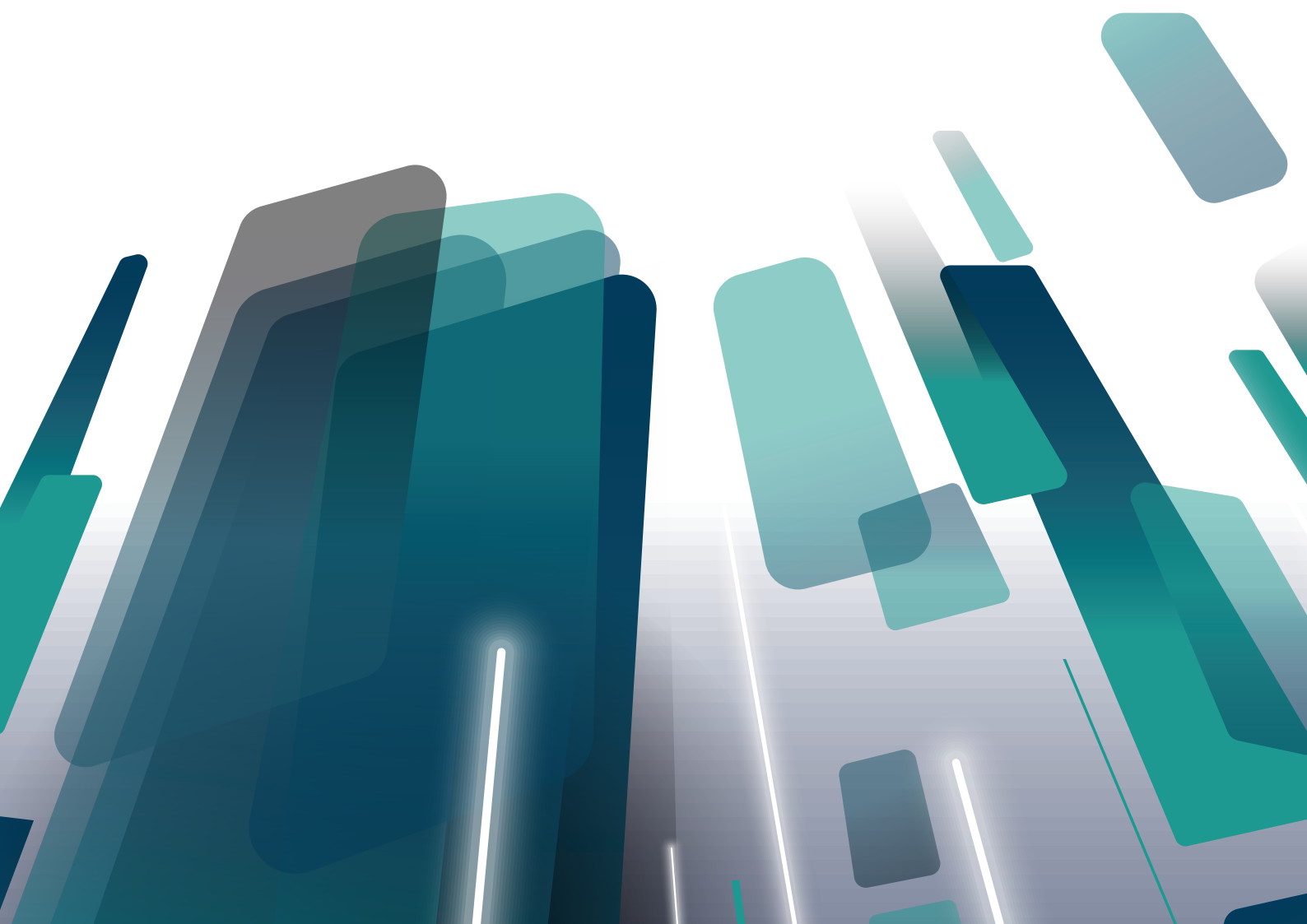


RELAZIONE ANNUALE 2021

RELAZIONE ANNUALE 2021



GLI ORGANI SOCIALI

(30 giugno 2021)

Presidente

Claudio SPINACI

Vice Presidenti

Azzam AL MUTAWA

Gianni MURANO

Remo PASQUALI

Consiglio Generale

Azzam AL MUTAWA

Claudio COVINI

Gaetano D'ALESIO

Oleg DUROV

Antonio LAZZARINETTI

Luca LUTEROTTI

Gianni MURANO

Piero NERI

Guido OTTOLENGHI

Remo PASQUALI

Rosario PISTORIO

Giorgio PROFUMO

Filippo REDAELLI

Dario SCAFFARDI

Claudio SPINACI

Gian Luigi TRIBOLDI

Collegio dei Revisori Contabili

Giuseppe CEMBROLA

Francesca FRACASSI

Antonio PALUMBIERI

Orazio DRISALDI (supplente)

Emanuele MURIANNI (supplente)

Probiviri

Piero BISCARI

Alessandro CARERI

Piero DE SIMONE

Massimo QUADRELLI

Carlo RANESI

Direttore Generale

Marina BARBANTI

LE AZIENDE ASSOCIATE

(30 giugno 2021)

ALKION TERMINAL VADO LIGURE	NERI DEPOSITI COSTIERI
ALMA PETROLI	NESTE
ATTILIO CARMAGNANI "AC"	NEXTCHEM
BP ITALIA	PETRA
COSTIERI D'ALESIO	PETRONAS LUBRICANTS ITALY
DECAL	PETROVEN
DEPOSITI COSTIERI DEL TIRRENO	RAFFINERIA DI GELA
DISMA	RAFFINERIA DI MILAZZO
ECOFUEL	SARAS
ENI-GREEN/TRADITIONAL REFINERY AND MARKETING	S.A.R.P.O.M.
ENIFUEL	SERAM
ESSO ITALIANA	SHELL ITALIA OIL PRODUCTS
IES- ITALIANA ENERGIA E SERVIZI	SIGEMI
IPLOM	SONATRACH
ISAB	S.I.O.T.
ITELYUM REGENERATION	SUPERBA
KUWAIT PETROLEUM ITALIA	TAMOIL
KRI	TOSCOPIPETROL
LA PETROLIFERA ITALO-RUMENA	TOTALENERGIES
LUKOIL ITALIA	

I SOCI AGGREGATI

AMBIENTE	MARES
ARCADIS	PETROLTECNICA
B&A CONSULTANCY	RES DATA
COSTIERO GAS LIVORNO	S.E.F. (ENI POWER FERRARA)
DALLA BERNARDINA F.LLI	SERFACTORING
ECOTHERM	SERVIZI AEREI
ENI CORPORATE UNIVERSITY	SIC
ENI POWER	S.M.S.
ENI POWER MANTOVA	STANTEC
ENI REWIND	TESECO BONIFICHE
ENI SERVIZI	TRALICE COSTRUZIONI
ENI TRADE&BIOFUELS	TUV AUSTRIA ITALIA
ERG	WOLFTANK DGM
ISOIL	WOOD GROUP
JACOBS ITALIA	



INDICE

IL MERCATO INTERNAZIONALE	9
Il quadro economico internazionale	9
La domanda e l'offerta di petrolio	11
I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati	12
L'evoluzione della raffinazione	15
L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA	17
Il quadro macroeconomico	17
I consumi di energia	21
La fattura energetica e petrolifera	24
I combustibili solidi	25
Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico	27
Il contributo del gas naturale	32
IL PETROLIO IN ITALIA	39
La produzione nazionale di idrocarburi	39
I consumi di prodotti petroliferi	41
I prezzi dei prodotti petroliferi	44
Le importazioni e le esportazioni	45
IL DOWNSTREAM ITALIANO	49
La capacità di raffinazione nel 2020	49
La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità	55
La logistica petrolifera e le scorte d'obbligo	57
L'istituto del "Golden Power"	57
Il settore aeroportuale	60
La sicurezza fisica (<i>security</i>) delle strutture petrolifere	64
Il Progetto "Zero Contanti"	66
ASPETTI DOGANALI E FISCALI	81
L'andamento del gettito fiscale	81
L'abolizione dell'Imposta Regionale sulla Benzina	86
Rateizzazione accise	87
Digitalizzazione e illegalità	88
Nuovo documento di circolazione e-DAS per i carburanti ad imposta assolta	88

INDICE

Monitoraggio della circolazione degli oli lubrificanti	
provenienti da Stati europei	89
L'estensione del sistema Infoil	90
Digitalizzazione degli impianti stradali di carburanti non presidiati	91
Le novità nel contrasto delle frodi fiscali	91

I PRODOTTI ENERGETICI E L'AMBIENTE 93

I nuovi target del Green Deal al 2030 e il pacchetto "Fit for 55"	93
La "Smart Mobility Strategy" europea	95
Il dibattito sulla "Finanza Sostenibile"	96
In Europa torna il Refining Forum	96
La "Vision 2050" della raffinazione europea	97
L'impatto dei Low Carbon Liquid Fuels (LCLF)	99
Il Gruppo Strategico Carburanti ed Energie Alternative	101
Recovery Plan ed economia circolare	102
La revisione della Direttiva ETS	106
La revisione della Direttiva IED	107
La revisione della tassazione energetica europea	108
Revisione disciplina nazionale emissioni in atmosfera	109
Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA)	109
L'attuazione della Direttiva Rinnovabili e la possibile evoluzione	109
Quadro normativo nazionale sui biocarburanti liquidi e sul biometano	110
Le iniziative sull'idrogeno	112
Il Gruppo Strategico Lubrificanti	113
L'attività sulla logistica	113
Progetto "Riqualificazione ambientale"	114

SALUTE E SICUREZZA 115

La gestione dell'emergenza COVID-19	115
La Direttiva sulla "radioprotezione"	116
Attuazione della Direttiva "Seveso III"	116
Protocollo INAIL - unem	117
Miscele pericolose per la salute e informazioni armonizzate	117
Downstream petrolifero: performance sicurezza	118



FOCUS

Le dinamiche in atto nel mercato del GNL	33
La metanizzazione della Sardegna	35
Gli effetti del COVID-19 sulla raffinazione	50
Self-service metano	57
Come funziona il “Golden Power” rafforzato	59
2020: l’anno nero per l’aviazione	61
Il Rapporto OSSIF 2020	67
Evoluzione assetti di mercato	68
Investimenti e attività industriali	70
Premi e riconoscimenti del settore	78
Documento strategico di FuelsEurope sull’iniziativa comunitaria “Fit for 55”	94
La Piattaforma “Renewable & Low-Carbon Liquid Fuels”	100
Studio RIE “Opzioni e prospettive per il trasporto marittimo, aereo e stradale al 2030 e al 2050”	103
Lo sviluppo delle infrastrutture sensibili: lo studio di Confindustria Energia	104
Riordino ministeri - Il MITE	106
Recepimento Direttive economia circolare	107
Ambiente e sostenibilità	113
Eventi Progetto “Riqualificazione ambientale”	114
Webinar Inail-unem	117



APPENDICE STATISTICA

MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI

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

MONDO

La produzione di greggio e le riserve per aree geografiche	120
I consumi petroliferi	121
La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio	122
I prezzi "SPOT" dei principali greggi	123

MERCATO INTERNAZIONALE

Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi	124
Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi	124
Le quotazioni Cargoes Fob Singapore dei principali prodotti petroliferi	125
Le quotazioni Fob Pipeline US Gulf di alcuni prodotti petroliferi	125

ITALIA

I consumi energetici per fonti primarie	126
I consumi energetici per settori di utilizzo	126
La produzione di idrocarburi	127
Il bilancio petrolifero	127
Le importazioni di petrolio greggio	128
Le importazioni di prodotti petroliferi e di semilavorati	129
Le esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio	130
La stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti	131
Le lavorazioni delle raffinerie	132
La capacità dei principali impianti delle raffinerie	133
La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata	134
I trasferimenti al mercato interno e i consumi di prodotti petroliferi	135
La stima dei punti vendita carburanti in esercizio a fine anno e dell'erogato medio	136
I tipi di greggio maggiormente importati	137
Il costo Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	138
Il costo mensile Cif del petrolio greggio importato in "Conto proprio"	139
I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi	140

EUROPA

I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione	141
I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile	142



IL MERCATO INTERNAZIONALE

Il quadro economico internazionale

Il 2020 è stato un anno particolarmente difficile per tutte le economie. L'esplosione della pandemia, e il conseguente *lockdown* a livello globale, non poteva che avere un impatto devastante sul Pil mondiale che per la prima volta dal 2009¹ è tornato ad essere negativo.

Stando alle stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI)², il 2020 ha chiuso con un Pil in calo del 3,3 per cento (rispetto al +2,8 per cento del 2019). In questa circostanza, non solo tutte le principali economie europee, ma anche gli Stati Uniti (-3,5 per cento), hanno mostrato cali ben superiori a quelli registrati nelle economie emergenti³.

Va tuttavia rilevato che si tratta di un valore meno negativo di oltre l'1 per cento rispetto a quanto aveva ipotizzato lo stesso FMI ad ottobre 2020 (-4,4 per cento), dovuto ad un recupero superiore alle attese nell'ultimo trimestre dell'anno.

Nonostante le tante incertezze ancora legate alla possibile evoluzione della pandemia, che dipende dal successo della campagna vaccinale, il FMI stima che il Pil possa crescere del 6,0 per cento nel 2021 e del 4,4 per cento nel 2022, spinto dagli ingenti stimoli fiscali introdotti da molti Paesi (Stati Uniti e Europa in primo luogo) e da condizioni finanziarie favorevoli.

Il percorso di ripresa, sempre secondo il FMI, varierà però da Paese a Paese in virtù dell'efficacia della risposta dei diversi sistemi sanitari, della flessibilità e capacità di adattamento delle attività economiche alla nuova situazione e della disponibilità di risorse. Stati Uniti e Giappone, ad esempio, dovrebbero tornare sui livelli pre-COVID già nella seconda metà del 2021, mentre per l'area euro e il Regno Unito si parla del 2022.

¹ Nel 2009 la flessione fu del -0,1 per cento quale conseguenza della crisi finanziaria innescata dai mutui subprime americani.

² FMI, "World Economic Outlook", aprile 2021.

³ Il Pil delle economie avanzate nel 2020 è sceso complessivamente del 4,7 per cento, a fronte del -2,2 per cento di quello delle economie emergenti.



PAESI INDUSTRIALIZZATI I dati macroeconomici

	Prodotto interno lordo Variazione percentuale rispetto all'anno precedente		Indice prezzi al consumo ⁽¹⁾ Variazione percentuale rispetto all'anno precedente		Disoccupazione Percentuale delle forze di lavoro		Indebitamento pubblico ⁽²⁾ Percentuale del Pil	
	2019	2020 ⁽³⁾	2019	2020 ⁽³⁾	2019	2020 ⁽³⁾	2019	2020 ⁽³⁾
Francia	1,3	-8,2	1,3	0,5	8,5	8,0	-3,0	-9,2
Regno Unito	1,4	-9,9	1,8	0,9	3,8	4,5	-2,1	-12,3
Germania	0,6	-4,8	1,3	0,4	3,2	3,8	1,4	-4,2
ITALIA	0,3	-8,9	0,6	-0,2	10,0	9,3	-1,6	-9,5
Area Euro (19 Paesi)	1,3	-6,5	1,2	0,3	7,6	7,9	-0,7	-7,2
Usa	2,3	-3,5	1,8	1,3	3,7	8,1	-5,8	-15,2
Giappone	0,7	-4,8	0,5	—	2,4	2,8	-2,8	-10,3
Paesi Ocse	1,7	-10,7	1,9	1,4	5,4	7,1	-3,3	n.d.

⁽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: CSC su dati Eurostat, Istat e Ocse

MONDO La produzione di greggio

	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019	2020 ^(*)
(Milioni di tonnellate)								
Paesi OPEC	1.485	1.675	1.638	1.749	1.794	1.782	1.680	1.485
Paesi Ocse	1.013	933	862	1.095	1.103	1.214	1.288	1.260
Altri Paesi	1.107	1.330	1.483	1.519	1.496	1.504	1.516	1.446
Totale	3.606	3.938	3.983	4.363	4.393	4.500	4.484	4.191
(Quote percentuali)								
Paesi Opec	41,2	42,5	41,1	40,1	40,8	39,6	37,5	35,4
Paesi Ocse	28,1	23,7	21,7	25,1	25,1	27,0	28,7	30,1
Altri Paesi	30,7	33,8	37,2	34,8	34,1	33,4	33,8	34,5
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

^(*) Dati provvisori.

Fonte: Bp Statistical Review, per il 2020 stima unem

MONDO I consumi energetici

(Milioni di tep)

	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019	2020 ^(*)
Combustibili solidi	2.317	2.991	3.650	3.843	3.735	3.787	3.821	3.678
Gas naturale	2.071	2.360	2.736	2.929	3.018	3.099	4.537	4.131
Petrolio	3.669	4.010	4.127	4.328	4.382	4.457	3.319	3.272
Nucleare	676	722	719	670	680	687	716	692
Idroelettrico	225	252	297	335	348	350	358	382
Geotermica, Eolica e Solare	60	70	110	204	226	258	311	382
Biomasse e rifiuti	1.015	1.089	1.205	1.271	1.296	1.311	1.481	1.481
Totale	10.033	11.494	12.844	13.580	13.685	13.949	14.543	14.018

^(*) Stime.

Fonte: Elaborazioni ENI

La domanda e l'offerta di petrolio

Nel 2020 la domanda di petrolio è quella che più di tutte ha risentito dell'impatto della pandemia, considerato che la fonte petrolifera copre oltre il 90 per cento della domanda nei trasporti, fortemente condizionata dai *lockdown* introdotti nei vari Paesi.

Complessivamente pari a circa 91 milioni barili/giorno, è risultata in calo di 8,6 milioni (-9 per cento circa) rispetto al 2019, quando si arrivò a superare anche la soglia dei 100 milioni nella seconda metà dell'anno. Il calo più vistoso del 2021 si è avuto nel **secondo trimestre, con un volume complessivo intorno agli 83 milioni barili/giorno, cioè 16 milioni in meno rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente**. Volumi parzialmente recuperati nei due trimestri successivi grazie ad un allentamento delle misure restrittive e alla progressiva ripresa delle attività economiche.

Stando alle ultime stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE)¹, nella seconda parte del 2021 la domanda di petrolio dovrebbe gradualmente recuperare per attestarsi in media annua fino a 96,4 milioni barili/giorno, solo 3,3 in meno rispetto al 2019. Inoltre l'AIE ritiene che possa tornare ai livelli pre-pandemia già l'anno prossimo, superando i 100 milioni di barili/giorno nel terzo e quarto trimestre 2022.

Quanto alla **produzione mondiale di petrolio**, nel complesso nel 2020 è stata pari a 93,9 milioni barili/giorno, 6,7 milioni in meno rispetto al 2019 (-6,7 per cento), con una forte flessione nel secondo e terzo trimestre. Determinanti sono state le politiche dei Paesi produttori che hanno in tutti i modi cercato di arginare la caduta dei prezzi del petrolio, monitorando continuamente la situazione e adeguando di conseguenza i livelli produttivi in base ad un programma di tagli condiviso e rispettato.

Ciò è stato possibile grazie al patto di ferro tra Arabia Saudita e Russia, e degli altri firmatari della Dichiarazione di Cooperazione del 2017 con cui è stata data vita all'Opec Plus, che ha saputo ridare stabilità al mercato e riportare i prezzi verso i livelli pre-COVID.

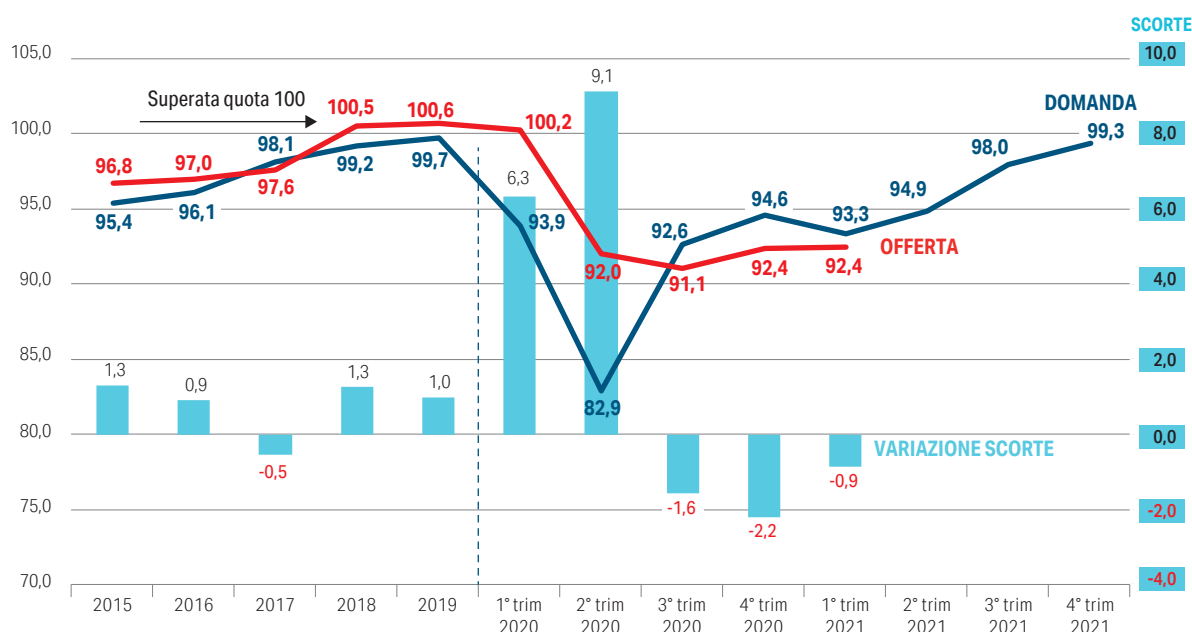
I tagli produttivi sono stati indispensabili per cercare di ridurre in qualche misura i livelli record delle scorte toccati nei primi due trimestri del 2020 (rispettivamente 6,4 e 9,1 milioni di barili/giorno), di fronte ad una domanda in drastica riduzione.

Oggi però, dato il recupero della domanda, la situazione appare cambiata, tanto che gli stessi Paesi hanno recentemente stabilito un progressivo e prudente programma di attenuazione dei tagli, per un

¹ AIE, "Oil Market Report", giugno 2021.



MONDO Il mercato petrolifero e gli effetti del COVID-19
(Milioni di barili/giorno. Dati annuali 2015-2019; trimestrali dal 2020)



Fonte: AIE, Oil Market report

totale di circa 1 milione barili/giorno. Nella riunione dell'Opec Plus del 1° giugno scorso, i Paesi produttori hanno deciso di lasciare invariato il piano di allentamento dei tetti produttivi fino alla successiva riunione del 1° luglio.

In base al piano stabilito il 1° aprile scorso, il taglio alla produzione complessivo di tutti i Paesi Opec Plus è previsto ridursi dai 6,55 milioni di barili/giorno di maggio, ai 6,2 milioni di giugno, fino ad arrivare ai 5,76 mln b/g di luglio: il che produrrà sostanzialmente un aumento graduale della produzione, dato che, i membri dell'Opec Plus (ad eccezione di Iran, Venezuela, Libia e Messico) dal 1° luglio prossimo, prevedono di immettere sul mercato circa 38 milioni di barili al giorno di greggio con un aumento superiore ai due milioni di barili/giorno, rispetto ad aprile scorso, quando i tetti furono assegnati e la loro produzione era di circa 36 milioni di barili al giorno.

I prezzi del greggio e dei prodotti raffinati

Nel corso del 2020 i prezzi del greggio sono stati soggetti ad una estrema volatilità, che si è attenuata solo nella seconda parte dell'anno, quando le decisioni dei Paesi produttori di limitare drasticamente la produzione hanno cominciato a produrre i loro effetti.

All'indomani del "lunedì nero" del petrolio, come viene ricordato il

12 aprile 2020 per un prezzo negativo¹ del greggio molta era la preoccupazione tra gli operatori e solo l'azione congiunta di tutti i Paesi produttori, come anzidetto, riuscì ad arginare il crollo verticale delle quotazioni e porre le basi per un recupero verso i livelli precedenti la pandemia che, infatti, si ebbe nel giro di poche settimane. In media mensile si è infatti passati dai 18,5 dollari/barile di aprile fino ai 40 di giugno, per arrivare ai 50 di fine anno.

Un patto che tiene tuttora e che, sulla scia delle attese legate al successo delle campagne vaccinali e della ripresa del turismo, nel primo trimestre dell'anno ha spinto il Brent in media a 60 dollari/barile, fino a superare i 75 dollari/barile a giugno².

In questo rinnovato clima di fiducia qualcuno ha anche avanzato l'ipotesi che possa iniziare un "superciclo" per il mercato del petrolio, con prezzi oltre i 100 dollari/barile. Si tratta però di un'ipotesi smentita dai fondamentali, ancora abbondantemente sbilanciati sul lato dell'offerta, e dalla tenacia con cui i Paesi produttori stanno cercando di mantenere in equilibrio i mercati con calibrati aumenti della produzione. Lo dimostra l'andamento dei prezzi degli ultimi mesi che hanno visto il Brent oscillare senza troppo scossoni nella forchetta 65-75 dollari/barile, parallelamente al WTI, mediamente inferiore di 2-3 dollari.

La preoccupazione semmai è legata all'offerta futura vista la decisione di molti operatori di tagliare drasticamente gli **investimenti in E&P**. Stando agli ultimi dati dell'AIE³, nel 2020 c'è stata una riduzione del 30 per cento delle spese previste ad inizio anno e una produzione scesa del 6 per cento. Ciò ha riguardato sia le *majors* che le NOC⁴, le cui spese anno su anno sono diminuite del 20 per cento, ma anche i produttori indipendenti americani attivi soprattutto nello *shale* con un meno 50 per cento. Nel 2021 l'AIE prevede un recupero solo marginale.

Una situazione che, se la domanda dovesse ripartire e tornare nel giro di un paio d'anni oltre i 100 milioni barili/giorno, potrebbe portare **nel giro di 3-4 anni ad un "vuoto" di offerta stimato in 5-6 milioni barili/giorno**. Già oggi il dimezzamento delle spese ha portato ad un crollo delle nuove scoperte di petrolio e metano convenzionale, passate da poco meno di 50 a circa 15 miliardi di barili petrolio equivalente.

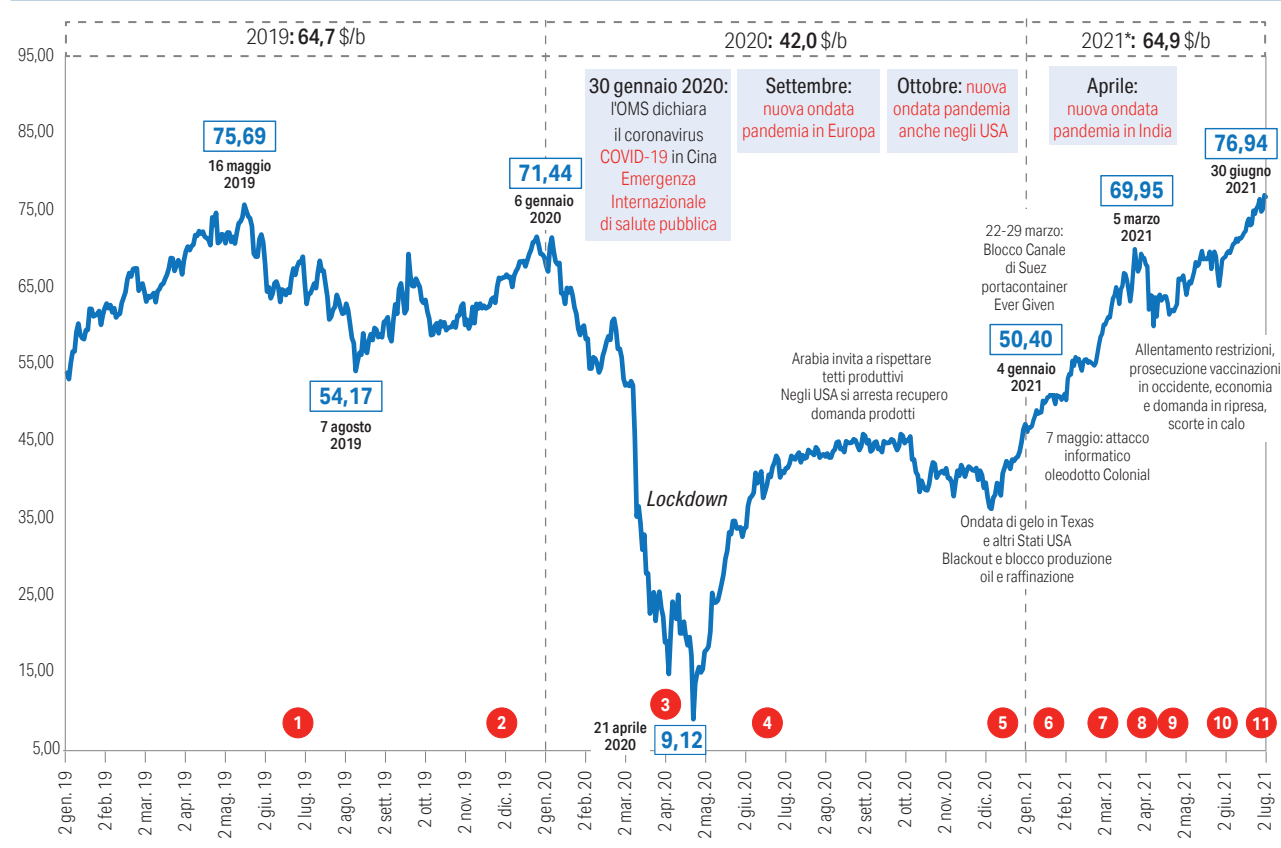
¹ In chiusura di seduta il WTI venne prezzato a -37,63 dollari/barile. In realtà, si trattò di un errore tecnico sui circuiti elettronici andati in tilt a causa della scadenza di maggio per un contratto futures sul WTI.

² La media delle quotazioni nel primo trimestre 2021 è stata pari a 60,8 dollari/barile, nel secondo trimestre 68,8, con il mese di giugno costantemente superiore ai 70 dollari/barile.

³ AIE, "Oil 2021. Analysis and forecast to 2026", marzo 2021.

⁴ NOC - National Oil Companies.



PETROLIO Quotazioni internazionali giornaliere Brent dated
(Dollari/barile)

(*) Media primi 6 mesi 2021.

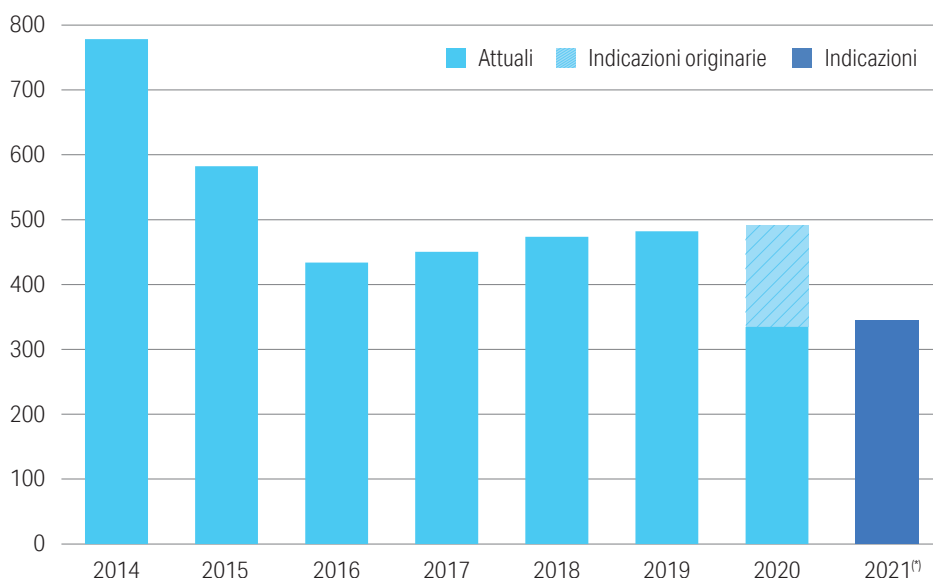
Fonte: unem su dati US Energy Information Administration

Esiti recenti riunioni Opec Plus

1	2 luglio 2019	Proroga del taglio alla produzione di 1,2 milioni b/g per altri 9 mesi fino a marzo 2020
2	6 dicembre 2019	Ulteriore taglio alla produzione di 500 mila b/g dal 1° gennaio fino a marzo 2020
3	2 aprile 2020	Tagli alla produzione: -9,7 milioni b/g a maggio-giugno 2020 -7,7 milioni di b/g fino a dicembre 2020 -5,8 milioni di b/g dal 1° gennaio 2021 al 30 aprile 2022
4	6 giugno 2020	Proroga quote decise fino a fine luglio
5	3 dicembre 2020	Aumento 500mila b/g da gennaio 2021 (taglio passa da 7,7 a 7,2 b/g)
6	5 gennaio 2021	Arabia taglio volontario alla produzione -1 milione b/g a febbraio e marzo 2021
7	4 marzo 2021	Conferma quote decise e proroga taglio Arabia fino ad aprile 2021
8	1° aprile 2021	Aggiustamenti offerta: +250 mila b/g mag 2021 +350 mila b/g giu 2021 +400 mila b/g lug 2021
9	27 aprile 2021	Conferma quote decise
10	1° giugno 2021	Conferma quote decise
11	2-5 luglio 2021	Vertice annullato e rinviato a data da destinarsi



MONDO Investimenti in Esplorazione e Produzione di Oil & Gas secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia
(Miliardi di dollari)



^(*) Dati preliminari, basati sulle relazioni di bilancio delle Compagnie. Dati 2020: il tratteggiato di riferisce alle indicazioni originarie delle compagnie, l'azzurro agli investimenti effettivi.

Fonte: AIE, "Oil 2021. Analysis and forecast to 2026", marzo 2021

Stando alle ultime analisi di Rystad Energy, considerando un *range* di prezzi fissi, che parte da un minimo di 40 dollari/barile ad un massimo di 80, la crescita annuale delle attività di perforazione *onshore* potrebbe crescere del 12 per cento nel 2021 e del 19 per cento nel 2022, livelli comunque ancora inferiori a quelli del 2019.

