



2014

RELAZIONE ANNUALE

RELAZIONE ANNUALE | 2014

RELAZIONE ANNUALE 2014

RELAZIONE ANNUALE | 2014

Gli organi sociali

(30 Maggio 2014)

Presidente

Alessandro GILOTTI

Vice Presidenti

Daniele BANDIERA

Angelo FANELLI

Claudio SPINACI

Giancarlo VILLA

Consiglio Direttivo

Marco BRUN

Alessandro GARRONE

Claudio GERACI

Luca LUTEROTTI

Maurizio MIGLIAROTTI

Guido OTTOLENGHI

Dario SCAFFARDI

Giunta

Ugo BRACHETTI PERETTI

Marco BRUN

Oleg DUROV

Alessandro GARRONE

Cesare GUAITA

Antonio LAZZARINETTI

Luca LUTEROTTI

Maurizio MIGLIAROTTI

Edoardo MIRGONE

Philippe NELIS

Guido OTTOLENGHI

Giorgio PROFUMO

Dario SCAFFARDI

Michele TUNINETTI

Collegio dei Revisori Contabili

Lucia BORMIDA

Antonio PALUMBIERI

(Presidente)

Fabrizio SCANU

Giuseppe CEMBROLA

(Supplente)

Orazio DRISALDI

(Supplente)

Probiviri

Carlo CITTADINI

Getulio CURZI

Pio MIRGONE

Massimo QUADRELLI

Carlo RANESI

Direttore Generale

Pietro DE SIMONE

Le aziende associate

(Giugno 2014)

ALMA PETROLI	RAFFINERIA DI ROMA
API – ANONIMA PETROLI ITALIANA	SARAS
API RAFFINERIA DI ANCONA	S.A.R.P.O.M.
ATTILIO CARMAGNANI “AC”	SERAM
BP ITALIA	SHELL ITALIA
DECAL	SHELL ITALIA OIL PRODUCTS
DISMA	S.I.O.T.
ENI DIVISIONE REFINING & MARKETING	SUPERBA
ERG	TAMOIL ITALIA
ESSO ITALIANA	TOTALERG
GAZPROMNEFT	VISCOLUBE
IES	
IPLOM	
ISAB	
KUWAIT PETROLEUM ITALIA	
LA PETROLIFERA ITALO-RUMENA	
LUKOIL ITALIA	
NERI DEPOSITI COSTIERI	
PETRA	
PETRONAS LUBRICANTS ITALY	
RAFFINERIA DI MILAZZO	

Indice

Il mercato internazionale	9
Il quadro economico internazionale	9
La domanda e l'offerta di petrolio	9
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati	13
L'evoluzione della raffinazione	15
L'economia italiana e l'energia	18
Il quadro macroeconomico	18
I consumi di energia	21
I combustibili solidi	22
La fattura energetica e petrolifera	23
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico	24
Il contributo del gas naturale	29
Il petrolio in Italia	34
La produzione nazionale di idrocarburi	34
I consumi di prodotti petroliferi	36
I prezzi dei prodotti petroliferi	40
Le importazioni e le esportazioni	41
Il downstream italiano	45
La raffinazione	45
Gli assetti della rete	55
La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità	55
Autotrasporto merci: ancora aperto il contenzioso	63
Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione	63
Sistemi di pagamento elettronico	64
La sicurezza nei punti vendita carburanti	65
Gli aspetti doganali e fiscali	66
L'andamento del gettito fiscale	66
Il gettito fiscale degli oli minerali	66
L'evoluzione della tassazione sui prodotti energetici	68
Il futuro della Robin Hood Tax	68
La riforma del sistema fiscale	71
La nuova organizzazione dell'Agenzia delle Dogane	72
Sviluppi del Progetto RE.TE.	74
Evoluzione degli oneri portuali	74

Petrolio e ambiente	76
Il nuovo pacchetto clima-energia al 2030: profili critici	76
I biocarburanti: novità e prospettive	76
I problemi di recepimento delle Direttive europee	79
Gli ultimi sviluppi su rifiuti e bonifiche	82
Salute e sicurezza	84
La tutela della salute e della sicurezza	84
La disciplina delle attrezzature a pressione	84
Focus	
Il "Market Coupling"	27
La nuova piattaforma della borsa elettrica	27
Infrastrutture di interesse europeo	28
La riforma della materia prima gas	30
Borsa gas - Il mercato a termine	32
Osserva prezzi carburanti	43
Evoluzione assetti di mercato	49
Investimenti e attività industriali	50
Studio IHS sulla raffinazione italiana	52
Studio Nomisma Energia sulla rete distribuzione carburanti	61
Perché è stata introdotta la nuova serie Europa	65
Nuovi obiettivi dell'Unione Europea al 2030 sul clima ed energia presentati dalla Commissione	77
Autovetture: quali alimentazioni per il futuro	78
Incentivi per le bonifiche	82
L'introduzione della VDS a livello nazionale	85

Appendice statistica

Mondo/Paesi industrializzati	89
I consumi energetici dei principali Paesi	89
Il grado di dipendenza energetica e petrolifera	89
La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche	90
I consumi petroliferi	91
La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio	92
I prezzi "SPOT" dei principali greggi	93
Mercato internazionale	94
Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi	94
Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi	94
Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	95
Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	95
Italia	96
I consumi energetici per fonti primarie	96
I consumi energetici per settori di utilizzo	96
La produzione di idrocarburi	97
Il bilancio petrolifero	97
Le importazioni di petrolio greggio - "Riepilogo"	98
Le importazioni di petrolio greggio "Conto proprio"	99
Le importazioni di petrolio greggio "Conto committente estero"	100
Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati	100
Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio	101
La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti	102
Le lavorazioni delle raffinerie	103
La capacità dei principali impianti delle raffinerie	103
La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata	104
I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi	105
La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio	106
Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	
per Paesi di provenienza	107
Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	108
Il costo mensile Fob e Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	108
I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi	109
Europa	110
I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione	110
I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio riscaldamento e dell'olio combustibile	111

Il mercato internazionale

Il quadro economico internazionale

Nel corso del 2013 il **quadro economico internazionale ha mostrato gradualmente segnali di miglioramento**, sebbene con una mutata dinamica nelle diverse regioni e con una discreta ripresa del commercio internazionale.

Nel corso dell'anno, in particolare nella seconda parte, si è potuta **osservare una sorta di sdoppiamento tra gli andamenti delle economie avanzate e di quelle emergenti**, dovute a fattori sia di natura ciclica che strutturali, nonché alle reazioni specifiche dei singoli Paesi sul piano delle politiche e dell'andamento dei mercati finanziari.

Le **economie avanzate sono tornate a crescere** con un passo abbastanza costante, a fronte di un parziale **rallentamento delle economie emergenti** che hanno dovuto fronteggiare condizioni finanziarie globali meno espansive.

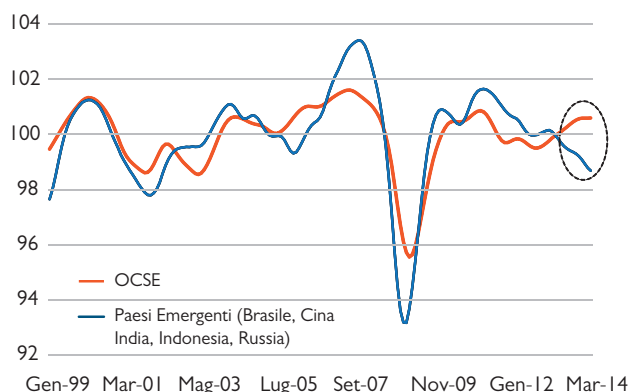
Complessivamente, il **Pil mondiale nel 2013 è progredito del 3 per cento**, cui hanno contribuito l'1,3 per cento delle economie avanzate e il 4,7 per cento delle emergenti, valori in calo rispetto al 2012.

L'**area euro è stata l'unica a mostrare un andamento del Pil negativo** (-0,5 per cento), dovuto in particolare al calo registrato in Italia (-1,9 per cento) e Spagna (-1,2 per cento), con attese di crescita ancora contenute per il 2014.

I Paesi emergenti, nonostante la leggera frenata e aspettative di crescita meno ottimistiche rispetto a quelle degli ultimi anni, continuano a mantenere un **ruolo di primo piano nel trainare la crescita mondiale**, considerato che il loro peso sul Pil totale, misurato in termini di parità di potere d'acquisto (PPP), è ormai superiore a quello dei Paesi industrializzati.

Le ultime stime FMI per il 2014 e il 2015 indicano un **consolidamento della ripresa mondiale**

Mondo – Il disaccoppiamento della crescita economica, secondo l'indicatore anticipatore Ocse^(*)



^(*) Oecd leading indicators - Indicatore che aggrega vari indicatori idonei ad anticipare i trend dell'attività economica (occupazione, produzione industriale, vendite al dettaglio, spread, indice prezzi al consumo, indice prezzi alla produzione, attese dei consumatori, ecc.).

Fonte: UniCredit Research

intorno ad un tasso al 3,6-3,9 per cento, ipotizzando una crescita attorno al 5 per cento per i Paesi emergenti - tra cui la Cina al 7,5 per cento - a fronte del 2,2-2,3 per cento delle economie avanzate.

Si tratterebbe comunque di una **ripresa graduale in quanto alcune problematiche continuano a pesare sulle prospettive di crescita di medio termine** quali, ad esempio, l'andamento dei mercati finanziari mondiali e i possibili rischi geopolitici nei Paesi emergenti, che potrebbero influire negativamente sulle condizioni economiche e sui prezzi delle materie prime in particolare.

La domanda e l'offerta di petrolio

Il **petrolio resta la principale fonte** di energia a livello mondiale con una quota superiore al 31 per cento. Complessivamente **le fonti fossili hanno soddisfatto l'82 per cento della domanda** di energia primaria e la loro disponibilità è cresciuta negli ultimi anni non solo grazie al contributo delle cosiddette fonti non-convenzionali, *shale gas* e *shale oil*, ma anche ai progressi tecnologici che hanno permesso di migliorare i tassi di recupero.

Paesi industrializzati - I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo		Indice prezzi al consumo(I)		Disoccupazione		Indebitamento pubblico ⁽²⁾	
	(Variazione percentuale rispetto all'anno precedente)				(Percentuale delle forze di lavoro)		(Percentuale del Pil)	
	2012	2013 ⁽³⁾	2012	2013 ⁽³⁾	2012	2013 ⁽³⁾	2012	2013 ⁽³⁾
Francia	—	+ 0,3	+ 2,2	+ 1,0	10,2	10,8	– 4,8	– 4,3
Regno Unito	+ 0,3	+ 1,8	+ 2,8	+ 2,6	7,9	7,6	– 6,1	– 5,8
Germania	+ 0,9	+ 0,5	+ 2,1	+ 1,6	5,5	5,3	+ 0,2	—
ITALIA	– 2,4	– 1,9	+ 3,0	+ 1,2	10,7	12,2	– 3,0	– 3,0
Area Euro 17	– 0,7	– 0,5	+ 2,5	+ 1,3	11,4	12,1	– 3,7	– 3,0
Usa	+ 2,8	+ 1,9	+ 2,8	+ 1,9	8,1	7,4	– 8,5	– 5,8
Giappone	+ 1,4	+ 1,5	—	+ 0,4	4,4	4,0	– 10,2	– 8,4
Paesi Ocse	+ 1,4	+ 1,3	+ 2,0	+ 1,5	8,0	7,9	– 5,9	– 4,6

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

Fonte: Eurostat, FMI

Mondo - I consumi energetici

(Milioni di tep)

	1990	1995	2000	2005	2009	2010	2011	2012
Combustibili solidi	2.230	2.221	2.358	2.972	3.344	3.597	3.778	3.855
Gas naturale	1.668	1.812	2.072	2.365	2.537	2.741	2.786	2.867
Petrolio	3.238	3.376	3.661	4.021	4.010	4.148	4.140	4.192
Nucleare	526	608	676	722	703	719	674	644
Idro-geotermica	218	252	277	306	343	360	365	381
Eolico e solare	2	3	8	16	39	47	61	76
Biomasse e rifiuti	906	968	1.032	1.130	1.239	1.291	1.311	1.331
TOTALE	8.788	9.240	10.084	11.532	12.215	12.903	13.115	13.346

Fonte: Elaborazioni ENI

Mondo - La produzione di greggio

	1990	1995	2000	2005	2009	2010	2011	2012	2013 ^(*)
(Milioni di tonnellate)									
Paesi Opec	1.233	1.393	1.511	1.680	1.623	1.668	1.706	1.778	1.745
Paesi Ocse	891	975	1.014	913	856	857	858	903	952
Altri Paesi	1.048	915	1.093	1.323	1.413	1.453	1.454	1.438	1.452
TOTALE	3.172	3.283	3.618	3.916	3.891	3.978	4.019	4.119	4.148
(Quote percentuali)									
Paesi Opec	38,9	42,4	41,8	42,9	41,7	41,9	42,4	43,2	42,1
Paesi Ocse	28,1	29,7	28,0	23,3	22,0	21,6	21,4	21,9	22,9
Altri Paesi	33,0	27,9	30,2	33,8	36,3	36,5	36,2	34,9	35,0
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

^(*) Dati provvisori.

Fonte: Bp Statistical Review; per il 2013 stima Unione Petrolifera su dati IEA

Le ultime stime dall'Agenzia internazionale per l'energia (Aie) indicano che il totale delle riserve **recuperabili ammonterebbe a quasi 6.000 miliardi di barili** (2.670 miliardi di olio convenzionale, il resto non-convenzionale) di cui il **79 per cento controllate da compagnie nazionali** (NOC - National Oil Companies). Ciò consentirebbe di soddisfare la domanda per i prossimi 178 anni che diventano 51 anni se si fa riferimento alle sole riserve provate (1.702 miliardi di barili).

La produzione dipenderà naturalmente dal livello degli **investimenti che negli ultimi cinque anni sono aumentati sensibilmente**, in linea con l'incremento del prezzo del greggio.

L'**offerta nel 2013** si è attestata a 91,5 milioni barili/giorno (630.000 barili in più rispetto al 2012), e **superiore alla domanda** di appena 70.000 barili/giorno rispetto ai 680.000 del 2012.

A fronte di un calo di 710.000 barili/giorno dei Paesi Opec, la produzione dei Paesi non-Opec è salita di oltre 1,3 milioni barili/giorno ed in particolare negli Stati Uniti (da cui è derivato l'86 per cento dell'incremento) e Canada, che hanno ampiamente compensato le riduzioni registrate in altre aree, portando di conseguenza ad una significativa modifica dei principali flussi commerciali.

L'Opec ha visto ridursi la propria quota di un paio di punti percentuali, non solo per la ripresa produttiva nei Paesi Ocse, ma anche per le nu-

merose difficoltà emerse in importanti aree. Le **situazioni più critiche si sono avute in Libia, Iran, Siria e Nigeria** che complessivamente nel 2013 hanno fatto venire meno al mercato quasi 1 milione di barili/giorno. L'Opec attualmente può contare su una **consistente spare capacity**, pari al 5 per cento dell'offerta totale.

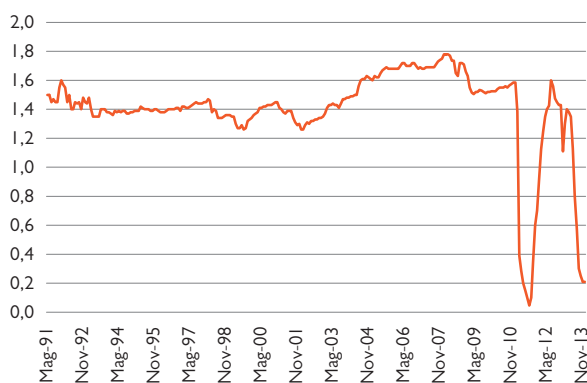
Gli Stati Uniti, attualmente con oltre 11 milioni barili/giorno si posizionano **al primo posto nella classifica dei maggiori produttori mondiali**, con un aumento di oltre 2 milioni barili/giorno in soli due d'anni, sopravanzando anche la Russia che si è fermata poco sotto gli 11 milioni.

Complessivamente, **nell'ultimo decennio l'offerta è cresciuta di circa 11,2 milioni barili/giorno, contro i 12,6 milioni del decennio precedente**. Dal 2008 a oggi l'incremento della produzione è stato di 4,7 milioni barili/giorno, di cui l'83 per cento coperto dai Paesi non-Opec.

Quanto alla **domanda petrolifera mondiale, nel 2013 ha mostrato profilo decisamente positivo (+1,4 per cento)**, toccando i 91,4 milioni barili/giorno, 1,24 milioni barili/giorno in più rispetto al 2012 e circa 2,4 milioni al 2011.

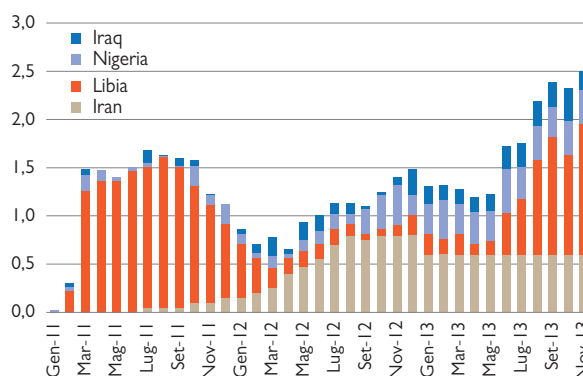
Oltre il 90 per cento di questa maggiore domanda è stata concentrata nei **Paesi non-Ocse (+2,6 per cento)** che, **tuttavia, non sono arrivati a superare la soglia del 50 per cento del totale**, ancora appannaggio dei Paesi Ocse sebbene per pochi decimi di punto. Un traguardo che dovrebbe essere raggiunto nel corso del

Libia – Trend della produzione di greggio
(Milioni di barili/giorno)



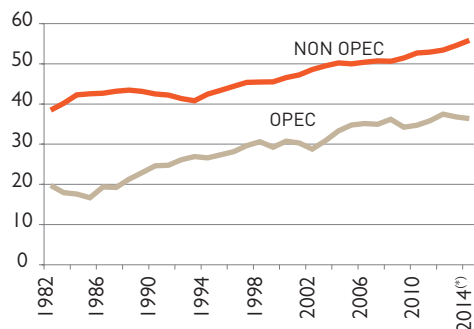
Fonte: UniCredit Research

Paesi Opec – Interruzioni di produzione non pianificate negli ultimi tre anni
(Milioni di barili/giorno)

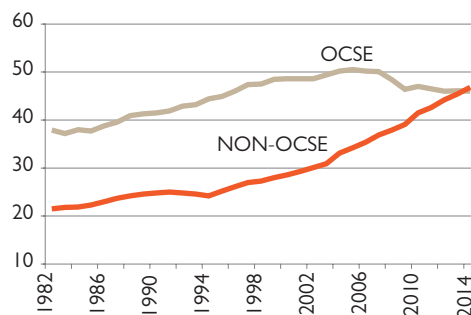


Fonte: UniCredit Research

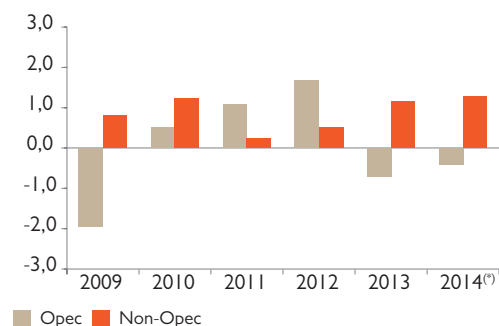
Mondo – Produzione di greggio per aree Opec e non-Opec (Milioni di barili/giorno)



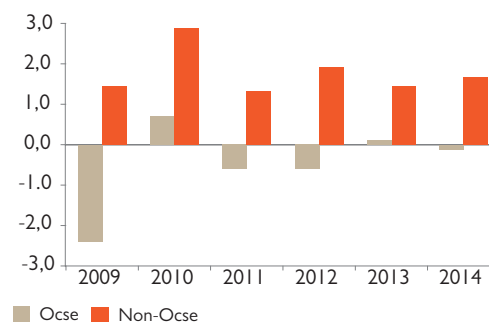
Mondo – La domanda di petrolio nelle aree Ocse⁽¹⁾ e non-Ocse (Milioni di barili/giorno)



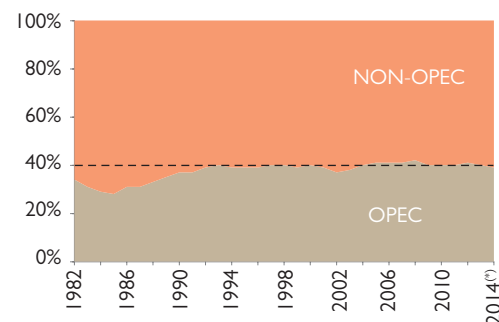
Mondo – Variazione in valore assoluto della produzione delle aree Opec e non-Opec (Milioni di barili/giorno)



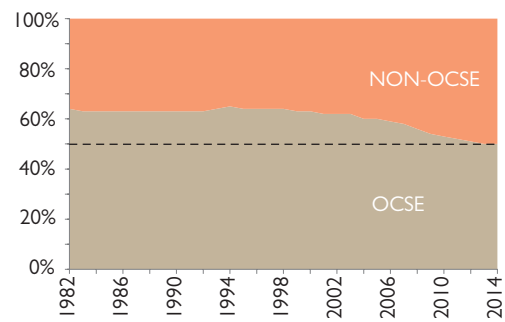
Mondo – Variazione in valore assoluto della domanda delle aree Ocse⁽¹⁾ e non-Ocse (Milioni di barili/giorno)



Mondo Peso delle aree Opec e non-Opec nella produzione di greggio



Mondo Peso delle aree Ocse⁽¹⁾ e non-Ocse sui consumi di petrolio



⁽¹⁾ Primo trimestre.

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

Fonte: Unione Petrolifera su dati IEA

2014. Fra il 2008 e il 2013 il delta fra le due aree è passato dagli oltre 10 milioni di barili/giorno a neanche 1 milione.

La **Cina** ha concorso con oltre 10 milioni barili/giorno, **posizionandosi al secondo posto nella classifica dei maggiori consumatori mondiali**, pari a circa la metà della domanda dell'intera Asia e subito dopo gli Stati Uniti.

Nei **Paesi Ocse** la crescita della domanda di petrolio nel 2013 è stata sostanzialmente piatta (+0,2 per cento) anche se **va rilevato il primo segno positivo** dal 2010.

Le **maggiori difficoltà si sono registrate in Europa** che ha complessivamente evidenziato un calo della domanda di circa l'1 per cento, quasi interamente concentrato in soli cinque Paesi (Francia, Germania, Italia, Spagna e Regno Unito).

Il modesto recupero dei Paesi Ocse nel 2013 **non sembra essere confermato dall'andamento della prima parte del 2014**, tornati a flettere, mentre la domanda mondiale, che nel secondo trimestre dell'anno si è attestata poco sopra quota 92 milioni barili/giorno, a fine anno dovrebbe arrivare a circa 93 milioni, l'1,4 per cento in più rispetto a oggi.

Secondo le stime dell'Agenzia internazionale per l'energia (Aie), nel periodo 2020-2035 la domanda di petrolio dovrebbe attestarsi tra i

97 e i 111 milioni barili/giorno, secondo lo Scenario di riferimento, cioè tra il 5 e il 20 per cento in più rispetto ad oggi.

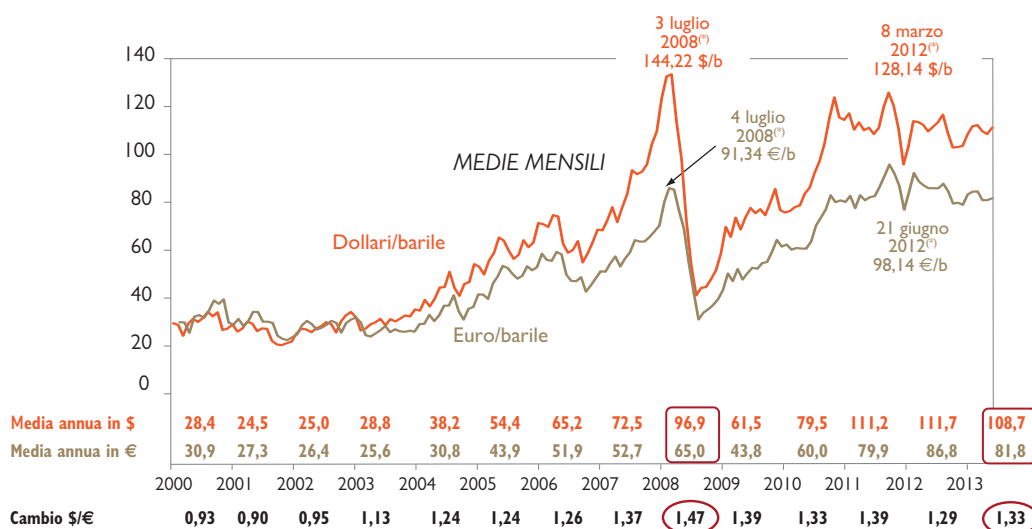
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati

I **prezzi del greggio** nel 2013 hanno riflesso solo in parte i continui mutamenti nello scenario economico e geopolitico, **evidenziando nel complesso una banda di oscillazione abbastanza contenuta** rispetto agli anni precedenti, attestandosi tuttavia su un livello ancora sostenuto.

I **rincari più elevati si sono avuti nel primo bimestre dell'anno**, con il Brent che ha superato in qualche occasione i 118 dollari/barile, seguiti da un periodo di lieve ma costante calo fino all'estate, quando hanno rilevato un momentaneo recupero. In questo periodo il **paniere dei greggi più trattati ha quotato in media 108,9 dollari/barile**, contro i 112,3 dello stesso periodo dell'anno precedente.

Il **valore medio del Brent nel 2013 è stato pari 108,7 dollari/barile (-2,6 per cento)**, mentre nei primi tre anni del decennio sale a 110,5 dollari/barile, più del doppio rispetto alla media di 52 dollari registrata nel 2000-2010.

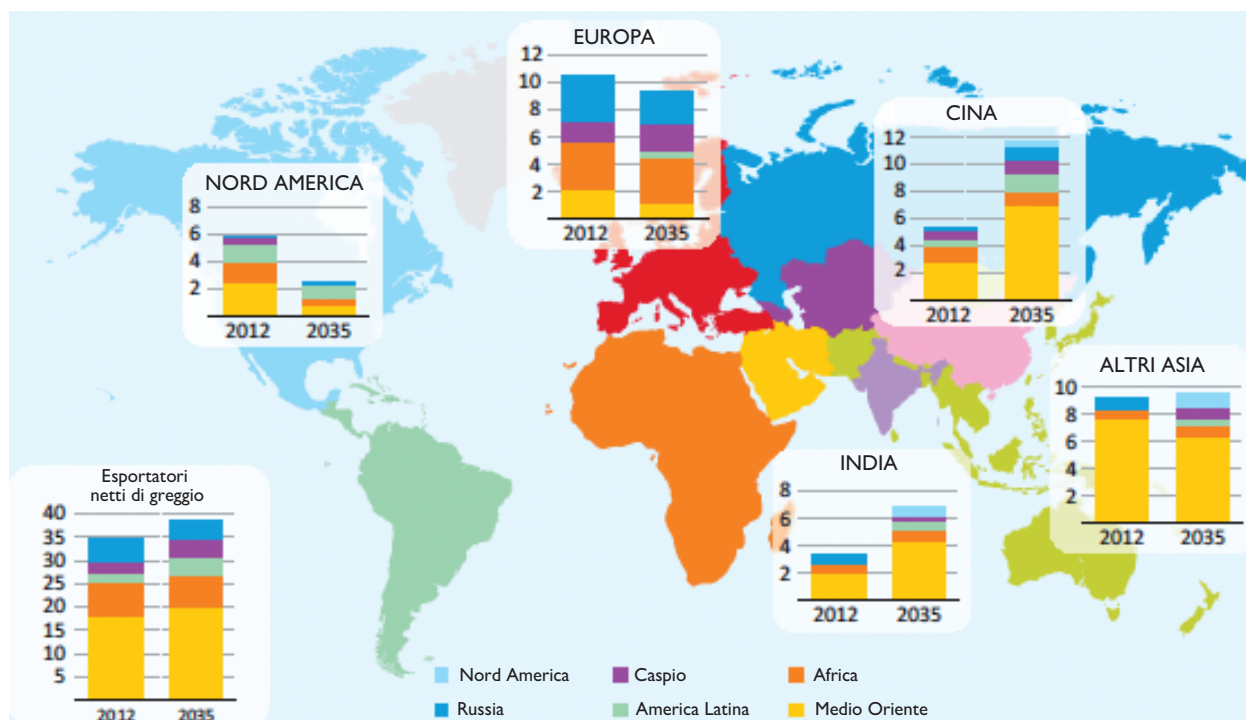
Mondo - Quotazioni medie del Brent Dated (Dollari/barile ed euro/barile correnti)



^(*) Quotazione giornaliera massima rilevata nel periodo.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Platts

Mondo – Importazioni di greggio per area e per Paesi di provenienza nel 2035, secondo lo Scenario a Nuove Politiche dell'Agenzia Internazionale dell'Energia



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2013

Quanto al **differenziale di prezzo tra il Brent e il WTI**, dopo avere raggiunto i 20 dollari/barile in febbraio (rispetto ai 30 del 2012), si è progressivamente annullato in estate, per poi amplificarsi nuovamente nell'ultima parte d'anno e tornare a crescere all'inizio del 2014. **Un differenziale che rappresenta un ulteriore svantaggio competitivo per le raffinerie europee.**

Queste oscillazioni sono state perlopiù **causate dalle incertezze legate al quadro geopolitico ed economico** che ha influito sulle aspettative degli operatori finanziari, che restano uno dei *driver* più importante nel guidare le dinamiche dei prezzi del greggio.

I momenti di maggiore **tensione geopolitica** hanno quasi sempre dato il via a ondate di acquisti sul mercato dei *future*, che hanno raggiunto i massimi tra luglio e agosto in concomitanza con l'acuirsi della crisi egiziana. Di segno opposto la reazione all'allentarsi delle tensioni con l'Iran e all'aprirsi di spazi di nego-

ziazione sulla questione nucleare sul finire del 2013 e in avvio di 2014.

Abbastanza contenuto anche l'effetto della crisi Ucraina, che non impatta solo sul mercato europeo del gas ma anche del greggio, considerato che la Russia è il nostro primo fornitore e che l'area ex Urss soddisfa circa il 45 per cento del nostro fabbisogno.

Quanto al mercato dei **principali prodotti raffinati**, è da rilevare un importante cambiamento dei flussi tra Stati Uniti e Europa nell'area del Mediterraneo, dovuto al deciso **rilancio dell'attività delle raffinerie statunitensi che hanno aumentato le loro esportazioni verso altre aree**, compresa l'Europa che ha visto progressivamente ridursi l'accesso ai tradizionali mercati di sbocco, tra cui gli stessi Stati Uniti.

Su base annua, nel 2013 sia **il prezzo della benzina che del gasolio, nonché dell'olio combustibile, nel Mediterraneo in dollari/**

barile si è deprezzato più di quello del greggio (il 4 per cento contro il 3 per cento) con le inevitabili conseguenze sui margini di raffinazione che sono risultati inferiori persino a quelli del 2012. In media annua, la benzina sui mercati internazionali ha quotato 0,565 euro/litro (-6,9 per cento), mentre il gasolio 0,601 euro/litro (-7 per cento).

La tendenza al ribasso dei prezzi dei prodotti raffinati si è accentuata in questi primi mesi dell'anno (-7 per cento nel primo trimestre 2014 rispetto allo stesso periodo del 2013)¹, a fronte di un greggio che ha oscillato intorno ai 108-109 dollari/barile (-3,8 per cento).

L'evoluzione futura dei prezzi non potrà però prescindere dalle scelte dell'Opec che mantiene inalterato il suo potere d'intervento. Le tensioni geopolitiche continueranno ad avere la loro influenza anche se nel medio periodo il loro effetto sui prezzi dovrebbe essere abbastanza contenuto per l'ampia disponibilità di greggi sui mercati mondiali.

L'evoluzione della raffinazione

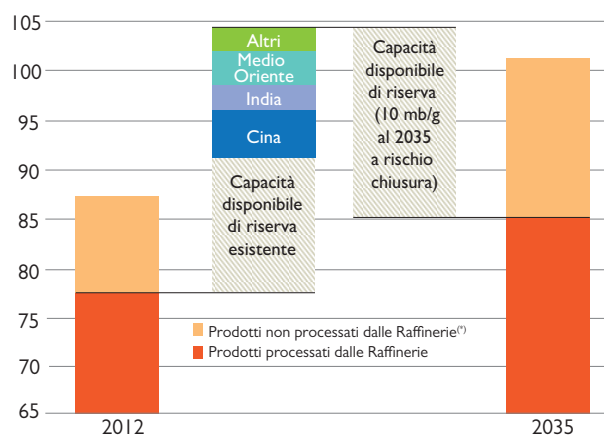
La capacità di raffinazione a livello mondiale è stata pari a circa 93 milioni barili/giorno, con un eccesso di offerta "nominale" stimato intorno ai 15 milioni barili/giorno che scende a 4,8 milioni in termini "reali", cioè al netto delle fermate programmate o meno.

Un settore industriale che sta attraversando una profonda fase di trasformazione per adattarsi ai cambiamenti nella composizione della domanda e nella sua distribuzione geografica, che sta premiando i Paesi non-Ocse (Asia, India e Medio Oriente) dove è concentrata la maggior parte dei 13 milioni barili/giorno di nuova capacità attesa al 2035, di cui: il 56 per cento in Cina e India, il 26 per cento in Medio Oriente.

¹ Variazioni su quotazioni in dollari/tonnellata. In euro/litro il calo sarebbe stato in media superiore al 9 per cento.

Determinante in queste dinamiche è l'andamento dei consumi attuali e attesi. Nei Paesi Ocse, dove il calo in questi anni è stato più evidente, dal 2008 sono stati chiusi circa 4 milioni barili/giorno di capacità (pari a circa il 5 per cento del totale mondiale) e altri 1,4 milioni se ne dovrebbero aggiungere nel corso del 2014. Il 50 per cento di questa riduzione si è concentrato nella sola Europa, dove tale processo non sembra essere ancora giunto a conclusione.

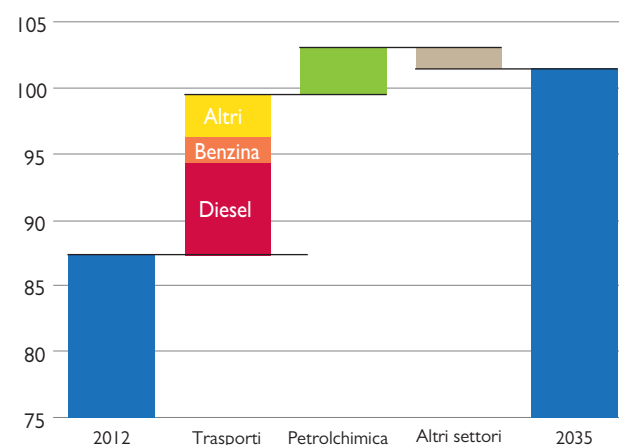
Mondo – Capacità e processi di raffinazione al 2035
(Milioni di barili/giorno)



^(*) I quantitativi che non sono processati dagli impianti di raffinazione si riferiscono ad Additivi, Biocarburanti, Coal To Liquids (CTL), Gas To Liquids (GTL) ed i Liquidi da Gas Naturale (LGN).

Fonte: IEA, World Energy Outlook 2013

Mondo - Domanda totale di petrolio al 2035
(Milioni di barili/giorno)



Fonte: IEA, World Energy Outlook 2013

Mondo Capacità di raffinazione e lavorazioni al 2035, secondo lo Scenario a Nuove Politiche dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Milioni di barili/giorno)

	Capacità	Capacità aggiuntive	Lavorazioni			Capacità a rischio ^(*)		
	2012	2035	2012	2020	2035	2012	2020	2035
Europa	17,2	0,2	13,7	12,0	11,1	1,3	3,5	4,5
Nord America	20,9	0,3	19,0	18,4	16,5	–	–	2,0
Cina	11,7	4,7	9,1	12,2	14,4	1,0	0,6	–
India	4,4	2,6	4,0	4,9	7,0	–	–	–
Asia Occe	8,1	–0,7	6,7	6,3	5,7	0,3	0,1	0,9
Altri Asia	4,8	0,4	4,0	4,0	4,6	0,2	0,4	–
Russia	5,7	0,2	5,3	5,1	4,7	–	0,1	0,5
Medio Oriente	7,6	3,4	6,7	9,1	9,9	–	–	–
Brasile	2,0	1,4	2,0	2,6	3,4	–	–	–
Altri	10,3	0,5	7,2	7,7	7,8	1,9	1,7	1,7
TOTALE	92,7	13,1	77,7	82,3	85,2	4,8	6,3	9,5

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

Fonte: IEA, World Energy Outlook 2013

Nello stesso periodo i costi operativi, sempre a livello europeo, sono cresciuti del 30 per cento, mentre negli Usa di meno di un terzo, così come i costi dell'energia che continuano a crescere nell'Europa allargata.

Il Vecchio Continente soffre la debolezza dei margini di lavorazione e tassi di utilizzo intorno all'80 per cento, non sufficienti per competere con le raffinerie *low-cost* sorte negli ultimi anni in Asia e Medio Oriente, e più recentemente negli Stati Uniti che beneficiano di costi più bassi della materia prima e dell'energia.

Si stima che **per riequilibrare il sistema** e portare i tassi di lavorazione intorno al 90 per cento, sarebbe necessario **tagliare almeno altri 1,4 milioni barili/giorno solo a livello europeo**, l'equivalente di 10 raffinerie.

Alcuni operatori, tra cui BP e Shell, **hanno completamente abbandonato** il mercato europeo dove oggi il principale raffinatore rimane la **Total** con una capacità di 1,7 milioni di barili/gior-

no, pari all'85 per cento della sua capacità complessiva a livello mondiale.

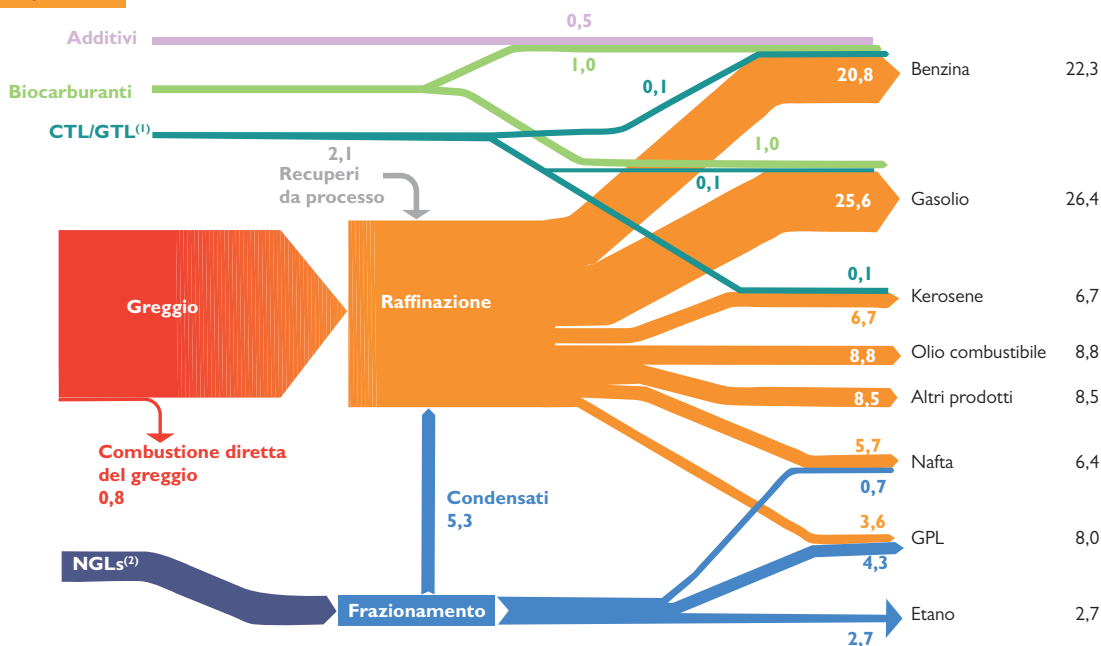
I recenti sviluppi sui mercati internazionali hanno poi aggiunto ulteriori svantaggi competitivi per i **raffinatori europei, presi nella “morsa competitiva” di Asia e Stati Uniti** dove la cosiddetta rivoluzione dello *shale gas* e dello *shale oil* ha reso estremamente competitivi i **prodotti americani che vengono esportati non solo in Europa**, ma anche in aree che precedentemente erano i tradizionali mercati di sbocco per quelli europei.

Ad Oriente si è invece assistito all'affermarsi di un sistema di raffinazione protetto e particolarmente aiutato economicamente dallo Stato, su cui non pesa la regolamentazione ambientale europea, con impianti tecnologicamente avanzati e di taglia tale da coprire da soli l'intera domanda italiana.

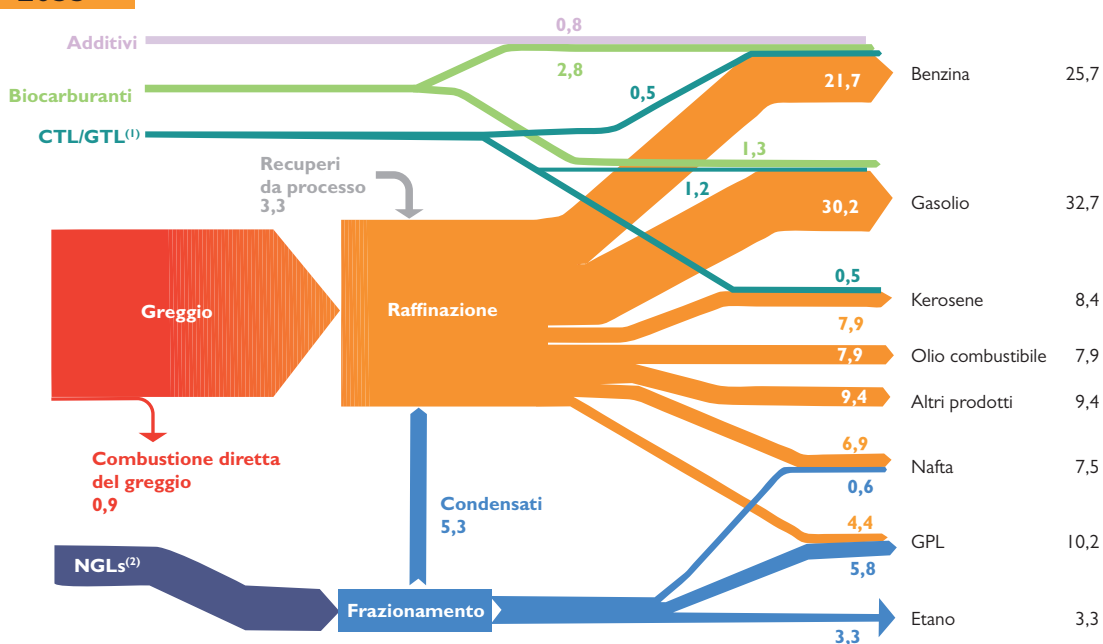
A crescere sono anche **le loro lavorazioni** che, dal 2004 a oggi, sono praticamente **rad-doppiate**, superando quelle dei Paesi Ocse.

