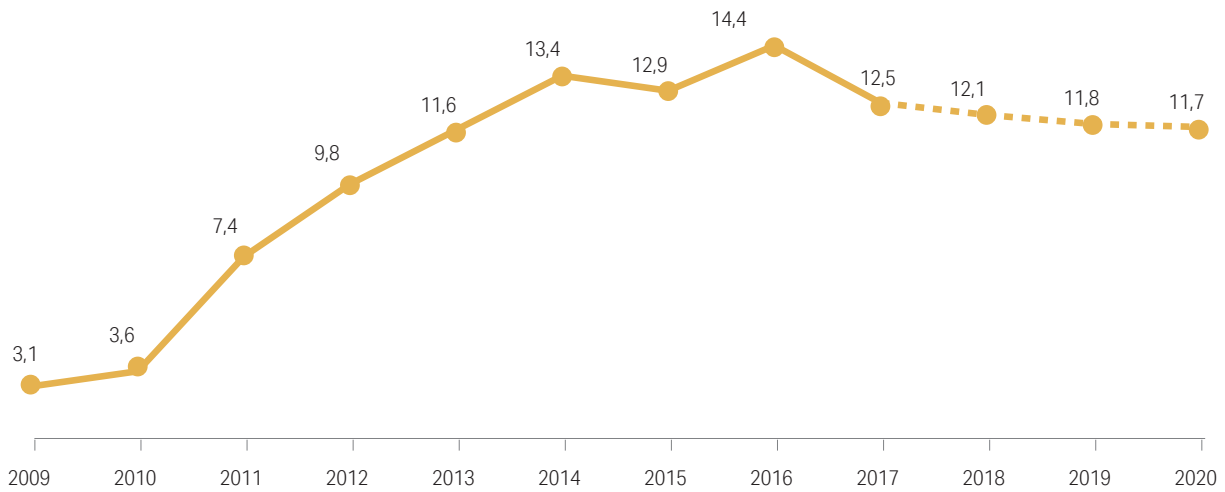
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico

Dopo due anni di flessione (rispettivamente -6 per cento nel 2015 e -1,5 per cento nel 2016), le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) hanno ripreso la loro crescita segnando, secondo le prime

¹ Si tratta del cementificio della Buzzi Unicem a Vernasca (Piacenza), che è partner del progetto. Il Consorzio internazionale di 13 partner, responsabile del progetto, le cui attività modellistiche e sperimentali saranno articolate su 4 anni, è coordinato dal Laboratorio Energia Ambiente Piacenza (Leap) partecipato dal Politecnico di Milano.

ITALIA Evoluzione passata e prospettica del fabbisogno economico derivante dai meccanismi di incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili nel settore elettrico

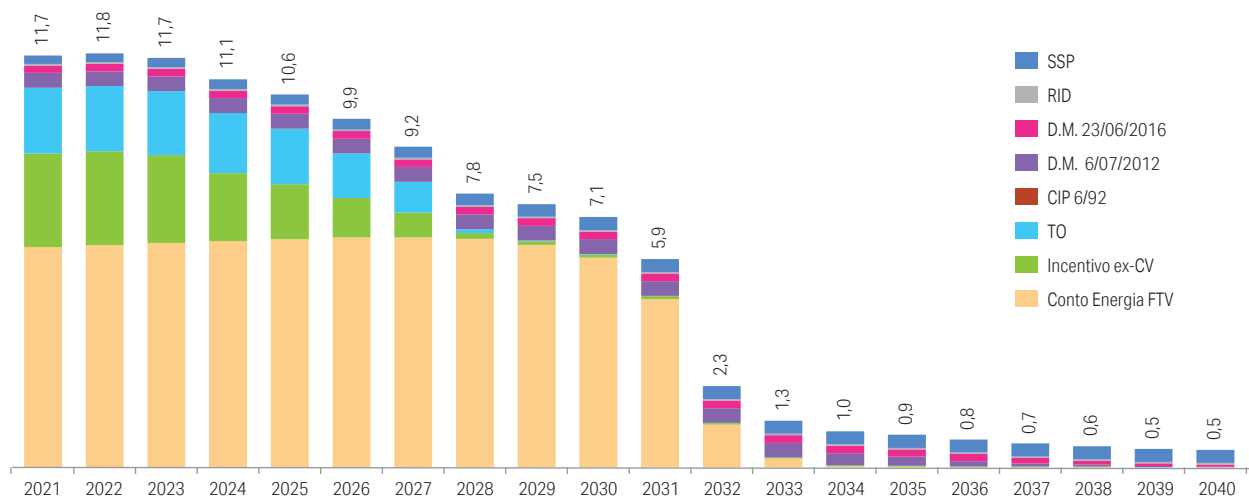
(Miliardi di euro della componente A3 a carico degli utenti finali)



Evoluzione dei meccanismi di incentivazione

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<ul style="list-style-type: none"> • I CE • II CE • RID • TO • SSP • CV • CIP6 	<ul style="list-style-type: none"> • Risoluzione CIP6 	<ul style="list-style-type: none"> • III CE • IV CE 	<ul style="list-style-type: none"> • V CE 	<ul style="list-style-type: none"> • FER elettriche 		<ul style="list-style-type: none"> • Spalma FTV • Spalma FER 	<ul style="list-style-type: none"> • Conversione CV in tariffa

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



Fonte: GSE, "Rapporto attività 2017", marzo 2018

stime, un recupero del +2,0 per cento e con 32,7 Mtep hanno soddisfatto il 19,2 per cento della domanda energetica del nostro Paese (erano circa al 21 per cento nel 2014).

La produzione elettrica netta è tuttavia scesa ulteriormente dai 106,9 TWh del 2016 a 103,4 TWh del 2017 (-4,3 per cento). La flessione è dovuta al nuovo **forte calo dell'idroelettrico** (37 TWh, -14,3 per cento), rimasto sui valori minimi degli ultimi 10 anni dopo il record storico del 2014, quando aveva superato i 58,5 TWh.

Risultati in calo, più o meno ampio, anche la **geotermica** (-1 per cento), l'**eolico** (-0,2 per cento) e le **bioenergie** (-1 per cento).

La fonte rinnovabile con i migliori risultati del 2017 è stata invece il **fotovoltaico**, che ha segnato un forte recupero (+14 per cento) ed ha prodotto oltre 3 TWh in più.

Per quanto riguarda la componente A3 (A_{SOS}^1), a carico dei consumatori elettrici e dalla quale sono tratte le risorse per l'incentivazione delle FER, cresciuta rapidamente dai circa 3 miliardi del 2009 a oltre 13 nel 2014 e poi fino a 14,4 nel 2016 (anno di picco), nel 2017 secondo il GSE² si è attestata sui 12,5 miliardi di euro, e sarà in ulteriore riduzione a 12,1 miliardi nell'anno in corso.

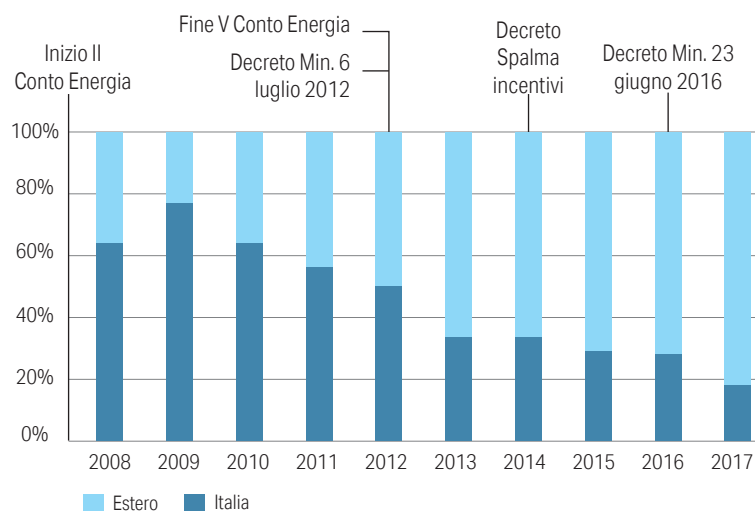
La contrazione, che la porterà progressivamente attorno agli 11,7 al 2020, si può ascrivere alla conclusione del periodo di incentivazione di diversi impianti.

Nel lungo periodo il fabbisogno di incentivazione risulta influenzato soprattutto dalle dinamiche di uscita dei meccanismi di incentivazione esistenti, per cui dopo una sostanziale stabilità fino al 2023, vi sarà una progressiva riduzione e l'annullamento anche del Conto Energia fotovoltaico, che porterà il fabbisogno complessivo al di sotto di un miliardo di euro.

Inizialmente lo sviluppo delle FER è stato sostenuto dai molteplici e differenziati meccanismi pubblici di incentivazione diretta illustrati nella pagina precedente, successivamente i livelli di supporto sono stati modulati parallelamente alla riduzione dei costi degli impianti e all'aumento di efficienza delle tecnologie. Tale contesto ha prodotto un rallentamento rispetto al trend di crescita sostenuta, rilevato fino al 2013, ma nella fase matura attuale ci si attende che l'ulteriore crescita delle FER, verso i traguardi sfidanti della SEN, sia possibile con minori risorse finanziarie.

¹ Dal 1° gennaio 2018 è la componente della spesa per oneri di sistema destinata a coprire gli oneri generali relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92.

² GSE, Rapporto delle attività 2017 – marzo 2018.

FER MW di potenza rinnovabile installata dalle imprese italiane
(Peso percentuale)

Fonte: Althesys Irex, 2018

Nel 2017 peraltro c'è stato un notevole sviluppo degli investimenti delle imprese italiane nelle FER (pari a 13,5 miliardi di euro) con una nuova potenza installata passata da 6,8 GW del 2016 a 13,4 GW¹, è tuttavia significativo che l'88 per cento della nuova capacità venga realizzata all'estero².

Gli investimenti nelle FER nazionali, così come negli impianti termoelettrici, sono invece necessari non solo nella nuova capacità da installare, ma anche in quella esistente per adeguarla agli aggiornamenti tecnologici, dato che, ad esempio, parte dei pannelli fotovoltaici installati velocemente, per approfittare dei forti incentivi di inizio decennio, cominciano ad evidenziare limiti costruttivi e di obsolescenza.

L'attrattività degli investimenti nel nostro Paese è penalizzata in primo luogo da difficoltà di accettazione sociale, anche per queste fonti, e nel loro specifico da un quadro normativo non ancora definito: infatti, pur essendo stata approvata la SEN nel 2017³, il cui obiettivo al 2030 è di arrivare al 55 per cento di rinnovabili

¹ Althesys Irex, "Rapporto Annuale Irex – L'evoluzione del mercato elettrico tra nuovi modelli di business e policy nazionali", aprile 2018.

² Fra gli investimenti esteri si segnalano quelli compiuti dalle società controllate da ERG nel 2017-2018: in Francia 69,9 milioni di euro per diverse società titolari di parchi eolici con una capacità totale di 42,25 MW e una pipeline da 750 MW e in Germania 300 milioni di euro per un parco eolico da 21,6 MW. Con tali operazioni a fine anno la capacità eolica di ERG arriverà a 300 MW e 240 MW rispettivamente in Francia e Germania.

³ Vedi Focus sulla SEN a pag. 98.

nei consumi elettrici finali, i provvedimenti attuativi non sono stati ancora delineati. Per contro altri Paesi, come Francia e Germania, hanno un sistema regolatorio chiaro, che prevede rispettivamente, aste di 1.000 MW e 2.800 MW all'anno per i prossimi 3 anni con possibilità quindi di messa in produzione più rapida dei nuovi impianti ed un *time-to-market* più rapido e più consono alle esigenze degli investitori.

In un futuro non lontano, in cui alle FER sarà chiesto di svilupparsi completamente secondo le regole di mercato, uno strumento efficace potrebbe essere costituito secondo la SEN dai c.d. Power Purchase Agreements (PPA)¹, che dovrebbero consentire ai produttori di condividere i rischi dell'investimento iniziale con gli acquirenti (trader/grossisti).

Per quanto riguarda le modifiche avvenute sotto il **profilo societario**, si segnala che:

- nel 2017, Api Nòva Energia Srl - parte del **Gruppo api** – e la Bioenergie SpA hanno ceduto a EP Power Europe A.S. il 100 per cento della Biomasse Italia SpA e della Biomasse Crotona SpA, società attive nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- Unicredit ad aprile di quest'anno ha annunciato di aver avviato l'operazione di vendita del 4 per cento del **Gruppo ERG**, dopo averne sostenuto la trasformazione industriale con una quota del 7,14 per cento di ERG Renew SpA, che è scesa al 4 per cento dopo l'unificazione delle azioni avvenuta ad ottobre 2016;
- il Gruppo ERG² a fine 2017, tramite la propria controllata ERG Power Generation S.p.A., ha acquisito del 100 per cento di For-Vei, nono operatore fotovoltaico in Italia. Si tratta di 30 impianti fotovoltaici, entrati in esercizio tra il 2010 ed il 2011, collocati in 8 Regioni tra il Nord e il Sud Italia, con una capacità installata di 89 MW ed una produzione annua di circa 136 GWh.

Nel 2017 la **domanda di energia elettrica**, grazie ad alti consumi nel corso dell'estate, ha rilevato un incremento del 2,0 per cento e ha recuperato circa 6,2 TWh³ rispetto al 2016, sostanzialmen-

¹ I P.P.A. sono accordi per contratti di fornitura energetica di lungo periodo in cui il prezzo dell'energia, insieme ad altre variabili commerciali, viene predefinito ed indicizzato, ad esempio, all'inflazione.

² Nel corso del 2017 sono inoltre state condotte le seguenti operazioni all'estero:
– con Vent d'Est SAS l'acquisizione del 75 per cento del capitale sociale di due società titolari di due parchi per una capacità complessiva di 16,25 MW in Francia;
– è stata perfezionata inoltre l'acquisizione di sei parchi eolici in Germania, con una capacità totale installata di 48,4 MW.

³ Tale incremento è infatti concentrato in soli 3 mesi (gennaio, giugno e agosto) in cui la variabile temperatura ha spinto ad aumentare i consumi.

focus

L'impegno delle industrie petrolifere nella lotta ai cambiamenti climatici – Il ruolo dell'OGCI

L'**Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)** è un'iniziativa lanciata nel 2014 dalle aziende leader nella produzione di petrolio e gas a livello mondiale (BP, CNPC, Eni, Pemex, Petrobras¹, Repsol, Royal Dutch Shell, Saudi Aramco, Statoil e Total), che intendono guidare la risposta dell'industria ai cambiamenti climatici.

Oil and Gas Climate Initiative – Le compagnie aderenti



Fonte: OGCI

Nel 2016, in coincidenza con l'entrata in vigore dell'accordo COP 21 sul clima, l'OGCI ha creato il fondo **OGCI Climate Investments**, con una dotazione pari a 1 miliardo di dollari, per investire nelle aree in cui l'industria Oil and Gas può esercitare un'influenza significativa, come le tecnologie per la cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio, o per ridurre il gas *flaring* e le perdite di metano dalle infrastrutture di trasporto.

Nel dicembre 2017, per meglio raggiungere i propri scopi istituzionali, OGCI Climate Investments ha annunciato la propria partecipazione alla Breakthrough Energy Coalition (BEC) che, co-fondata da Bill Gates nel 2015, ha l'obiettivo di unire gli sforzi di Governi, Istituzioni accademiche e investitori privati per sviluppare un nuovo modello d'investimento nell'innovazione energetica.

La collaborazione fra OGCI e BEC mira a sviluppare la diffusione su scala commerciale di tecnologie innovative *low car-*

¹ La Petroleo Brasileiro S.A. (Petrobras) ha aderito all'OGCI nel gennaio 2018, mentre ne è uscita nel corso dell'anno la Reliance.

bon, efficaci a mitigare l'impatto dei cambiamenti climatici.

Attualmente OGCI Climate Investments ha acquisito partecipazioni in:

- *Solidia Technologies*, un cementificio americano proprietario di una tecnologia in grado di abbattere del 70 per cento le emissioni di CO₂ e dell'80 per cento il consumo di acqua delle lavorazioni e grazie a queste tecnologie innovative produce meno emissioni climalteranti e riutilizza la CO₂ generata nei propri processi produttivi;
- *Achates Power*, azienda che ha sviluppato un motore a pistoni contrapposti ad alta efficienza;
- *Econic Technologies*, azienda che ha sviluppato una tecnologia che usa la CO₂ nella fabbricazione del poliuretano e che, al 2027, potrebbe potenzialmente ridurre di 3,5 milioni di tonnellate annue le emissioni di CO₂ equivalenti a quelle emesse da 2 milioni di automobili;
- infine, un progetto per la futura realizzazione di un impianto termoelettrico a gas che utilizzerà tecnologie di cattura della CO₂.

Per diversificare e affiancare i propri investimenti diretti, a giugno di quest'anno il Fondo organizzerà a Washington D.C. il suo primo "Venture Day", che servirà a raccogliere progetti volti a ridurre in modo significativo le emissioni di metano e metterà a disposizione circa 20 milioni di dollari per finanziare le tecnologie più promettenti per la commercializzazione.

Per quanto riguarda alcune delle iniziative delle singole compagnie si segnala che:

- **BP** ha annunciato di recente un investimento di circa 200 milioni di dollari, nei prossimi tre anni, nelle attività della società Light Source, sviluppatore fotovoltaico di cui è azionista di riferimento da dicembre scorso, nonché investimenti in progetti "*carbon offset*" per migliorare i propri prodotti;
- **Eni**, durante la presentazione del Piano Strategico 2018-

focus

2021, ha confermato il proprio impegno per la riduzione delle emissioni dirette di gas climalteranti, un portafoglio di prodotti a basso costo e a basso contenuto carbonico, lo sviluppo di progetti nell'ambito delle rinnovabili e l'investimento in Ricerca e Sviluppo, anche con il Massachusetts Institute of Technology.

Dal 2009 al 2016 Eni ha investito circa 1,5 miliardi di euro in ricerca, sviluppando più di 300 tecnologie proprietarie e oltre 6 mila brevetti e nel prossimo quadriennio investirà oltre 500 milioni di euro, collaborando con importanti università italiane e internazionali come il Massachusetts Institute of Technology (MIT) di Boston. Nei primi mesi di quest'anno **Eni** ha rilevato, per circa 50 milioni di dollari, una prima quota di Commonwealth Fusion System (CFS), una start up fondata da un gruppo di ricercatori e scienziati del MIT per finalizzare la ricerca e la costruzione di nuovi magneti superconduttori ad alta temperatura nei prossimi tre anni, che rendano possibile generare energia elettrica tramite un processo di fusione nucleare. Il progetto MIT-Eni ha l'obiettivo di realizzare entro 15 anni una centrale da 200 MW che avrà un costo di circa 2,5 miliardi di dollari. Nel solare e nell'eolico Eni intende sviluppare 1 GW di nuova capacità, entro il 2021, e fino a 5 GW entro il 2025, in Italia e all'estero, investendo 1,2 miliardi di euro. A fine 2019 saranno già in funzione oltre 400 MW.

Fra le altre iniziative in corso si segnalano:

- l'inaugurazione lo scorso aprile del primo impianto fotovoltaico italiano di Eni da 1 MW, con una produzione di 1,483 MWh/anno che alimenterà il Green Data Center di Ferrera Erbognone;
- l'intesa con Ocean Power Technologies per un generatore da moto ondoso da installare presso un progetto upstream nel Mare Adriatico, abbinandolo alla tecnologia Clean Sea di Eni per il monitoraggio dell'ambiente marino e l'alimentazione di un veicolo sottomarino autonomo per l'ispezione degli impianti offshore;
- l'intesa con Carnegie Clean Energy per la realizzazione di un impianto FV sulla piattaforma Blacktip, che gode di un finanziamento di 200.000 dollari dalla National

Energy Resources Australia;

- l'accordo con la FAO¹ per promuovere l'accesso all'acqua pulita in Nigeria attraverso pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici;
- la norvegese **Equinor (ex Statoil)** ha annunciato di voler dedicare dal 15 al 20 per cento dei suoi investimenti a "nuove soluzioni energetiche", entro il 2030;
- **ExxonMobil** ha annunciato di voler raggiungere per il 2020 il taglio delle emissioni di metano del 15 per cento e di ridurre il gas flaring del 25 per cento rispetto ai livelli del 2016. Dal 2000 la ExxonMobil ha investito oltre 8 miliardi di dollari per la riduzione delle emissioni di GHG², puntando su efficienza energetica, cogenerazione, riduzione del flaring, carbon capture e biofuels.
- **Royal Dutch Shell**, nell'ultimo anno, ha continuato a investire con intensità crescente nella generazione di energie rinnovabili e nello sviluppo della rete di ricarica elettrica per le automobili, promettendo un investimento di 1 miliardo di dollari l'anno nella sua divisione "Nuove Energie". Fra i vari progetti, di recente, ha acquisito per 217 milioni di dollari quasi il 49 per cento della Silicon Ranch Corporation, con 880 MW di impianti fotovoltaici nel mercato americano;
- **Total**, che, a fianco del suo core business nell'Oil & Gas, ha proseguito la sua crescita nell'efficienza energetica, con l'acquisizione di Green Flex e nelle fonti rinnovabili, acquisendo oltre il 23 per cento di Eren Re, che attualmente conta su 650 MW di capacità installata (solare, eolico e idroelettrico) e punta ad arrivare a 3 GW entro 5 anni, soprattutto con attività nei Paesi in via di sviluppo.

Ciò ha consentito a Total di rientrare insieme ad ENI quali uniche compagnie petrolifere fra i 181 membri di Solar Power Europe.

¹ Food and Agriculture Organization.

² GHG – Green House Gases.

te per motivi climatici. I 320,4 TWh di richiesta in rete sono stati coperti per il 12 per cento con **importazioni nette dall'estero** (in aumento del 2,0 per cento, ma comunque su livelli inferiori di 11 TWh alla media annuale decennale), per il 32 per cento con **fonti rinnovabili**¹ e per il restante 56 per cento con la trasformazione di **combustibili fossili** nelle centrali termoelettriche.

La crescita del 5,2 per cento della **produzione termoelettrica**, che ha raggiunto il **massimo degli ultimi cinque anni** (181,7 TWh), dopo l'esaurirsi degli effetti delle fermate per manutenzione dei reattori francesi nella prima parte del 2017 - che avevano ridotto drasticamente le importazioni dalla Francia - è stata spinta dalla scarsa idraulicità dell'anno, per cui la produzione idroelettrica è scesa ai minimi del decennio.

Secondo l'ultimo rapporto² del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), la capacità termoelettrica nel nostro Paese è sostanzialmente in stallo, visto che l'ultimo nuovo impianto risale al 2012, che vi sono solo modifiche marginali alle centrali esistenti e le nuove dismissioni sono limitate³.

Il sistema elettrico, apparentemente in leggero eccesso di capacità con una domanda stazionaria, resta vulnerabile in caso di combinazione di eventi estremi.

Per risultare "adeguata" alla copertura della domanda infatti, la capacità installata oltre ad essere quantitativamente sufficiente⁴, è necessario sia anche flessibile nell'adeguarsi alle maggiori complessità di dispacciamento conseguente alle crescenti quantità di Fonti Rinnovabili non Programmabili (FRNP).

Da questo punto di vista le centrali a gas, anche nel 2017, si sono confermate idonee a compensare la produzione idroelettrica e la produzione intermittente delle altre FER.

Tuttavia, data l'insostenibilità economica per alcuni impianti, che devono assicurare comunque il loro contributo produttivo in

¹ Calcolata sul totale del fabbisogno.

² MISE, "Rapporto sull'andamento delle autorizzazioni concernenti la realizzazione o il potenziamento di centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici", aprile 2018.

³ In tale rapporto il MISE rileva anche che il Gruppo api ha rinunciato alla realizzazione della centrale termoelettrica a ciclo combinato da 580 MW nel suo sito industriale di Falconara Marittima (AN).

⁴ 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).

periodi limitati di tempo, il *capacity market*¹ rappresenta l'unico strumento capace di integrare il mercato elettrico, garantendo le quote e tipologie di impianti necessari all'intero sistema.

Il 7 febbraio di quest'anno, a sette anni dall'avvio del meccanismo proposto dall'ARERA² e dopo quattro anni di trattativa, la Commissione Europea ha approvato³ il modello di *capacity market* avanzato dall'Italia ed attualmente si è in attesa che venga definita la regolamentazione di dettaglio per la sua applicazione.

Il contributo del gas naturale

Coprendo oltre il 36 per cento della domanda totale di energia primaria, nel 2017 il gas naturale ha continuato a consolidare il suo ruolo di fonte energetica primaria del Paese. In crescita per il terzo anno consecutivo (+6 per cento), con un aumento superiore a 4,2 miliardi di metri cubi rispetto all'anno precedente, i consumi lordi di gas naturale si sono attestati attorno 75,2 miliardi di metri cubi, su un livello analogo al 2012. La domanda di gas resta comunque inferiore di oltre 11 miliardi di metri cubi (-12,9 per cento) rispetto al picco del 2005 (86,3 miliardi di metri cubi).

I fattori climatici sono stati determinanti nell'influenzare la domanda in modo diretto nel **settore civile** (+2,1 per cento) ed indirettamente nella **produzione termoelettrica** (+2 miliardi di metri cubi, +8,2 per cento), sostenuta prima dalle minori importazioni di elettricità, per le fermate delle centrali nucleari francesi, e poi dalla necessità di compensare la minore produzione idroelettrica, derivante dalla scarsa piovosità dell'anno.

Ai fattori meteorologici si sono sommati i fondamentali economici, per cui anche nel 2017 il prezzo del gas naturale è stato favorevole rispetto al carbone, essendosi ridotto il differenziale fra EUA⁴ e *switching price*⁵, contribuendo a sostenerne l'utilizzo per la produzione termoelettrica rispetto al carbone.

In crescita sono risultati anche i **consumi industriali** (+8 per

¹ 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).

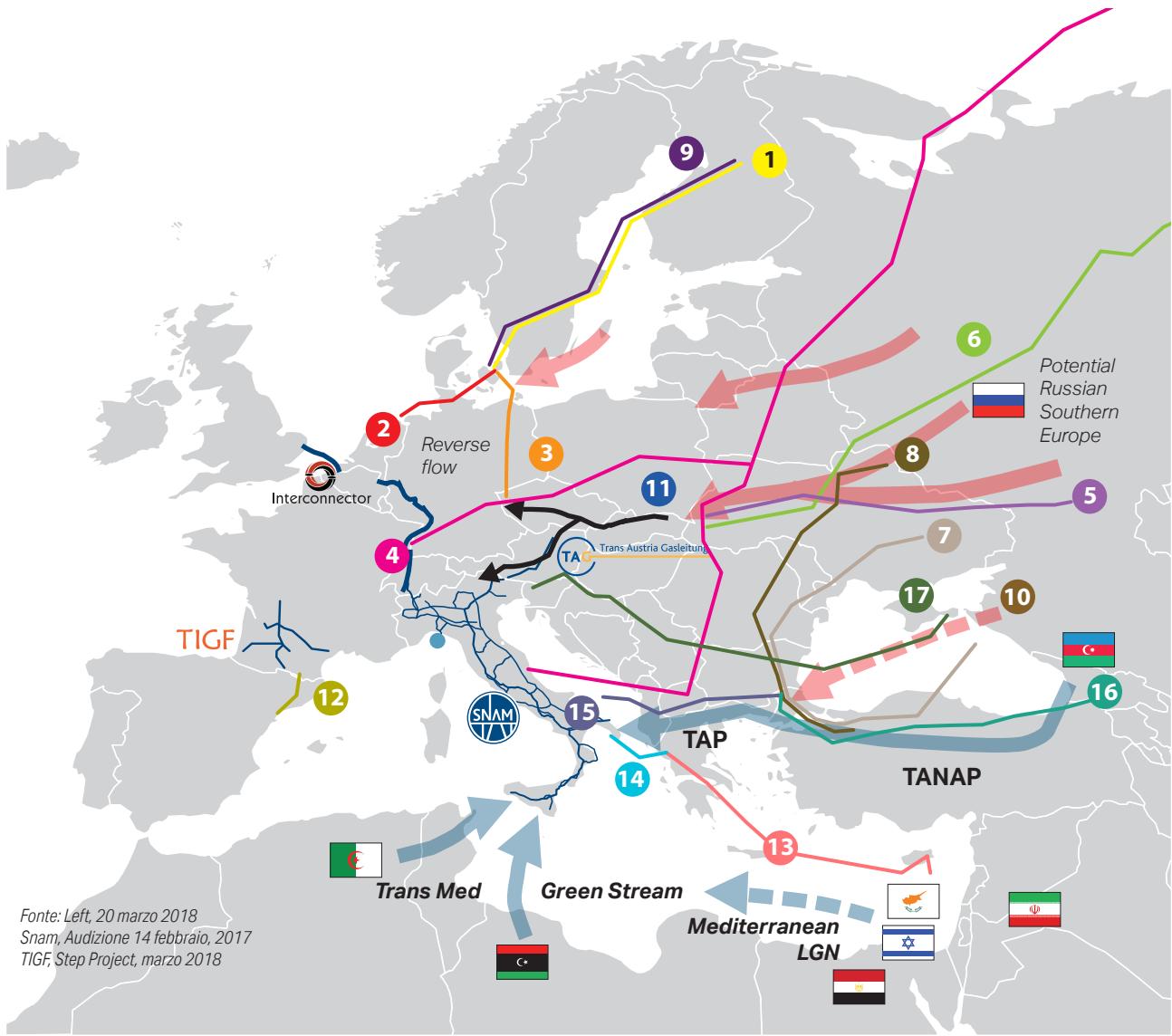
² ARERA – Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente.

³ Autorizzazione degli aiuti di Stato SA.42011, pubblicata su Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, C 158, 4 maggio 2018.

⁴ EUA – European Union Allowances. Quote di emissione vevolevoli nell'ambito dell'EU ETS per compensare una tonnellata di CO₂ equivalente.

⁵ Switching price carbone-gas. Valore ombra del prezzo della CO₂ in corrispondenza del quale il costo marginale di generazione dell'energia elettrica da carbone eguaglia quello da gas naturale.

EUROPA Gasdotti operativi e in programma



Fonte: Left, 20 marzo 2018
Snam, Audizione 14 febbraio, 2017
TIGF, Step Project, marzo 2018

GASDOTTI OPERATIVI

- 1 Nord Stream
- 2 Nordeuropäische erdgasleitung (Nel)
- 3 Ostsee-pipeline anbindungsleitung (Opal)
- 4 Northern lights and Yamal-Europe pipeline system
- 5 Soyuz pipeline system
- 6 Brotherhood system
- 7 Blue Stream pipeline
- 8 Gas-West pipeline

PROGETTI

- 9 Nord Stream-2
- 10 Turkish Stream
- 11 Eastring-pipeline
- 12 Step
- 13 Eastmed
- 14 Poseidon

IN COSTRUZIONE

- 15 Trans-adriatic pipeline (Tap)
- 16 Trans anatolian gas pipeline (Tanap)

PROGETTI ELIMINATI

- 17 South Stream

cento), mentre hanno continuato a contrarsi quelli per **autotrazione** (-3,7 per cento).

Nel 2017, a fronte di una produzione nazionale in riduzione del 4,3 per cento e di una crescita dei consumi del 6 per cento, le importazioni, aumentate del 6,7 per cento a poco meno di 70 miliardi di metri cubi, hanno mostrato il loro ruolo di decisiva importanza per questa fonte di energia. A dicembre scorso, le temperature particolarmente rigide hanno portato a picchi di domanda che per il venir meno della disponibilità delle infrastrutture di importazione, hanno spinto il MISE a far scattare il Piano di Emergenza del gas naturale¹.

Sempre a causa delle temperature rigide nel sud ovest della Germania e della contestuale manutenzione del gasdotto TENP² a metà febbraio di quest'anno, si è verificato il **primo reverse flow**³ **dall'Italia verso la Germania** attraverso la Svizzera.

A giugno di quest'anno si concluderanno anche le opere necessarie al *reverse flow* del Gasdotto Transitgas, che permetterà il trasporto del gas **dall'Italia alla Francia**, attraverso la Svizzera.

Allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, che **trasformeranno il nostro Paese in un hub del gas**, sono dedicati gran parte dei 5,2 miliardi di euro programmati nel piano strategico di Snam nel periodo 2017-2021, per aumentare la flessibilità del nostro sistema del gas naturale ed integrarlo con gli altri mercati europei⁴.

Fra le attività industriali che hanno riguardato il gas naturale nel 2017 e tutt'ora in corso, si segnala l'acquisizione del 66 per cento dell'operatore greco del gas naturale Desfa per 535 milioni di euro da parte del Consorzio europeo composto da Snam (60 per cento), Enagas e Fluxys (20 per cento ciascuna). Desfa gestisce in regime regolato circa 1500 km di rete di trasporto del gas naturale ad alta pressione e un terminale di rigassificazione

¹ Le manutenzioni e riparazioni al gasdotto tedesco Tenp avevano spinto a dichiarare lo stato di "pre-allarme" il 4 dicembre, che poi si è trasformato in "stato d'emergenza" il 12 dicembre, a seguito dell'incidente all'hub austriaco di Baumgarten, bloccando le importazioni russe dal gasdotto austriaco TAG.

² L'operatore Fluxys del gasdotto TENP ha comunicato di recente che il tratto di 500 km fra il confine tedesco-olandese e quello tedesco-svizzero non tornerà pienamente operativo prima di fine settembre 2020 e non si esclude la possibilità che le opere di manutenzione e riparazione in atto possano essere prolungate anche oltre quella data.

³ Flussi bidirezionali. Un'inversione effettiva del flusso di gas naturale è stata portata a termine nella seconda metà di marzo scorso, quando le favorevoli dinamiche di prezzo hanno spinto l'approvvigionamento da sud invece che dai mercati settentrionali.

⁴ Entro ottobre 2018 è previsto il completamento di circa 40 km di nuovi metanodotti e centrali di compressione di Minerbio e Sergnano, che consentiranno esportazioni verso Germania, Francia e Nord Europa per 40 milioni di mc/giorno, a fronte dei 5 attuali dal punto di Passo Gries.

di GNL a Revithoussa. Il *closing* dell'operazione è previsto nella seconda metà di quest'anno.

La Grecia è ritenuta un Paese strategico per l'Europa e il suo ruolo è destinato a consolidarsi anche in conseguenza delle recenti scoperte di gas naturale nell'*offshore* dell'Egitto¹. Le infrastrutture hanno un ruolo cruciale per garantire la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti, nonché per contenere i prezzi del gas naturale. Il loro potenziamento si effettua attraverso i *gasdotti* e i *rigassificatori*, che ne consentono il trasporto via nave.

Per quanto riguarda i **gasdotti in programma**, a livello europeo si segnala:

- il gasdotto **South Transit East Pyreneus - STEP** fra la penisola iberica (107 km) e la Francia (120 km), inizialmente chiamato MidCat, dovrebbe essere realizzato nel 2022, eliminando il "collo di bottiglia" fra i due Paesi con un investimento di 442 milioni di euro. Dopo le conclusioni positive del gruppo di lavoro fra la Commissione europea e gli operatori proponenti Tigf² ed Eurogas, è stata avviata di recente una consultazione per verificare l'interesse degli altri operatori alle capacità aggiuntive che il gasdotto renderà disponibili.

In riferimento alle altre infrastrutture internazionali che consentirebbero di incrementare la diversificazione dei Paesi di approvvigionamento, creando strade alternative al gas russo e a quello del Mare del Nord, si segnala:

- il proseguimento delle attività per sviluppare il Corridoio Sud tramite i gasdotti **Poseidon**³ e **East Med**⁴;
- l'approvazione del raddoppio del North Stream tedesco, **North Stream2**, che prevede la costruzione di un nuovo gasdotto

¹ Il giacimento *Super-giant Zohr*, scoperto a fine agosto 2015 dall'Eni, è attualmente partecipato da Eni (60 per cento), Rosneft (30 per cento) e BP (10 per cento).

² Tigf - partecipata da Snam (40,5 per cento), Gic (31,5 per cento), Edfiinvest (18 per cento), Credit Agricole Assurances (10 per cento).

³ Poseidon - Progetto concorrente al Tap collegherebbe la costa greca a quella italiana (Otranto) attraversando il Mar Jonio a 1.400 metri di profondità. Con una capacità da 10 miliardi di mc estendibile a 20 è di recente stato riconfigurato.

⁴ 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. Il progetto della società IGI-Poseidon (50 per cento Edison e 50 per cento della greca Depa) rientra nella categoria dei Progetti Europei di Interesse Comune e per questo possono beneficiare dei finanziamenti del Cef (Connecting Europe Facility). L'EastMed 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.

di oltre 1200 km entro il 2019, parallelo a quello esistente, che consentirà di raddoppiare la capacità di trasporto di gas naturale fino a 55 miliardi di metri cubi all'anno dalla Russia alla Germania, sotto il Mar Baltico, con un costo previsto di 9,5 miliardi di dollari.

Sulla realizzazione di tali opere pesa l'emendamento alla Direttiva 2009/73/CE sul mercato interno del gas, per cui "i principi centrali della legislazione europea (accesso di terzi, regole tariffarie, *unbundling* proprietario e trasparenza) si applicano a tutti i gasdotti verso e da Paesi terzi fino al confine con la giurisdizione dell'Unione Europea", volendo garantire che le grandi condotte che entrano nel territorio dell'Unione ne rispettino le norme, siano operate con lo stesso grado di trasparenza, siano accessibili ad altri operatori e gestite in modo efficiente.

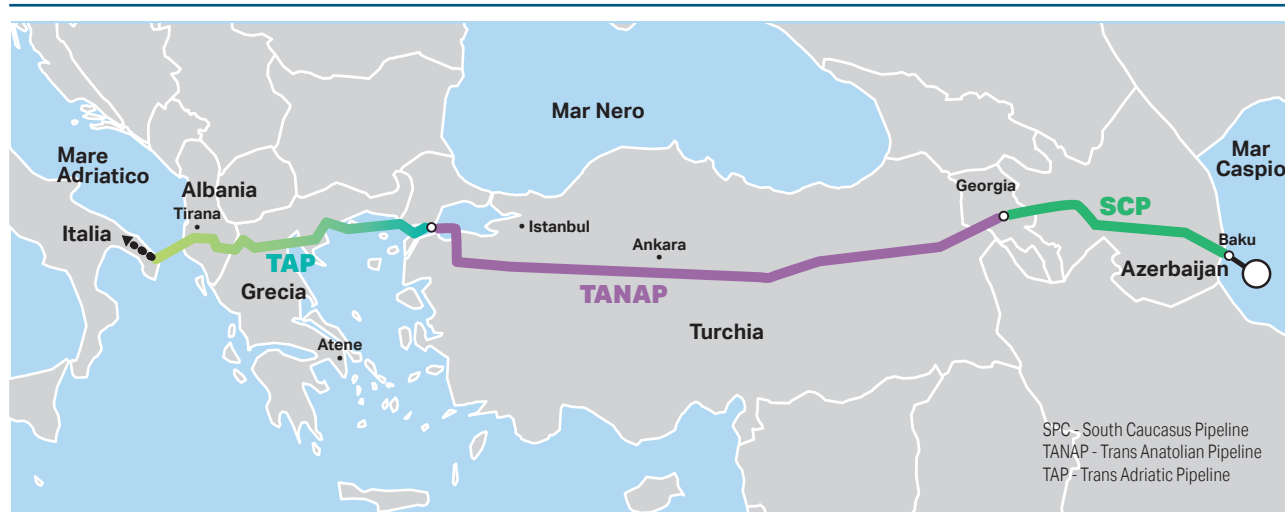
Per quanto riguarda i progetti che interessano il nostro Paese si segnalano i seguenti:

- il gasdotto **Galsi**¹, la cui Valutazione d'Impatto Ambientale – VIA scade a novembre 2018, nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) è considerato di difficile realizzazione sia per la politica algerina nelle esportazioni, sia per l'incertezza sulla rinegoziazione dei contratti di fornitura tramite il gasdotto Transmed che scadranno nel 2019;
- il gasdotto **Trans Adriatic Pipeline – TAP**², i cui lavori in Italia sono stati fortemente rallentati a causa dell'opposizione da parte delle Amministrazioni e della cittadinanza locale, nonostante diversi interventi da parte del Governo abbiano cercato di accelerare il completamento del gasdotto che, a settembre scorso, risultava realizzato per più del 50 per cento in Grecia e Albania, mentre in Italia i lavori erano ancora nella fase preliminare. Il TAP, che secondo le stime più recenti richiederà investimenti per circa 4,5 miliardi di euro, ha di recente ottenuto un prestito di 1,5 miliardi di euro dalla BEI³: tale finanziamento è sostenuto dal Piano Juncker in quanto il TAP, che è parte

¹ 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), Sfers (11,6 per cento) e Hera (10,4 per cento) è ricompreso nell'elenco dei Progetti di Interesse Comune europeo (PCI).