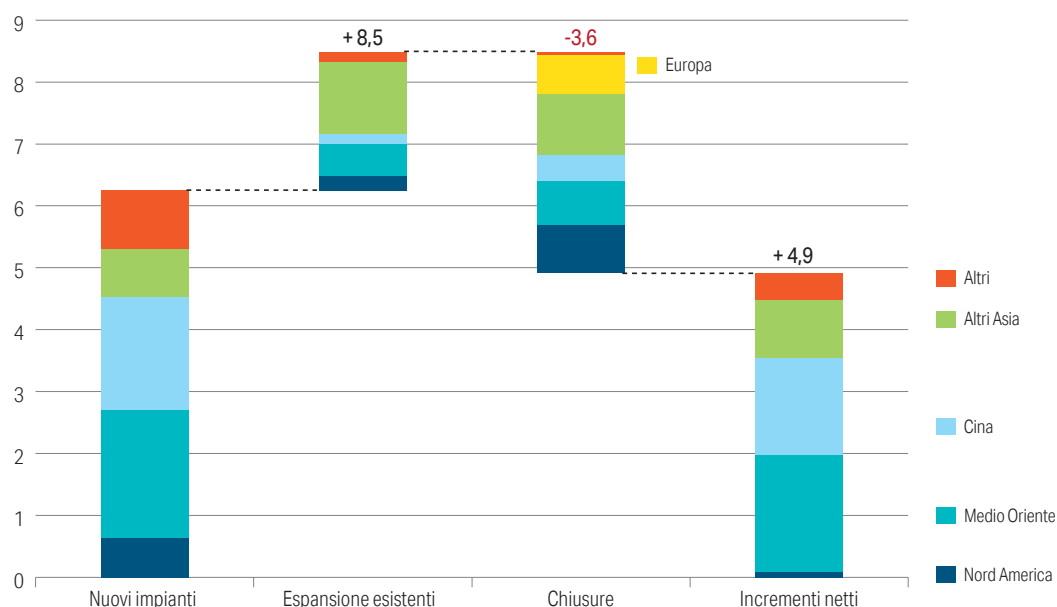
L'andamento dei **prezzi dei principali prodotti raffinati** sui mercati internazionali, nel 2020 è stato diverso rispetto a quello che ha caratterizzato il greggio. La quotazione media annua della benzina si è attestata a circa 26 centesimi euro/litro (in calo del 36,7 per cento rispetto al 2019), mentre quella del gasolio a poco meno di 28 centesimi euro/litro (in calo del 38,9 per cento). In media, nei primi sei mesi del 2021 la quotazione della benzina è stata pari a circa 38,4 centesimi euro/litro (+49 per cento rispetto al 2020), mentre il gasolio ha quotato 37,2 centesimi di euro/litro (+34 per cento).

L'evoluzione della raffinazione

Nel 2020 a livello mondiale la capacità di raffinazione è stata pari a 102 milioni barili/giorno, praticamente inalterata rispetto al 2019. Nel complesso le lavorazioni sono ammontate a 74,2 milioni barili/giorno, con margini che hanno toccato il valore più basso degli ultimi 20 anni.



MONDO Variazioni della capacità di raffinazione fra il 2020 e il 2026, secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (Milioni di barili/giorno)



Nota: Le variazioni di capacità comprendono solo le chiusure annunciate per il periodo 2020-2026.

Fonte: AIE, "Oil 2021. Analysis and forecast to 2026", marzo 2021.

In relazione alla sovracapacità e alla diversa velocità nella ripresa dei prezzi dei prodotti finiti rispetto a quelli delle materie prime, questo eccesso di capacità derivante dal crollo di consumi rischia di acuirsi nei prossimi anni considerato che, stando alle stime dell'AIE, nel periodo 2021-2026 dovrebbe entrare sul mercato nuova capacità per circa 8,5 milioni barili/giorno, di cui un terzo concentrata in Cina, a fronte di 3,6 milioni chiusure annunciate. Circa 6,2 milioni di questa nuova capacità arriverà da progetti *greenfield*, altri 2,2 milioni da espansioni.

L'ECONOMIA ITALIANA E L'ENERGIA

Il quadro macroeconomico

Il 2020 non solo per l'Italia, ma a livello mondiale, ha rappresentato un anno di totale discontinuità rispetto al passato.

L'elevato costo in termini di vite umane e le drastiche restrizioni alla libertà individuale messe in atto per contrastare il diffondersi della pandemia COVID-19, hanno modificato profondamente i rapporti interpersonali, le modalità di lavoro, di produzione, di studio e di impiego del tempo libero, causando anche una consistente perdita occupazionale¹.

Il 2020 sarà ricordato, sotto il profilo economico, come la recessione più grave dalla fine del secondo conflitto mondiale.

Sebbene in misura differenziata fra aree geografiche, il Pil mondiale è sceso del 3,3 per cento e di circa il 9 per cento il commercio internazionale, con la temporanea interruzione delle filiere produttive e il blocco dei flussi turistici in misura prolungata nel corso dell'anno.

L'uscita dall'emergenza sanitaria sta avvenendo gradualmente, grazie al progredire delle campagne di somministrazione dei vaccini avviate alla fine del 2020, nonché alle consistenti politiche economiche di sostegno alle famiglie e alle imprese².

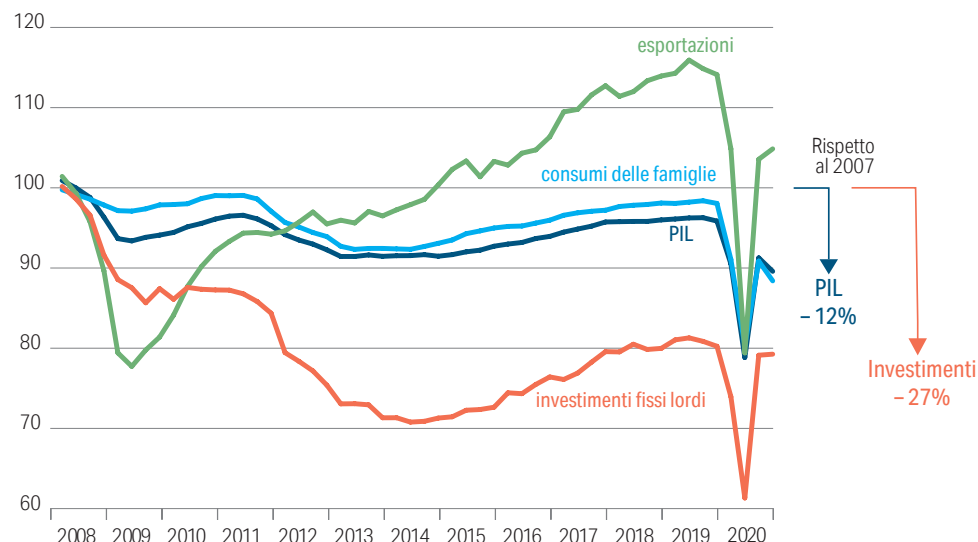
In Italia dopo un quinquennio in crescita, anche se in progressivo rallentamento, nel 2020 il **Pil** ha subito un crollo dell'8,9 per cento, particolarmente accentuato nel 1° semestre, essendo il secondo Paese nel mondo, dopo la Cina, ad essere stato colpito dalla pandemia già da febbraio.

I primi 2 trimestri hanno infatti rilevato una eccezionale caduta dell'attività produttiva (-5,6 e -12,9 per cento), seguiti da un recupero più accentuato del previsto nel terzo (+15,8 per cento), grazie

¹ Per la prima volta da oltre 20 anni la Banca Mondiale stima in aumento di oltre 100 milioni il numero delle persone che versano in estrema povertà nel mondo: quindi anche il costo sociale è stato altissimo.

² Gli investimenti approvati dai Governi nel mondo fino a marzo scorso, fra aumenti di spesa, riduzioni d'imposta e garanzie sui prestiti per potenziare i sistemi sanitari, sostenere le famiglie e finanziare le imprese, secondo Banca d'Italia, sarebbero superiori a 16 mila miliardi di dollari, pari al 15 per cento del Pil mondiale.



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

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

Fonte: Elaborazioni Banca d'Italia su dati Istat

ITALIA I dati macroeconomici

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 ⁽¹⁾
Variazione percentuale vs anno precedente											
Prodotto interno lordo ⁽²⁾	1,7	0,7	-3,0	-1,8	—	0,8	1,3	1,7	0,9	0,3	-8,9
Produzione industriale ⁽³⁾	7,0	0,8	-5,8	-3,1	-0,6	1,0	2,1	3,8	0,6	-1,1	-10,9
Inflazione	1,5	2,8	3,0	1,2	0,2	0,1	-0,1	1,2	1,2	0,6	-0,2
Investimenti fissi lordi ⁽²⁾	-0,2	-1,4	-9,7	-6,4	-2,2	1,8	4,0	3,2	3,1	1,1	-9,1
Percentuale delle forze di lavoro											
Disoccupazione	8,4	8,4	10,7	12,1	12,7	11,9	11,7	11,2	10,6	10,0	9,3
Miliardi di euro											
Saldo import-export	-30,0	-25,5	9,9	29,2	41,9	41,8	49,6	47,6	39,3	52,9	63,5
Indebitamento netto contratto nell'anno dalle Amministrazioni pubbliche	-68	-59	-48	-46	-48	-42	-41	-42	-39	-28	-157
Debito delle Amministrazioni pubbliche ⁽⁴⁾	1.921	1.973	2.055	2.136	2.203	2.239	2.286	2.330	2.381	2.410	2.573
Pil a euro correnti	1.611	1.649	1.624	1.613	1.627	1.655	1.696	1.739	1.771	1.791	1.650

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Secondo i valori concatenati con base di riferimento 2015.

⁽³⁾ Variazioni indice grezzo 2015=100. Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività nazionale (NIC).

⁽⁴⁾ A fine anno.

Fonte: CSC su dati Istat

ad un generalizzato ottimismo sulle prospettive della pandemia. Con la nuova ondata pandemica in autunno, il prodotto si è nuovamente contratto, ma in misura più contenuta (-1,8 per cento).

L'impatto sull'economia delle successive ondate di contagio è stato infatti di minore entità¹, sia per le più circoscritte misure di contrasto, che per l'adattamento d'impresa e lavoratori alle necessità del distanziamento sociale.

Le caratteristiche peculiari della recessione innescata dalla pandemia la differenziano dalle precedenti crisi da cui la nostra economia è stata colpita per:

- la forte caduta del Pil mondiale, che ha impattato sulle export e sui flussi turistici (-60 per cento rispetto al 2019);
- la frenata della mobilità e dei consumi, sia per il ripetuto susseguirsi di misure di contenimento che dei timori di contagio, che hanno influenzato i comportamenti delle famiglie;
- la forte riduzione degli investimenti da parte delle imprese², per l'aumento dell'incertezze sulle prospettive economiche ed il forte peggioramento del clima di fiducia.

Il contenimento delle ripercussioni della pandemia su famiglie e sistema produttivo è stato attuato con incisivi interventi del Governo:

¹ In base ad una numerosa serie di Decreti attuativi (DPCM), dopo le prime misure di messa in quarantena di 11 Comuni in Lombardia e Veneto nella seconda metà di febbraio, il lockdown nazionale è iniziato il 9 marzo del 2020. I primi rallentamenti delle misure di restrizione sono partiti con l'inizio della "fase 2" dal 18 maggio al 14 giugno.

² Le attività produttive giudicate "non essenziali" e sospese dai provvedimenti più restrittivi già da marzo -aprile del 2020 rappresentano circa un terzo del valore aggiunto italiano, quelle sospese nella seconda ondata in autunno circa il 4 per cento.

ITALIA PIL, domanda nazionale e commercio con l'estero

(Variazioni percentuali sul periodo precedente di valori concatenati 2015; dati trimestrali destagionalizzati e corretti per i giorni lavorativi)

	Prodotto interno lordo	Investimenti fissi lordi	Spesa per consumi delle famiglie residenti e ISP ⁽¹⁾	Spesa per consumi delle Amministrazioni Pubbliche	Domanda nazionale ⁽²⁾	Esportazioni di beni e servizi	Importazioni di beni e servizi
2017	1,7	3,2	1,5	-0,1	1,7	5,4	6,1
2018	0,9	3,1	0,9	0,1	1,3	2,1	3,4
2019	0,3	1,1	0,3	-0,8	-0,4	1,6	-0,7
2020	-8,9	-9,1	-10,7	1,6	-8,4	-13,8	-12,6
2020 I	-5,7	-7,9	-7,1	1,3	-4,7	-8,7	-6,2
II	-12,9	-17,3	-11,8	-1,1	-10,9	-24,3	-18,2
III	15,9	29,5	-13,0	1,5	11,5	30,8	14,5
IV	-1,8	0,4	-2,7	1,6	-0,8	1,5	5,7

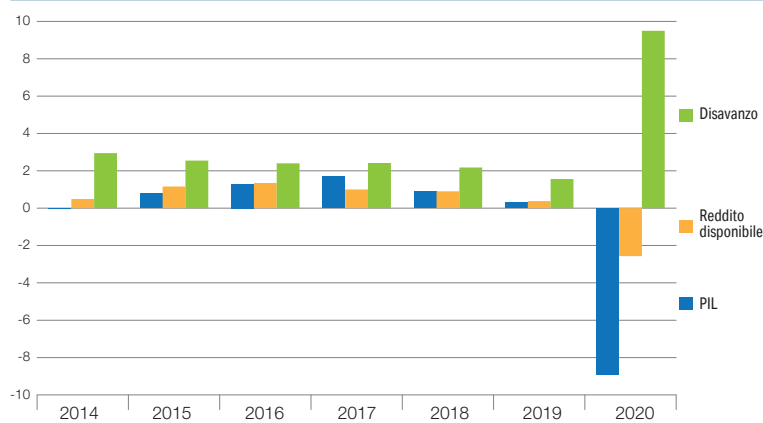
⁽¹⁾ Istituzioni senza scopo di lucro al servizio delle famiglie.

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

Fonte: Banca d'Italia su dati Istat



ITALIA Variazioni percentuali del disavanzo pubblico, del reddito disponibile delle famiglie e del PIL



PIL: variazioni percentuali rispetto all'anno precedente a valori concatenati.

Reddito disponibile delle famiglie: variazioni percentuali rispetto all'anno precedente in termini reali.

Fonte: Elaborazioni Banca d'Italia su dati Istat

sui **livelli di occupazione**, grazie alla Cassa Integrazione Guadagni estesa a tutte le categorie di imprese e alle temporanee restrizioni ai licenziamenti.

I **settori maggiormente colpiti** hanno beneficiato di misure di sostegno consistenti a carico del bilancio pubblico: fra sussidi, crediti di imposta e contributi ad imprese e lavoro autonomo, l'impegno finanziario ha superato i 20 miliardi nello scorso anno, a cui si aggiungono differimenti e riduzioni di oneri fiscali per oltre 25 miliardi. Sostegni che proseguono parzialmente anche quest'anno con risorse analoghe.

Tali misure hanno evitato che aziende sane fossero costrette alla cessazione definitiva delle attività per effetto della pandemia a causa

della drastica riduzione della produzione e del crollo dei ricavi che hanno causato squilibri di bilancio.

I trasferimenti pubblici hanno frenato al 2,6 per cento in termini reali la caduta del reddito disponibile delle **famiglie** nel 2020, a fronte di un crollo di circa il 9 per cento del Pil.

Il forte calo del 10,7 per cento dei **consumi delle famiglie**, quattro volte superiore alla riduzione del reddito disponibile, è stato determinato dalla sospensione delle attività dei servizi, dalla paura del contagio, dalla caduta del reddito, nonché dalla forte incertezza per le prospettive economiche, che ha spinto ad aumentare il risparmio a fini precauzionali¹.

Il **mercato del lavoro**, ha subito pesanti conseguenze, per quanto attenuate sostanzialmente dagli ammortizzatori sociali esistenti e straordinari. Fra i più colpiti i lavoratori autonomi e quelli con contratto a termine, soprattutto nei servizi.

La debolezza della domanda estera e nazionale si è riflessa sull'**andamento dei prezzi**.

L'indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) è diminuito in media annua dello 0,2 per cento rispetto al +0,6 per cento del 2019.

A tale flessione hanno contribuito sia il deciso calo dei prezzi dell'energia, che le ripercussioni della recessione sui prezzi interni, con la stagnazione dei salari per l'emergenza sanitaria.

¹ Il risparmio delle famiglie in percentuale del reddito nazionale lordo disponibile è raddoppiato passando dal 5,3 per cento del 2019 al 10,7 per cento nel 2020.

Nel 2020 l'aumento dell'**indebitamento pubblico** si è reso indispensabile per contrastare gli effetti sanitari ed economici della pandemia. Aumento delle spese per prestazioni sociali e calo delle imposte hanno fatto salire l'**indebitamento netto delle Amministrazioni Pubbliche** di 129 miliardi di euro, passando dall'1,6 al 9,5 per cento del Pil. Il **debito pubblico** ha invece superato i 2.573 miliardi di euro, con un aumento di 163,4 milioni ed un incidenza sul Pil pari al 155,8 per cento, in aumento di oltre 21 punti percentuali, rispetto al peso del 134,6 per cento del 2019: circa la metà di questo aumento deriva dalla contrazione del Pil.

Nei primi mesi dell'anno in corso, come in molti Paesi avanzati, anche in Italia si cominciano a registrare segnali anche importanti di ripresa congiunturale. Il commercio mondiale è in deciso recupero e sia il settore manifatturiero che le costruzioni, rilevano un contesto in miglioramento che è atteso consolidarsi nei prossimi mesi. I piani d'investimento delle imprese sono in aumento, anche grazie alle attese del Piano nazionale di Recupero e Resilienza (PNRR)¹ e nella seconda metà di quest'anno ci si attende un consistente recupero della domanda di beni e servizi.

I consumi di energia

Il 2020 è stato un anno decisamente particolare per i consumi energetici, non solo perché chiude il decennio- chiave per la transizione energetica, ma anche perché ha subito eventi di tale portata con impatti non riscontrabili nella storia recente.

Secondo le prime stime la domanda di energia del nostro Paese nel 2020 si è attestata sui 145 Mtep², al livello di metà anni Ottanta. Le crescenti misure restrittive sulla mobilità delle persone e la sospensione delle attività produttive “non essenziali”, nonché delle attività didattiche e sociali, adottate da fine febbraio 2020 per frenare l'emergenza pandemica, anche se diversamente modulate nel tempo, hanno prodotto un marcato crollo nei consumi di energia, stimato attorno al 9 per cento rispetto al 2019.

È il **calo maggiore dal dopoguerra**.

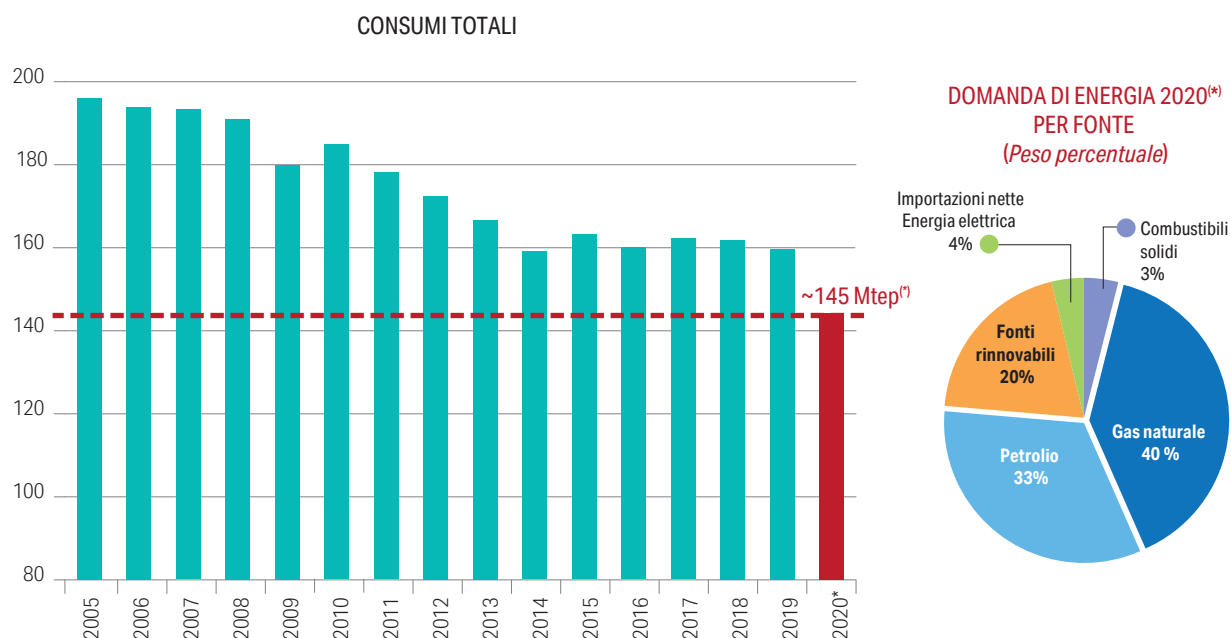
Rispetto al **picco dei consumi rilevato nel 2005** (196,1 Mtep), la domanda di energia è scesa di oltre un quarto (-26 per cento).

L'emergenza epidemiologica ha prodotto significativi effetti nei consumi di famiglie e imprese, sia in termini complessivi che in termini settoriali: ad esempio la diffusa chiusura delle attività economiche ha contratto la domanda di energia in alcuni settori, ma parte di questa

¹ Vedi anche Capitolo “Recovery Plan ed economia circolare” a pag. 102.

² Mtep – Milioni di tonnellate equivalenti petrolio.



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

(*) Stime unem su dati provvisori.

Fonte: Ministero della Transizione Ecologica

domanda si è trasferita su altri settori (si pensi al diffondersi dello *smart working* e della didattica a distanza che hanno sostenuto i consumi di energia del settore domestico).

La riduzione complessiva di circa 15 Mtep di domanda energetica rispetto al 2019 deriva principalmente dal **crollo di quella petrolifera, che ha pagato più pesantemente gli effetti della pandemia** con un calo di oltre il 16 per cento sul 2019 (-9,2 Mtep), conseguente al blocco della mobilità, alimentata quasi totalmente dai prodotti petroliferi.

Un livello analogo ai consumi petroliferi del 2020 (47,5 Mtep) si riscontra nella metà degli anni Sessanta, nel decennio di diffusione della motorizzazione di massa.

Nel 2020 il **petrolio** ha contribuito a soddisfare circa il 33 per cento del totale della domanda di energia, attestandosi come seconda fonte. I **prodotti petroliferi restano fondamentali per il settore dei trasporti**, in cui rappresentano una quota del 90,2 per cento. La riduzione del loro peso rispetto al 91,4 per cento del 2019 è stata assorbita in parte dalle rinnovabili (biocarburanti), passate dal 3,2 al 4,0 per cento, in parte dell'energia elettrica (salita dal 2,5 al 2,8 per cento).

Anche per le altre fonti si segnalano andamenti in flessione, in particolare:

- con 58,3 Mtep il **gas naturale** segna un calo del 4,4 per cento, sostanzialmente derivante dalla minore produzione termoelettrica, conseguente alla tenuta della produzione da fonti rinnovabili, e alla flessione della domanda elettrica. Con un peso del 40 per cento rafforza la sua posizione di prima fonte energetica italiana, essendosi ampliato di 7 punti percentuali lo scarto verso il peso del petrolio;
- continua il forte ridimensionamento dei **combustibili solidi** (-27 per cento), pari a 4,7 Mtep, in conseguenza della sempre minore competitività degli impianti a carbone legata ai prezzi della CO₂;
- calo a due cifre anche per le **importazioni nette di energia elettrica**, pari a circa 5,5 Mtep, che hanno registrato una riduzione del -15,6 per cento;
- in marginale calo secondo le prime stime, le **fonti rinnovabili** passate 28,9 a 28,7 Mtep. Il forte recupero della produzione fotovoltaica (+9,6 per cento) ha compensato la flessione di quella eolica (-7,4 per cento), risultando stazionaria la produzione idroelettrica (+0,5 per cento).

Nel primo trimestre dell'anno in corso, nonostante la variazione ancora negativa del Pil, la domanda energetica viene comunque stimata in crescita, per quanto il petrolio risulti ancora in calo del 9,1 per cento grazie alla ripresa della produzione industriale (+8,3 per cento) e al clima più rigido dei primi due mesi. Per l'intero 2021 si stima che ci possa essere complessivamente un rimbalzo di oltre il 4 per cento della domanda d'energia¹, inferiore quindi a quello del Pil.

¹ ENEA, Analisi trimestrale del Sistema Energetico Italiano anno 2020, n. 1/2021.

ITALIA I consumi di energia⁽¹⁾ (Milioni di tep)

	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020 ⁽²⁾	Variazione 2020 vs. 2019	Peso sul totale 2020
Combustibili solidi	12,9	16,5	13,7	12,3	11,0	9,3	8,5	6,5	4,7	-26,8%	3,3%
Gas naturale	58,0	70,6	68,1	55,4	58,1	61,5	59,5	61,0	58,3	-4,4%	40,3%
Importazioni nette di energia elettrica ⁽³⁾	9,2	9,4	8,1	8,4	6,5	6,5	7,6	6,5	5,5	-15,6%	3,8%
Petrolio	91,5	85,6	71,4	58,6	57,0	57,7	57,5	56,7	47,5	-16,1%	32,8%
Fonti rinnovabili ⁽³⁾⁽⁴⁾	12,4	14,0	23,5	28,4	27,4	27,0	28,7	28,9	28,7	-0,6%	19,8%
TOTALE	184,0	196,1	184,8	163,1	160,0	162,1	161,8	159,6	144,7	-9,3%	100,0%

⁽¹⁾ Serie storica rivista in base ai dati Eurostat.

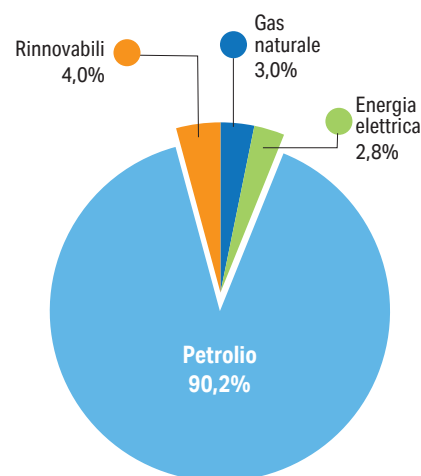
⁽²⁾ Dati provvisori. Variazioni calcolate su tre decimali.

⁽³⁾ La conversione dei KWh è effettuata in base al coefficiente termoelettrico dell'anno.

⁽⁴⁾ Rispetto ai dati BEN vi è stata una rivalutazione in particolare delle biomasse nei dati storici.

Fonte: Eurostat fino al 2019. Stime unem per il 2020 in base ai dati provvisori Ministero della Transizione Ecologica

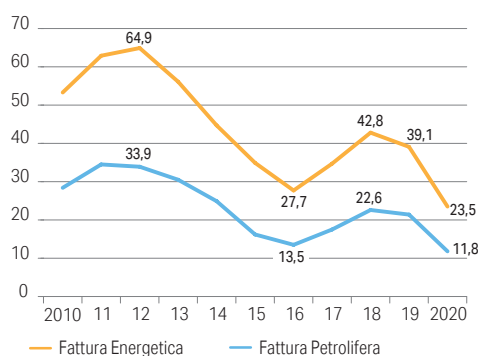
ITALIA Peso % delle fonti energetiche nei trasporti nel 2020^(*)



^(*) Dati provvisori.

Fonte: Ministero della Transizione Ecologica



ITALIA Fattura energetica e petrolifera
(Miliardi di euro)

Fonte: unem su dati ISTAT

La fattura energetica e petrolifera

Gli effetti della pandemia del 2020 si sono riflessi incisivamente anche sulla fattura energetica crollata del 40 per cento circa: è il secondo calo più ampio degli ultimi 40 anni¹.

La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e le entrate derivanti dalle esportazioni) **è risultata in riduzione di circa 15,6 miliardi di euro, attestandosi a 23,5 miliardi di euro, contro i 39,1 del 2019 (-40 per cento)**. Rispetto alla cifra record del 2012 di 64,9 miliardi di euro, il risparmio è stato pari a 41,4 miliardi.

La **frenata delle importazioni** delle varie fonti energetiche, in conseguenza del **calo della domanda interna**, è stata accompagnata dal **rafforzamento** del 2,1 per cento **dell'euro sul dollaro**, che ha accentuato gli effetti del **calo delle quotazioni delle varie fonti**.

Le quotazioni e i consumi di tutte le fonti hanno infatti rilevato una flessione rispetto all'anno precedente; in particolare il gas, la cui spesa per gli approvvigionamenti netti dell'estero è scesa del 36 per cento circa, pari a circa 5 miliardi in meno.

Il peso della **fattura energetica sul Pil** nel 2020 è sceso al 1,4 per cento per cento rispetto al 2,2 del 2019 e al 4 per cento del 2012, anno con l'incidenza più elevata dell'ultimo decennio².

Calo dei consumi interni (-16,4 per cento) e delle importazioni di greggio (-20,2 per cento) e di prodotti (-13,2 per cento) insieme al forte ribasso delle **quotazioni del greggio (-33 per cento)** hanno inciso per un calo di circa 9,6 miliardi sulla **fattura petrolifera, passata da 21,38 miliardi di euro del 2019, a 11,78 miliardi del 2020**. Rispet-

¹ Il crollo più ampio della storia degli ultimi 40 anni si è verificato nel 1986, quando la fattura energetica quasi si dimezzò (-49 per cento), passando da 20,1 a 10,2 miliardi circa.

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

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

	2000	2008	2010	2012	2014	2015	2018	2019	2020 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	1.009	2.927	2.270	2.775	1.404	1.316	1.566	1.192	667
Gas naturale	7.835	22.253	18.998	24.189	15.524	14.526	15.360	13.889	8.894
Petrolio	18.653	32.474	28.432	33.908	24.912	16.190	22.559	21.379	11.782
Biocarburanti e biomasse	67	480	1.148	1.636	1.037	860	893	812	861
Altre ⁽²⁾	1.523	1.948	2.409	2.389	1.780	2.053	2.393	1.801	1.294
Totale	29.087	60.082	53.257	64.897	44.657	34.945	42.771	39.073	23.498

⁽¹⁾ Valori provvisori.

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

Fonte: Elaborazioni unem su dati Istat

to al picco del 2012 (34 miliardi di euro), è stata più bassa del 64 per cento.

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio in euro è stato pari a 278,5 contro i 426,3 del 2019 (**-34,7 per cento**), quale risultante di un minore costo all'origine (-33,2 per cento), accentuato dal rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro, attestatosi a 1,1429, verso l'1,1190 del 2019.

Il peso sul Pil della fattura petrolifera nel 2020 è sceso allo 0,7 per cento, rispetto all'1,2 per cento del 2019¹. Nel periodo di picco (1980-83) era stato invece mediamente del 4,5 per cento.

La produzione nazionale di greggio e gas naturale nel 2020 ha consentito di avere un esborso energetico complessivo, e in particolare petrolifero, più basso rispettivamente di 1,4 e 0,9 miliardi di euro.

I combustibili solidi

Nel 2020 la domanda di combustibili solidi, secondo i dati provvisori ha continuato a ridursi drasticamente: con un **calo di circa il 27 per cento** rispetto all'anno precedente, sono scesi a **4,7 Mtep**.

Un livello del 72 per cento più basso rispetto ai **16,7 Mtep del 2006** (anno del picco)²: dal peso dell'8,6 per cento di allora dei combustibili solidi sulla domanda energetica del nostro Paese, il loro contributo si è ridotto infatti al 3,3 per cento.

Tale andamento è conseguente alla sempre minore convenienza economica nell'uso dei combustibili solidi nella produzione elettrica, con un *phase-out* sempre più spinto nella generazione termoelettrica attualmente sui 3 Mtep rispetto ai quasi 10 Mtep di 8 anni fa.

¹ Un peso più basso rispetto al nostro Pil si è rilevato solo nel 1998, quando era pari allo 0,6 per cento.

² Serie rivista in base ai dati Eurostat. Complessivamente i consumi di solidi hanno rilevato il picco nel 2006 con 16,7 Mtep, ma nella produzione termoelettrica il picco è stato rilevato nel 2012, quando ha superato i 9,6 Mtep.

ITALIA Il costo del greggio importato

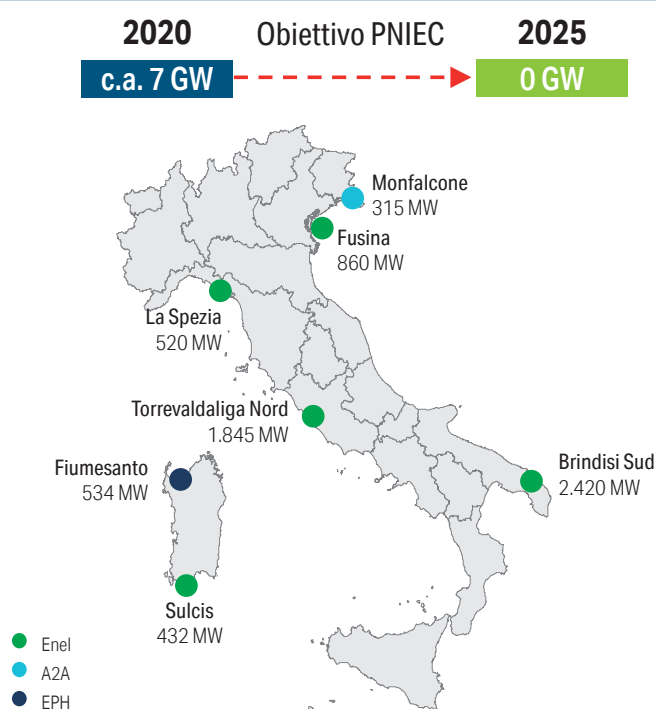
	1990	2000	2008	2010	2012	2015	2017	2018	2019	2020	Variazione % 2020 vs. 2019
Fob dollari/barile	22,5	26,9	95,3	78,0	111,1	50,8	52,1	69,6	64,7	43,2	-33,2%
Cif dollari/tonnellata	172,2	205,0	711,8	581,0	825,2	383,3	391,1	521,7	477,0	318,3	-33,3%
Cambio Dollaro/Euro ⁽¹⁾	1,2887	0,9174	1,4900	1,3246	1,2840	1,1089	1,1311	1,1797	1,1190	1,1429	2,1%
Cif Euro/tonnellata	133,6	223,5	477,7	438,6	642,6	345,6	345,7	442,2	426,3	278,5	-34,7%

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

Fonte: Elaborazioni unem su dati Ministero della Transizione Ecologica



ITALIA Il *phase-out* delle centrali a carbone previsto nel PNIEC
(Potenza netta disponibile al mercato)



Fonte: TERNA, "Adeguatezza del sistema, decarbonizzazione e mercato della capacità", Audizione presso la 10ª Commissione Industria, Commercio, Turismo Senato della Repubblica, 2 febbraio 2021

Nel 2020 sono aumentati i prezzi sia del gas che del carbone, con un incremento medio annuo rispettivamente del 28 per cento e del 23 per cento, mentre il prezzo delle quote di emissione registrato sul mercato primario è stato pari a 24,4 euro tonnellata, di poco inferiore ai 24,6 euro del 2019.

Tuttavia nel corso dell'anno, dopo la repentina diminuzione dei prezzi nel periodo concomitante al primo *lockdown*, è seguita una fase di importanti rialzi nei mesi successivi, con quotazioni che hanno toccato i massimi il 14 dicembre 2020, arrivando a superare i 30 euro a tonnellata.

Nel 2020 lo *Switching Price*¹ è ulteriormente diminuito, passando dagli 11,8 euro per tonnellata di CO₂ in media del 2019 a 4 euro. In particolare, nei mesi centrali dell'anno lo *Switching Price* è stato molto inferiore al prezzo della quota di emissione.

Tale differenziale ha reso teoricamente meno attrattiva la produzione da centrali a carbone, rendendo la maggioranza delle centrali alimentate a gas naturale in grado di "spiazzare" nell'ordine di merito quelle a carbone, sostenendone la sostituzione.

Attualmente il prezzo delle quote di emissione ha già toccato i 50 euro e in un'ottica di decarbonizzazione sempre più spinta, le 8 centrali alimentate a combustibili solidi nel nostro Paese restano ancora in attività in misura ormai sempre più marginale, unicamente per garantire la tenuta del sistema elettrico e in attesa che si concretizzino soluzioni alternative, in vista del 2025, data del *phase-out* (anche se non vincolante) prevista dal PNIEC².