Mondo – L'offerta di prodotti petroliferi al 2035, secondo lo Scenario a Nuove Politiche dell'Agenzia Internazionale dell'Energia

2012



2035



⁽¹⁾ CTL - Coal To Liquids; GTL - Gas To Liquids.

⁽²⁾ NGL - Natural Gas Liquids.

Fonte: IEA, World Energy Outlook 2013

L'economia italiana e l'energia

Il quadro macroeconomico

La ripartenza dell'economia italiana e l'**uscita definitiva dalla crisi sembrano ancora frenate** sia dalle incertezze sulla solidità dello scenario mondiale, come l'espansione meno dinamica dei Paesi emergenti o le tensioni in Ucraina, sia dagli strascichi della crisi che permangono all'interno del nostro Paese.

Pur non essendo ancora visibile uno slancio della ripresa, **nel terzo trimestre del 2013 si è almeno arrestata la prolungata caduta del Pil**, in corso dall'estate 2011, per segnare un modesto recupero (+0,1 per cento) nell'ultimo trimestre. Anche gli indirizzi di fiducia delle imprese sono migliorati a fine anno, tornando sui livelli di inizio 2011.

Le **dinamiche trimestrali evidenziano così dei segnali di moderato recupero**, non rilevabile dal valore del dato annuo, sceso dell'1,9 per cento¹, in misura meno marcata rispetto al 2012 (-2,4 per cento).

Il confronto della crescita tendenziale e con-

giunturale con gli altri maggiori Paesi sviluppati mostra che le **politiche messe in atto per il risanamento dei bilanci pubblici nell'area euro hanno frenato le dinamiche della crescita**: i risultati dei Paesi del G20, esclusa l'area euro, sono infatti mediamente risultati più elevati che non includendovi l'area.

Significativo è l'andamento del Pil del Regno Unito (dal +0,3 del 2012 al +1,8 per cento del 2013), che si confronta con un rallentamento (da +0,9 a +0,5 per cento) della Germania nello stesso periodo.

Nel 2013, **nel nostro Paese i consumi interni sono invece scesi del 2,2 per cento** e gli investimenti fissi lordi del 4,7 per cento. Il valore aggiunto si è contratto in tutti i principali comparti: industria in senso stretto (-3,2 per cento), costruzioni (-5,9 per cento) e servizi (-0,9 per cento).

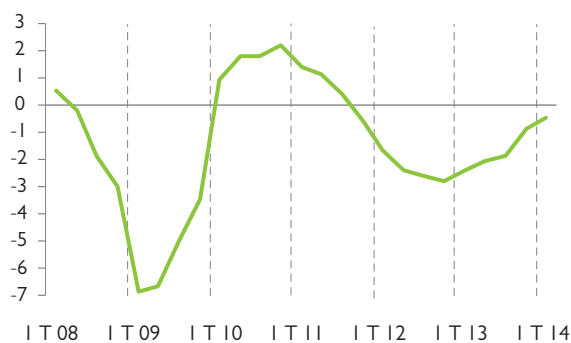
La dinamica congiunturale più recente **mostra la perdurante debolezza della domanda interna**, conseguenza della fragilità del mercato del lavoro e della contrazione del reddito disponibile.

Vi sono tuttavia segnali positivi nell'attività industriale, tornata ad aumentare moderatamente negli ultimi mesi del 2013, dopo es-

¹ Variazione del Pil ai prezzi di mercato

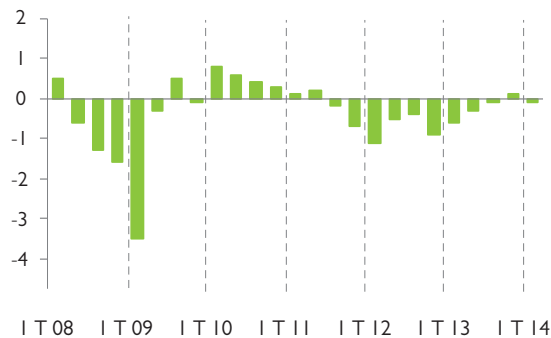
Italia - Prodotto interno lordo

VARIAZIONI PERCENTUALI TENDENZIALI
Dati destagionalizzati e corretti per gli effetti di calendario



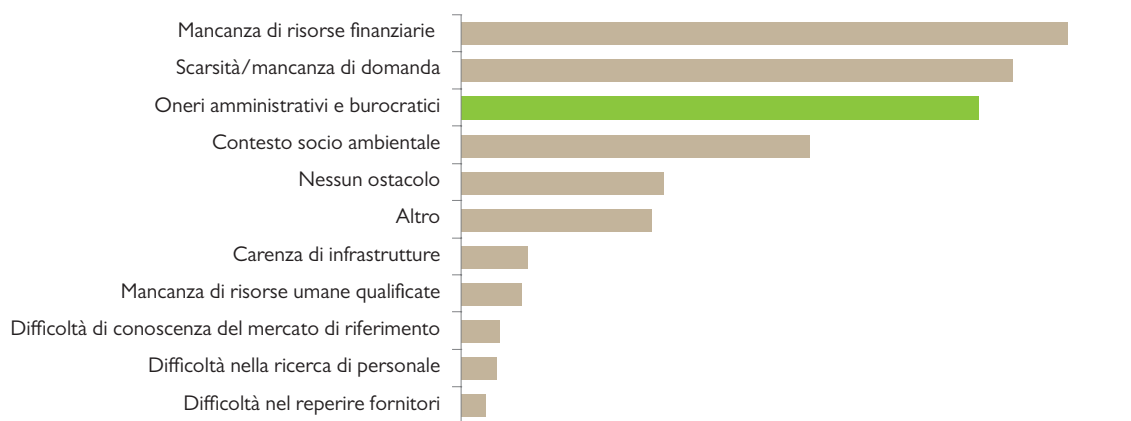
Fonte: ISTAT

VALORI PERCENTUALI CONGIUNTURALI
Dati destagionalizzati e corretti per gli effetti di calendario



Italia – I principali ostacoli alla competitività delle imprese italiane

(Valori percentuali)



Fonte: Istat, IX Censimento dell'Industria e dei Servizi, Rilevazione diretta sulle imprese

sere scesa quasi ininterrottamente dall'estate del 2011.

Le maggiori criticità del comparto industriale, restano **la mancanza di risorse finanziarie e gli oneri amministrativi e burocratici**.

Il **mercato del lavoro in Italia continua a deteriorarsi** e il tasso di disoccupazione ha raggiunto il 12,2 per cento, mentre nell'Eurozona si è stabilizzato attorno al 12 per cento.

I dati congiunturali più recenti, che mostrano un'attenuazione della caduta, insieme ad un miglioramento della fiducia dei consumatori e delle imprese, **fanno prefigurare tuttavia per**

l'anno in corso la possibilità di una crescita positiva ma marginale.

Resta il peso del debito pubblico. Nel 2013 il fabbisogno del settore statale è fortemente aumentato: se l'indebitamento delle Amministrazioni pubbliche è rimasto in prossimità della soglia del 3 per cento del Pil, **il rapporto fra debito e Pil sarebbe aumentato, secondo le prime stime, di quasi 6 punti percentuali, passando da 127 al 132,6 per cento.**

Un terzo di tale aumento è derivante dagli effetti del provvedimento dei debiti commerciali scaduti della Pubblica Amministrazione e al sostegno dei Paesi dell'area euro in difficoltà.

Crescita del Pil in termini reali in alcune economie

	2012	2013	Tasso di crescita annuo 2013			Tasso di crescita trimestrale 2013		
			2° trim	3° trim	4° trim	2° trim	3° trim	4° trim
G20 ⁽¹⁾	3,1	3,0	2,8	3,2	3,4	0,9	1,0	0,8
G20, esclusa l'area dell'euro ⁽¹⁾	3,8	3,4	3,4	3,5	3,9	0,6	0,9	0,7
Stati Uniti	2,8	1,9	1,6	2,0	2,6	0,6	1,0	0,7
Giappone	1,4	1,5	1,4	2,5	2,5	0,9	0,3	0,1
Regno Unito	0,3	1,8	1,7	1,8	2,7	0,8	0,8	0,7
Germania	0,9	0,5	0,5	0,6	1,4	0,7	0,3	0,4
ITALIA	- 2,4	- 1,9	- 2,1	- 1,9	- 0,9	- 0,3	- 0,1	0,1

⁽¹⁾ Dati destagionalizzati e corretti per effetti di calendario.

Fonte: Elaborazioni UP su dati Ocse

Italia I dati macroeconomici

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ⁽¹⁾
VARIAZIONE PERCENTUALE VS. ANNO PRECEDENTE													
Prodotto interno lordo ^(a)	+1,9	+0,5	—	+1,7	+0,9	+2,2	+1,7	-1,2	-5,5	+1,8	+0,4	-2,4	-1,9
Produzione industriale	-0,8	-1,3	-1,0	+0,9	-1,8	+3,1	+2,5	-3,2	-18,6	+7,0	-0,7	-6,4	-3,2
Inflazione	+2,7	+2,5	+2,7	+2,2	+1,9	+2,1	+1,8	+3,4	+0,8	+1,5	+2,8	+3,0	+1,2
Investimenti fissi lordi	+2,7	+3,7	-1,2	+2,3	+1,9	+3,7	+1,3	-3,8	-11,7	+0,6	-1,8	-8,0	-4,7
PERCENTUALE DELLE FORZE DI LAVORO													
Disoccupazione ^(b)	9,1	8,6	8,4	8,0	7,7	6,8	6,2	6,8	7,8	8,4	8,4	10,7	12,2
MILIARDI DI EURO													
Saldo import-export	+8,9	+8,7	+3,4	-2,5	-9,1	-20,4	-9,6	-13,1	-6,6	-30,0	-25,5	+11,0	+30,4
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	39	40	48	49	64	51	25	43	83	69	60	47	47
Debito delle Amministrazioni pubbliche ^(c)	1.358	1.369	1.394	1.446	1.514	1.584	1.602	1.666	1.769	1.851	1.907	1.989	2.069
Pil a euro correnti	1.256	1.302	1.343	1.396	1.437	1.495	1.554	1.575	1.519	1.552	1.580	1.567	1.560

⁽¹⁾ Dati provvisori.^(a) Secondo i valori concatenati con base di riferimento 2005.^(b) Dati revisionati in base alla Rilevazione Continua sulle Forze di lavoro, avviata da gennaio 2004.^(c) A fine anno.

Fonte: Istat, Banca d'Italia

I consumi di energia

Nel 2013 si è rilevata un'attenuazione nella caduta del Pil, sceso dell'1,9 per cento, rispetto ad un calo del 2,4 per cento nel 2012. Parallelamente **i consumi di energia hanno continuato a ridursi con una flessione attorno al 3,0 per cento**: si sono fermati a 171,0 Mtep e sono così tornati a valori vicini a quelli di metà anni '90.

L'ulteriore contrazione dell'attività industriale, insieme alla mancata ripresa della domanda, ha interessato tutte **le principali fonti di energia**, sebbene con intensità diverse:

- il **petrolio** ha segnato un meno 5,2 per cento e con 59,0 Mtep è **tornato sui valori di 50 anni fa**;
- il **gas** è sceso del 6,5 per cento, attestandosi a 57,4 Mtep, **un valore analogo a quello dei primi anni 2000**;

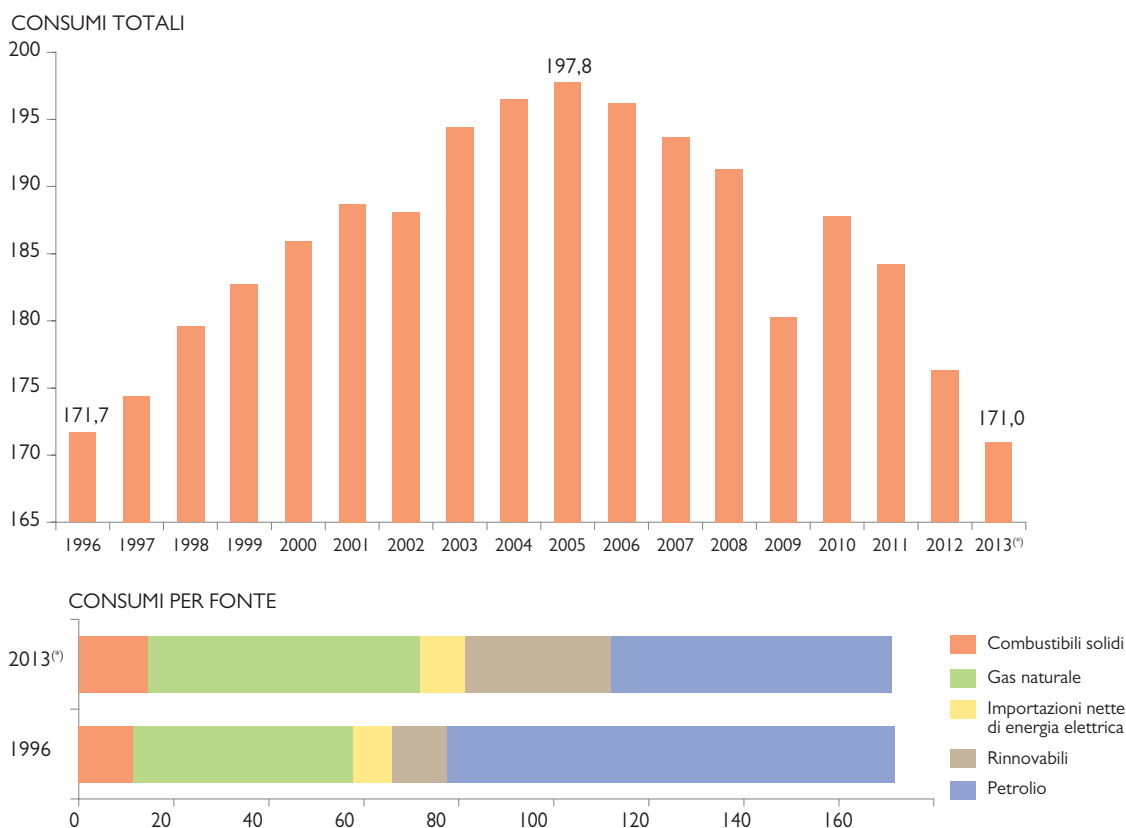
- sul **carbone** la contrazione percentuale è ancora più marcata (-12,2 per cento) e i 14,6 Mtep sono **quasi allineati a quelli del 2010**, in conseguenza della persistente crisi del settore siderurgico e dei minori impieghi nella produzione termoelettrica.

Scendono del 2,2 per cento (9,2 Mtep) anche le **importazioni nette di energia elettrica**.

Per contro, le **fonti rinnovabili** hanno superato i 30 Mtep, con **un incremento stimato del 16 per cento**, sostenute da incentivi e in conseguenza dell'arrivo a regime della produzione degli impianti entrati in attività nei periodi di più recente sviluppo.

La produzione interna di energia, compresa quella di greggio e gas naturale, ha ridotto la nostra dipendenza dall'estero, che è scesa al 76,1 per cento rispetto al 79 per cento del 2012.

Italia – I consumi di energia totali e per fonte (Milioni di tep)



I combustibili solidi

Nel 2013 **gli effetti della crisi hanno riguardato anche il consumo dei combustibili solidi** che, grazie alla loro economicità, sembravano esserne stati esenti, risultando anzi in controtendenza rispetto a una domanda di energia in flessione.

Ad impattare sulla domanda, stimata in 14,6 Mtep e in notevole calo (-12,2 per cento), **la frenata della produzione dei suoi principali settori di uso**: la produzione termoelettrica e l'industria siderurgica.

Peraltro, ad agosto 2013 **si è rinunciato al progetto di cattura e stoccaggio di anidride carbonica** (Carbon Capture and Storage – CCS) presso la centrale di Porto Tolle, a causa delle difficoltà ad ottenere le autorizzazioni ambientali necessarie anche a seguito delle pronunce del Consiglio di Stato.

Ciò ha comportato **la perdita di 100 milioni di euro di fondi comunitari già stanziati per il progetto** (di cui 47,9 versati) dal Programma EEPR¹, **nonché del miliardo di investimenti previsti per l'impianto** che avrebbe dovuto essere portato a termine entro il 2015.

¹ EEPR – European Energy Programme for Recovery.

Le conseguenze dell'ulteriore calo della domanda elettrica (-3,4 per cento verso il 2012), che si è amplificato con una riduzione del 12 per cento sulla produzione termoelettrica, come si illustrerà in seguito², **hanno prodotto sia un calo nell'attività delle centrali a carbone, sia il rallentamento o la sospensione degli investimenti programmati per i nuovi impianti** (Porto Tolle, Saline Joniche).

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

Quanto al **progetto per la riconversione della Centrale Edipower di Brindisi**, è stata **presentata la richiesta di autorizzazione** per procedere al dimezzamento delle capacità installate (da 640 MW a 300 MW) e alla sostituzione parziale del carbone con Combustibile Solido Secondario (CSS) prodotto dalla Regione, che consentirebbe il recupero di quasi il 50 per cento dei rifiuti destinati alla discarica dalla provincia di Brindisi. Infine, in riferimento al Sulcis, ove **si concentra la produzione nazionale** di circa

² Vedi capitolo "Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico".

Italia I consumi di energia

(Milioni di tep)

	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ^(*)	Variazione 2013 vs. 2012	Peso sul totale 2013
Combustibili solidi	12,8	17,0	16,7	13,0	14,9	16,6	16,6	14,6	- 12,2%	8,5%
Gas naturale ^(*)	57,9	70,7	69,5	63,9	68,1	63,8	61,4	57,4	- 6,5%	33,6%
Importazioni nette di energia elettrica	9,8	10,8	8,8	9,9	9,7	10,1	9,5	9,2	- 2,2%	5,4%
Petrolio ^(*)	92,0	85,2	79,3	73,3	72,2	69,1	62,2	59,0	- 5,2%	34,5%
Fonti rinnovabili	12,9	13,6	17,0	20,2	22,9	24,6	26,6	30,8	+ 15,8 %	18,0 %
TOTALE	185,4	197,3	191,3	180,3	187,8	184,2	176,3	171,0	-3,0%	100,0%

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

^(*) Serie storica ricostituita in base al coefficiente di 8,190 usato per la trasformazione in tep e adottato a partire dal 2008 dal Ministero dello Sviluppo Economico per uniformità con le statistiche internazionali (Eurostat, IEA).

^(*) I valori successivi al 1997 includono l'Orimulsion impiegato per produzione di elettricità. Dal 1998 è cambiata metodologia di rilevazione delle importazioni di coke di petrolio.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

400 mila tonnellate/anno, la Regione Sardegna ha approvato un atto di indirizzo per l'attuazione del "Progetto Strategico Sulcis", che prevede 55,7 milioni di euro di stanziamenti.

La fattura energetica e petrolifera

La flessione dei consumi di energia (-3,0 per cento), insieme al rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3,4 per cento) e al calo delle quotazioni, hanno prodotto nel 2013 un **deciso ridimensionamento della fattura energetica italiana**.

La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e gli introiti derivanti dalle esportazioni) è **scesa, infatti, a 55,823 miliardi di euro, contro i 64,877 del 2012** (-14 per cento), con un **risparmio di oltre 9 miliardi di euro**.

Il peso della **fattura energetica sul Pil** nel 2013 è stato pari al 3,6 per cento, contro una media dell'1,5 per cento negli anni '90: le incidenze più elevate sono state registrate nel periodo 1980-85, mediamente pari al 5,2 per cento.

Fra le fonti che hanno rilevato i maggiori decre-

menti rispetto all'anno precedente, c'è la spesa netta per **l'approvvigionamento del gas**, passata da 24 a poco più di 20 miliardi di euro (-17 per cento), che, con **oltre 4 miliardi di euro in meno, ha fornito il maggior risparmio alla spesa energetica**.

Nel 2013 anche la **fattura petrolifera** si è ridimensionata, passando da **33,908 miliardi del 2012 a 30,509 miliardi di euro** (circa 3,4 miliardi in meno, pari al -10 per cento), in conseguenza del miglioramento di tutti i fattori determinanti: raffreddamento delle quotazioni internazionali, rafforzamento del cambio nonché la contrazione dei consumi (-5,3 per cento).

Il **costo medio annuo di una tonnellata di greggio** è stato pari a 607,5 euro contro i 642,6 del 2012, con un **decremento del 5,5 per cento**, che è la risultante di un minore costo all'origine (-2,2 per cento in dollari) e di un apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3,4 per cento).

Il **peso sul Pil della fattura petrolifera pur essendo sceso al 2 per cento** rispetto al 2,2 per cento del 2011-2012, **rimane fra i valori più elevati dalla metà degli anni '80**, contro una media dell'1,5 per cento registrato nel decennio 2000-2010. Nel periodo di picco (1980 - 83) era stato in media il 4,6 per cento.

Italia La stima della "fattura energetica"

(Milioni di euro)

	1990	1995	2000	2005	2008	2010	2011	2012	2013 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	731	991	1.009	1.892	2.927	2.270	2.936	2.775	1.812
Gas naturale	1.859	2.661	7.835	12.194	22.253	18.998	21.116	24.189	20.093
Petrolio ⁽²⁾	8.561	9.023	18.653	22.412	32.474	28.432	34.549	33.908	30.509
Biocarburanti e biomasse	—	—	67	135	463	1.129	1.587	1.616	1.362
Altre ⁽³⁾	867	1.563	1.523	2.135	1.948	2.409	2.736	2.389	2.047
TOTALE	12.018	14.238	29.087	38.768	60.065	53.238	62.924	64.877	55.823

⁽¹⁾ Valori provvisori.

⁽²⁾ I dati precedenti al 1995 non sono omogenei con quelli da tale anno in poi, a seguito di modifiche nel criterio di classificazione (Ateco 91), la più rilevante delle quali consiste nel non considerare più le "provviste di bordo" fra le esportazioni.

⁽³⁾ Comprende: energia elettrica, combustibili nucleari e altri combustibili minori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Istat

Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico

Le **fonti rinnovabili** complessivamente con circa il 16 per cento in più (+17,6 per cento la sola produzione elettrica) nel 2013 sono giunte a 30,8 Mtep, riuscendo a soddisfare il 18 per cento dei consumi energetici nazionali.

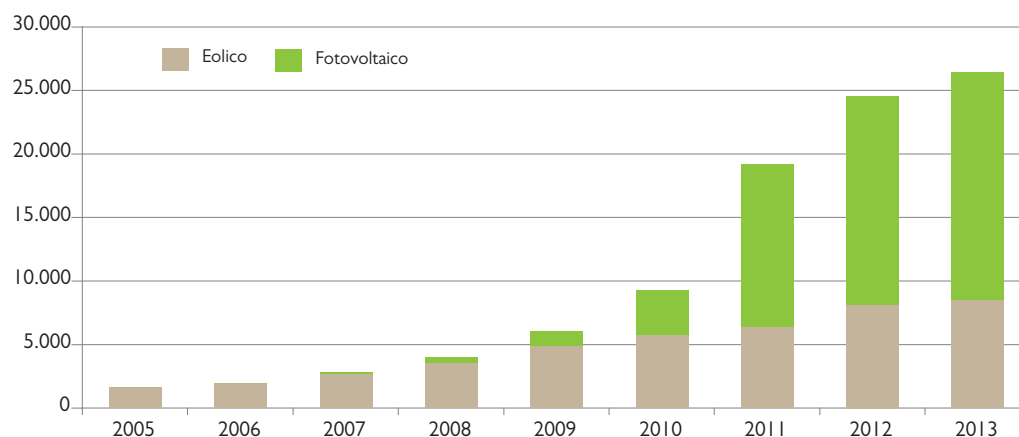
La produzione elettrica lorda, che rappresenta la quasi totalità del consumo interno lordo da rinnovabili, è salita dai 92,2 TWh del 2012 a 108,5 TWh (+17,6 per cento), con contributi positivi da parte di tutte le fonti: soprattutto l'**idroelettrico** (51,5 TWh, +22,9 per cento), il

fotovoltaico (22,4 TWh, +18,8 per cento) e l'**eolico** (15,0 TWh + 11,9 per cento).

La crisi economica sta ancora erodendo la domanda di energia elettrica, che ha chiuso il 2013 con un calo del 3,4 per cento e sta proseguendo con una flessione analoga anche nei primi mesi dell'anno in corso. Per contro la potenza installata degli impianti continua a crescere in conseguenza dello sviluppo delle fonti rinnovabili, con un amplificarsi del margine di riserva, rispetto alla domanda alla punta, salito dal 30 al 48 per cento fra il 2010 e il 2013: una *overcapacity* notevole per il sistema elettrico.

I 317,1 TWh sono stati coperti per il 13 per cento con **importazioni nette dall'estero** (in calo del 2,2 per cento rispetto al 2012), per il

Italia - Potenza installata da fonti energetiche rinnovabili non programmabili



Fonte: Terna

Italia Le fonti rinnovabili nel 2013^(*)

	POTENZA (MW)			PRODUZIONE (GWh)		
	2012	2013	Variazione %	2012	2013	Variazione %
Idrica ⁽¹⁾	18.232	18.300	0,4	41.875	51.450	22,9
Eolica	8.119	8.500	4,7	13.407	15.000	11,9
Fotovoltaico	16.420	17.900	9,0	18.862	22.400	18,8
Bioenergie ⁽²⁾	3.802	4.000	5,2	12.487	14.000	12,1
Geotermica	772	780	1,0	5.592	5.650	1,0
TOTALE	47.345	49.480	4,5	92.223	108.505	17,6

(*) Stime su dati Terna/Gse per il 2013. Dati provvisori.

(1) Da apporti naturali.

(2) Biomasse solide, biogas e bioliquidi.

Fonte: GSE, Audizione 17 marzo 2014

34 per cento con **fonti rinnovabili**⁽¹⁾ e per il 53 per cento con la trasformazione di **combustibili fossili** nelle centrali termoelettriche.

Il calo della domanda, tornata ai livelli del 2003, ha reso più acute le **criticità economiche** già presenti nel 2012.

La prolungata crisi economica, con la sensibile riduzione della domanda elettrica, associata al repentino sviluppo delle FER ha fatto emergere delle criticità che se non risolte efficacemente, potrebbero mettere a rischio la sicurezza stessa del sistema elettrico nazionale.

Allo scopo di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione della produzione elettrica si è sostenuto infatti uno sviluppo della generazione da fonti rinnovabili, caratterizzato da grande rapidità e scarsa pianificazione.

L'aumento della produzione da FER, che hanno priorità di accesso alla rete, comporta una riduzione equivalente della produzione termoelettrica, che finora ha garantito il servizio di riserva primaria: in particolare le ore di funzionamento degli impianti a ciclo combinato sono scese a sole 2.000 ore/anno, rendendo economicamente non sostenibile la loro permanenza in attività⁽²⁾.

Peraltro anche le FER, in particolare eolico e fotovoltaico, si trovano in alcune situazioni a non poter immettere in rete l'energia prodotta disponibile.

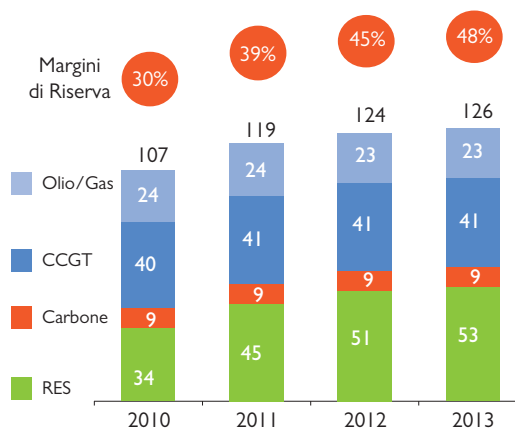
Il repentino cambiamento del parco di generazione elettrica ha prodotto ricadute sui prezzi orari del mercato all'ingrosso e sulla modalità di dispacciamento, conseguente alla produzione da rinnovabili, non programmabili ed aleatorie, essendo dipendenti dalle condizioni meteorologiche.

Integrare una quota crescente di produzione da rinnovabili, con sempre più numerosi piccoli impianti diffusi, ha portato alla necessità

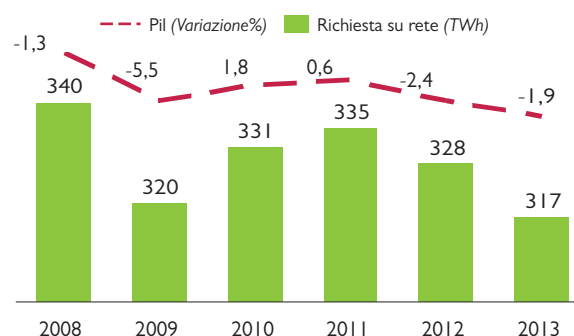
¹ Calcolata sul totale della produzione lorda.

² Un evento "storico" è avvenuto fra le 13 e le 15 del 16 giugno 2013, quando il PUN – Prezzo Unico Nazionale dell'elettricità in Italia è stato pari a zero, su tutto il territorio nazionale e per 120 minuti, in conseguenza della massiccia produzione di FER e della bassa domanda domenicale. In tale contesto parecchie centrali elettriche hanno dovuto essere comunque tenute accese, anche se producevano in perdita, per entrare rapidamente in funzione la sera e coprire l'interruzione della produzione solare.

Italia - La capacità elettrica installata per alimentazione (GW)



Italia - Andamento del Pil e della domanda di energia elettrica



Fonte: Terna

di rivedere i meccanismi di funzionamento dei mercati, che è ancora in atto e che riguarda tutti i soggetti coinvolti: non solo i produttori, ma anche i consumatori di modeste dimensioni ed i nuovi soggetti "consumatori/produttori".

La riforma del mercato elettrico deve migliorare il grado di coordinamento fra scelte di investimento in impianti di generazione e lo sviluppo della rete di trasmissione: il mercato della capacità produttiva, già previsto dal Decreto Legislativo n. 379/2003, consente di aumentare tale coordinamento.

Ad integrazione di tale nuovo mercato della capacità, che è in via di definizione, la Legge n. 147/2013 (Legge di Stabilità) ha previsto

l'introduzione di un sistema di remunerazione della capacità produttiva in grado di fornire adeguati servizi di flessibilità per garantire la sicurezza del sistema e la capacità dei fabbisogni di lungo termine stimati dal gestore di rete, da definirsi su proposta dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il sistema idrico (AEEG).

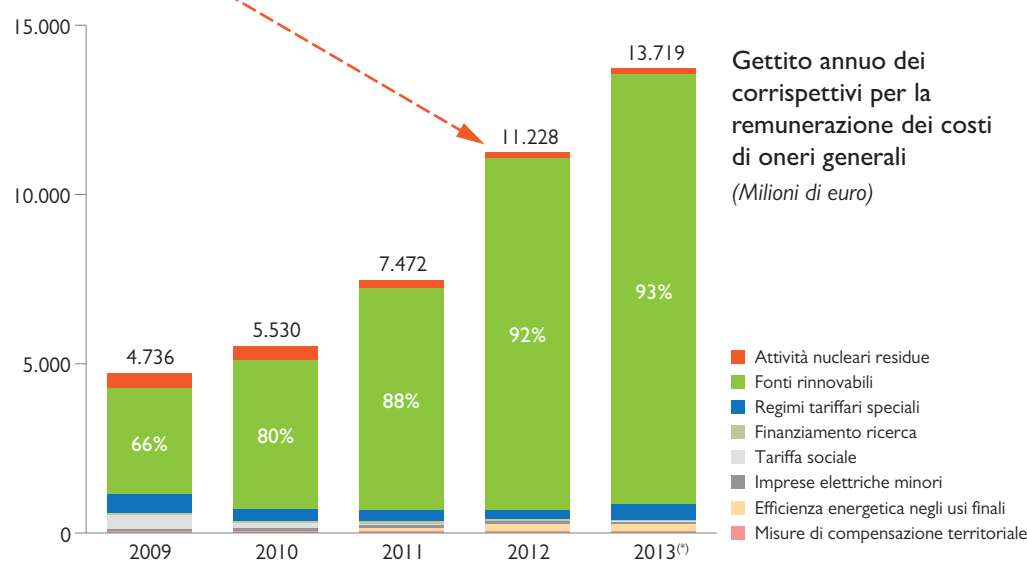
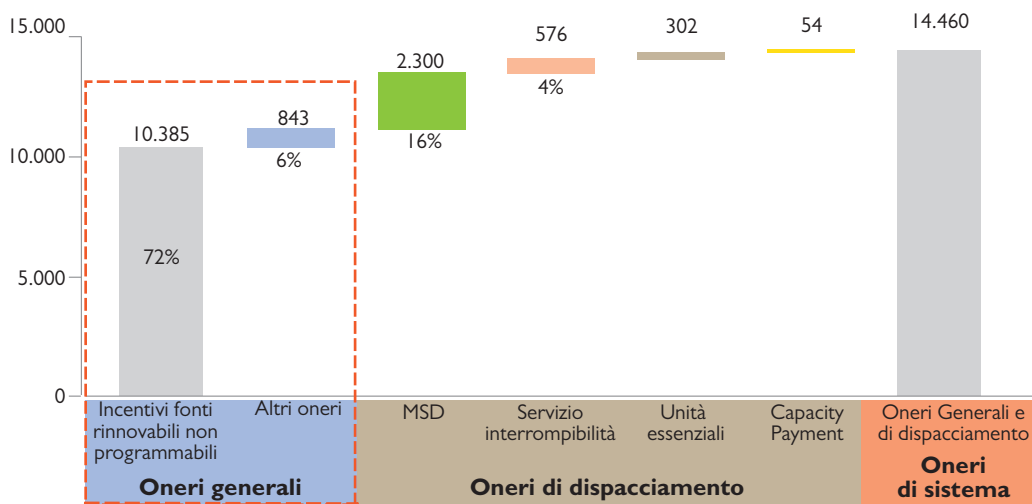
Come avvenuto anche nel caso dei carburanti,

i prezzi dell'energia elettrica sono in calo, ma i consumatori non ne beneficiano in conseguenza dei crescenti oneri fiscali e parafiscali che si scaricano in bolletta. La quota del prezzo finale dell'energia pagata dai cittadini è fra le più alte d'Europa: 47 per cento in Italia contro il 35 per cento della Germania.

In conseguenza dello sviluppo delle fonti rin-

Italia - Gli oneri del mercato elettrico: impatto economico sul sistema nazionale

(Milioni di euro, anno 2012)



(*) Stime AEEG.

Fonte: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 298/2013/1/COM 8/07/13 e Relazione Annuale 2013 Terna, 7 febbraio 2013

Il “Market Coupling” Nei primi di febbraio dell'anno in corso il 75 per cento dei mercati elettrici europei ha avviato la fase finale di quanto deciso dal Consiglio europeo nel 2011: il libero scambio di energia fra gli Stati membri entro la fine del 2014.

Gli operatori della rete di trasporto e le Borse energetiche di 17 Paesi hanno avviato il progetto “*day-ahead market coupling NWE*” che sincronizza i mercati dell'Europa Nord-Occidentale (NWE) con il sistema iberico e l'Europa Sud-Orientale¹ (SWE).

Da maggio di quest'anno si formerà quindi un unico sistema elettrico dal Portogallo alla Finlandia, basato sul Price Coupling of Regions (PCR), che consente di determinare prezzi e trasferimenti di energia transfrontalieri in modo sincronizzato: gli scambi di elettricità fra il confine spagnolo e quello francese diventerà completamente implicito nel sistema e sarà vincolato solo dai limiti fisici delle interconnessioni fra i due Paesi.

Per giungere a tale obiettivo già a metà ottobre 2013 era stato necessario armonizzare i “*gate closure times*” alle ore 12.00, cioè l'orario a cui si possono presentare le ultime offerte dei mercati del giorno prima.

Entro la fine dell'anno anche l'Italia è prevista entrare nel mercato elettrico europeo, che includerà così nel sistema l'Europa del Centro-Sud², secondo quanto annunciato dalle 7 Borse energetiche europee, fra cui il Gestore dei Mercati Energetici (GME)³ che partecipano all'iniziativa “*Price Coupling of Regions*”.

La realizzazione del progetto di “*market coupling*” di integrazione con i mercati europei, oltre a favorire la convergenza dei prezzi, darebbe al nostro parco di generazione la possibilità di esportare l'energia prodotta, aumentandone la redditività e riducendo la dipendenza da meccanismi regolati come il “*capacity payment*”.

⁽¹⁾ Dal 4 febbraio 2014 sono state collegate le Borse elettriche ed i gestori delle reti di trasmissione (Transport System Operator – TSO) di Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Olanda, Norvegia, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Spagna e Svezia.

⁽²⁾ Include: Francia, Italia, Germania/Austria, Grecia e Slovenia.

⁽³⁾ Le altre sono: Apx, Belpex, Epex Spot, North Pool Spot, Omie e Ote.

La nuova piattaforma della borsa elettrica A fine marzo dell'anno in corso la piattaforma IPEX – Italian Power Exchange, con cui è conosciuta all'estero la Borsa italiana, è stata sostituita dalla nuova piattaforma “Euro IPEX”. Il primo mercato eseguito con la nuova Piattaforma è stato il Mercato di aggiustamento Mi3⁽¹⁾, con data di flusso 31 marzo 2014.

⁽¹⁾ La seduta del Mercato infragiornaliero Mi3 si apre alle 16,00 del giorno precedente alle consegne e si conclude alle 7,30 del giorno di consegna.

novabili non programmabili per garantire la sicurezza di esercizio del sistema elettrico è necessario garantire il mantenimento in esercizio di un'adeguata capacità.

Ciò potrebbe avvenire attraverso il “*capacity market*”, il cui avviamento è previsto dal 2017, che dovrebbe assicurare quel quadro di certezza e stabilità di cui gli operatori necessitano.

Peraltro il meccanismo predisposto dall'AE-EG è stato citato dall'Agenzia Europea per l'Energia (ACER) come esempio fra i meno

distorsivi del funzionamento dei mercati dell'energia.

Nel frattempo le pesanti ricadute della crisi impattano anche sugli operatori del mercato elettrico e c'è chi, come la Sorgenia, attende un piano di salvataggio per evitare il fallimento, e chi, come l'E.On, ha deciso di lasciare il nostro Paese⁽¹⁾.

¹ Gli asset italiani del gruppo tedesco comprendono: una capacità di generazione di circa 6 GW, di cui 5,1 termoelettrici (cicli combinati, oil/gas, carbone) e il resto rinnovabile (idro, eolico, fotovoltaico); il 46,7 per cento delle quote del GNL offshore tedesco di Olt e il 9 per cento del Tap, il gasdotto che porterà in Italia il gas estero attraverso la Grecia.

FOCUS

Infrastrutture di interesse europeo Ad ottobre 2013 la Commissione Europea ha identificato circa 250 infrastrutture energetiche come **Progetti di Interesse Comune – PIC**, che beneficeranno di procedure autorizzative accelerate (termine vincolante 3 anni e mezzo per il rilascio delle autorizzazioni), di condizioni del quadro regolamentare più vantaggiose, con primi finanziamenti disponibili già dal 2014, grazie al sostegno finanziario previsto dal “meccanismo per collegare l'Europa”, che ha uno stanziamento di 5,85 miliardi di euro, destinato ad infrastrutture energetiche transeuropee fra il 2014 e il 2020.

Sono in elenco 140 progetti nel settore della trasmissione e stoccaggio dell'**elettricità**; circa 100 in quello della trasmissione e stoccaggio del **gas e GNL**¹; infine numerosi altri relativi al **petrolio** e alle **reti intelligenti** (*smart grids*).

Per quanto riguarda quelli che direttamente o indirettamente riguardano il nostro Paese si segnalano:

- * nel **settore elettrico**: una decina di progetti di interconnessione articolati in sottoprogetti (tre assi di interconnessione tra Austria e Italia; il rifacimento della linea Sardegna-Corsica-Penisola; l'interconnector con il Montenegro e con la Slovenia) e 250 MW di batterie previste nel Sud Italia;
- * nel **settore gas**: i grandi gasdotti a partecipazione italiana (il transadriatico TAP, il *reverse flow* Italia-Svizzera e il nuovo gasdotto bidirezionale Austria-Italia Tauern Gasleitung, l'Itgi Turchia-Grecia-Italia, il Galsi collegante Algeria-Sardegna-Penisola Italiana con una derivazione verso la Corsica), ma non una localizzazione specifica per un terminale di rigassificazione in Adriatico, mentre è stato previsto l'impianto di rigassificazione di Krk in Croazia, con un gasdotto di collegamento all'Italia;
- * nel **settore petrolio**: il potenziamento dell'Oleodotto Transalpino TAL (Trieste-Ingolstadt) che attraversa Italia, Austria e Germania, collegando il porto di Trieste con i Land tedeschi della Baviera e del Baden Württemberg.

¹ GNL – Gas Naturale Liquefatto.

Il contributo del gas naturale

Contrariamente alle attese, il gas naturale anche nel 2013 è rimasta la seconda fonte energetica del nostro Paese ed ha soddisfatto circa il 34 per cento del fabbisogno energetico italiano. Il nuovo calo dei consumi (4,8 miliardi di metri cubi in meno, -6,5 per cento) ha portato la domanda di gas, pari a 70,1 miliardi di metri cubi, su valori poco superiori a quelli di fine anni Novanta.

Ciò è stato conseguente alla frenata dei tre principali settori di uso: termoelettrico (-16,3 per cento), industria (-2,7 per cento) e civile (-0,7 per cento). In progresso invece del 6 per cento gli usi nell'autotrazione, giunti a circa 1 miliardo di metri cubi, anche grazie ai favorevoli prezzi al consumo del metano auto.

La gravità della crisi sulla domanda di gas si sta facendo sempre più evidente e dal 2008 sono stati persi circa 15 miliardi di metri cubi (-17,4 per cento).