² Il TAP è l'ultimo tratto del "Corridoio Meridionale del Gas", che comprende tre gasdotti per un percorso totale di circa 4.000 km attraverso sette Paesi, e che convoglierà verso l'Europa il gas estratto nella seconda fase di sviluppo del giacimento di Shah Deniz in Azerbaijan. Il consorzio di TAP è composto dalle seguenti Società promotrici: BP, SOCAR, SNAM (20 per cento ciascuna), FLUXXYS (19 per cento), ENAGAS (16 per cento) e AXPO (5 per cento).

³ BEI - Banca Europea per gli Investimenti.

ITALIA Tracciato TAP e del Corridoio Meridionale del Gas

Fonte: Trans Adriatic Pipeline

del Corridoio Meridionale del Gas, è identificato come Progetto di Interesse Comune (PIC) dalla Commissione Europea.

Il progetto, oltre al finanziamento di 14 milioni di euro già ricevuti dal programma Connecting Europe Facility (CEF), è in attesa di un ulteriore prestito di 500 milioni dalla BERS¹.

L'opera, che collegando la costa di Melendugno (LE) alla Grecia permetterà al gas dell'Azerbaijan di arrivare ai mercati europei rendendo l'Italia meno dipendente dalle importazioni dalla Russia, ha una lunghezza pari a 878 km (di cui 550 km in Grecia, 215 km in Albania, 105 km nell'Adriatico e 8 km in Italia) e avrà una capacità di 10 miliardi di metri cubi/anno, pari a circa un settimo del consumo nazionale. In futuro, con l'aggiunta di altre due stazioni di compressione, la capacità del gasdotto potrà essere duplicata fino a 20 miliardi di metri cubi.

Inoltre, è previsto che sul TAP possa essere attivato il cosiddetto "reverse flow", che può trasportare il gas in senso contrario dall'Italia all'Europa sudorientale.

Le decisioni del Consiglio dei Ministri, di dare il via libera all'allacciamento dell'opera con la rete nazionale di trasporto del gas naturale di Snam, e del Ministero dell'Ambiente, di condurre in proprio le verifiche per le autorizzazioni dell'opera, dovrebbero offrire la possibilità di superare i veti locali e procedere più speditamente. Un'ulteriore spinta in questa direzione è stata data ad ottobre 2017 dalla pronuncia della Corte Costituziona-

¹ BERS - Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo.

le, che ha respinto il ricorso per conflitto di attribuzione presentato dalla Regione Puglia a fine 2016, confermando le decisioni del Governo in merito all'autorizzazione dell'opera.

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 che tali opere possono dare.

Viene stimato che l'impatto sull'indotto locale dei lavori per la realizzazione dell'opera e dell'interconnessione con la rete Snam sia pari a circa 100 milioni di euro, con il coinvolgimento di circa mille persone, di cui tra 500 e 650 assunte a livello locale. Accanto agli investimenti diretti al gasdotto, Snam e TAP hanno stanziato 25 milioni di euro a favore di diversi progetti locali concentrati su tre macro aree - la formazione, la decarbonizzazione e l'ambiente - in grado di generare un indotto di altri 30 milioni per lo sviluppo del territorio;

- infine nel corso del 2017 era stato considerato anche il progetto della società **Eagle LNG**, come alternativo al Tap, che prevede un gasdotto sottomarino di 100 km, con un rigassificatore su nave a 5 km dalla costa dell'Albania, per portare tra i 4 e gli 8 miliardi di metri cubi di gas naturale all'anno in Italia, senza impatti sull'ambiente marino e sugli ulivi secolari. Il progetto già dal 2008 ha le autorizzazioni sul fronte albanese, ma non risulta nella lista dei PIC europei e deve iniziare l'iter autorizzativo in Italia.

Un altro Progetto di Interesse Comune, in via di finalizzazione, è la realizzazione del "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" che consente di incrementare l'integrazione del mercato italiano con gli altri mercati europei al fine di favorire anche l'allineamento dei prezzi fra i diversi *hub* e, con riferimento alla sicurezza degli approvvigionamenti, mette a disposizione risorse di gas aggiuntive per i Paesi europei direttamente o indirettamente collegati, contribuendo alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Ad ottobre 2015 è stata completata la prima fase del progetto e si sono resi disponibili flussi fisici per l'esportazione pari a 5 miliardi di metri cubi/giorno a Passo Gries e fino a 18 miliardi di metri cubi/giorno a Tarvisio. Entro il 2018 verrà completata la seconda fase del progetto e la capacità nel punto di uscita di Passo Gries salirà fino a 40 miliardi di metri cubi/giorno, oppure fino a 22 miliardi di metri cubi/giorno con un contemporaneo flusso in uscita a Tarvisio fino a 18 miliardi di metri cubi/giorno.

In riferimento alla **metanizzazione della Sardegna**, Snam, che vi ha dedicato 300 milioni nel suo Piano investimenti 2017-2021, intende realizzare in coordinamento con SGI (Società Gasdotti Italia) un progetto attualmente in via di definizione per la rete dell'isola.

Per quanto riguarda il **GNL**, la SEN ha evidenziato come il Ministero dello Sviluppo Economico stia attivamente perseguendo una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento per incrementare ulteriormente la sicurezza degli approvvigionamenti, anche attraverso l'aumento di quelli di GNL. A tal fine l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) con la Delibera 660/2017/R/GAS ha introdotto un nuovo meccanismo di allocazione di capacità di rigassificazione non più a tariffa, ma sulla base di meccanismi di mercato (aste). Ciò al fine di favorire il conferimento della capacità di rigassificazione e ridurre gli oneri socializzati a carico dell'intero sistema legati al fattore di garanzia dei ricavi riconosciuto ai terminali di rigassificazione ritenuti strategici. Per la gestione operativa delle aste è stata istituita un'apposita Piattaforma presso il GME¹, alla quale hanno deciso di aderire i terminali **OLT** e **Adriatic Lng**.

In riferimento ad **Adriatic Lng**, si segnala che il terminale è stato interessato da modifiche di carattere societario: mentre sono rimaste immutate le quote degli azionisti principali-ExxonMobil Italiana Gas (70,7 per cento) e Qatar Terminal Company Limited (22 per cento) - nel corso del 2017 Snam ha rilevato la quota del 7,3 per cento di proprietà Edison.

Il rigassificatore *offshore* di Rovigo, che è il più grande terminale di GNL italiano ha una capacità nominale di rigassificazione pari a circa 8 miliardi di metri cubi anno, capace di assicurare il soddisfacimento di oltre il 10 per cento dei consumi nazionali di gas naturale. Dalla fine del 2009 ha immesso oltre 49 miliardi di metri cubi alla rete nazionale, con carichi provenienti da 7 Paesi diversi (Qatar, Egitto, Trinidad e Tobago, Guinea Equatoriale, Norvegia, Nigeria e Stati Uniti). Nel 2017 l'utilizzo della capacità di rigassificazione è stato pari all'82 per cento, registrando un 10 per cento sul totale delle importazioni di gas nel Paese.

Riguardo la capacità di rigassificazione l'80 per cento è allocata ad Edison fino al 2034; il 12 per cento ad un altro operatore fino al 2019, mentre il resto è disponibile per il mercato. Adria-

¹ La Delibera 111/2018/R/gas del 1° marzo 2018 ha approvato il Regolamento della Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), relativo al conferimento mediante aste delle capacità di rigassificazione, disponibili presso i terminali, gestiti dalle imprese OLT Offshore LNG Toscana (OLT) e Terminale Adriatic-Lng (ALNG).

tic Lng ha allargato la sua offerta di servizi di rigassificazione: oltre al servizio *day-ahead*, è stata varata la flessibilità infragiornaliera¹.

Già da 3 anni il terminale offre anche il Servizio di "*Peak Shaving*"², una delle misure di emergenza stabilite con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, nell'ambito del "Piano di Emergenza" per fronteggiare particolari situazioni sfavorevoli per il sistema nazionale del gas, che possono verificarsi nel periodo invernale, e garantire la sicurezza del Sistema Gas Italia. In caso di emergenza, tale servizio permette di immettere, con breve preavviso, gas in rete, precedentemente scaricato e stoccato nei serbatoi del Terminale, per far fronte a esigenze di richiesta di punta del sistema gas per un periodo limitato di tempo. La quantità e il prezzo del GNL sono determinati dal Ministero dello Sviluppo Economico e dall'ARERA attraverso una gara che si svolge alla fine di ogni anno.

Anche OLT Offshore **Lng Toscana**³ di Livorno ha offerto il servizio di *Peak Shaving* dall'inizio della propria operatività commerciale, ricevendo ogni anno un carico relativo a tale servizio. Il terminale, che ha 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.

In riferimento ai nuovi progetti di rigassificazione ancora *in itinere*, che pochi anni fa erano numerosi, si segnala l'inserimento nell'elenco del terminale di rigassificazione presso il **Porto Industriale di Cagliari** della società IsGas, di cui è stato presentato il progetto autorizzativo per la VIA; mentre per alcuni le attività di realizzazione non sono ancora partite come nel caso del **Terminale offshore di Falconara** di Api Nòva Energia, in attesa che venga definito il ruolo dei nuovi terminali nell'attuazione della nuova Strategia Energetica Nazionale.

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

¹ Tale modalità consente agli utenti di effettuare le rifornizioni 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.

² Il peak-shaving è una delle misure previste dal MISE nell'ambito del Piano di Emergenza del gas naturale per fronteggiare eventuali picchi della domanda di gas naturale dovuti al freddo e prevede un'allocazione tramite procedura ad asta.

³ Società partecipata da Iren (49,07 per cento), Uniper Global Commodities (48,24 per cento) e Golar LNG (2,69 per cento).

e quello della Edison a **Rosignano** da 8 miliardi di mc/anno, che aveva ottenuto la VIA nel 2010, ma non per le modifiche volte a consentire l'utilizzo di *small scale* dell'impianto.

Un ulteriore contributo al soddisfacimento della domanda energetica nazionale, specie con riferimento al settore dei trasporti, è legato alle potenzialità del **biometano**, che sembra essere un'alternativa efficiente per convertire biogas in un biocarburante per il settore trasporti, utile a sostituire biocarburanti di importazione senza oneri aggiuntivi per i consumatori. Già oggi il biometano può contare su un potenziale, valutato sulla base della produzione elettrica da biogas, di circa 2,5 miliardi di metri cubi, con un potenziale massimo teorico di crescita stimato al 2030 pari a 8 miliardi di metri cubi. Il recente decreto MISE 2 marzo 2018 (c.d. Decreto Biometano) disciplina i meccanismi di incentivazione relativi ai biocarburanti.

Per quanto riguarda lo **stoccaggio del gas naturale**, l'avvio delle procedure d'asta per l'assegnazione del servizio di rigassificazione ha spinto il MISE con Decreto del 22 febbraio 2018 a non rinnovare la previsione del servizio integrato rigassificazione + stoccaggio, introdotto per consentire alle imprese di approvvigionarsi del gas naturale per le proprie esigenze a prezzi competitivi. Altra novità del Decreto è la previsione di nuovi "servizi di flessibilità" offerti mediante aste, che consistono in prestazioni di punta aggiuntive disponibili agli utenti, anche relativamente a periodi temporali più limitati rispetto all'intero ciclo di erogazione. A tali servizi sono stati destinati, per l'anno di stoccaggio 2018-2019, 800 milioni di metri cubi di capacità di stoccaggio.

Per risolvere le criticità riscontrate nella prestazione degli *stoccaggi* di gas, l'ARERA inoltre ha esaminato la possibilità di adottare misure di supporto per massimizzare l'utilizzo delle infrastrutture, dovendo definire annualmente le modalità con cui organizzare le procedure d'asta per il conferimento delle capacità (Delibera 76/2017/R/Gas per l'anno termico 2017 – 2018).

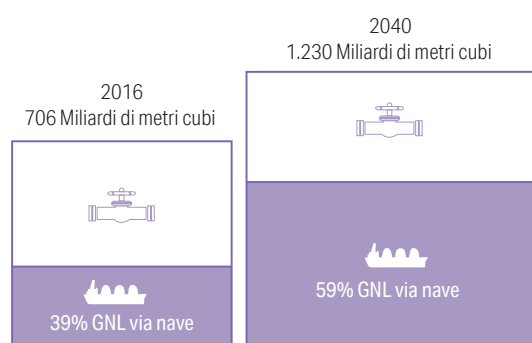
A valle di un'istruttoria conoscitiva sullo stato delle prestazioni fornite dai campi di stoccaggio avviata con la Delibera 323/2016/R/gas), l'ARERA ha presentato i risultati con la Delibera 589/2017/R/gas, rilevando una differenza non trascurabile tra le prestazioni contrattualmente offerte al mercato e quelle tecniche dei campi di stoccaggio. Ha quindi ritenuto necessario l'avvio di meccanismi di incentivazione, mirati a massimizzare la disponibilità e la flessibilità dei servizi di stoccaggio resi agli utenti, in particolare favorendo l'offerta di prestazioni di erogazione e di iniezione integrative delle capacità per i servizi di punta e uniforme e con il documento per la consultazione 155/2018/R/gas ha posto in consultazione i suoi primi orientamenti.

focus

GNL Small Scale – Aggiornamenti sulle nuove infrastrutture per il trasporto marittimo e stradale

In un mercato internazionale del gas naturale in continua evoluzione, influenzato sia da assetti regolatori sia da fenomeni di mercato, il GNL riveste un ruolo sempre più importante per soddisfare la domanda di energia e diversificare le fonti di approvvigionamento. Secondo le più recenti stime dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Aie), il commercio di GNL a livello mondiale entro il 2040 dovrebbe quasi triplicare i volumi attuali, passando da 275 miliardi di metri cubi ad oltre 726.

MONDO Crescita del commercio mondiale di gas al 2040



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2017

Lo sviluppo della domanda e del commercio di GNL sarà sostenuto non solo dalla crescente domanda asiatica, ma anche dall'abbassamento dei prezzi, derivante dall'eccesso di offerta atteso, sia per gli investimenti passati, sovradimensionati rispetto alla domanda effettiva, sia dall'aumento delle esportazioni degli Stati Uniti, i cui volumi nel 2025 saranno più elevati di quelli del Qatar.

Anche i meccanismi che regolano i contratti di fornitura di GNL stanno cambiando, influenzando le strategie di *pricing* e gli investimenti degli operatori. Infatti, grazie all'emergere delle c.d. tecnologie "floating", e a causa del perdurare dell'eccesso di offerta almeno fino a metà del prossimo decennio, i contratti tendono a essere più flessibili e di breve

termine rispetto al passato: non più modelli rigidi di lungo termine (prezzo *take or pay* e *destination clauses*), ma modelli variabili, che permettono una maggiore elasticità di approvvigionamento e sono più legati ai meccanismi di mercato.

Lo sviluppo e la diffusione delle c.d. tecnologie "floating" come i "Floating Liquefied Natural Gas" (FLNG) e le "Floating Storage and Rigassification Unit" (FSRU) stanno cambiando radicalmente il mercato mondiale del GNL. Gli FLNG sono un'interessante soluzione tecnologica d'avanguardia che permette di sfruttare i giacimenti *offshore* e contemporaneamente liquefare il gas naturale rendendolo così disponibile alle navi per il trasporto, aprendo nuove possibilità per lo sviluppo di giacimenti minori o troppo distanti per i quali non converrebbe costruire strutture fisse per il trasporto di gas a un terminale terrestre.

Le FSRU invece sono navi che possono svolgere una duplice funzione, da una parte terminali di rigassificazione mobili, dall'altra mezzi di trasporto di GNL verso i terminali terrestri.

La mobilità offerta da FSRU e FLNG riduce il rischio per gli investitori e abbassa le barriere all'entrata del mercato per i Paesi in via di sviluppo che non hanno e non possono permettersi di sviluppare infrastrutture fisse imponenti.

Inoltre, secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia, l'evoluzione del mercato comporterà una maggiore possibilità di diversificare le proprie fonti di approvvigionamento per i Paesi importatori: si stima che nel 2040 gli importatori potranno procurarsi un quantitativo di GNL pari al 10 per cento del loro consumo annuale in circa 10 giorni (contro i 15 medi attuali).

In riferimento al mercato italiano, esso attualmente si caratterizza per la relativa abbondanza di capacità di rigassificazione presso i terminali GNL, disponibile e non conferita, derivante da una domanda di gas naturale inferiore rispetto ai livelli registrati negli anni ante-crisi.

Un aspetto che ha reso finora meno attrattivo per gli operatori il mercato italiano del GNL è il conferimento di capacità

focus

ITALIA Infrastrutture e depositi di Gnl

(28 febbraio 2018)

PROGETTI DI INFRASTRUTTURE PER LA DISTRIBUZIONE DEL GNL PRESSO TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE

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 (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 I DEPOSITI COSTIERI

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
Porto Marghera	Venice LNG S.p.A.	Attivata presso il MISE procedura di VIA in corso presso il MATTM	32.000	5	-	1
Ravenna	Petrolifera Italo Rumena (PIR) S.p.A.	Conclusa conferenza dei servizi presso il MISE (operatività attesa primo semestre 2021)	20.000	6	-	1
Livorno	Livorno LNG Terimal S.p.A. (Newco: Costiero Gas Livorno S.p.A. / Neri S.p.A./ SIGIL - Vulcan Gas)	Richiesta conformità del progetto al Piano Regolatore alla A.d.S.P. ⁽¹⁾	9.000	2	2	1
Oristano	Higas S.r.l.	Autorizzato (Decreto direttoriale MISE 17 gennaio 2017) (operatività attesa per il primo semestre 2019)	9.000	2	-	1
Oristano	IVI Petrolifera S.p.A.	Procedura autorizzativa attivata presso il MISE (Proceduta di VIA in corso presso la Regione)	9.000	2	-	1
Oristano	Edison S.p.A.	Autorizzato con Decreto direttoriale MISE il 12 gennaio 2018	10.000	4	-	1
Cagliari	ISGAS ENERGIT Multiutilities S.p.A.	Attivata presso il MISE procedura di VIA in corso presso il MATTM	22.000	2	-	1
Porto Torres	Consorzio Industriale Provinciale Sassari	Richiesta concessione di area all'A.d.s.p.	10.000	1	-	1

⁽¹⁾ A.d.S.P. - Autorità di Sistema Portuale.

focus

ITALIA Infrastrutture e depositi di Gnl

(28 febbraio 2018)

DISTRIBUTORI DI GNL E GNC

Tipi di impianto	Gestore	Regione	Provincia	Comune	anno
Impianto pubblico	Concessionaria ENI	Emilia Romagna	Piacenza	Piacenza	2014
Impianto pubblico	F.Ili 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	IPER Carburanti	Emilia Romagna	Parma	Noceto	2017
Impianto pubblico	Gilbertini Petroli	Emilia Romagna	Modena	Modena	2017
Impianto pubblico	AF Petroli	Veneto	Padova	Saonara	2017
Impianto pubblico	B-PETROL	Veneto	Verona	Villafranca di Verona	2107
Impianto pubblico	Brixia	Emilia Romagna	Piacenza	Florenzuola D'Arda	2017
Impianto pubblico	Bianco Petroli	Puglia	Brindisi	Mesagne	2017
Impianto pubblico	IP	Lazio	Roma	Riano	2018
Impianto pubblico	MZ (Pe.Tra)	Lombardia	Bergamo	Brembate	2018
Impianto pubblico	Concessionaria ENI	Abruzzo	Teramo	Teramo	2018

^(*) Impianto solo GNL aperto per mezzi convenzionati

DISTRIBUTORI DI GNC ALIMENTATI DA DEPOSITI SATELLITE DI GNL

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	F.Ili 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 pubblico	Vulcangas	Marche	Pesaro-Urbino	Fano	2017
Impianto aziendale	SETA (Azienda trasporto pubblico)	Emilia Romagna	Modena	Modena	2015

focus

ITALIA Infrastrutture e depositi di Gnl

(28 febbraio 2018)

UTENZE OFF-GRID ALIMENTATE DA DEPOSITI SATELLITE DI GNL

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

Tipi di impianto	Gestore	Regione	Provincia	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, 28 febbraio 2018

focus

di rigassificazione mediante il pagamento di tariffe regolate, stabilite amministrativamente dall'ARERA. Per rimediare a tale criticità e rendere più attrattivi i terminali operanti in Italia, si è passati, a partire da aprile 2018, ad un meccanismo ad asta per l'assegnazione della capacità.

Per quanto riguarda la **sicurezza degli approvvigionamenti e l'indipendenza energetica**, il MISE sta perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture, oggi provenienti quasi esclusivamente dal Qatar. Un mercato GNL in *oversupply*, anche nel Mediterraneo, dovrebbe consentire infatti l'accesso ad un portafoglio più ampio di fornitori (oltre al Qatar, quali Algeria, Mozambico, USA, Egitto, Angola e Trinidad e Tobago) a prezzi competitivi, anche rispetto al gas naturale approvvigionato via gasdotto, in virtù del vantaggio logistico rispetto al nord Europa per i carichi provenienti da Suez.

In riferimento all'utilizzo diretto **del GNL in alcuni usi finali**, come la **mobilità marittima e terrestre**, il suo affermarsi sarà la novità più rilevante del breve-medio termine, grazie all'entrata in esercizio delle prime navi GNL nel 2019-2020 e alla diffusione dei mezzi pesanti così alimentati.

Anche la SEN 2017 ne prefigura al 2030 volumi sfidanti: un consumo annuo di un milione di tonnellate nel trasporto marittimo e due milioni in quello stradale.

Nel 2017, il mercato italiano degli usi finali del GNL è cresciuto del 50 per cento, rispetto al 2016, trainato dal forte sviluppo della flotta di mezzi pesanti a GNL e dalle utenze industriali *offgrid*. In base ai progetti in corso di realizzazione è prevedibile per il 2020 i volumi di GNL richiesti nel mercato italiano saranno quadruplicati.

Effettivamente il mercato dei mezzi pesanti alimentati a GNL è già in forte crescita, con un aumento delle immatricolazioni del 110 per cento nei primi mesi del 2018 e pari a una quota di mercato del 5,4 per cento del mercato degli autocarri, secondo i dati ANFIA (era del 3 per cento nel 2017). Inoltre ci si attende una spinta decisiva per la diffusione del GNL come combustibile per navi dall'applicazione del limite di 0,5 per cento dello zolfo per il bunkering a partire dal 2020.

Allo sviluppo del GNL concorre anche la Direttiva DAFI e il

Decreto Legislativo n. 257/2016 di recepimento, che ha fra i suoi target per il nostro Paese la realizzazione entro il 2030 di infrastrutture di stoccaggio e distribuzione di GNL idonee a gestire 3,2 milioni di tonnellate e che ipotizza almeno cinque depositi costieri da 30-50 mila metri cubi e 800 stazioni di servizio, oggi limitate a solo 28 impianti, ma per il cui sviluppo si segnala comunque un interesse crescente.

Nella SEN 2017 viene inoltre assegnato un ruolo fondamentale al GNL anche con riferimento al progetto di **metanizzazione della Sardegna**. L'approvvigionamento tramite infrastrutture *Small Scale* di GNL offre l'occasione per lo sviluppo di sinergie che contribuiscono alla crescita del mercato degli usi finali a livello nazionale. La fornitura di gas naturale via gasdotto dall'Italia peninsulare (Toscana) sarebbe affiancata da una rete di depositi costieri di piccola taglia ubicati nei bacini di maggior consumo, quali Cagliari, Sassari ed Oristano. Inoltre l'eventuale istituzione di un'area SECA¹ sarebbe per la Sardegna un volano decisivo per lo sviluppo delle applicazioni marittime del GNL.

Di recente il Consorzio Industriale Provinciale Oristanese ha avviato l'iter per la rete di distribuzione nelle aree industriali di Oristano, ove sono previsti tre progetti per la realizzazione di depositi costieri di GNL, di cui due autorizzati (di Edison² e Higas³) e uno in via di approvazione (di IVI Petroliera⁴).

¹ SECA - Sulphur Emission Control Area.

² Il progetto di Edison, presentato a fine 2015, di 7 serbatoi con una capacità complessiva di 10 mila metri cubi e di infrastrutture per l'attracco di navi gasiere di piccola taglia è stato approvato dal MISE a febbraio di quest'anno, dopo aver ottenuto la VIA ad ottobre 2017.

³ Ad aprile di quest'anno Higas, società controllata dal gruppo norvegese Stolt Nielsen, ha definito un accordo di lungo periodo per la fornitura di gas per il deposito costiero da 9 miliardi di metri cubi che sta realizzando nel porto industriale di Santa Giusta (Oristano).

⁴ Secondo il Piano energetico sardo vi saranno tre impianti di *entry point* (Oristano, Sarroch e Macchiareddu), con depositi costieri di Gnl o mini - rigassificatori (da 0,5 - 1 miliardo di metri cubi), ai quali potrebbe essere aggiunto un quarto a Portoscuso.

focus

Ha infine ottenuto di recente il nulla osta il progetto delle società Vitol e IsGas per la realizzazione di un rigassificatore nel Porto di Cagliari, che potrebbe essere operativo nel primo semestre 2020.

Fra i progetti in itinere ed in via di definizione in Italia si segnala che:

- si è concluso positivamente il complesso iter autorizzativo del progetto della **Petrolifera Italo Rumena (PIR)**, deposito strategico previsto dalla Direttiva DAFI che dovrebbe entrare in attività a inizio 2021. Grazie ad esso il Porto di Ravenna si appresta a diventare il primo porto in Italia e nel Mediterraneo adatto al rifornimento da terra alle navi con un'infrastruttura in linea con le nuove normative internazionali. Il porto di Ravenna viene espressamente individuato come nodo destinato a rafforzare il proprio ruolo nel GNL grazie al suo inserimento nella Rete Trans-europea dei Trasporti TEN-T¹, essendo inserito in due dei nove corridoi "core": "Mediterranean" e "Baltic-Adriatic".

Il deposito della PIR, i cui lavori partiranno ad ottobre prossimo, sarà composto da due serbatoi da 10.000 metri cubi su un'area di 23.000 metri quadrati che consentirà l'attracco a metaniere con capacità fra i 7.500 e i 27.500 metri cubi, di bettoline fra i 1.000 e i 14.000 metri cubi; la possibilità di trasferimento "terminal to ship" attraverso bracci di carico e la distribuzione del prodotto al mercato con auto cisterne "terminal to truck". Gli investimenti previsti² sono fra i 160 e i 170 milioni di euro;

- è stata di recente presentata la richiesta di VIA anche

per il progetto della società **Decal** che, in *joint-venture* con la San Marco Gas Petroli, ha dato vita alla *new company* Venice Lng (65 per cento Decal) per realizzare un terminale a Porto Marghera con un serbatoio "full containment" da 32.000 metri cubi. Il terminale sarà dotato di un accosto per navi gasiere da 7.500 a 30.000 metri cubi, con possibilità di riceverne fino a 65.000; la distribuzione sarà effettuata attraverso autocisterne e bettoline di piccola taglia. Per la realizzazione del progetto, che sarà realizzato su un'area industriale dismessa (*brownfield*) della Decal, lungo il Canale Industriale Sud sono previsti due anni di lavoro, l'impiego di circa 100 operai specialisti e un investimento fra 100 e i 120 milioni di euro. La progettazione e le spese per gli iter autorizzativi sono già stati cofinanziati dall'Unione Europea per il 20 per cento, tramite il progetto GAINN (a cui aderiscono anche Genova, La Spezia, Livorno, Ancona e Ravenna);

- lo scorso febbraio la **Costieri Gas Livorno** (*joint venture* fra Enifuel e Liguigas) e la **Neri Vulcangas Investimenti** (*joint venture* fra Neri Depositi Costieri e Società Italiana Gas Liquidi - Vulcangas) hanno costituito la *new company* Livorno Lng Terminal SpA, per la realizzazione di un deposito costiero di GNL all'interno del Porto di Livorno, dalla capacità iniziale di 4.500 metri cubi, successivamente ampliabile fino a 9.000 metri cubi, per un investimento di circa 50 milioni di euro³;
- infine l'Autorità di Sistema del mar Tirreno Centrale a febbraio scorso ha ricevuto 17 manifestazioni di interesse da diverse aziende, fra cui **Kuwait Petroleum Italia**, per la concessione riguardante la realizzazione e la gestione di un deposito di GNL da 10 a 20.000 metri cubi, adatto al bunkeraggio presso il Porto di Napoli.

¹ TEN-T – Trans-European Network Transport.

² Dei quali 80 per la realizzazione dei serbatoi; 10-15 per le ristrutturazioni necessarie all'attracco delle navi e altri 60-70 per la nave cisterna che farà da spola fra il rigassificatore di Porto Viro e il Porto di Ravenna.

³ Il progetto è stato ritenuto cofinanziabile dalla Commissione europea, nell'ambito del pacchetto "Gainn4Sea".

IL PETROLIO IN ITALIA

La produzione nazionale di idrocarburi

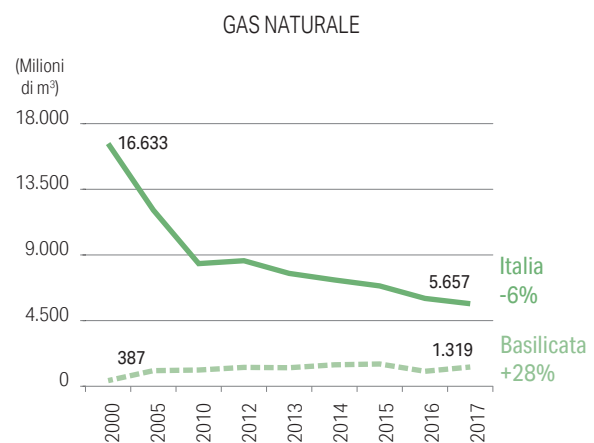
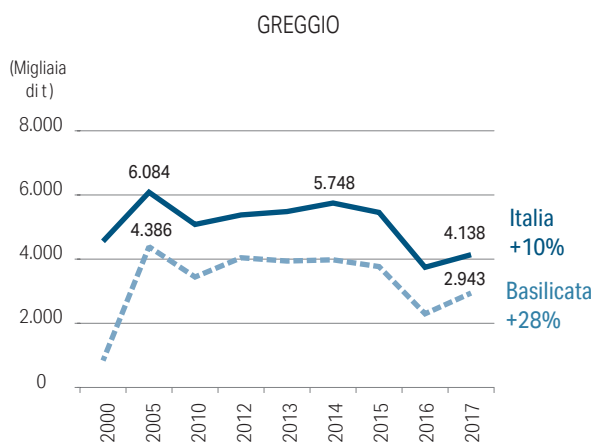
Il 2017 è stato un anno di recupero per la **produzione nazionale di idrocarburi** che è cresciuta del 2,2 per cento, dopo il crollo del 23 per cento del 2016.

Il progresso è stato determinato sostanzialmente dalla **produzione di greggio**, pari a 4,1 milioni di tonnellate, rispetto ai 3,7 dell'anno precedente (+ 10,5 per cento). Ha continuato invece a contrarsi la produzione di gas naturale, che si è attestata a circa 5,6 miliardi di metri cubi (-6 per cento).

Attualmente, la **produzione nazionale di greggio rappresenta il 7,2 per cento del totale dei consumi**, mentre quella di **gas contribuisce al 7,4 per cento**. Complessivamente, al momento, sono attivi 765 pozzi eroganti, di cui 326 a mare.

Nel 2017 **dai pozzi offshore sono stati estratti circa 3,8 miliardi di metri cubi di gas naturale, pari al 66 per cento della produzione nazionale, e 654.000 tonnellate di greggio, pari al 16 per cento circa della produzione nazionale.**

ITALIA Produzione nazionale di idrocarburi



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Il miglioramento del dato nazionale è stato trainato dalla **Basilicata** che resta la Regione protagonista del **contesto produttivo italiano**: con 2,9 milioni di tonnellate (+28 per cento) ha contribuito per oltre il 71 per cento alla produzione complessiva di **greggio** e a più del 23 per cento di quella di **gas naturale** (circa 1,3 miliardi di metri cubi; +28,4 per cento).

La produzione nazionale di greggio e di gas naturale è stata complessivamente pari a 8,7 Mtep nel 2017 e ha consentito un **risparmio di circa 2,5 miliardi di euro** sulla fattura energetica nazionale. Dal 2000, in termini reali, il risparmio cumulato per la produzione nazionale di idrocarburi è stato pari a circa 78,2 miliardi di euro.

Nel 2017 l'**Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse** (UNMIG) ha compiuto 60 anni: periodo in cui l'*upstream* nazionale ha reso possibile lo sviluppo delle risorse energetiche del Paese, favorendo la crescita economica e la formazione di competenze industriali.

Dato il contesto attuale, tuttavia, le prospettive di tali attività sembrano più orientate al *decommissioning* e allo smantellamento delle piattaforme, che allo sfruttamento delle risorse energetiche del nostro Paese, i cui giacimenti accertati hanno volumi simili a quelli del Mare del Nord e della Norvegia: 225 Mtep di petrolio e 115 miliardi di metri cubi di gas.

Lungaggini dei procedimenti autorizzativi ed ostacoli locali hanno fatto perdere di attrattività agli investimenti industriali e crollare le attività *upstream* in Italia: rispetto al picco del 2000 si sono persi circa 11 miliardi di metri cubi di gas e circa 2 milioni di tonnellate di petrolio rispetto al suo picco del 2005. Eppure, i flussi di investimento e di gettito derivanti dallo sfruttamento delle risorse nazionali sono tutt'altro che trascurabili.

Il via libera alle attività di prospezione e ricerca di gas al largo della costa adriatica, dall'Emilia Romagna fino alla Puglia, dato di recente dal Consiglio di Stato¹, sembra comunque offrire prospettive per un loro rilancio.

Si segnala a tale proposito che **Eni** ha deciso di investire:

- 2 miliardi di euro nei prossimi 4 anni, per la riorganizzazione degli impianti estrattivi *offshore*² e per aumentare la produzio-

¹ Nel marzo 2018 una serie di sentenze del Consiglio di Stato hanno respinto i ricorsi delle Regioni Abruzzo e Puglia.

² Il programma quinquennale prevede la chiusura mineraria di 13 strutture *offshore* non produttive e di circa 30 pozzi.

ne di gas dagli attuali 2,8 a 4 miliardi di mc nell'Alto Adriatico;

- oltre 800 milioni di euro per realizzare a Gela una piattaforma a terra nel progetto "Argo e Cassiopea offshore Ibleo", che a febbraio di quest'anno ha ottenuto il via libera dal Ministero dell'Ambiente.

La transizione verso un'economia decarbonizzata non deve far pensare a una fine imminente delle fonti fossili, il cui ruolo sarà ancora fondamentale nei prossimi decenni. Inoltre, gli investimenti del settore portano numerosi benefici economici e sociali a livello locale: basti pensare a quanto si è verificato in Basilicata fra il 2016 e il 2017 a seguito dei diversi mesi di chiusura e sospensione dell'attività estrattiva¹. Attività tornata a pieno regime solo dopo l'estate e le cui royalties incassate nel 2017, e calcolate sulla produzione 2016, sono scese al minimo storico di 41,8 milioni di euro, pari a un quarto rispetto ai 168,8 milioni del 2013.

Appare quindi significativo il Protocollo firmato con il Comune di Taranto dalle aziende partecipanti alla *joint venture* per lo sfruttamento di **Tempa Rossa**² e l'Eni, titolare della raffineria, nel quale si riconosce che **"gli idrocarburi presenti nel sottosuolo italiano rappresentano una risorsa strategica per gli interessi del Paese"**.

Tale Protocollo ha sbloccato il lungo e tormentato iter autorizzativo del giacimento, scoperto nel 1991. Con l'avvio delle attività del giacimento di Tempa Rossa - gestito da una *joint venture* composta da Total E&P Italia, con il 50 per cento, Mitsui E&P Italia e Shell E&P Italia con il 25 per cento a testa - con una produzione a regime pari a circa 2,5 milioni di tonnellate di greggio (il 40 per cento della produzione nazionale) si stima che la Basilicata possa ricevere un incremento delle royalties incassate di 60 milioni di euro l'anno³.

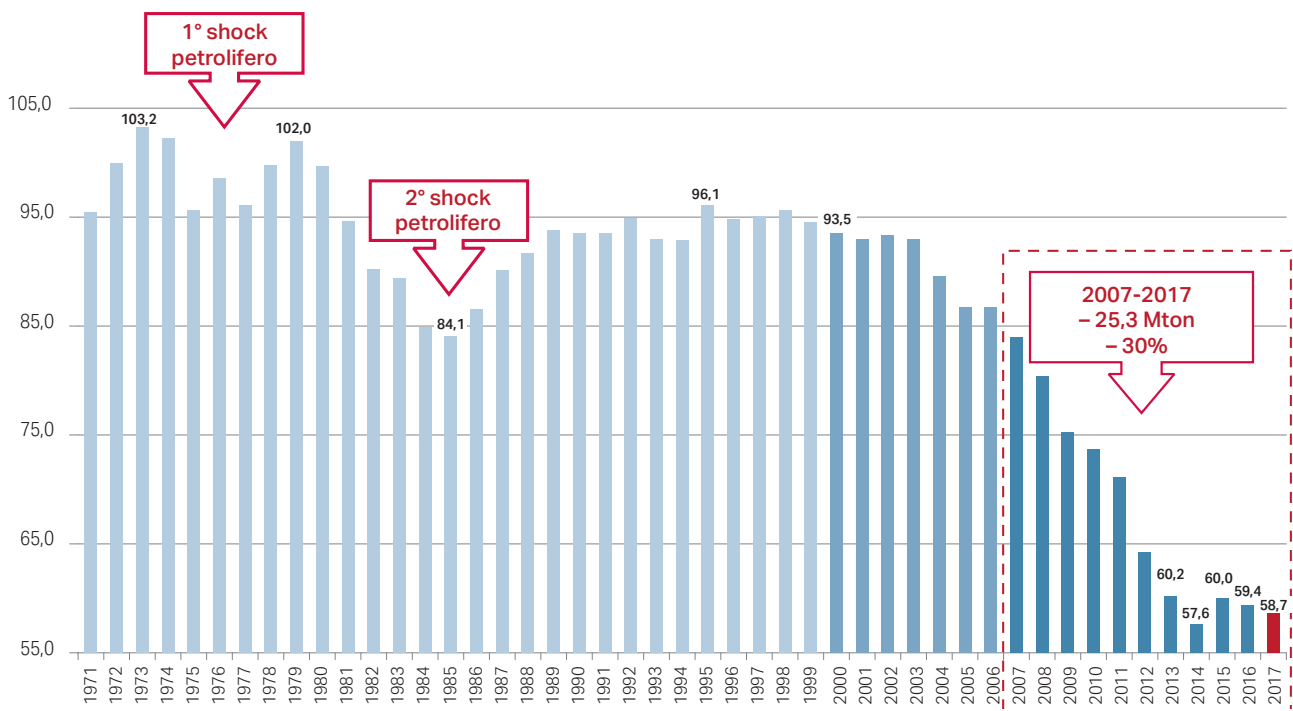
Il greggio prodotto sarà trasportato, attraverso l'oleodotto di Viggiano, nella **Raffineria di Taranto**, nella quale verranno realizzati due serbatoi di stoccaggio da 180 mila mc, l'estensione di 515 metri del pontile e un nuovo sistema di recupero vapori.