Mentre i Paesi asiatici restano ancorati a tale fonte, il suo *phase-out* viene sostenuto a livello globale: nei primi mesi di quest'anno, Regno Unito e Canada hanno organizzato il Summit virtuale "*Powering beyond Coal*" per strutturare un'alleanza internazionale per il *phase-out* del carbone.

Tale iniziativa venne avviata nel 2017 in risposta al sostegno al carbone da parte dell'Amministrazione statunitense, guidata da Trump. Attualmente all'iniziativa partecipano 36 Stati membri, fra i quali anche la Germania e l'Italia.

¹ Lo "*Switching Price*" è il prezzo teorico al quale le due tecnologie (carbone-gas) divengono egualmente attrattive dal punto di vista del ricavo marginale.

² PNIEC – Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Lo sviluppo delle rinnovabili e il mercato elettrico

Nel 2020 le **Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)** complessivamente hanno segnato, secondo le prime stime, una modesta **riduzione dello 0,6 per cento e con 28,7 Mtep hanno soddisfatto il 19,8 per cento della domanda energetica** del nostro Paese (erano al 18,1 per cento nel 2019).

Nell'insieme, le FER hanno superato anche lo scorso anno, come avviene da 7 anni, il target del 17 per cento fissato per il 2020 dalla Direttiva 2009/28/CE, attestandosi attorno al 20 per cento dei consumi di energia. L'aumento del loro peso tuttavia è stato conseguente alla forte riduzione dei consumi energetici, derivanti dalla crisi pandemica, piuttosto che all'aumento della loro produzione o dei loro impianti.

In riferimento alla **produzione elettrica da rinnovabili** (117,0 TWh¹), dopo il rimbalzo di oltre il 10 per cento del 2018, nel 2020 come nel 2019 l'incremento è stato più contenuto attestandosi sull'1,0 per cento. Nel dettaglio per fonte sono risultate in aumento la produzione **fotovoltaica** (FV) (+2,3 TWh, +9,6 per cento), l'**idroelettrica** (+0,8 per cento) e le **biomasse** (+0,3 per cento). In forte riduzione l'**eolica**² (-1,5 TWh, -7,4 per cento verso 2019) e in flessione anche la **geotermoelettrica** (-0,8 per cento).

Per quanto riguarda i **biocarburanti** nel settore dei trasporti, nel 2020 si stima possano essere in calo dato che sebbene sia aumentata la quota d'obbligo dall'8 per cento al 9 per cento, i volumi di carburanti sono crollati del 16,8 per cento.

Per quanto riguarda la componente A_{SOS}^3 a carico dei consumatori elettrici, da cui sono tratte le **risorse per l'incentivazione delle FER**, secondo il GSE⁴ nel 2020 si è attestata sugli 11,9 miliardi di euro, in aumento rispetto agli 11,4 miliardi del 2019⁵.

¹ TWh – Terawattora.

² Il decremento della produzione eolica è legato a condizioni anemologiche peggiori di quelle registrate nel 2019, particolarmente negli ultimi mesi dell'anno, in tutte le Regioni ad eccezione della Calabria, con una più spiccata riduzione in Campania, Puglia e Sicilia.

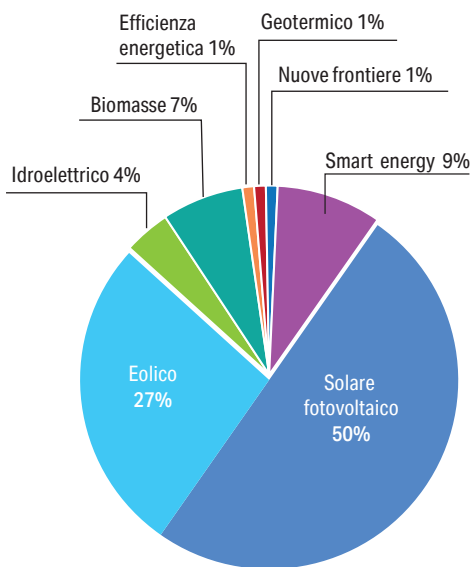
³ Dal 1° gennaio 2018 è la componente della spesa per oneri di sistema destinata a coprire gli oneri generali relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92. Fino al 2017 era identificata come "componente A3", che, ad eccezione di una parte minima relativa ai rifiuti non biodegradabili (A_{RIM} "Rimanti oneri generali"), vi è confluita da tale data.

⁴ GSE – Gestore dei Servizi Energetici.

⁵ Nel 2020, oltre agli 11,9 miliardi di euro per l'incentivazione della produzione elettrica da rinnovabili, il GSE ha gestito 1,1 miliardi di euro per l'efficienza energetica e le FER termiche, 1 miliardo di euro relativi ai biocarburanti e 1,3 miliardi derivanti dalle aste ETS, per complessivi 15,2 miliardi di euro. GSE, "Rapporto delle attività 2020", maggio 2021.



ITALIA Tecnologie scelte dagli investitori del mercato elettrico nel 2020
(Peso su numero di operazioni)



Fonte: Althesys Irex, "IREX Annual Report 2021", maggio 2021

L'aumento degli oneri è derivato da fattori contingenti, fra i quali la riduzione dei ricavi, con il prezzo medio PUN¹ ridottosi di 14 euro/MWh² rispetto al 2019, e la maggiore produzione degli impianti fotovoltaici.

Per il 2021 il fabbisogno economico è stimato a circa 11,8 miliardi di euro, sostanzialmente stabile rispetto al 2020 proseguendo anche nel 2021 la riduzione degli oneri per la scadenza naturale delle convenzioni del meccanismo Cip 6/92.

Dopo essere rapidamente aumentato dai circa 3 miliardi del 2009 a oltre 13 nel 2014 e poi fino a 14,4 nel 2016 (anno di picco), nel lungo periodo il fabbisogno di incentivazione risente soprattutto delle dinamiche di uscita dei meccanismi di incentivazione esistenti.

In assenza di ulteriori misure, dopo una sostanziale stabilità fino al 2023, vi sarà una progressiva riduzione, anche per effetto dell'annullamento del Conto Energia fotovoltaico, che porterà il fabbisogno complessivo al di sotto di un miliardo di euro³ dal 2034.

La conclusione del periodo di incentivazione di diversi impianti porterà gli oneri a 10 miliardi nel 2025. Per il 2030 il fabbisogno stimato è sui 6,8 miliardi, quasi dimezzato rispetto al 2020.

Nel 2020, nonostante la pandemia, gli **investimenti delle imprese italiane nelle FER** hanno mostrato segnali positivi, con un aumento sia della numerosità (254 operazioni, + 20 per cento), che della potenza installata di 10,9 GW⁴ (+7 per cento), mentre in valore, pari a 9,1 miliardi di euro, sono diminuiti del -4,4 per cento rispetto al 2019⁵.

Nel 2020 l'86 per cento delle operazioni è stato effettuato nei confini nazionali, per il 55 per cento della potenza e il 54 per cento del valore. Tuttavia la maggior parte delle operazioni in Italia riguarda progetti in attesa di autorizzazione, soprattutto nell'eolico e fotovoltaico.

Fra le tendenze strategiche il fotovoltaico continua a crescere in peso, essendo la tecnologia a cui è dedicata la metà delle iniziative (50 per cento), ma l'eolico, al secondo posto per rilevanza, attrae le dimensioni maggiori di potenza e di risorse economiche (5,1 GW e 4 miliardi di euro investiti).

¹ PUN – Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica.

² MWh – Megawattora.

³ Le stime sono calcolate su prezzi dell'energia crescenti dai 57 euro/MWh attuali fino a 69 euro/MWh al 2030 e poi costanti fino al 2040.

⁴ GW – Gigawatt.

⁵ Althesys Irex, "IREX Annual Report 2021. L'evoluzione del sistema elettrico. Rinnovabili, infrastrutture, idrogeno", maggio 2021.

Rispetto al 2019, nel 2020 oltre al **fotovoltaico** (passato dal 49 al 50 per cento) aumentano le iniziative in **smart energy** (dal 6 al 9 per cento) e nelle **biomasse** (dal 4 al 7 per cento); restano invece stabili nell'**idroelettrico** (4 per cento) e nel **geotermico**. Le **nuove frontiere tecnologiche** (*storage*, biometano e *power-to-gas*) così come quelle in **efficienza** risultano diminuite all'1 per cento, rispetto al 2 per cento del 2019.

Da segnalare infine la sempre maggiore presenza ed attività degli attori entrati di recente nel mercato delle FER: le *local utilities* e le compagnie Oil&Gas.

Per quanto riguarda il mercato elettrico, nel 2020 l'impatto delle restrizioni per la pandemia ha ridotto anche la **richiesta di energia elettrica**, diminuita di quasi 17 TWh rispetto al 2019 (-5,3 per cento). Il calo è stato particolarmente marcato tra marzo ed aprile, quando la chiusura delle attività produttive ha frenato i consumi elettrici industriali in percentuali dell'ordine del 30 per cento¹. Con la ripartenza di molte attività produttive e il progressivo allentamento delle misure, la riduzione tendenziale si è andata attenuando ma a fine anno i consumi elettrici si sono attestati a 302,8 TWh, al di sotto del livello minimo del 2001, pari a 304,8 TWh.

La richiesta su rete stata è stata soddisfatta per **l'89 per cento da produzione nazionale**, di cui il 42 per cento da FER e il 58 per cento da produzione termoelettrica².

La restante quota del fabbisogno (11 per cento) è stata coperta dalle **importazioni nette dall'estero**, pari a 32,2 TWh, risultate in contrazione di circa il 16 per cento (-5,9 TWh).

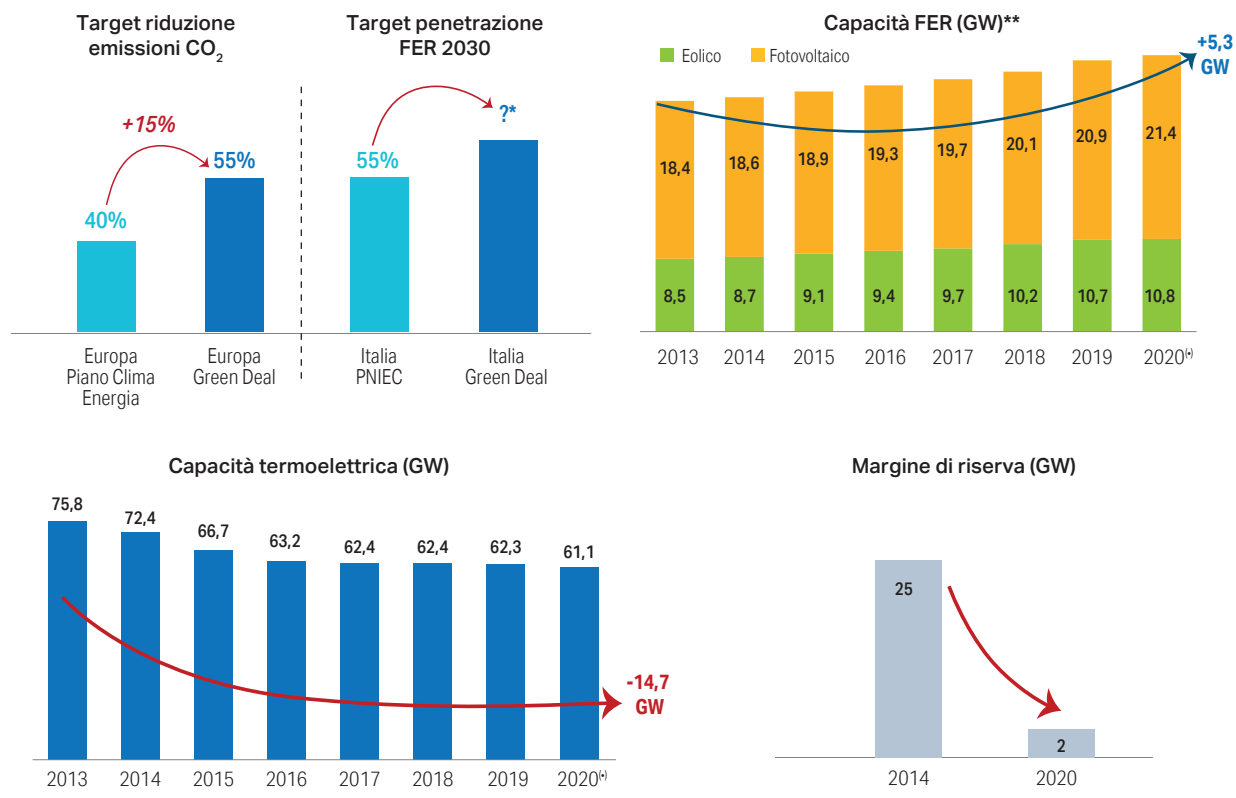
La produzione **termoelettrica** è risultata in calo di 12 TWh (-3,8 per cento). Per quanto riguarda le fonti primarie utilizzate in tale produzione, si è ridotta di oltre il 5 per cento quella da gas naturale e anche nel 2020 è proseguita la riduzione a 2 cifre dei combustibili solidi (circa il -25 per cento).

La spinta verso l'elettrificazione dei consumi da un lato e gli obiettivi di decarbonizzazione con traguardi sempre più sfidanti per la produzione delle FER dall'altro, devono tuttavia confrontarsi con l'attuale assetto del sistema elettrico italiano. La sua **capacità di evolversi deve infatti comunque garantire la sicurezza e l'adeguatezza delle forniture**.

¹ L'Indice Mensile dei Consumi Elettrici Industriali (IMCEI) elaborato da Terna su un campione di industrie ha rilevato cali del 29 per cento e del 34 per cento rispettivamente a marzo ed aprile del 2020.

² Terna, Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nazionale 2020: https://download.terna.it/terna/Dati_provvisori_esercizio_2020_8d921d6104c3b55.pdf.



ITALIA Target di riduzione della CO₂ ed evoluzione recente del sistema elettrico

* A livello europeo si stima una penetrazione FER del 65 per cento.

** Dati provvisori.

Fonte: TERNA, "Adeguatezza del sistema, decarbonizzazione e mercato della capacità", Audizione presso la 10^a Commissione Industria, Commercio, Turismo, Senato della Repubblica, 2 febbraio 2021

Siamo all'inizio di una sua trasformazione epocale, date le complessità tecniche e di esercizio mai sperimentate. Le ore di funzionamento degli impianti termoelettrici si ridurranno progressivamente e il sistema elettrico avrà caratteristiche completamente diverse: minore inerzia, problemi di tensione, aumento delle congestioni, riduzione dei margini di riserva.

La chiusura di impianti termici tradizionali (circa 15 GW di capacità termica negli ultimi 7 anni), l'indisponibilità all'esercizio di oltre 3 GW di impianti esistenti e l'elevata termosensibilità della domanda elettrica¹ hanno invece portato a manifestare condizioni di esercizio del sistema elettrico particolarmente critiche rispetto ai suoi livelli di adeguatezza.

¹ Durante il periodo estivo, per la forte diffusione dei sistemi di condizionamento, si è rafforzata la correlazione fra temperatura e domanda di energia elettrica: dopo il 2015 si è giunti ad incrementi di circa 2.000 MW per ogni grado di aumento di temperatura. Di conseguenza il sensibile incremento dei valori di picco estivo e della loro frequenza ha messo a dura prova l'adeguatezza del sistema, già limitato da una ridotta capacità di generazione termica.

In particolare il **marginale di adeguatezza**¹ del sistema elettrico resta una delle principali criticità di questo mercato.

Nel 2020 con la capacità termica tradizionale disponibile ed utilizzabile il **marginale di riserva** è sceso a solo 2 MW.

In vista dei nuovi e più ambiziosi obiettivi europei di riduzione del 55 per cento delle emissioni di gas-serra al 2030 previsti nello European Green Deal, le FER nel settore elettrico sono prefigurate in decisa e più ampia crescita rispetto ai 40 GW previsti nel PNIEC. Per adeguarsi ai nuovi target di decarbonizzazione dello European Green Deal sarebbe infatti necessaria la realizzazione di almeno 60-70 nuovi GW di capacità rinnovabile entro il 2030, corrispondenti a circa 6-7 GW di nuovo installato l'anno.

Per contro, la crescita della potenza installata di FER attualmente sta tendendo sempre più a ridursi.

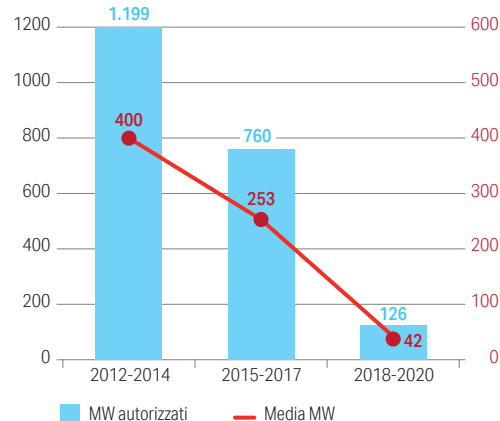
Nel 2020 la potenza elettrica incrementale da FER entrata in esercizio è infatti stimata dal GSE sui 900 MW (poco più di un decimo di quella necessaria), di cui circa 750 MW fotovoltaici² e circa 90 MW di eolico.

Per l'eolico in particolare, si tratta del minimo storico: rispetto agli anni precedenti l'incremento medio di potenza installata annualmente nel decennio 2009 – 2019 è stato di 660 MW³.

Il raggiungimento degli obiettivi previsti per le FER necessita anzitutto di una **velocizzazione del rilascio delle autorizzazioni**: ad esempio per un impianto eolico nuovo attualmente occorrono oltre cinque anni di tempo, contro un massimo di due anni e tre mesi previsto dalla normativa.

In Italia vi sono circa 2.500 MW⁴ di progetti eolici autorizzati, ma non ancora realizzati, frenati soprattutto dai dinieghi delle Soprintendenze, per cui negli ultimi nove anni si è passati da 1.200 MW eolici autorizzati nel triennio 2012/2014 a 760 MW eolici nel triennio 2015/2017, pari al - 40 per cento, fino a 126 MW nell'ultimo triennio 2018/2020, con un calo dell'80 per cento.

ITALIA Potenza eolica autorizzata fra il 2012 e il 2020



Fonte: ANEV, marzo 2021

¹ Il margine di adeguatezza rappresenta la disponibilità di una capacità di generazione tale da soddisfare i consumi attesi di energia elettrica più un margine di riserva di potenza. Tale margine si è sensibilmente ridotto di circa il 76 per cento fra il 2014 e il 2015, passando da 25 a 6 GW nell'arco di un anno. Si ricorda che in termini di contributo all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema, 1.000 MW di fonte eolica o solare non sono equivalenti a 1.000 MW di capacità termica convenzionale: secondo le analisi di Terna 1.000 MW di fonte solare danno un contributo all'adeguatezza pari a 110 MW di capacità termica tradizionale.

² Dei quali oltre 430 MW relativi a nuovi impianti di generazione distribuita in Scambio sul Posto ed i rimanenti ascrivibili a interventi non incentivati.

³ Il massimo è stato toccato nel 2009 con 1.360 MW e anche nel 2011 e 2012 sono stati installati impianti di potenza complessiva superiore ai 1.000 MW.

⁴ Anev, Comunicato 27 maggio 2021.



La lentezza nel rilascio delle autorizzazioni e dei permessi rappresenta uno dei blocchi ai nuovi progetti, che si vedrebbero fra l'altro autorizzare tecnologie a quel punto diventate obsolete.

Le criticità degli operatori nelle FER emergono dai recenti risultati delle sessioni di aste e registri previsti dal Decreto Ministeriale 4 luglio 2019 (FER1). Nella quinta asta bandita dal GSE a maggio scorso per assegnare gli incentivi pubblici alle centrali eoliche, fotovoltaiche, idroelettriche, geotermiche, a biomasse, erano disponibili incentivi per una potenza di 2.461 MW, fra aste propriamente dette e registri. Le offerte vincitrici presentate sono state solo 298 MW, pari al 12 per cento della disponibilità totale (5 per cento nelle sole aste), a fronte del 25 per cento del quarto bando e del 32 per cento del terzo. In particolare per le aste relative ad impianti eolici e fotovoltaici¹ del "gruppo A" ed aventi potenza superiore o uguale a 1 MW, dopo le prime 4 sessioni sono stati posti ad asta in totale 2.936 MW e ne sono stati assegnati solamente 1.518 MW, con un gap negativo del 48 per cento.

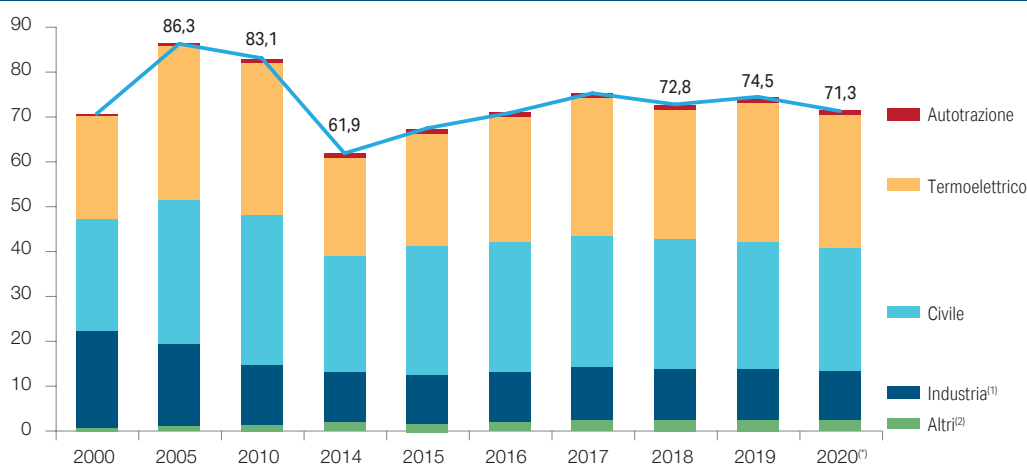
Il contributo del gas naturale

Nel 2020 il gas naturale ha subito gli effetti delle misure restrittive per la pandemia in misura limitata² e, secondo le prime stime, ha

¹ Le aste che si sono tenute, hanno riguardato per circa il 50 per cento del contingente totale l'eolico, mentre il fotovoltaico si è fermato al 5 per cento.

² Secondo le stime su dati provvisori, rispetto al calo dei prodotti petroliferi è stato circa un quarto e circa un sesto rispetto a quello del carbone.

ITALIA Consumi di gas naturale
(Miliardi di metri cubi)



⁽¹⁾ Comprende agricoltura e sintesi chimica.

⁽²⁾ Comprende consumi e perdite del settore.

^(*) Dati provvisori.

Fonte: unem su dati SNAM

FOCUS

LE DINAMICHE IN ATTO NEL MERCATO DEL GNL

Il mercato del Gas Naturale Liquefatto (GNL) continua a rivestire un forte interesse da parte degli operatori.

Il **Deposito Venice LNG (Decal) di Porto Marghera**, a tre anni dalla presentazione ufficiale del progetto, dopo la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) regionale nell'ottobre 2020, a gennaio di quest'anno ha ottenuto il decreto di VIA positiva del Ministero dell'Ambiente per il deposito di GNL da 32.000 metri cubi liquidi. Il provvedimento¹ prevede una serie di prescrizioni dettate dalla Commissione VIA, dalla Regione Veneto e dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MIBAC), Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con quello delle Infrastrutture.

Nei prossimi mesi saranno avviati i lavori per la sua realizzazione in un'area *brownfield* dismessa e bonificata, con il cantiere previsto a regime entro fine anno.

Il progetto comporterà un investimento privato di oltre 100 milioni di euro del gruppo Decal SpA, ed è co-finanziato dalla Commissione europea nell'ambito della programmazione Connecting Europe Facility (CEF), tramite le azioni denominate Gainn4SEA e Venice LNG Facility per un totale di 18,5 milioni di euro.

Il GNL è previsto arrivare al deposito nel Canale Industriale Sud di Porto Marghera su navi gasiere di piccola e media taglia ed essere distribuito attraverso autocisterne, container e bettoline.

In riferimento al **Deposito** costiero della **Petrolifera Italo Rumena (PIR) di Ravenna**, attualmente i lavori sono giunti al 90 per cento e nella seconda parte di **agosto**

di quest'anno è previsto l'arrivo del primo carico di **30.000 metri cubi di GNL** da Barcellona. La sua entrata in esercizio commerciale è prevista per ottobre 2021, inaugurando il **primo impianto sulla penisola**².

Il deposito avrà una capacità di stoccaggio di 20.000 metri cubi e una movimentazione annua di oltre 1 milione di metri cubi di gas liquido, sufficienti ad alimentare 12.000 camion e fino a 48 traghetti all'anno.

Ad ottobre 2020 sono intervenute delle **modifiche societarie**: il gruppo spagnolo Enagás, attraverso la controllata Scale GAS Solution, ha infatti rilevato dalla Edison il 19 per cento di Depositi Italiani GNL (DIG)³, che scende quindi al 30 per cento, mentre la PIR, resta al 51 per cento. In tal modo si consolida la filiera di approvvigionamento di GNL dai terminali di Enagás nel Mediterraneo, in particolare da quello di Barcellona.

Per favorire lo sviluppo di GNL nel Mezzogiorno, che resta un'area meno coperta dalle infrastrutture, nel 2017 l'Autorità Portuale del Mar Tirreno Centrale ha avviato una manifestazione di interesse per la costruzione di un deposito costiero **small scale** di GNL in linea con le indicazioni programmatiche nazionali sullo sviluppo dei porti (il Decreto Legislativo 257/2016 richiede che il **porto di Napoli**, tra gli altri, sia provvisto di GNL entro il 2025).

Nella scia di tale procedimento si colloca il progetto presentato da **Edison e Kuwait Petroleum Italia SpA**, per il quale nel corso del 2020 gli Enti competenti hanno fornito pareri positivi nell'ambito di una conferenza di servizi preliminare presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Il progetto prevede la realizzazione di un deposito verticale a pressione atmosferica a integrità totale di 20.000 metri cubi sul Molo Vigliena⁴ per la ricezione di

¹ Il decreto autorizzativo è stato emanato alla fine di dicembre 2020 dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, d'intesa con la Regione del Veneto, e notificato a metà gennaio 2021, fa propri tutti i pareri espressi dagli Enti coinvolti a vario titolo nell'iter autorizzativo: la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS, la Commissione di salvaguardia di Venezia, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, la Regione del Veneto, il Ctr Veneto, la Capitaneria di Porto di Venezia, il Provveditorato Interregionale alle Opere Pubbliche del Veneto, Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia e il Comune di Venezia.

² Quello di Oristano in Sardegna, è stato inaugurato a maggio di quest'anno. Vedi Focus "La metanizzazione della Sardegna" a pag. 35.

³ La società venne costituita nel 2018 da Edison e PIR per la realizzazione del deposito costiero di Ravenna.

⁴ Il Molo Vigliena, situato in area Sito di interesse nazionale (SIN), ospita attualmente impianti e infrastrutture per la movimentazione di idrocarburi gestiti da Kupit.



FOCUS

GNL tramite navi metaniere e bettoline con capacità tra 4.000 e 30.000 metri cubi¹, la presenza di 4 baie di carico per autocisterne e impianti per lo stoccaggio di bioGNL da autobotti, nonché le attrezzature per le operazioni di bunkeraggio e di *transhipment*².

Nell'attuale fase di transizione energetica, in cui il peso dei carburanti tradizionali è destinato progressivamente a diminuire, la realizzazione del deposito di GNL permetterebbe a Napoli di continuare ad essere, anche in prospettiva, uno dei principali punti di approvvigionamento energetico per l'intero Centro-Sud Italia, con il potenziale di coprire una percentuale importante della domanda per il trasporto stradale ed il traffico marittimo dell'intera zona.

Gli investimenti necessari alla realizzazione del progetto sono stimati in oltre 100 milioni di euro. L'attuale progettazione di Edison e Kuwait Petroleum Italia SpA sta beneficiando di un finanziamento europeo (Connecting Europe Facility) di 0,7 milioni di euro e l'intero progetto potrebbe candidarsi autorevolmente anche per un ulteriore finanziamento finalizzato alla realizzazione.

Di recente il procedimento ha subito una battuta d'arresto a causa del provvedimento di revoca in autotutela del bando per la concessione demaniale emesso nel novembre 2020 da parte dell'Autorità Portuale del Mar Tirreno Centrale. Peraltro sono tuttora in corso la Valutazione dell'Impatto Ambientale e le verifiche relative al rilascio del Nulla Osta di Fattibilità.

Un altro terminal per lo stoccaggio con procedure autorizzative in corso è il **deposito GNL di Augusta**. La procedura per il rilascio della concessione da parte dell'Autorità di Sistema Portuale (AdSP) della Sicilia Orientale era partita a fine 2018 ed a inizio 2019 aveva ricevuto manifestazioni di interesse da diversi operatori, fra i quali Edison, Snam, Higas e Neri Vulcangas Investimenti.

Il deposito galleggiante dovrebbe avere una capienza fra i 400 e i 1.200 metri cubi ed essere collocato all'in-

terno del Porto Megarese di Augusta, con investimenti previsti per circa 50 milioni di euro ed una ricaduta occupazionale di 50 addetti diretti e altri 250 nell'indotto.

Fra le nuove strade per gli approvvigionamenti di Gnl in Italia, da segnalare anche il recente **trasporto dalla Francia via ferrovia** effettuato ad aprile scorso dalle società Total ed Elengy, che rappresenta il primo per la rotta francese effettuato con questa modalità.

Il GNL caricato al terminale di Fos Cavaou (Marsiglia) attraverso un iso-container è stato consegnato ad una stazione di servizio nei pressi di Milano.

L'uso della ferrovia consente il trasporto di grandi volumi, riducendone i costi e le emissioni di CO₂ associate al trasporto del GNL, oltre a facilitarne l'accesso ad alcune Regioni.

Il nord Italia rappresenta un'area in forte crescita per la domanda di GNL e questa nuova catena logistica offre alla Total³, che è il secondo produttore mondiale di GNL, con un'esperienza di oltre 40 anni nel settore su tutta filiera, di partecipare al suo sviluppo.

Fra i nuovi operatori che stanno entrando nel mercato del GNL, vi è anche la **Snam**, che intende realizzare fra 25 e 35 stazioni di rifornimento stradale di GNL per i mezzi pesanti già nella prima parte di quest'anno e ad ottobre del 2020 ha presentato l'istanza di autorizzazione per un impianto di microliquefazione da 50 mila tonnellate anno (piccola taglia), che ha già ottenuto un finanziamento europeo, per fornire GNL per autotrazione nel 2022 in Campania.

Per entrare nel settore della liquefazione ha sottoscritto un accordo quadro con il gruppo chimico Siad, creando una collaborazione tecnologica nel settore *small scale* e *mid-scale*, che favorirà la diffusione di GNL e bioGNL come carburante alternativo per la mobilità sostenibile.

¹ Per le attività di scarico sono previsti fino a 71 approdi all'anno, per quelle di carico gli approdi annui previsti sono 52.

² Operazione di trasferimento di GNL tra due navi/bettoline senza transito dal serbatoio di stoccaggio.

³ In linea con l'obiettivo di raggiungere la *carbon neutrality* del Gruppo Total entro il 2050, Total Italia è entrata nel mercato della commercializzazione del GNL nel nostro Paese. Per lo sviluppo dell'offerta di GNL e bio-GNL nelle Regioni del Nord ovest (Piemonte, Liguria, Toscana, Lombardia e Valle d'Aosta), la Total Italia ha siglato a maggio 2021 un accordo per la fornitura in esclusiva di GNL Total a tutte le stazioni BLU WAY, società del Gruppo Rete SpA.

FOCUS

LA METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

A dicembre 2020 la Sardegna, unica Regione italiana priva di una rete di distribuzione del gas naturale, ha approvato il proprio Piano Energetico Ambientale nel quale, ponendosi l'obiettivo di dimezzare le emissioni di CO₂ al 2030 rispetto al 1990, ha confermato il *phase-out* del carbone¹, a supporto del quale però ha ritenuto indispensabili lo sviluppo delle infrastrutture necessarie per la sua sostituzione con il gas.

La realizzazione di un adeguato sistema di trasporto e distribuzione del gas è funzionale infatti anche alla conversione delle due centrali a carbone di **Sulcis e Fiumesanto**, per le quali sono in corso di valutazione progetti di riconversione a gas e a biomasse da parte delle società proprietarie (rispettivamente Enel ed EP Produzione).

Oltre alle infrastrutture legate al gas, le tempistiche per la loro dismissione sono vincolate alla realizzazione delle infrastrutture del sistema elettrico programmate nei Piani di sviluppo Terna: in particolare l'arrivo del Tyrrhenian Link² (Campania – Sicilia – Sardegna), atteso non prima del 2026, ed il Saco 3 (Sardegna- Corsica- Toscana)³.

Data la complessità delle opere e le tempistiche ristrette, si attende uno specifico DPCM l'individuazione delle opere strategiche da realizzare, soggette a *fast track* autorizzativo⁴.

In riferimento agli approvvigionamenti tramite GNL, vi sono varie iniziative locali in corso, fra le quali si segnala il completamento dei lavori nei primi mesi di quest'anno del **deposito costiero GNL Higas di Oristano**, che a fine maggio è stato avviato con l'approdo della prima nave

gasiera⁵: è il più recente sviluppo del complesso piano di metanizzazione dell'Isola in via di definizione.

Inoltre a marzo di quest'anno il **terminale di rigassificazione GNL small-scale**, che **Sardinia LNG (Isgas)** intende realizzare nel Porto Canale di **Cagliari**, ha ricevuto il decreto di compatibilità ambientale di VIA positiva con prescrizioni.

Grazie alla sua localizzazione, intercettando le reti di trasporto del gas GPL esistenti nell'area di Cagliari e in prossimità della dorsale Sarroch/Oristano/Porto Torres del futuro metanodotto, il terminale⁶ potrà rifornire la rete di distribuzione locale del capoluogo e rifornire le altre zone dell'Isola tramite autobotti. Il terminale potrebbe inoltre diventare un polo di riferimento nel Mediterraneo per il trasporto marittimo a GNL.

In riferimento alle tempistiche del progetto, il procedimento autorizzativo è iniziato a maggio 2017 e la VIA è stata ottenuta a fine maggio 2021. Si ritiene che se l'autorizzazione unica dovesse arrivare a giugno di quest'anno, a giugno del prossimo il terminale possa già divenire operativo.

Per la pianificazione a livello regionale delle infrastrutture del gas, è stata effettuata una Analisi Costi Benefici dall'RSE⁷ sulla fattibilità dei singoli tratti di rete ed è attualmente all'esame dell'ARERA⁸, che ne dovrebbe anche verificare la compatibilità con il nuovo Piano di

¹ Vedi capitolo "I combustibili solidi" a pag. 25.

² Il Tyrrhenian Link, con 950 chilometri di lunghezza e 1000 MW di potenza, che collegherà la Sicilia con la Sardegna e la penisola italiana attraverso un doppio cavo sottomarino, rappresenta un nuovo corridoio elettrico al centro del Mediterraneo.

³ Progetto di rinnovo e potenziamento dello storico elettrodotto tra Sardegna, Corsica e penisola italiana.

⁴ Ai sensi dell'art. 31 del Decreto Legge 77/2021.

⁵ Il 26 maggio 2021 è approdata la nave Aveniz Accolade da 7.500 metri cubi nel Porto di Santa Giusta, dopo essersi rifornita dal Terminal di Krk in Croazia.