La domanda da parte dell'industria ha subito

A novembre 2013 la Commissione Energia ha pubblicato, inoltre, gli aggiornamenti del **Programma Energetico Europeo per la Ripresa - EEPR**, da cui si evince che l'Italia ha perso 320 milioni di euro di fondi comunitari destinati ad infrastrutture energetiche:

- 100 milioni di euro erano stati stanziati (di cui 47,9 già versati) per il progetto **CCS** (*Carbon Capture ad Sequestration*) nella centrale di **Porto Tolle** dell'Enel. Il progetto è stato cancellato ad agosto 2013 su richiesta del proponente, a causa di insormontabili ritardi nella sua esecuzione, per la decisione del Consiglio di Stato italiano di annullare l'autorizzazione ambientale della centrale stessa;
- 120 milioni per il gasdotto **Galsi** e 100 milioni per l'**Itgi Poseidon**, a causa degli scarsi progressi nelle iniziative, per i quali la Commissione ha inviato "lettere di pre-cancellazione" dei progetti ai proponenti. Nel caso del Galsi, la società Sonatrach ha rinviato per la terza volta la costruzione del gasdotto Algeria-Italia, che, fra l'altro, dopo 5 anni di iter burocratici, non ha ancora ottenuto le necessarie autorizzazioni, né risultano firmati contratti per la fornitura di gas. Per quanto riguarda il gasdotto Itgi fra Italia e Grecia la Commissione sta considerando di cancellare l'aiuto finanziario Eepr, rilevando la difficoltà per il progetto di reperire le forniture di gas necessarie alla sua costruzione e ne ha già sospeso fino ad aprile 2014 i finanziamenti.

Al di là della coerenza fra i progetti previsti rispetto alla Strategia Energetica Nazionale, il nostro Paese non ha tuttavia sempre saputo cogliere le opportunità derivanti dai finanziamenti comunitari, per una serie di motivi dovuti alla sostenibilità finanziaria e all'accettazione sociale.

¹ L'interconnessione elettrica sottomarina da 1.000 MW con il Montenegro, per 760 milioni di euro di investimenti complessivi, da cui si importerebbero circa 5 TWh di energia idroelettrica, andrebbe ad accentuare l'*overcapacity* termoelettrica esistente nel nostro Paese. Anche per i gasdotti, mentre sembra condivisibile la presenza del Tap, che è in fase più avanzata di altri ed aumenta la nostra sicurezza energetica, sembra meno comprensibile la permanenza del progetto Galsi, sospeso dai suoi promotori, nonché dell'Itgi, rivale soccombente del Tap.

La riforma della materia prima gas Appare significativa la riforma attuata AEEG sulle condizioni economiche del mercato di tutela del gas naturale che dal 1° ottobre 2013 sono ancorate al 100 per cento all'andamento del mercato *spot*, con l'hub olandese Title Transfer Facility (TTF) che è divenuto mercato di riferimento per le quotazioni, in attesa che raggiunga sufficiente liquidità il mercato a termine italiano (MT-GAS).

L'AEEG con la Delibera 196/2013/R/GAS ha definito, sulla base dei risultati di una istruttoria conoscitiva¹, una riforma organica e strutturale della storica formula di determinazione delle condizioni economiche applicate ai clienti serviti in regime di tutela, prevedendo il superamento definitivo del riferimento al costo medio efficiente dei *take or pay*, che pure rappresentano ad oggi circa il 90 per cento della contrattualistica², e sganciando definitivamente le condizioni economiche del servizio di tutela gas dai contratti di lungo periodo legati al prezzo del petrolio e dei suoi derivati.

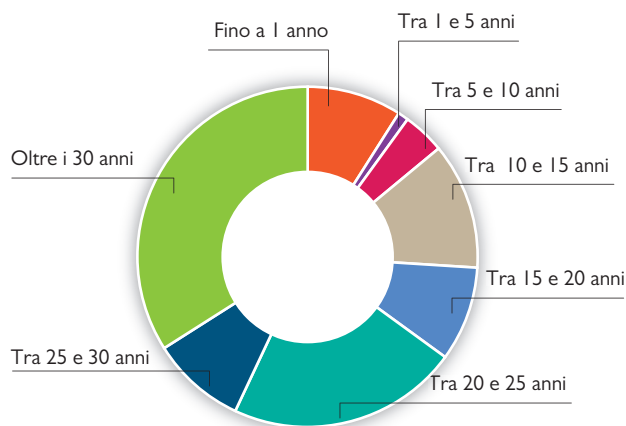
L'Autorità ha pertanto concluso un processo di riforma, avviato dal 2011 e che ha già visto la realizzazione di una prima fase (dal 1° aprile al 30 settembre 2013), nella quale il peso dell'indice relativo ai prezzi del mercato *spot* è stato portato dal 5 per cento al 20 per cento.

La seconda fase della riforma è partita il 1° ottobre 2013, data da cui per il calcolo della materia prima si fa riferimento al 100 per cento ai prezzi *spot* del mercato all'ingrosso: i costi di acquisto della materia prima dovranno, infatti, essere parametrati al 100 per cento ai prezzi che si formeranno sul mercato a termine olandese TTF, in attesa della completa operatività del nuovo mercato a termine del gas gestito dal Gestore dei mercati energetici (GME), le cui quotazioni sostituiranno quelle del TTF e fungeranno come nuovo riferimento quando il mercato a termine sarà sufficientemente maturo, con una liquidità significativa nel rispetto di quanto previsto dal Decreto Legge n. 1/2012 (c.d. "Cresci Italia"), convertito con modificazioni dalla Legge 24 marzo 2012, n. 27.

Altre novità significative sono state la riduzione delle componenti a copertura del trasporto e dello stoccaggio della materia prima e l'introduzione di apposite componenti di gradualità per tutti i venditori, al fine di consentire l'adeguamento delle politiche di approvvigionamento e la copertura dei rischi alle nuove logiche di valorizzazione della materia prima in base all'andamento dell'hub TTF.

È stato infine introdotto un meccanismo per la promozione delle rinegoziazioni dei contratti di lungo periodo.

Italia – Struttura dei contratti annuali e pluriennali



Fonte: Indagine annuale AeeG 2012

¹ L'istruttoria, conclusa nel novembre 2012, volta a valutare le condizioni di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso italiano delle società di vendita, venne disposta dall'AEEG con la Deliberazione 263/2012/R/GAS e si è conclusa con l'emanazione della Delibera 456/2012/R/GAS.

² Ne è prova l'adozione della Delibera 447/2013/R/GAS, che ha adottato un meccanismo per la promozione delle rinegoziazioni dei contratti *long term* con clausole *take or pay*.

un calo di 3 miliardi (-17,2 per cento), con una variazione inferiore a quella della produzione industriale (-24 per cento).

La contrazione più forte è stata determinata soprattutto dal cambiamento nel mix di fonti per la generazione elettrica, che sta diventando strutturale.

Nella produzione termoelettrica la flessione dal 2008 è stata infatti di 12,7 miliardi di metri cubi (-37,6 per cento) ed è riconducibile ai seguenti fenomeni:

1. il calo della domanda elettrica di oltre 22 TWh (-6,6 per cento);
2. l'aumento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, per il crescente ingresso di nuova capacità;
3. le condizioni meteorologiche particolarmente favorevoli per la produzione idroelettrica, che nel 2013 ha superato i 50 TWh.

Questi fattori hanno ridotto gli spazi di mercato per gli impianti termoelettrici, in particolare dei cicli combinati.

I problemi legati ai consumi si sono riflessi anche nelle tradizionali modalità di funzionamento del mercato del gas: gli operatori hanno cercato di rinegoziare i contratti di lungo termine per gli approvvigionamenti già conclusi in termini di volumi e di prezzi¹ e stanno ripensando al loro ruolo in questo nuovo contesto di consumi.

Le modalità di utilizzo delle reti e degli approvvigionamenti tende, infatti, a promuovere una maggiore concorrenza nel breve termine che comporta un progressivo cambiamento delle condizioni di funzionamento dei mercati a valle, con un evidente impatto anche nelle relazioni con i Paesi produttori.

Anche in un mercato in contrazione, resta comunque fondamentale la sicurezza degli approvvigionamenti di breve, medio e lungo periodo. A tale proposito, per contemperare le

esigenze di sicurezza del sistema con quelle di economicità, l'AEEG ha già avviato per l'anno 2013 – 2014 procedure di mercato per allocare le **capacità di stoccaggio**, iniziando una progressiva adozione di misure che forniscano segnali di mercato in merito al valore e alle esigenze di flessibilità del sistema gas per arrivare nel periodo 1° marzo 2014 – 31 marzo 2015 alla totale allocazione della capacità di modulazione su base d'asta.

Il mutato contesto del mercato del gas ha reso meno urgente il completamento dello sviluppo dei 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio previsti dal Decreto Legislativo. 13 agosto 2010, n. 130. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pertanto emanato una specifica norma nel Decreto Legge n. 145/2013 "Destinazione Italia" (art. 1, co. 16 bis) che concede la facoltà ai soggetti investitori di confermare il loro interesse a sviluppare o meno la capacità di stoccaggio ancora da realizzare e subordina la realizzazione del miliardo di metri cubi di capacità di stoccaggio destinata ai termoelettrici alla manifestazione di interesse di questi ultimi.

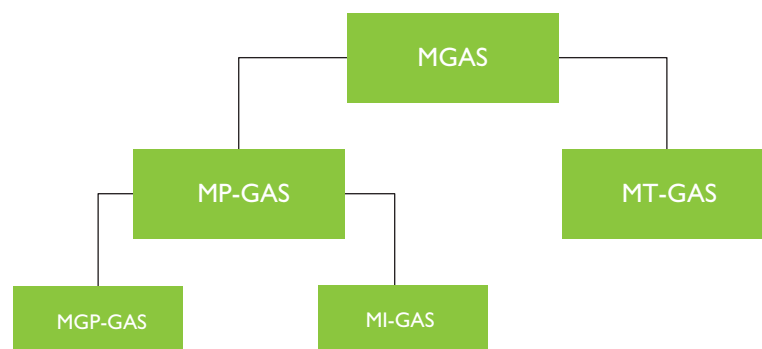
Per quanto riguarda le nuove infrastrutture di importazione del gas in Italia, l'aspettativa circa l'evoluzione della domanda di gas dovrà auspicabilmente guidare il processo di riconoscimento della loro strategicità, che comporta l'applicazione di meccanismi di garanzia sui ricavi a favore dei gestori infrastrutturali, per evitare la socializzazione di oneri ingiustificati a carico dei consumatori. Permangono inoltre le difficoltà di accettazione da parte degli enti locali, che ne comportano ulteriori rallentamenti.

In particolare, per quanto riguarda i **gasdotti** si segnala che:

- prosegue l'iter per la realizzazione del **TAP** (Trans Adriatic Pipeline), che ha ottenuto la certificazione dei regolatori dei Paesi coinvolti (Italia, Albania e Grecia), del programma di conformità, che stabilisce gli obblighi specifici da rispettare per assicurare l'effettiva separazione funzionale del gestore dell'infrastruttura dagli azionisti; il lancio della seconda fase del *market test*, che riguarda

¹ Per avere un ordine di grandezza degli oneri economici sostenuti dagli operatori per il mancato ritiro di gas delle soglie *take or pay* dei contratti d'importazione di lungo periodo, si pensi che l'Eni ha inserito nel bilancio del 2013 1,892 miliardi di euro come "*deferred cost*" (anticipi per il gas non ritirato), in calo rispetto ai 2,5 miliardi del 2012.

Borsa gas - Il mercato a termine Con Decreto 6 marzo 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha approvato la “Disciplina del gas naturale ai sensi dell’art. 30, comma 1, della Legge n. 99/09”, cioè le regole di funzionamento del mercato del gas gestito dal Gestore dei Mercati Energetici di seguito rappresentato.



In particolare si ricorda che MGAS (avviato a dicembre 2010) si articola oggi in:

1. **MP-GAS (Mercato a Pronti)** del gas, a sua volta articolato in:
 - a. **MGP-GAS (Mercato del Giorno Prima)** dove vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione.
 - b. **MI-GAS (Mercato Infragiornaliero)**, nel quale vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.
2. **MT-GAS (Mercato a Termine del gas)** sul quale vengono scambiati prodotti di medio-lungo termine, organizzati in tanti *book* di negoziazione quante sono le tipologie di prodotto e riferiti a diversi periodi di consegna. Le tipologie di prodotti negoziabili possono essere: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month (BoM)*.

Con Decreto del 9 agosto 2013, il MSE ha avviato il Mercato a termine del gas naturale (MT-GAS) a decorrere dal 2 settembre 2013, chiedendo al GME di apportare modifiche/integrazioni alla Disciplina precedentemente approvata con il Decreto del 6 marzo 2013, ritenute necessarie conseguentemente allo svolgimento del periodo di sperimentazione, nonché alla definizione delle modalità applicative.

A seguito dell'introduzione del MT-GAS, l'operatività della piattaforma del MP-GAS ha cessato il proprio esercizio ed è stata sostituita dalla piattaforma del nuovo mercato del gas.

la capacità supplementare del gasdotto. Per contro la mancata accettazione da parte delle comunità locali del suo approdo in Puglia ha spinto il Ministero dell'Ambiente e quello dei Beni Culturali a richiedere integrazioni dello studio di impatto ambientale presentato per la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA), concentrandosi sull'analisi delle alternative.

Infine l'ingresso dei nuovi soci (BP, Socar, Fluxys e Total) nel 2013, e lo slittamento dei tempi di consegna del primo gas azero al 2020 hanno indotto la società a rivedere strategia e tempistiche di realizzazione del gasdotto. Nel frattempo la società ha ottenuto il permesso di costruzione in Albania, consentendo l'avvio dei primi lavori sin dal 2015;

- per quanto riguarda il **TAG** (Trans Austria Gasleitung), che ha una capacità di trasporto di circa 48 miliardi di metri cubi di gas e collega il confine fra Slovacchia e Austria con l'*entry point* di Tarvisio, nei primi mesi dell'anno in corso è stato siglato da parte di Snam un *Memorandum of Understanding* con la Cassa Depositi e Prestiti per l'acquisto dell'89 per cento della proprietà dello stesso;
- è stato invece rimandato *sine die* il progetto **TGL** (Tauer Gas Pipeline) per la realizzazione del gasdotto da 11,4 miliardi di metri cubi/anno fra Italia e Germania, via Austria, sia per motivi di mercato (mancanza di nuovi soci), sia per le incertezze regolatorie;
- per quanto riguarda il **Galsi**, la società Sonatrach ha rinviato per la terza volta a dicembre 2015 la costruzione del gasdotto fra Algeria e Italia, tanto più che dopo 5 anni non ha ancora ottenuto le autorizzazioni, né sono stati firmati contratti per la fornitura di gas. Peraltro in conseguenza dei veti locali anche al metanodotto di trasporto attraverso la Sardegna del gas importato, si sta ipo-

tizzando in alternativa un terminale di GNL da 2 miliardi di metri cubi.

In riferimento ai **rigassificatori**, si segnala che:

- il 2013 è stato il quarto anno di attività del **Terminale Adriatic LNG**. Dall'avvio dell'operatività del terminale sono stati immessi nella rete nazionale gasdotti quasi 26 miliardi di metri cubi di gas naturale e sono giunte complessivamente 309 navi metaniere, provenienti soprattutto da Qatar, Egitto, Norvegia, Guinea Equatoriale, Trinidad e Tobago, contribuendo alla sicurezza energetica e alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento del Paese;
- a fine 2013, a 10 anni dell'avvio del progetto è entrato in esercizio il **Terminale Olt** di rigassificazione galleggiante, ancorato a 22 chilometri al largo di Livorno. Il progetto è costato 850 milioni di euro ed ha una capacità di rigassificazione di circa 3,75 miliardi di metri cubi annui. L'avvio delle attività non è stato confortante, data la mancata allocazione iniziale degli *slot* di scarica offerti nel periodo 20 dicembre 2013 – 31 gennaio 2014, tuttavia l'impianto è stato incluso nella procedura di *peak shaving*, volta ad utilizzare il gas immagazzinato nei serbatoi dei rigassificatori nei casi di emergenza invernale;
- resta bloccato invece il rigassificatore di **Zaule** a Trieste, promosso dalla Gas Natural nel 2004 e che nel 2009 aveva ottenuto la VIA. Ad ottobre del 2013 è stato cancellato anche dalla lista dei progetti prioritari energetici per l'Italia stilati dall'Unione Europea.

Nei primi mesi dell'anno in corso sono stati firmati contratti per la fornitura di GNL provenienti da giacimenti americani di *shale gas* per 3 miliardi di metri cubi/anno, di cui 1 per il mercato italiano. Le prime forniture sono previste a partire dal 2018.-

Il petrolio in Italia

La produzione nazionale di idrocarburi

Nel 2013 la produzione di greggio nel nostro Paese è risultata in crescita per il terzo anno consecutivo, registrando un aumento del 2 per cento e toccando quota 5,5 milioni di tonnellate; il gas naturale ha invece segnato una inattesa battuta di arresto, attestandosi a poco più di 7,7 miliardi di metri cubi (-9,5 per cento).

Attualmente, la produzione di greggio nazionale rappresenta il 9,3 per cento dei consumi nazionali, mentre quella di gas contribuisce all'11,2 per cento del fabbisogno nazionale. Complessivamente, al momento sono attivi 887 pozzi eroganti, 95 centrali di trattamento a terra e 117 strutture a mare. Dai pozzi *offshore* sono stati estratti circa il 69 per cento della produzione di gas e il 13 per cento di quella di greggio.

La Regione protagonista del contesto produttivo italiano resta la Basilicata, avendo contribuito per il 72 per cento della produzione complessiva di greggio (sebbene in leggera contrazione: da 4 a 3,9 milioni di tonnellate, -2,5 per cento) e per circa il 17 per cento di quella di gas naturale.

Nel corso del 2013, il rilancio della produzione nazionale è stato sancito nella Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata l'8 marzo con un Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

La SEN valuta in circa 700 Mtep le riserve complessive di gas e petrolio in Italia (tra certe, probabili e possibili) e identifica tra gli obiettivi investimenti per circa 15 miliardi di euro al fine di raddoppiare entro il 2020 il contributo delle risorse domestiche alla copertura dei consumi nazionali.

In particolare, nei prossimi anni sono previsti circa 3,5 miliardi di investimenti in Basilicata per finanziare due progetti:

1) l'ammodernamento ed il miglioramento delle performance del Centro Olio Val d'Agri (*joint-venture* Eni e Shell) che, impegnando circa 230 milioni di euro, prevede la realizzazione della quinta linea di trattamento gas con tecnologia di abbattimento delle emissioni di SO₂, che sarà completata nel primo trimestre del 2015.

Grazie a tale sviluppo del giacimento, la produzione dovrebbe raggiungere i 104 mila barili/giorno di greggio previsti dal Protocollo di Intesa con la Regione del 1998. È inoltre stato avviato un confronto per un nuovo accordo che, con l'investimento di ulteriori 2,5 miliardi di euro in otto-dieci anni, potrebbe portare la produzione a 129 mila barili/giorno, ridurre le emissioni in atmosfera e aumentare l'occupazione sul territorio;

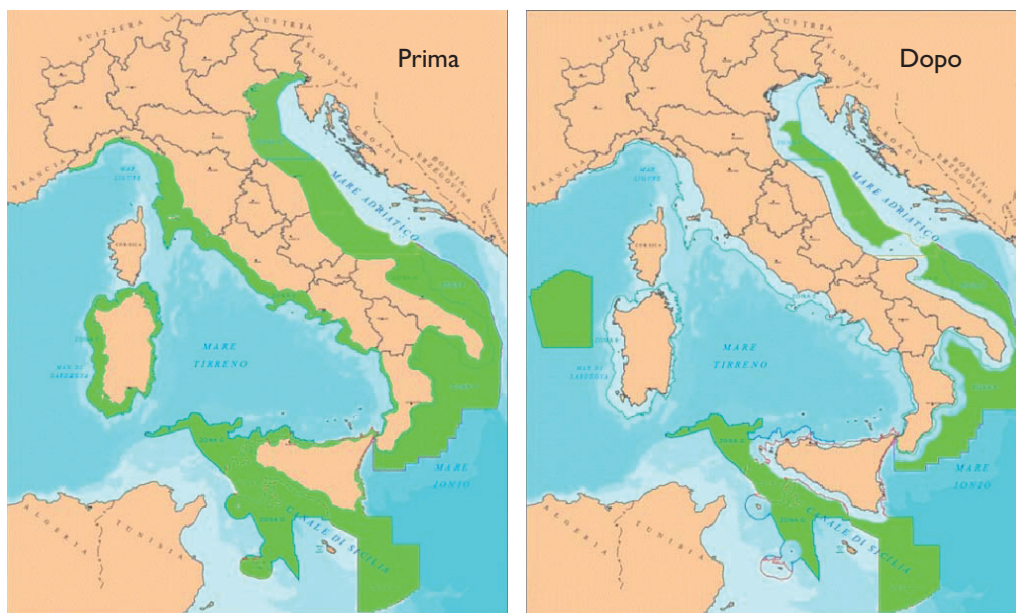
2) l'avvio della produzione del giacimento di Tempa Rossa (Total operatore con il 50 per cento, Mitsui 25 per cento, Shell 25 per cento) comporterà un investimento di 1,6 miliardi di euro di cui 600 milioni sono già stati impegnati.

L'attività è prevista partire per l'inizio del 2016, con una produzione giornaliera di 50.000 barili di greggio, 230.000 metri cubi di gas (che saranno ceduti gratuitamente alla Basilicata), 240 tonnellate di Gpl e 80 tonnellate di zolfo. Il giacimento contiene riserve recuperabili per circa 440 milioni di bep¹.

Tra le altre iniziative tese a sfruttare al meglio le risorse nazionali, va rilevato il finanzia-

¹ Bep – Barili equivalenti petrolio.

Italia - Zone marine aperte o di ricerca di idrocarburi a seguito modifiche del Decreto Ministeriale del 9 Agosto 2013



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

mento di 1,3 miliardi di euro concesso dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) a fine 2013 all'Eni per lo sviluppo di 26 progetti nell'upstream del gas in Italia. **Il progetto è ritenuto altamente strategico dalla BEI** ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Tuttavia, nel corso dell'anno l'approvazione di alcune norme hanno condizionato le scelte degli operatori:

- ❑ il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 9 agosto 2013, di attuazione della Legge n. 134/12¹, che ha **riordinato le zone marine di ricerca e produzione degli idrocarburi**, dimezzando le aree a disposizione per nuove istanze di permesso, passate da 255 mila a 139 mila km quadrati e chiarendo le nuove zone sfruttabili;
- ❑ il raddoppio delle *royalties* sulle attività E&P previsto, nel maggio del 2013, dalla Legge

regionale di bilancio della Regione Sicilia che ha approvato la contestuale eliminazione delle franchigie per le attività a terra di sua competenza.

La stessa Assemblea Regionale ha successivamente tentato di correggere questo provvedimento di dubbia efficacia, anche alla luce di quanto avvenuto in molti Paesi, soprattutto nel Mare del Nord (Norvegia, Regno Unito, Irlanda, Danimarca ed Olanda), dove le *royalties* sono state man mano diminuite fino ad azzerarsi all'inizio degli anni 2000 e si è privilegiato il prelievo attraverso la fiscalità.

Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, la produzione nazionale complessivamente nel 2013, pari a 11,9 Mtep, ha soddisfatto il 10 per cento del fabbisogno totale di idrocarburi, consentendo un risparmio di 5,4 miliardi di euro nella nostra fattura energetica.

¹ Pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 187 dell'11 agosto 2012, Supplemento Ordinario n. 171.

Italia La domanda di prodotti petroliferi

(Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2012	2013(I)	Variazione % 2013 vs. 2012
Gpl	3,9	3,5	3,4	3,1	3,3	+ 4,1
Benzina con piombo	4,6	—	—	—	—	...
Benzina senza piombo	12,2	13,5	10,0	8,4	8,0	- 4,6
TOTALE BENZINA	16,8	13,5	10,0	8,4	8,0	- 4,6
Carboturbo	3,6	3,8	3,9	3,8	3,7	- 3,0
Gasolio autotrazione	18,3	24,4	25,3	22,9	22,3	- 2,5
Gasolio riscaldamento	3,6	2,9	1,9	1,4	1,4	- 4,5
Gasolio altri usi	2,6	2,6	2,4	2,2	2,2	- 2,4
TOTALE GASOLI	24,5	29,9	29,6	26,5	25,9	- 2,6
Olio combustibile termoelettrica	13,7	5,6	1,0	0,6	0,5	- 22,3
Olio combustibile altri usi	3,0	2,5	1,2	0,8	0,9	+ 22,4
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	16,7	8,1	2,2	1,4	1,4	...
- di cui olio combustibile Btz	10,7	6,4	1,4	0,9	1,1	+ 21,0
Bitume	2,4	2,8	2,0	1,6	1,5	- 7,0
Altri prodotti ⁽²⁾	6,5	4,7	3,6	3,1	2,5	- 19,3
Petrochimica (carica netta)	7,0	6,5	5,8	4,5	4,4	- 3,6
Bunkeraggi	2,8	3,5	3,5	3,0	2,5	- 18,3
TOTALE IMMISSIONI AL CONSUMO	84,2	76,3	64,0	55,4	53,2	- 4,0
Consumi/perdite di raffineria	9,1	10,0	9,4	8,5	7,3	- 13,9
Riduzione (aumento) scorte	0,2	0,4	0,3	0,3	0,3	...
TOTALE CONSUMI	93,5	86,7	73,7	64,2	60,8	- 5,4

⁽¹⁾ Dati provvisori. ⁽²⁾ Comprende Coke di Petrolio, Petrolio, Lubrificanti e altri.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

I consumi di prodotti petroliferi

Il perdurare della crisi economica, insieme al contesto di prezzi finali rimasti comunque elevati per l'accresciuto carico fiscale degli ultimi anni, hanno prodotto una **nuova perdita di consumi di prodotti petroliferi**, attestatisi nel 2013 a 60,8 milioni di tonnellate, il 5,4 per cento in meno del 2012, che con un calo di 6,8 Mtonn aveva già rilevato la **flessione più evidente nella storia del petrolio in Italia**.

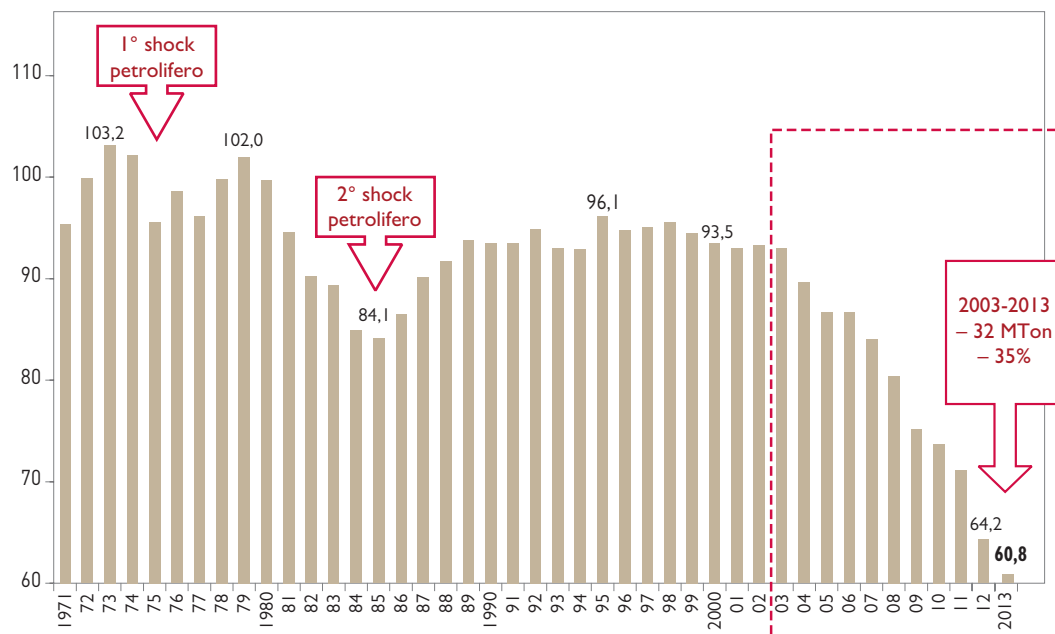
Complessivamente, nell'ultimo decennio sono

state perse oltre 32 milioni di tonnellate, pari a oltre 6 raffinerie di media dimensione, decisamente più dei 17,9 milioni del quinquennio 1980-85, a ridosso del secondo shock petrolifero.

Nonostante la chiusura di vari impianti intervenuta nel frattempo, la riduzione dei consumi continua a far **permanere un problema di overcapacity** del nostro sistema di raffinazione.

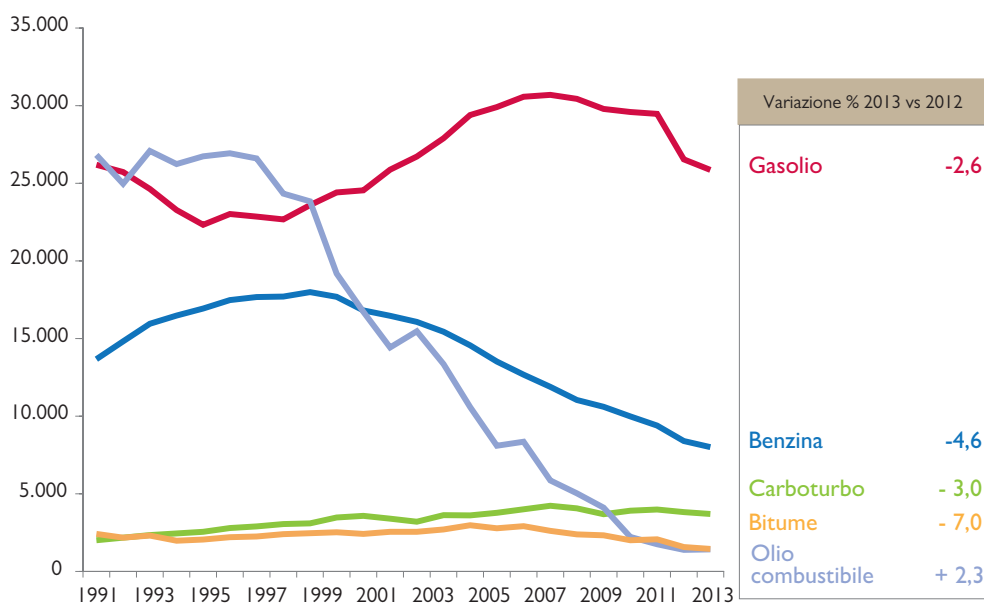
Le circa 3,4 milioni di tonnellate in meno rispetto al 2012, sono conseguenti principalmente alla **riduzione di un milione di tonnellate nei consumi dei carburanti** (benzina -0,4 milioni di tonnellate e -0,6 di gasolio). La crescita della fiscalità ha infatti continuato a **penalizzare la mobilità e**

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



Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

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

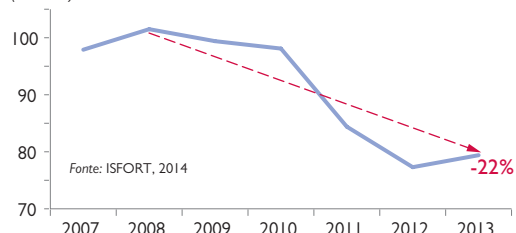


Fonte: Unione Petrolifera

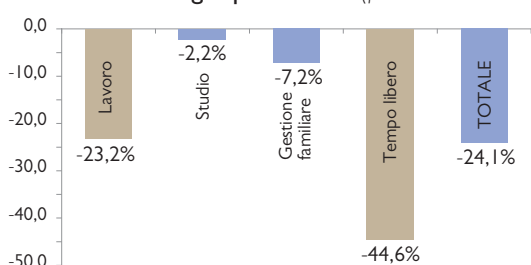
Principali cause del calo dei consumi petroliferi in Italia

CRISI ECONOMICA

Domanda di mobilità in un giorno feriale
(Milioni)



Variazione % degli spostamenti (periodo 2008-2013)

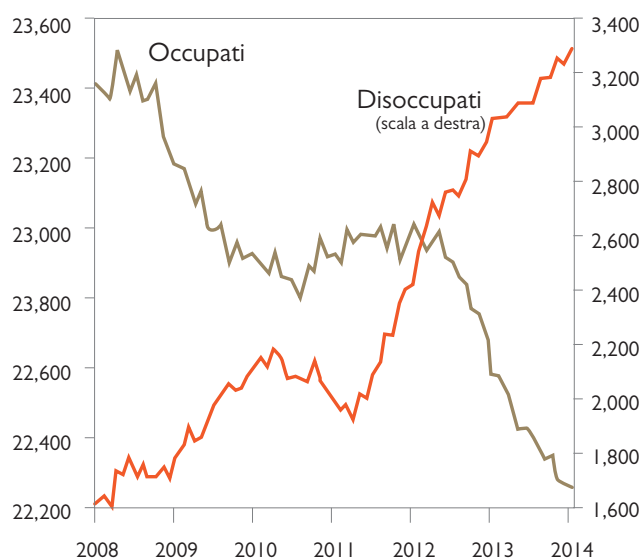


Variazione percentuale dei passeggeri (fra il 2008 e il 2013)



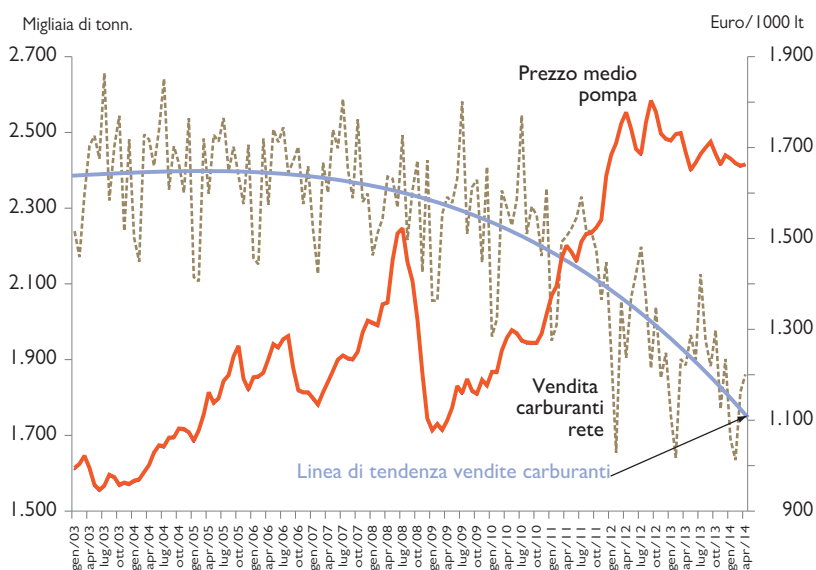
Fonte: ISFORT, 2014

Aumento della disoccupazione
(Migliaia di unità, dati mensili destagionalizzati)

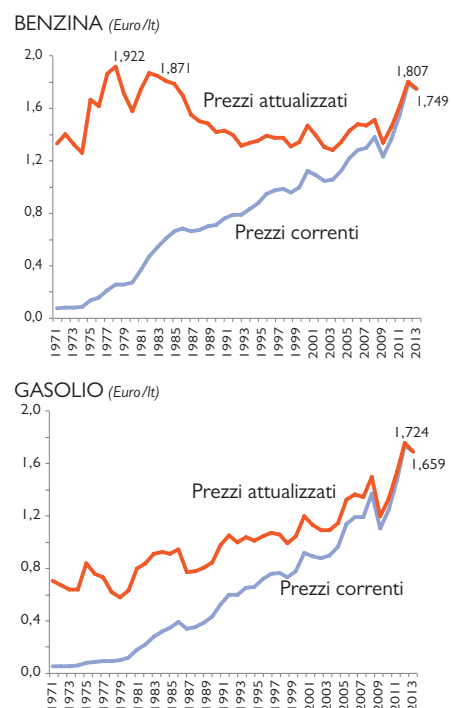


PREZZI INSOSTENIBILI

Vendite mensili carburanti rete e relativo prezzo medio alla pompa^(*)

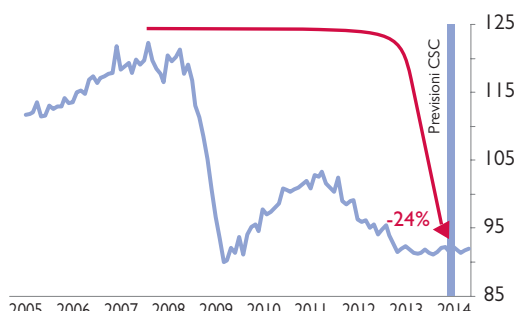


Prezzi medi annui di benzina e gasolio

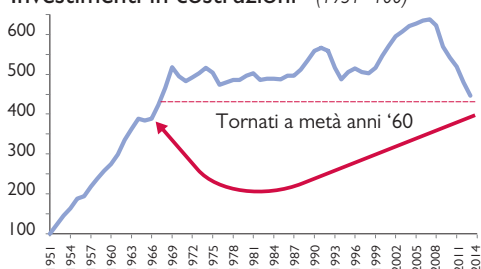


Produzione industriale

Italia, indice mensile destagionalizzato, base 2010=100



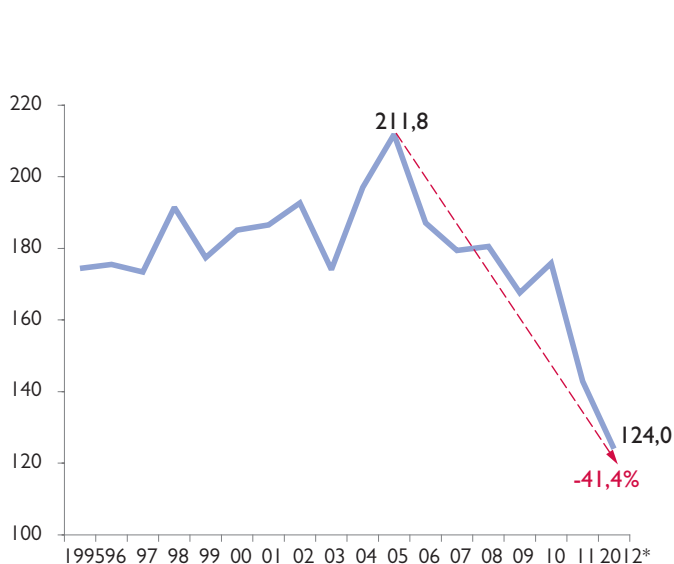
Investimenti in costruzioni^(*) (1951=100)



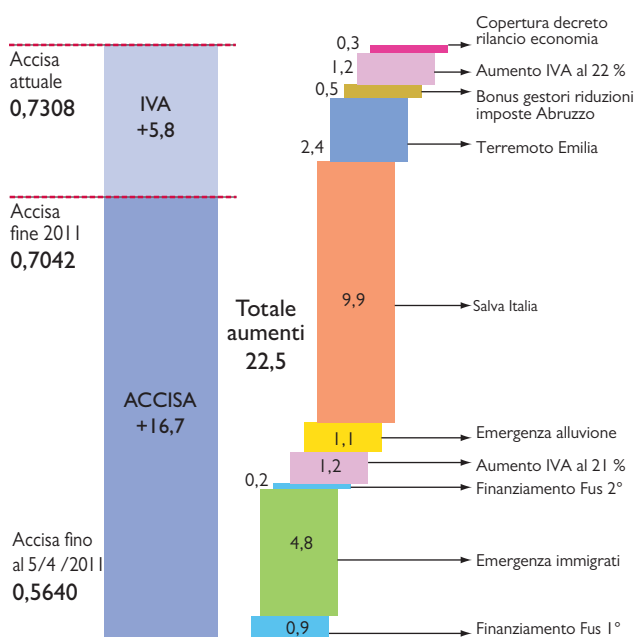
(*) A prezzi costanti al netto dei costi per trasferimento di proprietà.
Fonte: Elaborazioni Ance su dati Istat

Trasporto complessivo interno e internazionale mersi su strada

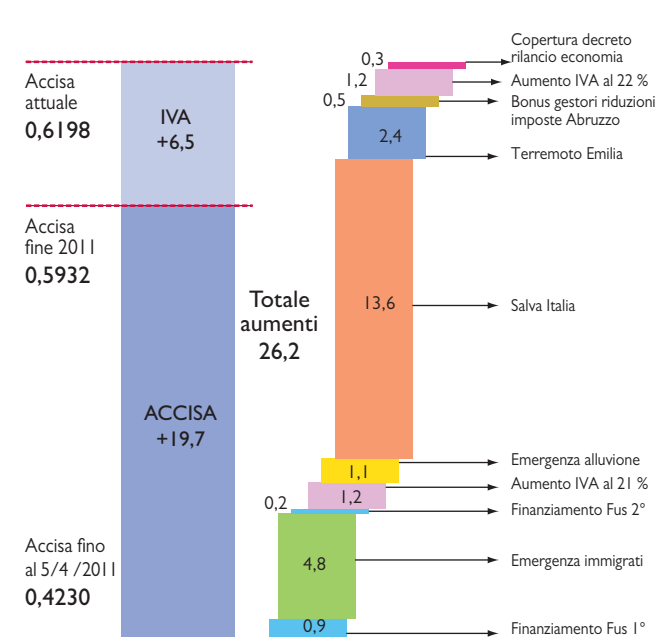
Veicoli > 35 q immatricolati in Italia (Miliardi di tkm)

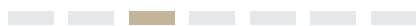


Tassazione sulla benzina (€cent/litro)



Tassazione sul gasolio auto (€cent/litro)





l'andamento dei consumi ne evidenzia il fenomeno. Ma il calo, comunque meno accentuato rispetto all'anno precedente, ha riguardato tutti i prodotti petroliferi considerati.