¹ Nel 2016 il Centro Oli Val d'Agri di Viggiano (PZ) è stato fermato per 4 mesi. Nel 2017 per 90 giorni fra aprile e luglio e altri 90 giorni fra ottobre e dicembre.

² Il 20 aprile 2018 è stato firmato il Protocollo d'Intesa fra il Comune di Taranto, la *joint venture* Gorgoglione (Total E&P Italia, Mitsui e Shell Italia E&P) e l'Eni, per disciplinare gli effetti compensativi a favore della comunità jonica.

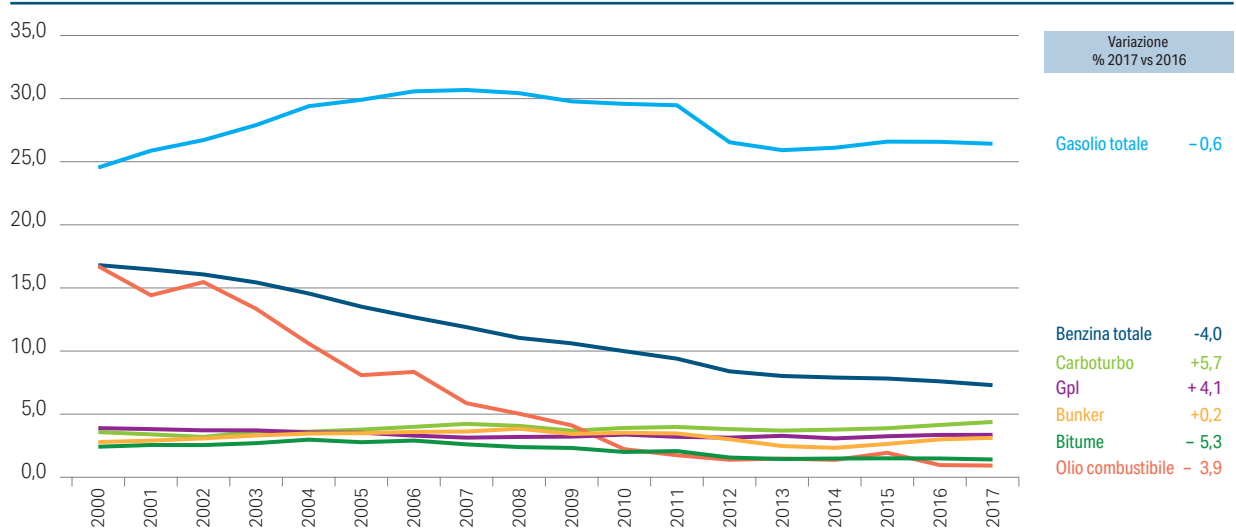
³ Il progetto prevede lo sviluppo della Concessione Gorgoglione, localizzata nell'Alta Valle del Sauro, concessa nel 1999 e in scadenza nel 2023. È prevista la messa in produzione di 8 pozzi (di cui 6 già perforati), un Centro Olio, un centro di stoccaggio di Gpl con 4 punti di carico e la possibilità di produrre 50.000 barili al giorno di greggio, 240 tonnellate di zolfo.

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

Le opere previste nell'impianto di Taranto comporteranno lavori per 300 milioni di euro, due anni di attività, 300 occupati e un indotto per altre 50 imprese. È previsto, inoltre, un incremento di 90 navi/anno presso il porto cittadino (circa il 16 per cento del traffico complessivo di raffineria) e una riduzione del saldo finale delle emissioni di VOC (Composti organici volatili) della raffineria di 28 tonnellate anno.

Oltre agli investimenti per Taranto, il progetto Tempa Rossa prevede altri 1,3 miliardi di euro di investimenti in Basilicata. La mancata produzione di 12,5 milioni di tonnellate di greggio, per il ritardo di 5 anni dell'avvio, ha comportato la perdita di circa 6,2 miliardi di euro di Pil, 800 milioni di mancate tasse sui profitti e altri 500 milioni di mancate *royalty*.

I consumi di prodotti petroliferi

Dopo il rimbalzo del 2015 (+4,1 per cento pari a 2,4 milioni di tonnellate in più) e il leggero calo del 2016 (-0,9 per cento) i **consumi di prodotti petroliferi nel 2017** hanno rilevato un decremento dell'1,3 per cento¹, scendendo a 58,7 milioni di tonnellate. In quest'ultimo quinquennio, dopo il forte calo del 2012 pari al -9,7 per cento², 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 800 mila tonnellate in meno rispetto al 2016 sono conseguenti principalmente alla forte riduzione dei carburanti da autotrazione, che hanno perso circa mezzo **milione di tonnellate**, perdita in parte compensata dall'**aumento di circa 120 mila tonnellate dei bunkeraggi e di altre circa 240 mila del carboturbo**.

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

- i consumi di **benzine** (circa 7,3 milioni di tonnellate) hanno proseguito il trend in contrazione, ma con una **variazione più incisiva (-4,0 per cento) rispetto al passato (-2,9 per cento nel 2016 e -1,0 per cento nel 2015)**;
- la domanda di **gasolio autotrazione** (23 milioni di tonnellate) è leggermente diminuita (-0,7 per cento), mentre cresce il gasolio utilizzato negli altri usi (+7,2 per cento);

¹ 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.

² 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 La domanda di prodotti petroliferi

(Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	Variazione % ⁽¹⁾ 2017 vs 2016
GPL	3,9	3,5	3,4	3,1	3,3	3,4	3,4	+0,2%
Benzina con piombo	4,6	—	—	—	—	—	—	—
Benzina senza piombo	12,2	13,5	10,0	7,9	7,8	7,6	7,3	-4,0%
TOTALE BENZINA	16,8	13,5	10,0	7,9	7,8	7,6	7,3	-4,0%
Carboturbo	3,6	3,8	3,9	3,8	3,9	4,1	4,4	+5,7%
Gasolio autotrazione	18,3	24,4	25,3	22,8	23,2	23,2	23,1	-0,7%
Gasolio riscaldamento	3,6	2,9	1,9	1,1	1,2	1,1	1,0	-11,1%
Gasolio agricolo	2,2	2,2	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	+5,5%
Gasolio altri usi	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	+7,2%
TOTALE GASOLI	24,5	29,9	29,6	26,1	26,6	26,6	26,4	-0,6%
Olio combustibile termoelettrica	13,7	5,6	1,0	0,5	0,6	0,3	0,4	+15,4%
Olio combustibile altri usi	3,0	2,5	1,2	0,9	1,3	0,6	0,5	-14,4%
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	16,7	8,1	2,2	1,4	1,9	0,9	0,9	-3,9%
- di cui O.C. BTZ - fluido	10,7	6,4	1,4	0,6	0,7	0,6	0,5	-8,0%
Bitume	2,4	2,8	2,0	1,5	1,5	1,5	1,4	-5,3%
Altri prodotti ⁽²⁾	6,5	4,7	3,6	2,4	2,4	2,2	2,1	-6,5%
Petrochimica (carica netta)	7,0	6,5	5,8	2,7	3,4	3,6	3,4	-4,2%
Bunkeraggi	2,8	3,5	3,5	2,3	2,6	3,0	3,1	+4,1%
TOTALE IMMISSIONI AL CONSUMO	84,2	76,3	64,0	51,2	53,4	52,9	52,4	-0,9%
Consumi/perdite di raffineria	9,1	10,0	9,4	6,2	6,3	6,2	6,0	-3,4%
Riduzione (aumento) scorte	0,2	0,4	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	-13,0%
TOTALE CONSUMI	93,5	86,7	73,7	57,6	60,0	59,4	58,7	-1,3%

⁽¹⁾ Calcolate sulle migliaia di tonnellate.⁽²⁾ Comprende Coke di Petrolio, Petrolio, Lubrificanti e altri.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Benzina senza piombo	euro/litro	1,538	1,444	1,527	1,006	0,989	1,004	0,532	0,455	0,523
Gasolio auto	euro/litro	1,406	1,283	1,383	0,871	0,849	0,867	0,535	0,434	0,516
GPL auto	euro/litro	0,613	0,563	0,633	0,258	0,249	0,261	0,355	0,314	0,372
Gasolio riscaldamento	euro/litro	1,169	1,094	1,182	0,614	0,601	0,616	0,555	0,493	0,566
Olio comb. denso Btz	euro/kg	0,388	0,334	0,420	0,067	0,062	0,070	0,322	0,272	0,350

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

- Il consumo di **gasolio riscaldamento** è sceso dell'11 per cento, mentre il **gasolio per uso agricolo** è salito del 5,5 per cento;
- la domanda complessiva di gasoli si è attestata su 26,4 milioni di tonnellate (-160 mila tonnellate -0,7 per cento);
- cresce leggermente il **GPL**, che nel complesso ha registrato un aumento dello 0,2 per cento, con il settore autotrazione che ha visto una diminuzione dell'1,7 per cento;
- continua la diminuzione della domanda di **olio combustibile** (-3,9 per cento rispetto al 2016);
- andamenti positivi si segnalano per i **bunkeraggi** (+4,1 per cento), il **carboturbo** (+5,7 per cento) e i **lubrificanti** (+0,7 per cento), mentre diminuiscono il **fabbisogno petrolchimico** (-4,2 per cento) e i **bitumi** (-5,3 per cento);
- scendono del 8,1 per cento gli **altri prodotti** e dell'1,4 per cento i **consumi** e le **perdite di raffineria**.

I prezzi dei prodotti petroliferi

Nel 2017 i prezzi dei prodotti petroliferi, dopo i cali del 2016, sono cresciuti a causa dei rialzi delle quotazioni del greggio, tornando a livelli poco più bassi del 2015.

Le quotazioni internazionali dei prodotti, espresse in dollari, **hanno infatti rilevato mediamente un aumento**: rispetto ai valori del 2016 le **benzine** hanno subito un rincaro medio del 18,3 per cento (circa 86 dollari a tonnellata), **mentre il gasolio auto** è rincarato del 23,3 per cento (circa 95 dollari a tonnellata).

Le quotazioni, a parte una breve discesa nel periodo primaverile, hanno mantenuto un andamento rialzista per tutto l'anno, raggiungendo il picco massimo a novembre.

In linea con l'andamento delle quotazioni internazionali e con i valori rilevati nella media dei Paesi europei, i **prezzi industriali** (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) di tutti i principali prodotti, espressi come valori medi dell'anno 2017 rispetto all'anno precedente, **hanno registrato le seguenti variazioni percentuali**:

benzina senza piombo	+15,0 per cento
gasolio autotrazione	+18,9 per cento
gasolio riscaldamento	+14,6 per cento
olio combustibile Btz	+28,7 per cento

ITALIA L'approvvigionamento petrolifero

(Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017 ⁽¹⁾
Importazioni di greggio	74,7	73,6	83,7	89,3	78,6	53,8	62,5	60,9	66,3
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	85,3	72,2	53,8	62,5	60,9	66,3
– 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	3,7
Importazioni di prodotti finiti ⁽²⁾	23,5	25,1	22,3	14,0	12,7	12,5	13,0	15,5	16,0

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

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

ITALIA Le provenienze del greggio

	Milioni di tonnellate								Peso percentuale							
	1990'	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	1990	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017
MEDIO ORIENTE	26,8	30,6	30,8	25,9	12,8	17,3	23,3	27,6	35,9	36,6	34,5	33,0	23,8	27,7	38,2	41,6
– di cui: Arabia Saudita	8,1	8,4	12,6	5,6	5,8	5,4	5,8	6,1								
Iran	9,5	10,4	9,6	10,4	0,4	0,0	2,4	9,3								
Iraq	3,4	8,2	5,9	7,4	6,3	11,6	12,0	8,6								
AFRICA	40,4	32,2	30,6	24,6	13,4	18,1	13,3	11,9	54,1	38,5	34,2	31,3	24,9	28,9	21,8	18,0
– di cui: Libia	24,5	21,9	23,3	18,2	4,2	3,9	3,1	5,1								
Algeria	4,6	3,2	2,9	0,7	1,3	1,3	1,0	1,3								
Egitto	6,2	3,3	0,7	1,4	1,5	2,7	1,5	1,0								
Angola	n.d.	0,1	0,2	0,6	1,8	2,8	1,5	0,9								
Nigeria	1,3	1,1	1,6	0,8	1,4	1,9	1,5	1,7								
EX URSS	6,2	16,1	24,5	25,9	22,3	24,6	20,5	22,6	8,3	19,2	27,4	33,0	41,4	39,4	33,7	34,0
– di cui: Russia	n.d.	13,9	18,4	11,9	8,9	8,2	6,4	6,5								
Azerbaijan	n.d.	1,8	2,9	11,0	9,2	11,2	8,9	12,4								
AMERICA	0,5	0,5	0,1	0,3	3,8	1,6	1,8	2,8	0,7	0,6	0,2	0,4	7,1	2,6	3,0	4,3
EUROPA	0,6	4,3	3,3	1,9	1,5	0,9	2,0	1,4	0,8	5,1	3,7	2,3	2,8	1,4	3,3	2,1
Altre provenienze	0,2	—	—	—	—	—	—	—	0,2	—	—	—	—	—	—	—
TOTALE	74,7	83,7	89,3	78,6	53,8	62,5	60,9	66,3	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
– di cui da Area Opec	55,5	55,0	56,1	43,7	21,6	27,2	30,3	37,5	74,3	65,7	62,8	55,6	40,1	43,5	49,8	56,5

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

I **prezzi medi al consumo** nel 2017, hanno seguito il trend al rialzo delle quotazioni internazionali portando la **benzina a 1,527 euro/litro** e il **gasolio auto a 1,383 euro/litro**. Gli aumenti, rispettivamente del 5,8 per cento per la benzina e del 7,8 per cento per il gasolio, sono stati percentualmente meno significativi, data la loro consistente componente fiscale: **complessivamente imposte e accise hanno rappresentato il 66 per cento del prezzo finale della benzina e il 63 per cento del prezzo finale del gasolio**.

Rispetto al valore del 2016, pari a 0,989 euro/litro, la **componente fiscale** sulla benzina è arrivata a 1,004 (+1,5 per cento), mentre quella sul gasolio auto è passata da 0,849 a 0,867 euro/litro (+2,1 per cento), grazie al rincaro delle quotazioni dei prezzi industriali, che ha fatto salire l'entità dell'IVA.

Le importazioni e le esportazioni

Nel 2017 le **importazioni italiane di greggio** sono state pari a 66,3 milioni di tonnellate, in aumento del 9 per cento rispetto all'anno precedente, pur avendo recuperato rispetto al minimo del 2014 (53,8) sono circa 21 milioni più basse rispetto al picco del 2007. Anche nel 2017 non ci sono state importazioni di petrolio per conto di "committenti esteri".

In riferimento ai Paesi di provenienza, l'**Azerbaijan** ha rappresentato nel 2017 il **primo fornitore di greggio del Paese con 12,4 milioni di tonnellate** (+39,5 per cento). Il resto del "podio" è occupato dall'**Iran**, con **9,3 milioni di tonnellate**, che, grazie a una crescita impressionante dei volumi (**+284,6 per cento**) dovuta all'allentamento delle sanzioni internazionali a partire dal 2016, batte anche l'Iraq (8,6 milioni di tonnellate) che perde il primato del 2016 (-28,5 per cento).

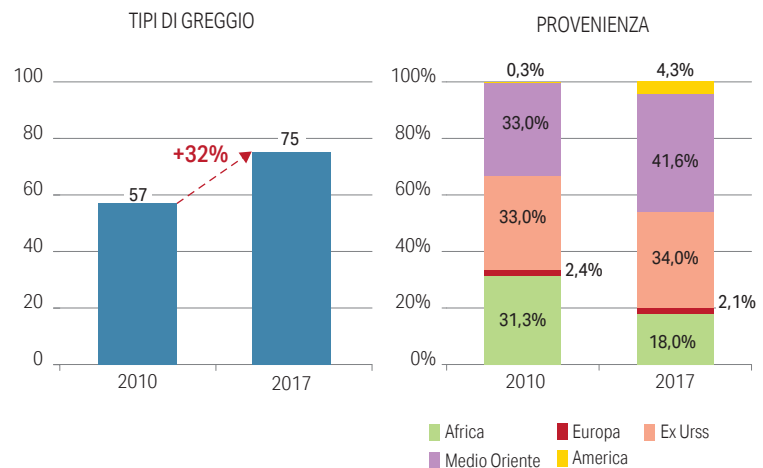
Hanno ripreso a crescere i flussi di greggio provenienti dalla **Libia**, arrivati a **5,1 milioni di tonnellate** (+65,7 per cento), anche se

ITALIA Il costo del greggio importato

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017	Variazione % 2017 vs 2016
Fob dollari/barile	22,5	16,3	26,9	50,4	78,0	98,2	50,7	41,2	51,9	+25,8%
Cif dollari/tonnellata	172,2	125,0	205,0	379,9	581,0	730,4	383,3	311,1	391,1	+25,7%
Cambio Dollaro/Euro ⁽¹⁾	1,2887	1,2953	0,9174	1,2359	1,3246	1,3326	1,1089	1,1059	1,1311	+2,3%
Cif Euro/tonnellata	133,6	96,5	223,5	307,4	438,6	548,1	345,6	281,3	345,7	+22,9%

⁽¹⁾ Cambio medio ponderato sulla base dei volumi mensilmente importati. Non corrisponde esattamente alla media Uic.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Unione Petrolifera

ITALIA Tipi e provenienza dei greggi importati

Fonte: Unione Petrolifera

lontani dai 25,8 milioni di tonnellate del 2007 quando il greggio libico soddisfaceva il 30 per cento delle importazioni italiane.

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 continuano a ridurre (-10,5 per cento) il peso dell'Africa**, ora pari a circa il 18 per cento.

Stabile la quota di greggio proveniente dall'**area ex-URSS**, che ha garantito nel complesso il **34 per cento** delle importazioni in Italia, pari a circa 22,6 milioni di tonnellate (+9,8 per cento).

Continua la crescita relativa del **Medio Oriente**, che grazie agli alti volumi provenienti dall'Iran e dall'Iraq, arriva a coprire il **41,6 per cento delle importazioni**, battendo il record raggiunto nel 2016 (38,2 per cento).

È diminuito il numero dei Paesi da cui importiamo greggio (27 nel 2017 rispetto ai 30 del 2016) con i primi tre esportatori verso l'Italia (Azerbaijan, Iran e Iraq) che forniscono il 45 per cento circa del greggio importato.

Sono infine risultate in **crescita le importazioni dei prodotti finiti** (pari a poco meno di 16 milioni di tonnellate, +3,1 per cento) mentre diminuiscono quelle di **semilavorati esteri** (pari a 3,7 milioni di tonnellate, -39,9 per cento).

In aumento anche le esportazioni di greggio, semilavorati e prodotti finiti, pari a oltre 32 milioni di tonnellate (+7,8 per cento rispetto al 2016), superando anche i valori del 2007 (31,2 milioni di tonnellate).

IL DOWNSTREAM ITALIANO

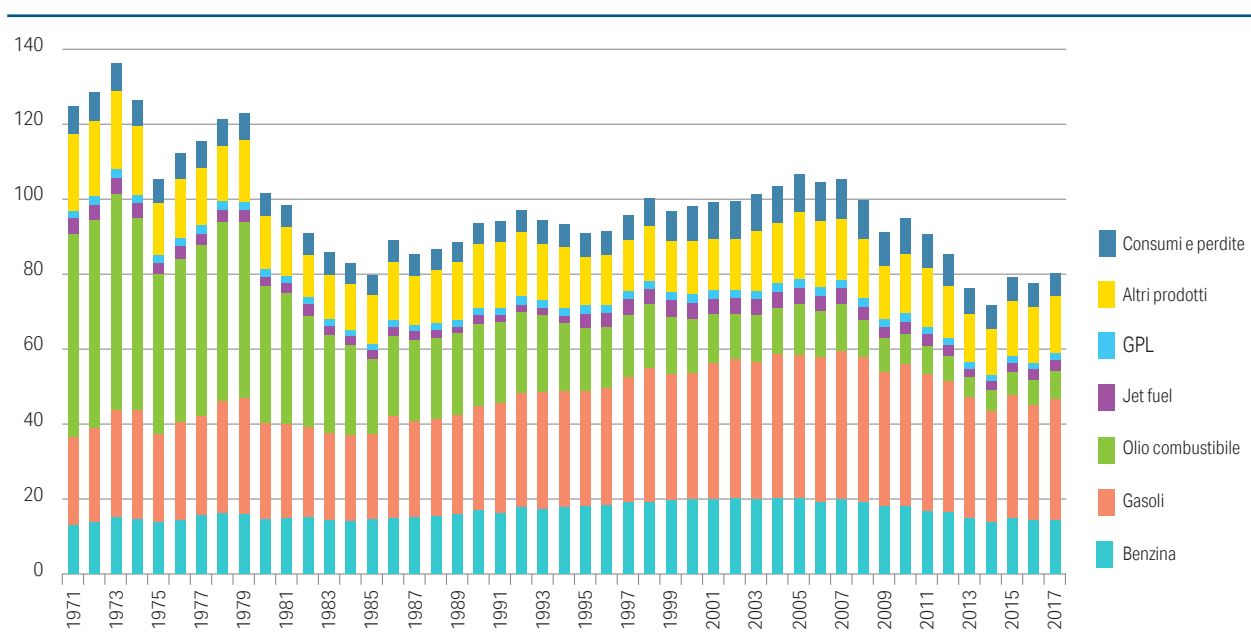
La capacità di raffinazione nel 2017

La capacità di raffinazione italiana, dopo la contrazione che dal 2010 ad oggi ha portato ad un taglio di circa 20 milioni di tonnellate (-18 per cento), nel 2017 è risultata pari a 87,2 milioni di tonnellate. Le lavorazioni complessive sono salite a 73,5 milioni di tonnellate (+3,4 per cento) consentendo un miglioramento **del tasso di utilizzo degli impianti all'84 per cento**, che scende tuttavia al 67 per cento se rapportato ai soli consumi interni.

Le lavorazioni di greggio, che rappresentano il 95 per cento del totale, pari a 69,7 milioni di tonnellate, hanno registrato una crescita del 7,3 per cento, mentre quelle dei semilavorati esteri sono fortemente diminuite (-38,3 per cento). Sebbene superiori al minimo del 2014, le lavorazioni, pari a 73,5 milioni di tonnellate, risultano più basse di circa 27 milioni rispetto al 2005, quando gli impianti lavoravano a pieno regime.

ITALIA Evoluzione della produzione delle raffinerie

(Milioni di tonnellate)



Fonte: Unione Petrolifera

focus

Investimenti e attività industriali

In un contesto di mercato che, pur supportato da un recupero dell'economia, resta ancora complesso ed incerto, la tutela ambientale e la sfida della transizione energetica stimolano l'innovazione tecnologica di prodotto e di processo che, insieme ai continui interventi per la sicurezza e per l'ammodernamento degli impianti, rappresentano i principali investimenti delle aziende del *downstream* petrolifero nel nostro Paese.

Per quanto riguarda le **attività industriali**:

- permane l'incertezza per il progetto delle società **Carmagnani** e **Superba** che, con un investimento da 40 milioni di euro, prevede il trasferimento dei depositi costieri di oli minerali e prodotti chimici di Multedo nel porto di Genova, l'area individuata è quella in fase di dismissione da parte dell'Enel, sempre all'interno del Porto di Genova. In caso di mancata delocalizzazione il rischio è una chiusura di tali depositi, impossibilitati nello svolgere le manutenzioni straordinarie. La loro chiusura, oltre a creare severe ripercussioni per le industrie che si approvigionano dei prodotti stoccati in depositi costieri, rappresenterebbe un danno per il Porto di Genova in quanto sposterebbe tali traffici su altri porti comunitari, quali Marsiglia o Anversa;

- nei primi mesi di quest'anno **Eni** ha venduto la tecnologia di conversione Eni Slurry Technology (EST) attraverso due accordi di licensing alle società cinesi Sinopec e Zhejiang Petrochemicals, come già avvenuto alla Total a settembre 2015. La Tecnologia EST, installata presso la Raffineria di Sannazzaro, è in grado di raffinare completamente i residui più pesanti della raffinazione¹, in prodotti leggeri di elevata qualità, benzina e gasolio azzerando la produzione di residui pesanti di raffinazione sia liquidi che solidi con significativi vantaggi ambientali. In particolare la vendita alla Sinopec interessa la licenza ed il progetto di ingegneria di base per la costruzione di un impianto di raffinazione utilizzando tale tecnologia. La Sinopec sostituirà quindi l'attuale linea di produzione del pet-coke, adeguandosi alle normative IMO sull'utilizzo dei carburanti nel trasporto marittimo, dato che i prodotti ottenuti con tale tecnologia sono anche a basso contenuto di zolfo. Invece il contratto sigillato a marzo di quest'anno con Zhejiang Petrochemicals prevede la costruzione di due linee produttive con la EST, ciascuna con una capacità di raffinazione di 3 milioni di tonnellate annue, nell'ambito di una nuova raffineria con capacità di 40 milioni di

tonnellate annue, il cui avvio è previsto nel 2020;

- **Petronas** ha deciso di investire oltre 50 milioni di euro per la ricerca e sviluppo nel campo degli oli e dei fluidi nel Centro di ricerche e tecnologia globale che ha sede a Santena, in provincia di Torino. L'investimento servirà a favorire lo sviluppo di nuove tecnologie per rendere più performanti e ambientalmente sostenibili i lubrificanti del gruppo, che nello stabilimento di Villastellone (TO) produce oltre 100 mila tonnellate all'anno di prodotti impiegando circa 200 persone. La Petronas Lubricants International dal 2013 ha quadruplicato il budget per la ricerca e tecnologia, di cui il 75 per cento è dedicato a progetti per la riduzione delle emissioni. L'investimento rientra nella strategia della multinazionale malese, che ha deciso di concentrare le proprie attività di ricerca e sviluppo in Europa, dato l'alto livello tecnologico del mercato continentale, all'avanguardia per quanto riguarda le innovazioni nell'automotive e le strategie per la riduzione dell'impatto ambientale dei motori;

- la **Raffineria di Milazzo** ha annunciato investimenti per 70 milioni di euro nel corso del 2018, oltre a quelli dedicati alle normali attività di manutenzione, atti a incrementare l'efficienza energetica, garantire un più alto livello di tutela ambientale e di sicurezza sul lavoro all'interno del polo produttivo;

- infine, nei primi mesi di quest'anno, nell'ottica di voler mantenere l'eccellenza operativa e tecnologica per garantire la sostenibilità delle proprie attività anche nel prossimo decennio, il Gruppo **SARAS** ha annunciato nel suo Piano Industriale per il 2018-2021 investimenti per 800 milioni di euro (comprensivi degli investimenti ordinari di mantenimento della capacità e dell'adeguamento alla normative ambientali), anche per migliorare sicurezza ed efficienza energetica e attraverso innovazione tecnologica e digitalizzazione dei processi produttivi². Nell'ambito degli investimenti per l'ammodernamento del plesso produttivo cagliaritano rientra la costruzione di due nuovi serbatoi da 100 mila metri cubi per lo stoccaggio di gasolio nell'area della Raffineria di Sarroch ed i lavori di ristrutturazione e potenziamento dei pontili della raffineria, in modo da migliorare la sicurezza delle operazioni di trasbordo anche in condizioni meteorologiche avverse (questi ultimi interventi dovrebbero comportare un investimento di circa 80 milioni di euro).

¹ La resa di Est è superiore al 95 per cento, mentre le altre tecnologie industriali raggiungono il 70 per cento al massimo.

² Per proseguire il processo di digitalizzazione iniziato nel 2016, la Saras ha siglato ad inizio di quest'anno un contratto con la società americana Aspen Technology che opera nel settore dell'informatica.

Anche al 1° gennaio 2018 **la capacità di raffinazione effettivamente disponibile si è attestata su 87,2 milioni di tonnellate, rimanendo quindi stabile per il terzo anno.** Permane pertanto una situazione di *overcapacity*, nonostante la riduzione delle capacità degli impianti.

La capacità di **desolforazione 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 40.860 milioni di tonnellate, in riduzione rispetto allo scorso anno (-1,0 per cento) ed è più bassa del 17 per cento rispetto al 2011, prima del ridimensionamento degli assetti impiantistici.

Per quanto riguarda i **margini di raffinazione**, il 2017 è stato nel complesso un anno positivo per tutte le tipologie di lavorazioni che, pur non essendo tornate ai valori record del 2015, hanno registrato un miglioramento rispetto al 2016, grazie ad un'offerta di greggio che è risultata abbondante, nonostante l'implementazione di tagli produttivi. Essi infatti hanno prodotto una certa pressione sugli sconti dei greggi pesanti ad alto zolfo "heavy sour", che riducendo il differenziale con gli "heavy-light" ha determinato condizioni favorevoli per l'industria della raffinazione in generale e particolarmente premianti per le raffinerie più semplici, mentre è stato più sfidante per le raffinerie più complesse.

In Europa rispetto alla media del 2016 per le lavorazioni cracking, **i margini per il Brent sono passati da 4,3 a 5,9 dollari al barile (+39 per cento)**, mentre per le lavorazioni **Ural da 5,7 a 6,8 dollari al barile (+20 per cento)**.

ITALIA L'attività delle raffinerie (Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Lavorazioni	94,2	101,0	90,3	80,5	70,9	65,6	72,8	71,1	73,5
- greggio nazionale	4,5	5,5	5,0	4,9	5,0	5,3	4,8	3,1	3,4
- greggio estero	82,9	88,7	78,5	68,8	57,9	54,4	61,9	61,8	66,3
- semilavorati di importazione	6,8	6,8	6,8	6,8	8,0	5,9	6,1	6,2	3,8
Altri semilavorati, additivi, biocarburanti, ossigenati	3,8	5,5	4,6	4,8	5,5	6,0	6,3	6,4	6,8
Totale materia prima trattata	98,0	106,5	94,9	85,3	76,4	71,6	79,1	77,5	80,3
- di cui conto committenti esteri	6,7	3,9	6,9	8,4	8,2	-	-	-	-
Capacità di raffinazione⁽¹⁾	100,2	100,2	106,6	103,1	99,1	98,1	87,5	87,2	87,2
% di utilizzazione ⁽²⁾	94%	100%	85%	78%	72%	67%	83%	82%	84%

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

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

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

focus

Investimenti in ex raffinerie – La transizione prosegue

Nel 2017 e tutt'ora stanno proseguendo le attività per reindustrializzare o bonificare i siti industriali che hanno ospitato le attività di raffinazione. In concomitanza con la crisi economico finanziaria, fra il 2011 e il 2015 l'industria petrolifera italiana ha perso infatti oltre 19 milioni di tonnellate di capacità di raffinazione (-18 per cento) e per salvare il patrimonio di competenze esistente, ne sta riorientando le attività in una strategia più ampia nell'ambito della lotta ai cambiamenti climatici, sviluppando anche linee di ricerca ed innovazione tecnologica.

In riferimento alle **bioraffinerie**:

- per la riconversione della Raffineria di Gela ed una serie di attività nell'area, 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, dei quali attualmente sono stati spesi più di 750 milioni.

Da novembre 2014 a giugno 2017 Eni ha investito circa 535 milioni di euro nella sola riconversione della raffineria e attualmente sono impiegati in questa attività più di 1.350 addetti (fra diretti ed indiretti). La costruzione del nuovo impianto di Steam Reforming, che dovrebbe essere ultimato entro il 2018, renderà l'impianto siciliano in grado di produrre biodiesel trattando anche il 100 per cento di cariche *advanced e unconventional* di seconda generazione anche composte da scarti alimentari. L'impianto sarà dotato anche di un

moderno polo per la spedizione dei greggi nell'ambito di un progetto da oltre 220 milioni di euro;

- la riconversione di Marghera, la più antica raffineria italiana costruita nel 1926, negli ultimi 5 anni ha coinvolto mediamente circa 500 persone (compreso l'indotto) con un investimento complessivo di 500 milioni di euro.

Eni prevede che la produzione complessiva di *green diesel* dalle sue due Green Refinery di Marghera e Gela arrivi a 1,1 milioni di tonnellate/anno nel 2020.

Ad ottobre 2017 Eni ha avviato, inoltre, a Ragusa la sperimentazione di un impianto di nuova generazione per la produzione di bio-olio algale, che potrà essere utilizzato nei suoi nuovi impianti della Green Refinery di Gela.

Tale impianto, costato finora 2 milioni di euro, è uno dei primi al livello mondiale, e, a regime, sarà in grado di produrre circa 40 tonnellate anno di farina di alghe e di catturare circa 80 tonnellate l'anno di CO₂.

Si segnala infine che:

- ad ottobre 2017 è entrato nella fase operativa, nella ex Raffineria les MOL di Mantova, il "Progetto MISO¹ falda 1", per un importo di 4 milioni di euro, che permetterà il monitoraggio e il contenimento degli inquinanti nel sito della ex Raffineria di Mantova.

¹ MISO - Messa in sicurezza operativa.

Gli investimenti complessivi del settore petrolifero effettuati nel 2017 sono stati pari a circa 1 miliardo e 130 milioni di euro; nella raffinazione hanno superato i 740 milioni di euro, di cui il 45 per cento destinato all'ammodernamento degli impianti, al mantenimento degli standard di sicurezza ed affidabilità, nonché al miglioramento dell'efficienza energetica e ambientale.

La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità

Dopo oltre due anni dalla sua presentazione, il Parlamento ha approvato nell'estate del 2017 la **"Legge annuale per il Mercato e la Concorrenza"** (Legge n. 124/2017¹), contenente, fra l'altro, disposizioni in materia di razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti.

La norma, volta a dare un nuovo impulso alla sicurezza e alla riqualificazione della rete, prevede **l'istituzione di un'anagrafe degli impianti stradali e autostradali di distribuzione dei carburanti**, con obbligo di iscrizione a carico dei titolari di autorizzazione/concessione, chiamati altresì ad autocertificare, contestualmente, la compatibilità o incompatibilità dei punti vendita sulla base di disposizioni specifiche in materia di sicurezza stradale².

A seguito della Legge n. 124/2017, i cui termini di applicazione sono stati peraltro prorogati di sei mesi con la "Legge di bilancio 2018"³, il MISE, le Regioni e l'ANCI si sono adoperati per l'emanazione di un documento condiviso, contenente alcuni chiarimenti interpretativi della norma e la modulistica di riferimento. Tale documento è stato oggetto di un Accordo tra le Amministrazioni interessate, sottoscritto in sede di Conferenza Unificata l'8 marzo 2018.

Nell'ambito di tale intesa, gli Enti coinvolti si sono altresì impegnati a monitorare efficacemente la corretta attuazione della "Legge Concorrenza" sul territorio e, se necessario, a intervenire nei riguardi dei soggetti inadempienti.

L'applicazione della norma nazionale, benché finalizzata alla chiusura degli impianti pericolosi sotto il profilo della sicurezza stradale, potrà rivelarsi positiva per la razionalizzazione della rete italiana, da sempre caratterizzata da un numero sovradimensionato di punti vendita, se confrontato con il resto d'Europa.

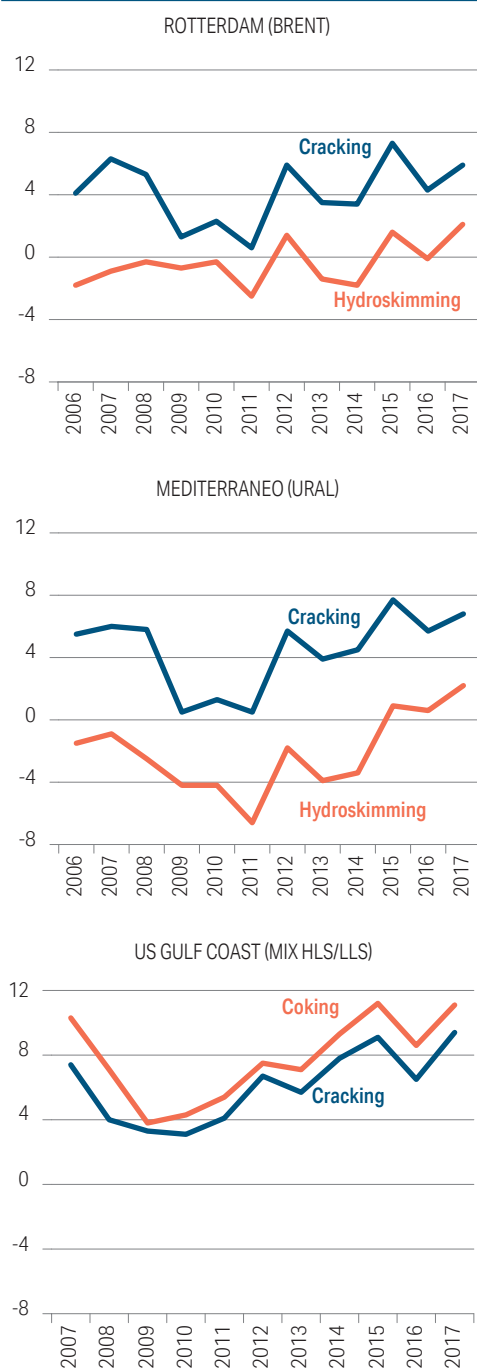
¹ Pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 189 del 14 agosto 2017.

² Vedi Focus "Legge sulla Concorrenza Legge n. 124/2017 – Norme per la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti" a pag. 70.

³ Pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 302 del 29 dicembre 2017.

NORD EUROPA/MEDITERRANEO/AREA DEL GOLFO (USA)

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



Fonte: AIE, 2017

focus

Evoluzione assetti di mercato

Nel 2017 e nella prima parte di quest'anno il mercato petrolifero è stato interessato da numerosi cambiamenti nelle strategie e negli assetti proprietari delle aziende petrolifere, che hanno visto in contemporanea il rafforzamento di alcuni storici attori del settore, l'abbandono di altri e l'ingresso di nuove importanti realtà: operazioni rilevanti, che hanno profondamente rimodellato gli assetti e gli equilibri del downstream petrolifero italiano.

Per quanto riguarda gli assetti legati alla **raffinazione** e alla **rete distributiva** si segnala che:

- con il via libera dell'Antitrust (ACGM) a gennaio di quest'anno si è perfezionato il closing dell'accordo siglato a novembre 2017, per l'acquisizione da parte del **Gruppo api** del 100 per cento delle azioni di **TotalErg** (*joint-venture* Erg SpA 51 per cento e Total marketing Service S.A. 49 per cento). L'operazione, che comprende l'intera rete di distribuzione di oltre 2.600 stazioni di servizio, il 25,16 per cento della raffineria di Treocate (NO) e il deposito di Pantano di Grano, rafforza il ruolo del **Gruppo api** nel mercato downstream petrolifero italiano, portandolo ad avere oltre 5.000 punti vendita, un sistema logistico integrato su tutto il territorio nazionale e ad aggiungere alla storica Raffineria di Falconara Marittima una partecipazione in un altro importante impianto produttivo. TotalErg ha di conseguenza cambiato denominazione in Italiana Petroli ed è passata sotto il controllo Api, continuando per un anno ad avere però attività e budget distinti;

- parallelamente a questo accordo, la compagnia francese **Total** ha acquisito da **Erg** il 51 per cento delle attività di TotalErg nel settore dei lubrificanti, benzine da competizione e fluidi e solventi speciali, che sono confluite nella nuova società Total Italia, costituita ad ottobre 2017, di cui è divenuta unico azionista;

- infine, nel corso del 2017, **TotalErg** ha ceduto:

- ad Ugi Corporation, società americana già presente in Europa nella distribuzione di Gpl, la **Totalgaz Italia**, che ha assunto la denominazione di UniverGas Italia;

- e al fondo Ambienta la società controllata Restiani, società di servizi energetici.