⁶ La capacità di stoccaggio complessiva del progetto è di oltre 22 mila metri cubi liquidi in 18 serbatoi da 1.226 metri cubi ciascuno, 9 gruppi di pompaggio, 40 vaporizzatori ad aria ambiente da 5.000 metri cubi/ora e una stazione per il filtraggio, misura e odorizzazione del gas naturale propeudeutica all'immissione nelle reti di trasporto. Nella ipotesi di 4 operazioni di scarico di GNL al mese da parte della nave metaniera Coral Methane (15.000 metri cubi) la potenzialità di rigassificazione è pari a 432 milioni di metri cubi all'anno. Tale capacità raggiungerebbe gli 864 milioni di metri cubi all'anno raddoppiando gli approdi mensili.

⁷ RSE – Ricerca sul Sistema Energetico.

⁸ ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.



FOCUS

sviluppo 2021-2030 di Snam, che per la Sardegna ha previsto investimenti per 677 milioni di euro.

Secondo il progetto di ENURA, *joint-venture* SNAM e SGI (Società Gasdotti Italia), l'approvvigionamento potrebbe avvenire attraverso una prima fase da sviluppare entro il 2025, con una **"Virtual Pipeline"**, una connessione virtuale attraverso delle unità navali di tipo FSRU – Floating Storage and Regasification Unit (di cui una da 100 mila metri cubi a Portovesme e una da 25 mila a Porto Torres¹) ormeggiate all'interno dell'area portuale, e tre

¹ Per il terminale galleggiante di Portovesme l'investimento è di circa 150 milioni di euro e la sua realizzazione è prevista per il 2024. Quello di Porto Torres dovrebbe entrare in attività nel 2025.

tratti di rete per collegare i depositi costieri alle principali utenze industriali e a quelle che approvvigioneranno le utenze civili. Per il completamento della dorsale si dovrà però tener conto della evoluzione del mercato nella Regione.

Dove fattibile tecnicamente tali terminal potranno essere dotati di impianti di *small scale* per favorire il *truck loading* su autobotti criogeniche e su navi di piccola taglia per il bunkeraggio di carburante.

Il GNL è previsto essere trasportato con apposite bettoline dai terminali di Panigaglia e OLT a Livorno, che dovranno essere adattati per consentire il servizio di attracco e carico delle bettoline.

rafforzato la sua posizione di fonte energetica primaria in Italia, attestandosi a oltre il 40 per cento sul totale dei consumi interni lordi di energia.

I consumi di gas naturale hanno rilevato un **calo del 4,4 per cento, attestandosi a 71,3 miliardi di metri cubi**. Rispetto al picco del 2005 (86,3 miliardi di metri cubi) tale livello è inferiore di 15 miliardi di metri cubi, pari a oltre il 17 per cento in meno.

La contrazione di circa 3,2 miliardi di metri cubi nel 2020 è stata determinata sostanzialmente dai minori consumi nella **produzione termoelettrica** (-5 per cento, pari a 1,6 miliardi di metri cubi in meno), in conseguenza sia della minore richiesta di elettricità, sia dalla tenuta della produzione elettrica delle fonti rinnovabili.

La frenata del -10,9 per cento della produzione industriale¹, nonostante la sua ripresa nella seconda parte dell'anno, ha ridotto i **consumi industriali del -4,5 per cento**. In calo anche la domanda nel **settore civile** (-2,5 per cento, pari a circa 700 milioni di metri cubi in meno), anche per effetto dei fattori climatici in particolare nel primo semestre nel quale, ad eccezione di marzo, le temperature² più miti hanno favorito una riduzione dei consumi termici.

Nel 2020 le importazioni nette di gas naturale, pari a 65,9 miliardi

¹ Istat – Variazione tendenziale dati grezzi della produzione industriale.

² Anche nei mesi estivi le temperature sono state nel complesso mediamente meno elevate che nello stesso periodo del 2019.

di metri cubi, hanno subito un calo del 6,7 per cento, superiore alla riduzione della domanda. Il rincaro dei prezzi nel corso dell'anno ha infatti favorito le erogazioni nette dagli stoccaggi.

In riferimento agli approvvigionamenti via gasdotto, sono risultati in consistente aumento solo quelli dall'Algeria (+17,8 rispetto al 2019), che si conferma, dopo la Russia, fra i principali Paesi fornitori¹; in calo invece tutte le altre provenienze estere, sia per la manutenzione dei gasdotti di Transitgas, che per la minore produzione norvegese.

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL), pari a circa 13 miliardi di metri cubi, con un decremento del -9,4 per cento, ha rappresentato il 19 per cento delle importazioni.

Per quanto riguarda le infrastrutture dedicate alle importazioni di GNL, nel 2020 il terminale **Adriatic LNG**² ha ricevuto con 76 navi metaniere circa 6,6 miliardi di metri cubi, pari a circa l'11 per cento del totale delle importazioni italiane. Il tasso di prenotazione della capacità di rigassificazione nell'anno termico 2020/2021 ha raggiunto il 93,07 per cento, il più alto nella storia della società.

Il rigassificatore *offshore* di Rovigo è il più grande terminale italiano con una capacità nominale di rigassificazione pari a 8 miliardi di metri cubi/anno e a luglio 2020 ha avviato l'iter autorizzativo per il suo aumento a 9 miliardi di metri cubi/anno, attraverso l'ottimizzazione del regime operativo senza alcuna modifica strutturale, impiantistica o di processo rispetto all'attuale configurazione.

Entrato in esercizio nella seconda metà del 2009, a 15 km dalla costa veneta, ha dato approdo complessivamente ad 850 metaniere, per un totale di oltre 72 miliardi di metri cubi di gas naturale immesso nella rete nazionale, con carichi provenienti da 8 Paesi diversi (Qatar, Egitto, Trinidad & Tobago, Guinea Equatoriale, Norvegia, Nigeria, Stati Uniti e Angola).

Il secondo rigassificatore italiano per dimensioni è il terminale **OLT Offshore LNG Toscana**³ di Livorno, che nel 2020 ha ricevuto circa 3,3 miliardi di metri cubi, anche questi in calo del 7,2 per cento.

Infine, per quanto riguarda il terminale di **Panigaglia GNL Italia**, i volumi importati risultano sui 2,6 miliardi, in aumento del 4,3 per cento.

¹ Da Russia, Algeria e Qatar arrivano circa il 75 per cento dei volumi complessivi di gas naturale e liquefatto.

² ExxonMobil Italiana Gas (70,7 per cento) e Qatar Terminal Company Limited (22 per cento) - e partecipata da Snam (7,3 per cento).

³ Il terminale, che è a circa 22 km offshore al largo della costa toscana, fra Livorno e Pisa, è entrato in funzione a fine 2013, dopo un iter autorizzativo di 11 anni, rimanendo poi inutilizzato fino al riconoscimento di infrastruttura strategica. Ha una capacità di 3,75 miliardi di metri cubi/anno.



In riferimento alle infrastrutture di importazione, si segnala che **nella seconda metà di novembre 2020 il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP)¹, è divenuto pienamente operativo**, dopo oltre 4 anni di lavori e a 17 anni dal primo studio di fattibilità. Con una lunghezza di 878 km ed una capacità di 10 miliardi di metri cubi l'anno, è il segmento finale del gasdotto che, collegandosi al confine greco-turco con il Trans Anatolian Pipeline (TANAP) importa i volumi di gas dal giacimento azero di Shah Deniz.

Il TAP è il sesto gasdotto di importazione italiano² che, grazie a contratti di lungo termine indicizzati unicamente agli *hub* del gas europei anziché ad un mix delle quotazioni di gas e greggi, potrebbe assicurare il **contenimento dei costi di approvvigionamento al mercato del gas naturale**, dando maggiore flessibilità agli approvvigionamenti.

¹ Il Trans Adriatic Pipeline è l'ultimo tratto del "Corridoio Meridionale del Gas", che comprende tre gasdotti per un percorso totale di circa 4mila km attraverso sette Paesi, e che convoglia verso l'Europa il gas naturale estratto dal giacimento di Shah Deniz in Azerbaijan. L'iter per la sua realizzazione è iniziato 17 anni fa con l'avvio del primo studio di fattibilità da parte della società svizzera Egl (ora Axpo), conclusosi positivamente nel 2006. Il progetto rimase in stand-by fino al 2013, quando il consorzio Shah Deniz lo seleziona per il trasporto del gas azero in Europa e ne firma i contratti di fornitura del gas naturale attraverso il TAP con Engie, Shell, Enel, Hera, E.ON, Axpo, Bulgargaz, Depa e Gas Natural Fenosa (trasferito poi a Edison). Il consorzio di TAP è composto dalle seguenti Società promotrici: BP, SOCAR, SNAM (20 per cento ciascuna), FLUXYS (19 per cento), ENAGAS (16 per cento) e AXPO (5 per cento).

² Gli altri sono Tag, Transitgas, TransMed, GreenStream e le bretelle del Tag fino a Gorizia.

IL PETROLIO IN ITALIA

La produzione nazionale di idrocarburi

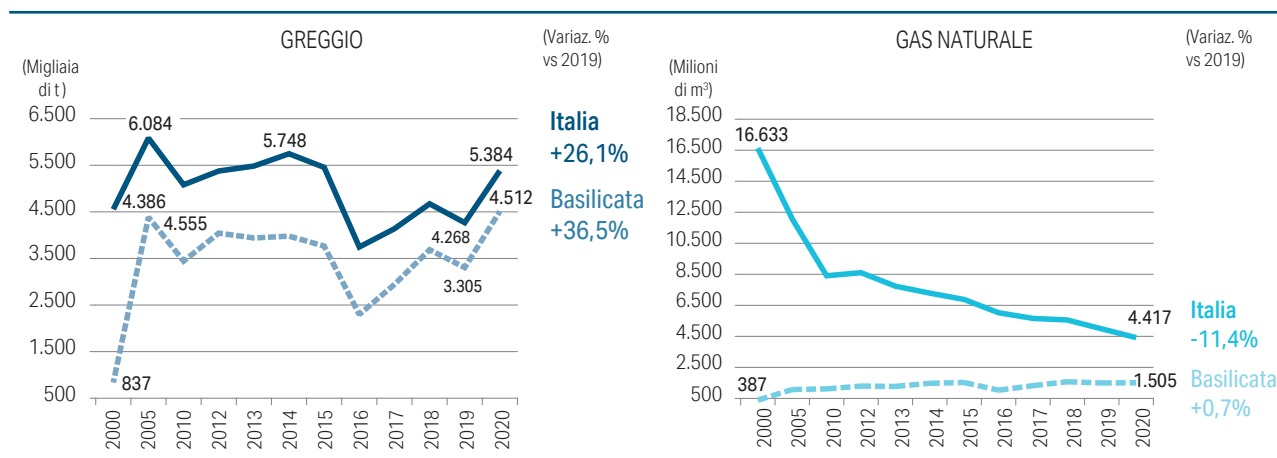
La **produzione nazionale di idrocarburi** nel 2020, dopo la flessione del 2019, è tornata a crescere del 5,3 per cento, attestandosi sui 9,1 Mtep rispetto agli 8,6 Mtep dell'anno precedente.

L'incremento è stato determinato soprattutto dalla **produzione di greggio**, pari a 5,4 milioni di tonnellate (+26,1 per cento) rispetto ai 4,3 milioni del 2019, che ha compensato l'ulteriore contrazione della produzione di **gas naturale**, che si è attestata sui 4,4 miliardi di metri cubi (-11,4 per cento).

Attualmente, la **produzione nazionale di greggio rappresenta oltre il 12 per cento del totale dei consumi**, mentre quella di **gas contribuisce per il 5,6 per cento**. Complessivamente, a fine 2020 sono risultati attivi 687 pozzi eroganti, di cui 439 a terra e 248 in mare.

Nel 2020 dai pozzi *offshore* sono stati estratti oltre 2,4 miliardi di metri cubi di gas naturale, pari al 55 per cento della produzione nazionale, e 441 mila tonnellate di greggio, pari all'8 per cento della produzione italiana.

ITALIA Produzione nazionale di idrocarburi



Fonte: Ministero della Transizione Ecologica, Dipartimento per l'energia e il clima



Il consistente incremento del dato nazionale, in particolare della produzione di **greggio**, è stato determinato **dell'entrata in produzione**, nella prima metà di dicembre 2019, **del sito di Tempa Rossa in Basilicata**, che si è confermata la **principale Regione del contesto produttivo italiano**, con un consistente aumento (+36,5 per cento). Nel 2020 la sua produzione ha superato il tetto di 4,5 milioni di tonnellate, pari all'84 per cento di quella complessiva nazionale. In marginale aumento (+0,7 per cento) invece la sua produzione di **gas naturale**: poco superiore a 1,5 miliardi di metri cubi è risultata pari al 34 per cento della produzione italiana.

Complessivamente la produzione nazionale di greggio e di gas naturale ha consentito un **risparmio di oltre 2,3 miliardi di euro** sulla fattura energetica nazionale del 2020, per complessivi **44 miliardi circa negli ultimi 10 anni, in termini reali**.

Tempa Rossa è uno dei più importanti progetti industriali del Paese¹, nonché uno dei maggiori campi onshore d'Europa.

Nell'ambito della concessione Gorgoglione², durante il 2020 è iniziata la produzione con la cosiddetta fase di "Prove di esercizio", autorizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico, che progressivamente ha portato alla messa in produzione dei vari pozzi e alla messa in marcia delle varie *facilities*. La fase di "Prove di esercizio", inizialmente autorizzata per sei mesi, è poi stata estesa dal Ministero di ulteriori sei mesi, anche a causa della pandemia COVID-19: l'esercizio definitivo del Centro olio è stato infine autorizzato l'11 gennaio 2021.

Nella prima parte dell'anno, fortemente impattata dalla pandemia, le attività sono proseguite con cautela a causa della necessità di garantire la sicurezza e limitare il rischio di contagio. Per questo motivo a partire da marzo e fino a giugno 2020 la produzione è stata limitata a 25.000 barili/giorno.

A partire dal mese di luglio, grazie anche ad un miglioramento della situazione epidemica, si sono gradualmente messe in marcia le varie unità di trattamento del gas (compressori, impianto di disidratazione gas, impianto di estrazione del GPL, impianto di addolcimento gas e recupero zolfo). Contestualmente ulteriori due pozzi sono stati messi in produzione, permettendo di **raggiungere il picco massimo di produzione del 2020 alla fine di ottobre** con 50.824 barili/giorno prodotti il 24 del mese. La messa in marcia delle unità di processo del gas ha anche permesso di ridurre drasticamente il gas bruciato in torcia.

¹ Ad essa si aggiunge quella della Val d'Agri (Eni 60 per cento operatore e Shell 40 per cento).

² Il progetto Tempa Rossa è stato sviluppato da parte della *joint-venture* formata da Total (l'operatore, che detiene il 50 per cento), Shell (25 per cento) e Mitsui (25 per cento), entro la concessione denominata "Gorgoglione", situata nella Regione Basilicata.

Durante gli ultimi due mesi dell'anno la produzione si è mantenuta intorno ai 45.000 barili/giorno, anche per permettere la stabilizzazione dell'impianto e alcune attività di "tuning" dello stesso, ancora in corso nel primo trimestre del 2021.

Durante l'ultimo trimestre del 2019, a seguito di formale richiesta da parte della regione Basilicata, era stato rivisto l'**Accordo compensativo ambientale** stipulato nel 2006 tra Regione e i Partners della *joint-venture* ed era stato concordato e predisposto un Protocollo per l'implementazione di progetti – sia da parte della Regione che da parte della *joint-venture* - in ambito "non-oil", allo scopo di favorire uno sviluppo alternativo a quello dell'estrazione petrolifera nella Regione. La firma di tale Accordo e Protocollo è avvenuta il 6 febbraio 2020, rilanciando una positiva collaborazione tra Regione e compagnie petrolifere su temi ambientali, del lavoro e dello sviluppo sostenibile.

I consumi di prodotti petroliferi

Nel **2020 i consumi di prodotti petroliferi** hanno pesantemente subito gli effetti delle misure del *lockdown* per il contenimento della pandemia, segnando il crollo annuale più profondo della sua storia, pari a 9,9 milioni di tonnellate (-16,4 per cento)¹, e attestandosi a 50,3 milioni di tonnellate: livello che rappresenta il minimo storico dal 1966.

I carburanti per i trasporti stradali ed aerei in particolare, hanno subito un crollo dei volumi senza precedenti, mentre altri prodotti sono stati più resilienti o hanno segnato variazioni in controtendenza (quali la **carica petrolchimica netta** e i **bitumi**).

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

- la domanda di **carboturbo**, storicamente in aumento, ha registrato un crollo del 63,3 per cento, perdendo circa **3,1 milioni di tonnellate**²;
- i consumi di benzine (sui 5,8 milioni di tonnellate) si sono ridotte di oltre 1,5 milioni di tonnellate (-21,2 per cento);
- la domanda complessiva di **gasoli** si è attestata sui 23,1 milioni di tonnellate (**-4 milioni di tonnellate**, -14,7 per cento), con cali più o meno ampi per tutti i vari usi e soprattutto per la domanda di gasolio autotrazione pari a 19,9 milioni di tonnellate, scesa dell'16,2 per cento con un crollo di circa 3,9 milioni;
- il consumo di **gasolio riscaldamento** è risultato in flessione del 10,2 per cento; il gasolio utilizzato negli altri usi del -20,2 per cento; mentre il **gasolio per uso agricolo** è risultato in leggero aumento di 18 mila tonnellate (+0,9 per cento);

¹ Secondo le stime preliminari del Ministero della Transizione Ecologica, i consumi petroliferi in Mtep hanno rilevato una variazione del -16,1 per cento rispetto al 2019,

² Vedi Focus: "2020: l'anno nero per l'aviazione" a pag. 61.



ITALIA La domanda di prodotti petroliferi
(Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020	Variazione % ⁽¹⁾ 2020 vs 2019
GPL	3,9	3,5	3,4	3,3	3,3	3,3	2,9	-10,9%
Benzina con piombo	4,6	—	—	—	—	—	—	—
Benzina senza piombo	12,2	13,5	10,0	7,8	7,3	7,3	5,8	-21,2%
TOTALE BENZINA	16,8	13,5	10,0	7,8	7,3	7,3	5,8	-21,2%
CARBOTURBO	3,6	3,8	3,9	3,9	4,7	4,9	1,8	-63,3%
Gasolio autotrazione	18,3	24,4	25,3	23,2	24,1	23,8	19,9	-16,2%
Gasolio riscaldamento	3,6	2,9	1,9	1,2	1,0	0,9	0,8	-10,2%
Gasolio agricolo	2,2	2,2	2,0	1,9	2,1	2,1	2,1	0,9%
Gasolio altri usi	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	-20,2%
TOTALE GASOLI	24,5	29,9	29,6	26,6	27,5	27,1	23,1	-14,7%
Olio combustibile termoelettrica	13,7	5,6	1,0	0,6	0,3	0,2	0,2	—
Olio combustibile altri usi	3,0	2,5	1,2	1,3	0,5	0,6	0,4	-21,8%
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	16,7	8,1	2,2	1,9	0,8	0,8	0,6	-16,8%
– di cui O.C. Btz fluido	10,7	6,4	1,4	0,7	0,5	0,5	0,4	-7,6%
BITUME	2,4	2,8	2,0	1,5	1,4	1,6	1,6	2,4%
LUBRIFICANTI	0,7	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	-10,1%
Altri prodotti ⁽²⁾	5,9	4,1	3,2	2,0	1,8	1,9	1,4	-23,4%
PETROLCHIMICA (CARICA NETTA)	7,0	6,5	5,8	3,4	4,3	3,7	4,0	6,8%
BUNKERAGGI	2,8	3,5	3,5	2,6	3,2	3,1	3,0	-6,0%
TOTALE IMMISSIONI AL CONSUMO	84,2	76,3	64,0	53,4	54,7	54,1	44,6	-17,6%
Consumi/perdite di raffineria	9,1	10,0	9,4	6,3	6,0	5,8	5,4	-7,3%
Riduzione (aumento) scorte	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	14,7%
TOTALE CONSUMI	93,5	86,7	73,7	60,0	60,9	60,2	50,3	-16,4%

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

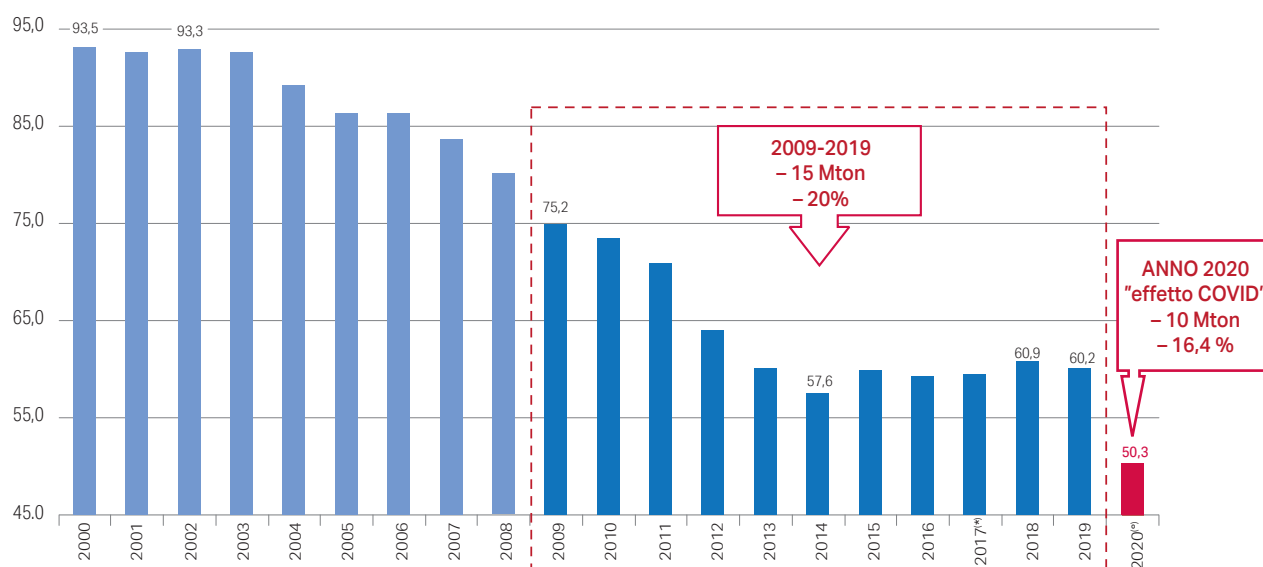
Fonte: Elaborazioni unem su dati Ministero della Transizione Ecologica

ITALIA I prezzi medi dei principali prodotti petroliferi

		Al consumo			Componente fiscale			Al netto della componente fiscale		
		2018	2019	2020	2018	2019	2020	2018	2019	2020
Benzina senza piombo	euro/litro	1,603	1,574	1,434	1,017	1,012	0,987	0,585	0,562	0,447
Gasolio auto	euro/litro	1,490	1,479	1,321	0,886	0,884	0,856	0,604	0,595	0,465
GPL auto	euro/litro	0,674	0,632	0,606	0,269	0,261	0,257	0,405	0,371	0,349
Gasolio riscaldamento	euro/litro	1,260	1,303	1,165	0,631	0,638	0,613	0,630	0,665	0,552
Olio comb. denso Btz	euro/kg	0,489	0,531	0,435	0,076	0,080	0,071	0,413	0,451	0,364

Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica.

ITALIA Consumi di prodotti petroliferi
(Milioni di tonnellate)



(*) Stime unem a parità di campione con il 2018.

(**) Dati provvisori.

Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica

- il **GPL**, nel complesso, ha registrato un calo del 10,9 per cento, (-360 mila tonnellate circa) determinato soprattutto dal settore autotrazione che ha segnato un crollo del 20,8 per cento (-344 mila tonnellate).

Andamenti negativi si segnalano anche per:

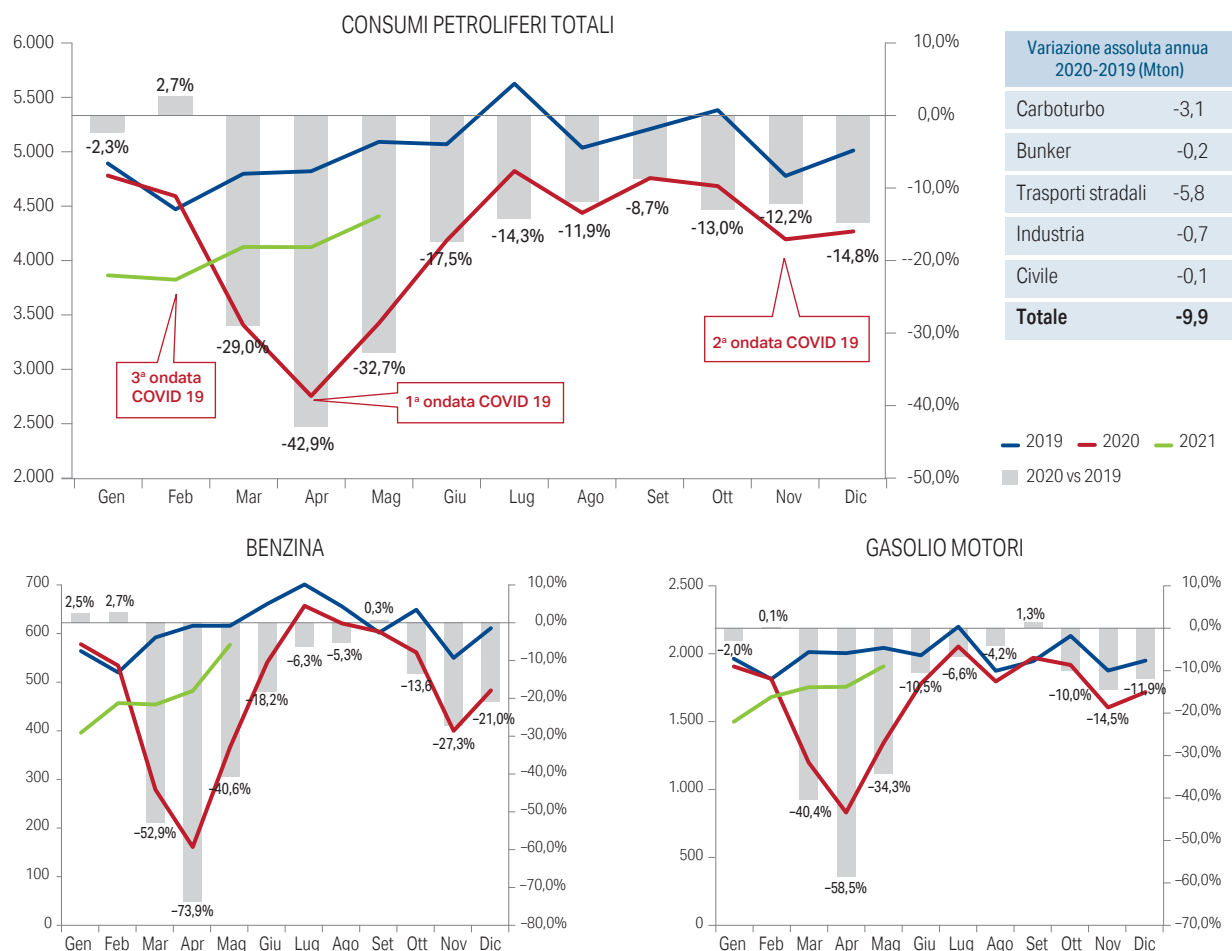
- gli **altri prodotti** (-438 mila tonnellate -23,4 per cento), i **bunkerraggi** (-189 mila tonnellate - 6 per cento), la domanda di **olio combustibile** (-125 mila tonnellate -16,8 per cento) e i **lubrificanti** (- 41 mila tonnellate -10,1 per cento).

Unici prodotti risultati invece in controtendenza il **fabbisogno petrolchimico** (+254 mila tonnellate, +6,8 per cento) e i **bitumi** (+38 mila tonnellate +2 per cento), favoriti dalle attività di manutenzione stradale, che essendo considerate strategiche per il Paese, sono state esentate dal blocco previsto dai DPCM governativi ed hanno potuto proseguire anche in piena fase pandemica.

Nei primi 5 mesi dell'anno in corso, il protrarsi delle restrizioni alla mobilità, con le Regioni italiane ancora distinte fra diversi colori con articolate limitazioni anche delle attività socioeconomiche, ha prodotto un livello dei volumi ancora inferiore del 15,7 per cento rispetto allo stesso periodo ante-COVID, sebbene in recupero del 7,1 per cento rispetto al 2020.



ITALIA Gli effetti del COVID-19 sui consumi petroliferi mensili
(Migliaia di tonnellate e variazione % 2020 rispetto stesso mese del 2019)



Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica

Su base annua, nel 2021 il recupero dei flussi turistici anche grazie alle campagne di vaccinazione e delle attività dei servizi, fortemente penalizzati, porta a stimare una parallela crescita anche dei consumi di prodotti petroliferi, che comunque non saranno in grado di recuperare se non parzialmente quanto perso nel 2020.

I prezzi dei prodotti petroliferi

Il crollo delle quotazioni, conseguente alla frenata della domanda mondiale per effetto della pandemia, si è riflesso sui prezzi dei prodotti petroliferi che nel 2020 hanno rilevato una ulteriore forte riduzione, dopo quella del 2019, tornando ai livelli del 2010-2011.

Le **quotazioni internazionali dei prodotti**, espresse in dollari, hanno infatti **rilevato mediamente una consistente flessione**: rispetto ai già bassi valori del 2019, le **benzine** hanno subito un calo medio di

oltre il 35 per cento (circa 215 dollari a tonnellata), **mentre il gasolio auto** è sceso del 38 per cento (circa 226 dollari a tonnellata).

Le quotazioni hanno toccato il minimo dei valori storici in concomitanza dei *lockdown* di aprile (quando le quotazioni del greggio sono state mediamente di poco superiori ai 18 dollari/barile) per poi recuperare, in particolare durante l'estate e negli ultimi mesi dell'anno.

In linea con il trend delle quotazioni internazionali e con i valori rilevati nella media dei Paesi europei, i **prezzi industriali** (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) di tutti i principali prodotti, espressi come valori medi dell'anno 2020, **hanno registrato le seguenti variazioni percentuali** rispetto all'anno precedente:

benzina senza piombo -20,4 per cento
gasolio autotrazione -21,9 per cento
gasolio riscaldamento -17,0 per cento
olio combustibile Btz -19,4 per cento.

I **prezzi medi al consumo** nel 2020 hanno seguito le dinamiche in flessione delle quotazioni internazionali, portando la **benzina a 1,434 euro/litro** e il **gasolio auto a 1,321 (gasolio) euro/litro**. Le riduzioni, rispettivamente dell'8,9 per cento per la benzina e del 10,7 per cento per il gasolio, sono state percentualmente meno significative data la loro consistente componente fiscale: complessivamente imposte e accise hanno **rappresentato il 68,8 per cento del prezzo finale della benzina** e il **64,8 per cento del prezzo finale del gasolio**.

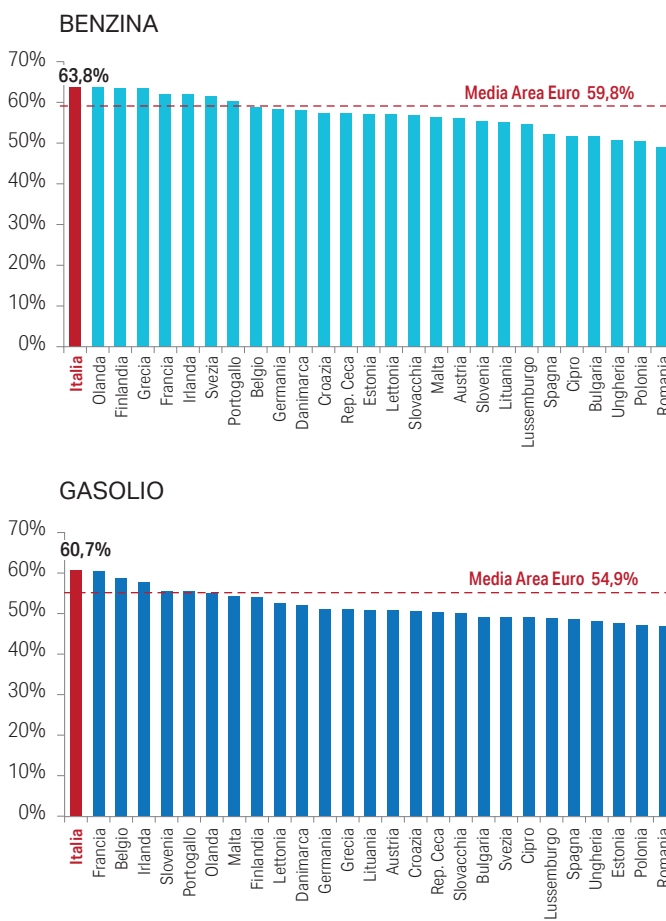
Rispetto al valore del 2019, pari a 1,012 euro/litro, la **componente fiscale** sulla benzina è scesa a 0,987 (-2,5 per cento), mentre quella sul gasolio auto è passata da 0,884 a 0,856 euro/litro (-3,2 per cento), in conseguenza della forte flessione delle quotazioni dei prezzi industriali, che ha ridotto l'entità dell'IVA.

Le importazioni e le esportazioni

Anche la dinamica degli scambi con l'estero di greggio e prodotti petroliferi è stata pesantemente influenzata dalla situazione pandemica mondiale del 2020, riflettendo da un lato il crollo della domanda interna e la debolezza di quella estera dell'altro.

Le **importazioni italiane di greggio** sono state pari a 50,4 milioni di tonnellate con un calo del 20,2 per cento rispetto al 2019.

AREA EURO Incidenza fiscale sul prezzo al consumo dei carburanti (*Peso percentuale della componente fiscale sul prezzo di ogni litro a giugno 2021*)



Fonte: Elaborazioni unem su dati Commissione Europea, Direzione Energia



ITALIA L'approvvigionamento petrolifero
(Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2007	2010	2015	2017	2018	2019	2020
Importazioni di greggio	83,7	89,3	88,2	78,6	62,5	66,3	62,1	63,1	50,4
– di cui conto proprio	77,1	85,3	86,0	72,2	62,5	66,3	62,1	63,1	50,4
– di cui conto committente estero	6,6	4,0	2,2	6,4	—	—	—	—	—
Importazione di semilavorati	6,6	5,9	7,6	6,9	6,1	3,7	3,2	2,5	2,7
Importazioni di prodotti finiti ⁽¹⁾	22,3	14,0	13,2	12,7	13,0	16,0	17,0	15,9	13,8

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

Fonte: Elaborazioni unem su dati Ministero della Transizione Ecologica e Istat

ITALIA Le provenienze del greggio

	Milioni di tonnellate								Peso percentuale							
	1990	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020	1990	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020
MEDIO ORIENTE	26,8	30,6	30,8	25,9	17,3	23,5	17,6	15,6	35,9	36,6	34,5	33,0	27,7	37,9	27,8	30,9
– di cui: Arabia Saudita	8,1	8,4	12,6	5,6	5,4	7,2	5,0	6,6								
Iran	9,5	10,4	9,6	10,4	0,0	6,0	—	—								
Iraq	3,4	8,2	5,9	7,4	11,6	9,2	12,6	8,7								
AFRICA	40,4	32,2	30,6	24,6	18,1	14,1	17,1	10,2	54,1	38,5	34,2	31,2	28,9	22,8	27,1	20,2
– di cui: Libia	24,5	21,9	23,3	18,2	3,9	6,3	7,8	3,5								
Algeria	4,6	3,2	2,9	0,7	1,3	1,6	1,4	0,6								
Egitto	6,2	3,3	0,7	1,4	2,7	1,3	1,0	1,6								
Angola	—	0,1	0,2	0,6	2,8	1,0	1,2	0,6								
Nigeria	1,3	1,1	1,6	0,8	1,9	2,3	3,4	2,7								
EX URSS	6,2	16,1	24,5	25,9	24,6	20,4	24,1	19,1	8,3	19,2	27,4	33,0	39,4	32,8	38,2	37,9
– di cui: Russia	n.d.	13,9	18,4	11,9	8,2	5,7	9,1	5,6								
Azerbaijan	n.d.	1,8	2,9	11,0	11,2	11,8	10,9	10,0								
AMERICA	0,5	0,5	0,1	0,3	1,6	2,5	2,6	3,4	0,7	0,6	0,2	0,4	2,6	4,0	4,2	6,7
EUROPA MARE DEL NORD	0,6	4,3	3,3	1,9	0,9	1,6	1,7	2,1	0,8	5,1	3,7	2,4	1,4	2,5	2,7	4,3
Altre provenienze	0,2	—	—	—	—	—	—	—	0,2	—	—	—	—	—	—	—
TOTALE	74,7	83,7	89,3	78,6	62,5	62,1	63,1	50,4	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
– di cui da Area Opec	55,5	55,0	56,1	43,7	27,2	35,3	32,3	23,8	74,3	65,7	62,8	55,6	43,5	56,9	51,2	47,3

Fonte: Elaborazioni unem su dati Ministero Transizione Ecologica

In pratica sono state importate **12,8 milioni di tonnellate di greggio in meno: è la contrazione più ampia degli ultimi 4 anni**. Rispetto al picco del 2007, quando sfioravano gli 86 milioni si tratta di circa 36 milioni di tonnellate in meno.