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

- ✓ i consumi di **benzine** (circa 8 milioni di tonnellate) hanno proseguito il trend in contrazione con una **variazione negativa del 4,6 per cento**;
- ✓ la domanda di **gasolio autotrazione** (22,3 milioni di tonnellate) ha rilevato un **nuovo calo del 2,5 per cento** (circa 0,6 milioni di tonnellate in meno), riflettendo la drastica frenata delle attività produttive;
- ✓ **in contrazione anche** il gasolio utilizzato negli altri usi: il **gasolio riscaldamento** ha perso il 4,5 per cento, mentre il **gasolio per uso agricolo** lo 0,8 per cento;
- ✓ complessivamente, la domanda di gasoli si è attestata sui 25,9 milioni di tonnellate, con un calo di circa 0,6 milioni di tonnellate rispetto al 2012 (-2,6 per cento);
- ✓ unico prodotto con segno positivo è stato il Gpl che nel complesso ha registrato un incremento del 4,1 per cento, trascinato dal settore autotrazione, che ha rilevato una crescita del 13,0 per cento;
- ✓ la domanda di olio combustibile rimane quasi invariata rispetto al 2012 (1,4 milioni di tonnellate). In particolare, dei **circa 0,5 milioni di tonnellate di olio combustibile consumato nel settore termoelettrico** (escludendo i volumi utilizzati dagli autoproduttori industriali), il 18,5 per cento circa è stato oggetto di importazione, di cui tutto con tenore di zolfo inferiore all'1 per cento (contro il 28 per cento del 2012);
- ✓ andamenti negativi si segnalano anche per: **altri prodotti** (-19,3 per cento); **bunkeraggi** (-18,3 per cento); **consumi e perdite di raffineria** (compresi quelli per produzione di energia elettrica e termica) scesi del 13,9 per cento; **bitumi** (-7,0 per cento); **fabbisogno petrolchimico netto** (-3,6 per cento); **carboturbo** (-3,0 per cento).

I prezzi dei prodotti petroliferi

Nel 2013 le quotazioni petrolifere internazionali hanno rilevato andamenti in calo, specialmente nel secondo e terzo trimestre. Rispetto ai valori del 2012, mediamente si sono registrati **decrementi del 3,8 per cento** sia per le benzine che per il gasolio auto su valori espressi in dollari.

Nel corso dell'anno sono stati raggiunti dei valori di punta intorno al mese di febbraio e in misura minore anche durante l'estate.

In linea con l'andamento delle quotazioni internazionali e con i valori rilevati nella media dei Paesi Ue, i **prezzi industriali** (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) di tutti i principali prodotti espressi come valori medi dell'anno 2013 rispetto all'anno precedente, **hanno registrato le seguenti variazioni percentuali**:

benzina senza piombo	- 6,0 %
gasolio autotrazione	- 6,6 %
gasolio riscaldamento	- 3,8 %
olio combustibile Btz	- 11,9 %

Le **quotazioni internazionali** hanno registrato per i principali prodotti **variazioni percentuali sostanzialmente analoghe**:

benzina senza piombo	- 6,9 %
gasolio autotrazione	-7,0 %
gasolio riscaldamento	- 6,4 %
olio combustibile Btz	- 11,3 %

I **prezzi medi al consumo nel 2013 sono stati pari a 1,749 euro/litro per la benzina e a 1,659 euro/litro per il gasolio auto**. I decrementi, rispettivamente del 2 per cento per la benzina e del 3 per cento per il gasolio, sono stati determinati dal calo delle quotazioni internazionali, anche se sono stati **in parte attutiti dall'inasprirsi della componente fiscale**.

Rispetto al valore del 2012, pari a 1,027 euro/litro, la componente fiscale sulla benzina è salita a 1,035 (+0,8 per cento), mentre quella sul gasolio auto è aumentata da 0,902 a 0,909 euro/litro (+0,7 per

Italia Il costo del greggio importato

	1990	1995	2000	2005	2009	2010	2011	2012	2013 ⁽¹⁾	Var. % 2013 vs. 2012
Fob dollari/barile	22,5	16,3	26,9	50,4	59,9	78,0	109,4	111,1	108,6	- 2,3
Cif dollari/tonnellata	172,2	125,0	205,0	379,9	446,9	581,0	806,5	825,2	806,8	- 2,2
Cambio dollaro/euro ⁽²⁾	1,2887	1,2953	0,9174	1,2359	1,4045	1,3246	1,3929	1,2840	1,3281	+ 3,4
Cif euro/tonnellata	133,6	96,5	223,5	307,4	318,2	438,6	579,3	642,6	607,5	- 5,5

⁽¹⁾ Valori provvisori.

⁽²⁾ Cambio medio ponderato sulla base dei volumi mensilmente importati. Non corrispondente esattamente alla media Uic - Ufficio Italiano Cambi.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, Unione Petrolifera

Italia I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2011	2012	2013	2010	2011	2013	2011	2012	2013
Benzina senza piombo	euro/litro	1,555	1,787	1,749	0,860	1,027	1,035	0,695	0,759	0,714
Gasolio auto	euro/litro	1,448	1,705	1,659	0,703	0,902	0,909	0,745	0,803	0,750
Gpl auto	euro/litro	0,755	0,823	0,806	0,254	0,290	0,289	0,501	0,533	0,517
Gasolio riscaldamento	euro/litro	1,356	1,454	1,421	0,632	0,656	0,652	0,724	0,799	0,768
Olio comb. denso Btz	euro/kg	0,614	0,711	0,631	0,087	0,096	0,089	0,527	0,615	0,542

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

cento): si tratta di aumenti legati all'incremento dell'aliquota IVA al 22 per cento a partire da ottobre. **Complessivamente le tasse rappresentano il 59 per cento del prezzo finale della benzina e il 55 per cento del gasolio.**

Le importazioni e le esportazioni

Nel 2013 le **importazioni italiane di greggio** sono state pari a poco meno di 59 milioni di tonnellate, con un crollo del 15,1 per cento rispetto all'anno precedente: si tratta del **valore più basso dai primi anni '60**. Di queste, oltre 52 milioni sono state importate in "conto proprio" (-15,8 per cento) e 6 da "committenti esteri" (-8,5 per cento).

Risultate invece in **sensibile aumento sia le importazioni dei prodotti finiti** (pari a 12,7 milioni di tonnellate, +12,6 per cento), che di **semilavorati esteri** (pari a 8,1 milioni di tonnellate, +18,7 per cento).

Consistente invece la diminuzione delle esportazioni di greggio, semilavorati e prodotti finiti, che si sono attestate sui 24,4 milioni di tonnellate (-17,9 per cento).

Il riarsi della tensione in Libia, nel corso del 2013 ha determinato una riduzione dei flussi di greggio dal nostro tradizionale primo fornitore. I mancati volumi, e quindi il suo posto, sono stati presi **dall'area ex-sovietica, che con Russia (19,1 per cento), Azerbaijan (18,3 per cento) e Kazakhstan (7,6 per cento), ha garantito nel complesso quasi il 45 per cento del greggio arrivato in Italia.**

Rispetto al 2010, quando le provenienze dalle tre aree (Africa, ex Unione Sovietica e Medio Oriente) erano assolutamente bilanciate (circa 33 per cento ciascuna), le **turbolenze geopolitiche hanno ridotto sia il peso dell'Africa (28,9 per cento), sia quello del Medio Oriente (22,7 per cento)**, rendendoci quindi più sensibili alle recenti vicende dell'area sovietica.

Italia Le provenienze del greggio

	Milioni di tonnellate							Peso percentuale						
	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013
MEDIO ORIENTE	26,8	30,6	30,8	25,9	25,7	19,1	13,3	35,9	36,6	34,5	32,9	35,7	27,8	22,7
– di cui: Arabia Saudita	8,1	8,4	12,6	5,6	9,9	10,0	8,1							
Iran	9,5	10,4	9,6	10,4	9,1	3,2	0,0							
Iraq	3,4	8,2	5,9	7,4	5,2	5,9	4,9							
Siria	0,9	2,0	2,6	2,5	1,5	0,0	0,0							
AFRICA	40,4	32,2	30,6	24,6	16,9	23,0	16,9	54,1	38,5	34,2	31,3	23,4	33,5	28,9
– di cui: Libia	24,5	21,9	23,3	18,2	4,6	14,4	8,2							
Algeria	4,6	3,2	2,9	0,7	1,0	0,6	1,7							
Egitto	6,2	3,3	0,7	1,4	2,2	1,5	1,2							
Nigeria	1,3	1,1	1,6	0,8	2,4	2,4	3,1							
EX URSS	6,2	16,1	24,5	25,9	27,4	25,7	26,3	8,3	19,2	27,4	33,0	38,0	37,4	45,0
– di cui: Russia	n.d.	13,9	18,4	11,9	11,3	10,3	11,2							
Azerbaijan	n.d.	1,8	2,9	11,0	13,0	10,7	10,7							
AMERICA LATINA	0,5	0,5	0,1	0,3	0,2	0,0	0,6	0,7	0,6	0,2	0,4	0,2	0,0	1,0
EUROPA/MARE DEL NORD	0,6	4,3	3,3	1,9	1,9	0,9	1,4	0,8	5,1	3,7	2,4	2,7	1,3	2,4
ALTRE PROVENIENZE	0,2	–	–	–	–	–	–	0,2	–	–	–	–	–	–
TOTALE	74,7	83,7	89,3	78,6	72,1	68,8	58,4	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	35,0	37,6	27,1	74,3	65,7	62,8	55,6	48,6	54,6	46,4

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Italia L'approvvigionamento petrolifero

(Milioni di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013 ⁽¹⁾
Importazioni di greggio	74,7	73,6	83,7	89,3	78,6	72,1	68,8	58,4
– di cui conto proprio	63,1	70,4	77,1	85,3	72,2	67,0	62,3	52,5
– di cui conto committente estero	11,6	3,2	6,6	4,0	6,4	5,1	6,5	5,9
Importazione di semilavorati	12,1	8,6	6,6	5,9	6,9	6,3	6,8	8,1
Importazioni di prodotti finiti ⁽²⁾	23,5	25,1	22,3	14,0	12,7	12,9	11,2	12,7

⁽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).

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

Osserva prezzi carburanti Come previsto dalla Legge Sviluppo (Legge n. 99 del 2009 art. 51) e dai relativi provvedimenti attuativi (Decreto Ministeriale 15 ottobre 2010 e Decreto Ministeriale 17 gennaio 2013), dopo il periodo iniziale di applicazione ai soli impianti della rete autostradale, **a decorrere dal 16 settembre 2013 è divenuto obbligatorio per i gestori di tutti gli impianti di distribuzione di carburante dell'intera rete stradale comunicare al Ministero dello Sviluppo Economico i prezzi praticati per tutte le tipologie di carburanti** (benzina, gasolio, Gpl e metano) **e per tutte le forme di vendita** (con priorità per la modalità self service, se attiva durante l'intero orario di apertura), **ai fini della loro pubblicazione su un apposito sito web (<https://carburanti.mise.gov.it>)**.

Questa attività di monitoraggio ed informazione al consumatore, realizzata dalla Direzione Generale per il mercato, la concorrenza, il consumatore, la vigilanza e la normativa tecnica, mira a migliorare la conoscenza e la trasparenza nel mercato dei carburanti, fornendo ai consumatori la possibilità di sapere in tempo reale il prezzo praticato.

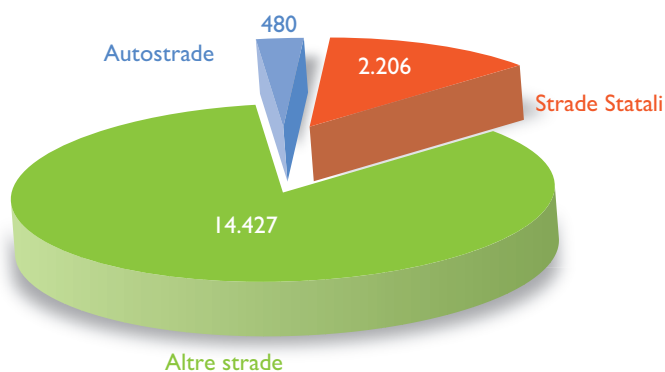
Il monitoraggio offre all'utente altre informazioni, relative ai prezzi di eventuali carburanti speciali venduti o ad altri servizi *non-oil* eventualmente presenti nel punto vendita (*food and beverage*, servizi per disabili, bancomat, ecc.).

Il prezzo deve essere comunicato dai gestori dei punti vendita ad ogni variazione in aumento del prezzo praticato e comunque almeno una volta a settimana.

Ad oggi risulterebbero iscritti all'anagrafe dei punti vendita carburanti oltre 17.000 distributori su un totale stimato di 24.000.

Sono stati quindi attivati i primi controlli da parte degli organismi competenti e della Guardia di Finanza sul rispetto dell'obbligo di comunicazione dei prezzi da parte dei distributori di carburante.

Italia – Totale punti vendita carburanti registrati nell'OsservaPrezzi (17.113 a maggio 2014), distinti per tipologie di strade.

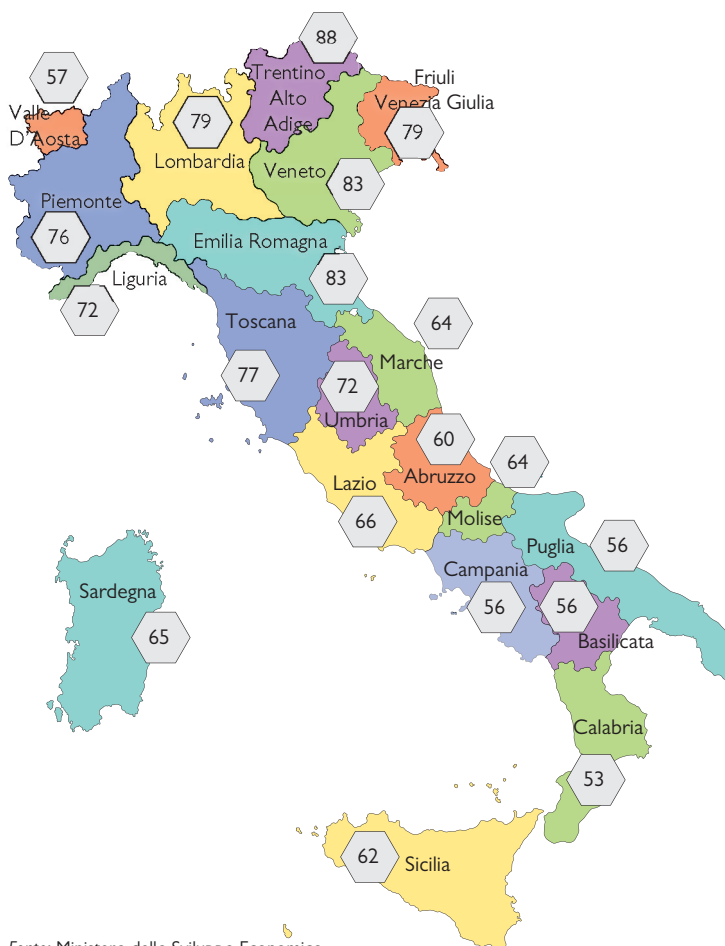


Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

I controlli previsti dalla normativa in essere sono stati rafforzati dalla Circolare n. 9506 del 21 gennaio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico, inviata all'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), con la quale si invitano le Amministrazioni comunali ad eseguire i controlli sugli impianti sia relativamente alla loro iscrizione nel database del Ministero, sia sulla corrispondenza dei prezzi esposti rispetto a quanto comunicato online.

Nel maggio di quest'anno il Ministero ha inoltre lanciato un'apposita "app" gratuita per fornire agli automobilisti uno strumento con cui accedere ai prezzi praticati dai distributori presenti lungo il proprio itinerario di viaggio, che vengono identificati sul percorso stradale con icone di gradazioni cromatiche diverse dal prezzo più basso a quello più alto comunicato.

Italia – Percentuale impianti iscritti a OsservaPrezzi sul totale impianti regionale (Aprile 2014)



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Italia – La nuova "app" fornita dal Ministero dello Sviluppo Economico agli automobilisti per orientarli sui prezzi praticati dai distributori



Prezzo
più basso



Prezzo
più alto

Il downstream italiano

La raffinazione

Anche nel 2013 l'eccesso di capacità, il calo della domanda interna e la crescente concorrenza dei flussi di prodotti di importazione hanno rappresentato dei **fattori di debolezza strutturale per il comparto della raffinazione**.

Inoltre, il basso tasso di utilizzo degli impianti, insieme a margini in decisa contrazione, hanno contribuito ad **acuire i problemi di sostenibilità economica** già presenti, portando alla chiusura, dopo la Raffineria di Roma, anche quella della IES di Mantova a inizio 2014 e alla trasformazione in bioraffineria della Raffineria di Marghera.

Nonostante la riduzione temporanea o definitiva delle capacità degli impianti, la riduzione continua e grave dei consumi è così soverchiante che permane **tuttora una strutturale situazione di overcapacity**.

Nel 2013 la capacità di raffinazione installata è stata pari a 99 milioni di tonnellate, a fronte di lavorazioni per circa 71 milioni, con un calo di

oltre il 12 per cento. **Il tasso di utilizzo è stato pari al 72 per cento, che scende al 66 per cento** se viene rapportato ai soli consumi interni e sembra non essere destinato a migliorare a breve. Le lavorazioni, sia per i quantitativi di greggio che per i semilavorati esteri, **risultano non essere state mai così basse**.

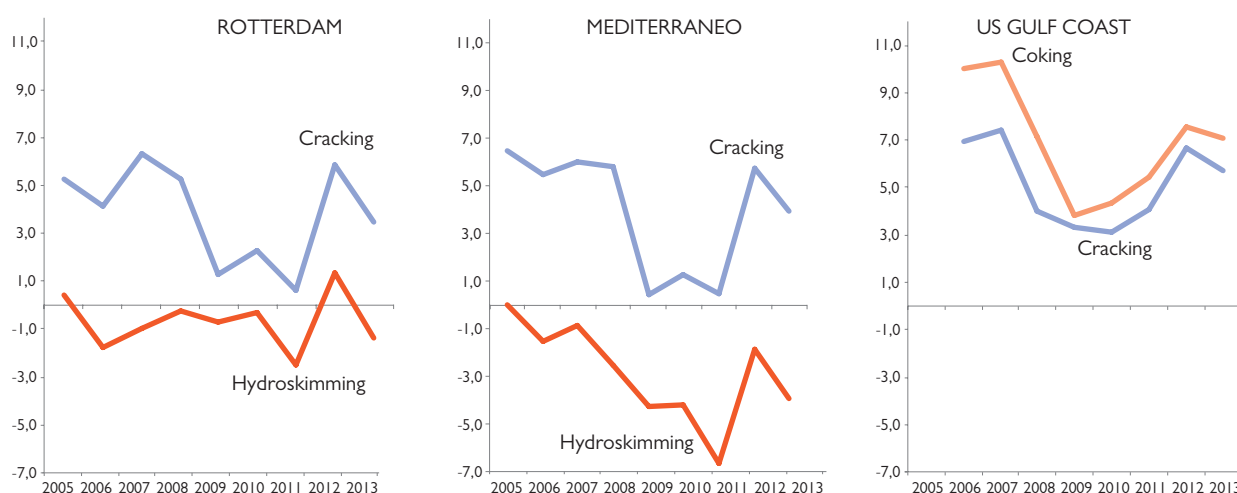
Al 1° gennaio 2014 la capacità di raffinazione effettivamente disponibile **ammontava a 98,1 milioni di tonnellate che scendono a 91,3 a seguito delle ultime trasformazioni**.

La **capacità di desolforazione del sistema di raffinazione**, cioè degli impianti idonei a produrre le qualità di carburanti secondo le specifiche sul tenore di zolfo richieste, sempre al 1° gennaio 2014, era pari a 46,1 milioni di tonnellate, in flessione del 6 per cento per cento rispetto al 2011, prima del ridimensionamento degli assetti impiantistici.

Per quanto riguarda i **margini di raffinazione**, nel 2013 in Europa hanno ripreso a scendere soprattutto nella seconda metà dell'anno, vanificando il breve recupero del 2012 e ri-

Nord Europa/Mediterraneo/Area del Golfo (Usa)

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



Fonte: IEA, 2014

Italia L'attività delle raffinerie (Milioni di tonnellate)

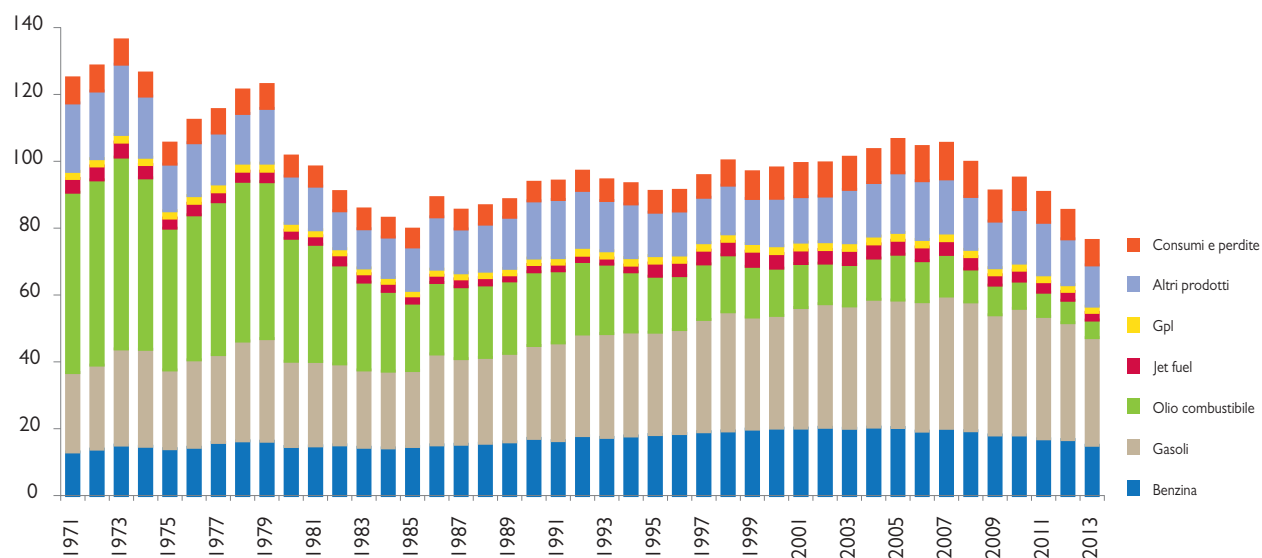
	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Lavorazioni	94,2	101,0	90,3	84,8	80,5	70,8
– greggio nazionale	4,5	5,5	5,0	4,9	4,9	5,0
– greggio estero	82,9	88,7	78,5	73,3	68,8	57,9
– semilavorati di importazione	6,8	6,8	6,8	6,6	6,8	7,9
Altri semilavorati, additivi, biocarburanti, ossigenati	3,8	5,5	4,6	5,9	4,8	5,5
Totale materia prima trattata	98,0	106,5	94,9	90,7	85,3	76,3
– di cui conto committenti esteri	6,7	3,9	6,9	6,1	8,4	8,2
Capacità di raffinazione ⁽¹⁾	100,2	100,2	106,6	106,3	103,1	99,1
% di utilizzazione ⁽²⁾	94	100	85	80	78	72

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

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

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico e Istat

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



manendo su valori non remunerativi: tutte le lavorazioni hanno mediamente perso circa 2 dollari/barile di margine, trasformandosi in valori fortemente negativi per le lavorazioni meno complesse.

Rispetto alla media del periodo 2006-2008 per le lavorazioni cracking, i margini per il Brent sono passati da 5,2 a 3,5 dollari al barile (-34 per cento), mentre per le lavorazioni Ural da 5,8 a 3,9 dollari al barile (-32 per cento).

Nel corso dell'anno sono stati comunque necessari investimenti per ottimizzare gli impianti e fronteggiare la congiuntura negativa.

Gli investimenti stimati nel 2013 sono stati pari a 1,4 miliardi di euro, di cui il 67 per cento destinato all'ammodernamento degli impianti o per la loro trasformazione.

Anche in Europa la situazione non è molto cambiata nel corso del 2013, confermando tutti i timori esistenti sul futuro di un settore strategico per la sicurezza degli approvvigionamenti dovuto alla perdurante perdita di competitività nei confronti di operatori extra-Ue.

Il fenomeno è molto più sentito nell'area del Mediterraneo dove il processo di razionalizzazione è ancora in pieno divenire rispetto al Nord Europa, come provano i tassi di lavorazione: 65-70 per cento contro l'80 per cento.

Alla base dell'attuale situazione di crisi, ci sono tuttavia fattori comuni come i maggiori costi derivanti dal quadro normativo comunitario, combinati con un prezzo dell'energia e delle materie prime ampiamente più elevato rispetto ai competitori internazionali.

Una situazione fotografata chiaramente sia negli incontri istituzionali che si sono susseguiti nel corso dell'anno, che da studi specifici, come quello commissionato dal Ministro dell'Industria del Regno Unito che evidenzia bene come il peso della legislazione comunitaria impatti sui margini di raffinazione da 2 a 7 dollari/barile, non considerando gli indicatori governati dalle leggi di mercato su cui si può agire solo in misura limitata (prezzo dell'energia, delle materie prime e altri fattori esogeni).

Un analogo studio è stato promosso dall'Unione Petrolifera per la situazione specifica dell'Italia: *"An assessment of the contribution of the Italian Refining Sector to the Italian economy and the impact of legislation on its future"*, realizzato da IHS¹.

¹ Vedi Focus a pagina 52.

In realtà, su questi aspetti la Commissione europea sembra avere ormai acquisito una piena consapevolezza, anche se ancora non si sono avute azioni concrete e conseguenti, tenuto conto che le Direzioni generali Clima e Ambiente hanno confermato tutti gli obiettivi, estremamente ambiziosi, delle politiche promosse in questi ultimi anni senza preoccuparsi degli effetti sociali e industriali di tali scelte.

Anche il cosiddetto *"Fitness Check"*², istituito lo scorso anno dalla Direzione Energia per valutare l'impatto cumulativo della legislazione sul settore della raffinazione, non sembra possa indurre la Commissione stessa a rivedere la legislazione in senso meno restrittivo.

È auspicabile che il semestre europeo a guida italiana possa riuscire a orientare le decisioni della Commissione europea verso provvedimenti coerenti con le politiche di sostegno e sviluppo dell'industria manifatturiera, che rappresenta l'unica possibilità di concreta crescita per l'economia europea.

In questo senso, in un recente intervento al Parlamento sulla Strategia energetica nazionale, il viceministro allo Sviluppo Economico, Claudio De Vincenti, ha ribadito l'intenzione di proseguire la continuazione del forum sulla raffinazione, di cui l'ultimo appuntamento si è avuto a fine maggio, al fine di giungere a *"un proficuo coordinamento tra strategie e azioni nei settori dell'energia e della politica industriale"*.

² In teoria il compito del *fitness check* è quello di una valutazione quantitativa dell'impatto della legislazione comunitaria sui costi e sui margini della raffinazione, nonché qualitativa per verificarne l'efficacia, la coerenza e le aree di sovrapposizione (le principali misure con un impatto diretto o indiretto sulla competitività della raffinazione sono: Direttiva Rinnovabili, Direttiva Fuel, Direttiva sulla Tassazione energetica, Direttiva Emission Trading, Direttiva Emissioni Industriali, Direttiva Scorte, Direttiva qualità dei Bunker marini, Direttiva Efficienza Energetica).

Italia L'impatto della crisi sull'industria petrolifera (2011-2014)

Raffinerie	Località	Note	Capacità effettiva ^(*)
ALMA	Ravenna		
API	Falconara M. (AN)	Attività temporaneamente sospese dal 1° gennaio 2013 al 1° luglio 2013	3,9
ENI Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	Attività sospese da novembre 2011 ad aprile 2012. Fermata ad agosto 2013 per la trasformazione in Green Refining (produzione di biocarburanti)	4,2
ENI Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)		8,5
ENI Div. Refining & Marketing	Livorno		4,3
ENI Div. Refining & Marketing	Taranto		5,5
ISAB	Priolo G. (SR)		19,4
ESSO	Augusta (SR)		8,8
IES	Mantova	Attività sospesa ad inizio 2014 per la trasformazione in polo logistico	2,6
IPLOM	Busalla (GE)		1,75
RAFFINERIA DI GELA	Gela (CL)	Attività temporaneamente sospese da maggio 2012 ad aprile 2013	5,0
RAFF. DI MILAZZO	Milazzo (ME)		9,8
RAFFINERIA DI ROMA	Pantano (RM)	Trasformata in polo logistico per lo stoccaggio dei prodotti petroliferi a settembre 2012	4,3
SARAS	Sarroch (CA)		15,0
SARPOM	Trecate (NO)		8,75
TAMOIL	Cremona	Trasformata in polo logistico integrato a fine 2011	4,5
Totale al 1° gennaio 2011			106,3
Totale al 1° gennaio 2012			103,1
Totale al 1° gennaio 2013			99,1
Totale al 1° gennaio 2014			98,1

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

Fonte: Unione Petrolifera

Evoluzione assetti di mercato Margini di raffinazione non remunerativi, domanda interna e tassi di utilizzo degli impianti ai minimi storici hanno comportato una revisione delle decisioni strategiche e in alcuni casi la ricerca di altri partners con cui supportare le potenzialità degli asset industriali ed evitarne la chiusura. Tuttavia proprio gli interessi mostrati da importanti soggetti esteri, che nonostante il quadro decisamente critico hanno deciso di investire nel nostro Paese, appare come un segno di apprezzamento e di conferma per un patrimonio produttivo e industriale come quello del comparto petrolifero, che resta evidentemente strategico.

Nell'**Eni** l'unico socio sopra il 2 per cento, a parte il Tesoro che ne possiede il 30,5 per cento¹, è la People's Bank of China, che detiene dal 21 marzo u.s. il 2,102 per cento delle sue quote di capitale. Non solo la Cina, ma anche il Kuwait, attraverso la Kuwait Petroleum Corporation (KPC), holding petrolifera di proprietà statale, ha deciso con coraggio di investire, mostrando fiducia nel nostro Paese: in particolare si evidenzia l'operazione di acquisizione dei business Rete, Aviazione, Supply e Distribuzione del gruppo anglo-olandese Shell, sottoposta al preventivo parere dell'Antitrust.

In linea con la strategia di concentrare le attività globali del downstream in un più limitato numero di asset e di mercati, nel 2013 la **Shell** ha riorganizzato la propria presenza in Italia. Dal 1° ottobre ha formalmente incorporato Shell Italia (dove sono rimaste le attività di vendita) i business lubrificanti extra-rete e marina e Gas & Power, confluiti rispettivamente nelle newco Shell Italia Oil Products e Shell Energy Italia. Le due nuove società si vanno ad affiancare a Shell Italia E&P, attiva nell'upstream. A seguito del completamento dell'operazione, la rete di punti vendita Shell sarà integrata con quella **Kpi**, della quale adotterà progressivamente il marchio.

A giugno 2013 si è conclusa l'opa parziale di **Rosneft** su 69,3 milioni di azioni **Saras** pari al 7,3 per cento del gruppo. Rosneft, che già aveva il 13,7 per cento dell'azienda, ha raggiunto così il 21 per cento. Nel corso dell'anno la Angelo Moratti Sapa, proprietaria della quota di controllo con il 50,02 per cento delle azioni Saras, ha subito una riorganizzazione interna fra i soci e si è scissa in due accomandite con stesse quote (25,01 per cento detenuto da ciascuna), la Gian Marco Moratti Sapa e la Massimo Moratti Sapa, con efficacia dal 1 ottobre 2013. Per garantire la continuità del controllo di Saras, le società hanno sottoscritto un patto parasociale trimestrale, che prevede l'esercizio congiunto dei diritti di voto nelle azioni Saras e che ciascuna società non possa trasferire ad altri le azioni senza il consenso dell'altra.

A novembre infine è stato approvato il progetto di fusione per incorporazione di **Arcola Petrolifera** Srl in Saras Spa, che diverrà efficace nella seconda metà del 2014.

All'inizio di quest'anno la **Erg** ha perfezionato l'esercizio dell'opzione *put* su **Lukoil** per la quota residua del 20 per cento di Isab Srl e ha contestualmente ceduto l'impianto Isab Energy², di cui aveva acquisito il 49 per cento del capitale sociale da GdF Suez, Isab Energy Services e un impianto solare da 1 MW.

La **Lukoil Italia** si espande quindi ancora nel mercato italiano: entrata nel 2012 nel mercato extra rete, a fine 2013 ha aumentato la sua quota in Isab dall'80 per cento al 100 per cento e sta progressivamente aumentando le sue stazioni di servizio, giunte a 17 punti vendita a fine scorso anno.

¹ Il 26 per cento tramite la Cassa Depositi e Prestiti (CDP).

² Società proprietaria dell'impianto di produzione di energia elettrica IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), da 528 MW di Priolo Gargallo.

Investimenti e attività industriali Di fronte al perdurare di una crisi profonda, gli operatori sono stati spinti a rivalutare gli asset esistenti per decidere la sostenibilità economica e industriale e avviare processi di trasformazione o di rilancio delle attività. In particolare per quanto riguarda gli **impianti di raffinazione**:

■ nella **Raffineria di Augusta** è stato completato a fine 2013 un nuovo impianto di cogenerazione da 188 MW termici. Tale importante investimento rappresenta un fondamentale passo per il miglioramento dell'efficienza della Raffineria e comporterà la riduzione delle emissioni in atmosfera consentendo anche all'impianto di autoprodotte l'energia necessaria alle sue attività;

■ per la **Raffineria di Gela**, che costituisce un polo integrato a monte con la produzione di greggi pesanti dei giacimenti siciliani e a valle con gli adiacenti impianti petrolchimici, durante l'estate è stato lanciato un piano di investimenti per circa 700 milioni di euro per ammodernare e rinnovare gli impianti, massimizzando la produzione di diesel e interrompendo quelle di benzina e polietilene.

Il piano prevede di migliorare ulteriormente la sostenibilità e accrescere la tutela dell'ambiente con una riduzione delle emissioni, anche oltre le più recenti prescrizioni AIA, trasformandolo in un polo tecnologico: verranno infatti realizzati nuovi impianti tecnologicamente avanzati (hydrocracking di ultima generazione); sarà utilizzato il nuovo catalizzatore T-Sand (brevettato da Eni) per la produzione di gasoli di elevata qualità; verrà realizzato il primo sistema Eni "zero waste" per la produzione di energia da rifiuti industriali. Infine, proseguirà l'attività di ricerca e sviluppo per la produzione di biocarburanti di terza generazione dalle alghe.

Il piano prevede la fermata produttiva della linea benzine già entro il primo semestre 2014, mentre la massimizzazione della produzione di diesel sarà a regime nel 2017.

La riduzione delle emissioni sarà raggiunta anche con l'implementazione del processo di depurazione dei fumi e tre caldaie saranno sostituite da due di nuova generazione. Solo nei primi mesi dell'anno in corso è stata raggiunta un'intesa con il Ministero dell'Ambiente per sbloccare gli investimenti programmati;

■ la **Raffineria di Marghera** da agosto 2013 ha sospeso le attività per subire la trasformazione dei suoi impianti in "Green Refinery", che con un investimento di circa 100 milioni di euro dovrebbe essere a regime nel secondo trimestre del 2014. La bio-raffineria produrrà il Green Diesel, una nuova generazione di bio-fuel 'drop-in' di alta qualità, principalmente, all'80 per cento, Hydrotreated Vegetable Oil (HVO), ma anche nafta e Gpl verde rimpiazzando il biodiesel FAME. La tecnologia che sarà utilizzata è la Ecofining di UOP/Eni¹, costituita da un impianto di reazione a due stadi (deossigenazione/idrogenazione e isomerizzazione). L'avvio degli impianti è stato predisposto già dai primi mesi dell'anno in corso: a febbraio è stato effettuato il primo rifornimento di olio di palma certificato da biocombustibili e la produzione di biocarburanti è prevista per aprile. Nella prima fase, la tecnologia Ecofining sarà usata insieme con le esistenti unità di raffinazione, consentendo una capacità massima di 400.000 tonnellate annue (circa 9.000 barili/giorno). Una volta che la seconda fase sarà terminata nel 2015, una nuova unità incrementerà la capacità produttiva a 560.000 tonnellate anno (13.000 barili/giorno).

■ la **Raffineria di Milazzo**, che il 22 novembre ha raggiunto il traguardo dei tre anni senza infortuni, ha comunicato investimenti per 92 milioni di euro nel corso del 2014.

¹ Con il brevetto è stato conseguito nel 2010 il "Sustainable Energy Award". Grazie alla peculiarità di tale processo, la raffineria potrà usare cariche biologiche flessibili: sia biomasse oleose di prima generazione, che di seconda generazione (grassi animali, oli esausti di cottura e waste del ciclo agricolo) o di terza generazione (oli da alghe e rifiuti).

Per quanto riguarda gli eventi che nel corso del 2013 hanno riguardato le attività delle **infrastrutture di trasporto** del greggio e prodotti, si segnala che:

■ il gruppo **TAL**, consorzio transfrontaliero che gestisce l'oleodotto europeo, di cui fa parte la **Siot** di Trieste, ha toccato nel 2013 il record storico di movimentazione del petrolio greggio. L'aumento dei traffici, giunti a 41,3 milioni di tonnellate di greggio (+18,3 per cento) da 502 navi, al Terminale Marino SIOT, è stato conseguente principalmente a un maggiore approvvigionamento della raffineria di Karlsruhe, una delle più grandi della Germania, che ora viene rifornita esclusivamente dal porto di Trieste tramite l'Oleodotto Transalpino.

Si è rilevato inoltre un incremento della fornitura di petrolio greggio alla Repubblica Ceca che - con l'ingresso dell'azienda statale Mero nell'assetto societario del Gruppo TAL - ha voluto garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico in alternativa al greggio proveniente dalla Russia. Il potenziamento dell'oleodotto Transalpino è stato inserito nell'elenco Ue dei progetti di interesse comune;

■ il progetto dell'Autorità Portuale di realizzazione del terminal petrolifero offshore a Venezia ha ottenuto anche la VIA della Commissione Nazionale. Il nuovo terminal, che prevede investimenti sui 2,5 miliardi di euro, 1.400 addetti e sarà realizzato in 7 anni, consiste in una diga di 4 km ad 8 miglia dalla costa con 3 approdi di altura e sarà collegato agli impianti della costa attraverso un oleodotto;

■ è infine stato siglato con la Regione Sicilia un accordo con il gruppo **Eni** per la ricostituzione della diga foranea del porto di Gela, con un investimento di 140 milioni di euro, a fronte del rinnovo ventennale della concessione demaniale per l'uso dello scalo marittimo.

In riferimento alle **attività di bonifica e riqualificazione** delle aree:

■ nel 2013 il progetto **Kpi** di riqualificazione dei 38 ettari delle aree dismesse a Napoli Est, ha partecipato alla fiera internazionale Eire, dopo aver ricevuto nel 2009 la segnalazione della Fondazione Landscape Architecture Europe (LAE) ed essere stato selezionato per l'Expo di Shanghai nel 2010;

■ nei primi mesi dell'anno in corso è stato approvato il progetto **Eni** per la messa in sicurezza operativa dell'isola petroli a Porto Marghera e il protocollo attuativo dell'accordo di programma per il SIN di Porto Marghera. Il progetto di trasformazione del sito in polo della chimica verde prevede investimenti complessivi per circa 200 milioni di euro.

Per quanto riguarda infine i **prodotti** e le **tecnologie** si segnala che:

■ il gruppo **Petronas** ha deliberato, alla fine del 2013, un investimento di 50 milioni di dollari per la realizzazione di un Centro di ricerca mondiale sito nei comuni di Santena e Villastellone (TO), per lo sviluppo di lubrificanti e carburanti, dedicato a tutto il gruppo con destinazione automotive e usi industriali. La decisione è stata presa tenendo conto sia delle collaborazioni in essere con gli atenei torinesi che con istituti di ricerca;

■ all'inizio 2014 è stato firmato un accordo fra la **Viscolube** e la Baosteel Waste Oil Processing Co. per lo sviluppo di un impianto di rigenerazione in partnership a Shanghai. La tecnologia Viscolube è collaudata da anni a Pieve Fissiraga e a Ceccano, consente di realizzare basi lubrificanti con caratteristiche uguali se non superiori alle basi lubrificanti di prima raffinazione, contribuendo al recupero e al riciclo degli oli usati secondo standard ambientali fra i più elevati al mondo. L'azienda, che è leader in Europa, aveva firmato in precedenza anche accordi di cessione della tecnologia in Venezuela, Polonia, Indonesia, Spagna, Pakistan e Stati Uniti.

Studio IHS sulla raffinazione italiana “An assessment of the contribution of the italian refining sector to the italian economy and the impact of legislation on its future”

Lo studio commissionato da Unione Petrolifera a IHS, intende fornire ai *policy-maker* elementi di giudizio utili per delineare una chiara politica industriale per la raffinazione, che coniughi sostenibilità ambientale e mantenimento di una capacità produttiva strategica per il Paese. L'industria della raffinazione rimane un settore strategico di cui l'Italia ha bisogno per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e per il contributo che dà in termini economici e sociali.

La lunga crisi economica, particolarmente dura in Italia, ha infatti avuto un forte impatto negativo sull'industria della raffinazione, con conseguenze pesanti sia in termini occupazionali che economici. L'industria petrolifera è chiamata a investire nell'immediato futuro diversi miliardi di euro, soprattutto per rispondere alle nuove prescrizioni ambientali, oltre che per esigenze operative, senza però al momento alcuna prospettiva di un ritorno economico.

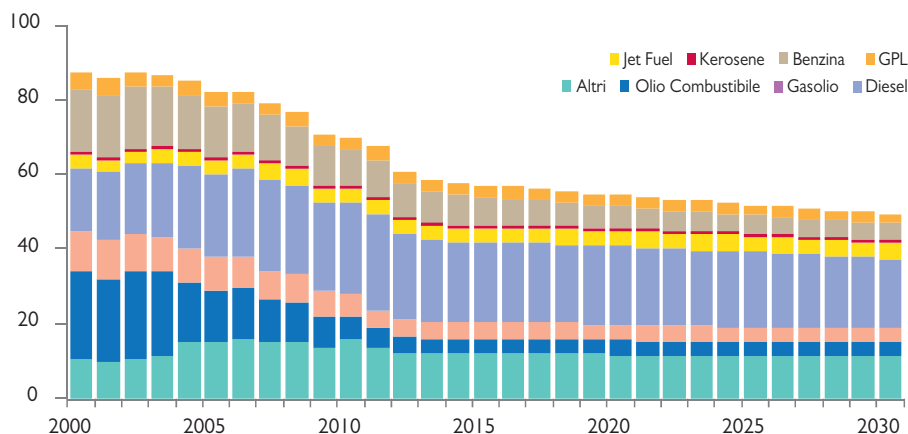
L'attuale normativa ambientale impone investimenti pari a 3 miliardi di euro entro il 2020 e altri oneri pari a 4 miliardi di euro per i costi operativi che oggi l'industria della raffinazione italiana non è in grado di sostenere. La normativa nazionale e la burocrazia rendono ancora più pesanti questi oneri dovuti a tempi autorizzativi eccessivamente lunghi, che costano fino a 1,5 miliardi di euro, e che frenano gli investimenti aggravando lo svantaggio competitivo dell'Italia.