- **Esso Italiana** è stata protagonista di due importanti operazioni:

- a giugno 2017 ha completato il trasferimento a EG Italia di un ramo d'azienda relativo a circa 1.200 stazioni di servizio, siglando anche un accordo di lungo termine per la fornitura di carburanti Esso. Questo passaggio completa la conversione del settore Rete della Esso Italiana al modello denominato "*Branded Wholesaler*" attraverso una serie di partnership strategiche con importanti operatori indipendenti. La Esso continuerà a rendere disponibili sul mercato carburanti ad alte prestazioni e a sostenere il marchio Esso attraverso iniziative di marketing;

- a maggio di quest'anno ha annunciato di aver sottoscritto un accordo per la cessione del ramo di azienda composto dalla Raffineria di Augusta e dei depositi di Augusta, Palermo, Napoli e dei relativi oleodotti alla compagnia di Stato algerina Sonatrach. La Esso Italiana e le società del Gruppo ExxonMobil sottoscriveranno con SONATRACH anche contratti pluriennali di natura commerciale e tecnologica relativi alla fornitura di prodotti petroliferi, ad attività operative e di sviluppo e all'utilizzo dei depositi carburante di Augusta, Palermo e Napoli. L'impianto è stato fondato nel 1949 dalla famiglia Moratti e dal 1961 è di proprietà della Esso Italiana. Il *closing* dell'operazione è previsto per la fine di quest'anno;

- **Tamoil** ha acquistato dal Gruppo MOL la rete di 46 punti vendita carburanti a marchio **les**. Con tale operazione **Tamoil Italia** ha inteso espandere le proprie attività nel mercato rete, per sfruttare le sinergie col proprio sistema logistico, mentre il Gruppo MOL ha perseguito l'obiettivo di focalizzarsi sulla logistica e le attività extrarete.

Invece per quanto riguarda gli assetti legati agli **altri prodotti** e alla **logistica** si segnala che:

- dopo la scadenza degli accordi di *joint-venture* con Esso per la sua gestione, **Eni** ha venduto il terminal petrolifero di Vado Ligure al fondo franco-olandese Alkion Terminals nell'estate 2017 e nei primi mesi di quest'anno ha ceduto il suo deposito di Jet Fuel di Civitavecchia e l'oleodotto di 63 Km che lo collega a Pantano di Grano, alla Società Depositi Costieri Srl **So.De. Co.**, una società del gruppo **Ludoil**;

- **les Italiana Energia e Servizi** ha acquistato il 100 per cento della società TVK Italia Srl, attiva dal 1994 nella commercializzazione di polimeri.

In particolare, al 1° gennaio 2018 la consistenza della rete di distribuzione carburanti è stata stimata in circa 20.500 impianti, con un'ulteriore riduzione degli impianti con i marchi delle maggiori aziende petrolifere (sociali e convenzionati) e un leggero incremento degli altri operatori.

Tale rete, ancora inefficiente, mal si presta allo sviluppo dei carburanti alternativi, obiettivo centrale della "Direttiva DAFI", recepita con il Decreto Legislativo n. 257/2016¹. In merito, a seguito delle Linee guida approvate dalla Conferenza delle Regioni e delle Province Autonome ad aprile 2017 sull'attuazione della DAFI, alcune Regioni si sono attivate per recepirne i contenuti. Alla fine del primo quadrimestre del 2018, Lombardia, Piemonte, Marche, Puglia e Sicilia hanno già disciplinato la materia, mentre i lavori sono stati attivati in Liguria, Toscana, Provincia di Trento e Veneto.

È opportuno ricordare che il recepimento regionale è indispensabile per dare efficacia alle disposizioni del Decreto Legislativo n. 257/2016 in tema di sviluppo del metano in forma liquida e gassosa, nonché delle infrastrutture di ricarica elettrica.

Al fine di fare chiarezza su un tema complesso quale quello dell'obbligo di erogazione di più carburanti, in particolare quelli alternativi, previsto in molte norme regionali e oggetto di vari contenziosi, il MISE, con **Decreto del 5 marzo 2018, ha individuato**, in attuazione della "Legge Concorrenza", **gli ostacoli tecnici e gli oneri economici che un titolare può far valere al fine di ottenere la deroga dal suddetto obbligo**. Ricollegandosi a quanto già previsto dal Decreto Legislativo attuativo della "Direttiva DAFI", il MISE ha identificato i seguenti parametri da considerare, previa verifica e certificazione da parte dell'Amministrazione competente:

- a) 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 (1° aprile 2018);
- b) per il GNC² lunghezza delle tubazioni per l'allacciamento superiore a mille 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) distanza dal più vicino deposito di approvvigionamento del GNL³ via terra superiore a mille chilometri.

¹ Direttiva DAFI (Deployment of Alternative Fuels Infrastructure) 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di infrastrutture per i combustibili alternativi, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 10 del 13 gennaio 2017.

² GNC - Gas Naturale Compresso.

³ GNL - Gas Naturale Liquefatto.

Lo **sviluppo dei carburanti alternativi** e, in particolare, del **metano** non può prescindere comunque dalla liberalizzazione dell'**erogazione self-service** di tali prodotti, ancora oggi sottoposta a particolari vincoli non presenti nel resto d'Europa. L'art. 18 del Decreto Legislativo n. 275/2016, allo scopo di superare gli attuali ostacoli, ha delegato il Ministero dell'Interno, di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico, ad emanare un decreto di aggiornamento della normativa sull'erogazione del GNC in modalità self-service, per uniformarla agli standard europei.

Ad oggi, i lavori per la stesura del Decreto non sono ancora giunti a conclusione e il testo attualmente all'esame del Ministero dell'Interno non appare in linea con le indicazioni del Decreto Legislativo. Il rischio è che il permanere dei vincoli all'erogazione self service non assistita renderà di fatto impossibile tale modalità di erogazione, continuando così a preservare una situazione

EUROPA La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2017

	Numero totale punti vendita	% di punti vendita Self Service ⁽¹⁾	Erogato medio complessivo ⁽²⁾ mc
Austria	2.670	100	2.514
Belgio	3.109	n.d.	n.d.
Danimarca	2.005	100	1.700
Francia	11.194	100	3.960
Finlandia	1.857	100	2.100
Germania	14.502	100	3.450
Grecia	6.143	5	810
Italia⁽³⁾	20.900	65	1.353
Norvegia	1.578	100	2.120
Polonia	6.803	100	2.892
Portogallo	3.018	59	1.858
Regno Unito	8.476	100	4.235
Spagna	11.188	75	2.448
Svezia	2.670	100	n.d.
Svizzera	3.424	98	1.361
Turchia	12.928	n.d.	2.800
Ungheria	1.950	100	2.130

⁽¹⁾ Comprende gli impianti con le diverse tipologie di self service (pre pay o post pay) e gli impianti completamente automatizzati (cd automat o "ghost").

⁽²⁾ Valori in metri cubi di benzina e gasolio.

⁽³⁾ Comprende solo gli impianti con self service post pay e automat.

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

unica rispetto al resto d'Europa, dove il rifornimento self service del GNC è realtà da numerosi anni.

Sempre a seguito di quanto previsto dalla "Legge Concorrenza", va rilevata la **soppressione della Cassa Conguaglio GPL**, le cui funzioni e competenze, per quanto concerne il Fondo per la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti, sono state trasferite all'OCSIT, presso l'Acquirente Unico, a partire dal 1° gennaio 2018.

Prosegue, infine, 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. Nonostante le difficoltà, il confronto tra le parti prosegue al fine di superare le rigidità iniziali e individuare forme di flessibilità e di garanzia sia per la rete stradale che per quella autostradale.

ITALIA Rete Punti Vendita carburanti in esercizio al 1° gennaio 2017 per Regione

	Totale Rete Punti Vendita ⁽¹⁾	di cui: autostradali	di cui: con Gasolio	di cui: con Gpl
Piemonte	1.338	61	1.331	169
Valle d'Aosta	59	5	59	3
Liguria	412	31	412	13
Lombardia	2.344	57	2.336	228
Trentino	286	9	286	28
Friuli Venezia Giulia	422	10	421	43
Veneto	1.113	36	1.110	185
Emilia Romagna	1.209	37	1.208	168
Toscana	1.263	32	1.262	187
Umbria	331	5	331	45
Marche	550	12	549	66
Lazio	1.648	38	1.641	208
Molise	116	3	116	16
Abruzzo	442	18	442	50
Campania	1.257	31	1.250	67
Puglia	1.140	16	1.133	142
Basilicata	193	3	190	25
Calabria	664	15	658	50
Sicilia	1.323	20	1.320	69
Sardegna	557	-	555	38
TOTALE CAMPIONE	16.667	439	16.610	1.800

⁽¹⁾ Dati riferiti agli impianti attivi, eroganti, del campione UP comprendente: Eni Div. R&M, Esso, IES Italiana Energia e Servizi Spa, IP Gruppo Api, Lukoil, Q8, Tamoil e TotalErg. La complessiva rete punti vendita a fine 2016 è stimata in 20.900.

Fonte: Unione Petrolifera

focus

“Legge sulla Concorrenza” Legge n. 124/2017 Norme per la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti

L'art. 1 cc. 100-119 della Legge n. 124/2017, anche sulla base di quanto definito nell'accordo approvato in Conferenza Unificata l'8 marzo 2018 per la sua attuazione, prevede **obblighi per i titolari dell'autorizzazione per l'installazione e l'esercizio di impianti di vendita di carburanti**

Iscrizione alla nuova anagrafe degli impianti e contestuale dichiarazione di compatibilità/incompatibilità

Il comma 101 della Legge n. 124/2017 prevede per i titolari dei punti vendita stradali e autostradali l'obbligo di registrare i loro impianti, compresi quelli in sospensione, a un'anagrafe telematica, istituita secondo il comma 100 presso il Ministero dello Sviluppo Economico ed interoperabile dall'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, a cui potranno accedere per consultazione le Regioni e le Amministrazioni competenti per il rilascio del titolo autorizzativo o concessorio.

Contestualmente all'iscrizione obbligatoria, nella stessa piattaforma informatica, il titolare dell'autorizzazione, ai sensi del comma 102, deve presentare una dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà tramite il quale dichiara la compatibilità/incompatibilità dell'impianto secondo le vigenti normative regionali, precisate dalle fattispecie individuate dai commi 112-113 della presente Legge.

Sanzione: in caso di mancato invio della dichiarazione il titolare è soggetto a una sanzione amministrativa, da euro 2.500 a euro 7.000, per ogni mese di ritardo rispetto alla data ultima prevista per l'iscrizione. In caso il titolare non provveda entro 30 giorni dalla diffida da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, l'autorizzazione o la concessione decade.

Anche dopo il 24 agosto 2018 l'iscrizione all'anagrafe, di cui al comma 100, è requisito fondamentale per la validità del titolo autorizzativo o concessorio. Pertanto, in occasione dell'apertura di un nuovo impianto di carburanti, l'autorizzazione rilasciata dall'Ente competente sarà valida solo in caso di iscrizione all'anagrafe da parte del titolare dell'autorizzazione o concessione.

Quali incompatibilità autocertificare?

Le incompatibilità oggetto della dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà sono le seguenti:

Dentro i centri abitati

- impianti privi di sede propria per i quali il rifornimento, tanto all'utenza quanto all'impianto stesso, avviene sulla carreggiata, come definita all'articolo 3, comma 1, numero 7), del codice di cui al *Decreto Legislativo 30 aprile 1992, n. 285*;
- impianti situati all'interno di aree pedonali, ai sensi dell'articolo 3, comma 1, numero 2), del codice di cui al *Decreto Legislativo 30 aprile 1992, n. 285*.

Fuori dai centri abitati

- impianti ricadenti in corrispondenza di biforcazioni di strade di uso pubblico (incroci ad Y) e ubicati sulla cuspi-de degli stessi, con accessi su più strade pubbliche;
- impianti ricadenti all'interno di curve aventi raggio minore o uguale a metri cento, salvo si tratti di unico impianto in comuni montani;
- impianti privi di sede propria per i quali il rifornimento, tanto all'utenza quanto all'impianto stesso, avviene sulla carreggiata, come definita all'articolo 3, comma 1, numero 7), del codice di cui al *Decreto Legislativo 30 aprile 1992, n. 285*.

Le suddette incompatibilità sono previste ai fini della sicurezza stradale e, pertanto, superano le differenti incompatibilità già vigenti, a tali fini, a livello regionale.

Conseguenze dell'incompatibilità

In caso di mancato adeguamento, il titolare cessa l'attività entro **15 mesi** dalla data di entrata in vigore della Legge e provvede allo smantellamento dell'impianto. Contestualmen-

focus

te, l'Amministrazione competente dichiara la decadenza dell'autorizzazione o concessione.

In caso di adeguamento dell'impianto, i lavori necessari devono essere conclusi entro 18 mesi dall'entrata in vigore della Legge e il loro completamento va comunicato entro 15 giorni con una nuova dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà o perizia giurata relativa alla compatibilità dell'impianto.

Entro 30 giorni dalla cessazione dell'attività, il titolare comunica all'Amministrazione competente l'avvio delle procedure di dismissione delle strutture di distribuzione, da eseguire entro 120 giorni da detta comunicazione, e comunque non oltre il termine di cui al comma 115.

Sanzione: in caso di mancata cessazione dell'attività di un impianto dichiarato incompatibile, il titolare è soggetto ad una sanzione amministrativa compresa fra i 5.000 e i 15.000 euro per ogni mese di ritardo rispetto alla data ultima prevista per la cessazione dell'attività.

Tempistica adempimenti

Amministrazione	Prima trasmissione dei dati sugli impianti di carburanti dall'Agenzia delle Dogane al MISE.	1° settembre 2017
	Attuazione interoperabilità banche dati esistenti del MISE e dell'Agenzia delle Dogane sugli impianti di carburanti.	31 dicembre 2017
	Trasmissione dei dati sugli impianti di carburanti dall'Agenzia delle Dogane al MISE.	30 giugno di ciascun anno dal 2018
Titolare	Iscrizione all'anagrafe da parte dei titolari.	24 agosto 2018
	Presentazione della dichiarazione di notorietà.	24 agosto 2018
	Cessazione dell'attività per i titolari di impianti incompatibili che non adeguano.	29 novembre 2018
	Completamento dei lavori di adeguamento per i titolari di impianti incompatibili.	28 febbraio 2019

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

	Auchan	Carrefour	Conad - Leclerc	Coop	Iperstation	Simply	Altri - marchi	Totale
Valle d'Aosta	-	1	-	-	-	-	-	1
Piemonte	3	9	5	4	-	-	2	23
Liguria	-	-	1	2	-	-	-	3
Lombardia	11	6	-	5	8	5	8	43
Veneto	3	2	-	1	2	1	1	10
Friuli Venezia Giulia	-	1	2	-	-	-	-	3
Emilia Romagna	-	-	7	17	1	-	-	25
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	-	-	1	-	-	-	-	1
Campania	1	-	4	-	-	-	-	5
Basilicata	-	-	1	-	-	-	-	1
Puglia	2	-	-	6	-	-	-	8
Calabria	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	1	1	2	-	-	-	-	4
Totale	27	25	39	38	11	9	11	160

⁽¹⁾ GDO – Grande Distribuzione Organizzata.

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

Fonte: Stime Unione Petrolifera aggiornate ad aprile 2018

ITALIA L'evoluzione della rete distributiva metano per autotrazione

(Numero di impianti in esercizio a fine anno)

	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018 ⁽¹⁾
Piemonte	23	30	43	54	60	75	78	78
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	176
Trentino Alto Adige	4	10	8	11	15	16	18	20
Friuli Venezia Giulia	4	4	3	3	3	4	4	7
Veneto	73	80	81	112	123	134	144	150
Emilia Romagna	85	96	112	135	154	180	196	207
Marche	54	65	71	74	80	88	98	104
Toscana	57	61	67	78	85	98	110	120
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	28
Molise	3	3	3	3	3	3	4	3
Puglia	28	33	39	46	50	62	66	75
Campania	27	41	43	48	53	65	77	88
Basilicata	4	3	5	6	7	8	9	9
Calabria	3	4	6	6	7	9	10	11
Sardegna	Non è servita dalla rete del metano							
Sicilia	10	14	17	20	21	28	32	40
ITALIA	477	567	642	787	884	1.021	1.134	1.222

⁽¹⁾ Dati riferiti al 30 aprile 2018.

Fonte: Federmetano

La riforma dei controlli metrologici sui punti vendita

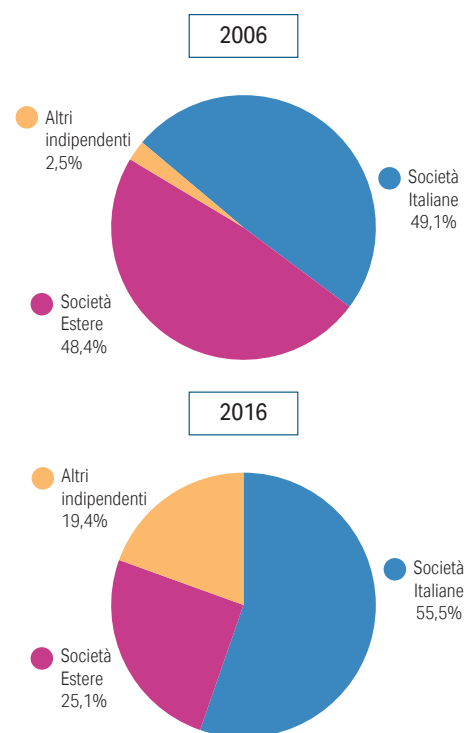
Nell'ambito degli interventi legati all'adeguamento delle attrezzature dei punti vendita agli standard europei, va rilevata la riforma e semplificazione della disciplina dei controlli metrologici, operativa dal settembre 2017 per le dieci classi di strumenti di misura tra cui i misuratori di carburanti (MI-005). Sono stati inoltre previsti controlli unificati per gli strumenti soggetti ad approvazione nazionale e nuovi strumenti MID.

È altresì confermata la possibilità di associare a sistemi di misura di carburanti e apparecchiature self-service, oggetto di approvazione nazionale e già in servizio al 30 ottobre 2016, nuove attrezzature MID, avendo accertato che la loro associazione non comprometta in alcun modo l'affidabilità legale della misura prodotti.

La logistica petrolifera

Mentre prosegue, anche per il 2017, 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" del Gestore dei Mercati Energetici (GME), il Ministero dello Sviluppo Economico, con Decreto del 7 luglio 2017, ha emanato il **Regolamento di funzionamento della Piattaforma di mercato per l'incontro tra domanda e offerta di logistica (P-Logistica)**.

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



ITALIA Il contributo dei maggiori operatori petroliferi nel 2016

	% di contributo alle vendite al mercato interno di tutti i prodotti petroliferi	Numero di punti vendita carburanti in esercizio a fine anno
Eni Div. R. & M.	29,2	4.395
Esso	12,6	2.485
KPI ^(*)	8,9	3.065
TotalErg	8,2	2.518
IP Gruppo Api	7,4	2.701
Tamoil	6,1	1.382
Saras	3,4	—
IES	2,7	97
Altri operatori ^(**)	21,5	4.257
Totale mercato	100,0	20.900

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

^(**) Società con quota di mercato inferiore al 2,7% e traders (Alma Petroli, BP Italia, Gazprom-neft, Iplom, Isab, Liguigas, Lukoil, Maxcom, Petronas, S. Marco Petroli, Viscolube, ecc.)

Fonte: Unione Petrolifera

In attuazione di quanto previsto dall'art. 21 del Decreto Legislativo n. 249/2012, la P-Logistica consiste in una piattaforma facoltativa per l'incontro tra domanda e offerta di logistica petrolifera di oli minerali, nella quale i soggetti interessati hanno la possibilità di rendere note le capacità logistiche disponibili a breve, a medio ed a lungo termine con le relative condizioni economiche, tenendo conto dei relativi vincoli funzionali, attraverso modelli standardizzati. Ciò al fine di favorire l'incontro tra domanda e offerta per una successiva negoziazione al di fuori della piattaforma.

La P-Logistica, così come la Piattaforma per l'incontro tra domanda e offerta all'ingrosso dei prodotti petroliferi, ancora da attuare, sono strumenti previsti in condizioni di mercato differenti da quelle attuali e, pertanto, andrebbero chiaramente ripensate nel contesto odierno, caratterizzato da una diffusa illegalità e da un lungo di prodotti e di logistica.

Al momento, la P-Logistica è applicata sperimentalmente e diverrà definitiva solo a seguito di un decreto a cura del Ministero dello Sviluppo Economico, su proposta del GME.

Per tutta la durata di detto periodo di sperimentazione, i soggetti titolari dei depositi con capacità superiore a 3.000 metri cubi, nella sostanza gli stessi obbligati alla PDC-Oil, sono tenuti a compilare i modelli di rilevazione per la comunicazione dei dati sulla **capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali**, prevista anch'essa all'art. 21 del Decreto Legislativo n. 249/2012 e disciplinata dalla Circolare del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2018. La rilevazione dei dati mensili è effettuata *ex ante*, in tre finestre temporali nel corso dell'anno, relative ciascuna ai quattro mesi immediatamente successivi. Durante il periodo di sperimentazione, non sono applicabili le sanzioni previste all'art. 24, comma 6, del Decreto Legislativo n. 249/2012.

In merito alla **logistica portuale**, dopo la riforma delle Autorità di Sistema Portuale (AdSP) attuata con il Decreto Legislativo n. 169/2016, il Governo è intervenuto con il Decreto Legislativo n. 232/2017¹ contenente alcune disposizioni meramente integrative con particolare riguardo alla disciplina del Piano regolatore di sistema portuale. In aggiunta, con il Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti dell'8 novembre 2017, sono stati rimodulati i fondi destinati alle AdSP per la realizzazione delle opere infrastrutturali di ampliamento, ammodernamento e riqualificazione dei porti.

¹ Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 33 del 9 febbraio 2017.

Si è, inoltre, insediata, presso il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, la Conferenza Nazionale di Coordinamento delle Autorità di Sistema Portuale, avente il compito di coordinare e armonizzare, a livello nazionale:

- le scelte strategiche che attengono i grandi investimenti infrastrutturali;
- le scelte di pianificazione urbanistica in ambito portuale;
- le strategie di attuazione delle politiche concessorie del demanio marittimo;
- le strategie di marketing e promozione sui mercati internazionali del sistema portuale nazionale;
- la verifica dei piani di sviluppo portuale, attraverso specifiche relazioni predisposte dalle singole AdSP.

Nessuna novità, invece, riguardo alla più volte annunciata riforma della disciplina di affidamento in concessione delle aree e banchine portuali. A riguardo, l'**Autorità di Regolazione dei Trasporti** (ART) ha indetto, con la Delibera n. 156/2017, una consultazione pubblica sullo schema di atto di regolazione recante *"Metodologie e criteri per garantire l'accesso equo e non discriminatorio alle infrastrutture portuali"*. L'ART ha deciso di avviare il procedimento a seguito di alcune segnalazioni ricevute sulle condizioni di accesso alle infrastrutture in alcuni porti italiani.

Unione Petrolifera, come altre associazioni degli operatori presenti nelle aree portuali, ha partecipato alla consultazione, evidenziando la **particolarità e centralità delle infrastrutture petrolifere, definite strategiche** dall'art. 57 del Decreto-Legge 9 febbraio 2012, n. 5 (convertito con Legge 4 aprile 2012, n. 35) e sottoposte alle specifiche procedure di concessione di cui all'art. 18 del Regolamento del Codice di Navigazione¹.

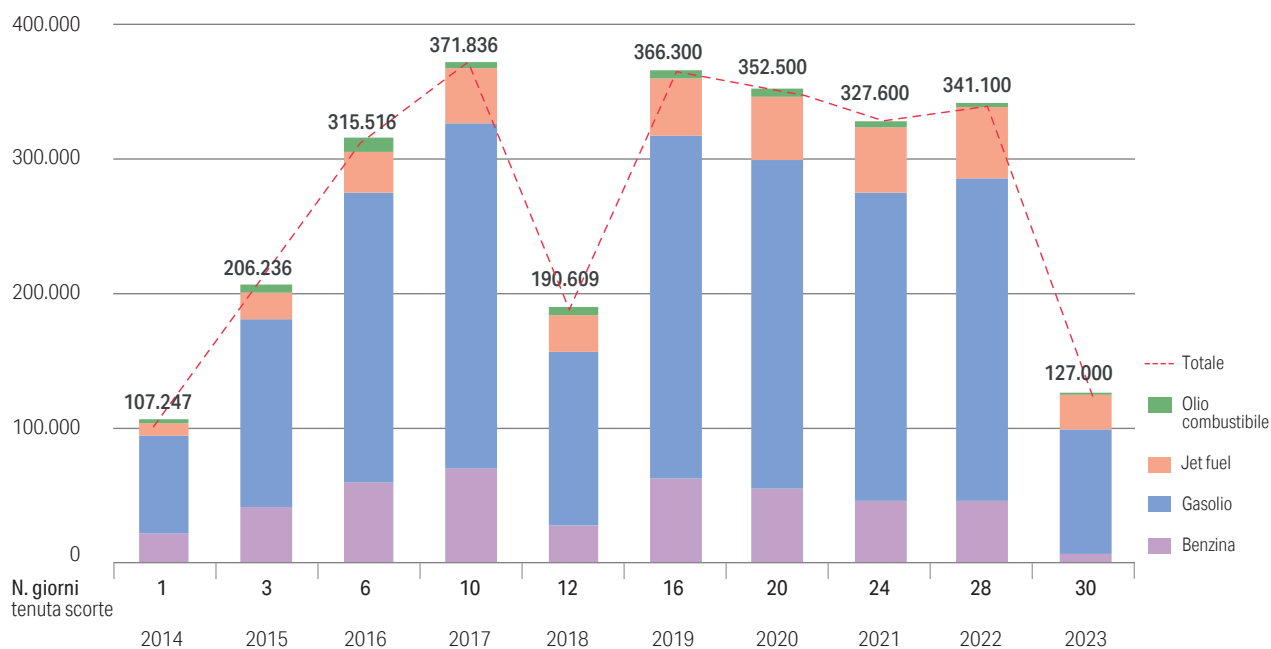
Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione

Nel 2018, 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, passando **da 10 a 12 giorni**. Le scorte complessive detenute da OCSIT sono salite da 1.201.000 tep del 2017 a 1.429.733 nel 2018, a conferma della strategicità dei prodotti petroliferi per l'approvvigionamento dell'Italia e del ruolo centrale assunto dall'OCSIT stesso.

¹ Legge 28 gennaio 1994, n. 84.

ITALIA Ipotesi di Piano Industriale OCSIT^(*)

(Tonnellate)



*Stima al 6 giugno 2018 su media consumi 2015/2017.

Fonte: Acquirente Unico, OCSIT

In tale quadro l'OCSIT è stato autorizzato dal Ministero dello Sviluppo Economico ad avviare le procedure per modificare le proprie modalità di finanziamento e fare ricorso a un "prestito obbligazionario" di ammontare compreso tra 300 e 500 milioni di euro e di durata massima di dieci anni.

L'OCSIT ha, inoltre, elaborato le nuove procedure di prequalifica e di gara per l'approvvigionamento di capacità di stoccaggio e per l'acquisto/vendita dei prodotti petroliferi, sulla base dell'esperienza acquisita e alla luce delle nuove modalità di partecipazione alle gare, da tenersi esclusivamente *online*.

Anche nel 2018, ormai per il terzo anno consecutivo, il Ministero dello Sviluppo Economico ha 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.

Inoltre, su richiesta del settore, il Ministero dello Sviluppo Economico, con nota del 9 febbraio 2018, ha fornito opportuni chiarimenti, ai fini della rilevazione delle immissioni in consumo, sulle differenze tra i bunkeraggi marittimi internazionali, non soggetti a

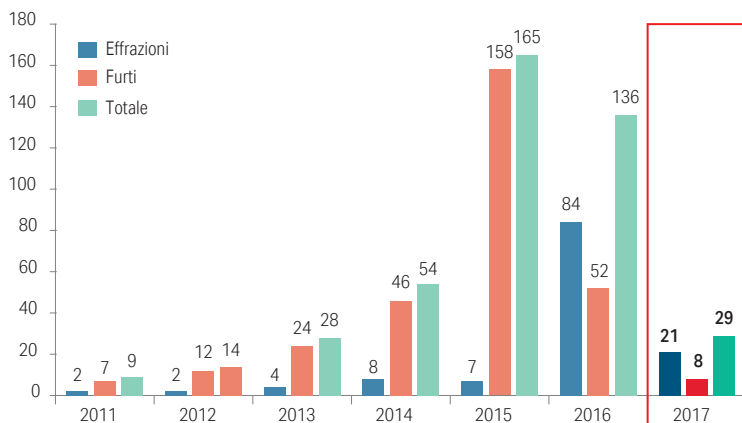
scorta, e i quantitativi destinati alla navigazione interna, confermando peraltro gli orientamenti già espressi in passato.

Nessuna novità da rilevare invece in merito ai lavori comunitari per la **revisione della Direttiva 2009/119/CE, di disciplina delle scorte d'obbligo**. Partecipando alle consultazioni e alle survey effettuate a livello comunitario, Unione Petrolifera ha confermato quanto già espresso in passato, ossia la necessità di rivedere il concetto di inestraibile nonché di evitare ingiustificate limitazioni, nella normativa nazionale ed europea, sulla libera circolazione delle scorte all'interno del territorio comunitario. Eventuali restrizioni dovrebbero infatti essere eccezionali e limitate nel tempo.

La sicurezza fisica (*security*) delle strutture petrolifere

Il fenomeno degli **attacchi agli oleodotti** per sottrarre prodotti finiti, sviluppatosi a partire dal 2013 con un picco nel 2015, ha subito nel 2017 una decisa battuta d'arresto, passando dai 165 casi del 2015, ai 136 del 2016 ed infine ai 29 del 2017 (di cui solo 8 andati a buon fine). Ciò grazie ad uno stretto coordinamento del settore con il Ministero dell'Interno, le Prefetture e le Forze dell'Ordine, a dimostrazione che una reazione coordinata e sinergica è in grado di contrastare anche fenomeni criminali complessi. Coordinamento confermato nella Circolare del Ministero Interno del gennaio 2018 volta a sensibilizzare tutte le prefetture, con i dati aggiornati del fenomeno, a cui seguiranno nell'area padana giornate di formazio-

ITALIA Effrazioni agli oleodotti delle Associate UP



Fonte: Survey UP 2017

ITALIA Il portale dedicato UP Segnalazione Attacchi Oleodotti (SAO)



© 2018 Unione Petrolifera - segnalazione attacco oleodotti

focus

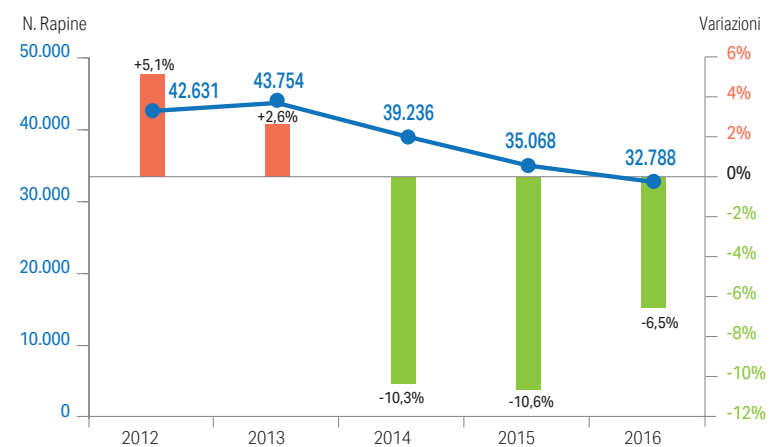
Il Rapporto OSSIF 2017

OSSIF, il Centro di Ricerca dell'ABI sulla Sicurezza Anticrimine, ha avviato nel 2008, in collaborazione con il Servizio Analisi Criminale del Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, l'Osservatorio Intersettoriale sulla Criminalità Predatoria che ha l'obiettivo di monitorare l'evoluzione dei fenomeni criminosi e condividere con i settori di attività economica più esposti informazioni, strategie e *best practice* per la prevenzione. Ad esso partecipano Poste Italiane e le associazioni di categoria più sensibili al tema: Assovalorì, Confcommercio-Imprese per l'Italia, Federazione Italiana Tabaccai, Federdistribuzione, Federfarma e Unione Petrolifera.

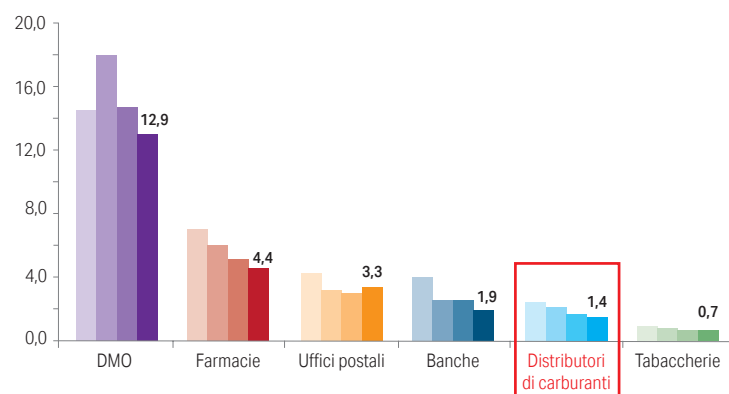
Sulla base dei dati forniti dal **Servizio di Analisi Criminale del Ministero dell'Interno** relativi ai reati denunciati dalle Forze dell'Ordine all'Autorità giudiziaria è emerso, per il 2016, **il costante calo delle rapine (-6,5 per cento) e dei furti, con un decremento del 8,3 per cento rispetto al 2015.**

- Il numero di rapine denunciate è stato pari a 32.788. Prevalgono, come di consueto, le rapine in pubblica via (54,8 per cento del totale),

Le rapine commesse in Italia



Fonte: OSSIF su dati Ministero dell'Interno

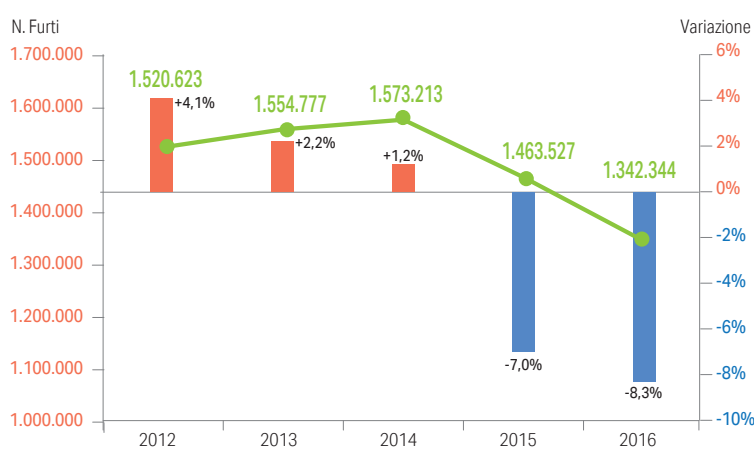
Rapine: indice di rischio^(*) 2013-2016

(*) Rapine ogni 100 punti operativi.

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

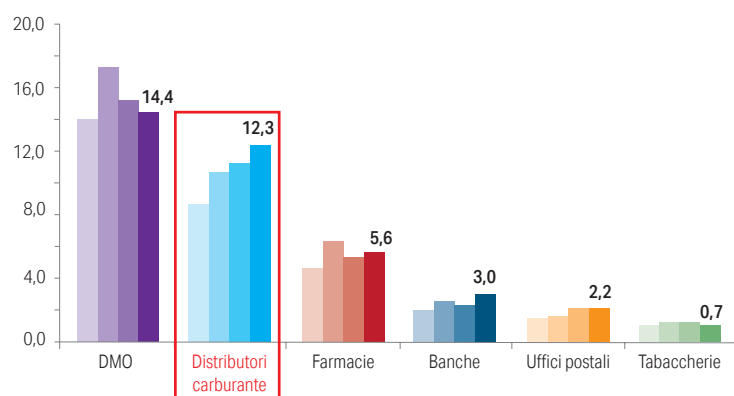
focus

I furti commessi in Italia



Fonte: OSSIF su dati Ministero dell'Interno

Furti: indice di rischio^(*) 2013-2016



(*) Furti ogni 100 punti operativi.

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

seguite dalle rapine negli esercizi commerciali (14,75 per cento) e dalle rapine in abitazione (7,7 per cento).

- Il numero di furti denunciati è stato pari a 1.342.344. Prevalgono i furti in abitazione (15,9 per cento), i furti su auto in sosta (13,3 per cento), i furti con destrezza (12,1 per cento).

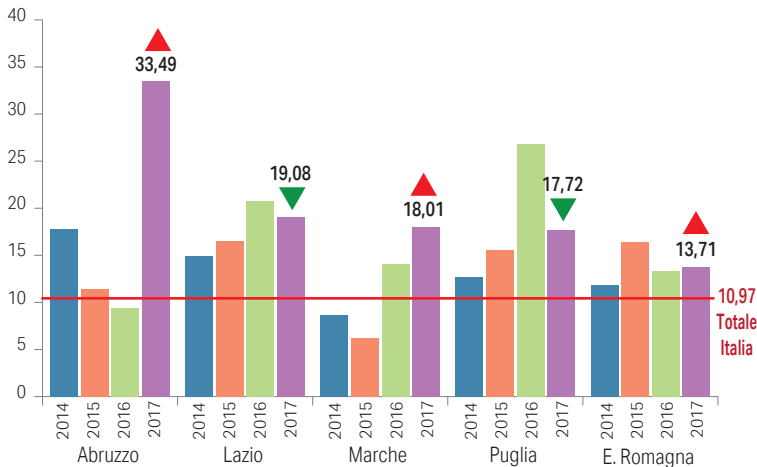
Con riferimento ai dati del **confronto intersettoriale¹**, per le **rapine, il calo è stato registrato per tutti i settori ad eccezione di uffici postali e banche.**

Per i **furti**, quindi, si segnala una **recrudescenza** del fenomeno per quanto riguarda gli uffici postali (+ 6,1 per cento), le farmacie (+5,5 per cento), le banche (+ 23,4 per cento) e i **distributori di carburanti (+6,1 per cento).**

Resta rilevante il fenomeno degli attacchi a distributori automatici (ATM, OPT e vending machine).

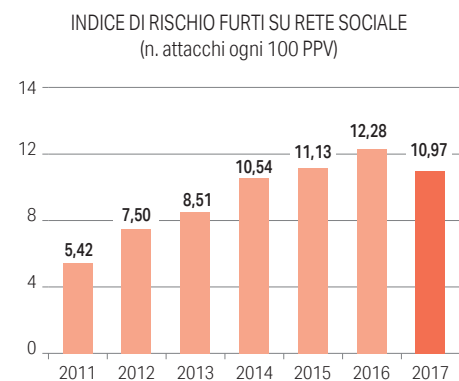
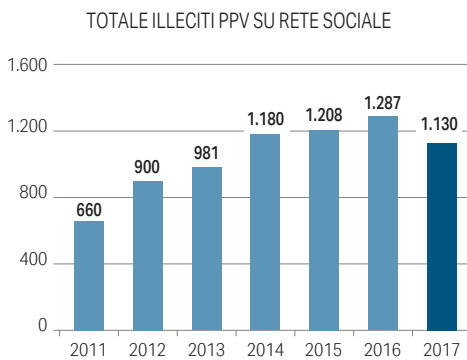
¹ Banche, Poste, Tabaccherie, Farmacie, Distribuzione Moderna, Esercizi commerciali, Distributori di carburante, Trasporto Valori.

ITALIA Indici regionali prime 6 Regioni (Confronto 2014-2017)



Fonte: Survey UP 2017

ITALIA Attacchi ai punti vendita degli Associati UP



Fonte: Survey UP 2017

ne anche con i rappresentanti del settore, per la condivisione delle informazioni sulle dimensioni e sul *modus operandi* dei criminali. A tale proposito, **UP si è dotata di un portale interno, riservato alle Associate (SAO- Segnalazione attacchi oleodotti)**, che consente di segnalare in tempo reale gli attacchi alle strutture e di quantificare gli eventi e seguirne lo spostamento sul territorio. Dal portale emerge come dall'autunno 2017 il fenomeno si sia spostato dal Nord-ovest (Lombardia e Piemonte) verso il Nord-est (Veneto e Friuli Venezia Giulia) per concentrarsi poi, da fine dicembre, nel Lazio, tra le province di Roma e Latina. Per quanto riguarda invece **gli attacchi alla rete di distribuzione carburanti**, si è assi-

stito ad una stabilizzazione del fenomeno degli attacchi ai terminali self-service, a dimostrazione, anche in questo caso, dell'efficacia delle azioni di prevenzione e contrasto messe in campo, come l'aumento del numero di presidi di sicurezza e l'attivazione di proficue collaborazioni con le Forze dell'Ordine dei territori maggiormente a rischio.