Anche nel 2020 non si sono registrate importazioni di petrolio per conto di committenti esteri.

In riferimento ai Paesi di provenienza, l'Azerbaijan con 10 milioni di tonnellate (anche se con volumi in calo dell'8,5 per cento) è tornato ad essere nel 2020 il primo fornitore di greggio in Italia.

Il resto del "podio" è occupato dall'Iraq, che ha subito un calo degli arrivi del 30,9 per cento, e dall'Arabia Saudita, che ha scalzato la Russia grazie ad un incremento del 33,6 per cento dei suoi flussi.

Tra i Paesi tradizionalmente più rilevanti per il nostro fabbisogno di petrolio, un discorso a parte merita la Libia, che ha subito un vero e proprio tracollo nei suoi arrivi di greggio in Italia (-55,2 per cento) non solo per le difficoltà della pandemia, ma anche a causa di una drastica riduzione della capacità di esportazione, dovuta alla chiusura forzata di molti porti imposti da uno dei contendenti alla *leadership* della guida del Paese.

Relativamente alle aree di provenienze del greggio importato dall'Italia, quella dell'ex-Urss, nonostante la riduzione, resta l'area con i maggiori arrivi avendo garantito nel complesso il 37,9 per cento delle importazioni, pari a 19,1 milioni di tonnellate.

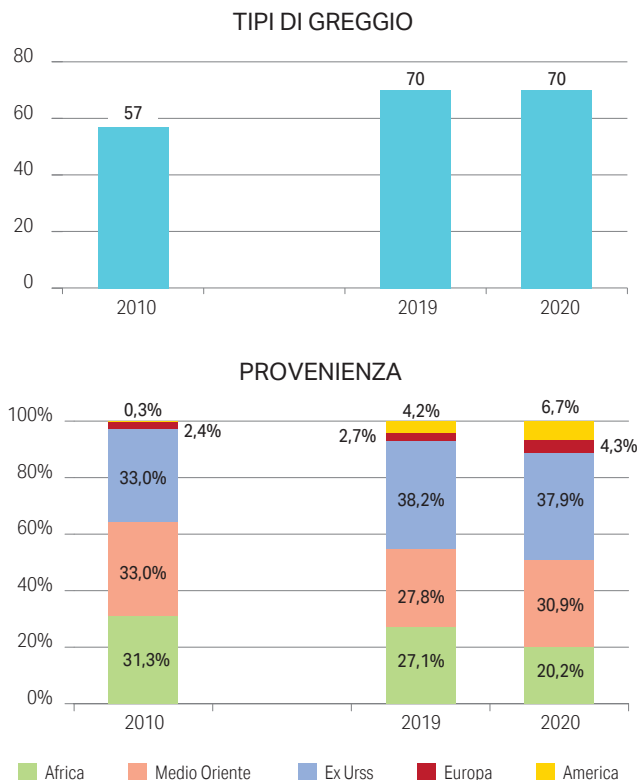
Il Medio Oriente resta la seconda area per importanza delle nostre importazioni, con un peso del 30,9 per cento, mentre il peso dell'Africa, a causa di un calo di oltre il 40 per cento dei suoi arrivi, scende al 20,2 per cento.

In controtendenza America ed Europa: uniche aree con incremento dei volumi di greggio arrivati.

Infine, rispetto al 2010, quando le provenienze delle tre principali aree erano assolutamente bilanciate (circa 33 per cento ciascuna), si è assistito nel 2020 ad un incremento dell'area Ex-Urss e ad un forte calo di quello dell'Africa, che ora arriva poco più del 20 per cento.

Il numero dei Paesi da cui abbiamo importato greggio nel 2020 è lievemente diminuito (23 Paesi contro i 24 del 2019).

ITALIA Tipi e provenienza dei greggi importati



Fonte: Unione Energie per la Mobilità



Anche il peso dei primi tre esportatori verso l'Italia (Azerbaijan, Iraq ed Arabia Saudita), ora pari al 50,4 per cento, è leggermente diminuito rispetto al 2019 (51,7 per cento).

Sono risultate ampiamente in riduzione le **importazioni di prodotti petroliferi finiti** (pari a 13,8 milioni di tonnellate con un calo del 13,2 per cento pari a circa 2,1 milioni in meno), mentre le importazioni di **semilavorati** (pari a 2,7 milioni di tonnellate sono risultate in crescita del 6,8 per cento).

In netta frenata anche le **esportazioni di greggio, semilavorati e prodotti finiti**, pari a poco meno di 24 milioni di tonnellate, con una flessione di oltre 4,1 milioni, pari al -14,7 per cento rispetto al 2019.

Tutti i principali prodotti esportati mostrano delle riduzioni tranne **lubrificanti e bitumi** le cui **esportazioni sono risultate in aumento** rispetto al 2019.

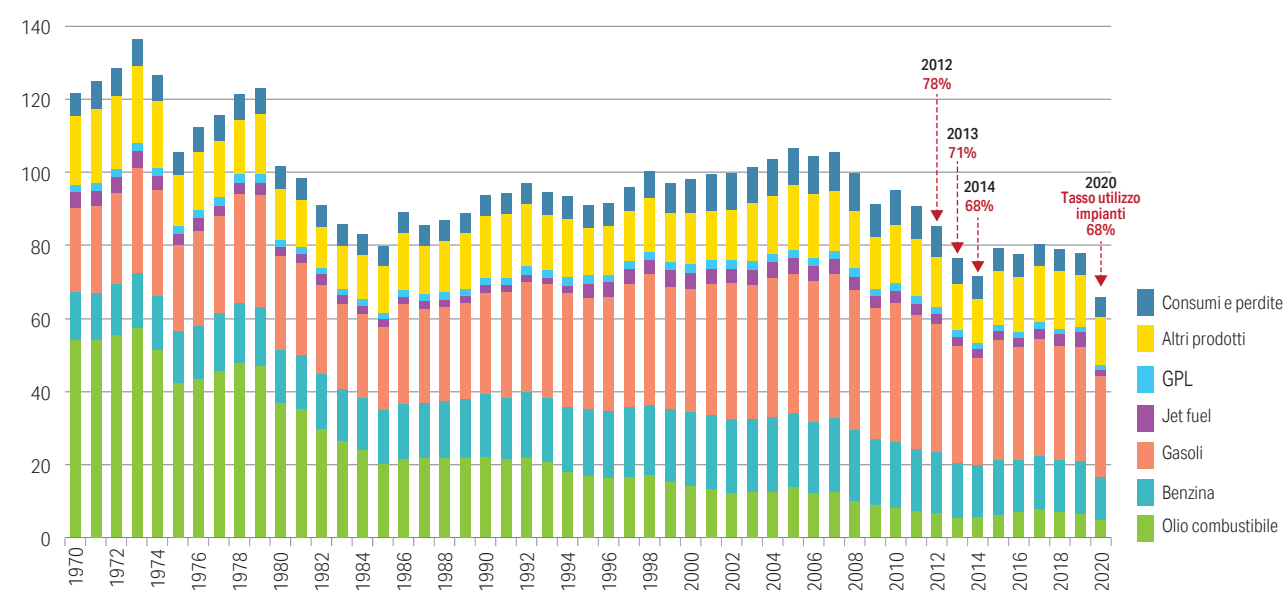
IL DOWNSTREAM ITALIANO

La capacità di raffinazione nel 2020

Il 2020 è stato **uno shock senza precedenti, la crisi peggiore della storia della raffinazione italiana**, investita dal crollo dei consumi dovuti alla pandemia, dalla diversa ripresa dei prezzi del greggio rispetto a quelli dei prodotti finiti, che ha reso i margini non remunerativi, dalla difficile congiuntura economica internazionale, in un contesto di sovracapacità, nonché dal rafforzamento della concorrenza asimmetrica delle raffinerie extra-europee.

Complessivamente, la capacità di raffinazione è rimasta invariata a 87,3 milioni di tonnellate, a fronte di **lavorazioni pari a circa 59 milioni di tonnellate (-16,2 per cento)** e un **tasso di utilizzo degli impianti sceso al 68 per cento rispetto all'81 del 2019**, molto vicino a quello che viene considerato il minimo tecnico.

ITALIA Evoluzione della produzione delle raffinerie
(Milioni di tonnellate)



Fonte: Unione Energie per la Mobilità



FOCUS

GLI EFFETTI DEL COVID-19 SULLA RAFFINAZIONE

Nella prima metà del 2020, l'inatteso crollo della domanda di greggio e di prodotti finiti per le misure di *lockdown*, che hanno impedito pressoché totalmente gli spostamenti delle persone e frenato anche quello delle merci, ha prodotto un **diffuso aumento degli stoccaggi**, che hanno esercitato una **forte pressione sui margini** di raffinazione, sprofondati a livelli critici, determinando una diffusa sospensione dell'attività di raffinazione, non solo in Italia.

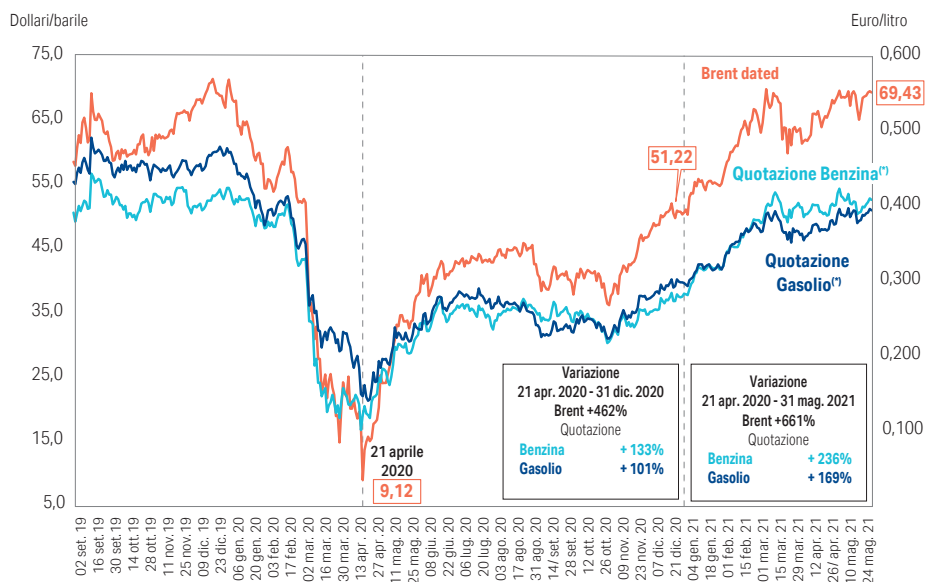
A ciò si è aggiunta un'elevata **volatilità delle quotazioni del petrolio**, derivante dalla forte incertezza che ha caratterizzato l'andamento della pandemia.

Inoltre gli ingenti tagli alla produzione, effettuati a ini-

zio aprile dall'Opec Plus per sostenere le quotazioni del greggio precipitate ai minimi storici, ha creato a una **minore disponibilità dei greggi sour**, che ha ridotto i differenziali tra i greggi *sour* come l'Ural rispetto ai greggi *light-sweet*, come il Brent, **penalizzando ulteriormente la redditività anche dei più efficienti impianti di conversione**.

Lo scenario depresso del primo semestre si è aggravato nella seconda parte dell'anno: nel terzo trimestre, infatti, nonostante l'allentamento delle misure di *lockdown* durante i mesi estivi, i consumi petroliferi hanno stentato a recuperare (in particolare il crollo del traffico aereo con consumi a livelli inferiori di oltre il 60 per

PETROLIO Quotazioni internazionali giornaliere del Brent (dollari/barile) e dei prodotti finiti (euro/litro) (Settembre 2019 - maggio 2021)

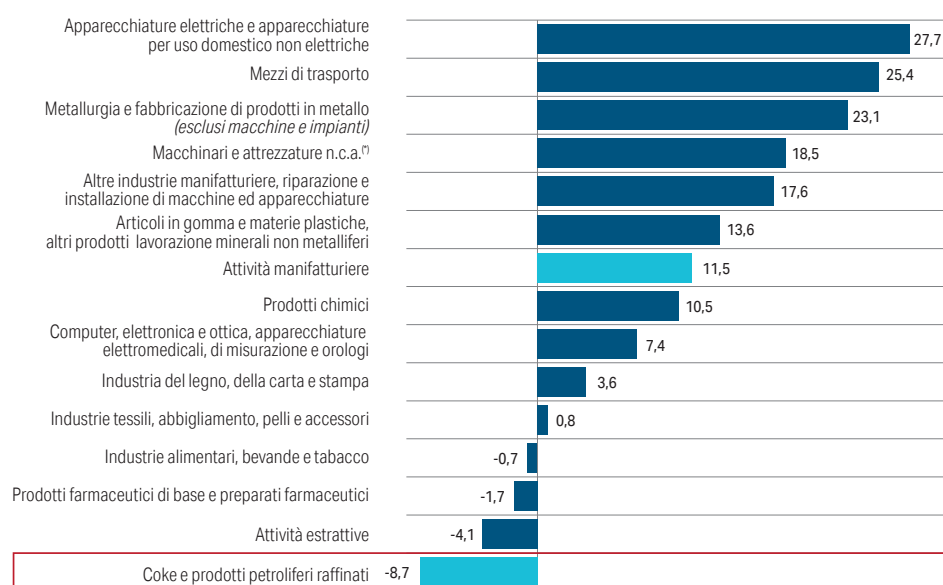


(*) Quotazioni al netto costo miscele biodiesel.

Fonte: unem su fonti internazionali

FOCUS

ITALIA Fatturato dell'industria, graduatoria dei settori secondo le variazioni tendenziali.
(Variazioni percentuali tendenziali gen-mar. 2021 verso gen-mar. 2020, base 2015=100)



(*) N. c. a. - Non classificabile altrimenti.

Fonte: Istat, Audizione Prof. Francesco Maria Chelli, V Commissione (Bilancio, tesoro e programmazione) Camera dei Deputati, Roma, 3 giugno 2021

cento a quelli pre-pandemia), e nell'ultimo trimestre lo scenario non è migliorato, anche per l'inatteso peggioramento della situazione sanitaria, con l'arrivo di una seconda ondata di contagi da COVID e il conseguente ricorso a nuove misure restrittive.

Nel primo trimestre di quest'anno è **proseguita la contrazione della marginalità**, dato l'incremento delle quotazioni della materia prima, sostenuto dall'ottimismo sulla possibile ripresa dei consumi petroliferi con l'avvio delle campagne di vaccinazione, in un contesto

di tagli produttivi Opec Plus confermati, a fronte di una domanda di prodotti invece ancora limitata.

L'industria della raffinazione ha quindi iniziato il 2021 ancora in sofferenza: nel primo trimestre, le lavorazioni sono risultate in calo del 14,6 per cento, i consumi interni sono scesi di oltre il 9 per cento e le esportazioni attorno al 3 per cento. Sotto il profilo del fatturato resta il settore più penalizzato rispetto agli altri comparti industriali, come evidenziato dall'Istat in una recente audizione.



Le lavorazioni di greggio, che rappresentano circa il 94 per cento del totale, pari a 55,2 milioni di tonnellate, hanno registrato un calo del 17,5 per cento, mentre quelle dei semilavorati esteri sono cresciute del 9,4 per cento.

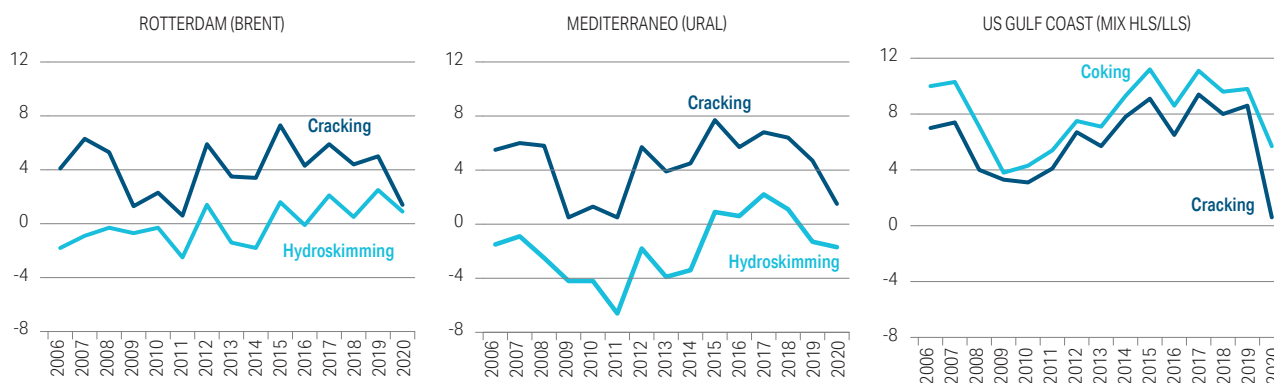
La **capacità di desolforazione del sistema di raffinazione**, cioè la capacità di produrre le qualità di carburanti richieste date le specifiche sul tenore di zolfo, è sui 40,9 milioni di tonnellate, più bassa del 17 per cento rispetto al picco di 49,2 del 2011, prima del ridimensionamento degli assetti impiantistici.

Oltre alla contrazione dei consumi interni (-16,4 per cento) e alla frenata delle esportazioni dei prodotti raffinati (-15,5 per cento), nel corso del 2020 l'industria della raffinazione è stata duramente colpita anche dal **crollò dei margini di raffinazione**.

In Europa rispetto alla media del 2019 per le lavorazioni *cracking*, i **margini per il Brent sono passati da 5,0 a 1,4 dollari al barile (-71 per cento)**, mentre per le lavorazioni **Ural sono scese da 4,7 a 1,5 dollari al barile (-68 per cento)**.

In conseguenza dell'eccezionale gravità della situazione economico-finanziaria, gli investimenti complessivi del settore petrolifero effettuati nel 2020 sono stati necessariamente ridimensionati, risultando poco meno di 1,1 miliardi rispetto al miliardo e 400 milioni di euro del 2019, anno in cui si sono concentrati numerosi investimenti. In particolare quelli per la raffinazione sono stati notevolmente ridotti

NORD EUROPA/MEDITERRANEO/AREA DEL GOLFO (USA) Il margine incrementale derivante dalla lavorazione di un barile di greggio (Dollari/barile)



Fonte: AIE, 2020

e risultano quindi pari a meno di 900 milioni di euro. Di essi, circa la metà sono stati destinati all'ammodernamento degli impianti, al mantenimento degli standard di sicurezza ed affidabilità, all'adeguamento alla normativa IMO sui bunker, nonché al miglioramento dell'efficienza energetica e ambientale.

Il settore si trova ad un bivio: o la crisi verrà superata modernizzando e facendo evolvere la filiera del downstream petrolifero, rendendola protagonista della transizione verso una economia *low carbon*, o subirà una pesante involuzione strutturale con **gravi danni sulla sicurezza del Paese e anche sull'economia dei territori**.

Cogliendo tale strategicità, la Legge n. 178/2020 (Legge di Bilancio 2021) ha introdotto una disposizione finalizzata alla promozione dello sviluppo industriale e occupazione, per ora nelle Regioni del Mezzogiorno, nell'ambito del settore della raffinazione e della bioraffinazione. In particolare, la norma incarica il Ministero della Transizione Ecologica di attivare una procedura per la stipula di un accordo con il suddetto settore, al fine di promuovere gli investimenti da parte delle imprese per la realizzazione di iniziative volte agli obiettivi della transizione energetica e dello sviluppo sostenibile, mediante l'utilizzo di quota parte delle risorse derivanti dal gettito delle accise e dell'Imposta sul Valore Aggiunto.

In merito si auspica l'apertura a breve di un tavolo per l'avvio del confronto e la sua estensione a tutto il territorio nazionale.

ITALIA L'attività delle raffinerie (Milioni di tonnellate)

	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020
Lavorazioni	94,2	101,0	90,3	72,8	71,6	70,3	58,9
– greggio nazionale	4,5	5,5	5,0	4,8	4,3	4,3	4,3
– greggio estero	82,9	88,7	78,5	61,9	62,8	62,5	50,9
– semilavorati di importazione	6,8	6,8	6,8	6,1	4,5	3,4	3,7
Altri semilavorati, additivi, biocarburanti, ossigenati	3,8	5,5	4,6	6,3	7,3	7,3	6,6
Totale materia prima trattata	98,0	106,5	94,9	79,1	78,9	77,6	65,5
– di cui conto committenti esteri	6,7	3,9	6,9	–	–	–	–
Capacità di raffinazione⁽¹⁾	100,2	100,2	106,6	87,5	87,2	87,3	87,3
% di utilizzazione ⁽²⁾	94%	100%	85%	83%	82%	81%	68%

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

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

Fonte: Elaborazioni unem su dati Ministero della Transizione Ecologica e Istat



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

	2005	2010	2015	2017	2018	2019	2020		
							Totali	di cui autostradali	di cui GNL
Piemonte	24	54	75	76	78	83	87	3	11
Valle d'Aosta	—	1	1	1	1	1	1	—	—
Liguria	7	7	8	10	10	10	10	—	—
Lombardia	47	101	153	167	176	193	198	12	12
Trentino Alto Adige	7	11	17	19	20	21	21	2	2
Friuli Venezia Giulia	4	3	4	7	7	9	9	—	1
Veneto	77	112	137	152	150	163	167	4	15
Emilia Romagna	90	135	190	201	207	223	224	10	13
Marche	57	74	91	103	104	114	116	2	10
Toscana	59	78	104	118	120	137	140	4	4
Umbria	19	24	33	36	37	44	45	—	6
Lazio	24	41	52	59	58	67	73	7	4
Abruzzo	15	17	23	27	28	32	36	1	4
Molise	3	3	4	4	3	5	5	—	—
Puglia	29	46	62	73	75	84	92	1	1
Campania	34	48	70	84	88	103	112	3	3
Basilicata	4	6	8	9	9	9	10	—	—
Calabria	4	6	9	11	11	13	13	—	—
Sardegna	Non è servita dalla rete del metano								
Sicilia	11	20	28	37	40	49	49	2	—
ITALIA	515	787	1.069	1.194	1.222	1.360	1.408	51	86

Fonte: Federmetano

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

	Auchan	Carrefour	Conad	Coop	Iperstation	Simply	Altri - marchi	Totale
Valle d'Aosta	—	1	—	—	—	—	—	1
Piemonte	2	9	6	4	—	—	2	23
Liguria	—	—	1	2	—	—	—	3
Lombardia	4	7	—	7	8	—	8	34
Veneto	—	1	1	2	2	—	1	7
Friuli Venezia Giulia	—	—	3	—	—	—	—	3
Emilia Romagna	—	—	7	20	1	—	—	28
Toscana	—	2	9	—	—	—	—	11
Marche	—	1	1	2	—	3	—	7
Umbria	—	—	4	—	—	—	1	5
Lazio	—	2	1	—	—	—	—	3
Abruzzo	—	—	2	—	—	—	—	2
Molise	—	—	1	—	—	—	—	1
Campania	—	—	4	—	—	—	—	4
Basilicata	—	—	1	—	—	—	—	1
Puglia	—	—	—	8	—	—	—	8
Calabria	—	—	1	—	—	—	—	1
Sicilia	—	—	—	—	—	—	—	0
Sardegna	—	1	3	—	—	—	—	4
Totale	6	24	45	45	11	3	12	146

⁽¹⁾ GDO – Grande Distribuzione Organizzata.

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

Fonte: Stime unem ad inizio 2021

La distribuzione carburanti: evoluzione quadro normativo e criticità

Il settore della distribuzione dei carburanti, a causa dell'emergenza pandemica e in considerazione delle misure restrittive della mobilità adottate dalle Istituzioni al fine di arginare il fenomeno, **è stato investito da una grave crisi, emersa con il crollo dei consumi**. Nonostante ciò, il settore si è impegnato responsabilmente a garantire il servizio all'utenza trattandosi di un servizio pubblico essenziale che ha continuato ad operare in deroga alle chiusure delle attività commerciali previste nei vari Decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) emanati nel corso del 2020 e del 2021.

Pur operando in condizioni di notevoli difficoltà economiche, il settore non è stato interessato dalle misure di ristoro stanziate in più occasioni dallo Stato, se si eccettua il contributo, per complessivi 4 milioni di euro, a favore delle piccole e medie imprese che svolgono il servizio di distribuzione autostradale di carburanti, previsto dalla Legge n. 77/2020 (Legge Rilancio) e disciplinato dal Decreto Ministeriale del 14 dicembre 2020.

ITALIA Numerosità dei punti vendita carburanti. Riconciliazione differenze metodologiche fra le rilevazioni dell'Anagrafe carburanti e di unem

Dati Anagrafe carburanti ad aprile 2021	
STRADALI	22.312
AUTOSTRADALI	505
TOTALE RETE ANAGRAFE	22.817
In sospeso ⁽¹⁾	497
Cessazione ed altro ⁽¹⁾	200
Totale attivi	22.120
Monoprodotto Gpl metano ⁽¹⁾	370
TOTALE RETE STIMA UNEM⁽¹⁾	21.750

⁽¹⁾ Stime provvisorie unem.

Nota metodologica di spiegazioni delle differenze: I dati rilevati dall'Anagrafe comprendono anche i punti vendita in sospensiva e gli impianti monoprodotto Gpl e/o metano. Nelle proprie stime sul totale della rete carburanti unem invece non contempla né i monoprodotto né gli impianti in sospensiva (non eroganti).

ITALIA Impianti di carburante iscritti all'Anagrafe suddivisi per Regione e Province con il maggior numero di impianti (aprile 2021)

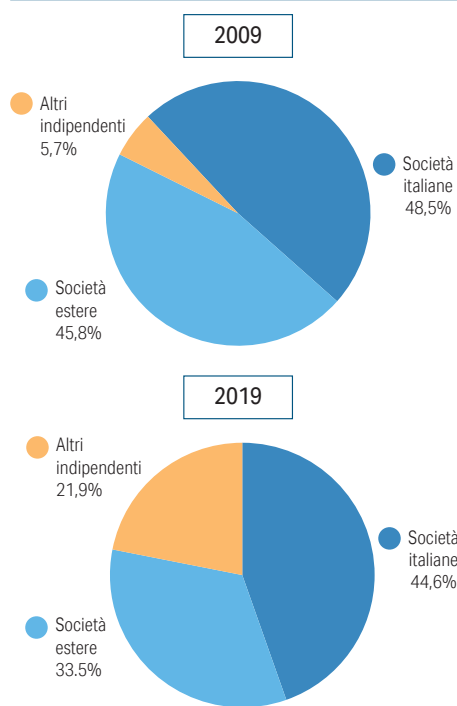
Impianti per Regione ⁽¹⁾	Stradali	Autostradali	Province per numerosità di impianti	Stradali	Autostradali
Valle d'Aosta	71	5	Roma	1.375	32
Piemonte	1.717	72	Napoli	851	16
Liguria	488	35	Milano	710	24
Lombardia	2.903	55	Torino	709	25
Trentino Alto Adige	359	25	Brescia	505	10
Friuli Venezia Giulia	489	12	Palermo	418	6
Veneto	1.874	35	Bari	409	7
Emilia Romagna	1.791	41	Catania	404	7
Toscana	1.522	31	Lecce	385	—
Umbria	439	4	Verona	365	9
Marche	774	13	Salerno	357	11
Lazio	2.194	40	Caserta	354	5
Molise	158	4	Padova	342	4
Abruzzo	612	20	Bologna	339	12
Campania	1.947	40	Treviso	338	6
Puglia	1.428	21	Perugia	329	—
Basilicata	249	4	Bergamo	326	4
Calabria	793	21	Cuneo	321	11
Sicilia	1.867	27	Vicenza	319	3
Sardegna	637	—	Firenze	293	10
TOTALE CAMPIONE	22.312	505			

⁽¹⁾ Comprensivi di impianti in sospensiva e di impianti monoprodotto Gpl /metano. Negli impianti autostradali sono ricompresi anche gli impianti sulle tangenziali.

Fonte: Anagrafe carburanti



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



ITALIA Il contributo dei maggiori operatori petroliferi nel 2019

	% di contributo alle vendite al mercato interno di tutti i prodotti petroliferi	Stima numero di punti vendita carburanti in esercizio a fine anno
Eni Div. R. & M.	27,2	4.184
Esso	11,2	2.208
KPI ⁽¹⁾	8,6	2.737
Tamoil	5,5	1.302
Saras	3,4	—
IES	2,5	—
Altri Operatori associati unem ⁽²⁾	3,1	39
Totale contributo degli Associati unem	61,5	10.470
Altri	38,5	11.280
Totale Mercato	100,0	21.750

⁽¹⁾ Dato riferito alle sole società del gruppo associate ad unem.

⁽²⁾ Relativo alle Società associate ad unem al 1.1.2021.

Fonte: Elaborazioni unem

EUROPA La rete di distribuzione carburanti al 1° gennaio 2020

	Numero totale punti vendita	Erogato medio complessivo ⁽¹⁾	Presenza % di attività non-oil
Austria	2.733	2.548	93%
Belgio	3.091	2.420	n.d.
Danimarca	2.048	1.674	55%
Francia	11.193	3.844	75%
Germania	14.449	3.780	93%
Grecia	6.100	796	90%
Irlanda	1.797	1.665	70%
Italia	21.750	1.314	23%
Olanda	4.145	2.162	64%
Polonia	7.628	3.106	98%
Portogallo	3.145	1.801	39%
Regno Unito	8.396	4.300	90%
Rep. Ceca	4.008	1.674	86%
Slovacchia	970	2.546	60%
Spagna	11.602	2.424	75%
Svezia	2.790	2.970	35%
Svizzera	3.362	1.370	40%
Ungheria	1.998	2.790	34%

⁽¹⁾ Valori in metri cubi di benzina e gasolio.

Fonte: Elaborazioni unem su dati Associazioni Petrolifere nazionali e altre fonti.

Una situazione di difficoltà che ha portato le Associazioni dei gestori alla proclamazione di uno sciopero, nel dicembre del 2020, nonché all'apertura, da parte dell'allora Sottosegretario allo Sviluppo Economico, Alessia Morani, di un tavolo istituzionale con tutte le rappresentanze del settore per approfondire le possibili misure di sostegno alla liquidità e le proposte per avviare un reale progetto di razionalizzazione e modernizzazione della rete carburanti, partendo dalla cosiddetta "Risoluzione De Toma", approvata il 4 dicembre 2019 dalla Commissione Attività Produttive della Camera.

La rete italiana, come emerge anche dai dati aggiornati a ottobre 2020 dell'Anagrafe nazionale stradale e autostradale¹, è ancora caratterizzata da un numero eccessivo di punti vendita, di cui numerosi incompatibili in assenza della puntuale verifica su tutto il territorio nazionale, da parte degli Enti competenti. I lavori del tavolo ministeriale, sospesi in relazione alla crisi di Governo, dovrebbero essere prossimamente riavviati come anticipato da Vannia Gava, Sottosegretaria del nuovo Ministero della Transizione Ecologica (MITE), cui sono state trasferite le relative competenze prima del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE).

La logistica petrolifera e le scorte d'obbligo

La logistica, come gli altri componenti della filiera, ha risentito del calo dei consumi continuando comunque a garantire la puntuale copertura del Paese anche durante la crisi sanitaria.

Anche le scorte d'obbligo detenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) hanno risentito della forte contrazione dei consumi del 2020 determinata dall'emergenza pandemica.

Nel 2021 le scorte sono infatti pari a 8.053.000 tep, rispetto a 10.849.000 del 2020, come indicato nel Decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 16 marzo 2021. OCSIT, facente capo ad Acquirente Unico, ha ulteriormente incrementato la propria copertura dei 30 giorni di scorte specifiche di prodotti, arrivando a 27 nel 2021.

Le scorte detenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano sono pertanto salite a 2.415.900 tep, rispetto a 2.049.256 del 2020.

L'istituto del "Golden Power"

Il 30 dicembre 2020 sono stati pubblicati i due Decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) relativi all'esercizio da parte del Governo dei poteri speciali ("Golden Power"):

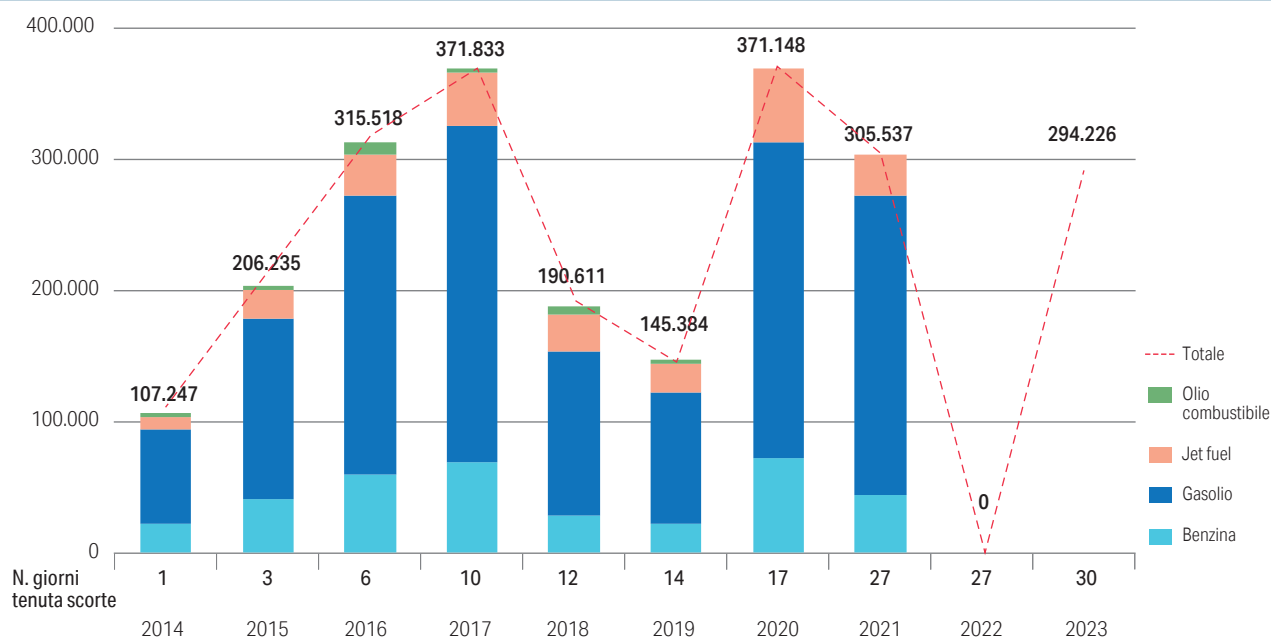
¹ Istituita con la Legge n. 124/2017.