Nell'area del Mediterraneo negli anni si è allargato il divario sui margini lordi nei confronti sia del Nord Europa che degli Stati Uniti. I margini di raffinazione nel Mediterraneo mediamente più bassi di 1 dollaro/barile rispetto al Nord Europa, oggi inferiori di 2 dollari/barile. In Italia dal 2008 i margini netti di raffinazione sono stati costantemente negativi, il che rende potenzialmente a rischio tutte le raffinerie italiane anche quelle tecnologicamente più avanzate.

Le analisi condotte da IHS sui dati dei margini delle raffinerie valutati anche con le sti-

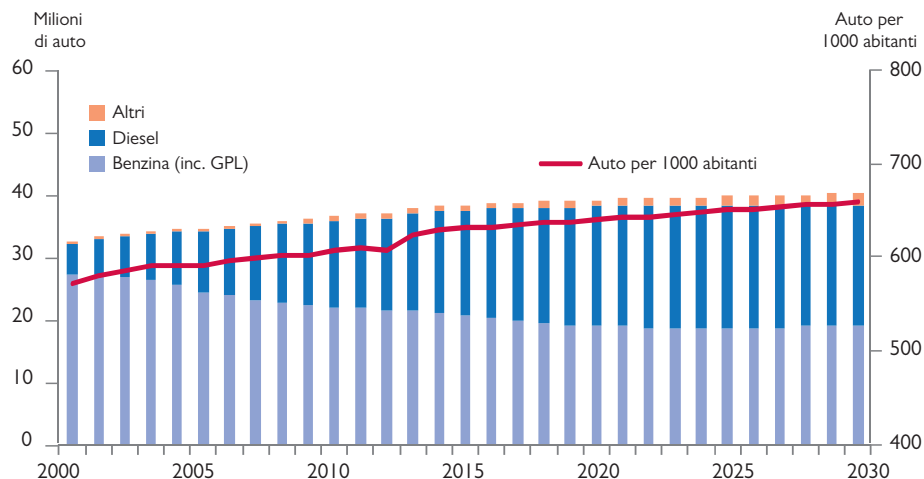
Italia – Domanda di prodotti petroliferi al 2030

(Milioni di tonnellate/anno)



Fonte: AIE (dati storici), IHS (forecast)

Italia – Parco auto per alimentazione al 2030



Fonte: AIE (dati storici), IHS (forecast)

me degli ulteriori costi operativi, suggeriscono che solo alcune delle attuali raffinerie operative in Italia conseguirebbero un risultato operativo positivo nel lungo termine. In termini di capacità di raffinazione, in questo scenario, si prevede che circa il 60 per cento della capacità operativa corrente possa chiudere e che solo il 40 per cento della capacità corrente continui ad operare, anch'essa tuttavia a rischio di chiusura.

Se la maggior parte dell'industria della raffinazione italiana dovesse chiudere, l'Italia diverrebbe un importatore netto di tutti i combustibili di raffineria, diventando molto dipendente dal mercato internazionale (al di fuori dell'Unione Europea) per l'approvvigionamento di prodotti raffinati. Con il 40 per cento della capacità corrente in funzione, la copertura dei prodotti raffinati per tutti i principali prodotti (Jet fuel, cherosene, diesel/gasolio, olio combustibile) sarebbe ad alto rischio, con solo la benzina nella categoria a basso rischio.

Queste valutazioni derivano dal modello MOSES (*Model of Short Term Energy Security*) sviluppato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia per valutare il grado di rischio sugli approvvigionamenti energetici di un Paese. Nel caso dei prodotti petroliferi raffinati, il Modello MOSES pone particolare attenzione alla dipendenza netta del Paese dalle importazioni di tutti i prodotti raffinati (*products deficit*). Secondo il MOSES, un Paese è ad **alto rischio di sicurezza** sugli approvvigionamenti energetici se il livello di importazione supera il 45 per cento della domanda interna. È a **rischio medio** se la dipendenza è compresa tra il 25 per cento e il 45 per cento, mentre è a **rischio basso** per livelli di importazione inferiori al 25 per cento.

Nello scenario di chiusura, la copertura del prodotto raffinato per tutti i principali prodotti, ad eccezione della benzina, sarebbe ben al di sotto del 55 per cento. L'Italia avrebbe quindi bisogno di importare grandi volumi di distillati medi provenienti da altre regioni del mondo, soprattutto dal Medio Oriente e dalla Russia, con forniture supplementari provenienti da Asia e Nord America. L'Italia (e gran parte dell'Europa) dovrebbe affidare il proprio approvvigionamento di prodotti petroliferi a regioni che storicamente sono caratterizzati da problemi di instabilità politica, per poi competere con le economie emergenti, quali Asia e India, dove la domanda di prodotti petroliferi è destinata a crescere.

Lo scenario di chiusura conseguente all'impatto della legislazione ambientale rappresenta

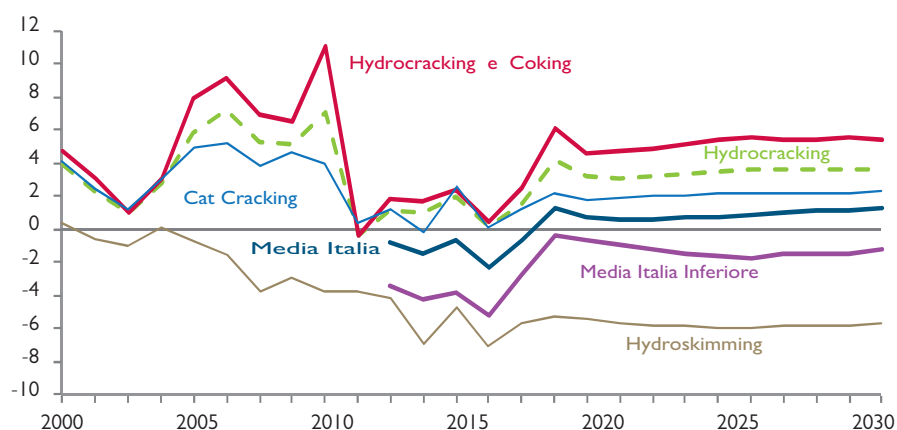
FOCUS

una grave perdita per l'economia italiana e i risultati nella sicurezza degli approvvigionamenti di prodotti raffinati si sposterebbero rapidamente dalla attuale situazione di basso rischio verso una situazione futura ad alto rischio.

L'attività di raffinazione necessaria per soddisfare la domanda italiana di prodotti petroliferi si svolgerebbe in altre parti del mondo, emettendo livelli simili di CO₂ e altre emissioni industriali, come se la capacità di raffinazione fosse rimasta in Italia. In questo modo è come se l'Italia avesse esportato in altri Paesi, che soddisfano la sua domanda di prodotti petroliferi, i problemi ambientali e quelli legati al cambiamento climatico, perdendo al contempo i vantaggi dell'avere un'industria locale altamente qualificata.

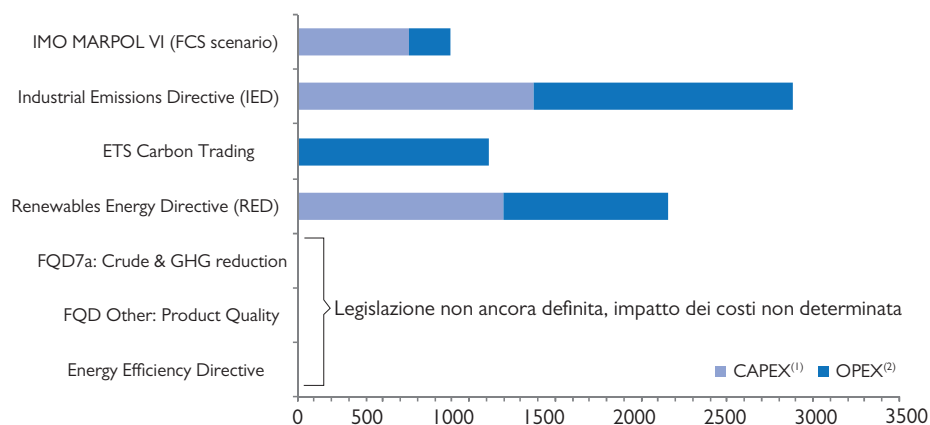
Dato che la sicurezza dell'approvvigionamento di prodotti petroliferi è molto importante per l'economia attuale e dato l'impatto significativo che l'interruzione della fornitura avrebbe sulla produzione economica, sulla qualità della vita e sulla sicurezza anche nazionale, crediamo che una tale situazione sia inaccettabile per l'Italia e i Governi dell'Unione europea e per questo dovrebbe certamente essere più che evitata.

Italia – Confronto fra i margini di raffinazione netti Cif italiani ed i benchmark IHS
(Previsioni in dollari/barile costanti 2013)



Fonte: IHS

Italia – Impatto dei costi della legislazione ambientale sulle Raffinerie italiane (2013-2035) (Migliaia di euro, non scontati ed esclusi i costi finanziari)



⁽¹⁾ CAPEX - Capital Expenditure. ⁽²⁾ Opex - Operating Expense.

Fonte: IHS

Gli assetti della rete

Al 1° gennaio 2013 la rete di distribuzione carburanti stimava 22.400 punti vendita rispetto ai 23.100 di inizio 2012, di cui il 51,5 per cento sociali (ossia facenti capo alle principali compagnie petrolifere), il **38,7 per cento convenzionati** (ossia di proprietà di terzi che espongono il marchio di una compagnia petrolifera in virtù di un contratto di fornitura esclusiva della durata massima di cinque anni) e il **9,8 per cento di altri operatori** (pompe bianche e Grande Distribuzione Organizzata - GDO).

In riduzione i **margini di distribuzione** sulla rete, che nel 2013 si sono attestati in media su livelli inferiori a quelli del 2012, evidenziando, ancora una volta, la **scarsa remuneratività del settore**, aggravata dal crollo dei consumi, conseguente alla crisi economica e alla forte pressione fiscale sui carburanti, che ha notevolmente frenato gli erogati.

La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità

Gli interventi normativi del 2011 e 2012¹ hanno determinato nel corso 2013 i primi effetti sul mercato della distribuzione dei carburanti, con particolare riferimento **all'utilizzo sempre maggiore delle attrezzature self-service**.

¹ Legge n. 27/2012 e la Legge n. 111/2011.

Il processo di rimozione dei vincoli e delle limitazioni nel mercato della rete, tuttavia, **non è stato ancora completato**, permanendo ancora vincoli al *non-oil*, alla contrattualistica e alla piena automazione degli impianti.

Quest'ultimo aspetto, in particolare, ha spinto la Commissione europea ad inviare, nel giugno 2013, una richiesta di informazioni allo Stato italiano, invitandolo a procedere, in tempi brevi, alla liberalizzazione completa dell'installazione **degli impianti completamente automatizzati senza la presenza del gestore**, ancora oggi limitata al di fuori dei centri abitati e, in alcune Regioni come la Toscana, alle sole zone aree montane e insulari carenti di servizio.

Per evitare la possibile procedura d'infrazione, il Governo ha inserito nella "Legge europea bis", attualmente all'esame del Parlamento, una **disposizione volta a consentire su tutto il territorio la libertà d'installazione ed esercizio di impianti di carburanti completamente automatizzati**.

Nonostante tali interventi, il **costante calo dei consumi** dei carburanti, dovuti all'accresciuto peso fiscale e alla congiuntura economica negativa, in assenza di uno sviluppo delle attività non-oil, **rende difficilmente sostenibile l'attuale assetto della rete**, ancora caratterizzato da un **eccessivo numero di impianti, spesso incompatibili con le norme in materia di sicurezza stradale** e sicuramente inefficienti.

In tale quadro, il Ministero dello Sviluppo Economico, a seguito di **un lungo tavolo di confronto con le rappresentanze del settore**, ha definito alcune proposte recepite in un appo-

Italia Carico fiscale sulla motorizzazione

(Miliardi di euro)

Voci di prelievo	2008	Peso %	2009	2010	2011	2013	Peso %
A) Acquisto	9,09	13%	9,48	8,64	7,96	6,87	9%
B) Possesso	5,78	8%	5,67	5,80	5,92	6,35	9%
C) Utilizzo	54,22	79%	51,18	57,38	56,16	59,51	82%
TOTALE	69,09	100%	66,32	66,83	70,05	72,73	100%

Fonte: ANFIA, Focus mercato autovetture Italia, 8 maggio 2014

Europa La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2013

	Numero totale punti vendita	% di punti vendita Self Service post pay	Erogato medio complessivo(*)
Austria	2.515	80	2.525
Belgio	3.158	n.d.	2.200
Danimarca	2.000	100	1.600
Francia	11.662	n.d.	3.370
Germania	14.678	99	3.200
Grecia	6.508	5	821
ITALIA	22.400	44	1.339
Olanda	3.885	98	2.512
Norvegia	1.819	100	2.069
Polonia	6.756	100	2.515
Portogallo	2.804	57	1.764
Regno Unito	8.714	95	3.906
Repubblica Ceca	3.728	98	1.674
Spagna	10.424	38	2.397
Svezia	2.716	100	2.415
Svizzera	3.567	95	1.624
Ungheria	1.562	52	2.074

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

Fonte: Risultati preliminari dell'indagine NOIA (National Oil Industries Associations) condotta da Unione Petrolifera

Italia Rete Punti Vendita carburanti in esercizio al 1° gennaio 2013 per Regione

	Totale Rete Punti Vendita(*)	di cui: autostradali	di cui: con gasolio	di cui: con Gpl
Piemonte	1.670	64	1.660	155
Val d'Aosta	76	5	75	3
Liguria	519	34	516	18
Lombardia	2.751	57	2.719	209
Trentino	335	10	335	31
Friuli Venezia Giulia	462	11	457	44
Veneto	1.393	37	1.381	169
Emilia Romagna	1.595	37	1.575	157
Toscana	1.384	32	1.376	167
Umbria	387	4	383	57
Marche	672	12	664	73
Lazio	2.041	43	2.011	200
Molise	154	4	151	17
Abruzzo	562	18	555	47
Campania	1.689	39	1.669	69
Puglia	1.301	22	1.288	145
Basilicata	215	2	212	27
Calabria	764	16	758	59
Sicilia	1.645	22	1.600	76
Sardegna	597	—	595	37
TOTALE CAMPIONE	20.212	469	19.980	1.760

(*) Dati riferiti agli impianti attivi, eroganti, del campione UP comprendente: Eni Div. R&M, Erg Spa, Esso, IES Italiana Energia e Servizi Spa, IP Gruppo Api, Q8, Shell, Tamoil e TotalErg. La complessiva rete punti vendita a fine 2012 è stimata in 22.400.

Fonte: Unione Petrolifera

sito disegno di legge, collegato alla Legge di stabilità 2014, approvato dal Consiglio dei Ministri nel dicembre 2013 e tuttora in attesa di essere esaminato dal Parlamento.

Elementi portanti del disegno di legge, tesi ad intervenire su una rete distributiva non più sostenibile, sono anzitutto un forte impulso alla **chiusura degli impianti** di carburanti, dando avvio ad un processo volto a ricondurre la rete a dimensioni più vicine a quelle europee.

Infatti il Disegno di legge introduceva, da un lato, **norme incisive in tema di incompatibilità e, dall'altro, contributi economici, a carico del settore, per incentivare la dismissione** dei punti vendita meno efficienti.

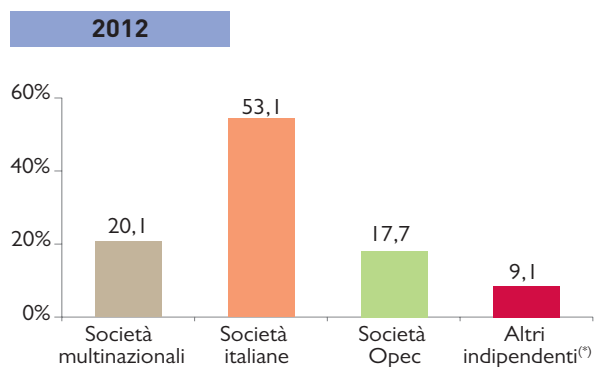
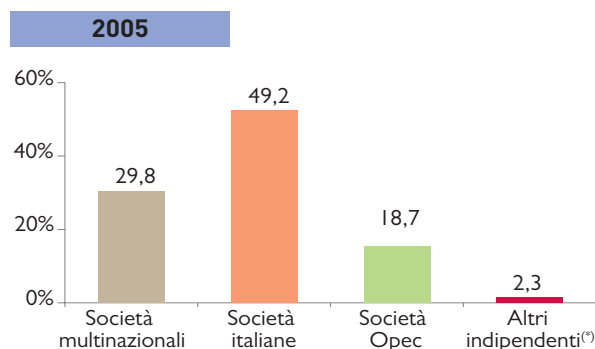
La proposta, che avrebbe dato avvio ad un processo volto a ricondurre la rete a dimensioni più vicine a quelle europee, ha però trovato l'opposizione soprattutto di Assopetroli in rappresentanza dei piccoli **imprenditori dell'area Centro-Sud, più colpiti dalle disposizioni** sulle chiusure dei punti vendita incompatibili.

Parallelamente, nel corso dell'anno sono state presentate **le prime istanze da parte dei titolari degli impianti per l'ottenimento dei contributi per le operazioni di smantellamento ed eventuale bonifica** dei siti dei punti vendita oggetto di chiusura, ai sensi del Decreto Ministeriale del 16 aprile 2013.

Tali richieste, una volta esaminate dagli Uffici del Ministero dello Sviluppo Economico e previo parere del Comitato tecnico per la ristrutturazione della rete, dovrebbero essere valutate ed approvate già nel corso del 2014 dalla **Cassa Conguaglio GPL, il cui funzionamento è stato prorogato al 31 dicembre 2016**, con apposito Decreto interministeriale. In tale quadro sono previsti nel 2014 due versamenti alla Cassa per alimentare il Fondo.

Altro tema di sicuro rilievo è quello relativo alla **tipizzazione di nuove forme contrattuali tra aziende e gestori**, prevista dalla Legge n. 27/2012, che si al momento si è sostanziato, nell'ottobre 2013, nella sottoscrizione da parte di **Assopetroli, Consorzio Grandi Reti,**

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



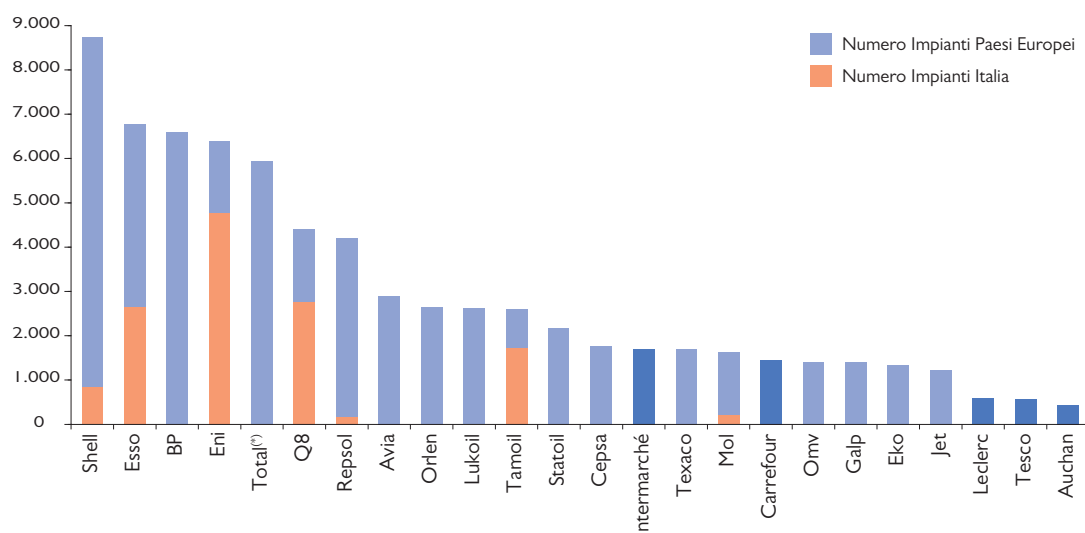
(*) Altri operatori non associati a Unione Petrolifera.

Italia Il ruolo dei maggiori operatori petroliferi nel 2012

	% 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	33,1	4.777
Esso	12,9	2.667
KPI	9,5	2.763
TotalErg	9,1	3.121
IP Gruppo Api	6,2	3.766
Tamoil	5,3	1.737
Shell	3,0	853
Altri	20,9	2.716
TOTALE	100,0	22.400

Fonte: Unione Petrolifera

Italia - Classifica dei marchi più diffusi sulla rete europea a fine 2012^(*)



^(*) La rilevazione ha considerato circa 133.000 impianti di 38 paesi dell'Europa allargata.

^(*) Non comprende i 3121 punti vendita della rete TotalErg in Italia (joint venture 51% Erg - 49% Total).

Fonte: Unione Petrolifera

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	4	9	2	1	-	-	1	17
Liguria	-	-	1	-	-	-	-	1
Lombardia	13	6	-	1	6	4	2	32
Veneto	3	2	-	-	2	1	1	9
Friuli Venezia Giulia	-	1	1	-	-	-	-	2
Emilia Romagna	1	-	6	7	-	-	-	14
Toscana	-	2	4	-	-	-	-	6
Marche	2	1	-	1	1	4	-	9
Umbria	-	-	1	1	-	-	-	2
Lazio	1	2	1	-	-	-	-	4
Abruzzo	2	-	1	-	-	-	-	3
Campania	1	-	3	-	-	-	-	4
Basilicata	-	-	1	-	-	-	-	1
Puglia	1	-	-	3	-	-	-	4
Calabria	1	-	-	-	-	-	-	1
Sardegna	-	1	2	-	-	-	-	3
TOTALE	29	25	23	14	9	9	4	113

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

Fonte: Stime Unione Petrolifera aggiornate a maggio 2014

Faib, Fegica e Figisc di una propria proposta di Contratto di Commissione. Su tale versione l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha effettuato alcuni rilievi sulla base della disciplina comunitaria in materia di restrizioni verticali, aprendo un confronto diretto con i firmatari per la modifica di alcuni punti significativi. La nuova proposta modificata, ben lontana dalla disciplina comunitaria sul commissionario, è stata depositata al Ministero nell'aprile scorso.

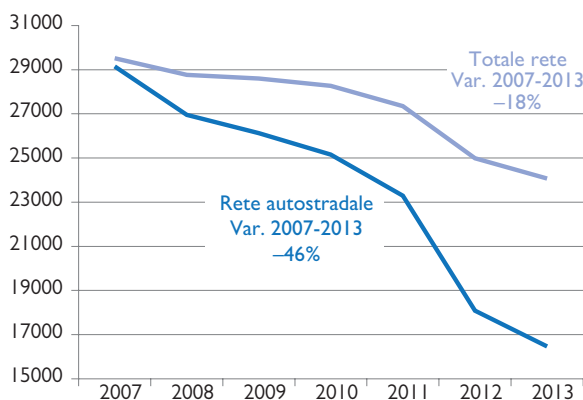
Parallelamente, l'Unione Petrolifera, **ritenendo eccessivamente dettagliata e scarsamente innovativa la proposta presentata**, ha portato avanti con le Associazioni dei gestori un confronto finalizzato alla predisposizione di uno **schema di Contratto di Commissione analogo a quello adottato nel resto d'Europa.**

Il confronto ha subito però una battuta d'arresto, avendo le Associazioni dei gestori richiesto **l'introduzione di vincoli non compatibili, secondo l'industria petrolifera, con le norme di settore e con le indicazioni fornite più volte dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.**

La crisi dei consumi si è manifestata **in termini ancora più drammatici sulla rete autostradale**, dove rispetto al 2007 si è registrato un calo del 46 per cento. Nonostante l'Atto del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti del marzo 2013, volto all'individuazione di nuovi criteri per l'affidamento degli impianti autostradali, **la rete autostradale continua ad essere caratterizzata da gravi problemi di economicità.**

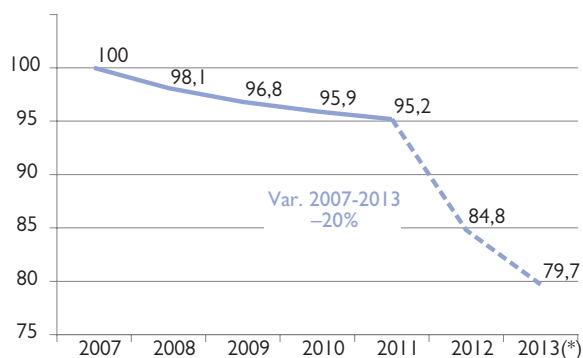
A riguardo, l'Unione Petrolifera ha più volte sollecitato un intervento da parte dei Ministri dello Sviluppo Economico e delle Infrastrutture e Trasporti, nonché dell'Autorità di regolazione dei trasporti, evidenziando, anche alla luce dei numerosi affidamenti in scadenza/scaduti, **la necessità di un intervento urgente volto a un ripensamento complessivo del modello di servizio autostradale, non essendo possibile sanare l'attuale situazione**, determinata non solo dal crollo dei consumi ma anche dagli oneri eccessivi posti a carico degli affidatari, **con aggiustamenti provvisori o soluzioni tampone.**

Italia - Vendite carburanti (Benzina, Gasolio e Gpl) (Migliaia di tonnellate)



Fonte: Unione Petrolifera

Italia - Vendite Food & Beverage su rete AISCAT^(*)

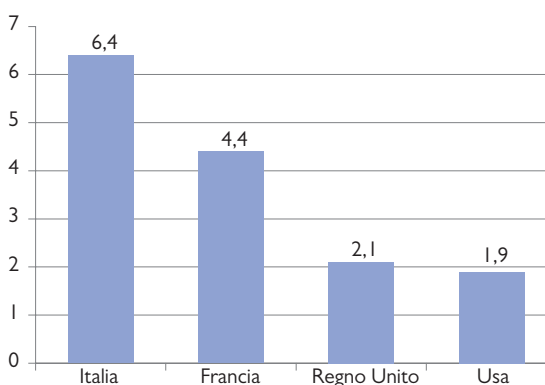


(*) Associazione Italiana Società Concessionarie Autostrade e Trafori.

(*) Stima Confimprese.

Fonte: Aiscat informazioni - Al netto di tratte aperte nel periodo (es. Passante di Mestre), da Retail & Food, aprile 2014

Principali Paesi - Densità aree di sosta sulle reti autostradali (Aree ogni 100Km)



Fonte: Retail & Food, aprile 2014

Un intervento che dovrebbe andare a **incidere sulla permanenza di diversi impianti autostradali, oltreché sulle modalità di svolgimento del servizio**, dato il loro numero elevato e la frequenza degli stessi, non comparabile con il resto d'Europa e con la domanda di servizio da parte del consumatore.

Altro tema di intervento ha riguardato una **maggiore diffusione dei carburanti ecocompatibili** in autostrada. A tale proposito l'Unione Petrolifera, insieme a Legambiente, Aiscat, le Regioni Emilia-Romagna, Liguria, Lombardia e Piemonte, ha sottoscritto, nel marzo 2014, un **Accordo per lo sviluppo della rete di distribuzione di metano per autotrazione sulla rete autostradale**, volto a supportare le Regioni interessate nelle politiche di diffusione dei diversi carburanti a basso impatto ambientale in considerazione della situazione critica che sta interessando

gli impianti autostradali e alle enormi difficoltà riscontrate nell'installazione e nell'erogazione del metano su tale viabilità. A tale accordo hanno successivamente aderito anche la Regione Puglia, Assogasmetano e Federmetano.

Restando in tema di carburanti alternativi, vanno ricordati i due decreti di attuazione della Legge n. 27/2012 che permettono il **riifornimento degli autoveicoli alimentati a metano o GPL anche in modalità self-service** diurna e notturna senza presidi, tramite un "multidispenser" appositamente sviluppato che potrà erogare, oltre a benzina e gasolio, anche metano o GPL. I provvedimenti sono stati messi a punto da un Gruppo di Lavoro cui hanno partecipato i principali operatori del settore.

La nuova normativa consentirà **una più ampia diffusione del metano e GPL come carburanti nell'autotrazione** e permetterà al Paese

Italia L'evoluzione della rete distributiva metano per autotrazione

(Numero di impianti in esercizio a fine anno)

	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014 ⁽¹⁾
Piemonte	12	23	30	43	54	60	69
Valle d'Aosta	-	-	-	-	1	1	1
Liguria	7	7	7	7	7	7	7
Lombardia	29	45	53	67	101	123	141
Trentino Alto Adige	3	4	10	8	11	15	16
Friuli Venezia Giulia	4	4	4	3	3	3	4
Veneto	68	73	80	81	112	123	127
Emilia Romagna	81	85	96	112	135	154	175
Marche	44	54	65	71	74	80	84
Toscana	51	57	61	67	78	85	96
Umbria	16	18	20	22	24	26	31
Lazio	13	19	28	32	41	46	49
Abruzzo	12	13	15	16	17	20	22
Molise	3	3	3	3	3	3	3
Puglia	20	28	33	39	46	50	60
Campania	19	27	41	43	48	53	63
Basilicata	3	4	3	5	6	7	7
Calabria	1	3	4	6	6	7	8
Sardegna	NON È SERVITA DALLA RETE DEL METANO						
Sicilia	6	10	14	17	20	21	27
ITALIA	392	477	567	642	787	884	990

⁽¹⁾ Dati riferiti al 30 maggio 2014.

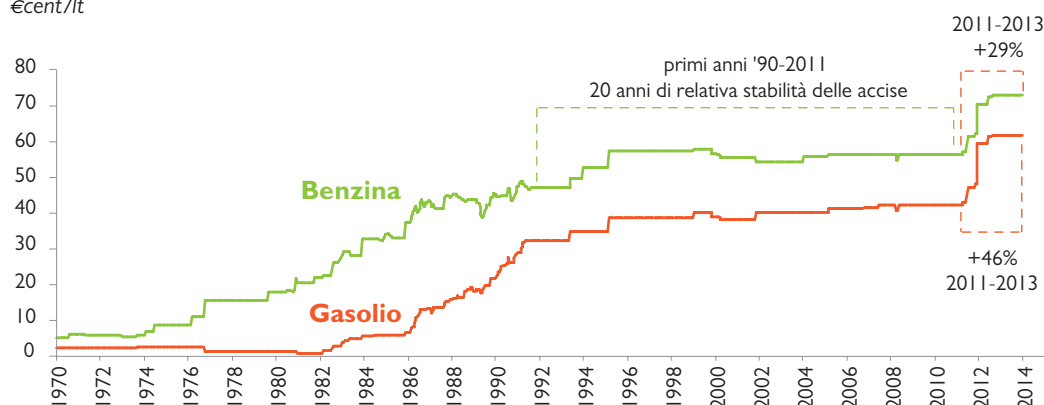
Fonte: FEDERMETANO

Studio Nomisma Energia “Quale rete ottimale per la distribuzione di carburanti in Italia”

L'Unione Petrolifera ha ritenuto utile affidare a Nomisma Energia uno studio per identificare la rete ottimale di distribuzione dei carburanti. Lo studio ha analizzato la situazione del mercato nazionale alla luce della **crisi economica e del crollo dei consumi** registrato in questi ultimi anni in particolare in autostrada. Le cause di tale crollo sono state sostanzialmente conseguenti **all'incremento dei prezzi alla pompa, per gli aumenti spropositati delle tasse** nel periodo 2011-2013 (+29 per cento per benzina, +46 per cento per gasolio). Tale situazione ha reso evidente un'alta elasticità dei consumi di carburanti ai prezzi degli stessi. Mentre fino al 2008 si poteva constatare una scarsa elasticità dei consumi di carburanti ai prezzi, con la crisi economica, a partire dal 2008 in poi, tale correlazione si è molto acuita e permane tuttora. Rispetto allo scorso anno, nonostante i prezzi dei prodotti sui mercati internazionali, e di conseguenza i prezzi industriali, siano scesi, i prezzi al consumo sono rimasti elevati ed i consumi continuano a contrarsi, seppure oggi tale dinamica sembra in attenuazione.

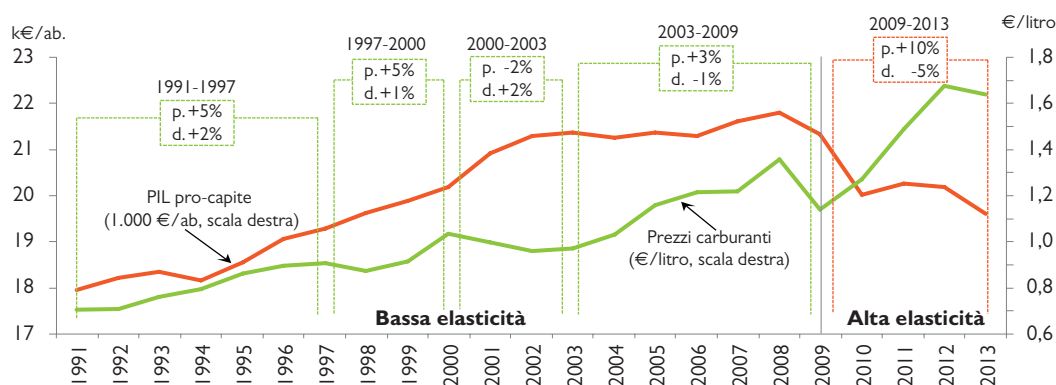
Un altro indicatore che riflette l'andamento molto contenuto dei prezzi interni ante tasse, è dato dallo **stacco con l'Europa**, ovvero il differenziale che il nostro Paese presenta verso gli altri Paesi dell'area euro. Tale stacco si è mantenuto nell'ultimo anno e nei primi quattro mesi del corrente anno, intorno a 2 centesimi al litro, con una forte riduzione rispetto al livello tradizionale di 4-5 centesimi è dovuta alle note differenze strutturali tra la nostra rete e quella europea. La riduzione dello stacco, benché la struttura della rete sia rimasta sostanzialmente immutata, è conseguente ad una

Accise sui carburanti in Italia
€cent/litro



Variazione di prezzo e di consumi di carburante in Italia a confronto col Pil pro-capite

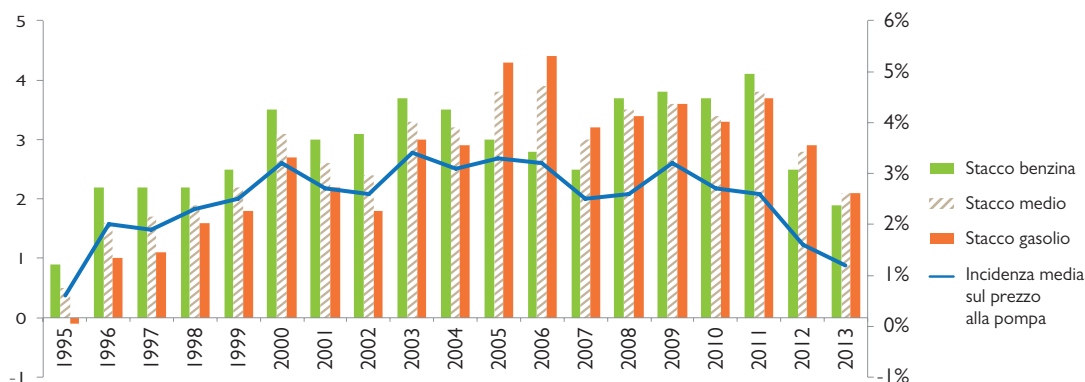
Variazione % su anno precedente, media ponderata fra benzina e gasolio



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati MSE

Andamento dello stacco di prezzo netto tasse tra Italia ed Eurozona

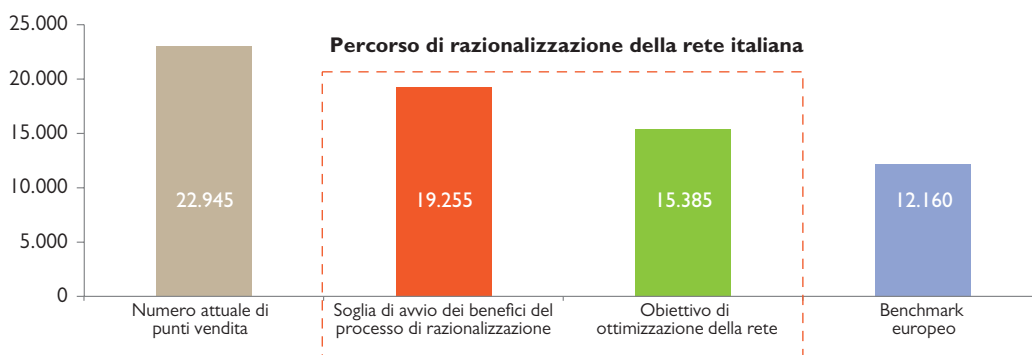
€cent/litro, e incidenza % sul prezzo alla pompa



Il grafico riporta la differenza tra il prezzo medio, ponderato per i volumi erogati di benzina e gasolio, in Italia e nell'Eurozona.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati MSE, ed Eurostat

Ottimizzazione della rete carburanti in Italia e soglia minima di razionalizzazione nel confronto con l'Europa



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Up, Aiscat, Istat, MSE, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, SITEB, Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato

forte pressione concorrenziale del mercato, che ha prodotto una contrazione dei margini lordi per punto vendita, facendo risaltare **la non sostenibilità sotto il profilo economico della rete di distribuzione dei carburanti nell'attuale assetto.**

Lo studio ha quindi svolto un ampio confronto con le reti di distribuzione degli altri Paesi europei, valutandone non solo gli indicatori quali il numero dei punti vendita, l'erogato medio e la loro diffusione sul territorio, ma tenendo anche conto delle caratteristiche demografiche e strutturali dei diversi Paesi UE, quali la morfologia del territorio, l'urbanizzazione, il parco circolante e la cilindrata media delle autovetture. Effettuando analisi comparate fra i diversi indicatori citati, lo studio individua un obiettivo di rete ottimale che possa, pur mantenendo un adeguato e diffuso servizio all'utenza, rendere sostenibile economicamente la rete di distribuzione. L'obiettivo ottimale è individuato in 15 mila punti vendita, con un avvio dei benefici per il sistema già da 19 mila rispetto agli attuali 23-24 mila stimati. Nella simulazione sviluppata, l'impatto sui prezzi sarà limitato a 1,1 €cent/litro, ma risulta indispensabile per riportare condizioni di sostenibilità ovvero consentire gli investimenti necessari all'ammodernamento della rete. Lo studio evidenzia che è necessario, per dare sostenibilità all'attuale sistema distributivo, a beneficio non solo degli operatori ma soprattutto degli utenti, riprendere ad accelerare il percorso di ristrutturazione che si è invece interrotto, dopo un primo periodo di avvio.

di consolidare la sua posizione ai primi posti in Europa nell'utilizzo di questi carburanti con evidenti vantaggi anche in termini di riduzione delle emissioni inquinanti.

In merito alle **attività non-oil**, mentre le ultime disposizioni in materia di concorrenza hanno sancito la liberalizzazione delle varie attività commerciali integrative presso gli impianti di carburanti, **la rivendita di tabacchi non solo continua a essere esclusa**, ma sono state introdotte, con il Decreto Ministeriale n. 38 del 21 febbraio 2013, **ulteriori limitazioni alla loro commercializzazione che chiudono definitivamente tale mercato**.

Sui contenuti particolarmente discriminatori della norma, soprattutto a danno degli impianti di carburanti, **è intervenuta anche l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato**¹, avendo ravvisato i potenziali effetti distorsivi derivanti dalle restrizioni quantitative all'esercizio dell'attività di vendita di tabacchi.

Pur avendo l'Antitrust chiesto al Governo e al Parlamento di modificare il Decreto, **ad oggi non è stata avviata alcuna azione in tal senso**.

Nell'ultimo anno, infine, hanno avuto attuazione le diverse disposizioni sulla pubblicizzazione dei prezzi dei carburanti.

Sono state infatti **attuate le disposizioni sulla nuova cartellonistica presso i punti vendita** che prevedevano un graduale intervento sulla cartellonistica esistente.

Dopo un periodo iniziale di applicazione ai soli impianti della rete autostradale, a partire dal settembre 2013 **è scattato l'obbligo per tutti i gestori di comunicare al Ministero dello Sviluppo Economico i prezzi praticati** ai fini di una loro pubblicizzazione sul sito dell'Osservatorio Carburanti gestito dallo stesso Ministero.

Tale sistema di monitoraggio, a cui purtroppo ad oggi l'adesione dei gestori non è ancora completa, costituisce **un valido strumento di supporto per il consumatore**².

¹ Segnalazione del 10 luglio 2013.

² Vedi Focus a pag. 43.

Autotrasporto merci: ancora aperto il contenzioso

È attesa per il 2014 la pronuncia della Corte di Giustizia dell'Unione Europea in merito al rinvio pregiudiziale del TAR del Lazio sui ricorsi della committenza industriale e dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato **contro la disciplina nazionale dei costi minimi nel settore dall'autotrasporto**.

In attesa di tale pronuncia, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti **ha proseguito nell'emanazione mensile dei Decreti dirigenziali di adeguamento dei costi di esercizio dell'autotrasporto**, con particolare riferimento alle variazioni del costo del gasolio, in continuità con le vecchie determinazioni dell'Osservatorio. In tale quadro il **settore continua ad essere esposto a una situazione insostenibile** costituendo, di fatto, tali costi minimi delle tariffe fisse ingiustificate che vanificano tutte le efficienze distributive realizzate dalla committenza.

Scorte d'obbligo e logistica: evoluzione normativa e attuazione

Il passaggio alla nuova disciplina delle scorte d'obbligo, introdotta dal Decreto Legislativo 31 dicembre 2012, n. 249, di attuazione della Direttiva 2009/111/CE, è stato **molto gravoso dati i ristretti tempi a disposizione e le necessità di rivedere tutte le modalità operative** (istituzione piattaforma applicativa scorte).

Gradualmente il sistema è stato in grado di **cogliere alcune flessibilità che la nuova disciplina consente**, anche se le limitazioni poste al mantenimento di scorte in prodotti all'estero, ad eccezione della deroga parziale e transitoria per il *jet-fuel*, rappresenta **una rigidità che limita l'efficienza del sistema**.

In attuazione della nuova disciplina sulle scorte è stato inoltre istituito, presso l'Acquirente

Unico Spa, l'**Organismo Centrale di Stoccaggio (OCSIT)**, che dovrebbe operare secondo criteri di trasparenza, efficienza, efficacia ed economicità **nell'assicurare la copertura di parte delle scorte specifiche**.