Il progetto "Zero contanti"

Per il contrasto all'illegalità UP ha inoltre lanciato il progetto "Zero contanti", finalizzato a ridurre l'uso del contante nei punti vendita carburanti, presso i quali nel 2016 è stato speso il 6 per cento del contante utilizzato in Italia. Le Aziende associate UP, che con i propri marchi rappresentano l'80 per cento degli impianti presenti sulla rete, ritengono infatti prioritario intervenire per ridurre questo flusso di denaro che favorisce fenomeni di illegalità (rapine/furti, maggiore «appetibilità» della rete per il riciclo di «denaro sporco», ecc.). Il progetto prevede una serie di misure volte a rimuovere gli ostacoli alla diffusione della moneta elettronica sia per gli esercenti (gestori) che per gli utenti, alcune delle quali sono già state attuate, altre ancora da avviare, in collaborazione con il sistema bancario e il Ministero dell'Economia e delle Finanze. Tra queste misure rientra la campagna informativa congiunta sulla promozione del pagamento elettronico sulla rete distributiva carburanti, lanciata il 22 maggio 2018 da Abi e Unione Petrolifera. La campagna è stata realizzata attraverso due infografiche, la prima che illustra i vantaggi del pagamento elettronico per i clienti che si riforniscono di carburanti e la seconda, realizzata in collaborazione anche con le organizzazioni sindacali dei gestori, rivolta agli esercenti/gestori.

focus

Progetto Zero Contanti I NUMERI

SULLA RETE CARBURANTI:

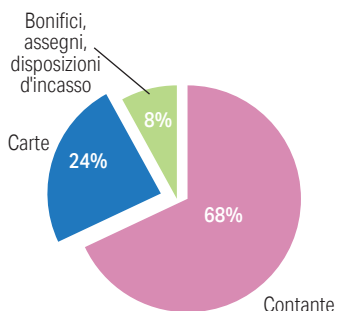
venduti 28 miliardi di litri di benzina e gasolio, **incassando quasi 38 miliardi di euro, di cui 25,4 miliardi rappresentati dalle tasse** (accisa + IVA); in contanti sono il 60 per cento dei volumi;

gli **elevati incassi in contanti (23 miliardi di euro) sono pari al 6 per cento di tutti i contanti spesi in Italia;**

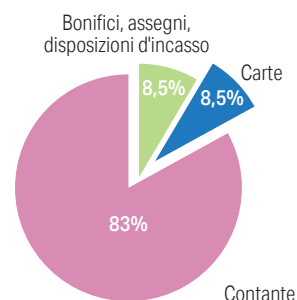
la **forte incidenza della componente fiscale (66-68 per cento) e la bassa marginalità di guadagno (2-4 per cento)** dell'esercente/gestore (il *merchant*) fanno sì che il costo del servizio non incoraggi la diffusione del pagamento elettronico.

ITALIA Peso percentuale delle diverse forme di pagamento sulle transazioni commerciali complessive e nella rete carburanti.

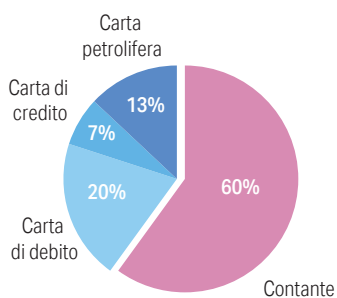
ITALIA - % SU VOLUMI VENDUTI



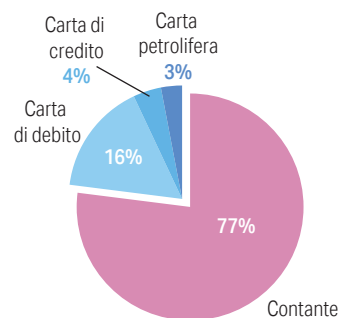
ITALIA - % SU N. DI OPERAZIONI



RETE - % SU VOLUMI VENDUTI



RETE - % SU N. DI OPERAZIONI



Fonte: Elaborazioni UP su dati Banca d'Italia e delle proprie Associate

focus

Progetto Zero Contanti
LE PROPOSTE

CONTANTI VS CARTE
PERCHÉ PREFERIRE I PAGAMENTI CON CARTA A QUELLI IN CONTANTI

QUALCHE DATO SUL **contante**

GLI ACQUISTI SULLA RETE CARBURANTI in contanti sono il:

- 60% dei volumi
- 8% di tutti i contanti spesi in Italia

OLTRE **— 250 MILIONI ALL'ANNO —**
E' LA SPESA A CARICO DEI GESTORI LEGATA ALL'UTILIZZO DEL CONTANTE

TRASPORTO GESTIONE SICUREZZA

CON LE **carte di pagamento** INVECE...

SICUREZZA
SEI PIU' AL SICURO DA FURTI E RAPINE

INCASSI SOTTO CONTROLLO

- l'incasso è certo e non rischi di ricevere banconote false
- la rendicontazione è agevole e gestisci eventuali contestazioni con semplicità

COMODITÀ
VELOCIZZI I PAGAMENTI E NON PERDI TEMPO CON I RESTI

DAL 1° LUGLIO
LA LEGGE DI BILANCIO 2018 PREVEDE UN CREDITO D'IMPOSTA PARI AL 50% DELLE COMMISSIONI SULLE VENDITE DI CARBURANTE EFFETTUATE CON CARTE DI PAGAMENTO

ABI unione petrolifera

in collaborazione con
FISB Confcommerci FEGSA GIL FISBC/Unica Confcommerci

Campagna informativa congiunta con Abi sui vantaggi del pagamento elettronico rivolta sia al consumatore che al gestore/ esercente;

rendere meno gravoso il costo della commissione per l'esercente affinché si faccia promotore dell'utilizzo della moneta elettronica con il consumatore;

ottimizzare i costi delle transazioni da parte del sistema bancario, riducendo le commissioni in maniera premiale all'aumentare dei volumi utilizzati;

prevedere il concorso dello Stato per sostenere i costi della commissione bancaria introducendo, ad esempio, un credito d'imposta a favore del gestore per le vendite effettuate con moneta elettronica per la componente del prezzo finale pari all'accisa – *parzialmente attuata con la Legge di bilancio 2018*;

intervenire sul consumatore prevedendo, ad esempio, la deducibilità delle spese per carburanti da parte degli operatori professionali solo nel caso di acquisti effettuati con sistemi di pagamento tracciabili (carte petrolifere o carte di debito/ credito) – *attuata con la Legge di bilancio 2018*;

Attivare iniziative di promozione dell'uso delle carte con concorsi, lotterie, etc.

4 OTTIMI MOTIVI PER PREFERIRE LE CARTE AL CONTANTE
NELL'ACQUISTO DI CARBURANTI

MENO CONTANTI PIU' COMODITA' PIU' SICUREZZA

1 COMODITÀ

L'operazione richiede pochi secondi e non devi preoccuparti di contare il resto

Ovunque tu sia, hai sempre con te la somma necessaria senza costi aggiuntivi

Acquisti oggi e puoi scegliere, a seconda della carta, quando la spesa ti sarà addebitata

2 SICUREZZA

In caso di furto o smarrimento della carta, ovunque tu sia, basta una telefonata per bloccarla e impedire l'uso indebito

Con il servizio opzionale SMS Alert puoi ricevere un sms ogni volta che la carta viene utilizzata

3 CONTROLLO DELLE SPESE

Tieni traccia di tutti i pagamenti senza dover conservare gli scontrini

Puoi farlo in tanti modi: allo sportello automatico, on line, telefonicamente

4 LEGALITÀ

USANDO LE CARTE RIDUCI I FENOMENI DI ILLEGALITÀ

ABI unione petrolifera

focus

Premi e ricorrenze del settore nel 2017

Anche nel 2017 l'industria petrolifera ha ottenuto numerosi riconoscimenti per il proprio impegno verso la sostenibilità ambientale, l'attenzione alla sicurezza e le buone pratiche di corporate governance delle aziende.

Fra le ricorrenze del 2017 si segnalano:

- i 50 anni dell'oleodotto transalpino **SIOT** (Gruppo TAL¹) che con i suoi 753 chilometri di lunghezza parte da Trieste e arriva a rifornire la Baviera, l'Austria e la Repubblica Ceca. Nei suoi 50 anni di attività l'oleodotto transalpino ha trasportato 1,4 miliardi di tonnellate di greggio, pari al quantitativo consumato in Italia in 20 anni.

Fra i riconoscimenti ottenuti, si segnala che:

- la **Attilio Carmagnani "AC"** ha ottenuto a fine 2017 un "rating di legalità" di tre stellette, il massimo, dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, grazie al suo impegno nella sicurezza e alle buone pratiche di condotta aziendali. Tre stellette sono concesse all'impresa più virtuose che adottano protocolli di legalità e codici di autoregolamentazione, politiche di responsabilità sociale e di contrasto alla corruzione, che sono iscritte a elenchi di fornitori non soggetti a tentativi di infiltrazione mafiosa e che consentono la tracciabilità di tutti i pagamenti;
- anche nel 2017 e nei primi mesi di quest'anno **Eni** si è distinta nei seguenti premi/classifiche:
 - l'"Oscar di Bilancio 2017", assegnato annualmente da Ferpi, Borsa Italiana e Università Bocconi, nella categoria Grandi Imprese, quotate a Piazza Affari;
 - il "Sodalitas Social Award 2017", il riconoscimento

più autorevole in Italia per le imprese impegnate nel futuro sostenibile;

- come primo marchio italiano 2018 con il maggior valore economico della classifica "Brand Finance Italy 50" pubblicata in occasione del 2° Milano Marketing Festival;
- il secondo posto nella 21^{ma} edizione della classifica "Webranking Europe 500 per l'anno 2017/2018", condotta dalle società Comprend e Lundquist, che misura la trasparenza e la completezza delle informazioni dei siti delle maggiori aziende europee;
- la **Saras** ha conseguito il "Distinction Award" da parte del Global Water Intelligence Awards 2018, uno dei riconoscimenti più importanti del settore, per l'efficienza del dissalatore operato da Acciona Agua all'interno della Raffineria di Sarroch, in grado di produrre 12 mila metri cubi di acqua demineralizzata al giorno, senza utilizzare prodotti chimici;
- infine la **SIOT** è arrivata tra le finaliste del "Premio Imprese per la Sicurezza", organizzato da Confindustria con l'Inail e la collaborazione tecnica di AQPI e Accredia, volto ad incentivare gli investimenti in prevenzione. Grazie agli oltre 55 milioni euro annuali per investimenti e manutenzione degli impianti soprattutto in Italia, quindi in Austria e Germania, non sono mai stati rilevati incidenti o perdite di prodotto e con le oltre 500 petroliere che ogni anno attraccano al terminale del Porto di Trieste² lo hanno reso il primo porto petrolifero italiano.

¹ Consorzio Transalpino partecipato da OMV, Shell, Eni, BP, Rosneft, ExxonMobil, C-Blue Limited, Mero, Philipps 66/Jet Tankstellen e Total.

² Secondo i dati 2017 diffusi dall'Autorità di Sistema Portuale del mare Adriatico Orientale, con circa 44 milioni di tonnellate di greggio e prodotti e circa 62 milioni di tonnellate di merce movimentata è risultato il primo porto petrolifero del Mediterraneo ed il primo in Italia per merci e traffico ferroviario.

focus

L'energia e i giovani - Le attività formative delle industrie

Continua l'impegno del **Gruppo api** per valorizzare il patrimonio di conoscenze dell'industria petrolifera dopo la firma, nel 2016, del Protocollo d'intesa con il Ministero dell'Istruzione, focalizzato sui temi dell'Alternanza scuola-lavoro e sulla cooperazione con le Istituzioni universitarie. A partire dall'anno scolastico 2017-2018, gli studenti dell'Itis Volterra-Elia di Torrette (AN) e del Liceo Cambi Serrani di Falconara hanno potuto effettuare un'esperienza formativa all'interno della Raffineria di Falconara Marittima (AN), nell'ambito dell'Alternanza scuola-lavoro, conoscendo le attività di una realtà industriale complessa, dal laboratorio, alla logistica, ai controlli ambientali.

Eni è la prima società italiana ad avere firmato un Protocollo d'Intesa che preveda sia l'Apprendistato di 1° livello che l'Alternanza scuola-lavoro, organizzata tramite il progetto **Eni-learning**. Oltre all'Alternanza l'azienda supporta anche **Eni-scuola**, iniziativa con il patrocinio del Ministero dell'Istruzione che organizza vari progetti didattici per scuole primarie e secondarie in tutto il territorio nazionale e all'estero, per educare sui temi dell'energia e dell'ambiente.

È invece orientato a sensibilizzare al tema della legalità e sicurezza nel patrimonio ambientale il **Progetto "Vai col vento"** promosso da **Erg**, con la partecipazione dell'Arma dei Carabinieri e il patrocinio del Ministero dell'Ambiente, che nell'edizione di quest'anno coinvolgerà circa 1500 studenti in alcuni Comuni della Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia.

SCI-TECH
CHALLENGE

Esso Italiana è impegnata nella **Sci-Tech Challenge**¹, 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 quattro Paesi - Belgio, Italia, Paesi Bassi 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.

Al programma partecipano anche i 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.

La Esso Italiana ha anche avviato su base sperimentale il **Progetto "Going Solo"**, volto a sensibilizzare sulla sicurezza stradale i giovani neopatentati di alcune Scuole Secondarie di secondo grado della provincia di Savona. Il programma è promosso in collaborazione con l'Associazione PSicS (Prevenzione Sicurezza Salute).

Sempre sotto il profilo degli investimenti in programmi didattici, anche nel 2018, come già da tre anni, sono proseguite le iniziative di Alternanza scuola-lavoro, per studenti degli Istituti liceali che approfondiscono negli impianti **Saras** i diversi temi della gestione aziendale, della logistica petrolifera e dell'automazione industriale.

Si segnalano ancora due progetti rivolti all'istituzione scolastica: **"Tablet in Classe"** della **Saras**, che ha coinvolto gli studenti delle Scuole Medie di Sarroch, ed **"In Viaggio per la Scuola"** di **TotalErg**. Entrambi hanno l'obiettivo di favorire l'apprendimento e l'uso delle nuove tecnologie nella didattica.

Il Progetto **"In Viaggio per la Scuola"**, avviato a maggio 2017, era rivolto a tutte le scuole d'infanzia, primarie e secondarie di primo grado del territorio italiano. Attraverso una serie di iniziative TotalErg ha contribuito a migliorare e ad innovare gli strumenti della didattica, favorendo la formazione delle generazioni future e la diffusione di una didattica 2.0. TotalErg ha offerto aule multimediali alle città di Camerino ed Assisi e ha sostenuto la ricostruzione post sisma di San Severino Marche con la partecipazione alla realizzazione di un villaggio scolastico.

¹ Abbreviazione di Science and Technology Challenge.

GLI ASPETTI DOGANALI E FISCALI

Entrate tributarie

Per il 2017 i dati dell'economia reale e dei conti pubblici segnalano un miglioramento delle finanze pubbliche e un rafforzamento del percorso di crescita economica, sostenuto anche dall'orientamento espansivo delle ultime politiche di bilancio.

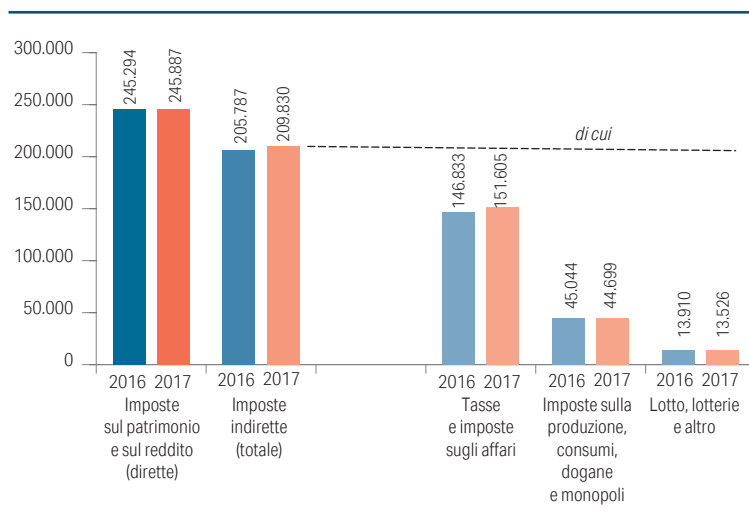
La dinamica delle entrate tributarie è stata positivamente influenzata anche dagli effetti di alcuni provvedimenti normativi di contrasto alle frodi e all'evasione, primi fra tutti:

- l'allargamento della normativa relativa alla scissione dei pagamenti (cosiddetto *split payment*, Decreto-Legge n. 50/2017 convertito con Legge 21 giugno 2017 n. 36¹);
- l'introduzione di meccanismi di recupero dell'evasione che si fondano sull'acquisizione tempestiva, con canali telematici, delle informazioni sulle cessioni e sugli acquisti (Decreto-Legge n. 93/2016 convertito con Legge 1° dicembre 2016, n. 225²);
- revisione delle dichiarazioni d'intenti degli esportatori abituali.

Complessivamente, nel 2017 le entrate tributarie, accertate in base al criterio di competenza giuridica, sono state pari a 455,72 miliardi di euro rispetto ai 451,54 miliardi del 2016, pari ad un incremento di 4,6 miliardi di euro (+1 per cento).

Dal confronto tra il gettito erariale del 2017 e quello del 2016, al netto del gettito transitorio generato dalla *voluntary disclosure* (4,6 miliardi di euro nel 2016 e un miliardo nel 2017), si riscontra un incremento di 7,76 miliardi di euro pari all'1,7 per cento in più.

ITALIA Composizione del gettito per categorie di bilancio
(Miliardi di euro)

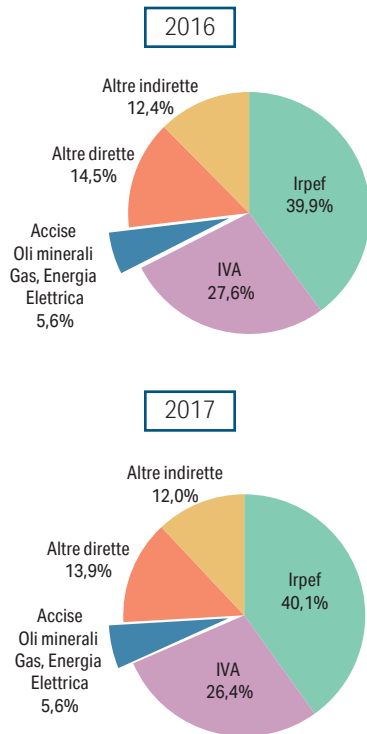


Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2017

¹ Pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 144 del 23 giugno 2017.

² Pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 282 del 2 dicembre 2017.

ITALIA Composizione percentuale del gettito fiscale per tipologia di imposta



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2017

Le imposte dirette sono ammontate a 245,9 miliardi di euro, quelle indirette a 209,80 miliardi.

L'analisi della composizione percentuale, rispetto al totale, per tipologia di imposta, presenta una riduzione di 0,6 punti percentuali per le imposte che rientrano nella categoria "altre dirette", riduzione riconducibile all'esaurimento dell'effetto della *voluntary disclosure*. Emerge altresì un netto incremento dell'imposta sul valore aggiunto dello 0,8 per cento e l'invarianza del peso delle imposte sugli oli minerali al 5,6 per cento.

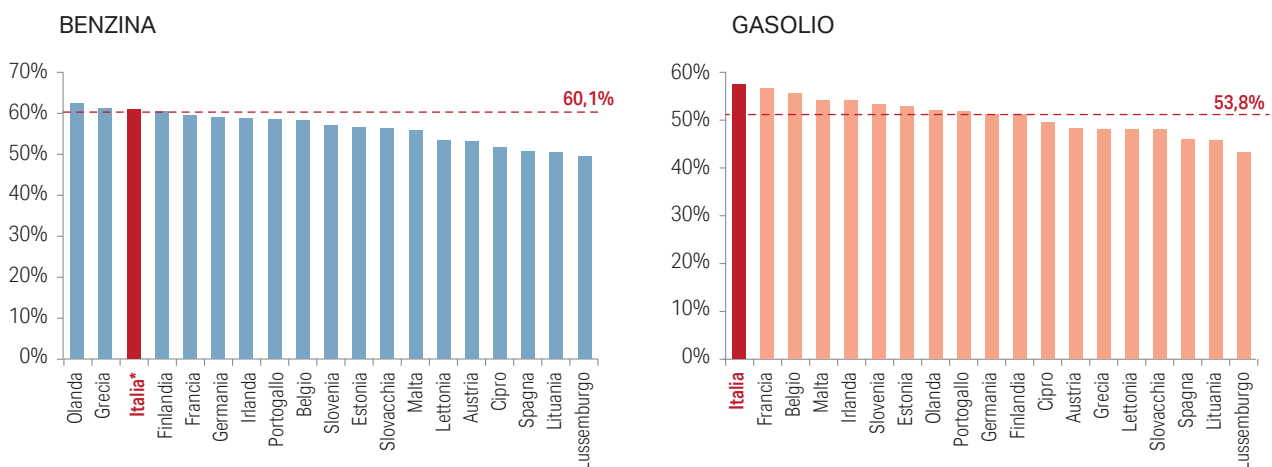
Nel corso del 2017 i prodotti energetici hanno generato un gettito erariale pari a 32,398 miliardi di euro, di cui l'83,34 per cento rappresentato dai prodotti petroliferi. In termini assoluti, nel corso del 2017, i prodotti petroliferi hanno contribuito, a titolo di accise, con 26,4 miliardi di euro contro i 26 dell'anno precedente, pari a un incremento netto dell'1,3 per cento.

Ciò nonostante, nel corso dell'anno, il livello di tassazione dei prodotti petroliferi non sia variato rispetto al 2016, in virtù del rinvio al 2019 e al 2020 delle clausole di salvaguardia di cui all'articolo 1, comma 718, lettere a) e b) della Legge 23 dicembre 2014, n. 190.

L'accisa sull'energia elettrica si è attestata invece a 2,58 miliardi di euro, con una riduzione di circa il 9,4 per cento, mentre quella sul gas metano combustione è stata di 3,46 miliardi, con un incremento dell'1,3 per cento.

AREA EURO Incidenza fiscale sul prezzo al consumo dei carburanti

(Peso percentuale della componente fiscale sul prezzo di ogni litro a fine maggio 2018)



^(*) Incidenza fiscale calcolata escludendo le accise regionali (IRBA) applicate da alcune Regioni in aggiunta all'accisa ordinaria.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

Il gettito fiscale degli oli minerali

Per quanto riguarda **la tassazione complessiva (accise + IVA), nel 2017 le entrate fiscali derivanti dai prodotti petroliferi si stimano pari a oltre 38,9 miliardi di euro¹**, con un aumento dello 0,8 per cento rispetto all'anno precedente (310 milioni in più).

L'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi (mediamente circa +6 per cento la benzina e +8 per cento il gasolio) ha prodotto un incremento del gettito IVA sui 600 milioni (+5 per cento).

Con 38,9 miliardi il gettito è stato comunque superiore di oltre 1 miliardo di euro a quello del 2011, sebbene i consumi petroliferi siano scesi di 12,4 milioni di tonnellate rispetto ad allora.

Lotta all'illegalità - Indirizzi sulle strategie e azioni per il contrasto all'evasione.

Nel corso del 2017 si è rafforzata la lotta alle frodi sui carburanti attraverso un'attività sinergica tra il settore, le Amministrazioni preposte e le Forze dell'Ordine. L'attività si è sviluppata dando attuazione alle misure già contenute nella Legge di bilancio 2017, e nel relativo collegato fiscale², nonché analizzando le frodi più ricorrenti e la loro articolazione.

All'attività ha collaborato attivamente anche la Direzione Nazionale Antimafia e Antiterrorismo avendo, purtroppo, riscontrato nelle ultime frodi il coinvolgimento della criminalità organizzata nazionale ed internazionale.

Tale metodo di lavoro ha consentito di individuare una serie di ulteriori misure, poi introdotte nella Legge di bilancio per l'anno 2018, in grado di incidere in modo specifico nei confronti di particolari fenomeni fraudolenti, senza penalizzare il mercato e l'operatività del settore.

Essenziale è stato cercare di **quantificare il divario (tax gap) tra le imposte effettivamente versate e le imposte che i contribuenti avrebbero dovuto versare in un regime di perfetto adempimento degli obblighi tributari (tax compliance)**. Tale differenza ha consentito di identificare e quantificare la propensione all'inadempimento tributario da parte dei contribuenti.

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

² Vedi Focus "Attuazione misure contenute in Legge di bilancio 2017 e collegato fiscale (L. 225/2016)" a pag. 92.

Il *tax gap*, così come in altri settori, andrebbe però misurato non solo in termini assoluti, ma anche in modo più articolato facendo riferimento a dati disaggregati per categoria di prodotto e per tipologia d'impiego, così da consentire l'identificazione degli effetti riconducibili all'erosione delle imposte.

Nella Relazione sull'economia non osservata e sull'evasione fiscale e contributiva dell'anno 2017, predisposta dall'apposita Commissione costituita con Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 28 aprile 2016, si rileva che il *tax gap* nel settore energetico non è un problema solo nazionale ma oggetto di

ITALIA La stima del gettito fiscale sugli oli minerali

(Miliardi di euro)

	Imposta di fabbricazione/Accisa					Totale	Sovra-imposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti
	sulla Benzina	di cui quota riservata alle Regioni ⁽¹⁾	sui Gasoli	sugli Oli comb.li	su altri prodotti				
1970	0,658		0,123	0,058	0,064	0,903	0,009	0,088	1,000
1975	1,286		0,159	0,023	0,089	1,557	0,010	0,542	2,109
1980	2,957		0,325	0,033	0,173	3,488	0,039	1,963	5,490
1985	5,268		1,669	0,097	0,195	7,229	0,076	4,028	11,333
1990	8,054		7,186	0,400	0,679	16,319	0,300	5,010	21,629
1995	12,586		8,862	0,724	0,738	22,910	0,374	6,972	30,256
1996	12,425	3,961	8,886	0,405	1,170	22,886	0,376	7,489	30,751
1997	13,082	4,032	9,194	0,349	1,040	23,665	0,238	7,850	31,753
1998	13,091	2,946	9,575	0,306	1,070	24,042	0,204	7,902	32,148
1999	13,613	2,930	10,350	0,300	1,150	25,413	0,178	8,367	33,958
2000	11,650	2,794	9,900	0,245	1,186	22,981	0,170	9,813	32,964
2001	11,350	2,530	10,700	0,230	1,955	24,235	0,134	9,658	34,027
2002	11,370	2,648	11,255	0,235	1,383	24,243	0,153	9,813	34,209
2003	11,000	2,379	11,800	0,230	1,527	24,557	0,126	10,050	34,733
2004	10,600	2,174	12,450	0,160	0,683	23,893	0,098	10,650	34,641
2005	9,950	2,032	13,050	0,150	1,186	24,336	0,081	11,630	36,047
2006	9,350	1,921	13,500	0,160	1,477	24,487	0,084	12,300	36,871
2007	8,770	2,084	14,000	0,120	1,310	24,200	0,061	12,100	36,361
2008	8,130	1,942	14,070	0,110	1,290	23,600	0,060	13,200	36,860
2009	7,900	2,019	13,900	0,110	1,090	23,000	0,069	10,850	33,919
2010	7,450	2,034	13,750	0,100	1,650	22,950	0,047	11,750	34,747
2011 ⁽²⁾	7,480	1,915	14,950	0,070	1,750	24,250	0,047	13,600	37,897
2012	8,030	1,728	17,550	0,050	1,770	27,400	0,048	14,400	41,848
2013	7,800	1,252	17,400	0,050	1,944	27,194	0,056	13,880	41,130
2014 ⁽³⁾	7,750	—	17,590	0,050	1,910	27,300	0,055	13,840	41,195
2015	7,680	—	18,000	0,050	1,860	27,590	0,067	12,500	40,157
2016	7,470	—	17,900	0,030	1,650	27,050	0,020	11,550	38,620
2017 ⁽⁴⁾	7,200	—	17,850	0,030	1,650	26,730	0,050	12,150	38,930

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

⁽²⁾ Dato modificato rispetto alle stime precedenti 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.

⁽³⁾ La differenza con i dati preconsuntivi del Ministero delle Finanze è dovuto al fatto che la riserva destinata alle Regioni a Statuto ordinario, da dicembre 2013 viene contabilizzata tra le imposte erariali, come sempre fatto nelle stime UP.

⁽⁴⁾ Dato provvisorio.

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

particolare interesse anche a livello internazionale.

La suddetta Commissione, supportata dal Dipartimento del Ministero delle Finanze, dall'Agenzia delle Entrate e dalla Guardia di Finanza, ha avviato le attività preliminari per valutare la possibilità di effettuare la stima del *tax gap* delle accise, con l'obiettivo di renderla disponibile nella relazione dell'anno 2018, anche alla luce degli avanzamenti metodologici in materia derivanti dal progetto di ricerca su scala europea "*Development of a Methodology for Estimating the Excise Tax Gap*", avviato presso il Dipartimento delle Finanze e finanziato dall'Unione europea tramite l'iniziativa "*Structural Reform support Program*".

Gli indirizzi e le linee strategiche per il contrasto all'evasione nazionale tengono inoltre conto delle principali raccomandazioni contenute nei **rapporti del Fondo monetario internazionale e dell'OCSE (2016) sullo stato dell'amministrazione fiscale italiana**. Coerentemente con quanto suggerito dall'OCSE, il legislatore, oltre a varare idonee disposizioni legislative, ha promosso infatti lo sviluppo di significative sinergie tra gli organi di controllo.

Con questo spirito, nell'ambito dell'attività di analisi, prevenzione e repressione delle frodi fiscali in materia di oli minerali, nel corso del 2017 sono stati sviluppati anche **nuovi sistemi di controllo volti a incidere sui diversi segmenti della filiera del mercato dei carburanti quali:**

- **analisi delle dichiarazioni d'intento** in materia di Imposta sul Valore Aggiunto presentate da presunti esportatori abituali. In particolare, l'Agenzia delle Entrate ha avviato un progetto sperimentale di controllo preventivo delle dichiarazioni d'intento ricevute da soggetti operanti nel settore petrolifero, con il quale ha potuto **accertare la presenza di 30 falsi esportatori abituali, dichiarazioni false per circa 300 milioni di euro e 70 casi di falsa fatturazione;**
- **verifica dell'immissione in consumo in frode**, nel territorio nazionale, di gasolio autotrazione proveniente dall'Est Europa, dichiarato dallo speditore "olio lubrificante" e quindi privo del documento fiscale comunitario di circolazione;
- **monitoraggio della movimentazione di carburante e degli acquisti intracomunitari da società residenti in taluni Stati dell'Unione europea** che, attraverso i cosiddetti *missing-trader* o **frodi carosello**, evadono totalmente il versamento dell'IVA ricevuta dal cessionario.

Tale attività proseguirà anche nei prossimi anni: la Legge di bilancio 2018 all'art. 1, comma 919 ha previsto, infatti, la realizzazio-

focus

Le principali raccomandazioni dell'OCSE e del FMI in tema di *tax compliance* e di riscossione

Definizione di una strategia nazionale per migliorare la *tax compliance*, basata sulle seguenti priorità:

- affrontare in modo particolare gli aspetti chiave della non-compliance dell'IVA, prestando particolare attenzione agli obblighi di presentazione delle dichiarazioni IVA (richiedendo per esempio la presentazione della dichiarazione IVA trimestrale);
- sfruttare le potenzialità dei dati contenuti negli studi di settore e del monitoraggio sul *tax gap*;
- istituire rapidamente una struttura centralizzata che si occupi degli individui con alta capacità contributiva (HNWI), beneficiando appieno inter alia delle informazioni derivanti dalla lotta contro l'evasione internazionale;
- garantire l'accesso e l'interoperabilità tra le banche dati e lo sviluppo di strategie e strumenti da usare, fornendo dati e informazioni rilevanti;
- proseguire le azioni di riforma, offrendo certezza e prevedibilità agli investitori, alimentando il nuovo programma di cooperative compliance e migliorando la capacità dell'Italia di risolvere le procedure amichevoli in modo tempestivo.

Definizione di una strategia nazionale per migliorare la riscossione coattiva, basata sulle seguenti priorità:

- aumentare l'accuratezza e l'integrità del magazzino dei crediti fiscali;
- adottare misure urgenti per assicurare che la funzione che si occupa della riscossione dei crediti fiscali sia tempestivamente informata di situazioni in cui gli obblighi fiscali dei contribuenti sono stati completamente assolti o estinti;
- dotare la funzione che si occupa della riscossione di adeguati poteri, in linea con le migliori pratiche.

ne di un **piano straordinario di controlli da parte dell'Agenzia delle Entrate e della Guardia di Finanza, relativi agli anni 2018, 2019 e 2020 per il contrasto all'illegalità fiscale nel settore carburanti.**

Il programma è finalizzato all'emersione delle basi imponibili e delle imposte sottratte a tassazione, sulla base di elementi e circostanze desunti dalle informazioni presenti nel sistema informativo dell'anagrafe tributaria, del coordinato utilizzo dei dati sia archiviati ai sensi delle vigenti disposizioni, sia acquisiti in base agli ordinari poteri istruttori.

Per quanto riguarda invece le **nuove misure di prevenzione delle frodi** contenute nella Legge di bilancio 2018, le stesse sono volte a integrare le misure già definite nel 2016 per cercare di "sigillare fiscalmente" la filiera. Le misure prevedono:

- o **dal 1° luglio 2018:** l'autorizzazione preventiva da parte dell'A-

ITALIA I livelli attuali delle accise

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore al 1° maggio 2018

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

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

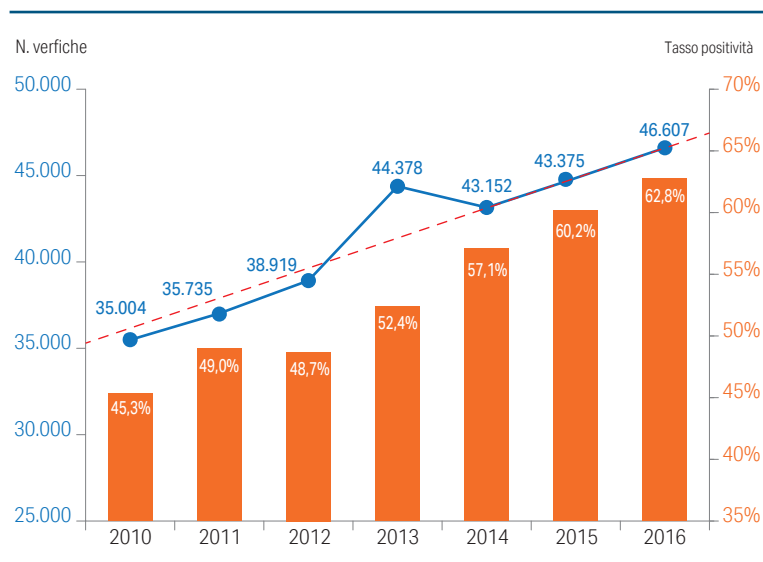
genza delle Dogane dei soggetti che intendono avvalersi, per lo stoccaggio di prodotti energetici, di un deposito fiscale o del deposito di un destinatario registrato, dei quali non siano titolari;

- **dal 1° febbraio 2018:** il pagamento, prima dell'immissione in consumo, dell'IVA relativa a benzina e gasolio destinati ad essere utilizzati come carburanti per motori, introdotti in un deposito fiscale o in un deposito di un destinatario registrato. La disposizione non si applica nel caso siano di proprietà del titolare del deposito o di un soggetto ritenuto affidabile secondo specifici criteri;
- **dal 1° luglio 2018:** le cessioni di benzina e gasolio per autotrazione sono obbligatoriamente soggette a fatturazione elettronica. Si anticipa così una disciplina prevista dal 1° gennaio 2019 per tutte le cessioni di beni e prestazioni di servizi. Previsione che ha richiesto da parte del Governo italiano un'autorizzazione specifica della Commissione europea, in deroga alla Direttiva comunitaria 2006/112, relativa al regime generale dell'Imposta sul Valore Aggiunto;
- **dal 1° luglio 2018:** graduale trasmissione telematica dei corrispettivi degli impianti di distribuzione carburanti, partendo dagli impianti completamente automatizzati dotati di telelivelli per estendere poi progressivamente l'obbligo a tutti gli impianti entro il 1° gennaio 2020.

Sempre nell'ottica di **contrastare l'evasione fiscale**, con l'articolo 1, comma 4^{quinques} del Decreto-Legge n. 50/2017, convertito con modificazioni nella Legge n. 96/2017, le cessioni di carburanti per autotrazione sono state assoggettate al meccanismo della **responsabilità in solido** dell'acquirente con il venditore per il pagamento dell'IVA. La responsabilità solidale interviene nel caso in cui la cessione di carburanti sia avvenuta a prezzi inferiori al valore "normale" di mercato e il cedente non abbia versato l'IVA. Per rendere applicabile la suddetta norma è stato poi emanato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze il Decreto Ministeriale del 10 gennaio 2018.

In ultimo, tra le **disposizioni antielusive** relative ai soggetti che

ITALIA Andamento del numero delle verifiche sulle accise con relativo tasso di positività⁽¹⁾ dell'Agenzia delle Dogane



⁽¹⁾Tasso di positività delle verifiche in materia di accise (con esclusione dei tabacchi).

Fonte: Agenzia delle Dogane, Relazione sull'economia non osservata e sull'evasione fiscale e contributiva, anno 2017

focus

**Attuazione misure contenute in Legge di bilancio 2017
e collegato fiscale (L. 225/2016)**

<p>Revisione dei criteri per l'autorizzazione dei depositi fiscali Legge n. 232/2016, art. 1, comma 535 lettera e)</p>	<p>Decorrenza 1° gennaio 2017 per i nuovi depositi; per quelli in esercizio periodo transitorio fino al 31 dicembre 2019. Istruzioni dell'Agenzia delle Dogane Circolare 5 dicembre 2017 n. 14/D.</p>
<p>Revisione della gestione dei depositi dei destinatari registrati Legge n. 232/2016, art. 1, comma 535, lettera b)</p>	<p>Decorrenza 1° gennaio 2017. Agenzia delle Dogane Circolare 1° giugno 2017 n. 8/D Istruzioni per l'installazione di strumenti di controllo e di segregazione dei prodotti con differenti posizioni fiscali.</p>
<p>Controlli dell'Amministrazione finanziaria Legge n. 232/2016, art. 1, comma 535, lettera d). Facoltà dell'Amministrazione di disporre ulteriori misure di controllo, proporzionali al grado di tutela fiscale che vuole assicurare negli specifici casi</p>	
<p>Circolazione stradale dei prodotti energetici Legge n. 232/2016, art.1 comma 535 lett a) e c). Dotazione per le autobotti di un sistema di tracciatura della circolazione e di misurazione delle quantità scaricata per i prodotti</p>	<p>Decorrenza dalla data di entrata in vigore della determinazione dell'Agenzia delle Dogane. Per il trasporto di prodotto destinato a bunker (gasolio e O.C. fluidissimo) obbligo dal 1° aprile 2019.</p>
<p>Norme antielusive Decreto-Legge n. 193/2016, convertito con Legge n. 225/2016, art. 4, commi 1 e 2 Trasmissione telematica periodica dei dati: – delle fatture emesse e ricevute – riepilogativi delle liquidazioni periodiche IVA</p>	<p>Trasmissione dati fattura abrogata dal 1° luglio 2018 con avvio e-fattura Invio dati liquidazione IVA operativa.</p>
<p>Punti vendita carburanti non presidiati Decreto-Legge n. 193/2016, convertito con Legge 225/2016, art. 4, commi 1 lettera g). Previsione di un registro di carico e scarico telematico che riporta i livelli di temperatura e di giacenza dei prodotti detenuti</p>	<p>In attesa di Direttoriale.</p>
<p>Esportatori abituali Direttoriale n. 213221 del 02 dicembre 2016. Revisione della dichiarazione d'intenti e delle modalità e termini di trasmissione</p>	<p>Decorrenza 1° marzo 2017.</p>
<p>IVA — Decreto-Legge n. 50/2017, convertito in Legge n. 96/2017, art. 1 comma <i>quinques</i>. Solidarietà fiscale cedente/cessionario (art. 60 bis del Decreto del Presidente della Repubblica n. 633/72), al fine di responsabilizzare gli acquirenti per acquisti a «prezzi inferiori ai valori normali», derivanti da fenomeni di frode</p>	<p>Decreto Ministeriale 10 gennaio 2018 relativo a modalità e termini di applicazione della norma.</p>

acquistano carburanti nell'ambito della loro attività economica o professionale, sono state individuate misure che incidono comunque sull'attività degli impianti carburanti. E' stata infatti prevista la deducibilità del costo di tali acquisti e la detrazione della relativa Imposta sul Valore Aggiunto, solo per gli acquisti effettuati attraverso **strumenti di pagamento tracciati** (carte di credito e debito, carte petrolifere, bonifici, assegni, ...) e oggetto di **fatturazione elettronica** (Legge n. 205/2017, art. 1, commi da 920 a 927). Con tali disposizioni, oltre a mettere ordine nella documentazione fiscale attestante tali acquisti (la scheda carburante è stata sostituita dalla fattura), si vuole ridurre l'utilizzo del contante presso i distributori carburanti. Parallelamente, data la forte incidenza sul margine del gestore delle commissioni delle carte bancarie, viene previsto un credito d'imposta per il gestore pari al 50 per cento delle commissioni versate per la moneta elettronica.