FOCUS

SELF-SERVICE METANO

A fine 2020 è stato attivato il portale telematico "iovadoametano", curato da Snam, contenente le istruzioni all'utente necessarie per il rifornimento del veicolo con GNC senza la presenza dell'operatore sull'impianto. Uno step fondamentale che consente di rendere efficace il Decreto del Ministero dell'Interno del 12 marzo 2019, anche se permangono alcune perplessità circa la particolarità del sistema italiano rispetto al resto d'Europa, dove il self-service per il metano è equiparabile a quello per benzina e gasolio.

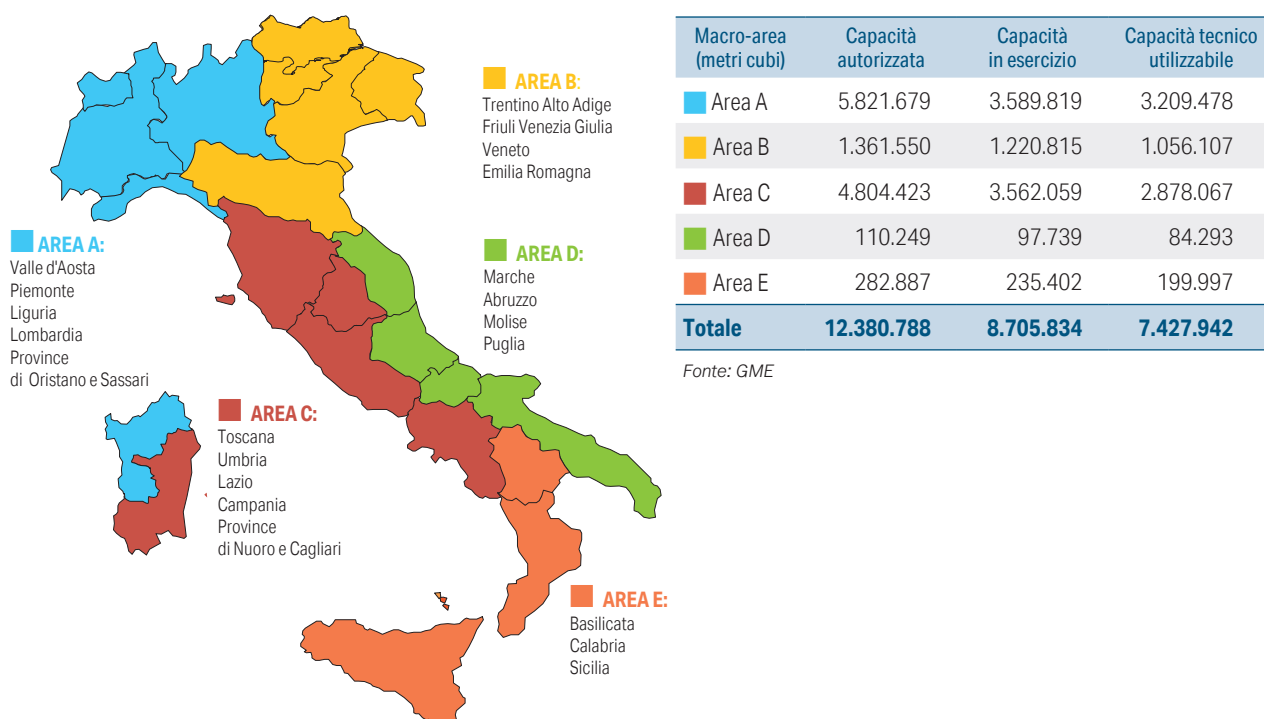


ITALIA Ipotesi di Piano Industriale OCSIT(*)
(Tonnellate)

*Stima a giugno 2021 su media consumi 2019/2020.

Fonte: Acquirente Unico, OCSIT

PDC-OIL Capacità di stoccaggio degli oli minerali. Rilevazione annuale GME 2020



- il DPCM n. 179/2020 contiene il Regolamento per l'individuazione dei beni e dei rapporti di interesse nazionale nei settori di cui all'articolo 4, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 2019/452;
- il DPCM n. 180/2020 contiene il Regolamento per l'individuazione degli attivi di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni.

In particolare, il primo DPCM individua, ai fini della verifica in ordine alla sussistenza di un pericolo per la sicurezza e l'ordine pubblico, compreso il possibile pregiudizio alla sicurezza e al funzionamento delle reti e degli impianti e alla continuità degli approvvigionamenti, **i beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale**, ulteriori rispetto a quanto previsto dalla Legge n. 56/2012, nonché la **tipologia di atti od operazioni all'interno di un medesimo gruppo**.

Con l'art. 3 si disciplinano i beni e i rapporti interessati:

- a) le **infrastrutture critiche** presso cui sono collocati o da collocare combustibili, materiali nucleari o rifiuti radioattivi, nonché le tecnologie e le infrastrutture che realizzano il trattamento, la gestione e il trasporto dei medesimi combustibili, materiali e rifiuti;
- b) gli **immobili fondamentali per l'utilizzo delle infrastrutture critiche**;
- c) i **depositi costieri di greggio e prodotti petroliferi** di capacità uguale o superiore a 100.000 metri cubi utilizzati per il mercato nazionale, le infrastrutture di stoccaggio di GNL di capacità uguale o superiore a 10.000 metri cubi, gli oleodotti per l'approvvigionamento dall'estero, anche con destinazione verso altri Stati, e gli oleodotti per l'approvvigionamento agli aeroporti intercontinentali;
- d) le **tecnologie critiche**, incluse le piattaforme, di gestione dei mercati all'ingrosso del gas naturale e dell'energia elettrica;
- e) le **attività economiche di rilevanza strategica** svolte nel settore di cui al presente articolo, esercitate da imprese che realizzano un fatturato annuo netto non inferiore a 300 milioni di euro e aventi un numero medio annuale di dipendenti non inferiore a 250 unità.

Inoltre, si evidenziano l'art. 6 (Beni e rapporti nel trattamento, nell'archiviazione e in materia di accesso e controllo di dati e di informazioni sensibili) e l'art. 14 (Esclusione dei poteri speciali per determinati atti od operazioni).

Il secondo DPCM individua invece gli **attivi di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni**, ai fini dell'esercizio da parte del Governo dei poteri speciali, tra cui:

- attivi di rilevanza strategica nel settore energetico (art. 1):

FOCUS

COME FUNZIONA IL "GOLDEN POWER" RAFFORZATO

Ferma restando la disciplina ordinaria del *Golden Power*, l'art. 15 del Decreto Legge 23/2020, convertito con Legge n. 40/2020, ha introdotto il cosiddetto *Golden Power rafforzato*, ovvero un regime transitorio (al momento prorogato fino al 31 dicembre 2021) legato all'emergenza COVID-19, in cui i poteri speciali di intervento dello Stato sono stati estesi a diversi settori, includendo, tra l'altro, tutte le infrastrutture energetiche.

Per i settori interessati, la disposizione prevede l'obbligo di notifica alla Presidenza del Consiglio delle operazioni di acquisto di partecipazioni in società che abbiano per effetto modifiche della titolarità, del controllo o della disponibilità di attivi o il cambiamento della loro destinazione.

L'estensione riguarda anche i soggetti tenuti alle comunicazioni, distinguendo tra:

- **soggetti intra-UE**, che assumono il controllo della società operanti nei settori strategici di interesse nazionale;
- **soggetti extra-UE**, che acquistano una quota di diritti di voto o partecipazione al capitale di almeno il 10 per cento purché l'operazione abbia un valore superiore a 1 milione di euro, o in caso di successivo superamento del 15, 20, 25 o 50 per cento del capitale dell'impresa target. Il superamento di ciascuna di queste soglie determina l'obbligo di una nuova notifica.

È stata, inoltre, prevista la possibilità per la Presidenza del Consiglio di avviare d'ufficio la procedura di controllo.



- a) rete nazionale di trasporto del gas naturale e le relative stazioni di compressione e centri di dispacciamento, come individuata ai sensi dell'articolo 9 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e dagli impianti di stoccaggio del gas;
 - b) infrastrutture di approvvigionamento di energia elettrica e gas da altri Stati, compresi gli impianti di rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL) *onshore* e *offshore*;
 - c) rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica e relativi impianti di controllo e dispacciamento;
 - d) le attività di gestione e gli immobili fondamentali connessi all'utilizzo delle reti e infrastrutture di cui alle precedenti lettere;
- attivi di rilevanza strategica nel settore trasporti (art. 2).

Il settore aeroportuale

Il settore aeroportuale è stato fortemente colpito dall'emergenza pandemica COVID-19, registrando un vero e proprio crollo dei consumi, eccezionale per entità (oltre 3 milioni di tonnellate, pari al -63,3 per cento) e durata (ormai oltre 16 mesi). Nonostante ciò, il settore ha operato in sicurezza e con continuità, assicurando un servizio di valenza strategica.

Tale situazione, secondo le previsioni, dovrebbe avere una ripresa molto graduale che si protrarrà negli anni.

Le forme di sostegno al settore, fino ad oggi, sono state praticamente inesistenti. E' da registrare solo la previsione, contenuta nella Legge di Bilancio 2021, di cui si attende ancora il decreto attuativo, relativamente all'istituzione di un fondo con una dotazione di 500 milioni di euro per l'anno in corso, destinato alla compensazione:

- a) nel limite di 450 milioni di euro, dei danni subiti dai gestori aeroportuali in possesso del prescritto certificato in corso di validità rilasciato dall'Ente Nazionale dell'Aviazione Civile;
- b) nel limite di 50 milioni di euro, dei danni subiti dai prestatori di servizi aeroportuali di assistenza a terra in possesso del prescritto certificato in corso di validità rilasciato dall'Ente Nazionale dell'Aviazione Civile.

Tale disposizione è un primo segnale che, però, data la limitata tipologia di operatori interessati e l'esigua entità del Fondo, in rapporto alla numerosità di quelli interessati e all'entità delle perdite subite, necessita di essere integrata con ulteriori interventi di sostegno alle imprese.

FOCUS

2020: L'ANNO NERO PER L'AVIAZIONE

Nel 2020 il carboturbo si è trovato nell'epicentro del "terremoto COVID-19", che ha totalmente sconvolto le dinamiche dei consumi di prodotti petroliferi.

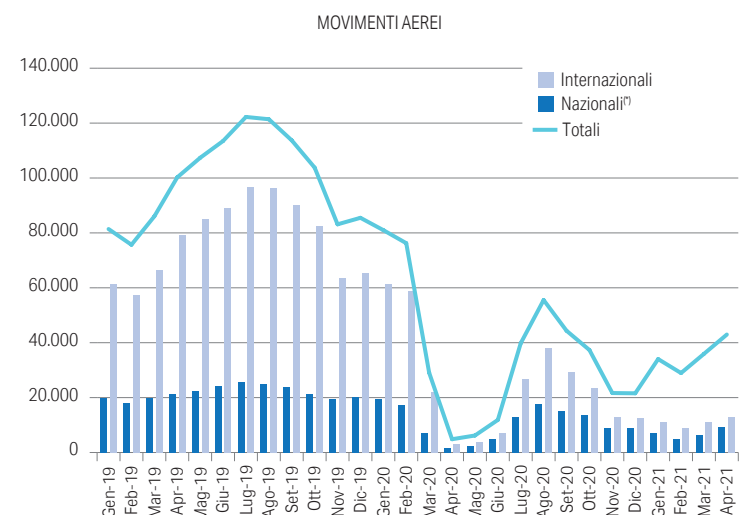
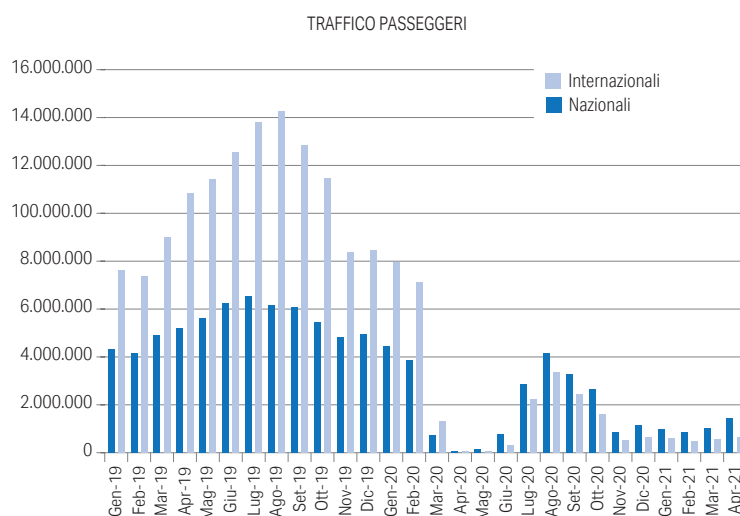
La rapida ed incontrollabile estensione su scala mondiale della pandemia ha prodotto la repentina chiusura a cascata degli aeroporti in gran parte del mondo, con il crollo verticale delle prenotazioni.

I volumi di carboturbo hanno quindi subito non solo le limitazioni ai voli nazionali, ma anche e soprattutto il venir meno di quelli internazionali, che ne rappresentano la componente più rilevante. La sospensione dei voli e la chiusura dei confini hanno così azzerato i flussi turistici, che per vie aeree nel 2019 erano arrivati a superare i 39,5 milioni di transiti¹.

Prima del 2020 data anche la crescente dinamica dei flussi turistici per vie aeree, il consumo di carboturbo in Italia era caratterizzato da un trend sostanzialmente in crescita, pur subendo gli effetti di portata internazionale (le Torri gemelle nel 2001, la SARS nel 2002) anche se in misura piuttosto contenuta. Gli effetti del rallentamento economico mondiale prodotto dalla crisi economico finanziaria del 2008-2009 si erano invece protratti per la debolezza economica del nostro Paese. Tuttavia dal 2013 essi avevano ripreso ad aumentare, arrivando a sfiorare i 4,9 milioni di tonnellate e superando anche quanto stimato a marzo 2019.

¹ Secondo l'indagine della Banca d'Italia, nel 2019 i transiti aeroportuali hanno rappresentato il 41 per cento dei transiti internazionali di turisti: seconda modalità preferita dai turisti dopo quella per vie stradali che ne rappresentava il 56 per cento.

ITALIA Effetto COVID negli aeroporti italiani (Gennaio 2019 - aprile 2021)



^(*) Movimenti effettivi, calcolando un unico veicolo per l'atterraggio e il decollo nelle destinazioni nazionali.

Fonte: unem su dati Assaeroporti



FOCUS

L'analisi mensile delle presenze di **passeggeri negli aeroporti italiani** sui dati Assaeroporti illustra l'azzeramento di quelli internazionali nei mesi di aprile e maggio 2020, con un marginale recupero nei successivi mesi estivi, nei quali la presenza dei passeggeri nazionali è stata prevalente.

Il **settore cargo** ha invece mostrato una resilienza agli effetti della pandemia, e ad aprile 2021 le merci trasportate sono risultate del 2 per cento superiori a quelle del 2019, raddoppiando rispetto al livello minimo toccato ad aprile del 2020.

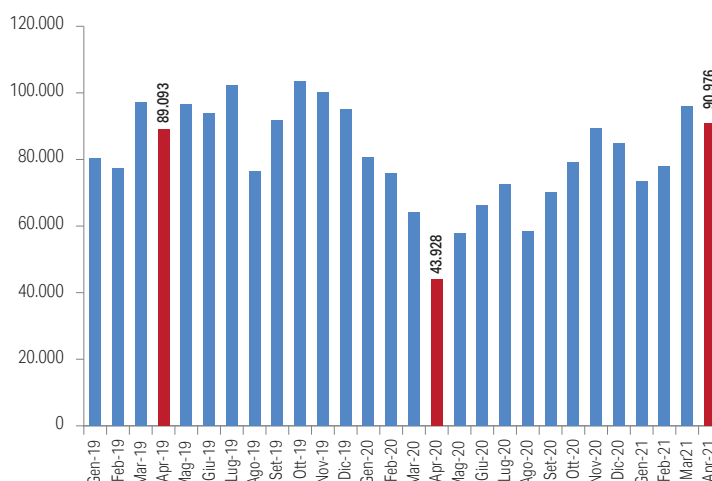
In riferimento alla dinamica dei consumi, il **carboturbo militare** ha evidenziato nel 2020 un aumento della domanda del 44,6 per cento, passando da 132 a 191 mila tonnellate, a conferma dell'insostituibile supporto che il trasporto aereo offre per il controllo del territorio e la rapida distribuzione di dispositivi sanitari e dei vaccini, che l'emergenza COVID ha messo in evidenza.

Nel complesso i **volumi di carboturbo**, sebbene il calo sia stato parzialmente attenuato da tale comparto, **nel 2020 sono crollati di 3,1 milioni di tonnellate (-63,3 per cento), con flessioni superiori al 92 per cento in aprile.**

In questi primi mesi del 2021 la situazione aeroportuale è restata critica, anche per il prolungamento dello stato di emergenza a livello internazionale in conseguenza delle nuove ondate alimentate dalle varianti del virus, con limitazioni all'ingresso di alcuni Paesi e con quarantene obbligatorie per gli arrivi dall'estero in parecchie destinazioni.

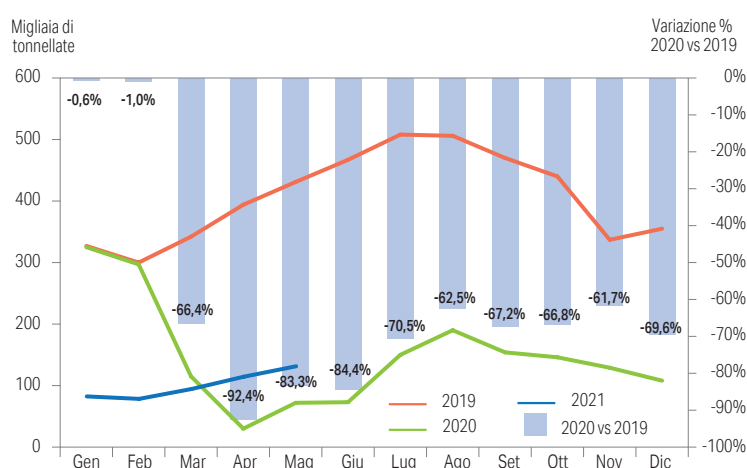
Per l'anno in corso, anche nell'ipotesi di una certa ripresa dei flussi turistici esteri a partire da giugno, si stima che il recupero dei volumi persi non possa essere che marginale (circa 500 mila tonnellate), con un livello ancora in-

ITALIA Voli cargo (Tonnellate di merce trasportata)



Fonte: unem su dati Assaeroporti

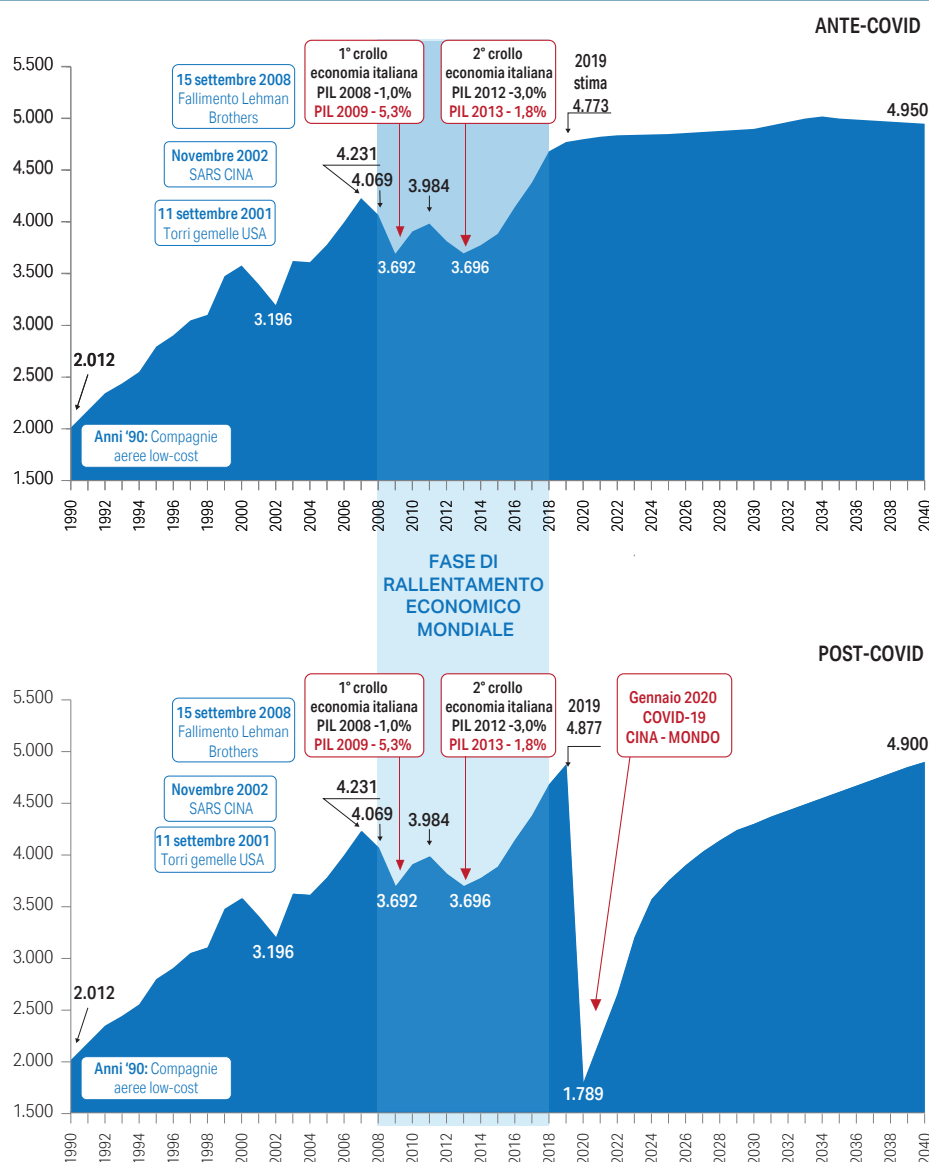
ITALIA Andamento volumi mensili Carboturbo 2019 - 2021 (Migliaia di tonnellate)



Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica

focus

ITALIA Carboturbo: andamento consumi e forecast al 2040



Fonte: Dati storici MISE-MITE e ISTAT; stime unem in previsione a marzo 2019 (Ante-COVID) e marzo 2021 (Post-COVID)

feriore di circa 2,6 milioni rispetto al 2019.

Per il ritorno dei volumi ai livelli pre-pandemici ci si aspetta siano necessari anni e ciò è sostanzialmente legato al ritorno dei voli a lungo raggio, che dovrebbero essere favo-

riti dalla riapertura dei viaggi internazionali e dalle vacanze all'estero senza quarantena. Il che implica il superamento dei problemi legati alla pandemia, che non sono di immediata soluzione in tutte le aree del globo.



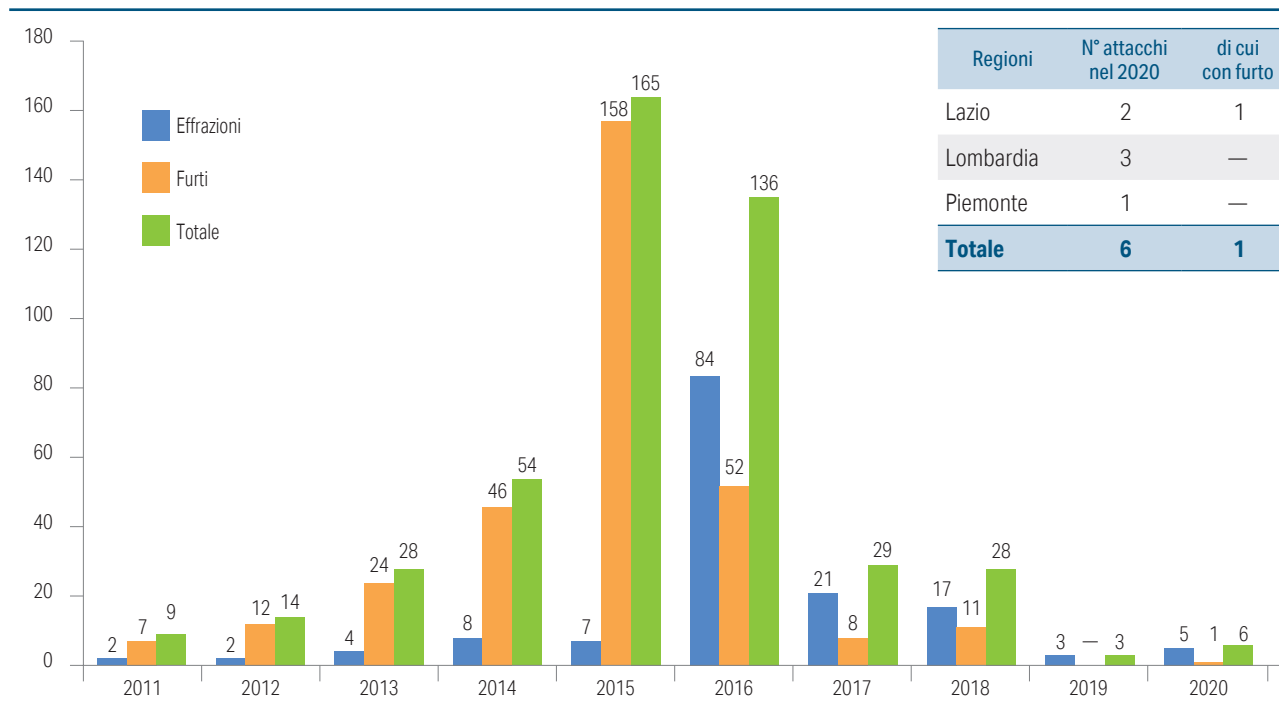
La sicurezza fisica (security) delle strutture petrolifere

Gli **attacchi agli oleodotti** volti a **sottrarre prodotti finiti** hanno subito un decisivo arresto rispetto al picco del 2015 (165 attacchi), grazie a diverse azioni messe in campo che hanno portato ad alcune incisive operazioni da parte delle Forze di polizia per sgominare le bande criminali.

Nel 2020 sono stati registrati 6 tentativi di effrazione degli oleodotti, di cui solo un caso andato a buon fine. Tale risultato è stato ufficializzato con un comunicato congiunto tra unem e il Servizio Analisi Criminale della Direzione Centrale della Polizia Criminale (DCPC), Dip. Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, a testimonianza della rinnovata ed intensificata attività di collaborazione a livello centrale e del continuo lavoro di monitoraggio, finalizzati a fornire le linee di indirizzo operative alle attività territoriali di prevenzione e contrasto di Polizia di Stato, Carabinieri e Guardia di Finanza.

Occorre non abbassare la guardia: il fenomeno resta costantemente monitorato grazie al portale interno di cui si è dotata unem, riservato alle Associate proprietarie di oleodotti (SAO - Segnalazione Attacchi Oleodotti), che offre un servizio di *alert* geo-referenziato in caso di nuovo attacco.

ITALIA Evoluzione attacchi agli oleodotti 2011 - 2020



Fonte: Portale unem SAO - Segnalazione Attacchi Oleodotti

ITALIA Furti agli accettatori di banconote. Indice di rischio (IR)^(*) 2020



(*) IR: attacchi ogni 100 impianti.

Fonte: Elaborazioni unem su dati Associate

ITALIA Attacchi con ruspa 2020 (da giugno 2020)



Fonte: Elaborazioni unem su dati Associate

Per quanto attiene ai **furti di contanti dagli accettatori di banconote degli impianti di distribuzione carburanti**, unem sta proseguendo nell'attuazione del **Progetto "Punti vendita sicuri"**, presentato nel 2019 e aggiornato a novembre 2020.

Sono state intraprese una serie di iniziative, prime tra tutte le diverse circolari¹ della Direzione Centrale della Polizia Criminale (DCPC), Dip. Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, che, sulla base degli elementi conoscitivi descritti contenuti nel Progetto "Punti vendita sicuri", hanno fornito informazioni dettagliate al territorio sul fenomeno degli attacchi ai punti vendita e hanno consentito (anche attraverso partecipazione diretta di unem ai Comitati per l'Ordine e la Sicurezza Pubblica) di rafforzare la collaborazione tra Aziende petrolifere e Prefetture nelle aree geografiche più colpite. A queste si aggiungono ulteriori azioni mirate sulla base del rischio attacco locale adottate dalle Aziende associate, proprietarie di impianti carburanti.

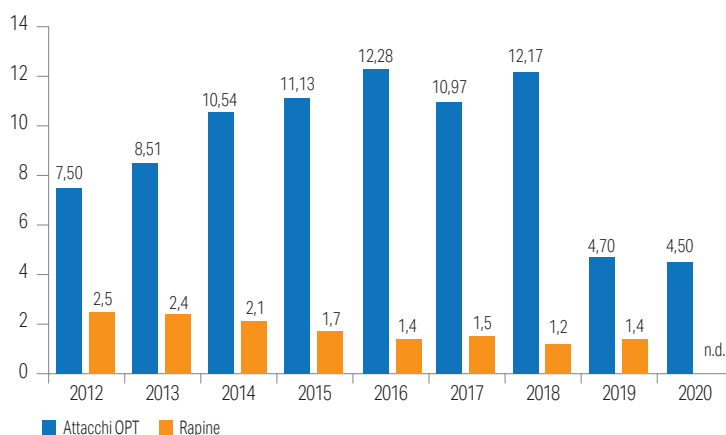
In tale quadro, nel 2020 si conferma il ridotto livello di rischio² raggiunto nel 2019, con un valore di 4,5 rispetto al dato di settore del 2019 di 4,7, mantenendo il trend di contrazione degli attacchi dopo un periodo di costante crescita a partire dal 2011.

La media nel primo semestre 2020 sconta un livello molto basso, anche grazie alle limitazioni legate alla pandemia, ed una recrudescenza

¹ Circolari "Prevenzione e contrasto dei reati in danno agli impianti carburanti" del 3 luglio 2019 n. MI-123 -U-C-1-6-2019-**44**, del 17 dicembre 2020 n. MI-123 -U-C-3-3-2020-**163**, del 2 marzo 2021 n. MI-123 -U-C-3-3-2021-**46**.

² Indice di rischio: misura il numero di attacchi ogni 100 punti vendita.

ITALIA Attacchi ai punti vendita delle Associate unem Indice di rischio ogni 100 impianti sulla rete sociale



Fonte: unem su dati Associate

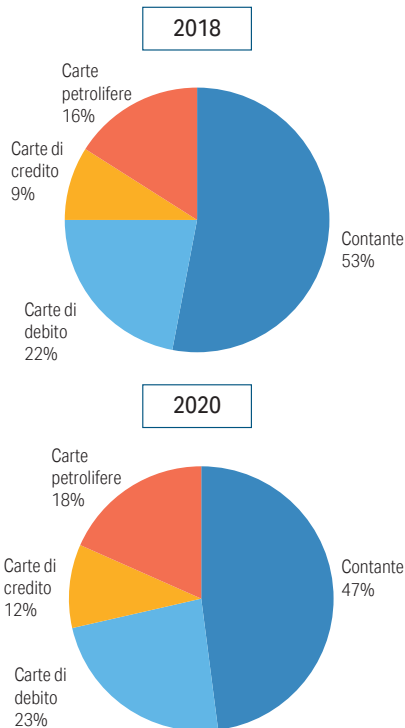




scenza, da giugno 2020, nonostante le misure messe in campo. Si registrano in particolare attacchi ai distributori di carburanti con ruspe, escavatori o con pale meccaniche. In meno di un anno sono stati registrati quasi 60 attacchi nella zona del Nord Est (prevalentemente in Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna, Lombardia). I mezzi, generalmente sottratti da cantieri limitrofi, causano ingenti danni alla struttura dell'impianto, a fronte di furti di valore modesto. Unem ha attivato con la DCPC una segnalazione degli eventi in tempo reale in modo da mettere a disposizione in maniera centralizzata il proprio patrimonio informativo.

Sempre nell'ottica delle iniziative di informazione per promuovere la sicurezza partecipata, ABI/Ossif, Ministero dell'Interno - Direzione Centrale di Polizia Criminale e unem, con la collaborazione delle Associazioni dei gestori, FAIB Confesercenti, Fegica Cisl e Figisc Concomercio, hanno distribuito nel luglio 2020 il "**Vademecum antirapina**", una guida di immediata consultazione, con alcuni consigli e suggerimenti molto utili per il gestore su come comportarsi e cosa fare in caso di rapina e per minimizzarne le conseguenze. Infatti il comportamento umano è fondamentale per la sicurezza e per integrare le misure di difesa attiva e passiva già presenti.

ITALIA Peso percentuale su volumi venduti dei pagamenti digitali sulla rete carburanti



Fonte: Elaborazioni unem su dati Associate

Il Progetto "Zero Contanti"

Dato il contributo della riduzione dei contanti per il contrasto dell'illegalità, nelle sue varie articolazioni, prosegue dopo oltre tre anni dal lancio da parte di unem del **Progetto "Zero contanti"**, la promozione della moneta elettronica sulla rete carburanti, che ha superato il 50 per cento del venduto totale, contribuendo ulteriormente alla digitalizzazione della filiera.

Nel 2020 il contante per l'acquisto di carburanti è infatti diminuito del 6 per cento, rispetto al 2018, pari a quasi 1,5 miliardi l'anno.

Ridurre l'uso del contante significa diminuire il rischio potenziale di rapine e furti e rendere meno «appetibile» la rete per le attività di riciclaggio di «denaro sporco», restringendo la penetrazione nella gestione degli impianti della criminalità organizzata che vi ha trovato terreno fertile nell'attuale crisi economica. Pericolo evidenziato da unem in occasione di un'audizione presso l'**Organismo permanente di monitoraggio e analisi sul rischio di infiltrazione nell'economia da parte della criminalità organizzata**, istituito nel 2020 presso il Ministero dell'Interno, in cui è stato proposto un protocollo di legalità e la prosecuzione della digitalizzazione della filiera.

FOCUS

IL RAPPORTO OSSIF 2020

OSSIF, il Centro di Ricerca dell'ABI sulla Sicurezza Anticrimine, ha avviato nel 2008, in collaborazione con il Servizio Analisi Criminale del Dipartimento della Pubblica Sicurezza del Ministero dell'Interno, l'Osservatorio Intersettoriale sulla Criminalità Predatoria che ha l'obiettivo di monitorare l'evoluzione dei fenomeni criminosi e condividere strategie e **best practices** per la prevenzione con i diversi settori di attività economica più esposti.

L'ultimo rapporto conferma nel 2019 il calo delle rapine (-14,6 per cento) e dei furti (-10,1 per cento) rispetto al 2018:

- il numero di rapine denunciate è stato pari a 24.276;
- il numero di furti denunciati è stato pari a 1.071.776.