Per l'Ocsit il 2013 è stato un anno di avvio dedicato alla ricerca di procedure condivise, trasparenti e non discriminatorie, per la definizione dei contratti di acquisto dei prodotti petroliferi e di acquisizione di disponibilità di capacità logistica, per il mantenimento delle scorte specifiche. **L'obiettivo iniziale per l'anno scorte 2014 è quello di assicurare il raggiungimento di un giorno di scorte specifiche** fino a tragaruardare, con un approccio graduale, cinque giorni nell'anno scorta 2016.

L'attività dell'OCSIT, almeno in questa prima fase, secondo l'industria petrolifera, **introduce elementi di disottimizzazione del sistema di tenuta delle scorte** e rappresenta quindi un costo aggiuntivo per il "sistema Paese" che andrebbe controbilanciato con una valutazione dei **reali benefici in termini di sicurezza in caso di emergenza**.

Infatti, sulla base del Decreto Legislativo di recepimento, gli oneri derivanti dall'istituzione e dall'espletamento di tutte le funzioni e le attività connesse dell'OCSIT **sono posti a carico di tutti i soggetti che hanno immesso in consumo i prodotti energetici**, ad eccezione delle attività di servizio per la delega degli obblighi di scorta da parte dei singoli operatori i cui costi sono a carico di chi le richiede.

Nell'agosto 2013 il Ministero ha poi proceduto all'istituzione, con apposito decreto, della **Piattaforma di mercato per l'incontro tra domanda e offerta di logistica e della Piattaforma di mercato per l'incontro tra domanda e offerta all'ingrosso dei prodotti petroliferi**, operative entrambe presso il GME e previste dallo stesso Decreto Legislativo n. 249/2012.

La definizione delle modalità di funzionamento delle Piattaforme **è rinviata ad un successivo provvedimento**, previa consultazione di tutti i soggetti potenzialmente interessati. Nell'arco dei prossimi mesi dovrebbero **essere definite**

tali modalità per una successiva attivazione delle stesse in via sperimentale. Si auspica che la loro attività non pregiudichi l'efficienza operativa oggi conseguita dal settore.

Intanto il GME ha avviato dal 2013 la rilevazione sulle capacità di stoccaggio esistenti, prima curata direttamente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Sistemi di pagamento elettronico

L'evoluzione recente della legislazione che ha reso obbligatorio il **self-service** su tutti i punti vendita carburanti, associato alle nuove abitudini dei consumatori, rende il **tema della moneta elettronica e dei nuovi sistemi di pagamento quanto mai rilevante** per una maggiore sicurezza e sostenibilità della rete di distribuzione italiana.

Uno sviluppo che ha **incontrato alcuni ostacoli** legati alla gratuità o meno delle transazioni, su cui è intervenuto un Decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze, di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico¹ sulle **commissioni sulle carte di pagamento**.

Il regolamento, che entrerà in vigore in tutte le sue parti a fine luglio, stabilisce le regole per una riduzione delle commissioni dei pagamenti con carte di credito e debito, **con l'effetto, nell'immediato, di sospendere la gratuità delle commissioni nel caso di pagamento** per importi inferiori a 100 euro introdotta a suo tempo dalla Legge n. 27/2012.

Una sospensione che **potrebbe influire negativamente sull'utilizzo della moneta elettronica** nello specifico comparto della distribuzione carburanti, anche ai fini della sicurezza degli operatori e delle attrezzature, oggetto di **attacchi fraudolenti sempre più frequenti da parte della criminalità**, per la presenza di contanti in quantitativi elevati.

La tracciabilità del pagamento elettronico **tende**

¹ Regolamento n. 51 del 14 febbraio 2014, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 75 del 31 marzo 2014.

invece a inibire comportamenti illegali che, tra l'altro, danneggiano l'Eraio e le aziende che operano nella legalità. Va altresì rilevato che dal 1° febbraio 2014 ha sancito il passaggio, per l'Italia e per altri 32 Stati europei, all'**Area Unica dei Pagamenti in euro**, ovvero alla cosiddetta **SEPA** (*Single Euro Payments Area*).

Ai sensi del Regolamento comunitario 260/2012, infatti, devono essere utilizzati il **SEPA Direct Debit** (SDD) e il **SEPA Credit Transfer** (SCT), in sostituzione degli addebiti diretti e dei bonifici nazionali.

Considerate, però, le **problematiche operative** riscontrate dalle banche e dalle imprese nella migrazioni ai nuovi sistemi, il Parlamento europeo e il Consiglio europeo hanno approvato, nel febbraio 2014, le modifiche al Regolamento comunitario, **volte a prorogare, fino al 1° agosto 2014, il termine valido per l'accettazione delle operazioni di bonifico e di addebito diretto disposte nei formati nazionali.**

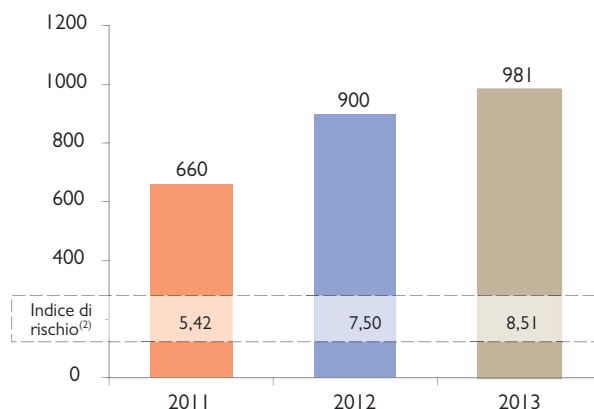
La sicurezza nei punti vendita carburanti

Nel corso degli ultimi anni, e in maniera molto più evidente nel 2013, si è **assistito ad un crescente numero di episodi criminali sulla rete di distribuzione carburanti**. Il fenomeno ha riguardato furti di prodotti petroliferi e di contante e in particolare è cresciuto il numero di **attacchi notturni agli accettatori di banconote per il rifornimento self-service.**

Gli eventi delittuosi hanno avuto diversa caratterizzazione geografica con la conseguenza generalizzata di causare ingenti danni economici e alle strutture del punto vendita.

Per agire in maniera incisiva sulla **Sicurezza Fisica**, l'Unione Petrolifera ha **avviato, a livello di settore, una rilevazione sistematica del fenomeno, delle tipologie di crimini e delle modalità** con cui vengono perpetrate tali azioni per consentire di individuare le iniziative più idonee per contrastare questa preoccupante tendenza.

Italia - Attacchi self service su rete sociale⁽¹⁾



⁽¹⁾ Dati riferiti ai punti vendita di proprietà delle Aziende Associate ad UP.

⁽²⁾ Numero punti vendita oggetto di attacchi criminali ogni 100 sociali.

Fonte: Unione Petrolifera

Altro aspetto legato alla diffusione del **self-service**, è quello degli **accettatori di banconote** che restano un'opzione di pagamento per i consumatori più sensibili alle possibilità di risparmio. Dopo oltre 10 anni dall'introduzione dell'euro, si è deciso di **sostituire tutte le banconote circolanti in Europa con una serie più sicura, chiamata "serie Europa".**

La prima ad essere sostituita, dal 23 settembre 2014, sarà il taglio da 10 euro e a tal fine già dal settembre scorso la **Banca d'Italia ha avviato con i settori coinvolti un tavolo di informazione e confronto per facilitare il passaggio alla nuova banconota** ed evitare i numerosi problemi che si ebbero con quella da 5 euro nel maggio dello scorso anno.

Perché è stata introdotta la nuova serie Europa

Il cambio dei 7 tagli di banconote ha lo scopo di aumentare la fiducia del cittadino verso la moneta unica e di rendere ancora più difficile la falsificazione. Con l'introduzione della nuova serie, denominata "Europa" (nell'ologramma di sicurezza è ritratto il volto della figura mitologica greca "Europa"), sarà necessario adeguare tutte le apparecchiature che accettano contanti, tra cui quelle presenti sulla rete carburanti, che richiederà un tempo stimato di 6-9 mesi per l'intera rete.

Gli aspetti doganali e fiscali

L'andamento del gettito fiscale

Le entrate erariali nel 2013 sono risultate complessivamente in linea rispetto a quelle del 2012. All'interno delle categorie d'imposta **si registra però una crescita netta delle imposte sul patrimonio e sul reddito ed una significativa flessione delle imposte indirette** con particolare riferimento all'imposta sul valore aggiunto.

Nell'ambito dei tributi amministrati dalle Dogane si rileva, rispetto all'anno precedente, una **riduzione del gettito dell'imposta sul valore aggiunto** relativa alle importazioni del 17,1 per cento pari a 2,7 miliardi di euro.

Il gettito derivante dalla **tassazione dei prodotti petroliferi è invece diminuito da 27,2 a 26,5 miliardi di euro¹** con una contrazione del 2,5 per cento rispetto al 2012, mentre l'imposta sul gas naturale ha generato una riduzione di entrate per 181 milioni di euro pari a -4,7 per cento sul 2012.

In conseguenza della dinamica del gettito tributario nel 2013, **le imposte sui prodotti energetici hanno aumentato la loro incidenza** rispetto al gettito erariale complessivo passando dal 6,3 per cento del 2012 al 7,1 per cento.

Il gettito fiscale degli oli minerali

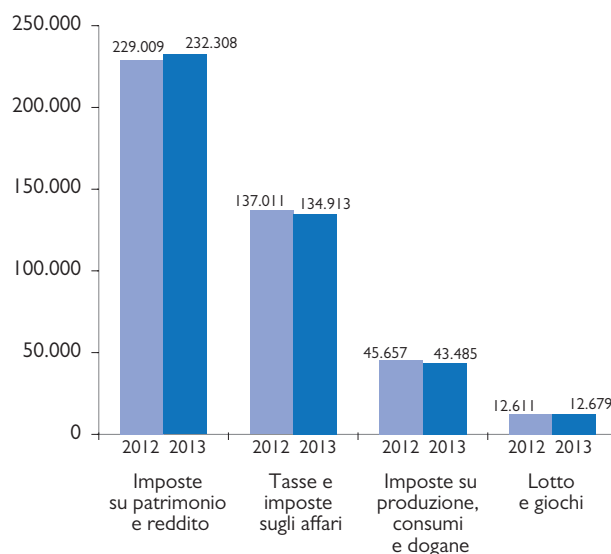
Nel 2013 le entrate fiscali complessive derivanti dai prodotti petroliferi si stimano pari a oltre 41,2 miliardi di euro², con una flessione del 2,6 per cento rispetto all'anno precedente (oltre 1,1 miliardi in meno).

La diminuzione è conseguente al calo del 2,2 per cento del gettito delle accise, pari a 27,3

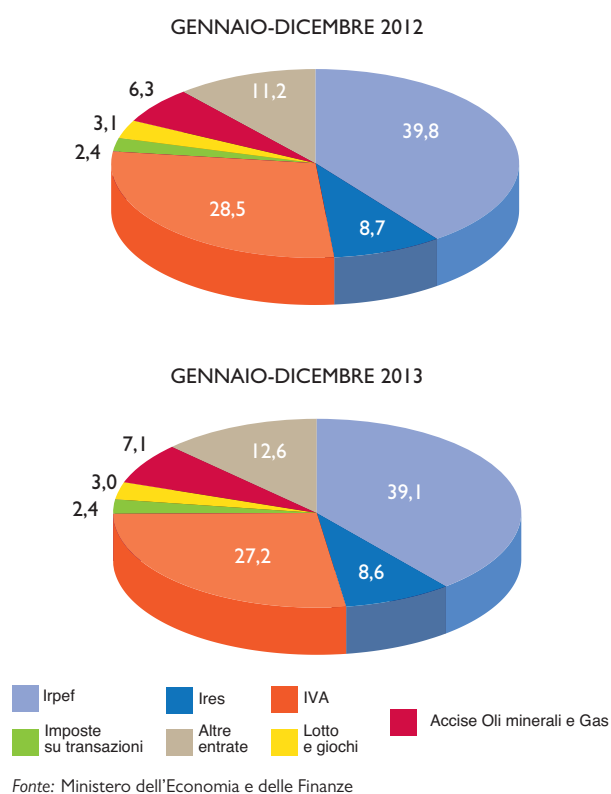
¹ Dati accertati dell'Agenzia delle Dogane.

² Stime UP in base all'andamento dei consumi dei prodotti petroliferi.

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



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



miliardi di euro (600 milioni in meno rispetto al 2012), derivante dal perdurante calo dei consumi, particolarmente evidente per benzina e gasoli, che nel 2013 hanno perso un ulteriore milione di tonnellate (-3,0 per cento). In riduzione anche il gettito Iva del

3,6 per cento, stimato sui 13,9 miliardi di euro (oltre 500 milioni di euro in meno), nonostante l'aumento dell'aliquota al 22 per cento dal 1° ottobre 2013, per effetto della riduzione dei prezzi registrata nell'anno (mediamente -2,1 per cento la benzina e -2,7 per cento il gasolio).

Italia La stima del gettito fiscale sugli oli minerali

(Miliardi di euro)

	Accisa					Sovraimposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti
	sulle Benzine	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	0,009	0,088	1,000
1975	1,286		0,159	0,023	0,089	0,010	0,542	2,109
1980	2,957		0,325	0,033	0,173	0,039	1,963	5,490
1985	5,268		1,669	0,097	0,195	0,076	4,028	11,333
1990	8,054		7,186	0,400	0,679	0,300	5,010	21,629
1995	12,586		8,862	0,724	0,738	0,374	6,972	30,256
1996	12,425	3,961	8,886	0,405	1,170	0,376	7,489	30,751
1997	13,082	4,032	9,194	0,349	1,040	0,238	7,850	31,753
1998	13,091	2,946	9,575	0,306	1,070	0,204	7,902	32,148
1999	13,613	2,930	10,350	0,300	1,150	0,178	8,367	33,958
2000	11,650	2,794	9,900	0,245	1,186	0,170	9,813	32,964
2001	11,350	2,530	10,700	0,230	1,955	0,134	9,658	34,027
2002	11,370	2,648	11,255	0,235	1,383	0,153	9,813	34,209
2003	11,000	2,379	11,800	0,230	1,527	0,126	10,050	34,733
2004	10,600	2,174	12,450	0,160	0,683	0,098	10,650	34,641
2005	9,950	2,032	13,050	0,150	1,186	0,081	11,630	36,047
2006	9,350	1,921	13,500	0,160	1,477	0,084	12,300	36,871
2007	8,770	2,084	14,000	0,120	1,559	0,061	12,100	36,610
2008	8,130	1,942	14,070	0,110	1,164	0,060	13,200	36,734
2009	7,900	2,019	13,900	0,110	1,112	0,069	10,850	33,941
2010	7,450	2,034	13,750	0,100	1,903	0,047	11,750	35,000
2011 ⁽²⁾	7,480	1,915	14,930	0,070	1,028	0,047	13,600	37,155
2012	8,060	1,728	17,620	0,060	2,162	0,048	14,400	42,350
2013 ⁽³⁾	7,850	n.d.	17,450	0,050	1,950	0,050	13,880	41,230

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

⁽²⁾ Dato modificato in quanto rispetto all'anno scorso una quota di oltre 800 milioni di euro dell'imposta sugli oli minerali, accertati ma da riscuotere, sono stati prima considerati ed in seguito tolti dalla competenza dell'anno 2011.

⁽³⁾ Dato provvisorio.

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

L'evoluzione della tassazione sui prodotti energetici

Anche il 2013, come gli anni precedenti, è stato caratterizzato da **interventi legislativi di aumento dell'imposta di taluni prodotti energetici** che hanno ampliato il differenziale d'imposta rispetto ad altri tipi di carburanti, come il GPL ed il gas naturale.

In sintesi, i **principali sono stati:**

1. aumento, a decorrere dal 1° gennaio 2014, dell'imposta di consumo sui lubrificanti passata da 750,00 a 787,00 euro per mille kg (Legge 7 ottobre 2013, n. 112);
2. aumento dell'accisa sui carburanti per il periodo 1° marzo - 31 dicembre 2014 (Determinazione del Direttore dell'Agenzia delle Dogane del 23 dicembre 2013):
 - benzina da 728,40 a 730,80 per mille litri;
 - gasolio utilizzato come carburante da 617,40 a 619,80 per mille litri;
3. delega al Direttore dell'Agenzia delle Dogane per l'aumento dell'imposta sulla benzina e sul gasolio utilizzato come carburante in misura tale da **determinare maggiori entrate**

per l'anno 2015 di 672 milioni di euro (pari a circa 2-3 centesimi di euro al litro oltre l'IVA) (Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 30 novembre 2013).

Queste manovre, che tra l'altro **hanno annullato le riduzioni del prezzo industriale (tra il 4-5 per cento nel 2011-2014)**, hanno evidenziato l'elasticità della domanda dei carburanti rispetto al prezzo (vedi grafici a pag. 38).

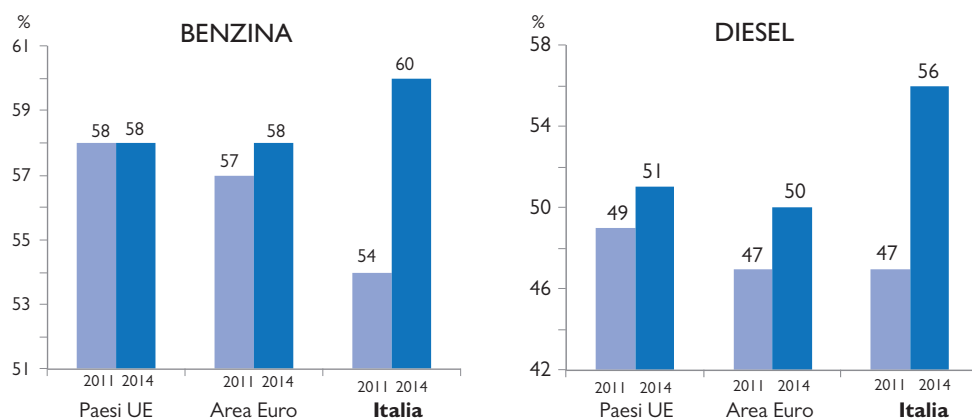
Tale elasticità della domanda di carburanti ha determinato nel corso del 2013 una **contrazione dei consumi e una conseguente perdita di gettito fiscale per oltre un miliardo di euro** tra accise ed IVA.

Il futuro della Robin Hood Tax

Dal 1° gennaio 2014, l'aliquota dell'addizionale IRES per il comparto energetico **è tornata al 6,5 per cento**, annullando l'addizionale di quattro punti che l'aveva portata al 10,5 per cento secondo quanto disposto dall'art. 7 del Decreto Legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito in Legge 14 settembre 2011, n. 148.

Il legislatore con il Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69, ha poi **modificato i presupposti**

Italia - Confronto variazione della tassazione da inizio aprile 2011^(*) ad inizio maggio 2014 rispetto all' Area Euro e ai Paesi europei (Peso % sul prezzo alla pompa)



(*) Aprile 2011: periodo di inizio di ripetuti aumenti di accisa e Iva in Italia.

Italia I livelli attuali delle accise

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore al 1° maggio 2014

Prodotti	Importo	Unità di misura
a) Benzina Super senza piombo	730,80000	1000 lt
b) Olio da gas o Gasolio usato come carburante	619,80000	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	147,27350	1000 lt
usato come combustibile per riscaldamento	189,94458	1000 kg
e) Gas Metano		
1) per autotrazione	0,00331	m ³
2) per usi industriali	0,01250	m ³
3) per combustibili usi civili ^(*) :		
a) per consumi fino a 120 m ³ /anno	0,04400	m ³
b) per consumi da 120 a 480 m ³ /anno	0,17500	m ³
c) per consumi da 480 a 1560 m ³ /anno	0,17000	m ³
d) per consumi oltre i 1560 m ³ /anno	0,18600	m ³
f) Oli combustibili per riscaldamento ad alto tenore di zolfo (ATZ)	128,26775	1000 kg
a basso tenore di zolfo (BTZ)	64,24210	1000 kg
g) Oli combustibili per uso industriale ad alto tenore di zolfo (ATZ)	63,75351	1000 kg
a basso tenore di zolfo (BTZ)	31,38870	1000 kg
h) Lubrificanti	787,81000	1000 kg
i) Bitumi di petrolio	30,99000	1000 kg

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

Europa Le accise in vigore al 1° maggio 2014

	(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	613,57	427,69	18,49	0,00	15,00
Bulgaria	363,02	329,79	25,56	93,96	36,81
Cipro	489,70	460,70	135,43	-	17,70
Croazia	482,83	377,29	45,25	7,31	21,11
Danimarca	601,27	411,43	410,76	-	497,04
Estonia	422,77	392,92	110,95	69,92	-
Finlandia	623,70	462,80	160,50	-	-
Francia	613,30	440,90	56,60	59,90	21,90
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	-
Grecia	683,26	342,70	341,72	-	46,64
Irlanda	607,72	499,00	108,66	-	81,73
ITALIA	730,80	619,80	403,21	147,27	31,39
Lettonia	433,66	350,94	21,44	101,56	-
Lituania	434,43	330,17	21,14	167,40	15,06
Lussemburgo	462,09	335,00	10,00	54,04	-
Malta	509,38	422,40	182,09	-	-
Olanda	767,24	485,76	485,76	177,63	35,83
Polonia	399,16	348,78	55,48	111,43	15,30
Portogallo	585,95	369,41	330,00	117,75	15,65
Regno Unito	710,91	710,91	136,66	-	-
Rep. Ceca	468,68	399,69	86,69	78,84	17,23
Romania	459,43	428,21	428,21	69,27	16,04
Slovacchia	570,17	406,05	-	98,28	131,15
Slovenia	563,08	462,21	207,33	84,76	126,10
Spagna	465,07	371,04	87,51	32,41	16,58
Svezia	624,48	537,63	433,03	-	473,41
Ungheria	405,98	373,89	373,89	113,56	24,69

Fonte: Direzione Energia della Commissione europea

per l'applicazione del tributo allargando la platea dei contribuenti rivedendo le soglie dei ricavi da 10 a 3 milioni di euro, e del reddito imponibile da un milione a 300 mila euro, valori oltre i quali viene applicata la maggiorazione IRES.

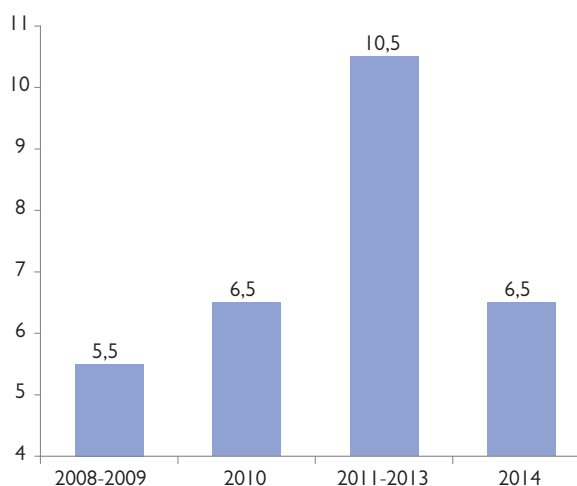
Inoltre, con il Decreto Legge 31 agosto 2013, n. 101, convertito in Legge 30 ottobre 2013, n. 125, sono state cambiate le modalità dell'attività di vigilanza dell'Autorità dell'energia elettrica e del gas che ora si dovrà svolgere mediante accertamento a campione nei confronti dei soggetti che hanno un volume di ricavi superiore a 482 milioni di euro (previsto dall'art. 16, prima ipotesi della Legge 10 ottobre 190, n. 287).

In relazione a quest'ultima modifica legislativa l'Autorità ha avviato una consultazione pubblica per organizzare un modello di controllo a campione che potrebbe articolarsi tenendo conto dei seguenti principi:

1. **definizione di un campione qualificato** per ciascuno dei settori vigilati nel quale sia presente un numero significativo di soggetti pari al 20 per cento del totale;
2. **concentrare l'attività di vigilanza nei confronti delle imprese** che nell'anno di riferimento hanno registrato un volume di affari superiore alla soglia indicata;
3. disporre una **sostanziale semplificazione degli adempimenti** posti a carico dei soggetti passivi;
4. **estensione del periodo di riferimento** dal semestre all'anno solare. Al riguardo è stato proposto all'Autorità di valutare anche l'opportunità di definire un periodo di riferimento costruito da più anni rappresentativi di una profittabilità e contribuzione economica che assicuri un ragionevole ritorno economico sull'investimento, eliminando la volatilità del risultato economico annuale.

Quanto al dibattito sulla sua legittimità costituzionale, va segnalata la pronuncia della Commissione tributaria regionale della Lombardia, che ha eccepito, nel marzo 2014, nuovi elementi di incostituzionalità, rinviando il problema alla Corte Costituzionale che, dopo aver rinviato

Italia - Addizionale IRES (Robin Hood Tax - RHT)
(Percentuale)



sine die la pronuncia sollecitata nel marzo 2011 dalla Commissione tributaria regionale di Reggio Emilia, avrebbe fissato la data dell'udienza per il 13 gennaio 2015.

La riforma del sistema fiscale

Il 27 febbraio scorso, il Parlamento ha approvato in via definitiva la Legge n. 23/2014 che affida al Governo la **delega per il riassetto del sistema fiscale**¹ tra cui anche la tassazione sui prodotti energetici oggetto di una specifica direttiva comunitaria.

Il testo in oggetto si compone di 16 articoli concernenti alcuni principi generali e le procedure di delega; la revisione del catasto dei fabbricati, nonché le norme in materia di evasione ed erosione fiscale; la disciplina dell'abuso del diritto e dell'elusione fiscale; le norme in materia di tutoraggio fiscale, la semplificazione fiscale e la revisione del sistema sanzionatorio; la delega per la revisione dell'imposizione sui redditi di impresa e la previsione di razionalizzazione della determinazione del reddito d'im-

¹ Delega al Governo recante disposizioni per un sistema fiscale più equo, trasparente e orientato alla crescita, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 59 del 12 marzo 2014.

presa e delle imposte indirette; la delega ad introdurre nuove forme di fiscalità ambientale.

Relativamente a quest'ultima materia, sono previste **nuove forme di fiscalità al fine di preservare e garantire l'equilibrio ambientale** (*green taxes*), in raccordo con la tassazione già vigente a livello regionale e locale e nel rispetto del principio della neutralità fiscale.

In particolare, attraverso la leva fiscale si vorrebbe orientare il mercato verso modi di consumo e produzione sostenibili (articolo 15) prevedendo tra l'altro la **revisione della disciplina delle accise sui prodotti energetici anche in funzione del contenuto di carbonio**, in conformità con i principi che verranno adottati con l'approvazione della proposta di Direttiva del Consiglio che modifica la Direttiva 2003/96/CE relativa alla tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Il gettito derivante dall'introduzione di questa nuova "*carbon tax*" è destinato prioritariamente alla **riduzione della tassazione sui redditi, in particolare quella dal lavoro generato dalla green economy**, e alla revisione del finanziamento dei sussidi alle fonti di energia rinnovabili.

In relazione alla destinazione del gettito è stato disposto che le risorse dovranno essere **finalizzate anche alla diffusione e all'innovazione delle tecnologie e dei prodotti a basso contenuto di carbonio** e al finanziamento di modelli di produzione e consumo sostenibili.

Al fine di non penalizzare, sotto il profilo della competitività, le imprese italiane rispetto a quelle europee, l'entrata in vigore delle disposizioni riguardanti la fiscalità ambientale sarà **coordinata con la data di recepimento della disciplina armonizzata decisa a livello europeo**.

Quanto alla procedura per l'emanazione dei decreti legislativi attuativi, si prevede che le Commissioni parlamentari competenti avranno 30 giorni (prorogabili di altri 20) per l'espressione del parere, trascorsi i quali il provvedimento potrà essere comunque adottato. Il Governo, nei 18 mesi successivi dalla data di entrata in vigore di ciascun decreto attuativo, può adottare eventuali decreti correttivi e integrativi.

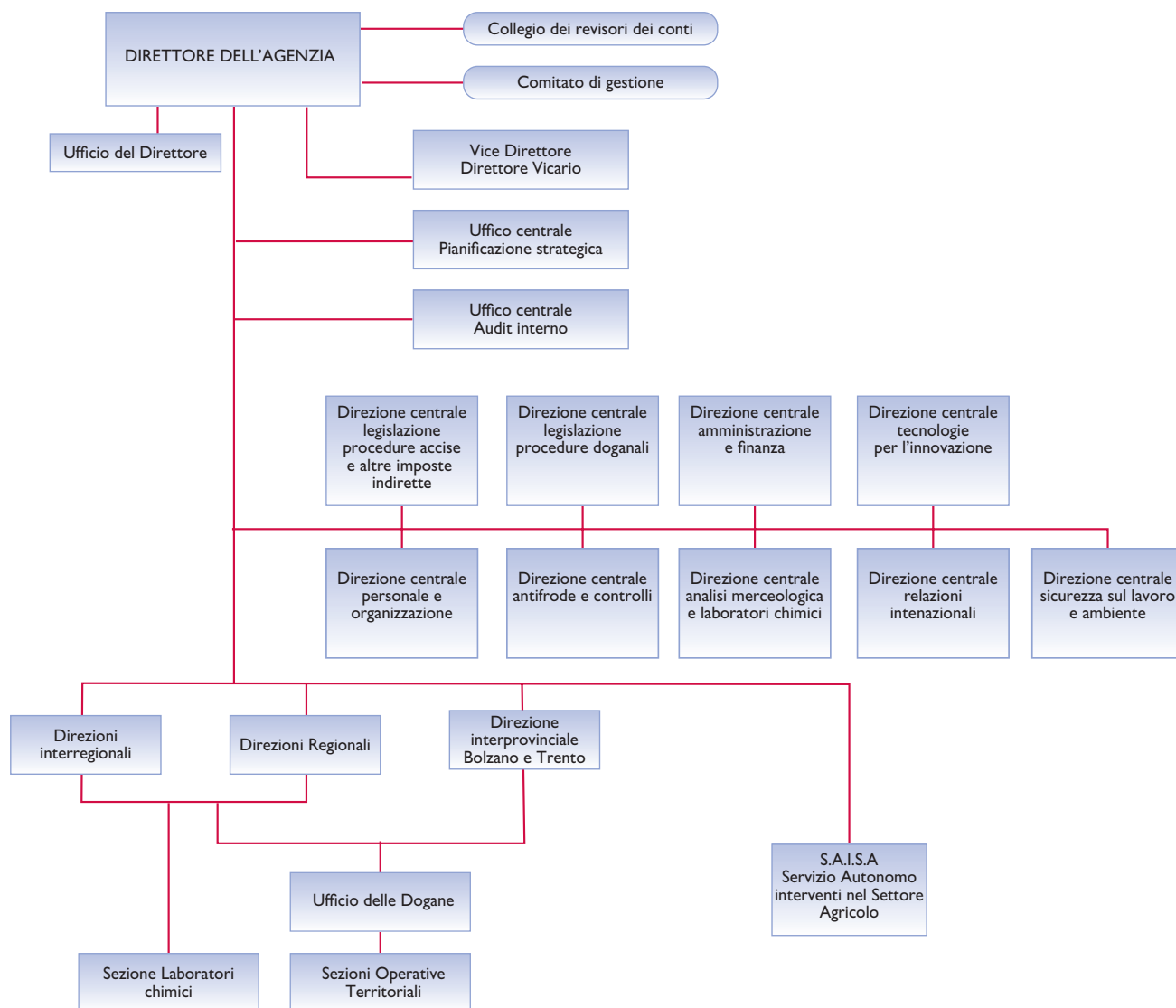
La nuova organizzazione dell'Agenzia delle Dogane

Tra la fine del vecchio anno e l'inizio del nuovo **l'Agenzia delle Dogane ha ridisegnato il proprio assetto organizzativo** ed ha significativamente modificato la struttura della Direzione Centrale prevedendo una suddivisione funzionale delle attività per materia. In pratica, si è voluto distinguere la disciplina doganale in senso stretto, che è materia esclusiva dell'Unione europea, dai tributi sulla produzione e sui consumi, che sono solo oggetto di armonizzazione comunitaria e non di regolamentazione, allo scopo di **fornire agli operatori ed alle imprese funzioni dedicate per materia con personale altamente qualificato**.

Infatti le precedenti **Direzioni centrali operative** (Verifiche e controlli; Gestione Tributi; Affari giuridici e contenzioso) sono state riorganizzate istituendo:

- la **Direzione Centrale legislazione e procedure accise ed altre imposte indirette**, che cura l'elaborazione e l'interpretazione della normativa relativa ai prodotti (energia, alcol, tabacco) sottoposti al regime delle accise e ad altre imposizione indirette, coordinandone l'applicazione e fornendo nelle sedi nazionali e dell'Unione Europea l'apporto per la relativa evoluzione. Inoltre, la direzione emana le direttive e le istruzioni in materia di accertamento fiscale per l'applicazione delle accise, delle agevolazioni e delle esenzioni, oltre ad assicurare la gestione delle banche dati dell'Unione europea e quelle nazionali;
- la **Direzione Centrale legislazione e procedure doganali**, che cura l'elaborazione e l'interpretazione della normativa doganale dell'Unione europea e nazionale e dei connessi profili extratributari, coordinandone l'applicazione e fornendo nelle sedi nazionali ed estere l'apporto richiesto. Inoltre emana le direttive e le istruzioni in materia di accertamento per l'applicazione dei regimi e delle procedure doganali e dell'IVA negli scambi intracomunitari, monitorandone la conforme applicazione.

Italia - Il nuovo organigramma dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli



Fonte: Agenzia delle Dogane

Sviluppi del Progetto RE.TE.

Nel corso del 2013 è proseguita l'attività dell'Agenzia delle Dogane tesa a **sviluppare gli strumenti informatici per semplificare gli adempimenti amministrativi posti a carico delle imprese**. In quest'ottica è stato definito il cosiddetto Progetto RE.TE. (Registro Telematico), che ha l'obiettivo di sostituire gli attuali registri fiscali di contabilità degli impianti petroliferi con la trasmissione telematica delle informazioni relative alla movimentazione delle materie prime, dei semilavorati e dei prodotti finiti, della garanzia di circolazione, della loro detenzione.

In sostanza, l'esercente l'impianto petrolifero, che aderisce su base volontaria, trasmette le proprie informazioni al sistema informatico doganale che, una volta acquisite, **assumono efficacia giuridica ai fini fiscali e sono a lui opponibili in fase di controllo e/o accertamento**. Inoltre, vanno a sostituire l'obbligo di tenuta dei registri fiscali di carico e scarico. La conservazione dei dati mediante archiviazione elettronica nel sistema informativo delle Dogane sostituisce la custodia dei registri cartacei. È da poco **partita una circoscritta fase sperimentale** alla quale partecipano quattro aziende petrolifere, nostre Associate che nel corso dell'anno sarà estesa agli altri operatori che intendono partecipare.

Evoluzione degli oneri portuali

Secondo quanto stabilito dal Decreto Ministeriale 24 dicembre 2012 dal 1° gennaio 2014, **la tassa portuale per i traffici marittimi è aumentata** da 0,5511 a 0,6156 euro per tonnellata; quella per i traffici in cabotaggio e da 0,4677 a 0,5223 euro per tonnellata.

Nella primavera dello scorso anno gli organi della Commissione europea hanno **elaborato uno schema di regolamento che istituisce un quadro di riferimento normativo per l'accesso al mercato dei servizi portuali e la trasparenza finanziaria dei porti**.

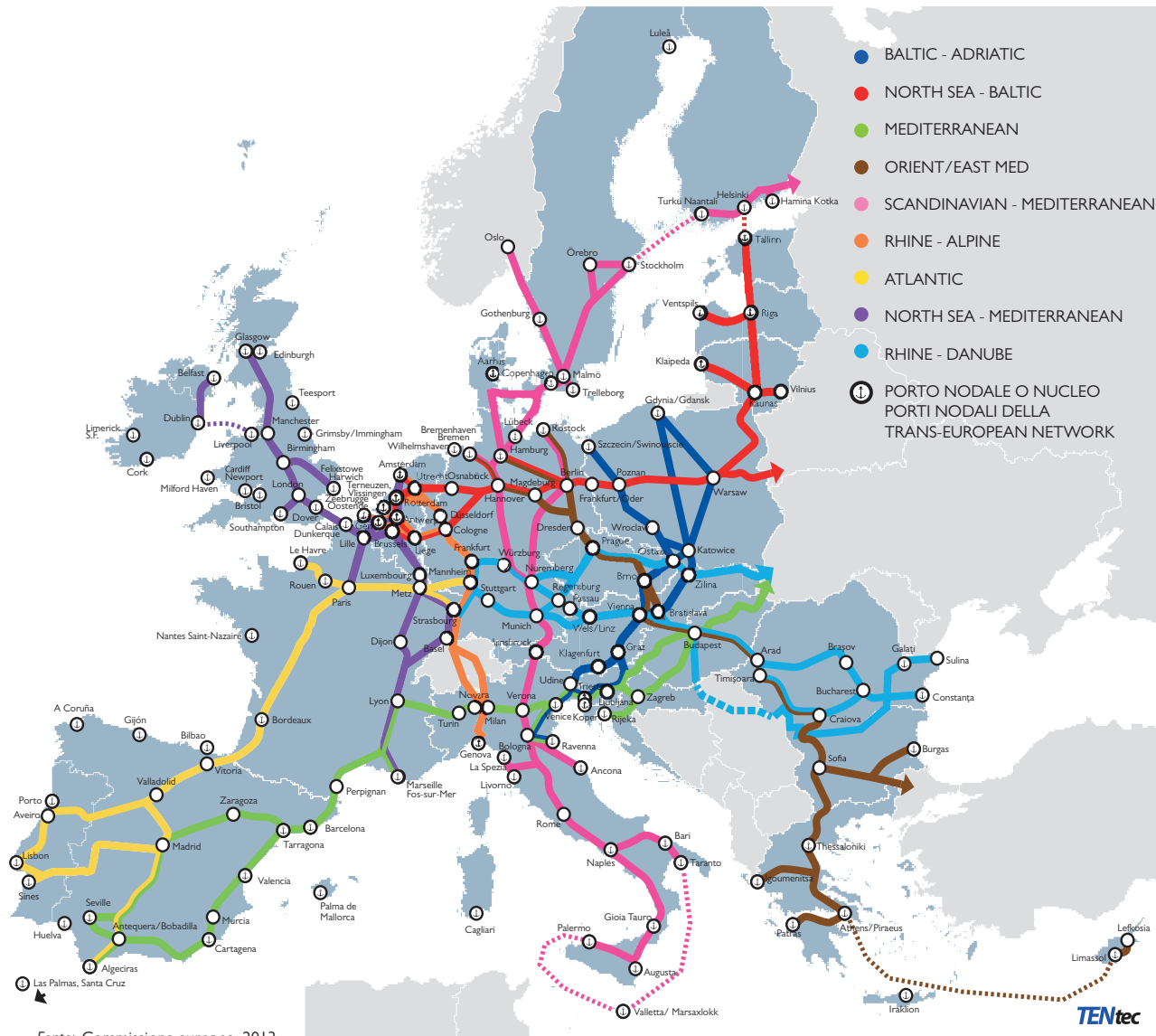
Secondo la Commissione, l'obiettivo della proposta è di contribuire ad un funzionamento più efficiente della Rete Transeuropea dei Trasporti (TEN-T), definendo un quadro normativo che permetta di migliorare l'efficienza del sistema portuale europeo per facilitare lo sviluppo del trasporto marittimo a corto raggio come parte delle rotte intermodali.

In particolare, il documento della Commissione intende inquadrare la movimentazione delle merci tra i servizi portuali. Ciò potrebbe contribuire alla trasparenza finanziaria dei porti in quanto verrebbero definite delle regole comuni in grado di superare le attuali distorsioni determinate dall'attuale *status quo*, con particolare riferimento alle imprese industriali operanti in ambito portuale in piena autonomia funzionale ma vincolate al porto stesso (raffinerie e depositi fiscali di stoccaggio).

Nell'ambito del Ministero delle Infrastrutture dalla fine dello scorso anno si **sta lavorando ad una sostanziale riforma delle Autorità Portuali**, per inserirle in un più ampio contesto di distretto logistico in linea con l'indirizzo preso dall'Unione europea, che ha individuato i porti inclusi nella Rete TEN-T e nei corridoi europei. Il progetto prevede l'**istituzione dell'Autorità portuale logistica di interesse strategico** nei seguenti distretti: Alto Tirreno, Medio Tirreno, Basso Tirreno, Alto Adriatico, Medio Adriatico, Basso Adriatico-Ionio, Sicilia, Sardegna, che comprendono i nodi europei della Rete TEN-T. La delimitazione dei distretti logistici e l'identificazione dei porti sarà effettuata sulla base dell'appartenenza alle Reti TEN-T; delle dimensioni del porto e della qualità e quantità dei traffici, dell'ubicazione territoriale; del collegamento con i corridoi multimodali europei.

Le nuove Autorità Portuali dovranno poi predisporre un **piano integrato logistico**, da sottoporre all'approvazione del Ministero delle Infrastrutture per la verifica della coerenza con il piano nazionale della portualità e della logistica. Continueranno ad avere una completa autonomia finanziaria anche attraverso una revisione delle fonti di finanziamento.

Europa – I nove corridoi della Rete TEN-T



Italia – Porti interessati dalla Rete TEN-T

Ancona
Augusta
Bari
Brindisi
Cagliari
Carloforte
Chioggia
Civitavecchia

Fiumicino
Gaeta
Gela
Genova
Gioia Tauro
Golfo Aranci
La Maddalena
La Spezia

Livorno
Marina di Carrara
Messina
Milazzo
Monfalcone
Napoli
Olbia
Palau

Palermo
Piombino
Porto Levante
Porto Torres
Portoferraio
Portovesme
Ravenna
Reggio Calabria

Salerno
Savona - Vado
Siracusa
Taranto
Trapani
Trieste
Venezia

Petrolio e ambiente

Il nuovo pacchetto clima-energia al 2030: profili critici

Il quadro normativo recentemente prospettato dalla Commissione europea relativamente agli obiettivi in materia di energia e clima al 2030, **non ha rimosso le problematiche determinate dal precedente “Pacchetto 20 20 20”** che, introducendo target multipli alle emissioni di gas serra, alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica, **ha creato sensibili distorsioni al mercato.**

La perdita di competitività dell'industria europea, le molteplici chiusure di impianti in tutti i settori, le gravi conseguenze sociali ed occupazionali non sono evidentemente stati sufficienti a far modificare alla Commissione l'approccio sulla politica ambientale, tutta orientato al **massimo rigore, anche se adottato solo dall'Europa, e quindi con effetti marginali su scala globale.**

Il target vincolante di riduzione delle emissioni di gas serra (GHG¹) del 40 per cento al 2030 rispetto al livello del 1990, su cui l'Europa si sta impegnando, **non trova riscontro in nessuno dei principali competitors** (Stati Uniti, Cina, India) e inciderà per meno del 10 per cento sulle emissioni globali.