EUROPA Le accise in vigore al 1° maggio 2018

	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	614,75	565,85	18,65	—	16,35
Bulgaria	363,02	330,30	330,30	93,96	—
Cipro	489,70	460,70	135,43	—	17,70
Croazia	521,73	413,60	46,36	7,49	21,63
Danimarca	620,12	422,63	330,40	—	396,32
Estonia	563,00	493,00	58,00	193,00	—
Finlandia	673,82	459,92	228,70	—	—
Francia	691,40	609,50	156,20	115,40	139,50
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	—
Grecia	711,64	421,76	289,77	—	44,58
Irlanda	607,72	499,00	122,28	—	101,84
Italia	728,40	617,40	403,21	147,27	31,39
Lettonia	518,45	424,31	31,65	163,54	—
Lituania	434,43	347,00	21,14	161,17	15,06
Lussemburgo	462,09	335,00	10,00	54,07	—
Malta	549,38	472,40	232,09	—	—
Olanda	786,39	497,81	497,81	187,25	36,73
Polonia	392,93	344,18	54,54	109,92	15,05
Portogallo	659,20	471,10	346,95	140,99	36,86
Regno Unito	658,45	658,45	126,58	—	—
Repubblica Ceca	503,17	429,11	93,07	84,65	18,50
Romania	424,45	394,74	326,02	66,59	15,26
Slovacchia	580,17	416,05	—	98,28	141,15
Slovenia	576,28	502,32	253,33	114,54	101,78
Spagna	461,31	367,33	89,08	32,41	16,72
Svezia	607,59	434,02	394,85	—	434,61
Ungheria	390,26	359,02	359,02	109,72	22,14

Fonte: Direzione Energy della Commissione UE

focus

Provvedimenti fiscali anno 2017
Legge n. 205 del 27 dicembre 2017**Controlli antifrode, art. 1 comma 919**

Piano straordinario di controlli nel settore carburanti per il triennio 2018-2020 a cura dell'Agenzia delle Entrate e della Guardia di Finanza.

Disposizioni di contrasto alle frodi IVA nel settore oli minerali, art. 1 commi da 909 a 917

Emissione fattura elettronica per cessioni di benzina e gasolio uso carburazione tra residenti.

Trasmissione telematica dei corrispettivi dei punti vendita carburanti derivanti dalle cessioni di carburanti benzina e gasolio

Decorrenza 1° luglio 2018.

Istruzioni dell'Agenzia delle Entrate.

Decorrenza 1° luglio 2018

per la trasmissione dei corrispettivi degli impianti completamente automatizzati dotati di telelivelli e progressiva estensione dell'obbligo a tutta la rete entro il 1° gennaio 2020.

Pagamento anticipato dell'IVA, art. 1. commi da 937 a 943

L'immissione in consumo dal deposito fiscale o l'estrazione dal deposito di un destinatario registrato della benzina o del gasolio destinati ad essere utilizzati come carburanti per motori, è subordinata al versamento dell'IVA, senza possibilità di compensazione i cui riferimenti vanno indicati nel documento di accompagnamento. L'imposta è versata dal soggetto per conto del quale il gestore dei predetti depositi procede all'immissione in consumo all'estrazione dei suddetti prodotti.

La disposizione non si applica:

- ai prodotti di proprietà del titolare del deposito dal quale sono immessi in consumo o estratti;
- ai prodotti immessi in consumo da un deposito fiscale per conto di un soggetto, titolare di un diverso deposito fiscale avente capacità non inferiore a 10.000 mc e che risulti soggetto affidabile;
- ai prodotti, immessi in consumo da un deposito fiscale avente capacità non inferiore ai predetti limiti per conto di un soggetto che presti idonea garanzia.

Decorrenza 1° febbraio 2018.

Disposizione di attuazione Decreto Ministeriale 13 febbraio 2018 attuazione.

Attese istruzioni dell'Agenzia delle Entrate

Autorizzazione allo stoccaggio presso depositi di terzi, art. 1, commi da 945 a 959

Il soggetto che intende avvalersi, per lo stoccaggio di prodotti energetici, di un deposito fiscale deve essere, preventivamente autorizzato dall'Agenzia delle Dogane. L'autorizzazione ha validità biennale ed operativa solo dopo l'acquisizione da parte dell'Agenzia delle Dogane dell'atto di assenso del depositario autorizzato

A seguito dell'emanazione del Decreto Ministeriale 12 aprile 2018 di attuazione la disposizione è in vigore dal 1° luglio 2018.

Promozione dei pagamenti tracciati, art. 1 commi da 920 a 927

Abrogazione della scheda carburante.

Deducibilità fiscale subordinata ad emissione di fattura elettronica da parte del gestore e pagamento con strumenti tracciabili anche elettronicamente.

Decorrenza 1° luglio 2018

Istruzioni dell'Agenzia delle Entrate del 4 e 30 aprile 2018

IL PETROLIO E L'AMBIENTE

Economia circolare ed uso efficiente delle risorse

Novità rilevanti sono da registrare sia in ambito europeo che a livello nazionale, per la promozione dell'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, lo scorso 18 dicembre la Commissione UE, il Parlamento e il Consiglio hanno raggiunto un'intesa informale sui testi delle direttive del **pacchetto sull'economia circolare** che saranno quindi pubblicate entro l'estate.

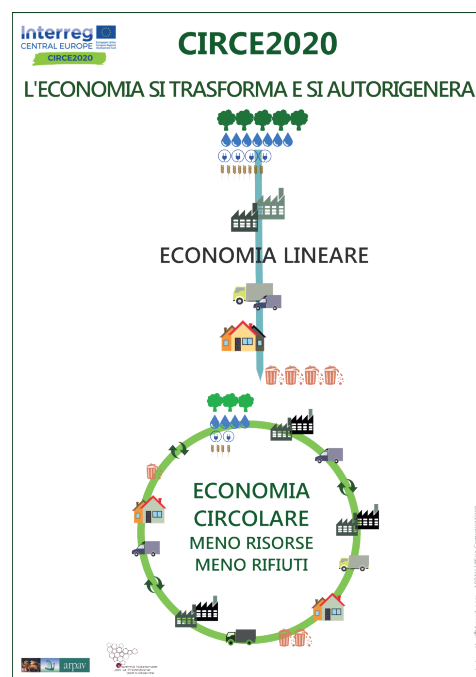
Tra queste, di interesse per il settore sono la Direttiva 2008/98 EC (rifiuti) e la Direttiva 1999/31 EC (discariche) per gli aspetti relativi agli obblighi del produttore di rifiuti e all'ottimizzazione delle risorse (sottoprodotti o *end of waste*).

Sulla responsabilità estesa del produttore del bene vengono attribuiti diversi compiti agli Stati membri, tra cui quello di definire in maniera chiara ruoli e responsabilità dei diversi soggetti coinvolti (non solo i produttori) e di mettere in atto misure per assicurare che i produttori (o le organizzazioni di loro emanazione) rispettino determinati requisiti, tra cui la copertura di determinati costi legati alla gestione dei rifiuti.

Per quanto riguarda i **sottoprodotti** viene positivamente chiarito che gli Stati membri possono definire criteri, ma solo per specifiche sostanze e laddove la Commissione Ue non abbia provveduto, mentre per gli **end of waste** sarà possibile procedere "caso per caso", in linea con quanto succede oggi in Italia, ovvero attraverso un sistema di autorizzazioni al riciclo e recupero rilasciato su base territoriale.

Nell'ambito della promozione del riutilizzo di materiali, si inserisce anche il Decreto del Presidente della Repubblica su **terre**

EUROPA Il progetto Circe 2020



e rocce da scavo¹ entrato in vigore nell'agosto 2017, che affronta in dettaglio i temi principali nella gestione delle terre, tra cui: i criteri per qualificarle 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 decreto è stato integrato con una Circolare² sulla gestione dei terreni contenenti **materiali di riporto**, specificando le condizioni in cui i riporti sono assimilabili al suolo e quindi esclusi dalla classificazione di rifiuto.

Nessuna novità invece per il SISTRI, il cui utilizzo ha subito l'ennesimo rinvio (fino al 31 dicembre 2018³), sempre in attesa della pubblicazione del Decreto che dovrebbe semplificare l'attuale sistema di tracciabilità, con l'introduzione di elementi quali: 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.

La nuova Strategia Energetica Nazionale - SEN

La nuova SEN, approvata nel novembre dello scorso anno⁴, si pone l'obiettivo di delineare una politica energetica di medio-lungo termine, tale da soddisfare contemporaneamente tre obiettivi: **competitività del Paese, sicurezza energetica e sostenibilità ambientale**.

Essendo molto ambiziosi, gli obiettivi della SEN andranno verificati periodicamente in base alla loro fattibilità, che sarà determinata dall'impatto economico del loro raggiungimento e dalle possibilità offerte dall'evoluzione tecnologica.

In termini quantitativi la SEN prevede la riduzione dei consumi energetici finali di 10 Mtep cumulati al 2030; prevede inoltre che il 28 per cento dei consumi totali al 2030 siano coperti da fonti

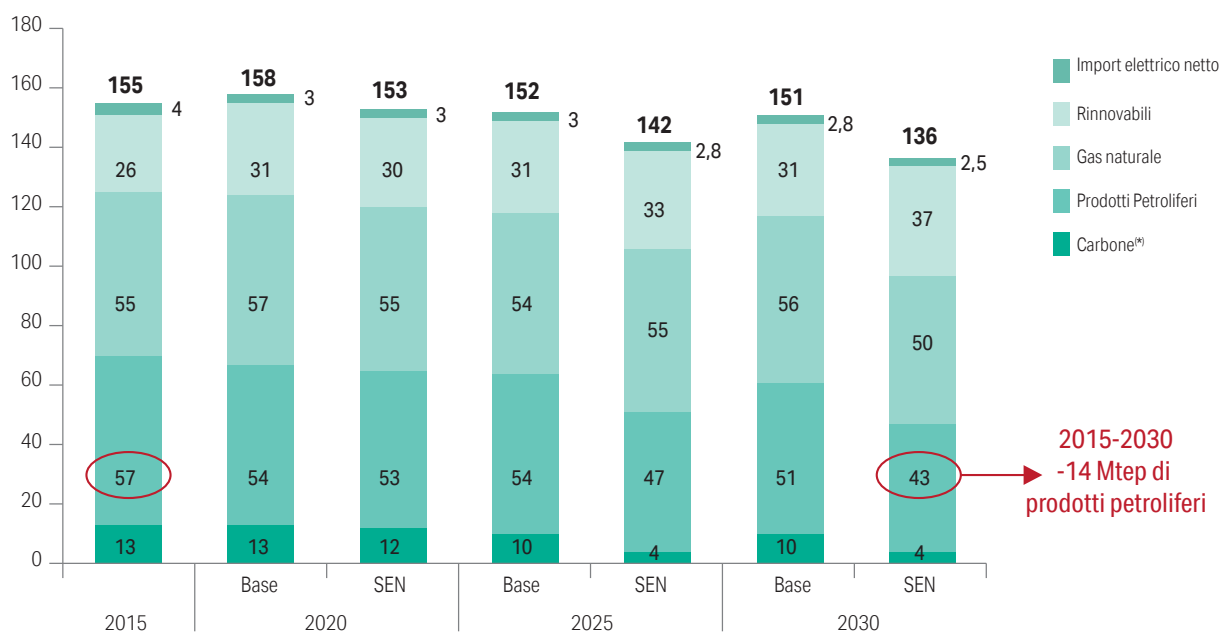
¹ Decreto del Presidente della Repubblica 13 giugno 2017, n. 120 Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del Decreto-Legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 novembre 2014, n. 164, su Gazzetta Ufficiale n. 183 del 7 agosto 2017.

² Circolare n. 15786 del 10 novembre 2017 che il Ministero dell'Ambiente ha indirizzato a Regioni e Province autonome.

³ Legge 27 dicembre 2017, n. 205 "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020 (Supplemento ordinario n. 62 alla Gazzetta Ufficiale n. 302 del 29 dicembre 2017).

⁴ Decreto Interministeriale 10 novembre 2017.

ITALIA Evoluzione fabbisogno energia primaria per fonte al 2030.
Confronto fra lo Scenario Base e quello della SEN
(Mtep)



2015-2030
-14 Mtep di
prodotti petroliferi

^(*) Il carbone previsto per il 2025 e 2030 nello scenario SEN è per usi diversi dalla produzione elettrica.

Fonte: RSE

rinnovabili (il 55 per cento nei consumi elettrici), nonché l'abbandono del carbone per la produzione elettrica entro il 2025. **Per i prodotti petroliferi l'obiettivo è di ridurre entro il 2030 di circa 14 Mtep i consumi primari rispetto al 2015.**

Decreto di revisione della disciplina sui Certificati Bianchi e Decreto Energivori

In relazione alla estrema volatilità del prezzo dei TEE - Titoli di Efficienza Energetica (c.d. Certificati Bianchi), il MISE è intervenuto, preparando un nuovo decreto per la revisione della loro disciplina. La bozza del decreto prevede l'introduzione di un tetto al valore dei Certificati Bianchi, pari a 250 euro, e dà mandato al GSE di regolare il mercato della domanda e dell'offerta. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato inoltre il 21 dicembre 2017 il **Decreto sulle Industrie Energivore** volto a dare attuazione alla riforma dell'attuale sistema tariffario di agevolazione per le imprese energivore. Grazie alla possibilità prevista dalla nuova disciplina europea, il decreto qualifica come imprese energivore quelle per cui il costo dell'energia è pari ad almeno il 20 per cento del VAL –

focus

La Strategia Energetica Nazionale 2017

Con l'adozione del Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017, firmato congiuntamente dai Ministri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico, è giunto a conclusione il percorso di elaborazione della nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN). La SEN contribuirà alla definizione del **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** del Governo, che conterrà la strategia italiana per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, previsti dal Pacchetto Energia pulita e dall'Accordo di Parigi sulla lotta ai cambiamenti climatici.

La SEN persegue sostanzialmente tre **obiettivi**, che declinano su base nazionale le finalità stabilite della Energy Union a livello europeo:

- migliorare la **competitività** del Paese;
- raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di **de-carbonizzazione al 2030 fissati a livello europeo**;
- migliorare la **sicurezza** dell'approvvigionamento e la flessibilità e sicurezza delle infrastrutture energetiche.

Nel documento vengono individuate sei azioni chiave per il perseguimento di questi obiettivi: sviluppo delle **rinnovabili**; **efficienza** energetica; **sicurezza** energetica; **competitività dei mercati Energetici**; **accelerazione del phase-out dal carbone al 2025**; tecnologia, ricerca e innovazione.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle **rinnovabili** l'obiettivo ipotizzato dalla SEN per il 2030 è che almeno il 28 per cento dei consumi lordi finali di energia provenga da fonti rinnovabili, superando l'obiettivo europeo del 25 per cento. L'Italia, con una quota del 17,5 per cento già nel 2015, ha superato il target europeo del 17 per cento previsto per il 2020.

La SEN prevede che l'obiettivo al 2030 venga raggiunto grazie al contributo delle seguenti componenti: il 55 per cento circa dalle rinnovabili elettriche; il 30 per cento circa dalle rinnovabili negli usi per riscaldamento e raffrescamento e il 21

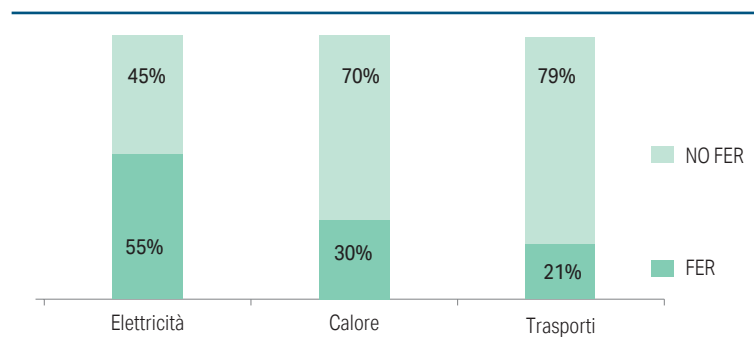
per cento circa dalle rinnovabili nei trasporti.

Gli obiettivi di **efficienza energetica**, invece, contemplano uno scenario di riduzione dei consumi di energia finali pari a circa 10 Mtep tra il 2020 e il 2030, di cui 3,7 Mtep dal settore residenziale (21-25 per cento) e 2,6 Mtep dal settore dei trasporti (34-38 per cento), in un contesto di crescita del PIL dell'1 per cento annuo. **L'obiettivo** fissato dalla SEN 2013, ossia il raggiungimento di un consumo pari a 158 Mtep di energia primaria e 124 Mtep di energia finale al 2020, sarà conseguito, secondo la SEN 2017, visto che le proiezioni danno consumi al di sotto del target sia in termini di consumi primari (-2,6 per cento) che finali (-1,2 per cento).

EFFICIENZA ENERGETICA

Residenziale. Si prevede la sostituzione delle detrazioni e l'introduzione di un fondo di garanzia per dare continuità agli interventi per favorire l'adozione di meccanismi di incentivazione per l'ammodernamento e l'adeguamento energetico degli edifici in loro complesso.

Trasporti. Il risparmio energetico nel settore viene perseguito attraverso una strategia che porta a decongestionare il traffico, garantendo maggiore efficienza ai trasporti, e a diminuire le emissioni dei trasporti tramite: il **cambio modale** del traffico passeggeri e merci, ove possibile, tramite la cura

ITALIA Il peso delle fonti rinnovabili per settore.
Obiettivi SEN al 2030

Fonte: MiSE

focus

del ferro e un maggior ricorso al trasporto pubblico nei centri urbani; lo **sviluppo tecnologico**, con l'introduzione e incentivazione degli ITS (Intelligence Transport Systems) e delle piattaforme di mobilità condivisa.

COMPETITIVITÀ DEL SISTEMA PRODUTTIVO

La SEN richiama il nuovo Piano energetici inserito nella Legge Europea 2017 che, **approvato dalla Commissione UE** e attuato col Decreto Ministeriale del 21 dicembre 2017, è operativo dal 1° gennaio 2018. Il Piano punta a ridurre il gap di competitività fra le aziende italiane e i competitor europei introducendo nuovi sconti sugli oneri per le rinnovabili, in particolare per le manifatturiere medio-grandi (circa 3.000 aziende). Il meccanismo, permetterà di pagare gli oneri connessi alle rinnovabili **parametrando al Valore Aggiunto Lordo dell'impresa**. Ad oggi, i prezzi dell'energia elettrica per le energivore di fascia 70-150 GWh/anno in Italia sono pari a 75-87 €/MWh contro i 40-45€/MWh della Germania.

DOWNSTREAM PETROLIFERO

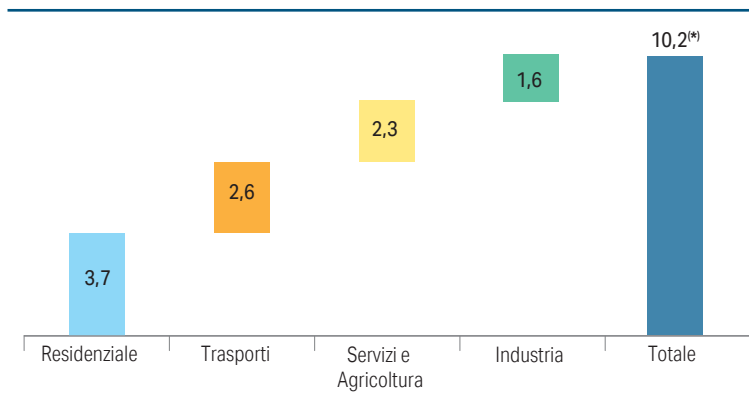
Nella SEN viene riconosciuta l'eccellenza della raffinazione italiana, sia dal punto di vista produttivo che ambientale, e viene sottolineata positivamente l'innovazione tecnologica che ha permesso la conversione di alcuni impianti in bioraffinerie. Inoltre, nel documento, viene apprezzato l'azzeramento degli stacchi con l'Europa del prezzo industriale dei carburanti al netto delle imposte, con differenziali anche negativi per il gasolio. Nonostante questi punti di forza permangono diverse criticità per il settore quali: la concorrenza delle raffinerie extra UE, una rete di distribuzione con un eccesso di punti vendita e il perdurare di fenomeni di illegalità.

A tal proposito, gli interventi previsti sono i seguenti:

- **riduzione e razionalizzazione della rete di distributori di carburanti** sul territorio nazionale (come previsto dalla Legge n. 124/2017);
- **attuazione di iniziative di contrasto all'illegalità** e appli-

ITALIA Obiettivi di riduzione dei consumi finali per settore della SEN rispetto allo Scenario Base al 2030

(Mtep)



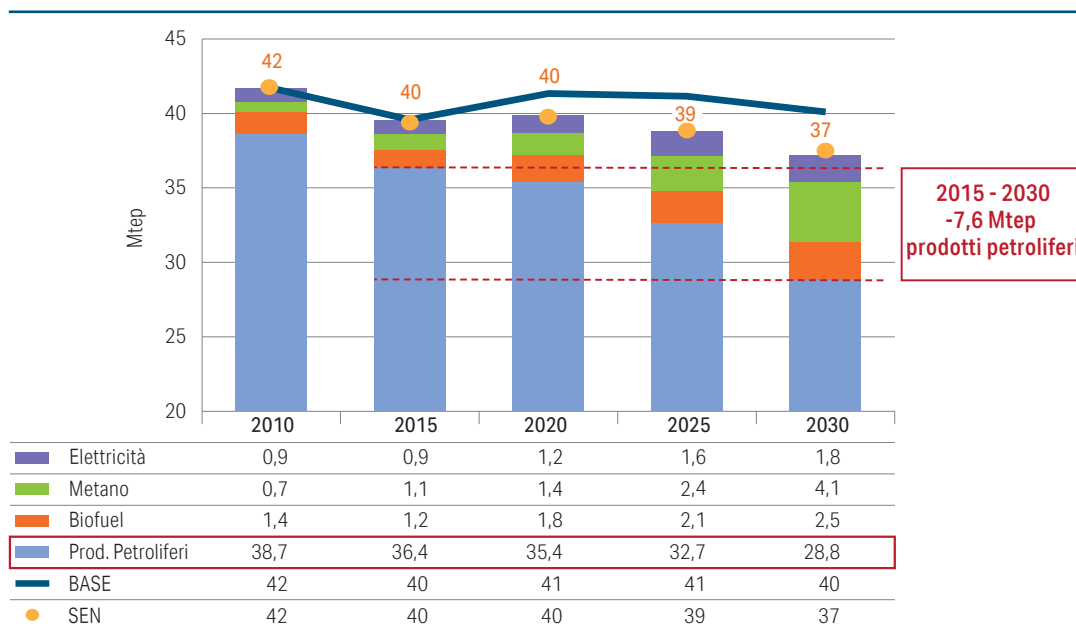
^(*) Risparmi di energia dell'anno 2030, conseguenti agli interventi di efficienza energetica cumulati nel periodo 2016-2030.

Fonte: RSE

cazione delle norme esistenti per recuperare l'evasione e ridurre le distorsioni di mercato sia nella logistica che nella distribuzione;

- promozione di un **consolidamento delle raffinerie** italiane in uno o più sistemi di raffinazione, più robusti e sostenibili, promuovendo scelte autonome degli operatori verso l'opzione di raffinazione conto terzi/consortile. Per determinate casistiche, tuttavia potrebbe essere stabilito un criterio perché terzi possano accedere agli impianti esistenti, visto che essi godono ai sensi di legge della qualifica di **«impianti strategici» per il Paese**, assicurando ove necessario adeguata trasparenza dei costi del servizio di raffinazione e l'assenza di discriminazione agli utenti che lo richiedono. Promozione di un sistema di **Logistica Consortile** e creazione di una piattaforma di mercato per i prodotti petroliferi all'ingrosso, pur lasciando agli operatori la scelta finale sulla adesione o meno a tale sistema, per tutti i depositi logistici censiti (>3.000 metri cubi);
- conversione di impianti in **bio-raffinerie**, per tener conto della contrazione della domanda di prodotti petroliferi e dell'aumento di quella di biocarburanti avanzati;
- incentivazione della **moneta elettronica** in modo da por-

focus

ITALIA Evoluzione del fabbisogno di energia nel settore dei trasporti al 2030.
Confronto fra lo Scenario Base e quello della SEN

Fonte: RSE

tare al raddoppio, nel 2022, della quota di pagamento dei rifornimenti effettuata senza contanti;

- monitorare la **legislazione europea, per evitare che penalizzi ingiustificatamente la competitività del settore**, e promuovere l'accesso ai fondi strutturali europei per investimenti ambientali e ammodernamenti.

MOBILITÀ

La SEN conferma fra i suoi obiettivi anche la riduzione delle emissioni di CO₂ (-30 per cento al 2030 rispetto al 2005), nonché il miglioramento della qualità dell'aria e la riduzione delle emissioni inquinanti in ambito urbano (PM, NOx, IPA). A tal proposito vengono proposte delle policy per la mobilità volte a migliorare l'efficienza e la sostenibilità dei trasporti quali: revisione degli oneri fiscali sui trasporti, maggiore impiego di veicoli efficienti e a minori emissioni; aumento dell'accessibilità all'alta velocità passeggeri; redistribuzione modale del trasporto urbano; adozione di iniziative di smart

mobility (car sharing e pooling, bike sharing etc.); riduzione del traffico privato urbano (meno auto nei centri, TPL, mobilità ciclo-pedonale etc.).

Per quanto riguarda i **carburanti per autotrazione** la SEN, in linea con quanto stabilito a livello europeo dalla Direttiva DAFI, recepita con il Decreto Legislativo n. 257/2016, riguardo alla neutralità tecnologica e indica i seguenti interventi per una migliore sostenibilità dei trasporti: rafforzamento delle reti di alimentazione dei veicoli a **combustibili alternativi**; sostegno all'utilizzo del **biometano** (Decreto Biometano del 2 marzo 2018) e dei **biocarburanti avanzati**. Viene inoltre ipotizzato un possibile riequilibrio delle accise sui carburanti, a parità di gettito, per favorire i carburanti meno inquinanti.

Infine, a proposito della mobilità elettrica, la SEN prevede un totale di quasi **5 milioni di veicoli elettrici e PHEV al 2030**.

MERCATO DEL GAS

L'Italia è il Paese europeo con la più alta dipendenza dal gas,

focus

che rappresenta oltre il 36 per cento dei consumi energetici primari ed il 40 per cento della produzione lorda di energia elettrica, è fortemente dipendente dalle importazioni dalla Russia che equivalgono al 38 per cento circa dei consumi nazionali. La prevalenza del gas come fonte di energia, unita al ristretto numero di Paesi fornitori, rende indispensabile per la sicurezza e l'indipendenza energetica una maggiore diversificazione degli approvvigionamenti. Il corridoio TAP e il gasdotto IGI-Poseidon per le importazioni, oltre agli interventi infrastrutturali in corso nel Nord Italia per favorire il reverse flow, sono ritenuti fondamentali per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e il potere negoziale, aprendo nuove prospettive per la stipula di contratti a lungo termine con prezzi riferiti al mercato italiano.

Nella SEN viene anche contemplata l'ipotesi di nuovi gasdotti finanziati da privati che permettano il raggiungimento dei mercati a sud del Paese.

Una migliore **capacità di rigassificazione sarà fondamentale per sfruttare l'oversupply del GNL**, prevista per i prossimi dieci anni. Inoltre, grazie alla sua posizione strategica, l'Italia potrebbe ottenere condizioni vantaggiose per il GNL che passa attraverso Suez, se dotata di infrastrutture adeguate.

L'Italia, prima in Europa, ha adottato un nuovo meccanismo di collocazione ad asta della capacità di stoccaggio e rigassificazione per rendere più efficiente l'utilizzo delle infrastrutture.

MERCATO ELETTRICO

Tra il 2012 e il 2016 il parco termoelettrico si è ridotto di 15 GW causando una riduzione del margine di riserva del sistema, poiché le FER non offrono la stessa continuità di produzione. La riduzione del termoelettrico implica quindi una maggiore capacità di gestione della variabilità delle fonti rinnovabili attraverso lo stoccaggio e la disponibilità di un *backup* termoelettrico flessibile garantito dal gas.

Tra gli interventi previsti per garantire in modo sicuro il raggiungimento dell'obiettivo del 55 per cento dell'energia elettrica proveniente da FER nel 2030 sono considerati l'attivazione del capacity market dal 2018, per consentire all'operatore di sistema di conseguire approvvigionamenti di medio-lungo termine con procedure chiare e trasparenti facilitando le interconnessioni internazionali; nuovi meccanismi di remunerazione della capacità per premiare le fonti di back

up più pulite e al contempo garantire gli impianti necessari per i picchi di domanda e la creazione di un sistema di accumuli e sistemi di stoccaggio; infine semplificazioni amministrative per accelerare la riconversione di vecchi impianti inquinanti o la loro dismissione.

A tale proposito, un'altra delle novità introdotte dalla SEN è il **phase-out completo dell'uso del carbone** entro il 2025. I costi per l'abbandono del carbone **entro il 2030** vengono stimati tra i **17 e i 19,4** miliardi di euro mentre, nel caso di un **phase out completo al 2025**, il costo aumenterebbe di circa 2,3-2,7 miliardi di euro, per circa 8 GW di capacità (1,1-1,4 miliardi per gli elettrodotti; 7-800 milioni per 1,4 GW di impianti "tradizionali" a ciclo combinato a gas, di cui 0,4 in Sardegna; 500 milioni per infrastrutture di approvvigionamento in Sardegna) a cui vanno aggiunti gli *stranded costs* per il mancato recupero degli investimenti (centrale di Torre Valdaliga Nord).

RINNOVABILI

L'obiettivo minimo è che le rinnovabili rappresentino almeno il 28 per cento dei consumi lordi finali di energia entro il 2030 come già ricordato. L'Italia ha superato il target 2020 (17 per cento) già nel 2015 (17,5 per cento).

Per favorire la loro ulteriore crescita, nell'ambito della produzione di energia elettrica, si prevede di: introdurre dal 2020 di **contratti di lungo termine** per i grandi impianti fotovoltaici; promuovere l'**autoconsumo** per i piccoli, riducendo gradualmente le incentivazioni dirette; adottare procedure semplificate per il **repowering** degli impianti **eolici**; eliminare gli incentivi agli impianti medi e grandi a **bioenergie** nonché rivedere la normativa sull'idroelettrico.

Nell'ambito del riscaldamento e del raffrescamento, restano centrali le **pompe di calore**; il **teleriscaldamento** ha ancora un potenziale di sviluppo di circa il 30 per cento mentre le **biomasse** (che contribuiscono all'emissione di PM nell'aria per oltre il 50 per cento) dovranno essere ridimensionate. Il solare termico conserverà un ruolo marginale, a fronte di un'alta penetrazione del fotovoltaico.

Inoltre viene ricordato il contributo dei trasporti alla penetrazione delle energie rinnovabili grazie alle quote di **biocarburanti avanzati** e alla diffusione degli impianti con più alimentazioni previsti dalla DAFI.

focus

I diesel di ultima generazione indispensabili per il rapido miglioramento della qualità dell'aria delle città

L'inquinamento dell'aria è un problema regionale o locale e si manifesta soprattutto in ambito urbano per la concomitanza di molteplici sorgenti emissive (traffico, riscaldamento, attività commerciali e industriali), che pongono problemi anche gravi per la salute e per l'ambiente, su cui è necessario intervenire immediatamente con misure rapide ed efficaci.

Emissioni di NO_x. Studi recenti dimostrano che le emissioni dei veicoli diesel Euro 6/d rispettano i limiti imposti in fase di omologazione per gli NO_x anche in tutta la vita utile della vettura e nelle condizioni reali di guida (*Expected Light Duty Vehicle Emissions from Final Stages of Euro 6 - Ricardo - UK*). Si tratta di **valori di emissione allo scarico infinitesimali rispetto alle emissioni delle auto presenti nell'attuale parco circolante.**

In queste condizioni viene anche dimostrato che la qualità dell'aria nelle città nei prossimi anni sarà del tutto indipendente dalla tipologia di auto che saranno immatricolate (*Analysis of future Urban Air Quality Compliance - Real Driving Emissions and EV Scenarios - AERIS-EUROPE*). **Immatricolare solo auto elettriche (ZEV) o solo auto diesel Euro 6/d (Ricardo median) sarà perciò del tutto identico in termini di miglioramento della qualità dell'aria.**

Emissioni di PM. La ripartizione delle emissioni di PM_{2,5} oggi riscontrabili in Italia evidenzia come **circa il 75 per cento del PM_{2,5} provenga da fonti diverse dai trasporti anche lungo strade trafficate** e tenendo conto del particolato secondario che si forma a partire dagli NO_x emessi nel trasporto stradale. Possono infatti essere stimate in circa il 17 per cento del totale le emissioni dirette di PM_{2,5} derivanti dalle auto, mentre in circa l'8 per cento quello che si forma indirettamente dagli NO_x.

Anche nel caso delle polveri sottili (PM₁₀ e PM_{2,5}) l'evoluzione tecnologica dei motori diesel di ultima generazione (Euro

6/d), ha consentito di ridurre le emissioni di tali inquinanti a valori trascurabili, prossimi allo zero. Attraverso l'azione estremamente efficace dei filtri anti particolato **le emissioni allo scarico sono ormai inferiori al valore di 0,005 gr/km. Per avere un termine di paragone si rileva che le emissioni di particolato non allo scarico (quelle derivanti dall'usura dei freni, dei pneumatici, della pavimentazione stradale, ecc.) sono di molte volte superiori a quelle allo scarico.**

Per non parlare di tutte le altre attività di combustione e in particolare della combustione di biomasse per il riscaldamento degli edifici.

Un recentissimo studio svolto da Innovhub - Stazione Sperimentale per i Combustibili (*Studio comparativo sulle emissioni di apparecchi a gas, gpl, gasolio e pellet, Innovhub SSI*) evidenzia come **100 gr di PM vengano prodotti da solo 32 ore di funzionamento di un impianto a biomassa di nuova generazione alimentato a pellet, rispetto ad una analoga quantità di emissioni prodotta da 20.000 km percorsi da una autovettura diesel Euro 6/d.**

Pensare quindi di risolvere le criticità legate ai superamenti dei limiti di qualità dell'aria per gli NO_x attraverso il *phase-out* dei **moderni motori diesel**, soprattutto quelli di **ultima generazione**, è del tutto velleitario nonché privo di qualunque base scientifica.

Inoltre, essendo **la velocità con cui si rinnova il parco circolante l'elemento chiave con cui migliorare la qualità dell'aria**, l'eliminazione del diesel darà origine ad un rallentamento di questo rinnovo (essendo le alternative molto più costose e meno disponibili in termini di modelli e opzioni reali per il consumatore) e con esso un marcato rallentamento dei miglioramenti attesi nella qualità dell'aria.

Valore Aggiunto Lordo. Tali imprese potranno ridurre il proprio contributo per gli incentivi alle rinnovabili fino allo 0,5 per cento del VAL.

Mobilità Sostenibile

Nel 2017 si è consolidata la collaborazione tra tutti gli operatori della filiera automotive italiana, rappresentativi di un comparto industriale e distributivo che rappresenta una vera e propria eccellenza nel panorama internazionale dei trasporti stradali. Una collaborazione fortemente voluta e sostenuta da Unione Petrolifera che ha visto il coinvolgimento di altri attori importanti come ANFIA, Assogasliquidi, Assogasmetano, Federmetano, NGV Italia e CIB¹, al fine di proporre soluzioni tecnologicamente sostenibili per raggiungere gli obiettivi ambientali previsti. In tale ambito si pongono i numerosi *position paper*, contenenti la posizione comune della filiera automotive sulle tematiche via via in discussione. Documenti poi presentati nelle opportune sedi istituzionali. Si ricordano, in particolare, gli interventi al **Tavolo per la mobilità sostenibile istituito presso la Presidenza del Consiglio**, il *position paper* per la definizione della **nuova SEN**, la posizione comune sui piani di intervento nel bacino padano nonché sulla **proposta di regolamento sulle emissioni** di CO₂ delle auto/Van.

In particolare l'8 novembre 2017 la Commissione europea ha presentato una proposta di modifica del Regolamento CO₂ in Cars/Van con obiettivi estremamente ambiziosi di riduzione della CO₂ ai fini dell'omologazione dei veicoli. Gli attuali limiti di omologazione per le vetture, calcolati come emissione media del nuovo immatricolato, sono pari a 120 g/km e scenderanno a 95 g/km nel 2020. Per i Van il limite è fissato a 147 g/km. La proposta di regolamento fissa target di riduzione dei limiti previsti per il 2020 del 15 per cento nel 2025 e del 30 per cento nel 2030. Unione Petrolifera ritiene la proposta fortemente distorsiva nella sua articolazione attuale, in quanto a vantaggio della sola mobilità elettrica.

Qualità dell'aria in ambito urbano

Il problema della qualità dell'aria in ambito urbano è stato uno dei temi principali al centro dell'attività dell'Unione Petrolifera, al fine di fornire un contributo costruttivo alla sua soluzione basato su elementi di analisi oggettivi e sulle evidenze scientifiche più recenti, al fine di garantire la sostenibilità non solo ambientale, ma anche economica e sociale delle scelte in materia di mobilità, che spesso si traducono nel divieto indiscriminato dell'uso dell'auto da

¹ CIB - Consorzio Italiano Biogas.

parte degli amministratori locali, in assenza di strumenti alternativi inseriti in un ottica sistemica e intersettoriale. A tal fine, attraverso la collaborazione con FuelsEurope, sono stati divulgati alcuni studi¹, che hanno fornito gli elementi per dare il giusto inquadramento ad un problema complesso, che non può essere affrontato semplicisticamente. Tali studi evidenziano come il miglioramento della qualità dell'aria nel futuro dipenda unicamente dalla velocità con cui si rinnoverà il parco auto italiano, composto oggi per quasi la metà da veicoli ante Euro 4. Da questi studi emerge infatti come con il ricambio del parco auto i limiti di qualità dell'aria saranno largamente rispettati, salvo che in aree specifiche ove l'inquinamento da traffico è decisamente residuale rispetto ad altre fonti. Per la gestione di queste aree occorreranno quindi prevalentemente misure di carattere locale.

Il nuovo Refining Forum

Anche nel 2017 la Commissione UE ha confermato l'importanza e la validità dei lavori del Refining Forum lanciato nel 2015, modificandone tuttavia l'organizzazione. Per rendere ancora più efficace l'iniziativa, ha infatti deciso di alternare un Refining Forum "technical" con uno "high level": il primo sarà dedicato ad approfondire tutte le questioni del settore della raffinazione sotto un profilo più tecnico; il secondo affronterà con i vertici delle istituzioni comunitarie e nazionali le questioni più prettamente politiche.