Con riferimento ai dati del confronto intersettoriale, per le rapine, l'Indice di Rischio (IR), pari al numero di reati

per 100 punti operativi, è in crescita per la Distribuzione Moderna Organizzata (DMO) da 5,7 a 7,7 in leggera crescita per farmacie, banche e **distributori di carburanti (da 1,3 a 1,4)**, mentre in calo è per uffici postali e tabaccherie.

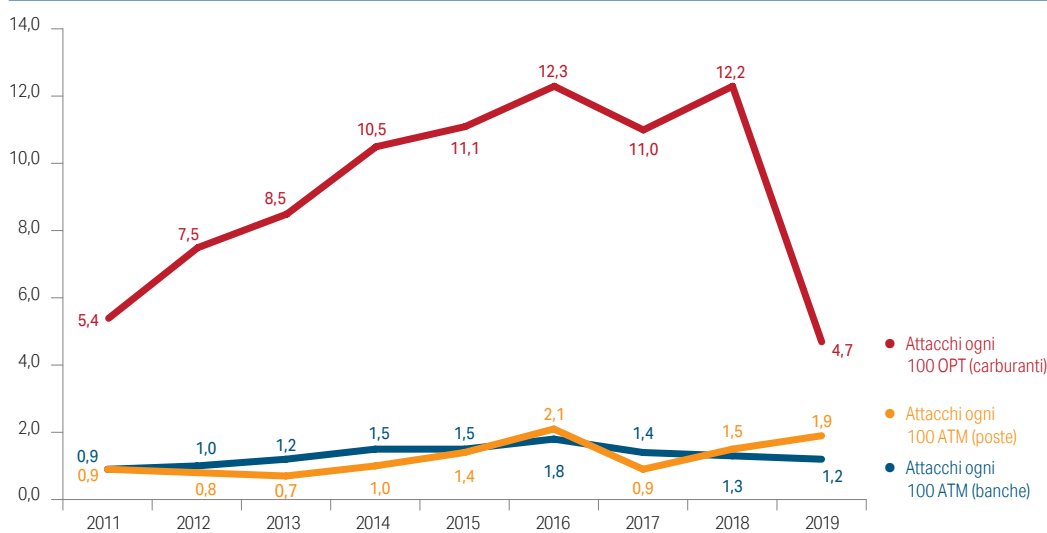
Per i furti si segnala una lieve aumento dell'IR per DMO, banche e uffici postali e una riduzione per distributori carburanti, farmacie e tabaccherie.

Per quanto riguarda il fenomeno degli attacchi a distributori automatici (ATM¹, OPT²) si segnala un **forte calo per i distributori di carburanti (IR da 12,2 a 4,7)** e un lieve aumento per gli attacchi agli ATM postali (da 1,5 a 1,9), praticamente stabili gli attacchi agli ATM bancari.

¹ ATM - Automatic Teller Machine.

² OPT - Outdoor Payment Terminal.

ITALIA Indice di rischio⁽¹⁾ attacchi ad ATM e OPT fra il 2011 e il 2019



⁽¹⁾ Calcolato come n° attacchi / n° ATM-OPT.

Fonte: Rapporto OSSIF 2020



FOCUS

EVOLUZIONE ASSETTI DI MERCATO

L'emergenza COVID-19 ha profondamente impattato sulla situazione economico-finanziaria della nostra filiera industriale¹, spingendola ad adottare misure straordinarie per contenere gli effetti del perdurante scenario negativo: dalla riduzione dell'operatività degli impianti - pur mantenendo la continuità nella produzione dei carburanti, comunque essenziali nella mobilità del Paese -, al contenimento del costo del lavoro con l'avvio della Cassa integrazione, nonché alla drastica riduzione degli investimenti e dei costi per l'anno 2021.

In alcuni casi è stato necessario cedere dei rami di attività, in altri estendere la compagine associativa per rafforzare il capitale necessario ad affrontare comunque le nuove sfide, che attendono il settore verso la decarbonizzazione.

Nel 2020 e nei primi mesi di quest'anno il mercato petrolifero del nostro Paese è stato pertanto oggetto di alcune **modifiche degli assetti proprietari e dello sviluppo di nuove attività nell'ambito dell'economia circolare e della decarbonizzazione**.

Fra tali eventi si segnalano:

- a novembre 2020, la Mol Group Italy, di cui la **IES** è capogruppo e di cui fa parte dal 2007, ha ceduto il ramo d'azienda Panta Energy relativo alla distribuzione di GPL della Panta Distribuzione SpA. La Panta, operante nel mercato dal 1975, distribuisce combustibili e carburanti per autotrazione, riscaldamento, industria e agricoltura, lubrificanti, oli combustibili, in tutto il Nord Italia.
- A seguito di tale operazione, perfezionata il 1° aprile del 2021 con il suo acquisto da parte della Rettagliata Tech del gruppo Bluenergy, la Panta focalizzerà attività ed investimenti nella commercializzazione di prodotti petroliferi nel settore "racing", che sono il *core business* della società;
- nei primi mesi del 2020, **Itelyum**, leader nazionale e player internazionale nella gestione, riciclo e valorizzazione dei rifiuti industriali, ha acquisito del 100 per

cento del gruppo Idroclean di Casirate d'Adda (Bg), azienda di riferimento in Lombardia e nel nord Italia per il trattamento e la depurazione delle acque industriali.

Itelyum ha inoltre ampliato ulteriormente l'offerta di soluzioni ambientali per il settore dell'economia circolare con l'acquisizione di Fer.Ol.Met. a novembre 2020.

Fer.Ol.Met, storica azienda di San Giuliano Milanese che opera nella raccolta e gestione di rifiuti industriali e nell'hinterland del capoluogo lombardo, rappresenta un partner di riferimento al servizio di piccole e grandi industrie. In questo modo Itelyum arriva a gestire complessivamente oltre 1 milione di tonnellate di rifiuti speciali, generando ricavi per complessivi 330 milioni di euro, con oltre 600 dipendenti e 21 siti operativi;

- il Gruppo Trafigura, con sede a Singapore, considerato a livello internazionale tra le società più grandi al mondo nel *trading* e negli investimenti nel petrolio e di prodotti petroliferi, materiali non ferrosi, carbone e ferro, tramite la controllata Urion Holdings (Malta) Limited, ha acquisito azioni **Saras**, arrivando ad una partecipazione del 3,01 per cento ad ottobre 2020.
- Nell'ambito di un piano di consolidamento della struttura patrimoniale finalizzato a limitare l'impatto dell'emergenza COVID-19, il 28 dicembre 2020 Saras ha sottoscritto un contratto di finanziamento di 350 milioni di euro, con un pool di primari Istituti di credito², assistito per il 70 per cento dell'importo dalle garanzie rilasciate da SACE sulla base del programma Garanzia Italia.
- Infine in riferimento all'impianto a ciclo combinato di Sarlux Srl, IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), dato il termine al 20 aprile 2021 del periodo di incentivazione CIP6/92, il 29 dicembre 2020 l'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) ha inserito la medesima centrale elettrica nell'elenco degli "impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico" per l'anno 2021.

¹ Vedi anche Focus "Gli effetti del COVID-19 sulla raffinazione" a pag. 50.

² Fra gli Istituti finanziari coinvolti nell'operazione vi sono: Banco Bpm, Intesa Sanpaolo e Unicredit, in qualità di *mandated lead arrangers*, e altre banche finanziatrici. Intesa Sanpaolo ricoprirà il ruolo di banca depositaria, banca agente e Sace agent.

FOCUS

- Per quanto riguarda il mercato della distribuzione carburanti, ad aprile 2021 la **Tamoil Italia** ha raggiunto un accordo con la compagnia spagnola Repsol per acquisire sia la rete distributiva di Repsol Italia (composta da 275 stazioni di servizio localizzate in tutto il territorio nazionale), sia il settore extra rete. La Repsol aveva iniziato ad operare nel nostro Paese dal 2004 con 45 punti vendita e rafforzato la sua presenza sulla rete soprattutto dal 2011.

Con tale operazione, la Tamoil, quinto operatore della rete per numero di punti vendita, supera le 1.500 stazioni di servizio, delle quali il 65 per cento composte da impianti di proprietà.

La Tamoil sta investendo sulla rete distributiva italiana non solo dal punto di vista della numerosità degli impianti, ma anche ampliando i carburanti alternativi offerti, in particolare con il metano liquido e compresso e le ricariche elettriche.

Nel 2020 ha inaugurato il primo impianto di proprietà **a Gas Naturale Liquefatto (GNL)** a Castenedolo (Brescia), dopo quello convenzionato a Pesaro, e intende realizzare una ventina di impianti a Gas naturale compresso (GNC) entro fine 2021;

- Il 28 maggio 2021 **Total** ha trasformato il proprio nome in **TotalEnergies**, per ancorare nella propria identità la trasformazione strategica, nell'ottica delle attività intraprese per diventare un player a livello mondiale nella transizione energetica.
- Ad ottobre 2020, Total Lubrifiants, quarto operatore mondiale nel settore dei lubrificanti, ha acquisito Lubrilog, azienda francese specializzata nella formulazione e produzione di lubrificanti sintetici ad altissime prestazioni e adatti a un ampio spettro di vincoli tecnici estremi per soddisfare le esigenze dei clienti.

Il Gruppo TotalEnergies opera da oltre sessant'anni in Italia, attraverso **Total Italia**, in tutte le attività di distribuzione carburanti (avio e per il settore competizione), lubrificanti, GNL, fluidi e solventi speciali, colonnine di ricarica elettrica. Inoltre AS 24 Italia Srl è la filiale europea dedicata alla vendita di carburanti e servizi dedica-

ti all'autotrasporto, con una rete europea di oltre 1.000 stazioni in 28 Paesi; infine Total E&P Italia SpA è la filiale della divisione Upstream del Gruppo Total, che opera nel campo petrolifero di Tempa Rossa in Basilicata.

Sono presenti nel territorio nazionale anche altre filiali del Gruppo: Hutchinson e Gasket nel settore dei materiali, Saft nel settore delle batterie e Sunpower nel settore dei pannelli solari.

In riferimento alle attività per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di **impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** in Italia, si segnala che a marzo scorso **Eni**, insieme a Cassa Depositi e Prestiti (CDP) Equity, ha costituito la *joint-venture* GreenIT, partecipata al 51 per cento da Eni e al 49 per cento da CDP Equity, con la finalità di produrre energia principalmente da impianti fotovoltaici ed eolici.

Il target di capacità installata al 2025 è di circa 1.000 MW, con investimenti cumulati previsti per il quinquennio superiori agli 800 milioni di euro.

Fra i vari filoni di intervento: lo sviluppo e la costruzione di impianti *greenfield*, anche attraverso la valorizzazione del patrimonio immobiliare del Gruppo CDP e della Pubblica Amministrazione, il *repowering* di impianti a fine vita utile e la costruzione di progetti autorizzati.

La costituzione di GreenIT rientra nella strategia volta a supportare la transizione energetica del Paese, aumentando la produzione di energia rinnovabile, in coerenza con gli obiettivi prefissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima per il 2030

Infine, per quanto riguarda le aziende attive nei **biocarburanti**, si segnala che a novembre 2020 l'operatore finlandese **Neste** ha acquisito dalla statunitense Bunge la controllata olandese Bunge Lodders Croklaan Oils, attiva nella produzione, raffinazione e logistica di oli vegetali (carico/scarico, serbatoi di stoccaggio e raffinazione) nel porto di Rotterdam.

Neste possiede e gestisce un impianto di produzione di combustibile rinnovabile in un sito adiacente a Bunge Lodders Croklaan Oils.



FOCUS

INVESTIMENTI E ATTIVITÀ INDUSTRIALI

Nonostante le consistenti difficoltà economiche e finanziarie contingenti abbiano spinto ad una revisione degli investimenti, è rimasta comunque alta l'attenzione per quelli orientati a migliorare la sicurezza e l'innovazione di processo e di prodotto degli impianti, nonché a cogliere la sfida della transazione energetica e della tutela ambientale.

Fra le varie attività industriali si segnalano:

- **Alma Petroli** ad agosto 2020 ha perfezionato l'acquisto di un'area industriale all'interno dello stabilimento Petrolchimico di Ravenna. La zona¹, che si estende per circa 28.000 metri quadrati, comprende serbatoi e manufatti per una capacità complessiva di stoccaggio di circa 45.000 metri cubi.

Il successivo progetto di sviluppo includerà anche opere di ammodernamento degli **asset** acquisiti e impianti di pretrattamento, una volta ottenute le autorizzazioni necessarie dalle Istituzioni locali e nazionali.

Tale operazione si inserisce nella strategia verso un'ulteriore crescita sostenibile, facendo leva su economie di scala e sulla maggiore flessibilità nella gestione di materie prime e prodotti finiti e del ciclo produttivo.

L'acquisizione ha un ruolo fondamentale nello sviluppo di Alma Petroli per fronteggiare, da una parte, le nuove sfide dei mercati sempre più complessi, dove il bitume potrà ricoprire maggiore importanza non solo in termini di volumi ma anche di qualità prodotte, e, dall'altra, per essere sempre più flessibili ed allocare e valorizzare al meglio le lavorazioni.

Le risorse finanziarie saranno assicurate dall'operazione con Unicredit² e garantiranno il supporto dello sviluppo delle attività prevista nel piano d'investimenti per il periodo 2020-2024;

¹ L'area, denominata "Isola 21", è collegata al canale Candiano (che ospita parte del porto commerciale e industriale) da tubazioni dedicate per il trasporto via mare e sarà asservita a un sito produttivo della società.

² Unicredit ha sottoscritto un prestito obbligazionario da 10 milioni di euro emesso dalla società. Si tratta di un minibond garantito al 50 per cento dal Fondo Centrale di Garanzia "destinato a sostenere il gruppo industriale nel suo percorso di crescita e sviluppo aziendale".

- nei primi mesi del 2021, la **Raffineria Isab di Priolo**, della compagnia Lukoil, ha concluso la complessa fermata per manutenzione straordinaria degli Impianti sud e dell'impianto di cogenerazione IGCC³ partita a metà ottobre dello scorso anno.

Le operazioni hanno coinvolto oltre 4.000 persone, sempre salvaguardate non solo sul fronte della sicurezza ma anche, data l'emergenza sanitaria in corso, con appositi piani anti-COVID. Dei circa 170 milioni di euro complessivamente investiti, il 55 per cento ha riguardato operazioni di manutenzione e il 45 per cento nuovi lavori con interventi di miglioramento della tutela ambientale.

Fra i progetti della Raffineria Isab, che rappresenta la realtà più importante nell'area industriale del siracusano⁴, vi è un progetto di investimento tra i 600 e gli 800 milioni per entrare nel mercato degli eco-fuel grazie a investimenti tecnologici, che porterebbero ad una trasformazione del complesso industriale.

Il nuovo combustibile sarebbe prodotto da Gas di sintesi, in alternativa al suo utilizzo nelle turbine a gas per la produzione di energia elettrica. Il progetto produce dei benefici importanti, riducendo considerevolmente l'impatto ambientale della raffineria, grazie alla riduzione significativa delle emissioni clima-alteranti. In particolare, a fronte di pari quantità di Syngas utilizzato, la produzione di CO₂ derivante dal processo di sintesi sarà quasi dimezzata rispetto a quella derivante dall'attuale processo di produzione di energia elettrica nelle macchine turbogas. Inoltre, in futuro potrebbero essere valutate eventuali tecnologie per potere immagazzinare la quota di CO₂ ad alto titolo potenzialmente recuperabile dal processo di rimozione gas acidi. Complessivamente, secondo le previsioni, questo progetto porterebbe a una ulteriore diminuzione delle emissioni del 30 per cento;

³ IGCC – Impianto di Gassificazione a Ciclo Combinato.

⁴ Gli impianti lavorano mediamente ogni anno tra i 10 e i 12 milioni di tonnellate di greggio e, occupando sulle 2.600 persone tra diretto ed indotto, rappresentano anche uno strumento di stabilità sociale.

FOCUS

- a maggio 2020, la **Raffineria di Milazzo** ha confermato il piano di investimenti da 45 milioni per il 2020 per la maggior parte legati ad interventi per minimizzare l'impatto ambientale già ridotto degli impianti.

Dalle attività industriali svolte nel 2020 ed in itinere in questi primi mesi del 2021 emerge il crescente impegno del settore verso la realizzazione di impianti in Italia e all'estero anche in **energie rinnovabili, biocarburanti, tecnologie applicate nell'ambito dell'economia circolare e nella decarbonizzazione dei trasporti** - quali i **carburanti rinnovabili di origine non biologica** (E-fuel, Recycled Carbon Fuel) e i **Sustainable Aviation Fuel (SAF)**, nonché alla **decarbonizzazione dei processi produttivi** attraverso **CCS e CCUS**. Se ne segnalano alcune.

In riferimento alle **energie rinnovabili**:

- **Eni**, attraverso la controllata Eni New Energy, che opera nell'ambito delle attività della direzione generale Energy Evolution, a giugno 2020 ha acquisito da Asja Ambiente Italia il 100 per cento delle quote di Cdgb Enrico, Cdgb Laerte e Wind Park Laterza per la realizzazione di tre **parchi eolici**, che sorgeranno nel Comune di Laterza, in Puglia. I tre impianti saranno costituiti da sedici aerogeneratori da 2,2 MW ciascuno e complessivamente avranno una potenza complessiva pari a 35,2 MW e una produzione annua stimata di circa 81 GWh, che consentirà un risparmio di emissioni di CO₂ pari a 33.400 tonnellate all'anno. Il completamento lavori è previsto per il terzo trimestre del 2021.

Con questa nuova acquisizione Eni avanza nel suo percorso di transizione energetica, con l'obiettivo di ottenere una riduzione dell'80 per cento delle emissioni nette di gas serra al 2050 sull'intero ciclo dei suoi prodotti energetici. A luglio 2020, Eni, sempre attraverso la controllata Eni New Energy, ha inoltre avviato la produzione del nuovo impianto **fotovoltaico** a Volpiano da 18 MW. Il progetto, realizzato all'interno del suo deposito carburanti, è parte del "Progetto Italia" lanciato nel 2016 per la riqualifica di aree dismesse facenti parte del patrimonio industriale di Eni, attraverso la realizzazione di impianti di energia rinnovabile, creando al contempo nuove opportunità per il territorio.

L'impianto, realizzato su un'area industriale di circa 32 ettari, produrrà annualmente oltre 27 GWh, di cui circa il 10 per cento destinato ad alimentare le utenze del sito Eni, riducendo di oltre il 50 per cento il prelievo dalla rete nazionale. Il resto dell'energia generata sarà valorizzato sul mercato, senza usufruire di meccanismi di incentivazione.

- Il Gruppo **Saras** per quanto riguarda il segmento Renewables, come previsto dal piano 2021-24 per la strategia di sostenibilità e transizione energetica, in data 4 giugno 2021 ha acquistato da GWM Renewable Energy SpA da **parchi eolici** situati a Macchiareddu, Cagliari (Sardegna), per una capacità installata totale di 45 MW.

In riferimento alle attività e agli investimenti sulle **bioraffinerie** si segnala che:

- ad aprile di quest'anno, Eni ha presentato la documentazione per la verifica di assoggettabilità a VIA della realizzazione di nuove unità nella **Bioraffineria Eni di Porto Marghera** a Venezia che andranno a potenziare l'impianto di pretrattamento delle cariche biologiche avviato nel giugno 2018, e che ha consentito di trattare oli vegetali grezzi, oli alimentari vegetali esausti e grassi animali di scarto.

Attualmente gli impianti a sono in grado di processare circa 7,5 tonnellate/ora di oli alimentari esausti e di grassi animali; con la realizzazione delle nuove linee di trattamento delle biomasse si arriverà a soddisfare l'intera capacità produttiva dell'impianto Ecofining™ con materie biologiche provenienti dalle filiere degli scarti e residui, ampliando il paniere delle cariche biologiche a quelle incentivate dalle norme europee e nazionali ed eliminando così definitivamente l'olio di palma dalla produzione di biocarburanti.

La Bioraffineria Eni di Venezia dal 2014 produce HVO, olio vegetale idrogenato, che viene addizionato al gasolio per soddisfare i requisiti normativi europei e nazionali che prevedono una quota crescente dei carburanti costituita da materie prime provenienti da fonti rinnovabili. Nel 2020, a fronte di una capacità autorizzata di 400mila tonnellate/anno la bioraffineria ha lavorato circa 220mila tonnellate di materie prime delle quali oltre



FOCUS

il 25 per cento erano costituite da oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e altri oli vegetali di scarto. Dal 2023 Eni non utilizzerà più olio di palma nei suoi processi produttivi;

- a marzo 2021 è stato avviato e collaudato il nuovo impianto, *Biomass Treatment Unit* (BTU), che consentirà alla **Bioraffineria Eni di Gela** di utilizzare fino al 100 per cento biomasse non in competizione con la filiera alimentare (dagli oli alimentari esausti ai grassi da lavorazioni ittiche e di carni prodotte in Sicilia), con l'obiettivo di realizzare un modello di economia circolare per la produzione di biodiesel, bionafta, bioGPL e bio-jet. La bioraffineria di Gela, inoltre, potrà essere alimentata dall'olio di ricino, grazie al progetto sperimentale di coltura di piante di ricino su terreni semidesertici in Tunisia, sostituendo così completamente l'olio di palma.

La costruzione dell'impianto è iniziata nei primi mesi del 2020 e, nonostante i rallentamenti causati dalla gestione delle attività durante la pandemia, è stato sostanzialmente completato nei tempi previsti. Sono state lavorate 1,3 milioni di ore, traguardando l'obiettivo zero infortuni, sia per il personale Eni, sia per i lavoratori delle imprese in appalto.

Con l'avvio del BTU si completa la seconda fase della trasformazione del sito industriale, che si qualifica come sito esclusivamente dedicato a processi produttivi sostenibili e concretizza il processo di decarbonizzazione e transizione energetica che caratterizza la strategia Eni¹, impegnata a raggiungere la totale decarbonizzazione netta di prodotti e processi entro il 2050.

A maggio 2021 la Bioraffineria di Gela ha ottenuto la certificazione ambientale EMAS (Eco Management Audit Scheme) per il suo nuovo assetto industriale. Tale certificazione, valida fino ad ottobre 2023, conferma la

¹ Tra i punti salienti del piano 2021-2024 è infatti previsto il raddoppio della capacità produttiva delle bioraffinerie Eni a circa 2 milioni di tonnellate entro il 2024, l'aumento a 5/6 milioni di tonnellate entro 2050. Il BTU si aggiunge ai già realizzati impianti EcofiningTM, TECNOLOGIA Eni-UOP per la produzione di biocarburanti da materie prime di origine biologica, lo Steam Reforming per la produzione di idrogeno e l'impianto pilota Waste to Fuel, realizzato da Eni Rewind, che consente di trasformare la frazione organica dei rifiuti solidi urbani in bio-olio e bio-metano.

qualità ambientale delle sue attività.

La trasformazione dell'ex petrolchimico di Gela è un **esempio di economia circolare rigenerativa**, che ha permesso la riconversione di cicli produttivi basati su fonti fossili e che va di pari passo con un piano di demolizioni di impianti non più funzionali alla produzione di biocarburanti e con il risanamento ambientale.

In riferimento alle molteplici iniziative sui **biocarburanti**, si segnala che:

- ad ottobre 2020, **Eni** attraverso la sua società chimica Versalis, ha annunciato l'avvio di tutti gli impianti acquisiti nel 2018 dalla Mossi&Ghisolfi di Crescentino (Vercelli), per la produzione di **bioetanolo** su scala industriale, dopo un investimento di oltre 15 milioni di euro. La configurazione di tali impianti consente il riciclo totale delle acque e rende il sito completamente indipendente da un punto di vista energetico, grazie alla valorizzazione della lignina nella centrale elettrica.

I centri di ricerca Versalis Biotech a Rivalta Scrivia (AL) e a Novara stanno lavorando per perseguire ulteriori sviluppi nella produzione di una gamma completa di prodotti rinnovabili per via fermentativa, quali bio oli per la bioraffineria, polimeri totalmente biodegradabili (poliidrossialcanoati PHA), intermedi per bio polimeri e bio chemicals, tutti da zuccheri di seconda generazione prodotti con la tecnologia proprietaria PROESA®, una delle più innovative nel settore della chimica da biomasse.

Il processo PROESA® non utilizza come materia prima colture destinate all'alimentazione umana, ma produce il **bioetanolo di seconda generazione** (considerato da EU Advanced biofuel) attraverso un processo di idrolisi e successiva fermentazione di biomasse disponibili in abbondanza, come scarti agricoli, cippato di legno e colture energetiche.

- dati i risultati molto positivi, dopo due anni di partnership, a dicembre 2020 Hera ed Eni hanno rafforzato l'accordo già operativo, per raccogliere 1.500 tonnellate all'anno di **oli vegetali esausti da trasformare in biocarburante**.

Grazie a questo accordo, gli oli vegetali esausti di uso

FOCUS

domestico - recuperati da Hera attraverso le raccolte stradali e le stazioni ecologiche sul territorio - vengono inviati, previa lavorazione, alla Bioraffineria Eni di Venezia, a Porto Marghera, dove vengono trasformati in olio vegetale idrotrattato, uno dei biocomponenti per la produzione di Enidiesel+. Questo carburante premium “torna” poi come risorsa e diventa la fonte di alimentazione di diversi mezzi che Hera utilizza per la raccolta dei rifiuti urbani.

- **Neste** ha siglato un accordo con Shell Aviation per aumentare in modo significativo la fornitura e la disponibilità di **carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF)**, con Neste che si occuperà della produzione e fornitura di diesel “rinnovabile”, mentre Shell metterà a disposizione le sue competenze nel campo della gestione dei combustibili.

I SAF offrono l'unica alternativa praticabile ai combustibili fossili liquidi per alimentare gli aerei commerciali, l'accordo faciliterà quindi la riduzione delle emissioni dimostrando il tipo di progresso ottenibile lavorando in collaborazione;

- Neste ha siglato anche, a gennaio 2021, un accordo con la società americana di fornitura carburanti per l'aviazione Avfuel per distribuire il biocarburante per aerei negli Stati Uniti attraverso la Avfuel, che sarà il distributore ufficiale del biocarburante prodotto da Neste. Il prodotto “Neste MY Sustainable Aviation Fuel” sarà ricavato da materiali di scarto e rifiuti. Miscelato con carburanti di origine fossile, e certificato, il biocarburante alimenterà le flotte di aerei business e privati già rifornite da Avfuel;
- a giugno 2021 **TotalEnergies** ha siglato per Maire Tecnimont un contratto per sviluppare e fornire *know-how* tecnologico per realizzare un impianto di produzione di SAF a Grandpuits, in Francia, in grado di trattare 400.000 tonnellate/anno.

Nel contesto delle attività per lo sviluppo dell'**economia circolare** si segnala che:

- **Eni R&M** a gennaio 2020 ha firmato un accordo di collaborazione con la Coldiretti per la realizzazione di

iniziative congiunte nell'ambito dell'economia circolare e dello sviluppo sostenibile per rafforzare il ruolo dell'**energia a servizio dell'agricoltura dando valore anche agli scarti e ai rifiuti**. In base all'accordo, della durata di 3 anni, Eni potrà fornire agli associati, ai consorzi e alle società controllate e collegate a Coldiretti la sua gamma di carburanti (gasolio auto, gasolio agricolo e benzine) e di lubrificanti appositamente studiati per soddisfare tutte le richieste e le performance delle macchine agricole (oli motore, oli multifunzionali, oli idraulici, i fluidi antigelo e grassi).

L'accordo sottoscritto si inquadra nella più ampia intesa in essere tra Confederazione Nazionale Coldiretti ed Eni, che stabilisce aree di collaborazione nell'ambito dell'economia circolare, con particolare riguardo al settore energetico, agricolo, agroalimentare e zootecnico, incoraggiando iniziative di sinergia industriale tra i partner che possono mettere a fattor comune facility, assets e competenze, e più in generale, sostiene la promozione di un'agricoltura sostenibile che punti all'ottimizzazione dei consumi energetici;

- A marzo di quest'anno Eni, attraverso la sua società Ecofuel, e FRI-EL Green Power, operante nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, hanno raggiunto un accordo per l'acquisizione da parte di Eni della società FRI-EL Biogas Holding, leader italiana nel settore della produzione di biogas.

FRI-EL Biogas Holding possiede 21 impianti per la generazione di energia elettrica da biogas e un impianto per il trattamento della FORSU - Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani - che Eni intende convertire alla produzione di **biometano**, con l'obiettivo di immettere in rete, a regime, oltre 50 milioni di metri cubi/anno.

- a febbraio 2020, Versalis, società chimica di Eni, ha lanciato il progetto Hoop, simbolo per eccellenza di circolarità, per lo sviluppo di una **nuova tecnologia per riciclare chimicamente i rifiuti in plastica**.

In base all'iniziativa partita nei primi mesi del 2020, Versalis realizzerà un primo impianto da 6.000 tonnellate/anno a Mantova, con l'obiettivo di un successivo e progressivo passaggio di scala iniziando dai propri siti



FOCUS

produttivi nazionali. Il progetto Hoop ambisce infatti a creare un processo virtuoso di riciclo della plastica teoricamente infinito, producendo nuovi polimeri vergini idonei a ogni applicazione e con caratteristiche identiche a quelli che provengono da fonti fossili;

- **Eni e NextChem**, controllata del Gruppo Maire Tecnimont dedicata allo sviluppo di progetti e tecnologie per la transizione energetica, a giugno 2020, ad un anno dal primo accordo, hanno rafforzato la loro partnership. Ai progetti di ingegneria in corso per la realizzazione di un impianto “Waste to Hydrogen”, finalizzato alla produzione di idrogeno presso la Bioraffineria Eni di Venezia, a Porto Marghera, e al progetto “Waste to Methanol” per la produzione di metanolo nella raffineria Eni a Livorno, si è aggiunto lo studio di fattibilità per la realizzazione nell’area della raffineria di Taranto di un impianto di **produzione di gas di sintesi da scarti plastici (Plasmix) e da frazioni secche post-consumo (CSS¹), mediante un processo di riciclo chimico**.

Il gas sarà successivamente raffinato in due flussi indipendenti: idrogeno, che potrebbe essere destinato alla stessa raffineria Eni di Taranto per alimentare i processi di idrodesolforazione dei carburanti, e un gas ricco di ossido di carbonio che potrebbe essere impiegato in acciaieria, sia nei processi in altoforno che nelle nuove tecnologie DRI (Direct Reduced Iron), con un contributo importante anche alla decarbonizzazione dell’industria siderurgica.

L’iniziativa rientra nella strategia a lungo termine di Eni per affermarsi come leader nella produzione e commercializzazione di prodotti decarbonizzati. La compagnia sta infatti percorrendo un piano strategico che al 2050 le consentirà di abbattere l’80 per cento delle emissioni carboniche assolute. La soluzione tecnologica di Next Chem consentirà un’effettiva notevole riduzione dell’emissione di CO₂ in ottica Life Cycle Assessment (LCA) rispetto all’attuale utilizzo nei termovalorizzatori dei CSS e del Plasmix con evidenti riflessi ambientali positivi, secondo i principi dell’economia circolare.

Quella sviluppata da NextChem è un’**innovazione tec-**

nologica tra le più rilevanti degli ultimi anni nel campo dell’economia circolare e della transizione energetica ed è applicabile ai processi di riconversione di siti brown-field dell’industria tradizionale e pesante. Questa è una delle direttrici della *roadmap* di NextChem per la transizione energetica, che ha in portafoglio oltre 30 iniziative innovative, con tecnologie proprietarie, licenze internazionali e contratti di integrazione tecnologica ed EPC².

- NextChem e JFE Engineering Corporation, società di ingegneria e braccio operativo del gruppo nipponico JFE, a dicembre 2020 hanno sottoscritto un accordo commerciale che rafforza la cooperazione tra le due società.

Scopo dell’accordo, siglato è quello di sviluppare congiuntamente il modello che vede **nei rifiuti una risorsa per la produzione di carburanti avanzati, idrogeno, fertilizzanti e prodotti chimici low carbon**. L’alleanza tra le due società consente la valorizzazione integrata delle tecnologie impiantistiche del Gruppo JFE e del Gruppo Maire Tecnimont per la realizzazione di progetti “Waste to Chemicals” partendo dall’analisi di fattibilità techno-economica fino alla costruzione chiavi in mano, includendo anche la formazione altamente qualificata del personale presso gli impianti di riferimento di JFE in Giappone.

- Nextchem nell’ottica di trovare soluzioni per la sostenibilità della plastica lungo il suo ciclo di vita per contribuire a una nuova economia circolare e *low carbon*, a marzo 2021, ha firmato anche un accordo con Agilyx per supportare lo **sviluppo di impianti di riciclo chimico avanzato a livello mondiale**. L’accordo integra la tecnologia avanzata di pirolisi di Agilyx con l’esperienza di NextChem. A seguito di questa nuova partnership potranno sviluppare ulteriormente il paniere di soluzioni tecnologiche per l’economia circolare di Maire Tecnimont e di NextChem che comprendono l’Upcycling, il *Waste to Chemicals*, il *Waste to Fuels*, la polimerizzazione e ora anche la conversione termochimica (pirolisi).

Fra le attività volte a promuovere lo sviluppo dell’**idrogeno verde**, per accelerare la transizione energetica e la decarbonizzazione, si segnala che:

¹ CSS – Combustibile Solido Secondario.

² EPC - Engineering, Procurement, Construction.

FOCUS

- a dicembre 2020 **Eni**, che sta studiando diversi progetti in Italia e nel Regno Unito nel segmento dell'idrogeno, ha siglato un'intesa con Enel per sviluppare progetti di **idrogeno verde attraverso elettrolizzatori alimentati da energia rinnovabile**. Gli elettrolizzatori saranno posizionati nelle vicinanze di due delle raffinerie Eni presso cui l'idrogeno verde potrà rappresentare la migliore opzione di decarbonizzazione. Ciascuno dei due progetti pilota includerà un elettrolizzatore di circa 10 MW per iniziare a generare idrogeno verde a partire dal 2022-2023;

- **NextChem** e Paul Wurth, società del Gruppo Sms attiva nella fornitura di tecnologie per l'industria dell'acciaio, hanno siglato un accordo di collaborazione a giugno 2021 per promuovere l'uso integrato di elettrolisi e produzione di gas di sintesi nell'industria siderurgica.

Tale collaborazione, mira a sviluppare una soluzione tecnologica avanzata per convertire il gas naturale nel Syngas¹ da utilizzare durante la riduzione del minerale di ferro con l'obiettivo di produrre acciaio con emissioni di CO₂ minimizzate ad un costo competitivo riducendo l'impronta di carbonio delle acciaierie. L'integrazione dell'elettrolisi nel revamping degli altoforni per la produzione di acciaio è una delle sfide attuali più interessanti per sviluppare soluzioni a bassa intensità carbonica in un settore 'hard to abate' quale quello dell'acciaio.

- A maggio di quest'anno la Maire Tecnimont ha annunciato un accordo con la società greca Mytilineos, per uno studio di fattibilità che valuti la realizzazione di un impianto di produzione di idrogeno verde via elettrolisi in Italia.

Il Progetto, di cui NextChem sarà il partner ingegneristico, prevede la conversione dell'energia proveniente da un impianto fotovoltaico di Mytilineos in idrogeno verde, fornendo agli acquirenti locali un'alternativa di vettore energetico carbon neutral in grado di rappresentare una reale decarbonizzazione anche dei settori

industriali difficili da riconvertire.