Le modifiche prospettate al sistema Emission Trading (ETS) con l'**obiettivo di regolare artificiosamente il mercato della CO₂**, **non sono accettabili come non lo sono le misure adottate sullo schema attuale relative al “Backloading”**, che prevede il ritiro dal mercato di 900 milioni di quote e il taglio settoriale delle stesse all'industria manifatturiera. Su quest'ultimo punto il settore petrolifero ha impugnato i provvedimenti di

assegnazione di fronte al giudice amministrativo, perché ritenuti viziati sotto vari aspetti.

Altro elemento critico è la fissazione di un vincolo per le energie rinnovabili al 27 per cento il quale, benché relativo all'intera Unione europea, rappresenta comunque una sovrapposizione con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra già previsti e non può essere considerato una misura tecnologicamente neutrale, rischiando di aggravare le distorsioni già esistenti generate dal **“Pacchetto 20 20 20”**.

I biocarburanti: novità e prospettive

Alcune importanti novità hanno riguardato nel corso dell'anno la disciplina sui biocarburanti, che restano uno dei temi più critici per l'industria petrolifera. Di **sicuro rilievo è il mantenimento dell'obbligo di miscelazione** per il 2014 al 4,5 per cento in luogo del previsto 5 per cento che dovrà essere raggiunto nel 2015, così come stabilito dalla Legge 21 febbraio 2014, n. 9². Provvedimento che ha modificato sostanzialmente l'assetto legislativo anche per quanto riguarda, a partire dal 2015, le **modalità per il rispetto degli obblighi di miscelazione**, che passano dallo schema attuale (percentuale calcolata sui consumi dell'anno precedente) allo schema che prevede il calcolo sulla base dei consumi dello stesso anno, modificando le condizioni per l'utilizzo dei sottoprodotti e ampliandone le possibilità, prevedendo contestualmente l'**eliminazione del limite di utilizzo dei biocarburanti double counting**.

È proseguito altresì, in sede europea, il dibattito in merito alla **proposta di direttiva ILUC³**

¹ GHG – Green House Gases.

² Pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 43 del 21 febbraio 2014.

³ ILUC – Indirect Land Use Change. È l'impatto del cambiamento indiretto del carico del suolo sulle emissioni di gas effetto serra (GHG) dei biocarburanti.

Nuovi obiettivi dell'Unione Europea al 2030 sul clima ed energia presentati dalla Commissione

Il 22 gennaio del corrente anno la Commissione Europea ha adottato l'atteso Pacchetto di proposte che delineano i principali orientamenti nella definizione della politica energetica e climatica dopo il 2020.

La Commissione Europea propone un obiettivo vincolante di riduzione dei gas serra a livello domestico del 40 per cento rispetto ai livelli del 2005, accompagnato da un obiettivo vincolante europeo di produzione di energia da fonti rinnovabili di almeno il 27 per cento e da misure complementari su Efficienza Energetica e Governance dell'Energia

■ **Obiettivo di riduzione di gas serra.** L'obiettivo di riduzione di emissioni del 40 per cento nei settori ETS sarà ottenuto tramite una modifica del fattore lineare di riduzione delle quote di emissioni, dall'attuale 1,74 per cento l'anno al 2,2 per cento dopo il 2020, e non è previsto l'utilizzo di crediti internazionali nel conseguimento dell'obiettivo europeo. Per i settori ETS, la riduzione delle emissioni dovrebbe essere quindi del 43 per cento, cioè solo nel decennio 2020-2030 una riduzione del 22 per cento rispetto al 2020. Le emissioni nei settori non-ETS dovrebbero essere ridotte del 30 per cento e lo sforzo dovrà essere equamente distribuito tra gli Stati Membri.

■ **Obiettivo sulle fonti rinnovabili.** La Commissione Europea sembra avere voluto adottare un approccio più cauto, ma lasciando non poche ambiguità. L'obiettivo europeo vincolante di produzione di energia da fonti rinnovabili di almeno il 27 per cento dovrebbe essere conseguito tramite "contributi volontari" da parte degli Stati Membri e non sarebbe tradotto in obiettivi nazionali vincolanti tramite legislazione europea. Dopo il 2020, non sarà stabilito nessun obiettivo di energia da fonti rinnovabili per il settore dei trasporti e neanche un obiettivo sull'intensità di emissioni di gas serra nei combustibili per il trasporto.

■ **Efficienza energetica.** Nessun obiettivo è stato per ora previsto per quanto riguarda l'efficienza energetica, sulla quale la Commissione si pronuncerà solo a seguito della valutazione delle azioni intraprese dagli Stati Membri nell'implementazione della Direttiva 2012/27/UE, prevista entro la fine del 2014. Tuttavia, la Commissione indica che per raggiungere l'obiettivo di riduzione di emissioni del 40 per cento a livello domestico entro il 2030, il contributo del risparmio energetico dovrà essere del 25 per cento.

■ **Nuova governance.** Attraverso una nuova governance, sotto stretto controllo del legislatore comunitario, gli Stati membri dovranno definire ogni anno i rispettivi piani energetici e climatici nazionali, che saranno valutati e monitorati dalla Commissione Europea. La Commissione Europea valuterà anche i progressi conseguiti rispetto agli stessi piani e potrà intervenire con raccomandazioni specifiche per gli Stati Membri. Qualora la somma delle azioni a livello di Stato Membro non fosse sufficiente a raggiungere l'obiettivo europeo sulle fonti rinnovabili, il legislatore europeo si riserva il potere di intervenire con strumenti più incisivi nel contesto della governance stabilita.

Unione Petrolifera esprime forti preoccupazioni per il quadro normativo prospettato al 2030. Gli obiettivi stabiliti dalla Commissione non hanno rimosso le problematiche determinate dal Pacchetto 20 20 20, che introducendo target multipli alle emissioni di gas serra, alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica ha già creato sensibili distorsioni al mercato. Inoltre continuando ad imporre solo all'industria europea obiettivi di riduzione dei gas serra viene ulteriormente peggiorata la competitività delle imprese in contraddizione con gli obiettivi iniziali della Commissione, diretti proprio al recupero della competitività. E' fondamentale che gli obblighi di riduzione dei gas serra siano applicati anche nel resto dei Paesi industrializzati o la competitività di tutto il sistema industriale sarà compromessa.

Autovetture: quali alimentazioni per il futuro Il Parlamento Europeo ha stabilito che le emissioni medie delle nuove auto vendute in Europa nel 2020 non potranno superare il limite di emissioni di CO₂ di 95 grammi per chilometro percorso, con una riduzione del 27 per cento rispetto al limite di 130 al 2015 che è attualmente in vigore. L'Italia è già da tempo fra i Paesi che hanno superato il target del 2015 e nel 1° quadrimestre dell'anno in corso le immatricolazioni hanno rilevato una media di 118,1 g/km contro i 122,5 dello stesso periodo del 2013 (-3,5 per cento).

Anche le auto con alimentazioni "tradizionali" stanno quindi subendo un processo di efficientamento che ne favorisce l'impatto ambientale e continuano a rappresentare la quota dominante nelle scelte degli automobilisti.

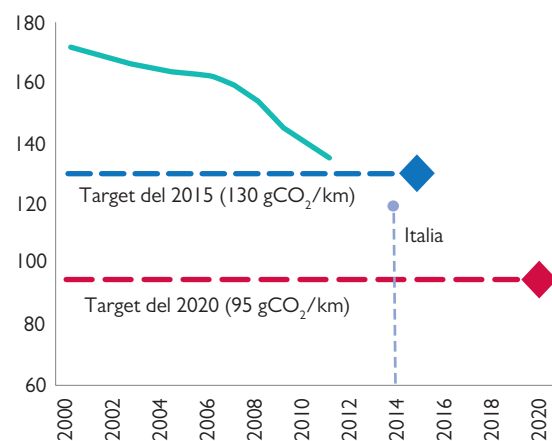
L'industria petrolifera osserva con attenzione anche i potenziali sviluppi delle alimentazioni alternative, che sono e saranno favorite dalle politiche di decarbonizzazione della Road Map al 2050. Tuttavia è consapevole del ruolo chiave che i prodotti petroliferi hanno nei trasporti non solo nella fase attuale, ma anche in futuro nella fase di transizione verso tali ambiziosi traguardi.

Auto elettriche – La possibilità di usufruire di una rete di ricerca capillare è uno degli elementi che, superate le criticità attuali dovute ai costi e alle tecnologie, ne favoriranno la diffusione.

A tale proposito fra le varie attività in corso, si segnala che a primavera del 2013 Eni ed Enel hanno firmato un accordo per l'installazione di colonnine per la ricarica elettrica dei veicoli ecologici presso le stazioni di servizio Eni. Nella prima fase sperimentale si tratterà solo di dieci postazioni che nel 2014 verranno collocate tra Emilia Romagna e Veneto. Inoltre a maggio 2013 sull'A8, presso la stazione di servizio Esso, è stata installata la prima colonnina di ricarica rapida per veicoli elettrici, che permette la ricarica dei veicoli in 25 minuti.

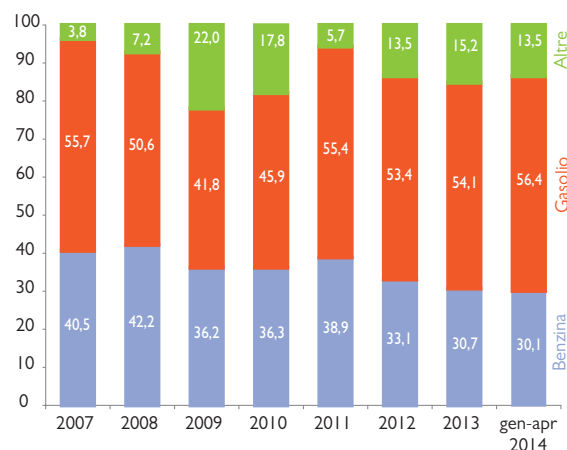
Fuel Cell/Idrogeno – Altre compagnie petrolifere (Shell, Total e Omv) insieme all'azienda automobilistica Daimler e ai produttori di idrogeno Air Liquide e Linde, hanno lanciato in Germania ad ottobre 2013 il progetto "H₂ Mobility", nel quale saranno investiti 350 milioni di euro per la realizzazione di 400 stazioni di servizio per il rifornimento di idrogeno ai veicoli elettrici alimentati a celle a combustibile. In particolare, il piano di lavoro prevede la realizzazione di una stazione di servizio ogni 90 km di autostrada e la presenza di almeno 10 impianti per ciascuna area urbana tedesca.

Unione Europea – Media delle emissioni di CO₂ delle nuove autovetture (gCO₂/km)



Fonte: Anfia

Italia – Immatricolazioni di autovetture per alimentazione (Peso %)



Fonte: Unrae

sebbene il dossier non sia stato ritenuto prioritario dalla Presidenza greca. Una correzione di rotta si potrebbe avere con il succedersi della Presidenza italiana che dovrebbe dare un maggiore impulso alla proposta e a tal fine il settore industriale rappresentato da Confindustria ha predisposto una **posizione comune sulla base di alcuni punti fermi**:

- l'indicazione di un CAP¹ per i biocarburanti convenzionali;
- la definizione di un target minimo per i biocarburanti avanzati;
- l'applicazione di una clausola di salvaguardia che sollevi i soggetti obbligati dal pagamento delle sanzioni nel caso in cui non siano rispettati gli obblighi di utilizzazione dei biocarburanti avanzati per oggettiva assenza di prodotti sul mercato;
- una compiuta revisione scientifica dei fattori ILUC attualmente indicati.

I problemi di recepimento delle Direttive europee

Resta molto critica la discussione sul meccanismo di attuazione dell'art. 7 della **Direttiva Fuel**, attualmente all'esame della Commissione europea, che sembra voglia confermare l'idea di adottare una opzione ibrida che collega il valore di GHG di ciascun carburante allo specifico greggio o materia prima impiegata. Si tratta di una soluzione **ulteriormente penalizzante per l'industria della raffinazione**, che va a pregiudicare ogni possibilità di recupero della competitività rispetto ai corrispondenti *competitors* internazionali che non sono gravati da tali oneri. Al riguardo l'industria petrolifera ha inviato una lettera al Vicepresidente della Commissione europea e Commissario all'Industria ed imprenditoria, Antonio Tajani, per chiedere **un intervento teso a ricondurre il problema nei termini proposti dal Governo italiano** e cioè a fattori di default unici per benzina e gasolio.

¹ Tetto massimo.

Positivo è stato invece il recepimento della **Direttiva 2010/75/UE sulle Emissioni Industriali**, che si è completato nei primi mesi del 2014 con la pubblicazione del Decreto Legislativo 4 marzo 2014, n. 46². Il provvedimento è giunto al termine di un lungo dibattito parlamentare nelle Commissioni competenti, **accogliendo i rilievi del settore petrolifero circa i valori limite alle emissioni** degli impianti esistenti alimentati a combustibili liquidi e sull'autoproduzione di energia elettrica.

Restano invece ancora da decidere le cosiddette **"BAT Conclusions"** comunitarie relative al BREF³ delle raffinerie per le quali è indispensabile **adottare il concetto di bolla nella gestione delle prescrizioni** per evitare ulteriori oneri su un sistema industriale in profonda difficoltà.

Le **"BAT Conclusions"** assumeranno infatti un **ruolo chiave**, in quanto i livelli di prestazione ivi indicati (BAT-AEL)⁴, saranno di fatto vincolanti e rappresenteranno un riferimento comune per tutte le autorità nazionali europee e una volta adottate si avranno quattro anni di tempo per la revisione delle autorizzazioni.

La loro pubblicazione, inizialmente prevista all'inizio del 2014, è però in **notevole ritardo a seguito del complesso iter di approvazione** e potrebbe avvenire alla fine del 2014.

Si rileva altresì la **collaborazione in corso tra Unione Petrolifera e ISPRA**⁵ per mettere a punto le procedure di calcolo, monitoraggio e verifica delle emissioni basata su un approccio "bolla di raffinaria".

Sempre in tema ambientale, va segnalata l'**attività di elaborazione di standard correlati alla mitigazione dell'effetto serra e di allineamento dei vari sistemi di gestione ambientale prodotti e di qualità** in corso a livello mondiale, relativamente alle "Normative sui Sistemi di Gestione ambientale" in ambito ISO TC 207⁶. A tale riguardo, si rileva che tutte le norme relative ai sistemi di gestione dovranno ora essere elaborate sulla base di una identica struttura,

² Pubblicato sul Supplemento Ordinario n. 27 della Gazzetta Ufficiale n. 72.

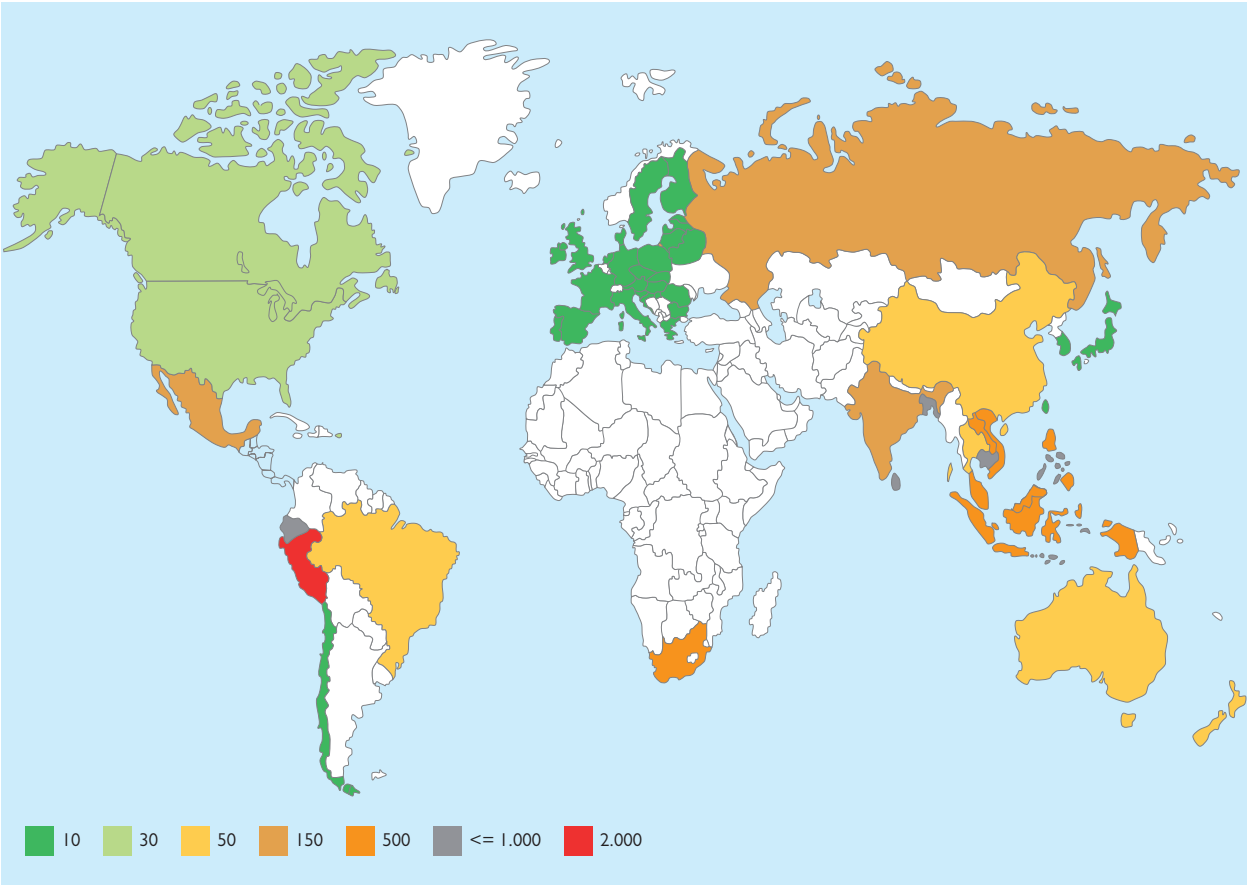
³ BREF - Bat Reference.

⁴ BAT-AEL - Best Available Techniques - Associated Emission Levels.

⁵ ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.

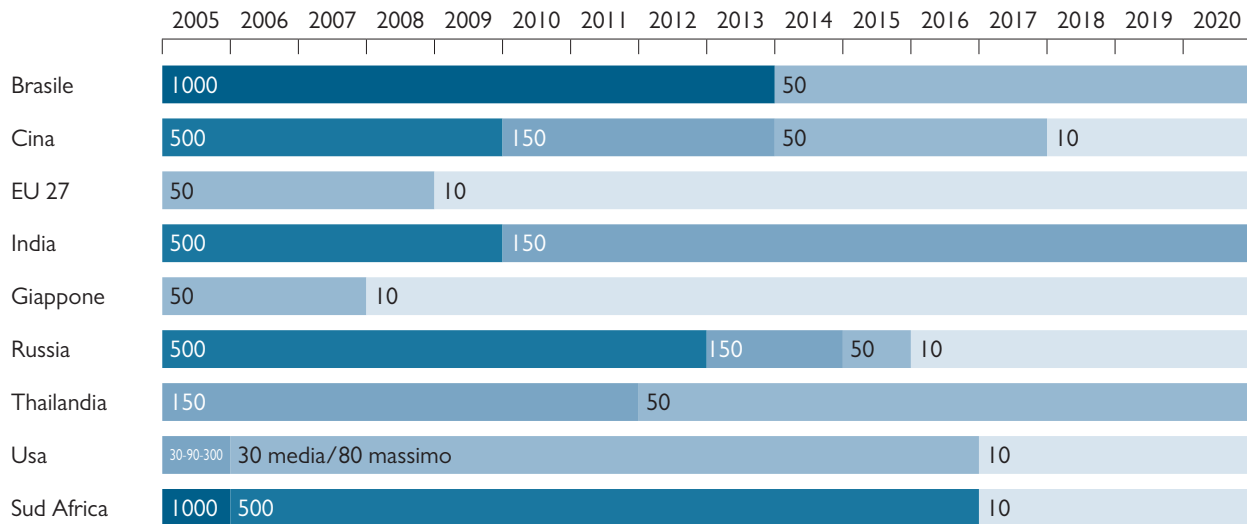
⁶ ISO TC - International Standard Organization Technical Committee.

Benzina – Contenuti di zolfo attuali e previsti nei principali Paesi^(*)
(Parti per milione)



^(*) Brasile, India e Cina hanno regolamenti che richiedono carburanti di qualità più elevata nelle città o regioni chiave del loro territorio. I valori illustrati si riferiscono alle normative applicate a livello nazionale.

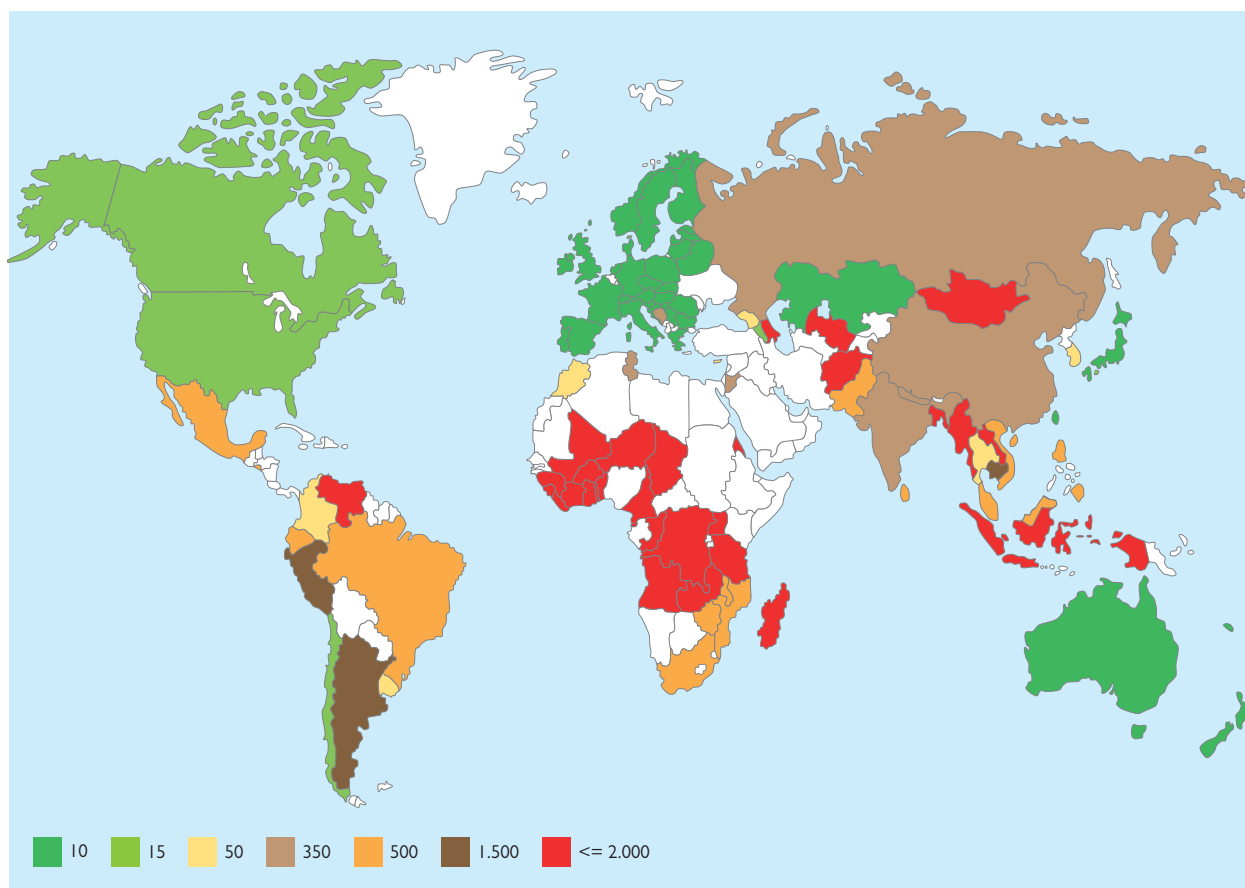
Benzina – Limiti di zolfo a livello nazionale



Fonte: Transportpolicy, 2014

Gasolio – Contenuti di zolfo attuali e previsti nei principali Paesi^(*)

(Parti per milione)



^(*) Brasile, India e Cina hanno regolamenti che richiedono carburanti di qualità più elevata nelle città o regioni chiave del loro territorio. I valori illustrati si riferiscono alle normative applicate a livello nazionale.

Gasolio – Limiti di zolfo a livello nazionale

Paese	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Brasile	3500	2000				1800-500 transizione				500						
Cina	2000						350				50			10		
EU 27	50				10											
India	500					350										
Giappone	50		10													
Russia	500								350		50	10				
Thailandia	150							50								
Usa	500	15														
Sud Africa	3000	500 (50 in alcune zone)												10		

Fonte: Transportpolicy, 2014

denominata “*High Level Structure*”, con testo base identico e comuni termini e definizioni.

Tali lavori riguardano in particolare la revisione della **Norma ISO 14001/2004** (“*Environmental Management System*”), la cui elaborazione risulta particolarmente complessa in quanto nella sua stesura dovranno essere prese in considerazione **tutte le tematiche collegate alle emergenti e globali sfide ambientali** (“*Future Challenges*”), quali lo sviluppo sostenibile e le implicazioni collegate all'intero ciclo di vita dei prodotti.

La norma **ISO 14001** è la più diffusa nel mondo e l'Italia è particolarmente interessata ai lavori per la sua revisione avendo un numero molto elevato di organizzazioni già certificate (secondo la precedente norma del 2004) e prevedendo un **impatto notevole gestionale e operativo** in caso di modifiche sostanziali e particolarmente prescrittive.

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

- la **ISO 14067**, pubblicata nel 2013, “*Carbon Footprint of Products*” per la quantificazione e comunicazione dei gas effetto serra (CO₂) emessi nel ciclo di vita dei prodotti;
- **revisione della ISO 14064-1** “*Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals*”, che dovrà includere anche la quantificazione delle emissioni indirette collegate all'intero ciclo di vita dei prodotti e servizi.

Gli ultimi sviluppi su rifiuti e bonifiche

Dal 1° ottobre 2013 è divenuto operativo, seppure non completamente, il **SISTRI**, il sistema di **tracciabilità dei rifiuti** creato nel 2009 ma che ha incontrato molteplici problemi per il concreto avvio. Il sistema è infatti partito in **forma ridotta** (solo per rifiuti pericolosi) e **scaglionata** (trasportatori e gestori da ottobre e produttori iniziali dal 3 marzo 2014), a seguito delle

modifiche introdotte dalla Legge n. 125/2013¹. Successivamente alla sua partenza è stato altresì previsto un differimento delle sanzioni (al 31 dicembre 2014), per consentire al Ministero dell'Ambiente di apportare ulteriori ed **effettive semplificazioni necessarie all'utilizzo di SISTRI** quando sarà a pieno regime.

È stato inoltre completato il quadro di riferimento per la gestione delle **terre e rocce da scavo, come sottoprodotti** e non come rifiuti. A tale proposito la Legge n. 98/2013² ha definito le **condizioni e le modalità operative per la gestione delle terre come sottoprodotti**, sia

¹ Conversione in legge del Decreto Legge 31 agosto 2013, n. 101, recante “Disposizioni urgenti per il perseguimento di obiettivi di razionalizzazione nelle Pubbliche Amministrazioni”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 255 del 30 ottobre 2013.

² Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69, recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 194 del 20 agosto 2013 (Supplemento Ordinario n. 63).

FOCUS

Incentivi per le bonifiche Decreto Legge Destinazione Italia: credito d'imposta per investimenti strumentali nei SIN oggetto di bonifica e riqualificazione industriale. Sono accessibili previa sottoscrizione di un accordo di programma pubblico-privato. **Investimenti innovativi nei SIN delle Regioni “Convergenza”**: il Ministero dello Sviluppo Economico ha stanziato 90 milioni di euro per investimenti innovativi in alcuni SIN delle Regioni Calabria, Campania, Puglia, Sicilia. L'agevolazione all'investimento consiste in una sovvenzione rimborsabile del 75 per cento delle spese ammissibili che le imprese di grandi dimensioni devono restituire al 90 per cento. Pur essendo previsto nel bando l'accesso alle imprese di grandi dimensioni, le condizioni richieste hanno di fatto escluso la possibilità di partecipazione.

Sito	Risorse (in euro)
Taranto	30.000.000,00
Napoli orientale	22.560.000,00
Napoli Bagnoli	960.000,00
Crotone	19.200.000,00
Gela	2.400.000,00
Priolo	12.000.000,00
Milazzo	2.880.000,00
TOTALE	90.000.000,00

nel caso di grandi opere che in tutti gli altri casi, tra cui i cantieri di piccole dimensioni.

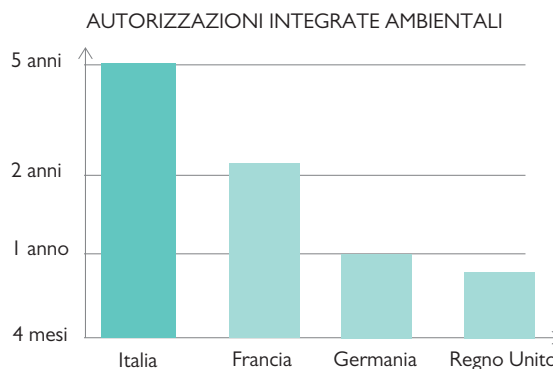
Sempre nell'ottica di favorire il riutilizzo delle risorse ed evitare la produzione di rifiuti, anche la disciplina della **bonifica dei siti contaminati** è stata oggetto di una importante modifica. Sempre la Legge n. 98/2013 ha definito infatti le condizioni in base alle quali le **acque emunte dalle falda sono considerate "scarichi idrici" e non rifiuti**, ammettendone il trattamento presso gli impianti industriali esistenti. Un'altra importante semplificazione si è avuta nel gennaio 2013 con la **stipula dei protocolli operativi di Porto Marghera**. I protocolli hanno indicato dei percorsi amministrativi definiti che consentono, ad esempio, che il Piano di Caratterizzazione dell'area contaminata non necessiti di preventiva autorizzazione se esso viene seguito in conformità al Protocollo, con conseguente riduzione dei tempi di esecuzione.

In relazione alla necessità di promuovere meccanismi che incentivino la razionalizzazione della rete carburanti, in particolare per rimuovere i vincoli alla chiusura legati alle procedure e ai costi delle bonifiche, è in via di emanazione un Decreto direttoriale del Ministero dell'Ambiente, volto alla **semplificazione delle bonifiche degli impianti di distribuzione carburanti**. La semplificazione consisterà nella standardizzazione delle procedure attraverso:

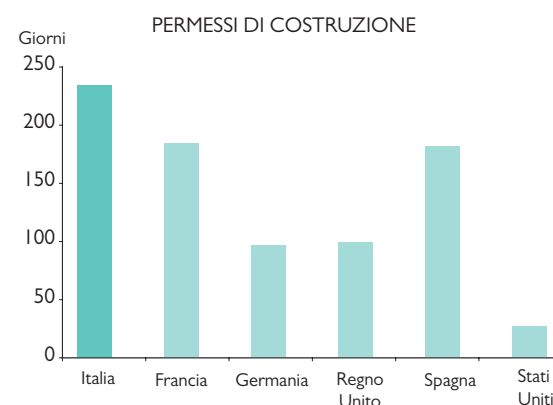
- ✓ la **definizione dell'obiettivo di bonifica** in funzione dell'utilizzo effettivo del sito;
- ✓ la possibilità di **rimozione di terreno** in fase di smantellamento degli impianti;
- ✓ la previsione di una **casistica residuale** ove per ragioni di stabilità strutturale, di viabilità o di sicurezza dell'intervento non sia possibile rimuovere serbatoi e linee interrati;
- ✓ l'adozione di **criteri tecnici semplificati** per l'analisi di rischio in siti di ridotte dimensioni come gli impianti carburanti.

Il Decreto **si applicherà a tutte le tipologie di impianti, attivi e dismessi, anche ubicati nei SIN - Siti di Interesse Nazionale.**

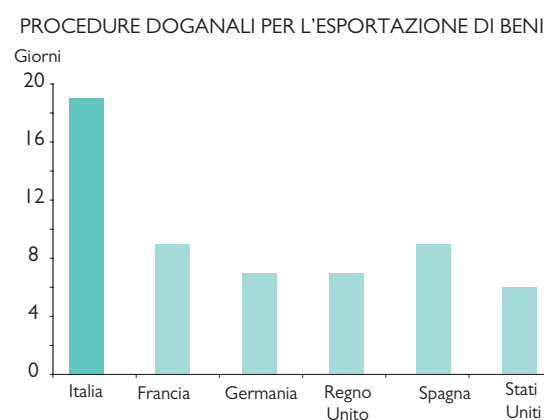
Italia – Confronto delle tempistiche autorizzative rispetto ad altri Paesi



Fonte: Aspen



Fonte: Doing Business (2012) - Indicatore Dealing with construction permits



Fonte: Doing Business (2012) - Indicatore Trading across borders

Salute e sicurezza

La tutela della salute e della sicurezza

Il tema della **valutazione dell'impatto dell'attività industriale sulla salute della popolazione residente** in aree limitrofe alle installazioni, resta uno degli aspetti più delicati per le imprese. Un tema che nel corso del 2013 è stato oggetto di interventi normativi volti a introdurre elementi di valutazione in grado di **gestire al meglio le eventuali situazioni emergenziali di salute pubblica**.

Nell'agosto 2013 è stato pubblicato un Decreto ministeriale¹ che fornisce i **criteri metodologici per la redazione del rapporto di valutazione del danno sanitario** che ha avuto sinora un'applicazione ridotta, in quanto limitato agli impianti di "interesse strategico nazionale". Resta ferma la necessità, per il settore industriale, di **sviluppare una metodologia consolidata e uniforme** a livello europeo, anche attraverso il ruolo attivo del settore.

Sempre in tema di sicurezza va segnalato il Decreto 14 marzo 2014, n. 48² di attuazione dell'art. 30 della direttiva 2012/18/UE (Direttiva Seveso) sul controllo **del pericolo di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose** che assume un particolare interesse per il settore petrolifero e che prevede l'inclusione degli oli combustibili densi nel complesso degli altri prodotti petroliferi.

Il recepimento degli altri obblighi previsti dalla Direttiva Seveso **dovrà avvenire entro il 1° giugno 2015**. Al riguardo si rileva che la Direttiva introduce importanti novità tra cui le più significative:

- **classificazione delle sostanze e delle miscele**

¹ Decreto del Ministro della Salute 24 aprile 2013 recante "Disposizioni volte a stabilire i criteri metodologici utili per la redazione del rapporto di Valutazione del Danno Sanitario (VDS)" pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 197 del 23 agosto 2013.

² Gazzetta Ufficiale n. 73 del 28 marzo 2014.

le allineata al Regolamento CE n. 1272/2008 (CLP³) relativo alla classificazione, etichettatura e imballaggio;

- **maggiore informazione alla popolazione e consultazione pubblica** con partecipazione al processo decisionale per nuovi stabilimenti e modifiche significative degli stabilimenti esistenti.

Altro intervento normativo in materia di attività soggette alla Seveso, è quello previsto dalla Legge n. 125/2013⁴ per le aziende a rischio di incidente rilevante ammesse alla **semplificazione delle procedure per la prevenzione incendi** di cui al Decreto Presidente della Repubblica n. 151/2011. Si è in attesa del decreto di adeguamento da parte del Ministero dell'Interno.

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

La disciplina delle attrezzature a pressione

Nel giugno 2013 è stato istituito presso il Comitato termotecnico italiano energia ed ambiente (CTI federato UNI) **un gruppo di lavoro ad hoc con lo scopo di individuare le criticità applicative** riscontrate dagli operatori, in materia di messa in servizio e visite periodiche delle **attrezzature a pressione nell'ambiente di lavoro**, inserito nel più ampio quadro legislativo di

³ CLP - Classification, Labelling and Packaging of substances and mixtures.

⁴ Gazzetta Ufficiale n. 212 del 10 settembre 2013.

L'introduzione della VDS a livello nazionale L'obbligo della Valutazione di Danno Sanitario (VDS) per gli “stabilimenti di interesse strategico nazionale”, ovvero stabilimenti che occupano un numero di lavoratori subordinati non inferiore a duecento, dove sono contemplate esigenze di tutela dell'occupazione e dell'ambiente, è stato introdotto dalla Legge Salva-ILVA (Legge 24 dicembre 2012, n. 231, di conversione del Decreto Legge 207 2012).

FOCUS

cui fa parte integrante il Decreto Legislativo n. 81/08 (Testo unico sulla sicurezza).

Il gruppo di lavoro, cui hanno partecipato tutte le associazioni industriali, compresa l'Unione Petrolifera, e gli altri soggetti interessati, ha prodotto e trasmesso ai Ministeri competenti (MSE, Ministero del Lavoro) **II schede riportanti le criticità riscontrate e i suggerimenti degli operatori** cui dovrebbero fare seguito le indicazioni da parte dei ministeri interessati.

Allo scopo di **rafforzare il presidio sulla sicurezza della circolazione delle cisterne ferroviarie** e per rendere tracciabile l'esecuzione degli accertamenti RID¹, nel corso del 2013 è proseguita l'applicazione da parte del Riempitore, Scaricatore e Trasportatore merci, delle Liste di Controllo emesse dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) di cui alla Circolare del 6 aprile 2010.

Le esperienze applicative acquisite negli ultimi anni hanno confermato **l'utilità di tali controlli, ma anche alcune situazioni di criticità**, come

lo stazionamento prolungato, presso gli impianti riempitori e scaricatori, dei carri vuoti non conformi, in attesa del loro ritiro, e **nell'esecuzione di controlli atti a verificare la tenuta dei dispositivi** prima e dopo il riempimento delle cisterne.

Al fine di superare le criticità emerse e uniformare anche a livello internazionale le modalità di controllo, **è stato istituito un Gruppo di lavoro specifico** coordinato da Federchimica, a cui partecipano le associazioni di categoria interessate (compresa l'Unione Petrolifera), imprese ed operatori ferroviari.

Il Gruppo ha elaborato e presentato al MIT una proposta di linea guida, sotto forma di revisione delle attuali Liste di controllo, corredata con relativa procedura di utilizzo.

Il Ministero ha recepito la **proposta che verrà presa come documento base di discussione in ambito internazionale** per eventuali modifiche ai regolamenti e per eventuale revisione della stessa circolare emessa nel 2010.

¹ RID – Règlement concernant le Transport International Ferroviaire des Merchandises Dangereuses.

2014

APPEN STAD TISTI CAM

RELAZIONE ANNUALE | 2014

Mondo/Paesi Industrializzati I consumi energetici dei principali Paesi (2012)

(Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Idro-elettricità ⁽¹⁾	Nucleare ⁽²⁾	Rinnovabili	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.730,1	4.130,5	2.987,1	831,1	560,4	237,4	12.476,6	1,7
Area OCSE	1.053,1	2.072,8	1.433,6	315,6	444,5	169,2	5.488,9	4,4
Stati Uniti	437,8	819,9	654,0	63,2	183,2	50,7	2.208,8	7,0
Ex Urss	180,2	205,9	526,4	54,9	61,2	0,6	1.029,2	3,5
Giappone	124,4	218,2	105,1	18,3	4,1	8,2	478,2	3,8
Cina	1.873,3	483,7	129,5	194,8	22,0	31,9	2.735,1	2,0
India	298,3	171,6	49,1	26,2	7,5	10,9	563,6	0,4
Area UE (27 Paesi)	293,7	611,3	399,5	74,0	199,8	95,0	1.673,3	3,3
Belgio/Lussemburgo	3,0	30,6	15,2	—	9,1	2,6	60,5	5,4
Francia	11,4	80,9	38,2	13,2	96,3	5,4	245,5	3,8
Germania	79,2	111,5	67,7	4,8	22,5	26,0	311,8	3,9
Olanda	8,5	44,1	32,8	—	0,9	2,7	89,1	5,3
Regno Unito	39,1	68,5	70,5	1,2	15,9	8,4	203,5	3,2
Spagna	19,3	63,8	28,2	4,6	13,9	14,9	144,7	3,1
ITALIA	16,2	64,2	61,8	9,4	—	10,9	162,5	2,7

⁽¹⁾ Dato relativo alla produzione.

⁽²⁾ Valore diverso da quello fornito dalle statistiche nazionali, per una diversa valutazione del potere calorifico attribuito a ogni kWh prodotto.