Nel dicembre 2017 si è tenuto il Refinery Forum *technical*, con risultati molto interessanti, soprattutto in relazione al **contributo che il settore della raffinazione potrà dare alla mobilità sostenibile**. L'Italia, con l'intervento del MISE sullo sviluppo della SEN, ha ancora una volta fornito un contributo estremamente efficace.

Il Refining Forum "high level" si è tenuto, invece, il 25 aprile 2018 e ha visto la partecipazione di circa 130 rappresentanti di Stati membri, Commissione Europea, Parlamento Europeo, Industria e altre parti interessate. Il **Forum ha offerto all'industria della raffinazione l'opportunità di delineare la sua Visione Strategica al 2050**. È una strategia di lungo termine, **diretta a produrre combustibili liquidi a basso contenuto di carbonio a partire da nuove materie prime, per ridurre le emissioni di CO₂ nell'intero comparto dei trasporti e contribuire a soddisfare gli obiettivi climatici globali per il 2050 dell'Unione europea**.

¹ Aersì e Ricardo. Vedi Focus "I diesel di ultima generazione indispensabili per il rapido miglioramento della qualità dell'aria delle città" a pag.104.

Revisione della Direttiva ETS periodo 2021 – 2030

Il 27 febbraio 2018 il Consiglio europeo ha approvato formalmente la riforma del sistema di scambio di quote di emissione (ETS) dell'Unione europea per il periodo post 2020. Tra le principali novità introdotte, ricordiamo l'introduzione di un fattore di riduzione lineare, che abbasserà il tetto massimo delle quote del 2,2 per cento annuale, e il raddoppio del numero di quote da immettere nella riserva stabilizzatrice del mercato.

Sono misure tendenti a portare il prezzo della tonnellata di CO₂ a valori più elevati rispetto a quelli attuali. Non mancano tuttavia nuove disposizioni volte a proteggere l'industria contro il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio con il mantenimento del *Carbon Leakage*, anche se sostanzialmente rivisto. Gli Stati membri, infine, possono continuare a provvedere ad una compensazione per i costi indiretti del carbonio, in linea con le norme sugli Aiuti di Stato. Quest'ultima disposizione non incontra le richieste dell'Italia che auspicava un meccanismo armonizzato a livello europeo e non lasciato alla discrezione degli Stati membri.

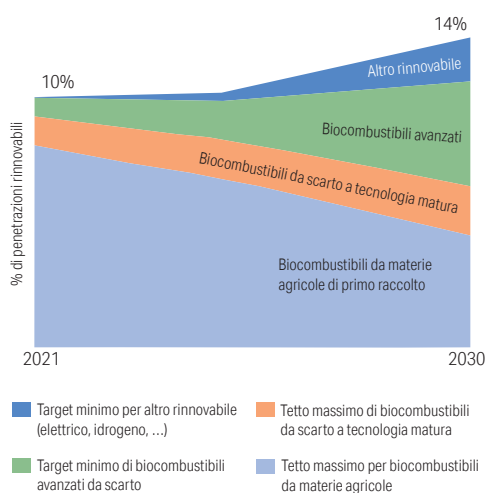
L'evoluzione della normativa in materia di biocarburanti

Nel corso del 2017 la normativa in materia di biocarburanti ha risentito del ritardo dell'emanazione del cosiddetto "Decreto biometano", con i nuovi obblighi per il settore, in particolare per i bioavanzati, approvato solo nei primi mesi del 2018 (Decreto Ministeriale del 2 marzo 2018). Ciò ha reso necessario intervenire a dicembre con un decreto correttivo dell'originario Decreto Ministeriale del 10 ottobre 2014, per dare certezza normativa a tutto il settore. Il Decreto Ministeriale 2 marzo 2018 prevede per i biocarburanti avanzati due obblighi distinti per il biometano e per i bioavanzati liquidi, nonché la possibilità di assolvere agli stessi aderendo al sistema GSE senza doversi procurare autonomamente i prodotti necessari.

Quanto alla revisione dei criteri sulla sostenibilità dei biocarburanti, attualmente disciplinati dal Decreto Ministeriale del 23 gennaio 2012, nei primi mesi del 2018 è stata avviata la discussione per un loro aggiornamento. Uno degli obiettivi è quello di pervenire ad un maggiore controllo sui biocarburanti premiali, attraverso l'obbligo di certificazione al sistema nazionale per tutta la filiera dei suddetti prodotti. Una delle principali criticità

BIOCARBURANTI NEI TRASPORTI

Evoluzione post 2020 delle quote per tipologia secondo la proposta di revisione della Direttiva europea RED II



Nota: Contemporaneamente alla crescita dei biocombustibili avanzati e loro assimilati, proposta decrescita dei biocarburanti convenzionali da 7% massimo nel 2021 a 3,8% massimo nel 2030.

Fonte: Clean Energy Package

che tale revisione potrebbe comportare è quella di una forte riduzione di disponibilità di materie prime per il mercato nazionale.

In ambito comunitario è stata invece avviata la discussione sulla revisione della Direttiva rinnovabili, che dovrà regolamentare gli obblighi sui biocarburanti per il periodo 2020 – 2030. Gli aspetti maggiormente dibattuti della nuova normativa sono essenzialmente: il mantenimento di un obbligo annuale complessivo; la traiettoria crescente delle quote dei biocarburanti avanzati e l'ampliamento della loro definizione; il trend di riduzione del tetto massimo per i biocarburanti tradizionali; l'eliminazione della possibilità di impiego dell'olio di palma.

Le nuove specifiche del Bunker Fuel al 2020

A seguito della decisione IMO di introdurre, a partire **dal 1° gennaio 2020, un limite massimo dello 0,5 per cento al tenore di zolfo di tutto il bunker marino a livello mondiale**, si sono avviati i lavori in ambito ISO per definire la specifica di questo nuovo prodotto. Accertata l'impossibilità di un aggiornamento entro il 2020 della ISO 8217, che attualmente disciplina le caratteristiche del bunker, è stato deciso di procedere alla stesura di una **specifica intermedia**, denominata **PAS (Publicly Available Specification)**, che potrà costituire un documento tecnico di riferimento per tutti gli *stakeholder*. Nell'ambito della PAS sarà comunque di fondamentale importanza sviluppare metodi e limiti sui parametri di Stabilità e Compatibilità del nuovo bunker.

AIA- Rilascio delle Autorizzazioni Integrate Ambientali, relazione di riferimento, tariffe e garanzie finanziarie

Nel corso dell'anno si è proceduto ad un'importante riforma della procedura della **Valutazione d'Impatto Ambientale**¹. Le semplificazioni, in vigore dal 21 luglio 2017, sono volte a ridurre tempi complessivi di approvazione dei progetti, dando la possibilità di richiedere, per i progetti di competenza statale, un provvedimento unico ambientale che coordini e sostituisca tutti i titoli abilitativi o autorizzativi comunque riconducibili ai fattori "ambientali".

¹ Decreto Legislativo 6 giugno 2017, n. 104 "Attuazione della Direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la Direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della Legge 9 luglio 2015, n. 114", in Gazzetta Ufficiale n. 156 del 6 luglio 2017.

Inoltre, sono previsti termini perentori per la conclusione di tutti i procedimenti di valutazione ambientale che, se non rispettati, comportano la possibilità di operare in regime di sostituzione amministrativa. Dal punto di vista dell'efficienza del procedimento, per la fase dello "screening", potrà essere presentato esclusivamente lo studio preliminare ambientale, mentre per la procedura di VIA si potranno presentare elaborati progettuali a un livello informativo e di dettaglio almeno equivalente a quello del progetto di fattibilità o, comunque, tali da consentire la compiuta valutazione degli impatti ambientali con la completa digitalizzazione degli oneri informativi a carico dei proponenti. Infine, è stata riorganizzata la Commissione VIA, che opera presso il Ministero dell'Ambiente, con integrale copertura dei costi di funzionamento a valere esclusivamente sulle tariffe versate dai proponenti.

In linea con le istruzioni fornite dal Ministero dell'Ambiente, **nel corso del 2017 tutte le raffinerie hanno presentato l'istanza per il riesame complessivo AIA per adeguamento alle migliori tecniche disponibili concernenti la raffinazione di petrolio e gas** (BAT di cui alla decisione 2014/738/UE) ai sensi della Direttiva 2010/75/UE.

Nel corso delle istruttorie, Unione Petrolifera e Aziende associate hanno richiamato l'attenzione del Ministero dell'Ambiente e della Commissione IPPC sulla **crisi sistemica che caratterizza da anni la raffinazione italiana, evidenziando l'importanza che i procedimenti di riesame venissero portati avanti conciliando il rispetto della normativa ambientale con la sostenibilità economica** degli interventi, onde non pregiudicare ulteriormente la competitività del settore e valorizzare gli investimenti già realizzati.

Molti procedimenti si sono già conclusi, spesso con una serie di prescrizioni critiche¹, in quanto non coerenti con le BAT e, in alcuni casi, imposte al di fuori delle stesse previsioni delle BAT.

Restando in tema AIA, va ricordato il recente Decreto Ministeriale del 6 marzo 2018, n. 58, che ha abrogato il precedente del 24 aprile 2008, con il quale è stata aggiornata la disciplina delle tariffe da applicare alle istruttorie ed ai controlli connessi alle Autorizzazioni, con particolare riferimento agli impianti sottoposti alla competenza statale.

In sintesi, il Decreto disciplina le **tariffe relative alle attività istruttorie**, i cui importi tariffari vengono correlati a ciascuna at-

¹ Vedi Focus "Sintesi delle prescrizioni più significative o critiche riscontrate nei nuovi Decreti AIA pubblicati" a pag. 108.

focus

Sintesi delle prescrizioni più significative o critiche riscontrate nei nuovi Decreti AIA pubblicati

- **BAT 57/58** "Gestione integrata delle emissioni NO_x e SO_x " ove vengono previsti limiti fissi mensili in concentrazione e limiti annuali di massa;
- **BAT 49** "riduzione emissioni di COV in atmosfera" ove, in alcuni casi, viene richiesta l'installazione di sistemi di recupero vapori emessi dai serbatoi a tetto fisso contenenti prodotti pesanti e non volatili, ancorché ciò risulterebbe inconsistente con la stessa BAT e con diversi problemi di fattibilità;
- **BAT 51** "prevenzione e riduzione di emissioni nel suolo o falde freatiche", ove, in via generale i programmi di installazione dei doppi fondi o impermeabilizzazione fondo serbatoi, già prescritti nelle AIA rilasciate nel 2009-2011, vengono ulteriormente inaspriti determinando pesanti impatti operativi e gestionali poiché gli interventi necessitano lunghi tempi di messa fuori esercizio dei serbatoi, per bonifica e attività progettuali.

Analogamente, in vari casi vengono resi più severi programmi, già in corso, di impermeabilizzazione dei bacini di contenimento. Ciò desta particolare preoccupazione poiché una estensiva impermeabilizzazione di tali bacini potrebbe determinare significativi impatti negativi ambientali dovuti alla copertura di vaste aree, con al-

terazione degli equilibri naturali del sistema aria-suolo-sottosuolo, e alla gestione degli ingenti quantitativi di acqua nei sistemi fognari e trattamento acque delle raffinerie (in caso di notevoli precipitazioni atmosferiche), rendendo complessi gli interventi sui serbatoi. Al riguardo alcune aziende hanno avviato studi di valutazione dei rischi, con la finalità di limitare gli interventi a casi specifici di serbatoi contenenti prodotti ad elevata percolazione nel suolo.

- **Monitoraggio e misure per ridurre le emissioni odorogene.** La tematica proviene da crescenti pressioni locali (comunali e regionali) determinate da percezioni soggettive di "intollerabilità delle molestie olfattive". In assenza di BAT sulla materia, i riferimenti e le soluzioni proposte sono state difformi tra le diverse raffinerie, non supportati da dati scientifici e con elevati costi di adeguamento. Al riguardo si ritiene importante l'elaborazione di una linea guida per un'uniforme applicazione nazionale.
- **Microinquinanti.** Per alcune raffinerie e per alcune sostanze (es. IPA) sono stati richiesti limiti emissivi difficilmente raggiungibili in quanto corrispondenti ad attività inceneritori.

tività istruttoria (primo rilascio AIA; riesame dell'intera AIA; nuovo rilascio AIA a seguito di modifiche sostanziali, etc.).

Il decreto disciplina inoltre le **tariffe relative ai controlli**, ove sono soggetti a tariffa anche i prelievi e le analisi indicati nel piano di monitoraggio effettuati dall'Autorità.

Alla luce dei raffronti tra la nuova e la vecchia disciplina, emerge chiaramente l'incremento considerevole delle tariffe a carico delle raffinerie nazionali. Ciò penalizza ancora una volta la competitività delle nostre raffinerie rispetto a quelle di altri Paesi europei, ove o non sono previste significative tariffe a carico delle imprese oppure esse risultano da uno a due ordini di grandezza inferiori.

Sempre in tema di AIA, nel corso dell'anno è stato inoltre emanato un Decreto di modifica dei **criteri per la determinazione delle garanzie finanziarie per gli impianti AIA**, già fissati con il Decreto Ministeriale n. 141/2016, garanzie da presentare a seguito della validazione della relazione di riferimento. Il nuovo decreto, volto a superare le diverse criticità evidenziate dal settore nel confronto con il Ministero dell'Ambiente, prevede importi delle garanzie più realistici nonché tiene conto della presenza di assicurazioni che coprano il rischio di contaminazione ambientale nelle aree interne allo stabilimento. Non è stato invece introdotto alcun criterio, previsto dalle linee guida comunitarie, relativo all'analisi di rischio sito specifica per valutare la probabilità di contaminazione futura di suolo e falda da parte dell'impianto, tema anch'esso oggetto di rilievi al TAR da parte di molte raffinerie.

Parallelamente, nel novembre scorso il TAR del Lazio¹ ha annullato per un vizio di forma il Decreto Ministeriale n. 272/2014, recante le modalità per la redazione della **relazione di riferimento**. L'effetto che ne è conseguito è che, essendo venuto meno il quadro regolamentare di riferimento, le relazioni non possono essere validate e di conseguenza non possono decorrere i termini per la prestazione delle suddette garanzie finanziarie.

Il recepimento delle Direttive europee sulla qualità dell'aria (EU Air Quality Package)

Nel corso del 2017 sono proseguite a livello nazionale le attività di stesura dei decreti di recepimento di alcune Direttive relative al pacchetto di politiche europee (Air Policy Package) in materia di miglioramento della qualità dell'aria, che hanno l'obiettivo di per-

focus

Relazione di riferimento

La relazione di riferimento delle raffinerie è un adempimento AIA, finalizzato 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 qualitativa di riferimento del sito 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.

¹ Sentenza del TAR Lazio n. 11452 del 20 novembre 2017.

seguire la salvaguardia della salute umana e dell'ambiente.

Le Direttive di particolare interesse per il settore petrolifero sono:

- Direttiva UE 2015/2193 del 25 novembre 2015 relativa alla **limitazione delle emissioni in atmosfera di taluni inquinanti originati da medi impianti di combustione** (c.d. MCPD). Tale Direttiva è stata recepita in Italia con il Decreto Legislativo del 15 novembre 2017, n. 183¹;
- Direttiva UE 2016/2284 del 14 dicembre 2016, in **materia di riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici**, che modifica la Direttiva 2003/35/CE e abroga la relativa limitazione delle emissioni in atmosfera (c.d. NEC, *Tetti Emissione Nazionali*). La Direttiva dovrà essere adottata dagli Stati Membri entro giugno 2018. Al riguardo il Consiglio dei Ministri del 22 febbraio 2018 ha approvato, in via preliminare, lo schema di Decreto Legislativo di attuazione.

In relazione al Decreto Legislativo di riferimento della Direttiva sui medi impianti di combustione, va ricordato che lo stesso trova applicazione per gli impianti di combustione con potenza termica nominale pari o superiore a 1 MW e inferiore a 50 MW, indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato, e stabilisce norme per il controllo delle emissioni nell'aria di biossido di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NO_x) e polveri (PM). Il citato Decreto ha realizzato un complessivo riordino della disciplina nazionale degli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera, contenuta nella Parte Quinta del Decreto Legislativo n. 152/06, prevedendo:

- l'esclusione dei medi impianti di combustione di raffineria, in linea con la Direttiva MCPD, per le sostanze ivi disciplinate. Ciò in quanto le raffinerie sono già soggette ai livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT), di cui alla Direttiva 2010/75/UE (IED);
- l'aggiornamento **dei limiti di emissione delle sostanze pericolose, per l'uomo e ambiente**, che saranno stabiliti in ambito di un successivo "*Coordinamento previsto dall'articolo 20 del Decreto Legislativo n. 155/2010, sulla base di una apposita consultazione che include le associazioni rappresentative delle categorie interessate*";
- l'introduzione del nuovo articolo 272-bis che disciplina le **emissioni odorigene**.

¹ Il Decreto Legislativo n. 183 del novembre 2017 è stato predisposto in attuazione della delega prevista all'articolo 17 della Legge 12 agosto 2016, n. 170 (Legge di delegazione europea 2015).

La seconda Direttiva (Direttiva UE 2016/2284) si riferisce invece alla **limitazione delle emissioni nazionali di origine antropica di cinque inquinanti**: biossido di zolfo (SO₂); ossidi di azoto (NO_x); polveri fini (PM_{2,5}); composti organici non volatili (NMVOC) e ammoniaca (NH₃), originati da tutte le sorgenti in forma convogliata o diffusa. Il provvedimento ha l'obiettivo di promuovere una partecipazione più efficace dei cittadini ai processi decisionali. Lo schema di decreto mira, pertanto, a ridurre le emissioni nazionali annue di origine antropica di tale serie di sostanze per rispettare entro il 2020 e il 2030 i livelli di emissioni stabiliti.

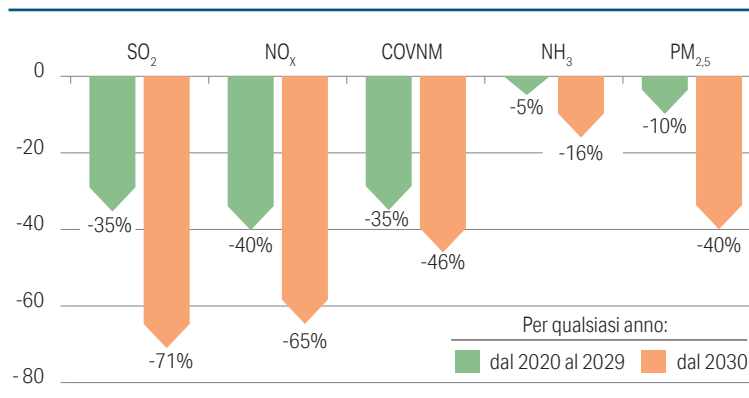
A seguito del recepimento di tale Direttiva, gli Stati membri saranno tenuti a presentare, entro il 2019, un programma di controllo dell'inquinamento atmosferico nazionale con misure finalizzate a garantire che le emissioni siano ridotte delle percentuali previste per il 2020 e il 2030.

I limiti di emissione nazionali per i cinque inquinanti citati nel periodo considerato sono:

- o 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 Gothenburg;
- o 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;
- o 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.

Per l'Italia i limiti di riduzione delle emissioni, rispetto all'anno di riferimento 2005 sono riportati nel grafico superiore. I dati del EEA¹ del 2015 evidenziano che il settore raffinazione italiano ha essenzialmente già raggiunto gli obiettivi di riduzione dei livelli di emissione previsti per gli anni dal 2020 al 2029.

ITALIA Riduzione delle emissioni rispetto al 2005 secondo la Direttiva UE 2016/2284 NEC⁽¹⁾



⁽¹⁾ Direttiva sui limiti nazionali di emissione NEC - National Emission Ceilings.

¹ EEA - European Economic Area. Gruppo costituito nel 1994 che include tutti i Paesi membri dell'Unione europea e dell'Efta.

focus

CONOU – Consorziati 2018



**CONSORZIO NAZIONALE
PER LA GESTIONE, RACCOLTA
E TRATTAMENTO DEGLI OLI
MINERALI USATI**

Per il 2018 risultano consorziate al CONOU 754 imprese così suddivise:

- imprese che prevalentemente producono, importano o immettono in commercio oli base vergini (categoria a): 11 imprese;
- imprese di rigenerazione degli oli usati (categoria b): 2 imprese;
- imprese che effettuano il recupero e la raccolta degli oli usati (categoria c) : 62 imprese;
- imprese che effettuano prevalentemente la prima immissione in consumo di oli lubrificanti e/o la vendita agli utenti finali (categoria d): 679 imprese.

Nell'ambito della categoria d), 98 imprese hanno quote di partecipazione inferiori alla soglia prevista per l'esercizio di voto (250 millesimi), possono però nominare un rappresentante comune per esercitare collettivamente il diritto di voto in Assemblea.

A partire dal 2030 la valutazione degli obiettivi appare invece critica in quanto gli obiettivi di riduzione sono stati calcolati in via previsionale tramite modelli IASA di notevole incertezza e assumendo futuri scenari energetici e di trasporto non sempre realistici.

Dal Consorzio Obbligatorio Oli Usati (COOU) al Consorzio per la Gestione, Raccolta e Trattamento degli Oli Minerali Usati (CONOU)

Nel 2017 il Consorzio ha proseguito l'attività istituzionale con la raccolta di 182.252 tonnellate di oli, in aumento del 3,5 per cento rispetto al 2016.

Le quantità avviate alla rigenerazione si sono confermate intorno al 99 per cento, in analogia con gli anni precedenti.

Parallelamente è stata portata a termine la lunga attività di revisione della governance del Consorzio, avviata nel dicembre 2016, con il Decreto Ministeriale del Ministero dell'Ambiente, di concerto con quello dello Sviluppo Economico, di approvazione dello Statuto tipo del nuovo Consorzio.

Attività proseguita nell'aprile 2017, con l'approvazione da parte dell'Assemblea del COOU del nuovo Statuto predisposto sulla base dello schema tipo, e completata, per gli aspetti normativi, con l'approvazione dello Statuto stesso da parte del Ministero dell'Ambiente con il Decreto 7 novembre 2017.

È stata poi avviata, da parte del Consorzio, un'attività di informazione dei potenziali consorziati e di promozione della loro adesione, che ha portato, per l'anno 2018, a 754 consorziati.

Sotto il profilo gestionale, con l'approvazione del bilancio 2017, nell'Assemblea del 26 aprile 2018 si è conclusa l'attività del Consorzio degli Oli Usati (COOU), costituito nel 1983, successivamente il 15 maggio 2018 si è tenuta la prima Assemblea del nuovo Consorzio nazionale per la gestione, raccolta e trattamento degli oli usati (CONOU), con la partecipazione delle imprese dell'intera filiera, per la designazione dei nuovi Organi consortili.

Evoluzione dei sistemi di gestione ambientale (ISO)

Nel 2017 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 qualità¹.

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.

Date le molteplici novità introdotte dal nuovo standard, 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. Si segnala che il 4 settembre 2017 è stata approvata da ISO Technical Management Board (TMB) la nuova procedura da seguire in caso fossero necessarie interpretazioni della norma ISO 14001².

A seguito dell'emissione della ISO 14001/2015 il 29 agosto 2017 è stato anche pubblicato il nuovo Regolamento UE 2017/15015 sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di eco-gestione e audit (EMAS). Il nuovo regolamento modifica il precedente regolamento (CE) n. 1221/2009 in materia di analisi ambientale, requisiti del sistema di gestione ambientale e ulteriori elementi di cui le organizzazioni che applicano il sistema EMAS devono tener conto e Audit ambientale interno.

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.

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

² Tale procedura (documento SC1,1n1354) elaborata da un ristretto gruppo di lavoro del Comitato TC207/SC1, a cui ha partecipato come rappresentante-nazione UP, era stata approvata inizialmente dal SC1 e poi definitivamente approvata dal detto TMBsn, 1.

Al riguardo, le norme ISO più significative e di interesse per il settore petrolifero, e alla cui elaborazione partecipa UP, sono:

- ISO 14064-1 *"Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals"* che include 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;
- ISO 14091 *"Adaptation to climate change- Vulnerability impacts and risk assessment"*, di notevole interesse in quanto la valutazione e adattamento dei rischi Na-Tech sono previsti nella Direttiva Seveso.

SALUTE E SICUREZZA

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

La Direttiva 2012/18/UE è stata recepita in Italia con il Decreto Legislativo n. 2015/105¹, entrato in vigore il 29 luglio 2015.

Le Aziende associate a Unione Petrolifera, rientranti nel campo di applicazione della Direttiva, hanno trasmesso ai competenti soggetti istituzionali le Notifiche e la documentazione previste entro i termini e secondo le modalità prescritte.

Nel corso del 2017 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 già soggette alla precedente legislazione Seveso hanno verificato e, ove necessario, adeguato le proprie strutture critiche agli eventi naturali, in particolare sismici, ritenuti ragionevolmente prevedibili in relazione alle specifiche zone in cui sono localizzate. Alcuni stabilimenti hanno anche programmato ed hanno in corso ulteriori verifiche strutturali.

Un'ulteriore area di attenzione, meglio esplicitata dal citato Decreto Legislativo n. 2015/105, 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.

A seguito del mandato ricevuto dalla Commissione di coordinamento per l'uniforme applicazione sul territorio nazionale della nuova disciplina (art. 11 del Decreto Legislativo n. 105/2015),

¹ Gazzetta Ufficiale n. 161 del 14 luglio 2015.

INAIL¹ ha istituito un gruppo di lavoro ad hoc con l'obiettivo di fornire ai soggetti istituzionali incaricati delle ispezioni e ai gestori, una linea Guida utile per valutare l'adeguatezza complessiva delle attività messe in atto per il monitoraggio dei rischi.

Il gruppo di lavoro, a cui hanno partecipato rappresentanti istituzionali e di associazioni industriali (Unione Petrolifera, Federchimica, Assogasliquidi), ha concluso i lavori nel dicembre 2017. Il documento prodotto (c.d. Metodo ad indici) è stato quindi approvato dal citato Comitato di Coordinamento e formalmente presentato in un seminario tenuto il 23 marzo 2018 da INAIL, con il Ministero dell'Ambiente, e alcuni rappresentanti del gruppo di lavoro che hanno contribuito alla stesura. Nel corso del seminario UP ha presentato la relazione «Invecchiamento Sicuro degli impianti: esperienza operativa del settore petrolifero».

Il documento sarà utilizzato in via sperimentale, nella campagna delle ispezioni istituzionali Seveso del 2018, per poterlo testare sul campo valutandone i risultati al fine di affinarlo prima di renderlo uno strumento di ispezione prescrittivo.

Infine UNI/CTI, con la collaborazione di UP, stanno elaborando la revisione della Norma UNI 10617/2012 di aggiornamento del Sistema Gestione Sicurezza (SGS-PIR) per adeguarlo alle tematiche Na-Tech e Invecchiamento impianti. La struttura della norma sta seguendo la stessa utilizzata da ISO 14001/2015 (c.d. *High Level Structure*), in analogia con varie altre norme ISO sui sistemi di gestione.

Nasce la piattaforma sulla sicurezza stradale UP-CCISS

Dando seguito al Protocollo d'intesa, siglato nel maggio 2017, tra il CCISS (Centro Coordinamento delle Informazioni sulla Sicurezza Stradale) del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) e l'Unione Petrolifera, lo scorso 30 gennaio sono state firmate le singole convenzioni tra il CCISS, le Aziende associate e i trasportatori. Si è trattato di un'adesione di tipo volontaristico delle Aziende associate UP attraverso singole Convenzioni.

Le convenzioni consentono l'interscambio con il CCISS dei dati di traffico e dello stato della viabilità al fine di una distribuzione dei carburanti sul territorio nazionale sempre più in sicurezza. Grazie all'attivazione delle convenzioni, il CCISS potrà infatti tracciare in

¹ INAIL - Istituto Nazionale per l'Assicurazione contro gli Infortuni sul Lavoro.

tempo reale la movimentazione dei prodotti petroliferi, con il dettaglio della loro tipologia e quantità, quale utile strumento di arricchimento della propria piattaforma per finalità di *safety* e *security* nonché per migliorare la sicurezza.

Salute, sicurezza e REACH

Dal 2015 la Commissione europea sta aggiornando il quadro di riferimento sulla tutela dei lavoratori nei luoghi di lavoro. Ad oggi sono state presentate due proposte di Direttiva di modifica sui **rischi di esposizione ad agenti cancerogeni e mutageni**¹ e un terzo pacchetto è atteso nel 2018.

Al via anche la prossima revisione delle Direttive: Luoghi di lavoro², Attrezzature munite di videoterminali³, Segnaletica di sicurezza e di salute sul lavoro⁴, Agenti biologici⁵, Attrezzature di protezione individuale⁶.

Finora le revisioni hanno preso le mosse dai pareri espressi dal Comitato consultivo salute e sicurezza della Commissione europea (ACSHH⁷), a cui partecipano le organizzazioni datoriali e le parti sociali. I valori limite di esposizione proposti dal Comitato sono frutto di una discussione tripartita. Lo scorso anno, invece, si è aperto un confronto tra la Commissione europea e l'Agenzia europea per le sostanze chimiche (ECHA⁸) sull'interazione tra i valori limite derivanti dalla legislazione dell'UE in materia di sicurezza e salute e quelli previsti nell'ambito del regolamento REACH (relativo alla registrazione, valutazione, autorizzazione e restrizione delle sostanze chimiche).

In futuro, le proposte della Commissione per i valori limite di esposizione, che saranno inclusi nella Direttiva, si baseranno sulle raccomandazioni del Comitato di Valutazione dei Rischi (RAC⁹), che opera nell'ambito del REACH. Nella terza revisione della Direttiva sui cancerogeni/mutageni si sperimenterà una fase pilota, per

¹ Direttiva 2004/37/CE sulla protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da una esposizione ad agenti cancerogeni o mutageni durante il lavoro.

² Direttiva 89/654/CEE.

³ Direttiva 90/270/CEE.

⁴ Direttiva 92/58/CEE.

⁵ Direttiva 2000/54/CE.

⁶ Direttiva 89/656/CEE.

⁷ ACSHH - Comitato consultivo salute e sicurezza/Advisory Committee for Safety, Hygiene and Health at Work.

⁸ ECHA - Agenzia europea per le sostanze chimiche/European Chemicals Agency.

⁹ RAC- Comitato di Valutazione dei Rischi/ Committee for Risk Assessment.



up VIAGGIARE INFORMATI

unione petrolifera.it

Sono state firmate diverse convenzioni tra CCISS, Aziende Petrolifere e Trasportatori, con il supporto di Unione Petrolifera, per definire i ruoli e le informazioni da condividere, attraverso UIRNet e i Service Provider, per monitorare il trasporto di merci pericolose con l'obiettivo di garantire sicurezza e protezione stradale.

verificare se i valori limite raccomandati dalla RAC possano essere utilizzati come base di informazioni per determinate sostanze. Tale processo riguarderà il limite di esposizione per il benzene e pertanto una nuova proposta RAC particolarmente severa avrà un forte impatto sul settore.

Verifiche di integrità dei serbatoi di GPL

Nel corso del 2017 il Ministero Sviluppo Economico ha sospeso il rilascio delle deroghe, previste dall'art. 10, comma 5, del Decreto Ministeriale n. 329/04, per l'ispezione alternativa di verifica di integrità decennale dei serbatoi GPL di capacità superiore a 13 metri cubi, da eseguire con tecnica basata sul metodo delle emissioni acustiche.

Tale prassi procedurale e amministrativa, adottata da quasi un decennio, ha costituito un importante fattore di innovazione tecnologica, è di elevata efficienza produttiva/economica rispetto ai metodi tradizionali di sicurezza sui luoghi di lavoro e di salvaguardia ambientale, in linea con quanto previsto dalla specifica normativa tecnica EN Europea, peraltro largamente diffusa ed utilizzata in Europa e ratificata in Italia da UNI.

In particolare, il metodo delle emissioni acustiche evita la necessità di sterrare i serbatoi e di metterli temporaneamente fuori servizio per tempi prolungati, con la conseguente interruzione dell'erogazione di un servizio di pubblica utilità e di primaria necessità.

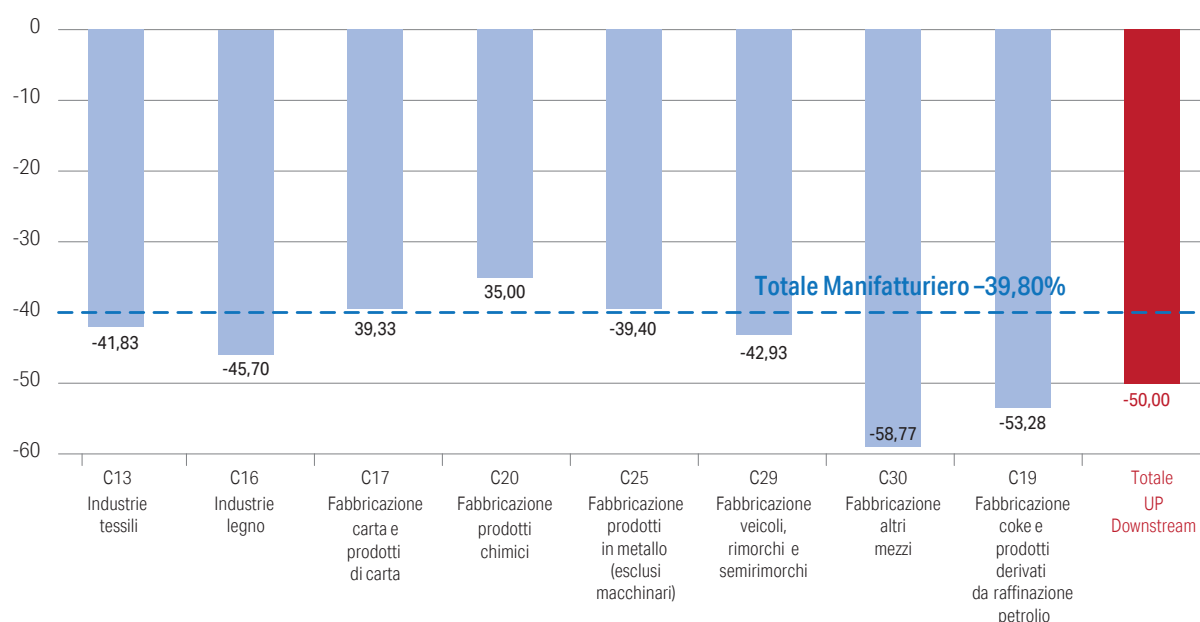
Alla luce di quanto sopra Unione Petrolifera e altre associazioni interessate, nella convinzione dell'importanza strategica della metodica, hanno posto all'attenzione del MISE la necessità di poter giungere in tempi brevi alla definizione di un apposito provvedimento normativo che, sulla base dell'esperienza fino ad ora maturata, regolamenti in modo compiuto per il futuro l'utilizzo della tecnica emissioni acustiche.

Nelle more dell'emanazione del nuovo provvedimento, UP ha auspicato la continuità dell'attività amministrativa fin ad oggi adottata in modo da consentire alle aziende di poter svolgere le previste attività di controllo delle attrezzature nei termini indicati per le riqualificazioni decennali.

Performance sicurezza 2017

L'industria petrolifera, proseguendo nel miglioramento continuo delle prestazioni sulla sicurezza, anche nel 2017 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.

ITALIA Riduzione percentuale 2010–2016 numero infortuni^(*) denunciati a INAIL



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

Fonte: INAIL

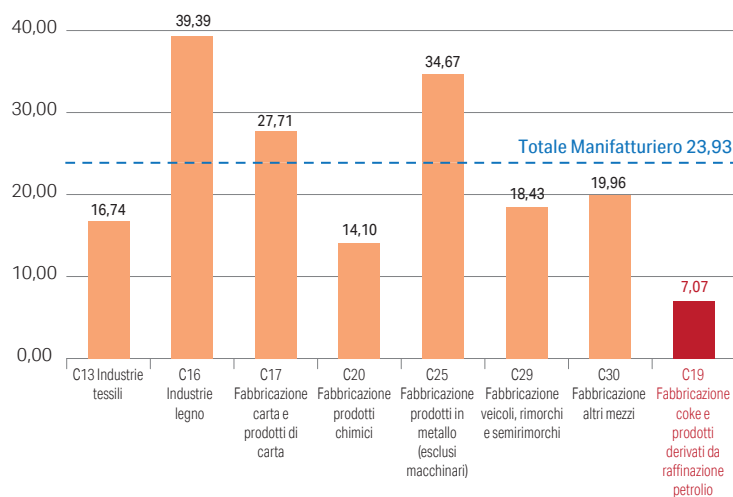
ITALIA Andamento infortuni dei dipendenti nelle industrie Associate UP

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numero infortuni	72	47	41	31	38	31	36	35
Indice di frequenza ⁽¹⁾	4,53	3,11	2,76	2,20	2,95	2,60	2,72	2,73
Indice di gravità ⁽²⁾	0,19	0,09	0,08	0,58	0,09	0,12	0,12	0,13

⁽¹⁾ Infortuni per mille addetti.

⁽²⁾ Giornate perdute per addetto.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Italia - Frequenza media per 1000 addetti 2010/2016 degli infortuni denunciati INAIL^(*)

^(*) Calcolati su numero lavoratori anno 2015.

Fonte: Elaborazioni UP su dati INAIL

L'impegno costante continua a concretizzarsi in risultati oggettivi, come evidenziano gli indici di frequenza e quelli di gravità degli infortuni sul lavoro nel settore petrolifero, che si confermano essere fra i più virtuosi nelle classifiche stilate da INAIL.

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

APPENDICE STATISTICA



MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI I consumi energetici dei principali Paesi (2016)

(Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Idro elettricità ⁽¹⁾	Nucleare ⁽²⁾	Rinnovabili	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.732,0	4.418,2	3.204,1	910,3	592,1	419,6	13.276,3	1,8
Area OCSE	913,3	2.086,8	1.495,2	316,9	446,8	270,1	5.529,1	4,4
Stati Uniti	358,5	863,1	716,3	59,2	191,8	83,8	2.272,7	7,0
Ex Urss	157,9	195,5	492,0	56,2	63,3	0,7	965,6	3,3
Giappone	119,9	184,3	100,1	18,1	4,0	18,8	445,2	3,5
Cina	1.887,6	578,7	189,3	263,1	48,2	86,1	3.053,0	2,2
India	411,9	212,7	45,1	29,1	8,6	16,5	723,9	0,5
Area UE (28 Paesi)	238,5	613,3	385,9	78,7	190,0	135,6	1.642,0	3,2
Belgio/Lussemburgo	3,0	31,8	13,9	0,1	9,8	3,2	61,7	5,2
Francia	8,3	76,4	38,3	13,5	91,2	8,2	235,9	3,6
Germania	75,3	113,0	72,4	4,8	19,1	37,9	322,5	3,9
Olanda	10,3	40,0	30,2	^	0,9	3,1	84,5	4,9
Regno Unito	11,1	73,1	69,0	1,2	16,2	17,5	188,1	2,8
Spagna	10,4	62,5	25,2	8,1	13,3	15,5	135,0	2,9
Italia	10,9	58,1	58,1	9,3	-	15,0	151,4	2,5

⁽¹⁾ Dato relativo alla produzione.⁽²⁾ Valore diverso da quello fornito dalle statistiche nazionali, per una diversa valutazione del potere calorifico attribuito a ogni kWh prodotto.^(*) Inferiore a 0,05.

Fonte: BP Statistical Review

MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI Il grado di dipendenza energetica e petrolifera (2016)

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	33,3
Area OCSE	26	37,7
Stati Uniti	15	38,0
Ex Urss	—	20,3
Giappone	91	41,4
Cina	21	19,0
India	44	29,4
Area UE (28 Paesi)	56	37,3
Belgio/Lussemburgo	79	51,5
Francia	52	32,4
Germania	67	35,0
Olanda	52	47,3
Regno Unito	36	38,9
Spagna	72	46,3
Italia^(*)	78	38,4

^(*) 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 ⁽¹⁾		
	2016	2017		al 1/1/2017	al 1/1/2018	
	Quantità	Quantità	%	Quantità	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	761,3	810,0	18,4	33.426	33.400	14,1
– di cui: Stati Uniti	543,0	573,0	13,0	5.796	5.700	2,4
Canada	218,2	237,0	5,4	27.630	27.700	11,7
AMERICA LATINA	505,8	478,0	10,9	51.900	49.900	21,1
– di cui: Messico	121,4	110,4	2,5	1.100	1.050	0,4
Venezuela	124,1	109,0	2,5	46.900	45.500	19,3
Altri Paesi	260,3	258,6	5,9	3.900	3.350	1,4
MEDIO ORIENTE	1.496,9	1.470,0	33,4	110.100	108.900	46,1
– di cui: Arabia Saudita	585,7	560,0	12,7	36.600	36.600	15,5
Iran	216,4	231,6	5,3	21.758	21.758	9,2
Iraq	218,9	221,0	5,0	20.648	19.400	8,2
Kuwait	152,7	147,0	3,3	13.981	13.981	5,9
U.A.E.	182,4	176,0	4,0	12.976	12.976	5,5
Altri Paesi	140,7	134,4	3,1	4.137	4.185	1,8
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	383,0	382,0	8,7	6.449	6.400	2,7
– di cui: Indonesia	43,0	42,0	1,0	457	470	0,2
Cina	199,7	194,5	4,4	3.500	3.500	1,5
Altri Paesi	140,3	145,5	3,3	2.492	2.430	1,0
AFRICA	374,8	388,0	8,8	16.950	16.500	7,0
– di cui: Algeria	68,5	65,1	1,5	1.540	1.540	0,7
Libia	20,0	42,0	1,0	6.300	6.300	2,7
Nigeria	98,8	102,8	2,3	5.000	5.000	2,1
Altri Paesi	187,5	178,1	4,0	4.110	3.660	1,5
EUROPA	166,1	165,4	3,8	1.710	1.700	0,7
– di cui: Norvegia	90,4	89,5	2,0	940	950	0,4
Regno Unito	47,5	46,7	1,1	340	340	0,1
Altri Paesi	28,2	29,2	0,7	430	410	0,2
EX URSS	694,5	703,0	16,0	20.100	19.500	8,3
– di cui: Russia	554,3	555,0	12,6	15.000	14.400	6,1
Azerbaijan	41,0	42,0	1,0	960	960	0,4
Kazakhstan	79,3	81,0	1,8	3.930	3.930	1,7
Altri Paesi	19,9	25,0	0,6	210	210	0,1
TOTALE	4.382,4	4.396,4	100,0	240.635	236.300	100,0
– di cui <i>Opec</i>	1.864,2	1.935,0		171.150	167.000	
<i>incidenza % sul totale</i>	42,5	44,0		71,1	70,7	

⁽¹⁾ Le riserve comprendono i giacimenti di sabbie bituminose in Canada (circa 26.900 milioni tonn) e in Venezuela (circa 35.600 milioni tonn. area dell'Orinoco Belt).

Fonte: BP Statistical Review per la produzione (per il 2017 stima Unione Petrolifera); Oil and Gas Journal per le riserve (per il 2018 stima Unione Petrolifera)

MONDO I consumi petroliferi*(Milioni di tonnellate)*

	2016		2017	
	Quantità	%	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	964	21,8	964	21,5
– di cui: Stati Uniti	863	19,5	862	19,2
Canada	101	2,3	102	2,3
AMERICA LATINA	409	9,3	405	9,0
– di cui: Brasile	139	3,1	140	3,1
Messico	83	1,9	80	1,8
MEDIO ORIENTE	418	9,5	419	9,4
– di cui: Arabia Saudita	168	3,8	167	3,7
Iran	84	1,9	85	1,9
AFRICA	186	4,2	188	4,2
– di cui: Egitto	41	0,9	41	0,9
ESTREMO ORIENTE	1.502	34,0	1.550	34,6
– di cui: Cina	579	13,1	606	13,5
Giappone	184	4,2	180	4,0
India	213	4,8	219	4,9
AUSTRALIA	54	1,2	54	1,2
EUROPA	885	20,0	903	20,1
– di cui: Francia	76	1,7	75	1,7
Germania	113	2,6	115	2,6
Italia	59	1,3	59	1,3
Paesi Bassi	40	0,9	40	0,9
Regno Unito	73	1,7	74	1,7
Russia	148	3,3	150	3,3
TOTALE	4.418	100,0	4.483	100,0

Fonte: BP (per il 2016); elaborazione UP su dati IEA per il 2017

MONDO La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio

(Milioni di tonnellate/anno)

	Al 1° gennaio 2010			Al 1° gennaio 2017		
	N. di raffinerie	Capacità	%	N. di raffinerie	Capacità	%
AMERICA DEL NORD	146	989	22,5	139	1.026	22,5
– di cui: Stati Uniti	129	894	20,3	122	923	20,2
Canada	17	95	2,2	17	103	2,3
AMERICA LATINA	72	406	9,2	72	377	8,2
– di cui: Argentina	10	28	0,6	11	32	0,7
Brasile	13	95	2,2	14	107	2,3
Messico	6	77	1,7	6	77	1,7
Venezuela	6	64	1,5	5	64	1,4
MEDIO ORIENTE	44	362	8,2	57	464	10,2
– di cui: Arabia Saudita	7	104	2,4	9	145	3,2
Iran	9	73	1,7	14	102	2,2
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	165	1.243	28,2	157	1.383	30,3
– di cui: Cina	54	340	7,7	55 ^(*)	485	10,6
Giappone	30	236	5,4	23	191	4,2
Corea del sud	6	136	3,1	5	148	3,2
India	21	200	4,5	23	238	5,2
Indonesia	8	51	1,2	8	56	1,2
AFRICA	45	161	3,7	46	167	3,7
– di cui: Egitto	9	36	0,8	8	38	0,8
EUROPA	132	842	19,1	113	779	17,1
– di cui: Francia	11	96	2,2	8	75	1,6
Germania	15	111	2,5	13	103	2,3
Italia	17	116	2,6	12	102	2,2
Paesi Bassi	6	59	1,3	6	60	1,3
Regno Unito	10	89	2,0	7	75	1,6
Spagna	9	65	1,5	10	77	1,7
EX URSS	59	401	9,1	58	367	8,0
– di cui: Russia	40	271	6,2	39	273	6,0
TOTALE MONDO	663	4.404	100,0	642	4.563	100,0

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

Fonte: Oil & Gas Journal e altri

MONDO I prezzi "SPOT" dei principali greggi (2017)

(Fob \$/barile)

	Grado api	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Arabian light	34,2	52,29	53,63	50,68	51,64	49,30	45,21	47,12	49,63	53,29	55,73	61,08	62,50
Arabian heavy	28,0	50,56	51,97	48,86	49,97	47,92	43,64	45,76	48,55	51,78	53,99	59,03	60,47
Iranian heavy	31,0	51,90	53,16	50,27	51,12	49,00	44,62	46,01	48,70	52,27	54,29	59,27	60,87
Iranian light	33,9	52,35	52,35	49,13	50,04	47,34	43,85	47,03	50,85	54,45	56,25	62,12	63,37
Kuwait	31,4	51,48	52,85	49,87	50,81	48,65	44,37	46,19	48,70	52,23	54,50	59,58	60,94
Dubai	32,4	53,71	54,41	51,21	52,31	50,47	46,38	47,59	50,24	53,51	55,63	60,81	61,61
Oman	36,3	54,01	55,12	51,71	52,82	50,57	46,50	47,63	50,37	53,95	55,63	60,84	61,63
Bonny light	36,7	54,98	55,24	51,91	53,02	50,77	46,92	48,66	51,69	56,55	57,97	63,29	64,64
Libyan Essider	40,4	53,08	53,46	50,00	51,04	48,90	44,87	46,96	50,31	55,07	56,48	61,58	63,09
Saharan Blend	44,1	54,84	55,06	51,40	51,84	49,80	46,07	47,96	51,31	56,32	57,88	63,23	64,74
Basrah light	30,2	51,66	52,66	49,82	50,75	48,56	44,55	46,43	49,26	53,03	55,02	60,21	61,44
Isthmus	32,8	54,98	56,09	52,26	53,81	51,85	48,21	50,75	52,92	55,20	56,08	61,35	62,57
W.T.I.	40,0	52,50	53,40	49,58	51,06	48,56	45,17	46,67	48,03	49,71	51,57	56,67	57,94
Merey	32,4	46,81	47,03	44,14	46,15	45,16	42,49	43,41	45,38	49,13	50,70	55,86	56,04
Suez Blend	33,0	51,72	51,97	48,24	49,71	47,31	43,82	46,12	49,59	53,19	55,11	60,83	62,04
Brent Dtd	38,0	54,58	55,06	51,60	52,59	50,45	46,42	48,51	51,66	56,07	57,28	62,63	64,14
Ekofisk	43,0	54,62	55,17	51,50	52,57	50,43	46,40	48,63	52,30	57,15	57,85	63,28	64,98
Ural ⁽¹⁾	36,1	53,42	53,67	49,94	51,55	49,04	45,52	47,82	51,30	54,89	56,81	62,53	63,75
Girassol	32,0	54,41	55,21	51,89	52,68	50,36	46,46	48,75	52,31	56,83	57,88	62,97	64,97
OPEC REFERENCE BASKET		52,40	53,37	50,32	51,37	49,20	45,21	46,93	49,60	53,44	55,50	60,74	62,06

⁽¹⁾ Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2017)
(\$/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	Bunker 380 CST ⁽¹⁾ Rotterdam
Gennaio	552,8	495,4	516,9	483,9	476,1	321,7	298,5	304,1
Febbraio	566,8	494,3	523,6	492,1	485,6	301,9	297,7	302,7
Marzo	518,7	455,4	491,7	463,2	455,2	283,2	276,1	280,0
Aprile	556,4	463,9	505,9	477,2	468,5	298,6	285,8	291,3
Maggio	529,7	430,6	481,1	454,6	445,8	279,5	278,2	284,1
Giugno	501,6	396,7	454,3	424,6	414,1	276,3	272,0	276,6
Luglio	519,3	420,8	481,1	453,0	439,7	282,3	282,3	285,8
Agosto	561,9	455,2	516,0	481,2	463,3	292,4	292,4	296,9
Settembre	598,9	500,0	555,9	530,7	511,9	312,8	312,8	317,3
Ottobre	568,0	515,1	560,8	533,6	509,4	319,6	317,4	321,1
Novembre	615,0	567,7	612,8	560,8	552,5	350,5	346,4	352,0
Dicembre	601,8	572,6	609,9	569,3	563,7	345,7	343,8	349,3

⁽¹⁾ CST= Centistokes (unità di misura della viscosità).

Fonte: Platts

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi (2017)
(\$/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	554,1	499,4	520,8	489,7	486,7	337,3	291,6
Febbraio	567,3	498,3	526,4	498,8	496,3	321,5	289,2
Marzo	529,5	459,4	493,8	468,4	463,6	296,1	267,4
Aprile	565,5	467,9	510,2	483,4	472,9	310,5	276,6
Maggio	540,4	434,6	485,6	459,2	449,9	303,0	269,9
Giugno	513,2	400,7	457,9	429,4	420,8	289,4	265,6
Luglio	526,2	424,8	486,6	458,1	444,8	291,3	275,5
Agosto	564,0	459,2	517,5	484,9	465,7	301,5	285,4
Settembre	589,8	504,0	555,5	533,3	518,9	323,8	306,3
Ottobre	571,9	519,2	557,6	535,3	517,9	333,5	311,4
Novembre	629,3	571,7	606,3	563,9	554,6	362,6	339,9
Dicembre	613,6	576,6	612,8	571,6	566,1	357,9	337,3

Fonte: Platts

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2017)
(\$/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	553,4	479,8	504,2	484,2	477,9	330,9	298,4
Febbraio	561,4	482,2	512,7	493,1	486,0	319,1	296,2
Marzo	517,7	437,6	475,5	457,9	448,5	293,4	275,1
Aprile	555,2	447,8	493,2	474,4	460,9	306,3	282,6
Maggio	520,6	418,5	471,9	454,3	443,0	299,8	279,3
Giugno	486,5	385,4	444,8	423,6	409,6	286,9	272,1
Luglio	509,9	410,4	474,1	454,0	435,0	286,5	280,8
Agosto	548,5	446,1	506,0	480,4	460,6	296,7	289,1
Settembre	575,0	485,7	540,0	521,8	506,0	317,2	308,4
Ottobre	560,5	502,1	543,1	527,2	505,6	330,9	316,9
Novembre	600,4	555,6	592,4	558,0	545,7	357,9	346,0
Dicembre	599,4	555,1	594,7	563,3	557,4	353,9	337,1

Fonte: Platts

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2017)
(\$/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	562,0	491,5	519,3	495,2	491,0	339,1	306,9
Febbraio	568,3	491,7	524,9	502,1	496,9	326,4	303,9
Marzo	527,4	450,8	492,3	470,3	463,6	301,1	283,3
Aprile	564,1	459,9	508,7	485,8	474,8	313,4	289,9
Maggio	527,6	428,0	484,2	463,3	453,8	306,5	286,4
Giugno	493,1	394,4	456,4	432,2	419,9	292,2	277,6
Luglio	516,2	418,8	485,1	462,1	444,9	292,2	286,8
Agosto	554,3	453,8	516,0	487,7	469,5	304,2	296,9
Settembre	583,1	496,5	554,0	532,2	518,1	324,5	316,0
Ottobre	568,0	512,2	556,1	536,8	517,3	338,0	324,4
Novembre	607,5	565,2	604,8	567,0	556,8	366,1	354,6
Dicembre	609,0	568,1	611,3	575,5	572,1	362,8	346,5

Fonte: Platts

ITALIA I consumi energetici per fonti primarie

(Milioni di tep)

	2016		2017 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	11,7	7,0	10,4	6,1
Gas naturale ⁽²⁾	58,1	34,6	61,6	36,2
Petrolio	57,6	34,4	57,2	33,6
Importazioni nette di energia elettrica	8,1	4,9	8,3	4,9
Fonti rinnovabili ⁽³⁾	32,1	19,1	32,7	19,2
TOTALE CONSUMI	167,6	100,0	170,2	100,0
Tep pro-capite	2,8		2,8	

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

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA I consumi energetici per settori di utilizzo

(Milioni di tep)

	2016		2017 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	2,8	1,7	3,0	1,8
Industria	27,1	16,2	27,6	16,2
Trasporti	38,9	23,2	38,7	22,7
Usi civili	46,9	28,0	48,4	28,5
Usi non energetici	5,6	3,3	5,6	3,3
Bunkeraggi	3,0	1,8	3,1	1,8
Totale impieghi finali	124,3	74,2	126,4	74,3
Consumi e perdite del settore energetico	5,1	3,0	5,5	3,2
Trasformazioni in energia elettrica	38,2	22,8	38,3	22,5
TOTALE CONSUMI	167,6	100,0	170,2	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

ITALIA La produzione di idrocarburi

	1990	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017
Petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)	4.641	4.555	6.084	5.047	5.483	5.748	5.455	3.746	4.138
Condensati da gas (Migliaia di tonnellate)	27	31	27	25	19	17	15	14	10
Gas naturale (Milioni di metri cubi) ⁽¹⁾	17.296	16.633	12.071	8.302	7.705	7.286	6.877	6.021	5.657

⁽¹⁾ 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 (2017)⁽¹⁾

(Migliaia di tonnellate)

DISPONIBILITÀ		UTILIZZO	
Greggio nazionale e condensati da gas	4.148	Consumi	58.664
Importazioni di greggio ⁽¹⁾	66.348	Esportazioni	32.055
Importazioni di semilavorati	3.700		
Importazioni di prodotti finiti	15.953		
Da scorte	570		
TOTALE	90.719	TOTALE	90.719

⁽¹⁾ Dati provvisori.

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

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

ITALIA Le importazioni di petrolio greggio⁽¹⁾

(Migliaia di tonnellate)

	2016		2017	
	Quantità totali	%	Quantità totali	%
Arabia Saudita	5.777	9,5	6.055	9,1
Iran	2.424	4,0	9.324	14,1
Iraq	11.975	19,7	8.568	12,9
Israele	—	—	—	—
Kuwait	3.074	5,0	3.680	5,5
UAE	—	—	—	—
TOTALE MEDIO ORIENTE	23.250	38,2	27.627	41,6
Algeria	1.015	1,7	1.259	1,9
Angola	1.479	2,4	931	1,4
Camerun	906	1,5	649	1,0
Congo	1.076	1,8	78	0,1
Costa d'Avorio	75	0,1	—	—
Egitto	1.462	2,4	989	1,5
Gabon	1.081	1,8	318	0,5
Ghana	389	0,6	132	0,2
Guinea Equatoriale	795	1,3	347	0,5
Libia	3.102	5,1	5.139	7,7
Mauritania	86	0,1	119	0,2
Nigeria	1.464	2,4	1.705	2,6
Tunisia	400	0,7	271	0,4
TOTALE AFRICA	13.330	21,9	11.935	18,0
Azerbaijan	8.880	14,6	12.386	18,7
Kazakhstan	4.252	7,0	3.476	5,2
Russia	6.441	10,6	6.539	9,9
Turkmenistan	973	1,6	165	0,2
TOTALE EX- URSS	20.546	33,8	22.566	34,0
Albania	220	0,4	91	0,1
Grecia	81	0,1	—	—
Norvegia	1.005	1,6	1.293	2,0
Regno Unito	650	1,1	—	—
TOTALE EUROPA	1.956	3,2	1.384	2,1
Brasile	199	0,3	—	—
Canada	419	0,7	780	1,2
Colombia	174	0,3	144	0,2
Messico	334	0,5	199	0,3
Usa	671	1,1	1.521	2,3
Venezuela	—	—	193	0,3
TOTALE AMERICA	1.797	2,9	2.837	4,3
TOTALE	60.879	100,0	66.348	100,0
- di cui : OPEC	31.391	51,6	37.517	56,5

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

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

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

	2016		2017 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.402	11,1	2.361	12,0
Benzine	352	1,6	140	0,7
Virgin Naphta	2.110	9,8	1.702	8,7
Carboturbo/Petrolio	2.514	11,6	2.928	14,9
Gasolio	4.412	20,4	5.127	26,1
Olio combustibile totale	860	3,9	847	4,3
- di cui olio combustibile Atz	460	2,1	517	2,6
- di cui olio combustibile Btz	400	1,8	330	1,7
Lubrificanti	290	1,3	299	1,5
Bitume	75	0,4	36	0,2
Biocarburanti	803	3,7	1.036	5,3
Coke di petrolio	1.012	4,7	856	4,3
Altri ⁽²⁾	646	3,0	621	3,2
TOTALE PRODOTTI⁽³⁾	15.476	71,5	15.953	81,2
Semilavorati	6.152	28,5	3.700	18,8
TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI	21.628	100,0	19.653	100,00

⁽¹⁾ Dati provvisori.⁽²⁾ Comprende altri chimici, altri petroliferi, ossigenati, ecc.⁽³⁾ Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

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

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

	2016		2017 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	319	1,1	305	1,0
Benzine	8.131	27,4	8.445	26,3
Virgin Naphta	1.537	5,2	1.569	4,9
Carboturbo/Petrolio	491	1,6	888	2,8
Gasolio	9.320	31,4	10.188	31,8
Olio combustibile totale	4.662	15,6	5.258	16,4
- di cui olio combustibile Atz	3.937	13,2	4.383	13,7
- di cui olio combustibile Btz	725	2,4	875	2,7
Lubrificanti	1.095	3,7	1.201	3,7
Bitume	1.199	4,0	1.286	4,0
Altri	1.186	4,0	1.284	4,0
TOTALE PRODOTTI⁽²⁾	27.940	94,0	30.424	94,9
Semilavorati e greggio	1.786	6,0	1.631	5,1
TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI	29.726	100,0	32.055	100,00

⁽¹⁾ Dati provvisori.⁽²⁾ Sono comprese le esportazioni del settore petrolchimico.

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

ITALIA La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti

(Migliaia di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017
Augusta (Siracusa)	11.010	12.390	14.200	14.530	11.320	7.160	8.180	8.180	8.850
Cagliari	12.050	12.130	13.200	14.605	14.345	12.120	14.600	12.700	14.150
Falconara (Ancona)	2.850	3.340	3.300	3.365	3.250	3.250	3.300	3.400	3.450
Fiumicino (Roma)	3.310	3.680	3.580	4.030	3.330	—	—	—	—
Gela (Caltanissetta)	3.570	3.840	2.590	2.050	2.110	125	—	—	—
Genova - Miltedo ⁽¹⁾	20.320	18.600	14.160	15.605	13.700	11.370	11.000	9.750	9.500
La Spezia	130	5	—	—	—	—	—	—	—
Livorno	3.700	3.175	3.710	4.240	4.550	3530	4.220	3.800	4100
Milazzo (Messina)	4.400	4.730	6.910	7.385	7.760	7.110	8.060	8.230	10.400
Napoli	3.620	—	—	—	—	—	—	—	—
Priolo Melilli (Siracusa)	6.600	8.550	8.850	11.145	7.570	7.010	7.230	8.160	9.350
Ravenna	270	235	60	40	165	115	90	160	140
Savona -Vado Ligure	5.050	5.790	6.490	7.235	5.955	5.230	6.260	6.110	6.250
Taranto	3.305	3.405	2.530	1.420	1.480	165	1.040	1.600	1.050
Trieste ⁽²⁾	25.865	27.190	34.520	36.990	34.500	41.495	41.100	41.710	42.390
Venezia Porto Marghera	4.210	4.940	5.600	5.760	5.630	—	—	—	—
TOTALE	110.260	112.000	119.700	128.400	115.665	98.680	105.080	103.800	109.630

⁽¹⁾ Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt).⁽²⁾ Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Le lavorazioni delle raffinerie*(Migliaia di tonnellate)*

MATERIA PRIMA LAVORATA	2016		2017	
Greggio nazionale	3.142		3.368	
Greggio estero	61.763		66.288	
Semilavorati	11.366		9.379	
Biocarburanti/Additivi Ossigenati	1.239		1.277	
TOTALE	77.510		80.132	

PRODOTTI OTTENUTI	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	1.574	2,0	1.691	2,1
Benzina auto	14.444	18,6	14.497	18,1
Virgin Naphta	5.458	7,1	6.287	7,8
Carboturbo/Petrolio	2.695	3,5	2.804	3,5
Gasolio	30.712	39,6	32.216	40,1
Olio combustibile totale	6.819	8,8	7.638	9,5
- di cui olio combustibile Btz	1.384	1,8	1.868	2,3
Lubrificanti	1.202	1,6	1.333	1,7
Bitume	2.552	3,3	2.629	3,3
Altri prodotti	1.330	1,7	1.325	1,6
Semilavorati	4.518	5,8	3.896	4,8
Consumi e perdite	6.206	8,0	5.996	7,5
TOTALE	77.510	100,0	80.312	100,0

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

ITALIA La capacità dei principali impianti delle raffinerie

Dati al 1° gennaio	Distillaz. atmosfer.	Processi termici	Processi catalitici		Isomeriz. naphta ^(*)	Alkilazione ^(*)	Mtbe ^(*)	Idrogeno	Desolf. distillati 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
2017	100,4	13,06	36,30	11,05	2.371	1.677	182	392,3	41.269
2018	100,9	13,83	36,39	11,16	2.347	1.677	182	396,0	40.857

(*) Capacità di produzione.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata

	Località	Capacità effettiva ⁽¹⁾ al 1° gennaio 2017 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni ⁽²⁾ (Migliaia di tonnellate)	
			2016	2017
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	10,0	10.214	
Sarpom	Trecate (NO)	9,0	6.448	
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	—	2.579	
IES	Mantova	—	54	
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,2	4.733	
Iplom	Busalla (GE)	1,9	985	
NORD E TIRRENO			25.013	25.179
Api	Falconara M. (AN)	3,9	3.740	
Alma	Ravenna	—	391	
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	5,2	4.396 ⁽³⁾	
ADRIATICO			8.527	7.945
Isab	Priolo (SR)	19,4	9.565 ⁽⁴⁾	
Esso	Augusta (SR)	8,0	8.974 ⁽⁵⁾	
Raffineria di Gela	Gela (CL)	—	178 ⁽⁴⁾	
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	10,6	9.289	
Saras	Sarroch (CA)	15,0	15.964 ⁽⁴⁾	
ISOLE			43.970	47.188
TOTALE		87,2	77.510	80.312

⁽¹⁾ Si intende la capacità, definita "tecnico-bilanciata", supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica. L'introduzione di questo concetto di capacità, come il più realistico ai fini del calcolo dell'utilizzo degli impianti, è il risultato di un'analisi puntuale delle situazioni di ogni singola raffineria.

⁽²⁾ Relative a greggio, semilavorati, additivi, ossigenati e metano.

⁽³⁾ Include semilavorati di importazione per carica all'impianto di visbreaking.

⁽⁴⁾ Include riciclo di derivati da Petrolchimica.

⁽⁵⁾ Include residuo di importazione per carica agli impianti vacuum.

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

ITALIA I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi

(Migliaia di tonnellate)

	2016	2017 ⁽¹⁾		Variazione % 2017 vs. 2016
	Quantità	Quantità	Peso %	
GPL	3.355	3.361	6,8	0,2
- di cui autotrazione	1.696	1.667	3,4	-1,7
- di cui combustione	1.659	1.694	3,4	2,1
BENZINA AUTO ⁽¹⁾	7.599	7.295	14,8	-4,0
- di cui rete totale	7.399	7.148	14,5	-3,4
Carboturbo	4.144	4.381	8,9	5,7
Petrolio	4	4,1	—	2,5
GASOLIO AUTOTRAZIONE	23.179	23.022	46,7	-0,7
- di cui rete totale	15.129	15.088	30,6	-0,3
Gasolio riscaldamento	1.148	1.020	2,1	-11,1
Gasolio agricolo	1.946	2.054	4,2	5,5
Gasolio marina	266	284	0,6	6,8
Gasolio termoelettrica	38	42	0,1	10,5
TOTALE GASOLI⁽²⁾	26.577	26.422	53,6	-0,6
Olio combustibile Atz	339	464	0,9	36,9
Olio combustibile Btz	625	462	0,9	-26,1
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	964	926	1,9	-3,9
- di cui olio combustibile per termoelettrica	337	389	0,8	15,4
LUBRIFICANTI	403	406	0,8	0,7
- di cui rete	3	3,7	—	12,1
Bitume	1.488	1.409	2,9	-5,3
Altri prodotti ⁽³⁾	1.785	1.639,9	3,3	-8,1
Fabbisogno petrolchimico netto	3.581	3.432	7,0	-4,2
TOTALE TRASFERIMENTI AL MERCATO INTERNO	49.900	49.276	100,0	-1,3
Bunkeraggi gasolio	494	470		-4,9
Bunkeraggi olio combustibile	2.473	2.621		6,0
Bunkeraggi lubrificanti	33	33		—
TOTALE BUNKERAGGI	3.000	3.124		4,1
CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE	6.206	5.996		-3,4
- di cui consumi e perdite di raffineria	3.680	3.629		-1,4
- di cui consumi in raffineria di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	2.048	1.890		-7,7
- di cui consumi in raffineria per produzione di energia elettrica e termica	478	477		-0,2
Variazione scorte⁽⁴⁾	+308	+268		—
TOTALE CONSUMI	59.414	58.664		- 1,3

⁽¹⁾ Comprende ETBE e Bioetanolo.⁽²⁾ Comprende Biodiesel.⁽³⁾ Comprende Coke di petrolio.⁽⁴⁾ Si è indicato con un segno+ un prelievo da scorte, con un 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	2015	2016
Autostradali	465	457	466	438	439
Stazioni di servizio	8.150	8.628	9.419	8.878	8.659
Stazioni di rifornimento	7.001	6.250	6.429	4.989	4.924
Chioschi/Punti isolati	7.398	5.963	4.806	2.882	2.645
TOTALE CAMPIONE⁽¹⁾	23.014	21.298	21.120	17.187	16.667
<i>di cui: - con Gasolio</i>	<i>20.140</i>	<i>20.647</i>	<i>20.854</i>	<i>17.025</i>	<i>16.610</i>
<i>- con Gpl</i>	<i>1.252</i>	<i>1.357</i>	<i>1.537</i>	<i>1.800</i>	<i>1.800</i>
<i>- con Benzina senza piombo</i>	<i>22.725</i>	<i>21.174</i>	<i>21.023</i>	<i>17.037</i>	<i>16.612</i>
<i>- con self-service/pre-pay⁽²⁾</i>	<i>7.717</i>	<i>11.649</i>	<i>14.789</i>	<i>14.734</i>	<i>14.186</i>
<i>- con self-service/post-pay⁽²⁾</i>	<i>3.998</i>	<i>6.162</i>	<i>8.356</i>	<i>8.871</i>	<i>8.808</i>
TOTALE ITALIA⁽³⁾	23.900	22.400	22.900	21.000	20.900
Erogato medio⁽⁴⁾	1.479	1.621	1.486	1.345	1.353

⁽¹⁾ Il campione del 2016 comprende Eni Div. R&M, Esso, IES, IP Gruppo Api, Lukoil, Q8, Tamoil e TotalErg.

⁽²⁾ Per una più precisa rilevazione, le strutture pre e post-pay sono indicate distintamente anche nei casi in cui siano entrambe presenti in un unico punto vendita. Per gli anni 2005-2011 è la somma di punti vendita con solo post-pay e con post-pay e servito.

⁽³⁾ Stima.

⁽⁴⁾ Benzina e gasolio rete, in metri cubi.

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio" per Paesi di provenienza nel 2017

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif \$/tonnellata
Arabia Saudita	33,6	1,9	6.055	389,8
Kuwait	30,4	2,6	3.680	371,7
Iran	29,9	1,7	9.324	370,4
Iraq	30,5	2,6	8.568	373,4
TOTALE MEDIO ORIENTE	31,0	2,2	27.627	375,8
Algeria	44,7	0,1	1.259	402,6
Angola	29,6	0,3	931	409,0
Camerun	26,4	0,3	649	388,4
Congo	42,8	—	78	482,6
Egitto	39,9	0,7	989	391,2
Gabon	36,2	0,1	318	397,9
Ghana	36,7	0,2	132	403,4
Guinea Equatoriale	30,4	1,0	346	431,0
Libia	37,3	0,5	5.138	395,7
Mauritania	26,7	0,5	119	396,6
Nigeria	32,8	0,2	1.705	400,6
Tunisia	30,8	0,9	271	397,6
TOTALE AFRICA	36,0	0,4	11.935	399,2
Azerbaijan	36,9	0,2	12.386	414,0
Kazakhstan	45,8	0,6	3.476	388,6
Russia	30,7	1,4	6.538	391,4
Turkmenistan	40,0	0,1	165	416,6
TOTALE EX- URSS	36,5	0,6	22.565	403,6
Albania	10,2	5,7	91	321,9
Norvegia	34,5	0,3	1.293	408,6
TOTALE EUROPA	32,9	0,7	1.384	402,9
Canada	33,5	0,4	780	407,6
Colombia	23,5	1,0	144	349,3
Messico	37,6	1,0	199	364,1
Usa	43,2	0,5	1.521	412,6
Venezuela	12,0	2,7	193	317,9
TOTALE AMERICA	37,0	0,7	2.837	398,2
TOTALE	34,1	1,2	66.348	391,0

Fonte: Unione Petrolifera

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

	Anno 2016			Anno 2017		
	Migliaia di tonn.	Costo Cif		Migliaia di tonn.	Costo Cif	
		\$/tonn.	Euro/tonn.		\$/tonn.	Euro/tonn.
Gennaio	4.922	225,43	207,58	5.716	392,27	369,56
Febbraio	4.345	230,98	208,22	5.239	394,23	370,42
Marzo	4.535	265,66	239,34	4.780	370,98	347,21
1° TRIMESTRE	13.802	240,39	218,22	15.735	386,45	363,06
Aprile	5.284	283,50	250,01	4.942	378,58	353,06
Maggio	5.350	334,77	295,97	5.313	365,31	330,38
Giugno	4.857	349,99	311,69	5.823	340,81	303,49
2° TRIMESTRE	15.492	322,05	285,22	16.078	360,52	327,61
Luglio	5.601	322,35	291,23	5.682	346,58	301,08
Agosto	5.855	327,74	292,32	5.945	369,70	313,13
Settembre	5.005	325,82	290,59	5.450	397,88	333,94
3° TRIMESTRE	16.461	325,32	291,42	17.077	371,00	315,76
Ottobre	4.624	356,27	323,12	5.532	413,32	351,59
Novembre	5.260	320,58	296,87	6.270	446,56	380,44
Dicembre	5.238	370,34	351,27	5.657	467,39	394,88
4° TRIMESTRE	15.123	348,73	323,74	17.458	442,78	375,98
ANNO	60.879	311,05	281,28	66.348	391,01	345,69
<i>Variazione % 2017 vs. 2016</i>				<i>+9,0</i>	<i>+25,7</i>	<i>+22,9</i>

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"
(Euro/tonnellata)

	Anno 2016			Anno 2017		
	Fob	Nolo	Cif	Fob	Nolo	Cif
Gennaio	197,32	10,26	207,58	383,15	9,12	392,27
Febbraio	202,61	5,61	208,22	389,21	5,02	394,23
Marzo	234,22	5,12	239,34	363,38	7,60	370,98
Aprile	242,69	7,32	250,01	366,61	11,97	378,58
Maggio	287,94	8,03	295,97	360,01	5,30	365,31
Giugno	304,98	6,71	311,69	329,84	10,97	340,81
Luglio	284,11	7,12	291,23	341,82	4,76	346,58
Agosto	286,16	6,16	292,32	364,60	5,10	369,70
Settembre	285,97	4,62	290,59	387,55	10,33	397,88
Ottobre	316,94	6,18	323,12	409,00	4,32	413,32
Novembre	290,77	6,10	296,87	440,91	5,65	446,56
Dicembre	342,59	8,68	351,27	455,77	11,62	467,39
ANNO	274,42	6,86	281,28	383,49	7,52	391,01

Fonte: Unione Petrolifera

ITALIA I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2017)

	Benzina (Euro/litro)	Gasolio auto (Euro/litro)	Gpl auto (Euro/litro)	Gasolio riscaldamento (Euro/litro)	O.C. Denso BTZ (Euro/kg)
PREZZO AL CONSUMO ⁽¹⁾					
Gennaio	1,543	1,397	0,602	1,204	0,460
Febbraio	1,549	1,399	0,630	1,210	0,446
Marzo	1,546	1,398	0,640	1,192	0,425
Aprile	1,540	1,394	0,631	1,180	0,430
Maggio	1,536	1,387	0,620	1,151	0,415
Giugno	1,510	1,360	0,616	1,121	0,398
Luglio	1,489	1,337	0,615	1,120	0,386
Agosto	1,498	1,351	0,618	1,127	0,389
Settembre	1,518	1,367	0,635	1,150	0,398
Ottobre	1,525	1,385	0,653	1,163	0,418
Novembre	1,539	1,408	0,666	1,193	0,442
Dicembre	1,547	1,417	0,672	1,206	0,435
ANNO	1,527	1,383	0,633	1,182	0,420
PREZZO INDUSTRIALE ⁽²⁾					
Gennaio	0,537	0,528	0,346	0,583	0,386
Febbraio	0,542	0,530	0,369	0,588	0,374
Marzo	0,539	0,529	0,377	0,574	0,355
Aprile	0,534	0,525	0,370	0,564	0,360
Maggio	0,531	0,519	0,361	0,540	0,346
Giugno	0,509	0,498	0,358	0,516	0,331
Luglio	0,492	0,479	0,357	0,514	0,319
Agosto	0,499	0,490	0,359	0,520	0,322
Settembre	0,515	0,503	0,373	0,539	0,331
Ottobre	0,521	0,518	0,388	0,550	0,348
Novembre	0,533	0,537	0,398	0,575	0,371
Dicembre	0,540	0,544	0,404	0,586	0,364
ANNO	0,523	0,516	0,372	0,566	0,350

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ 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 2018

	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	1,267	0,705	55,6	1,213	0,612	50,4
Belgio	1,404	0,858	61,1	1,403	0,809	57,7
Bulgaria	1,088	0,544	50,0	1,087	0,511	47,1
Cipro	1,281	0,694	54,2	1,293	0,667	51,6
Croazia	1,370	0,797	58,2	1,297	0,674	51,9
Danimarca	1,644	0,949	57,7	1,392	0,701	50,4
Estonia	1,360	0,790	58,1	1,280	0,706	55,2
Finlandia	1,512	0,966	63,9	1,354	0,722	53,3
Francia	1,520	0,945	62,2	1,439	0,849	59,0
Germania	1,441	0,885	61,4	1,260	0,672	53,3
Grecia	1,601	1,022	63,8	1,375	0,688	50,1
Irlanda	1,429	0,875	61,2	1,319	0,746	56,5
Lettonia	1,250	0,702	56,2	1,158	0,583	50,4
Lituania	1,237	0,649	52,5	1,153	0,547	47,4
Lussemburgo	1,258	0,645	51,3	1,109	0,496	44,7
Malta	1,310	0,749	57,2	1,180	0,652	55,3
Olanda	1,665	1,075	64,6	1,356	0,733	54,1
Polonia	1,187	0,614	51,7	1,171	0,562	48,0
Portogallo	1,564	0,952	60,8	1,348	0,723	53,6
Regno Unito	1,409	0,892	63,3	1,454	0,899	61,8
Repubblica Ceca	1,242	0,719	57,9	1,217	0,641	52,7
Romania	1,206	0,619	51,4	1,227	0,593	48,3
Slovacchia	1,369	0,808	59,0	1,239	0,623	50,2
Slovenia	1,338	0,817	61,1	1,277	0,733	57,4
Spagna	1,302	0,687	52,8	1,207	0,577	47,8
Svezia	1,533	0,928	60,6	1,519	0,748	49,2
Ungheria	1,212	0,647	53,4	1,231	0,619	50,3
Italia	1,606	1,018	63,4	1,483	0,885	59,7

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 2018

	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	0,808	0,244	30,2	0,451	0,143	31,7
Belgio	0,678	0,136	20,1	0,377	0,082	21,7
Bulgaria	1,016	0,500	49,2	—	—	—
Cipro	0,875	0,275	31,4	0,586	0,111	19,0
Croazia	0,738	0,194	26,3	0,528	0,127	24,1
Danimarca	1,360	0,602	44,3	0,930	0,582	62,6
Estonia	0,831	0,197	23,6	—	—	—
Finlandia	1,043	0,431	41,3	—	—	—
Francia	0,903	0,307	34,0	0,569	0,234	41,2
Germania	0,727	0,177	24,4	—	—	—
Grecia	—	—	—	0,488	0,139	28,6
Irlanda	0,719	0,208	28,9	0,513	0,163	31,7
Lettonia	0,734	0,159	21,7	—	—	—
Lituania	0,655	0,135	20,6	0,339	0,074	21,8
Lussemburgo	0,663	0,091	13,8	—	—	—
Malta	1,000	0,385	38,5	—	—	—
Olanda	1,107	0,690	62,3	0,749	0,167	22,3
Polonia	0,804	0,205	25,5	0,413	0,092	22,3
Portogallo	1,156	0,563	48,7	0,618	0,152	24,7
Regno Unito	0,686	0,159	23,2	—	—	—
Repubblica Ceca	0,742	0,222	29,9	0,351	0,080	22,6
Romania	0,823	0,489	59,4	0,431	0,084	19,5
Slovacchia	—	—	—	0,523	0,228	43,6
Slovenia	0,949	0,425	44,7	0,557	0,202	36,3
Spagna	0,741	0,218	29,4	0,408	0,087	21,4
Svezia	1,195	0,643	53,8	0,866	0,618	71,3
Ungheria	1,231	0,619	50,3	0,668	0,164	24,6
Italia	1,283	0,635	49,4	0,453	0,073	16,0

Fonte: Unione Petrolifera su dati Commissione Europea, Direzione Energia