Fonte: BP Statistical Review

Mondo/Paesi Industrializzati Il grado di dipendenza energetica e petrolifera (2012)

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	33,1
Area OCSE	29	37,8
Stati Uniti	17	37,1
Ex Urss	—	20,0
Giappone	93	45,6
Cina	13	17,7
India	38	30,4
Area UE (27 Paesi)	56	36,5
Belgio/Lussemburgo	81	50,6
Francia	53	33,0
Germania	66	35,8
Olanda	31	49,6
Regno Unito	42	33,6
Spagna	75	44,1
ITALIA^(*)	80	39,5

^(*) 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 ^(*)		
	2012 Quantità	2013 Quantità	%	al 1/1/2013 Quantità	al 1/1/2014 Quantità	%
AMERICA DEL NORD	577,5	636,0	15,4	32.230	32.150	13,4
– di cui: Stati Uniti	394,9	441,0	10,7	4.210	4.210	1,8
Canada	182,6	195,0	4,7	28.020	27.940	11,6
AMERICA LATINA	521,9	520,0	12,6	52.480	52.200	21,8
– di cui: Messico	143,9	143,0	3,5	1.570	1.550	0,6
Venezuela	139,7	139,5	3,4	46.460	46.460	19,4
Altri Paesi	238,3	237,5	5,7	4.450	4.190	1,7
MEDIO ORIENTE	1.336,8	1.320,0	32,0	109.310	109.700	45,7
– di cui: Arabia Saudita	547,0	540,4	13,1	36.518	36.620	15,3
Iran	174,9	157,4	3,8	21.560	22.040	9,2
Iraq	152,4	159,2	3,9	20.240	19.990	8,3
Kuwait	152,5	158,1	3,8	13.980	13.980	5,8
U.A.E.	154,1	160,6	3,9	12.975	12.975	5,4
Altri Paesi	155,8	144,2	3,5	4.037	4.095	1,7
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	397,3	394,0	9,5	5.505	6.175	2,5
– di cui: Indonesia	44,6	42,4	1,0	517	535	0,2
Cina	207,5	207,9	5,0	2.365	2.850	1,2
Altri Paesi	145,2	143,7	3,5	2.623	2.790	1,2
AFRICA	449,0	416,0	10,1	17.270	17.720	7,4
– di cui: Algeria	73,0	71,9	1,7	1.537	1.537	0,6
Libia	71,1	47,0	1,1	6.250	6.370	2,7
Nigeria	116,2	108,1	2,6	5.020	5.020	2,1
Altri Paesi	188,7	189,0	4,6	4.463	4.793	2,0
EUROPA	165,5	163,0	3,9	1.890	1.910	0,8
– di cui: Norvegia	87,5	84,5	2,0	910	915	0,4
Regno Unito	45,0	40,7	1,0	410	445	0,2
Altri Paesi	33,0	37,8	0,9	570	550	0,2
EX URSS	670,9	682,3	16,5	17.080	20.140	8,4
– di cui: Russia	519,1	527,9	12,8	11.950	15.000	6,3
Azerbaijan	43,4	45,0	1,1	960	960	0,4
Kazakhstan	81,3	82,0	2,0	3.930	3.930	1,6
Altri Paesi	27,1	27,4	0,7	240	250	0,1
TOTALE	4.118,9	4.131,3	100,0	235.765	239.995	100,0
– di cui Opec	1.778,4	1.745,0		169.925	175.000	
<i>Incidenza % sul totale</i>	<i>43,2</i>	<i>42,2</i>		<i>72,1</i>	<i>72,9</i>	

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

Fonte: BP Statistical Review per la produzione (per il 2013 stima Unione Petrolifera); US Energy Information Administration per le riserve

Mondo I consumi petroliferi

(Milioni di tonnellate)

	2012		2013	
	Quantità	%	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	924	22,4	940	22,6
– di cui: Stati Uniti	820	19,9	835	20,1
Canada	104	2,5	105	2,5
AMERICA LATINA	395	9,6	408	9,8
– di cui: Brasile	126	3,1	131	3,1
Messico	93	2,3	92	2,2
MEDIO ORIENTE	376	9,1	384	9,2
– di cui: Arabia Saudita	130	3,1	133	3,2
AFRICA	167	4,0	173	4,2
– di cui: Egitto	35	0,8	36	0,9
ESTREMO ORIENTE	1.339	32,4	1.330	32,0
– di cui: Cina	484	11,7	497	11,9
Giappone	218	5,3	210	5,0
India	172	4,2	173	4,2
AUSTRALIA	50	1,2	51	1,2
EUROPA	880	21,3	873	21,0
– di cui: Francia	81	2,0	80	1,9
Germania	112	2,7	111	2,7
Italia	64	1,5	61	1,5
Paesi Bassi	46	1,1	45	1,1
Regno Unito	71	1,7	70	1,7
Russia	144	3,5	150	3,6
TOTALE	4.131	100,0	4.159	100,0

Fonte: Comité Professionnel du Pétrole (per il 2012); Unione Petrolifera su dati Iea, Opec e Cdpd per il 2013

Mondo La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio

(Milioni di tonnellate/anno)

	Al 1° gennaio 2000			Al 1° gennaio 2013		
	N. di raffinerie	Capacità	%	N. di raffinerie	Capacità	%
AMERICA DEL NORD	174	923	22,7	151	1.003	22,6
– di cui: Stati Uniti	153	827	20,3	134	907	20,4
Canada	21	96	2,4	17	96	2,2
AMERICA LATINA	79	398	9,8	72	407	9,2
– di cui: Argentina	10	33	0,8	10	32	0,7
Brasile	15	89	2,2	13	96	2,2
Messico	6	76	1,9	6	77	1,7
Venezuela	6	62	1,5	5	64	1,4
MEDIO ORIENTE	44	296	7,3	44	364	8,2
– di cui: Arabia Saudita	8	85	2,1	7	106	2,4
Iran	9	74	1,8	9	73	1,6
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	221	982	24,1	165	1.282	28,9
– di cui: Cina	97	217	5,3	54 ^(*)	353	8,0
Giappone	38	250	6,1	30	238	5,4
Corea del sud	6	127	3,1	6	148	3,3
India	14	93	2,3	21	217	4,9
Indonesia	9	50	1,2	8	51	1,1
AFRICA	47	152	3,7	45	161	3,6
– di cui: Egitto	8	29	0,7	9	36	0,8
EUROPA	137	835	20,5	125	816	18,4
– di cui: Francia	14	96	2,4	10	82	1,8
Germania	14	111	2,7	13	103	2,3
Italia	18	116	2,8	14	110	2,5
Paesi Bassi	6	59	1,4	6	60	1,4
Regno Unito	12	89	2,2	10	84	1,9
Spagna	10	65	1,6	9	64	1,4
EX URSS	56	488	12,0	59	404	9,1
– di cui: Russia	37	334	8,2	40	275	6,2
TOTALE MONDO	758	4.074	100,0	661	4.437	100,0

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

Fonte: Oil & Gas Journal, EIA, World Oil and Gas Review

Mondo I prezzi "SPOT" dei principali greggi (2013)

(Fob \$/barile)

	GRADO API	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
Arabian light	34,2	110,64	113,95	107,61	101,97	101,06	101,30	105,03	108,09	109,48	107,14	104,84	108,07
Arabian heavy	28,0	106,54	110,15	103,16	98,50	98,98	99,64	101,78	105,33	106,72	105,04	104,90	106,77
Iranian heavy	31,0	108,52	112,24	105,47	99,71	99,72	100,61	103,65	107,06	109,15	107,69	106,87	108,96
Iranian light	33,9	110,38	114,58	108,52	101,27	100,98	101,73	105,54	109,17	110,47	108,19	106,52	108,98
Kuwait	31,4	108,31	111,79	105,17	100,07	99,82	100,22	103,22	106,47	108,02	106,13	104,73	107,30
Dubai	32,4	107,94	111,25	105,55	101,68	100,30	100,32	103,52	106,81	108,28	106,70	105,95	107,80
Oman	36,3	107,94	111,25	105,56	101,72	100,46	100,35	103,53	106,94	108,56	106,78	105,95	107,83
Bonny light	36,7	115,41	118,69	110,57	105,17	105,83	106,12	110,21	113,62	114,30	112,44	111,47	113,11
Libyan Essider	40,4	113,01	116,29	108,37	102,22	102,63	103,07	107,91	111,07	111,60	108,74	107,57	110,41
Saharan Blend	44,1	114,21	116,99	108,87	102,97	102,83	102,07	107,56	111,87	112,95	111,04	109,27	112,66
Minas	33,9	116,92	119,62	109,47	101,25	99,11	103,19	103,38	105,55	114,38	106,98	104,28	106,38
Isthmus	32,8	106,48	113,44	109,86	105,48	105,48	104,08	109,18	109,09	106,80	99,84	93,83	98,39
W.T.I.	40,0	94,77	95,31	92,87	91,97	94,60	95,74	104,51	106,55	106,26	100,41	93,76	97,72
Merey	32,4	96,99	101,94	98,55	93,84	94,02	95,37	95,68	98,06	97,85	96,80	94,83	96,61
Suez Blend	33,0	108,73	111,68	104,23	99,12	99,89	100,13	105,41	108,08	108,36	105,72	105,15	107,56
Brent	38,0	113,01	116,29	108,37	102,17	102,53	102,92	107,96	111,27	111,90	109,04	107,97	110,81
Ekofisk	43,0	113,67	117,68	110,43	103,53	103,60	103,79	108,77	112,54	113,69	110,28	108,88	111,85
Ural ^(*)	36,1	111,62	114,51	107,01	102,06	102,52	102,74	108,06	110,75	110,92	108,28	107,73	110,44
Girassol	32,0	112,24	116,22	109,48	103,84	103,69	104,23	107,55	110,80	112,13	110,20	108,83	111,31
OPEC REFERENCE BASKET		109,28	112,75	106,44	101,05	100,65	101,03	104,45	107,52	108,73	106,69	104,97	107,67

^(*) Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin

Mercato Internazionale Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2013)

(\$/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO RISCALD.TO 0,1% s	GASOLIO AUTO 10 ppm	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	1.023,32	928,96	1.034,02	959,25	973,55	636,41	609,52
Febbraio	1.097,79	987,86	1.073,76	994,61	1.010,14	667,04	629,03
Marzo	1.002,20	906,29	984,93	911,66	938,55	620,70	601,04
Aprile	952,55	811,70	930,85	860,93	888,94	590,69	580,82
Maggio	954,95	829,20	923,11	860,16	882,93	602,17	581,24
Giugno	965,65	839,60	942,03	875,61	896,54	606,88	578,76
Luglio	1.012,41	872,79	975,72	911,72	929,10	605,25	595,64
Agosto	1.027,39	909,88	1.003,23	932,12	955,06	610,29	598,18
Settembre	982,13	925,81	1.001,75	937,48	964,71	613,62	591,46
Ottobre	937,97	897,87	995,45	929,98	945,54	600,91	583,23
Novembre	933,36	925,33	981,92	914,91	928,10	598,35	570,94
Dicembre	956,69	952,78	1.009,48	937,33	951,35	607,76	577,84

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Cif Nord Europa dei principali prodotti petroliferi (2013)

(\$/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO RISCALD.TO 0,1% s	GASOLIO AUTO 10 ppm	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	1.015,90	932,96	1.040,71	963,26	977,07	650,32	605,13
Febbraio	1.085,85	991,86	1.082,33	1.001,41	1.014,43	680,25	624,78
Marzo	1.023,46	910,29	991,84	917,34	946,76	632,78	596,04
Aprile	964,82	815,70	927,38	865,93	893,25	599,73	575,82
Maggio	961,63	833,20	922,43	869,00	891,44	610,64	576,48
Giugno	969,01	843,60	941,25	880,38	901,78	616,43	573,98
Luglio	1.016,78	876,79	975,72	915,97	935,32	607,53	590,73
Agosto	1.038,98	913,88	1.002,99	938,13	962,39	619,43	593,43
Settembre	985,21	929,81	1.001,70	942,58	968,24	619,69	586,71
Ottobre	948,17	901,87	994,50	933,82	949,41	604,45	578,48
Novembre	942,08	929,33	983,11	920,04	931,30	603,80	566,19
Dicembre	962,70	956,78	1.013,31	943,58	957,84	619,53	573,09

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2013)

(\$/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	KEROSENE	GASOLIO AUTO 10 ppm	GASOLIO RISCAL.TO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s
Gennaio	1.025,57	900,06	1.012,86	964,47	950,02	645,44	604,60
Febbraio	1.098,75	958,91	1.054,10	999,60	980,06	668,81	622,86
Marzo	1.008,36	879,09	965,26	928,43	902,49	614,58	596,53
Aprile	932,62	787,14	902,81	872,55	856,07	586,18	571,68
Maggio	943,99	806,48	899,35	876,68	857,74	602,51	571,71
Giugno	966,40	819,05	919,84	891,96	873,58	611,46	579,00
Luglio	1.000,26	850,59	953,13	904,65	923,92	603,30	591,26
Agosto	1.016,26	886,79	979,61	949,69	925,19	612,06	594,43
Settembre	963,80	906,66	981,49	956,99	935,12	616,91	592,80
Ottobre	943,41	880,03	975,41	938,01	927,12	601,22	580,72
Novembre	928,27	905,07	962,00	922,77	909,73	601,19	575,16
Dicembre	953,94	944,86	986,29	944,61	929,31	613,76	572,86

Fonte: Platts

Mercato Internazionale Le quotazioni Cargoes Cif Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2013)

(\$/tonnellata; media min-max)

	BENZINA 10 ppm	VIRGIN NAPHTA	GASOLIO AUTO 10 ppm	GASOLIO RISCALD.TO 0,1% s	O.C.BTZ 1% s	O.C.ATZ 3,5% s	KEROSENE
Gennaio	1.039,77	921,86	981,40	969,35	659,55	618,71	1.039,21
Febbraio	1.112,85	980,29	1.016,35	999,36	682,70	636,75	1.080,83
Marzo	1.021,44	899,31	944,18	920,34	628,96	610,91	990,34
Aprile	944,74	805,93	887,06	872,55	600,51	586,01	925,88
Maggio	955,23	824,21	890,17	873,08	615,25	584,45	920,93
Giugno	976,66	835,44	904,25	887,59	622,43	589,96	939,75
Luglio	1.011,27	867,90	937,07	919,46	614,24	602,20	974,28
Agosto	1.027,68	904,74	963,36	940,64	623,96	606,33	1.001,49
Settembre	973,45	922,18	968,61	948,21	627,81	603,70	1.000,20
Ottobre	952,46	894,83	949,05	939,41	611,25	590,75	993,00
Novembre	938,42	921,32	935,01	923,46	612,11	586,07	981,61
Dicembre	967,40	945,73	960,59	947,41	627,35	586,45	1.011,81

Fonte: Platts

Italia I consumi energetici per fonti primarie

(Milioni di tep)

	2012		2013 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	16,6	9,4	14,6	8,5
Gas naturale ⁽²⁾	61,4	34,8	57,4	33,6
Petrolio	62,2	35,3	59,0	34,5
Importazioni nette di energia elettrica	9,5	5,4	9,2	5,4
Fonti rinnovabili ⁽³⁾	26,6	15,1	30,8	18,0
TOTALE CONSUMI	176,3	100,0	171,0	100,0
Tep pro-capite	2,9		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)

	2012		2013 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	2,8	1,5	2,7	1,6
Industria	30,2	17,1	28,3	16,5
Trasporti	38,5	21,9	38,2	22,4
Usi civili	46,9	26,6	46,6	27,2
Usi non energetici	6,5	3,7	5,5	3,2
Bunkeraggi	3,0	1,7	2,4	1,4
TOTALE IMPIEGHI FINALI	127,9	72,5	123,7	72,3
Consumi e perdite del settore energetico	6,5	3,7	5,7	3,4
Trasformazioni in energia elettrica	41,9	23,8	41,6	24,3
TOTALE CONSUMI	176,3	100,0	171,0	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Italia La produzione di idrocarburi

	1990	1995	2000	2005	2009	2010	2011	2012	2013
Petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)	4.641	5.208	4.555	6.084	4.551	5.047	5.286	5.377	5.483
Condensati da gas (Migliaia di tonnellate)	27	28	31	27	21	25	23	20	19
Gas naturale (Milioni di metri cubi) ^(*)	17.296	20.184	16.633	12.071	8.013	8.302	8.449	8.605	7.735

^(*) 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 (2013)^(*)

(Migliaia di tonnellate)

Disponibilità		Utilizzo	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.502	Consumi	60.759
Importazione di greggio ⁽¹⁾	58.438	Esportazioni ⁽²⁾	24.424
Importazione di semilavorati	8.052		
Importazione di prodotti finiti	12.659		
Da scorte	532		
TOTALE	85.183	TOTALE	85.183

^(*) Dati provvisori.

⁽¹⁾ Comprende le importazioni di greggio per conto committente estero.

⁽²⁾ Comprendono le riesportazioni di prodotti ottenuti da lavorazioni greggio in regime di temporanea importazione conto committente estero.

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

Italia Le importazioni di petrolio greggio - “Riepilogo”

(Migliaia di tonnellate)

	2012		2013	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	9.963	14,5	8.053	13,8
Iran	3.226	4,7	—	—
Iraq	5.853	8,5	4.861	8,3
Israele	—	—	3	0,0
Kuwait	—	—	79	0,1
Oman	—	—	79	0,1
UAE	84	0,1	192	0,3
TOTALE MEDIO ORIENTE	19.127	27,8	13.267	22,7
Algeria	615	0,9	1.712	2,9
Angola	1.042	1,5	901	1,5
Camerun	221	0,3	—	—
Congo	257	0,4	68	0,1
Egitto	1.524	2,2	1.201	2,1
Gabon	223	0,3	342	0,6
Ghana	1.217	1,8	1.043	1,8
Guinea Equatoriale	981	1,4	—	—
Libia	14.398	20,9	8.194	14,0
Mauritania	—	—	85	0,2
Nigeria	2.397	3,5	3.105	5,3
Tunisia	173	0,3	211	0,4
TOTALE AFRICA	23.049	33,4	16.863	28,9
Azerbaijan	10.703	15,6	10.669	18,3
Kazakhstan	4.713	6,8	4.413	7,5
Russia	10.287	15,0	11.182	19,1
Turkmenistan	30	—	—	—
TOTALE EX- URSS	25.733	37,4	26.264	44,9
Albania	382	0,6	370	0,6
Grecia	—	—	70	0,1
Norvegia	—	—	625	1,1
Regno Unito	538	0,8	330	0,6
TOTALE EUROPA	920	1,4	1.395	2,4
Canada	—	—	376	0,6
Colombia	—	—	274	0,5
TOTALE AMERICA	—	—	650	1,1
TOTALE	68.828	100,0	58.438	100,0
- di cui : OPEC	37.579	54,6	27.098	46,4

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Le importazioni di petrolio greggio - "Conto proprio"

(Migliaia di tonnellate)

	2012		2013	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	9.963	16,0	7.915	15,1
Iran	3.226	5,2	—	—
Iraq	5.266	8,4	3.905	7,4
Israele	—	—	3	0,0
Kuwait	—	—	79	0,2
UAE	84	0,1	49	0,1
TOTALE MEDIO ORIENTE	18.539	29,7	11.949	22,8
Algeria	615	1,0	1.712	3,3
Angola	1.042	1,7	901	1,7
Camerun	221	0,4	—	—
Congo	257	0,4	68	0,1
Egitto	1.145	1,8	958	1,8
Gabon	223	0,4	342	0,7
Ghana	1.217	2,0	1.043	2,0
Guinea Equatoriale	981	1,6	—	—
Libia	14.345	23,0	8.035	15,3
Mauritania	—	—	85	0,2
Nigeria	2.397	3,8	3.092	5,9
Tunisia	173	0,3	211	0,4
TOTALE AFRICA	22.617	36,3	16.447	31,3
Azerbaijan	9.084	14,6	9.999	19,1
Kazakhstan	1.716	2,8	2.067	3,9
Russia	9.414	15,1	10.057	19,2
Turkmenistan	30	—	—	—
TOTALE EX- URSS	20.244	32,4	22.123	42,2
Albania	382	0,6	370	0,7
Grecia	—	—	70	0,1
Norvegia	538	0,9	625	1,2
Regno Unito	—	—	250	0,5
TOTALE EUROPA	920	1,5	1.315	2,5
Canada	—	—	375	0,7
Colombia	—	—	274	0,5
TOTALE AMERICA	—	—	650	1,2
TOTALE	62.320	100,0	52.484	100,0
- di cui : OPEC	36.938	59,3	25.687	48,9

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Le importazioni di petrolio greggio - “Conto committente estero”

(Migliaia di tonnellate)

	2012		2013	
	Quantità	%	Quantità	%
Arabia Saudita	–	–	138	2,3
Iraq	588	9,0	957	16,1
Oman	–	–	79	1,3
UAE	–	–	144	2,4
TOTALE MEDIO ORIENTE	588	9,0	1.317	22,1
Egitto	379	5,8	244	4,1
Nigeria	–	–	13	0,2
Libia	53	0,8	159	2,7
TOTALE AFRICA	432	6,6	416	7,0
Russia	873	13,4	1.125	18,9
Azerbaijan	1.620	24,9	670	11,3
Kazakhstan	2.997	46,0	2.346	39,4
Regno Unito	–	–	79	1,3
TOTALE ALTRI PAESI	5.489	84,3	4.220	70,9
TOTALE	6.509	100,0	5.954	100,0
- di cui OPEC	641	9,8	1.411	23,7

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati

(Migliaia di tonnellate)

	2012		2013 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.078	11,5	2.315	11,2
Benzine	52	0,3	352	1,7
Virgin Naphta	1.134	6,3	1.396	6,8
Carboturbo/Petrolio	1.376	7,7	1.981	9,6
Gasolio	2.132	11,8	3.085	14,9
Olio combustibile totale	590	3,3	489	2,3
- di cui olio combustibile Atz	263	1,5	160	0,7
- di cui olio combustibile Btz	327	1,8	329	1,6
Lubrificanti	330	1,8	253	1,2
Bitume	24	0,1	13	–
Altri ⁽²⁾	3.529	19,6	2.775	13,4
TOTALE PRODOTTI⁽³⁾	11.245	62,4	12.659	61,1
Semilavorati	6.786	37,6	8.052	38,9
TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI	18.031	100,0	20.711	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Comprendono le importazioni di Coke di petrolio.

⁽³⁾ Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

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

Italia Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio

(Migliaia di tonnellate)

	2012		2013 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	389	1,3	421	1,7
Benzine	9.193	30,9	7.887	32,3
Virgin Naphta	1.202	4,0	851	3,5
Carboturbo/Petrolio	268	0,9	308	1,3
Gasolio	10.675	35,9	8.475	34,7
Olio combustibile totale	3.062	10,3	2.207	9,1
- di cui olio combustibile Atz	1.392	4,7	1.046	4,3
- di cui olio combustibile Btz	1.670	5,6	1.161	4,8
Lubrificanti	1.012	3,4	1.033	4,2
Bitume	1.083	3,7	1.153	4,7
Altri	682	2,3	638	2,6
TOTALE PRODOTTI⁽²⁾	27.566	92,7	22.973	94,1
SEMILAVORATI E GREGGIO	2.174	7,3	1.451	5,9
TOTALE PRODOTTI, SEMILAVORATI E GREGGIO	29.740	100,0	24.424	100,0
- di cui in conto committente estero	5.845	19,7	4.897	20,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Sono comprese le esportazioni del settore petrolchimico.

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

Italia La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti

(Migliaia di tonnellate)

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Augusta (Siracusa)	11.010	12.390	14.200	14.530	11.320	9.880	9.875	7.820
Cagliari	12.050	12.130	13.200	14.605	14.345	13.825	13.005	12.240
Falconara (Ancona)	2.850	3.340	3.300	3.365	3.250	3.155	3.065	1.575
Fiumicino (Roma)	3.310	3.680	3.580	4.030	3.330	3.510	2.230	–
Gela (Caltanissetta)	3.570	3.840	2.590	2.050	2.110	1.730	720	305
Genova - Multedo ^(*)	20.320	18.600	14.160	15.605	13.700	11.415	11.260	10.770
La Spezia	130	5	–	–	–	–	–	–
Livorno	3.700	3.175	3.710	4.240	4.550	3.475	4.000	3.890
Milazzo (Messina)	4.400	4.730	6.910	7.385	7.760	8.480	7.970	7.400
Napoli	3.620	–	–	–	–	–	–	–
Priolo Melilli (Siracusa)	6.600	8.550	8.850	11.145	7.570	7.000	7.440	6.510
Ravenna	270	235	60	40	165	105	105	90
Savona -Vado Ligure	5.050	5.790	6.490	7.235	5.955	5.965	5.940	5.945
Taranto	3.305	3.405	2.530	1.420	1.480	820	680	255
Trieste ^(*)	25.865	27.190	34.520	36.990	34.500	34.230	34.900	41.930
Venezia Porto Marghera	4.210	4.940	5.600	5.760	5.630	4.275	4.610	3.575
TOTALE	110.260	112.000	119.700	128.400	115.665	107.865	105.800	102.305

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

^(*) Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL.

Fonte: Unione Petrolifera

Italia Le lavorazioni delle raffinerie

(Migliaia di tonnellate)

Materia prima lavorata	2012	2013
Greggio nazionale	4.937	5.035
Greggio estero	68.804	57.921
Semilavorati	10.590	12.196
Biocarburanti/Additivi/Ossigenati	947	1.165
TOTALE	85.278	76.317

Prodotti ottenuti	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.007	2,4	1.855	2,4
Benzina auto	16.713	19,6	15.012	19,7
Virgin Naphta	3.392	4,0	3.257	4,3
Carboturbo/Petrolio	2.679	3,1	2.312	3,0
Gasolio	34.988	41,0	32.245	42,2
Olio combustibile totale	6.700	7,9	5.235	6,9
- di cui olio combustibile Btz	2.615	3,1	2.085	2,7
Lubrificanti	1.211	1,4	1.165	1,5
Bitume	2.651	3,1	2.652	3,5
Altri prodotti	1.290	1,5	931	1,2
Semilavorati	5.163	6,1	4.348	5,7
Consumi e perdite	8.484	9,9	7.305	9,6
TOTALE	85.278	100,0	76.317	100,0

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

Italia La capacità dei principali impianti delle raffinerie

	Distillaz. atmosfer.	Processi termici	Processi catalitici		Isomeriz. naphta (¹)	Alkilazione (¹)	Mtbe (¹)	Eterifi- cazione	Idrogeno	Desolf. distillati medi
			Cracking	Reforming						
			Milioni di tonnellate/anno							
Totale al 1° gennaio 2008	120,6	23,67	36,68	12,88	3.245	1.713	237	540	295,6	43.634
Totale al 1° gennaio 2009	123,3	26,04	39,17	13,38	3.369	1.730	230	540	298,8	49.371
Totale al 1° gennaio 2010	123,3	26,03	38,03	13,38	3.245	1.820	230	440	324,6	47.524
Totale al 1° gennaio 2011	124,1	25,74	38,31	13,39	3.263	2.152	244	440	329,8	49.204
Totale al 1° gennaio 2012	118,7	23,41	39,69	12,33	2.782	2.165	246	440	386,0	47.916
Totale al 1° gennaio 2013	112,5	21,16	39,27	11,71	2.482	1.897	256	440	336,4	46.843
TOTALE AL 1° GENNAIO 2014	112,4	21,16	37,25	11,04	2.482	1.489	179	200	351,0	46.150

(¹) Capacità di produzione.

Fonte: Unione Petrolifera

Italia La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata

	Località	Capacità effettiva ⁽¹⁾ al 1° gennaio 2013 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni ⁽²⁾ (Migliaia di tonnellate)	
			2012	2013
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	8,5	9.160	-
Sarpom	Trecate (NO)	9,0	5.915	-
NORD OVEST			15.075	15.378
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	4,2	3.039	-
IES	Mantova	2,6	2.395	-
NORD EST			5.434	4.677
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,3	4.722	-
Iplom	Busalla (GE)	1,8	1.714	-
Raffineria di Roma	Pantano (RM)	(*)	2.320	-
TIRRENO			8.756	6.435
Api	Falconara M. (AN)	3,9	3.403	-
Alma	Ravenna	-	421	-
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	6,0	4.432 ⁽³⁾	-
ADRIATICO			8.256	6.230
Raffineria Isab	Priolo G. (SR)	19,4	13.105 ⁽⁴⁾	-
Esso	Augusta (SR)	8,8	8.074 ⁽⁵⁾	-
Raffineria di Gela	Gela (CL)	5,0	2.436 ⁽⁴⁾	-
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	10,6	9.383	-
Saras	Sarroch (CA)	15,0	14.759 ⁽⁴⁾	-
ISOLE			47.757	43.597
TOTALE		99,1	85.278	76.317

⁽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.

^(*) Attività di raffinazione interrotta definitivamente ad ottobre 2012.

⁽³⁾ Include semilavorati di importazione per carica all'impianto di visbreaking.

⁽⁴⁾ Include riciclo di derivati da Petrochimica.

⁽⁵⁾ Include residuo di importazione per carica agli impianti vacuum.

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

Italia I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi

(Migliaia di tonnellate)

	2012	2013 ⁽¹⁾		Variazione % 2013 vs. 2012
	Quantità	Quantità	%	
Gpl	3.139	3.268	6,4	+ 4,1
- di cui autotrazione	1.355	1.531	3,0	+ 13,0
BENZINA AUTO ⁽²⁾	8.392	8.009	15,8	- 4,6
- di cui rete totale	8.349	7.909	15,6	- 5,3
Carboturbo	3.815	3.699	7,3	- 3,0
Petrolio	7	7	-	- 8,3
GASOLIO AUTOTRAZIONE	22.896	22.334	44,1	- 2,5
- di cui rete totale	15.281	14.630	28,9	- 4,3
Gasolio riscaldamento	1.441	1.376	2,7	- 4,5
Gasolio agricolo	1.860	1.845	3,6	- 0,8
Gasolio marina	297	269	0,5	- 9,4
Gasolio termoelettrica	48	39	0,1	- 18,7
TOTALE GASOLI ⁽³⁾	26.542	25.863	51,0	- 2,6
Olio combustibile Atz	440	297	0,6	- 32,5
Olio combustibile Btz	919	1.112	2,2	+ 21,0
Olio combustibile fluido	27	9	-	- 66,7
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	1.386	1.418	2,8	+ 2,3
- di cui olio combustibile per termoelettrica	622	483	1,0	- 22,3
LUBRIFICANTI	394	396	0,8	+ 0,5
- di cui rete	5,3	4	-	- 24,5
Bitume	1.564	1.455	2,9	- 7,0
Altri prodotti ⁽⁴⁾	2.619	2.232	4,4	- 14,8
Fabbisogno petrolchimico netto	4.521	4.359	8,6	- 3,6
TOTALE TRASFERIMENTI AL MERCATO INTERNO	52.379	50.706	100,0	- 3,2
Bunkeraggi gasolio	586	529		- 9,7
Bunkeraggi olio combustibile	2.388	1.907		- 20,1
Bunkeraggi lubrificanti	36	23		- 34,6
TOTALE BUNKERAGGI	3.010	2.459		- 18,3
CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE	8.484	7.305		- 13,9
- di cui consumi e perdite di raffineria	4.702	4.175		- 11,2
- di cui consumi, in raffineria, di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	2.814	2.404		- 14,6
- di cui consumi, in raffineria, per produzione di energia elettrica e termica	968	726		- 25,0
Variazione scorte ⁽⁵⁾	+356	+289		...
TOTALE CONSUMI	64.229	60.759		- 5,4

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Comprende ETBE e bioetanolo.

⁽³⁾ Comprende biodiesel.

⁽⁴⁾ Comprende il Coke di petrolio.

⁽⁵⁾ Si è indicato con segno "+" un prelievo da scorte, con segno "-" una ricostituzione di scorte.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

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

	2000	2005	2009	2010	2011	2012
Autostradali	465	457	465	466	467	469
Stazioni di servizio	8.150	8.628	9.150	9.419	9.596	9.538
Stazioni di rifornimento	7.001	6.250	6.563	6.429	6.366	5.909
Chioschi/Punti isolati	7.398	5.963	5.124	4.806	4.638	4.296
TOTALE CAMPIONE⁽¹⁾	23.014	21.298	21.302	20.120	21.067	20.212
di cui: – con gasolio	20.140	20.647	21.000	20.854	20.814	19.980
– con Gpl	1.252	1.357	1.490	1.537	1.679	1.760
– con benzina senza piombo	22.725	21.174	21.191	21.023	20.969	20.076
– con self-service/pre-pay ⁽²⁾	7.717	11.649	14.395	14.789	15.144	15.739
– con self-service/post-pay ⁽²⁾	3.998	6.162	7.567	8.356	8.711	9.550
TOTALE ITALIA⁽³⁾	23.900	22.400	22.900	22.900	23.100	22.400
Erogato medio ⁽⁴⁾	1.479	1.621	1.516	1.486	1.419	1.326

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

⁽²⁾ Per una più precisa rilevazione, le strutture pre e post-pay sono indicate distintamente anche nei casi in cui siano entrambe presenti in un unico punto vendita. Per gli anni 2005-2011 è la somma di punti vendita con solo post-pay e con post-pay e 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 2013

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif \$/tonnellata
Arabia Saudita	33,1	1,8	7.915	802,0
Kuwait	30,6	2,8	79	782,5
Iraq	29,9	2,2	3.905	765,9
Israele	28,0	0,7	3	667,6
UAE	32,2	2,3	49	795,7
TOTALE MEDIO ORIENTE	32,0	2,0	11.949	790,0
Algeria	45,0	0,1	1.712	870,2
Angola	25,5	0,6	901	768,6
Congo	25,4	0,6	68	717,6
Egitto	25,1	1,8	958	728,5
Gabon	29,8	1,1	342	769,6
Ghana	36,4	0,2	1.043	831,3
Mauritania	27,0	0,5	85	737,6
Libia	35,3	0,4	8.035	810,7
Nigeria	36,3	0,2	3.092	842,3
Tunisia	33,9	0,7	211	802,1
TOTALE AFRICA	35,2	0,4	16.447	815,3
Azerbaijan	36,5	0,2	9.999	827,0
Kazakhstan	44,2	0,6	2.067	843,0
Russia	31,5	1,1	10.057	794,3
TOTALE EX- URSS	34,9	0,6	22.123	813,6
Albania	13,6	5,3	370	550,0
Grecia	29,0	0,4	70	740,0
Norvegia	30,3	0,3	625	815,0
Regno Unito	37,3	0,3	250	838,4
TOTALE EUROPA	18,3	1,7	1.315	740,9
Canada	34,6	0,4	375	843,0
Colombia	26,5	0,8	274	751,3
TOTALE AMERICA	31,2	0,6	650	804,3
TOTALE	33,9	0,9	52.484	806,8

Fonte: Unione Petrolifera

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

	Anno 2012			Anno 2013		
	Costo Cif			Costo Cif		
	Migliaia di tonn.	\$/tonn.	Euro/tonn.	Migliaia di tonn.	\$/tonn.	Euro/tonn.
Gennaio	6.364	814,46	631,12	4.544	828,70	623,65
Febbraio	4.746	854,19	645,93	4.197	858,60	642,71
Marzo	5.114	910,92	690,04	4.299	830,90	640,95
1° TRIMESTRE	16.223	856,49	654,03	13.040	839,05	635,49
Aprile	4.081	894,59	679,69	4.161	772,66	593,17
Maggio	5.287	832,62	650,11	4.297	767,44	591,01
Giugno	5.381	738,96	589,93	4.562	769,35	583,33
2° TRIMESTRE	14.749	815,60	636,34	13.020	769,78	589,01
Luglio	5.396	742,11	603,91	4.794	783,82	599,25
Agosto	6.538	829,12	668,64	4.486	817,16	613,97
Settembre	4.642	846,48	658,45	3.850	840,14	629,42
3° TRIMESTRE	16.577	805,66	644,72	13.130	811,73	613,12
Ottobre	5.259	831,90	641,19	4.744	809,14	593,43
Novembre	5.135	812,91	633,72	4.350	802,52	594,77
Dicembre	4.377	820,85	625,68	4.200	808,22	589,79
4° TRIMESTRE	14.771	822,02	634,00	13.295	806,68	592,72
ANNO	62.320	825,12	642,62	52.484	806,83	607,53
Variazione % 2012 vs. 2011				-15,8	-2,2	-5,5

Fonte: Unione Petrolifera

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

Euro /tonnellata	Anno 2012			Anno 2013		
	Fob	Nolo	Cif	Fob	Nolo	Cif
Gennaio	623,92	7,20	631,12	615,20	8,44	623,65
Febbraio	640,46	5,47	645,93	637,18	5,53	642,71
Marzo	684,27	5,77	690,04	634,30	6,65	640,95
Aprile	672,56	7,13	679,69	588,19	4,98	593,17
Maggio	644,42	5,69	650,11	586,46	4,56	591,01
Giugno	583,13	6,79	589,93	578,67	4,66	583,33
Luglio	597,55	6,36	603,91	593,93	5,32	599,25
Agosto	663,06	5,58	668,64	607,50	6,47	613,97
Settembre	652,69	5,76	658,45	623,23	6,19	629,42
Ottobre	635,23	5,96	641,19	588,14	5,30	593,43
Novembre	628,33	5,39	633,72	589,59	5,18	594,77
Dicembre	620,17	5,50	625,68	582,22	7,57	589,79
Anno	636,56	6,06	642,62	601,63	5,90	607,53

Fonte: Unione Petrolifera

Italia I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2013)

	Benzina (Euro/litro)	Gasolio auto (Euro/litro)	Gpl auto (Euro/litro)	Gasolio riscaldamento (Euro/litro)	O.C. Denso Btz (Euro/kg)
PREZZO AL CONSUMO ^(*)					
Gennaio	1,750	1,694	0,872	1,439	0,658
Febbraio	1,781	1,700	0,857	1,457	0,682
Marzo	1,797	1,694	0,842	1,434	0,656
Aprile	1,754	1,651	0,812	1,404	0,627
Maggio	1,716	1,612	0,774	1,376	0,621
Giugno	1,734	1,626	0,753	1,365	0,620
Luglio	1,754	1,645	0,769	1,401	0,622
Agosto	1,768	1,658	0,788	1,404	0,619
Settembre	1,773	1,676	0,798	1,425	0,631
Ottobre	1,729	1,660	0,788	1,407	0,606
Novembre	1,705	1,638	0,782	1,402	0,600
Dicembre	1,727	1,656	0,845	1,421	0,614
ANNO	1,749	1,659	0,806	1,421	0,631
PREZZO INDUSTRIALE ^(*)					
Gennaio	0,718	0,783	0,573	0,786	0,567
Febbraio	0,744	0,787	0,561	0,801	0,589
Marzo	0,757	0,783	0,549	0,782	0,565
Aprile	0,721	0,747	0,524	0,757	0,538
Maggio	0,690	0,715	0,492	0,734	0,534
Giugno	0,704	0,727	0,475	0,725	0,532
Luglio	0,721	0,742	0,488	0,755	0,534
Agosto	0,733	0,753	0,504	0,757	0,531
Settembre	0,737	0,768	0,512	0,775	0,542
Ottobre	0,689	0,743	0,499	0,750	0,519
Novembre	0,669	0,725	0,494	0,746	0,514
Dicembre	0,687	0,740	0,545	0,762	0,527
ANNO	0,714	0,750	0,517	0,768	0,542

^(*) Dati calcolati in base alle rilevazioni settimanali dei "prezzi medi praticati" effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il valore dell'anno è il risultato della media dei valori dei 12 mesi ponderati in base alle vendite.

^(*) Il prezzo industriale corrisponde al prezzo al consumo meno la componente fiscale.

Fonte: Unione Petrolifera su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Europa I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione al 1° maggio 2014

(Euro/litro)	BENZINA SENZA PIOMBO			GASOLIO AUTOTRAZIONE		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	1,368	0,721	52,7	1,313	0,628	47,9
Belgio	1,624	0,895	55,1	1,414	0,673	47,6
Bulgaria	1,288	0,578	44,8	1,309	0,548	41,9
Cipro	1,434	0,719	50,1	1,429	0,689	48,2
Croazia	1,435	0,769	53,6	1,333	0,643	48,2
Danimarca	1,667	0,935	56,1	1,458	0,703	48,2
Estonia	1,302	0,640	49,1	1,282	0,607	47,3
Finlandia	1,622	0,938	57,8	1,512	0,755	50,0
Francia	1,528	0,868	56,8	1,312	0,660	50,3
Germania	1,563	0,904	57,8	1,368	0,689	50,4
Grecia	1,685	0,999	59,3	1,364	0,598	43,8
Irlanda	1,529	0,894	58,5	1,472	0,774	52,6
Lettonia	1,326	0,664	50,1	1,285	0,574	44,7
Lituania	1,339	0,667	49,8	1,298	0,555	42,8
Lussemburgo	1,339	0,637	47,6	1,179	0,489	41,5
Malta	1,440	0,729	50,6	1,360	0,630	46,3
Olanda	1,735	1,068	61,6	1,425	0,733	51,4
Polonia	1,279	0,636	49,7	1,266	0,583	46,1
Portogallo	1,581	0,882	55,8	1,339	0,620	46,3
Regno Unito	1,571	0,966	61,5	1,655	0,980	59,2
Repubblica Ceca	1,316	0,696	52,9	1,321	0,628	47,6
Romania	1,397	0,729	52,2	1,407	0,699	49,7
Slovacchia	1,476	0,816	55,3	1,330	0,628	47,2
Slovenia	1,495	0,833	55,7	1,378	0,711	51,6
Spagna	1,428	0,713	49,9	1,327	0,601	45,3
Svezia	1,609	0,941	58,5	1,552	0,844	54,4
Ungheria	1,366	0,691	50,6	1,380	0,662	48,0
ITALIA	1,739	1,044	60,1	1,634	0,914	56,0

Fonte: Unione Petrolifera su dati Unione Europea, DG Energy

Europa I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile al 1° maggio 2014

	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	0,906	0,260	28,7	0,684	0,182	26,6
Belgio	0,813	0,160	19,7	0,569	0,114	20,0
Bulgaria	0,806	0,160	19,9	n.d.	n.d.	n.d.
Cipro	1,007	0,296	29,4	0,888	0,160	18,0
Croazia	0,868	0,219	25,2	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	1,529	0,717	46,9	1,347	0,767	56,9
Estonia	0,952	0,270	28,4	n.d.	n.d.	n.d.
Finlandia	1,057	0,365	34,5	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	0,880	0,203	23,1	0,642	0,129	20,1
Germania	0,829	0,194	23,4	n.d.	n.d.	n.d.
Grecia	1,254	0,576	45,9	0,717	0,181	25,2
Irlanda	1,036	0,232	22,4	0,921	0,191	20,8
Lettonia	0,886	0,175	19,8	n.d.	n.d.	n.d.
Lituania	0,763	0,154	20,2	0,511	0,104	20,3
Lussemburgo	0,749	0,090	12,0	n.d.	n.d.	n.d.
Malta	1,050	0,342	32,6	n.d.	n.d.	n.d.
Olanda	1,029	0,664	64,5	0,606	0,141	23,3
Polonia	0,884	0,220	24,9	0,734	0,153	20,8
Portogallo	1,270	0,567	44,6	0,791	0,107	13,5
Regno Unito	0,778	0,172	22,1	n.d.	n.d.	n.d.
Repubblica Ceca	0,869	0,237	27,3	0,478	0,100	21,0
Romania	1,197	0,659	55,1	0,738	0,159	21,5
Slovacchia	n.d.	n.d.	n.d.	0,755	0,257	34,0
Slovenia	1,019	0,391	38,4	0,816	0,273	33,5
Spagna	0,875	0,239	27,3	0,659	0,131	19,9
Svezia	1,316	0,693	52,7	1,286	0,727	56,5
Ungheria	1,380	0,662	48,0	0,663	0,165	24,9
ITALIA	1,389	0,654	47,1	0,615	0,087	14,2

Fonte: Unione Petrolifera su dati Unione Europea, DG Energy

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

Progetto, realizzazione grafica e stampa Saro Italia Srl (Roma)
Finito di stampare nel giugno 2014



Piazzale Luigi Sturzo, 31 - 00144 Roma
Tel. 06 542.3651 - Fax 06 596.029.25
www.unionepetrolifera.it
info@unionepetrolifera.it