In base all'accordo, la controllata di Mytilineos, RSD BU, utilizzerà il *know-how* e le competenze ingegneristiche di NextChem e Maire Tecnimont nelle tecnologie dell'idrogeno per svilupparsi in questo settore.

NextChem, che è front runner nello sviluppo di una nuova economia verde a idrogeno, ha una gamma di quattro soluzioni tecnologiche per la produzione di idrogeno con diversi gradi di intensità carbonica, tra le quali l'idrogeno verde è una delle più ambiziose dal punto di vista economico e ambientale, sulla quale sta lavorando, sia in Italia che all'estero.

- **Saras** e Enel Green Power hanno siglato un protocollo d'intesa per sviluppare un **progetto di idrogeno verde in Sardegna**. La soluzione allo studio prevede l'utilizzo di un elettrolizzatore da 20 MW alimentato da energia rinnovabile prodotta sul posto per fornire idrogeno verde da utilizzare come materia prima nella raffineria Saras presso il sito industriale di Sarroch, in provincia di Cagliari, che si presta, in modo particolare, per dimensioni, posizione e caratteristiche strutturali a sviluppare ed accogliere un progetto di produzione di idrogeno verde con evidenti potenzialità di sviluppo e di crescita.
- **Sonatrach Raffineria Italiana (SRI)** ha costituito un'Associazione Temporanea di Imprese (ATI) con Sasol Italy, mediante la quale le due imprese hanno aderito alla manifestazione di interesse prevista dalla Delibera della Giunta Regionale Siciliana n. 47 del 29 gennaio 2021 – che candida la Sicilia ad essere sede del **Centro Nazionale di Alta Tecnologia per l'idrogeno (Hydrogen Valley)** - per l'inserimento nella *long list* di soggetti interessati alla costituzione del Centro.

Il polo petrolchimico di Siracusa può giocare infatti un ruolo chiave nella transizione energetica in un processo di graduale e progressiva decarbonizzazione da realizzare con una serie di tecnologie che sull'intero ciclo di vita rappresentano un'alternativa reale all'elettrificazione, già protagonista della transizione in corso. Inoltre, lo sviluppo di una **catena del valore dell'idrogeno blu e/o verde siciliano**, partendo dai due siti produttivi già oggi produttori ed interconnessi tra loro, potrà stimolare

¹ L'utilizzo del Syngas (un mix di monossido di carbonio e idrogeno) consente la diminuzione della componente di combustibili fossili e, di conseguenza, della riduzione delle emissioni di CO₂ nel processo di produzione dell'acciaio.



FOCUS

diversi settori industriali e la promozione di una mobilità locale dell'idrogeno, in ottica di una penetrazione sempre più massiccia sulle reti di distribuzione, in parte interconnesse con il Nord Africa, di cui la Sicilia rappresenta la porta di ingresso in Europa.

Sonatrach, accanto all'idrogeno, porta avanti altri studi nel settore della **produzione di carburanti liquidi a basso tenore di carbonio**, sfruttando le **tecnologie CCS/CCSU**, e sull'aumento dell'**efficienza dei processi produttivi** nell'ottica di valorizzare esempi virtuosi di economia circolare. Anche per questi studi sono state avviate delle collaborazioni oltre che con Sasol Italy anche con i principali Istituti di ricerca italiani e con player del settore energetico di caratura internazionale.

- **Total** e Engie hanno firmato un accordo di cooperazione per progettare, sviluppare, costruire e gestire un progetto per la produzione di idrogeno verde presso la bioraffineria Total di La Mède (Marsiglia). L'impianto sarà alimentato da parchi solari con una capacità totale di oltre 100 MW, che forniranno elettricità a un elettrolizzatore da 40 MW che produrrà 5 tonnellate di idrogeno verde, quanto basta per le esigenze di produzione della bioraffineria, evitando 15.000 tonnellate di emissioni di CO₂ all'anno. Dopo la prima fase, i partner potrebbero sviluppare ulteriore capacità rinnovabile portando la capacità produttiva di idrogeno a 15 milioni di tonnellate/giorno. Una nota spiega che il progetto "integra di 5 innovazioni che prefigurano le soluzioni di decarbonizzazione del settore, senza precedenti in Europa".

Per quanto riguarda la crescente attenzione del settore alla **sostenibilità ambientale** della propria attività e dei propri prodotti si segnala che:

- ad aprile di quest'anno **Saras** ha acquistato il primo petrolio al mondo certificato come "*carbon neutral*". La neutralità carbonica dei 600.000 barili di greggio, estratti dal giacimento Edvard Grieg di Lundin Energy al largo della Norvegia e acquistati da Saras, è stata certificata da una società specializzata indipendente, la Intertek, che ha tenuto conto delle emissioni dell'intero ciclo del prodotto, dall'estrazione fino alla consegna. Le emissioni residuali di CO₂ sono state compensate attraverso un procedimento di cattura dell'anidride carbonica e basato su soluzioni naturali, certificato in base a Verified Carbon Standard dalla Intertek.
- **Shell** ha annunciato il lancio di una nuova gamma di lubrificanti "*carbon neutral*", ovvero a impatto zero di CO₂, disponibili in Italia e nei principali mercati europei per il settore automotive, del trasporto pesante e dell'industria. Un ulteriore passo verso l'obiettivo delle emissioni nette pari zero entro il 2050 annunciato dalla società e una risposta alla crescente domanda di maggiore attenzione alle tematiche ambientali da parte dei clienti e degli automobilisti.
- **Sonatrach Raffineria Italiana** e Sasol Italy hanno siglato una partnership con il Politecnico di Torino e il Dipartimento di Scienza Applicata e Tecnologia, per la realizzazione di uno studio di fattibilità sull'utilizzazione della tecnologia **Carbon Capture Storage and Utilization (CCSU) nei processi industriali dei due siti produttivi di Augusta**. Lo studio dovrà verificare la possibilità di dimensionare un impianto per la cattura e l'utilizzo della CO₂ per produrre gas di sintesi e combustibili liquidi. La CCSU consentirebbe di realizzare combustibili a bassissime emissioni di CO₂ nel luogo di produzione.

Tale progetto conferma la volontà di rafforzare gli investimenti Sonatrach in sostenibilità per guidare la transizione energetica, auspicando che il Governo decida di sostenere gli investimenti di un settore di cui sia il PNIEC che la Commissione europea riconoscono il valore strategico per la decarbonizzazione a lungo termine.

FOCUS

Per quanto riguarda i **progetti di ampliamento della gamma energie per la mobilità sulla rete punti vendita**, oltre alle iniziative segnalate nel GNL, le Associate sono impegnate in diversi progetti per la loro diffusione:

- per adeguarsi alla mobilità del futuro, l'attuale offerta delle **Eni Station** viene integrata con vettori energetici alternativi, che ricopriranno un ruolo centrale anche nella transizione energetica. Lo sviluppo di "*mobility point*" con servizi dedicati alla mobilità, alla persona e alla vettura, grazie anche alla nuova App Eni Live, prevede il potenziamento dell'offerta per la mobilità elettrica con l'allestimento di colonnine per la ricarica *fast* e *ultra-fast*, nonché di carburanti sempre più sostenibili, quali bio metano, compresso e liquefatto, e idrogeno.

A ciò si aggiunge una svolta tecnologica e digitale, fondamentale nell'evoluzione delle stazioni: l'esperienza fisica viene supportata da quella digitale attraverso App, come Enjoy e la nuova Eni Live, mettendo a disposizione nuovi importanti servizi quali la ricarica, il pagamento della sosta e altri acquisti, che rendono i pagamenti sempre più automatizzati, efficienti e sicuri.

La digitalizzazione si concretizza anche nella nuova stazione virtuale con la gestione in *cloud* di tutta la rete di oltre 4.000 stazioni di servizio e l'attivazione di un contatto diretto con il cliente H24, attraverso terminali digitali che associano alle funzioni tradizionali di pagamento carburante anche altri servizi – quali il pagamento dei bollettini postali;

- a dicembre 2020 **Kuwait Petroleum Italia** ha firmato un nuovo accordo per lo sviluppo della rete distributiva di carburanti a basso impatto ambientale con la Regione Lombardia, dopo quello sottoscritto a novembre 2017. Il nuovo accordo prevede un'ulteriore implementazione di infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici e punti di erogazione di metano negli impianti ad alto erogato presenti sul territorio lombardo. La Regione Lombardia si impegna anche in questo accordo a fornire un adeguato supporto tecnico ed amministrativo nei lavori di questi ulteriori impianti che verranno realizzati dalla KPI tra il 2021 e i primi mesi del 2022.

A gennaio di quest'anno la KPI ha inoltre avviato una collaborazione con Porsche Italia ed Enel X per la realizzazione di ricariche "ultra fast" in 20 aree di servizio della compagnia entro la fine del 2021, la prima delle quali è prevista a Paderno Dugnano (MI);

- a maggio 2021, **Total Italia** a seguito dell'accordo con la Energica Motor Company SpA, impresa produttrice di motocicli elettrici di alta gamma ed elevate prestazioni, ha installato 11 colonnine elettriche di ricarica a 22 KW nella sua sede di Soliera (Modena). La partnership è iniziata nel 2020, con la scelta dei prodotti Total HI-Perf EV Fluid per le moto elettriche. Complessivamente in Europa la TotalEnergies ha l'obiettivo di gestire 150.000 punti di ricarica entro il 2025.

In riferimento infine alle altre **innovazioni sulla rete distributiva**, si segnala che:

- a settembre 2020 è stata inaugurata dalla KPI a Roma la prima stazione di servizio al mondo con asfalto al grafene¹. Tale tecnologia brevettata è stata utilizzata in dieci campi prova realizzati, sia in Italia che all'estero, dal 2018. L'additivo è il risultato di una ricerca durata tre anni, condotta da Iterchimica in collaborazione con l'Università degli Studi di Milano-Bicocca - che ne ha seguito l'intera analisi ambientale (LCA).

La pavimentazione della nuova stazione carburanti, per un'area complessiva di 2.000 metri quadrati, ha reso possibile recuperare 1 tonnellata di plastiche riciclate, altrimenti destinate alla termovalorizzazione: tale mancato incenerimento porta a stimare un risparmio di circa 82 kg di CO₂. Un'ulteriore riduzione delle emissioni di CO₂eq sino al 70 per cento è stimabile grazie all'aumento della vita utile della pavimentazione con Gipave, rispetto ad una con bitume tradizionale.

¹ Il rivestimento con Gipave, che è un modificante polimerico che contiene anche grafene e una plastica da recupero appositamente selezionata, consente di estendere la vita utile della pavimentazione, con conseguente riduzione degli interventi di manutenzione e dei relativi costi nel medio-lungo periodo.



FOCUS

PREMI E RICONOSCIMENTI DEL SETTORE

Nel 2020 e nella prima parte di quest'anno le Associate ad unem hanno ottenuto numerosi riconoscimenti per il proprio impegno verso la sostenibilità ambientale, l'attenzione alla sicurezza e ai territori in cui operano.

➤ Fra i riconoscimenti ricevuti da **Eni** si segnala che:

- ad agosto 2020, nella prima edizione dell'indagine sulla reputazione aziendale elaborata dall'istituto indipendente *Ales Market Research* attraverso la metodologia Merco, verificata in modo indipendente da Kpmg, Eni compare fra le *top ten delle 100 imprese con la migliore reputazione in Italia*. Il *ranking* è elaborato sulla base del giudizio di professionisti, di direttori d'azienda, manager e addetti ai lavori;
- a settembre 2020, Eni è stata valutata come leader per le proprie performance in ambito ambientale, sociale e di *governance* con lo score "A" nel *rating MSCI*, una delle principali società di ricerca sulle performance aziendali calcolate sulla base di fattori ambientali, sociali e di *Governance* (ESG); si è inoltre classificata nella Top 3 tra i suoi pari nel settore energetico nella classifica *Esg Ratings di Sustainalytics*, con punteggio di 25,7;
- per il 2° anno consecutivo Eni è stata tra le 10 aziende con la migliore reportistica di sostenibilità nell'analisi del *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD), classificandosi tra i Top Performer;
- nella classifica di Wall Street Journal, fra le oltre 5.500 aziende quotate in borsa valutate, Eni si è posizionata al 25° posto tra le *aziende più sostenibili del mondo*;
- nel rapporto della WoodMackenzie di ottobre 2020, Eni risulta al primo posto rispetto alle altre compagnie per i successi esplorativi e riserve apportate con i più favorevoli costi di esplorazione e il più elevato tasso di successo e commerciabilità dei nuovi giacimenti accelerando il *time-to-market*, cioè il tempo che intercorre dall'esplorazione alla produzione. Promossa da WoodMackenzie anche la nuova, recentissima organizzazione del gruppo, suddiviso nelle due direzioni *Natural Resources* ed *Energy Evolution*;
- nel contesto del Uniting Business Live, l'evento del Global Compact delle Nazioni Unite che segna l'apertura della 75ª sessione dell'Assemblea Generale dell'ONU,

Eni è stata identificata tra le società più impegnate nella guida verso la sostenibilità, prendendo iniziative importanti sul tema. A settembre 2020 Eni è stata infatti confermata, per il terzo anno, come partecipante al Global Compact LEAD, un segno del proprio impegno costante a favore dei principi delle Nazioni Unite per un business responsabile.

Eni è stata riconosciuta tra i partecipanti più attivi all'iniziativa sulla sostenibilità d'impresa più grande al mondo. LEAD è una piattaforma per i partecipanti particolarmente coinvolti nel Global Compact, il movimento globale dell'ONU che sostiene le imprese nell'allineare le proprie strategie e operazioni con dieci principi universali su temi quali diritti umani, lavoro, ambiente e trasparenza e che sostiene inoltre le imprese nell'intraprendere azioni strategiche per raggiungere gli obiettivi più ampi dell'ONU, come gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs). Inoltre Eni è tra i firmatari dei *CFO Principles on Integrated SDG Investments and Finance*;

- infine a novembre 2020 dalla FERPI il premio speciale Oscar di Bilancio per la dichiarazione non finanziaria integrata nel Bilancio, per la categoria Imprese Finanziarie Quotate.
- **ERG** a fine 2020 ha ottenuto il *rating "A"* nel programma *Climate Change* promosso dal *Carbon Disclosure Project* (CDP), l'organizzazione internazionale no-profit che effettua il monitoraggio delle performance aziendali nella lotta al cambiamento climatico. ERG si posiziona così nella fascia "Leadership", che include tutte le società che adottano *best practices* nella lotta al Climate Change, in linea con gli Obiettivi COP21 di Parigi, e si colloca al di sopra della media europea (*rating C*) e della media delle società che producono energia da fonti rinnovabili (*rating B*). CDP ha riconosciuto ad ERG il massimo dei voti in ambito *Governance* e *Risk Management* ne ha premiato la capacità di individuare iniziative volte alla riduzione delle emissioni;
- ERG inoltre per il 2° anno consecutivo è stata confermata fra le top 50 al mondo del *rating "AA"* da MSCI, mantenendo la posizione nel primo quartile delle società con miglior punteggio. L'upgrade da parte di CDP e la

FOCUS

conferma del rating di MSCI rappresentano importanti riconoscimenti dell'impegno continuo di ERG nella lotta al *climate change*, al centro della propria strategia aziendale e del percorso di *energy transition* e nella costruzione di un modello di sviluppo sostenibile;

- ad aprile del 2021 è entrata nell'indice "*Standard & Poor's Global Clean Energy Index*", che comprende 92 aziende di livello internazionale attive alla produzione di energia green e con elevati standard Esg. L'inclusione da parte di S&P nell'indice *Global Clean Energy* rappresenta un ulteriore importante riconoscimento dell'impegno continuo di Erg nello sviluppo di un portafoglio di fonti rinnovabili coerente con la lotta al *climate change*, e nella costruzione di un modello di sviluppo sostenibile.
 - La Fondazione ANT ha assegnato ad **Esso Italiana** il Premio Eubiosia "*Franco Pannuti 2020*" per la categoria "*Progetto a elevato impatto sociale*". Un riconoscimento dedicato al sostegno costante che l'Azienda ha garantito durante la pandemia che si è tradotta in difficoltà aggiuntive sui più fragili e bisognosi di aiuto, trasformando, si legge nella motivazione del premio, i programmi di welfare 2020, sospesi a causa dell'emergenza, in sostegno pro bono per l'attività di assistenza ai malati oncologici¹.
- Esso Italiana, presente in Italia dal 1891, ha accompagnato lo sviluppo economico del Paese e, consapevole del suo ruolo sociale, si è da sempre impegnata nel sostenere iniziative volte al benessere delle comunità in cui opera.
- La **Kuwait Petroleum Italia (KPI)** ad agosto 2020 ha pubblicato il primo Bilancio di Sostenibilità, in conformità

¹ In relazione alla pandemia da COVID-19, Esso Italiana non ha fatto mancare il proprio sostegno ad organizzazioni impegnate in prima linea per assistere la collettività. Ha quindi contribuito alle raccolte fondi organizzate dal personale di Esso Italiana e di SARPOM, società partecipata, destinate, nei diversi territori, a progetti concreti per la comunità anche in una prospettiva post pandemica (es acquisto tenda triage, allestimento ambulanze). Inoltre sono state fatte specifiche donazioni ("SOS Villaggi" di Roma; Fondazione ANT) per sostenere le categorie più deboli (bambini, malati oncologici, ecc.). Infine, grazie alla collaborazione tra alcune Società del Gruppo ExxonMobil – inclusa Esso Italiana – e due Authorized Mobil™ Distributor, nelle province tra le più colpite dalla pandemia, si è provveduto alla donazione di lubrificanti Mobil Delvac™ per le flotte di diversi Comitati della Croce Rossa Italiana e di altre organizzazioni.

agli standard "GRI Sustainability Reporting Standards", definiti nel 2016 dal Global Reporting Initiative, e destinato a descrivere i risultati conseguiti dalla società in ambito economico, sociale e ambientale.

Il Report conferma che l'obiettivo principale dell'azienda è sviluppare il proprio core business in linea con le tematiche ESG (Environmental, Social, Governance). Il Rapporto dimostra che KPI riesce ad integrare il concetto di sostenibilità all'interno della strategia di business e promuove una cultura aziendale della sostenibilità, nel rispetto dei valori della tutela ambientale, della sicurezza e della dignità umana, impegnandosi nel creare valore non solo per l'azienda stessa, ma anche per gli *stakeholder*;

- inoltre dal 2021 è entrata fra le 112 Aziende *Certificate Top Employers Italia*: il riconoscimento viene rilasciato solo alle aziende che raggiungono i più alti standard qualitativi nel settore delle risorse umane, dopo un processo di analisi e valutazione delle politiche e strategie Human Resources (HR) basato su dati oggettivi e documentazione d'appoggio in 6 macro-aree, che comprendono 20 tematiche e oltre 400 Best Practices. L'analisi dei risultati viene valutata sia con una convalida interna che da una audit esterna.
- **Sonatrach Raffineria Italiana** a dicembre 2020 ha presentato, insieme al libro celebrativo dei settant'anni della raffineria, il suo primo "Bilancio di Sostenibilità". Un documento che rendiconta non solo i risultati economici e ambientali di una attività industriale, ma anche il modo in cui essa gestisce le questioni sociali, di *compliance*, di trasparenza nel rapporto con gli *stakeholders*, fornendo la rappresentazione di una azienda che, pur nell'attuale difficile congiuntura, rimane una presenza imprescindibile per l'economia del territorio. La Società ritiene necessario coniugare sostenibilità e sviluppo, in un contesto di transizione energetica al 2050, consapevole di quanto sia importante il processo verso lo sviluppo sostenibile. In questo contesto, ha deciso di misurare per il secondo anno consecutivo il grado di sostenibilità delle proprie attività adottando il *Sustainability Impact Rating* (SI Rating™), delineando tra le sue priorità la misurazione, la rendicontazione ed il monitoraggio dei propri impatti in base ai criteri ESG e al proprio contributo agli Obiettivi



FOCUS

dell'Agenda 2030 dell'ONU¹ per lo Sviluppo Sostenibile con le sue attività e scelte industriali.

Una valutazione basata su dati oggettivi che emergono dall'analisi degli strumenti e delle *best practice* adottati e implementati dall'azienda e che evidenziano un miglioramento continuo dei propri livelli di gestione delle tematiche di sostenibilità. Con la Certificazione 2021 infatti, Sonatrach Raffineria Italiana ha raggiunto una valutazione complessiva pari all'86 per cento con un incremento di 9 punti percentuali rispetto alla valutazione del 2020, che era risultata essere pari al 77 per cento. In particolare le *performance* più elevate della Certificazione 2021 si sono registrate nella macroarea Ambientale con 90/100, a dimostrazione di una forte attenzione alla gestione dei rischi e delle tematiche a più alta rilevanza per il settore di appartenenza; segue la macro area di Governance con 85/100 determinata dalla grande attenzione alla strategia e all'etica dimostrata anche in un periodo particolarmente complesso come quello soggetto a questa valutazione, che ha visto un profondo cambiamento anche nelle modalità di lavoro, dovuto alla pandemia di COVID-19 e alla conseguente crisi internazionale dei mercati.

Infine anche nella macroarea Sociale si è registrato un miglioramento di performance, arrivando ad un 69/100; sicuramente quest'ultima area sconta l'impossibilità di fare grandi passi avanti dal punto di vista delle attività organizzative a causa della pandemia in corso. Sicuramente nel prossimo futuro il coinvolgimento sempre più attivo degli *stakeholders* esterni darà un forte impulso al miglioramento delle performance di questa macro area.

In riferimento ai **prodotti** delle nostre Associate, si segnala che:

- l'olio idraulico Eni Arnica EAL 46 è stato il **primo lubrificante in Italia a ricevere, il certificato per la sostenibilità Ecolabel**. Si tratta di un lubrificante industriale a basso impatto ambientale formulato con materie prime provenienti da fonti rinnovabili e presenta una elevata biodegradabilità, una bassa tossicità acquatica e un basso potenziale di bioaccumulo.

La Certificazione Ecolabel di Eni Arnica EAL 46 è il pri-

mo step nella direzione Eni di qualificare con il marchio Ecolabel tutti i prodotti a basso impatto ambientale;

- a fine 2020 **Total Lubrifiants** ha celebrato il 50° anniversario di TOTAL PRESLIA, la gamma di oli per turbine, che viene utilizzata per produrre più di 500 GW/anno di elettricità in tutto il mondo: per supportare ed estendere la vita delle apparecchiature è essenziale in un mercato energetico dinamico e per la domanda di generazione di energia a basse emissioni di carbonio. Gli oli per turbine TOTAL PRESLIA aiutano a massimizzare i tempi di attività e ridurre i costi operativi complessivi.

Il nuovo prodotto della gamma TOTAL PRESLIA EVO offre una protezione contro depositi e rivestimenti e risponde alla sfida delle tecnologie FLEX², necessarie a gestire la transizione energetica. Con oltre 130 filiali e una catena di distribuzione globale, Total Lubrifiants è in grado di soddisfare le esigenze di olio per turbine delle aziende di tutto il mondo.

A ciò si aggiunge l'offerta Total Lubrifiants per l'accesso a servizi a valore aggiunto, come il monitoraggio dell'olio e l'attuazione del programma di riempimento della turbina in loco. I suoi prodotti sono utilizzabili in molti settori, quali centrali elettriche a combustibili fossili, nucleare, idroelettrico, biomasse, geotermia e solare concentrato.

In riferimento ai **titoli di merito di carattere personale professionale** si segnala infine il conferimento, da parte del Presidente della Repubblica Sergio Mattarella, della nomina a *"Cavaliere del Lavoro"*³:

- nel 2020 al dr. **Guido Ottolenghi**, Amministratore delegato e Direttore generale del Gruppo Pir (Petroliera Italo-Rumena), gruppo attivo nella logistica portuale, che nello stesso anno ha festeggiato i 100 anni di attività;
- nel 2021 al dr. **Alessandro Garrone**, Vice Presidente Esecutivo e Presidente del Comitato strategico di Erg, azienda leader nel settore dell'energia eolica.

² Tecnologie FLEX: turbine con caratteristiche specifiche adatte a cicli di start & stop più frequenti resi necessari dall'utilizzo di queste turbine in aggiunta alla produzione variabile e periodica di energia rinnovabile.

³ L'onorificenza di "Cavaliere del Lavoro" viene conferita annualmente ai cittadini italiani che si sono distinti nei diversi settori produttivi (industria, commercio, artigiano, agricoltura e attività creditizia).

¹ ONU - Organizzazione delle Nazioni Unite.

ASPETTI DOGANALI E FISCALI

L'andamento del gettito fiscale

Nel 2020, le **entrate tributarie**, accertate in base al criterio della competenza giuridica, sono ammontate a 446.796 milioni di euro, con una riduzione di 25.184 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2019 (-5,3 per cento).

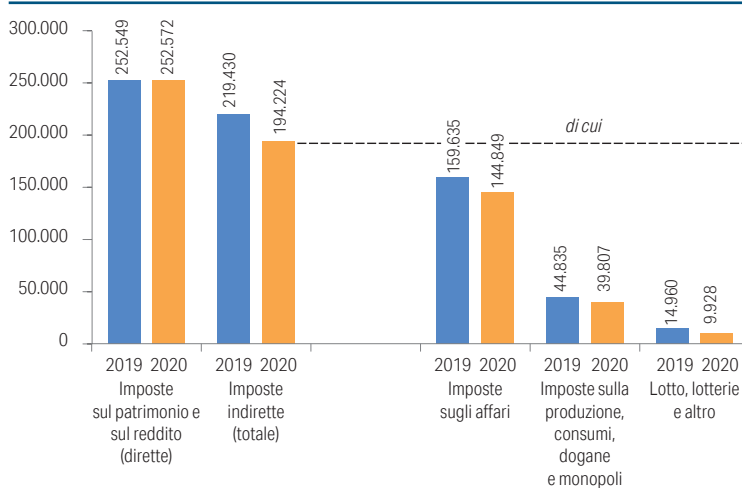
La variazione negativa riflette il peggioramento del quadro macroeconomico e gli effetti dei provvedimenti di sostegno all'economia adottati dal Governo per fronteggiare l'emergenza sanitaria.

Le **imposte dirette** sono ammontate a 252.572 milioni di euro, in aumento di 23 milioni al 2019, mentre le **imposte indirette** sono state pari a 194.224 milioni di euro, in calo dell'11,5 per cento. Alla dinamica negativa ha contribuito la riduzione delle entrate IVA nella misura complessiva di 13.227 milioni di euro (-9,7 per cento), di cui 9.377 milioni afferenti alla componente interna e 3.850 milioni alle importazioni.

L'**accisa sugli oli minerali** ha generato un gettito complessivo di 22.062 milioni di euro, di cui 525 relativi al GPL e 281 a lubrificanti e bitumi, in diminuzione di 4.328 milioni rispetto al 2019 (-16,4 per cento).

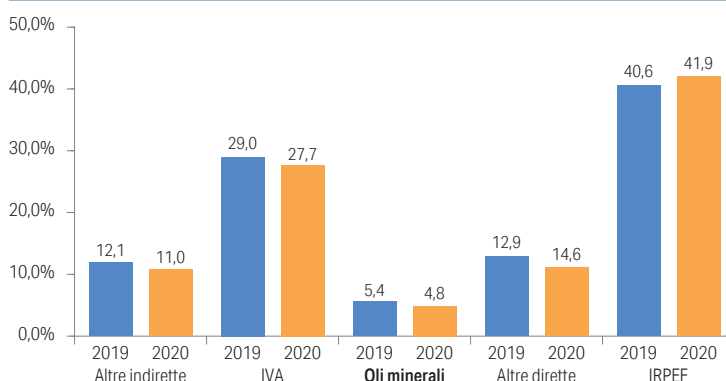
L'**accisa sull'energia elettrica e addizionali** è ammontata a 2.667 milioni di euro, in calo di 50 milioni di euro rispetto al 2019 (-1,8 per cento) mentre quella sul **gas naturale per combustione** è stata pari a 3.058 milioni di euro (-14,7 per cento).

ITALIA Composizione del gettito fiscale per categorie di bilancio statale (Milioni di euro)



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2020, n. 226, marzo 2021

ITALIA Composizione gettito per tipologia di imposta



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2020, n. 226, marzo 2021



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

	Imposta di fabbricazione/Accisa					Sovra- imposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti	
	sulla Benzina	di cui quota riservata alle Regioni ⁽¹⁾	sui Gasoli	sugli Oli comb.li	su altri prodotti				Totale
1970	0,658		0,123	0,058	0,064	0,903	0,009	0,088	1,000
1975	1,286		0,159	0,023	0,089	1,557	0,010	0,542	2,109
1980	2,957		0,325	0,033	0,173	3,488	0,039	1,963	5,490
1985	5,268		1,669	0,097	0,195	7,229	0,076	4,028	11,333
1990	8,054		7,186	0,400	0,679	16,319	0,300	5,010	21,629
1995	12,586		8,862	0,724	0,738	22,910	0,374	6,972	30,256
1996	12,425	3,961	8,886	0,405	1,170	22,886	0,376	7,489	30,751
1997	13,082	4,032	9,194	0,349	1,040	23,665	0,238	7,850	31,753
1998	13,091	2,946	9,575	0,306	1,070	24,042	0,204	7,902	32,148
1999	13,613	2,930	10,350	0,300	1,150	25,413	0,178	8,367	33,958
2000	11,650	2,794	9,900	0,245	1,186	22,981	0,170	9,813	32,964
2001	11,350	2,530	10,700	0,230	1,955	24,235	0,134	9,658	34,027

	Imposta di fabbricazione/Accisa					Imposta di consumo su Bitumi e Lubrificanti	Totale	Sovra-imposta di confine	IVA su tutti i prodotti	Totale su tutti i prodotti
	sulla Benzina	di cui quota riservata alle Regioni ⁽¹⁾	sui Gasoli	su altri prodotti	su Gas incondensabili (GPL)					
2002	11,100	2,648	11,200	0,260	0,617	0,366	23,543	0,153	9,813	33,509
2003	10,500	2,379	11,000	0,214	0,552	0,369	22,635	0,126	10,050	32,811
2004	10,600	2,174	12,100	0,226	0,585	0,351	23,862	0,098	10,650	34,610
2005	9,950	2,032	13,050	0,258	0,698	0,357	24,313	0,081	11,630	36,024
2006	9,350	1,921	13,500	0,650	0,537	0,431	24,468	0,084	12,300	36,852
2007	8,770	2,084	14,000	0,393	0,471	0,400	24,034	0,061	12,100	36,195
2008	8,130	1,942	14,070	0,418	0,465	0,384	23,467	0,060	13,200	36,727
2009	7,900	2,019	13,900	0,390	0,515	0,305	23,010	0,069	10,850	33,929
2010	7,700	2,034	13,750	0,816	0,580	0,322	23,168	0,047	11,750	34,965
2011	7,400	1,915	14,500	0,718	0,521	0,347	23,486	0,047	13,600	37,133
2012	8,200	1,728	17,700	1,297	0,566	0,306	28,069	0,048	14,400	42,517
2013	8,000	1,252	17,800	1,226	0,564	0,294	27,884	0,056	13,880	41,820
2014	7,700	,	17,500	0,360	0,563	0,351	26,474	0,055	13,840	40,369
2015	7,500		17,650	0,262	0,627	0,327	26,366	0,067	12,500	38,933
2016	7,400		17,800	0,228	0,605	0,325	26,358	0,020	11,550	37,928
2017	7,350		18,240	0,203	0,643	0,323	26,759	0,030	12,500	39,289
2018	7,150		18,280	0,027	0,623	0,340	26,420	0,020	13,220	39,660
2019	7,160		18,100	0,179	0,634	0,317	26,390	0,018	13,030	39,438
2020 ⁽²⁾	5,680		15,300	0,276	0,525	0,281	22,062	0,015	9,770	31,847

⁽¹⁾ Compartecipazione all'accisa allargata anche al gasolio a partire dal 2007.⁽²⁾ Dati provvisori.

NB: L'attribuzione dell'accisa sui prodotti petroliferi tra benzina, gasolio e altri prodotti è frutto di stime unem, così come il calcolo del gettito IVA.

Fonte: unem su dati Ministero dell'Economia e delle Finanze, Dipartimento delle Finanze, Direzione Studi e Ricerche Economico-Fiscali (dal 2002 Bollettino Entrate tributarie erariali) (accertamenti competenza giuridica)

L'analisi della composizione percentuale in relazione alla tipologia d'imposta presenta, rispetto al 2019:

- un notevole incremento percentuale delle imposte dirette: l'IRPEF passa dal 40,6 per cento al 41,9 per cento e le altre imposte dirette passano dal 12,9 al 14,6 per cento rispetto al 2019;
- una riduzione generalizzata delle imposte indirette: l'IVA dal 29 per cento scende al 27,7 per cento, l'accisa dal 5,4 per cento passa al 4,8 per cento e le altre indirette dal 12,9 retrocedono all'11 per cento.

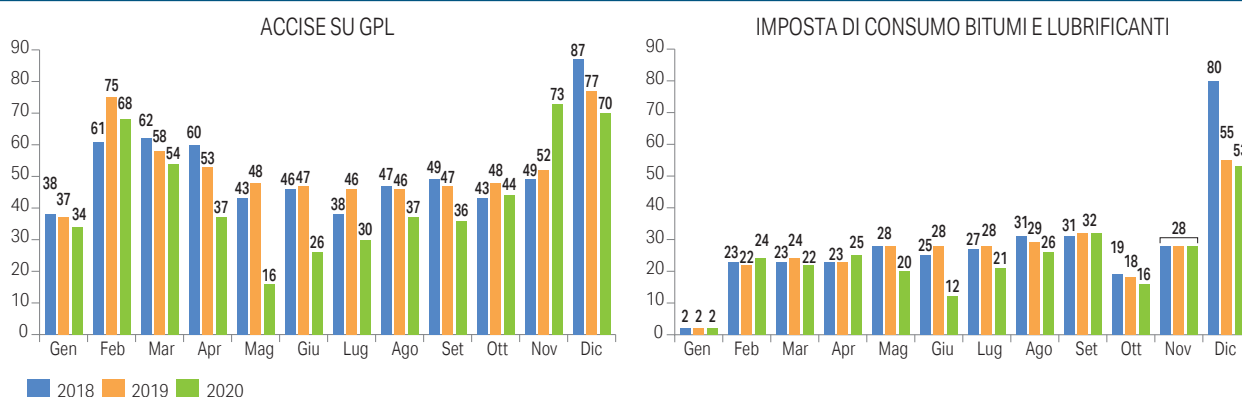
Per quanto riguarda la tassazione complessiva (accise + IVA), nel 2020 le **entrate fiscali derivanti dai prodotti petroliferi** si stimano pari a circa 31,8 miliardi di euro¹, con un calo del 19,2 per cento rispetto all'anno precedente (7,6 miliardi in meno).

La flessione dei prezzi dei prodotti petroliferi (mediamente circa -20,4 per cento la benzina e -21,9 per cento il gasolio) e dei consumi ha prodotto una riduzione del gettito IVA stimata sui 3,26 miliardi (-25 per cento), a cui si è aggiunto il calo del gettito accise, pari a circa 4,33 miliardi in meno (-16,4 per cento).

Con 31,8 miliardi il gettito, a causa del crollo dei consumi, è stato il più basso degli ultimi 25 anni. Per ritrovare incassi complessivi di gettito simili bisogna risalire al 1997, ma è un confronto non molto omogeneo, in quanto allora c'erano volumi assai maggiori di prodotti immessi in consumo ma con tassazione più bassa di quella attuale e una diversa composizione del barile dei prodotti.

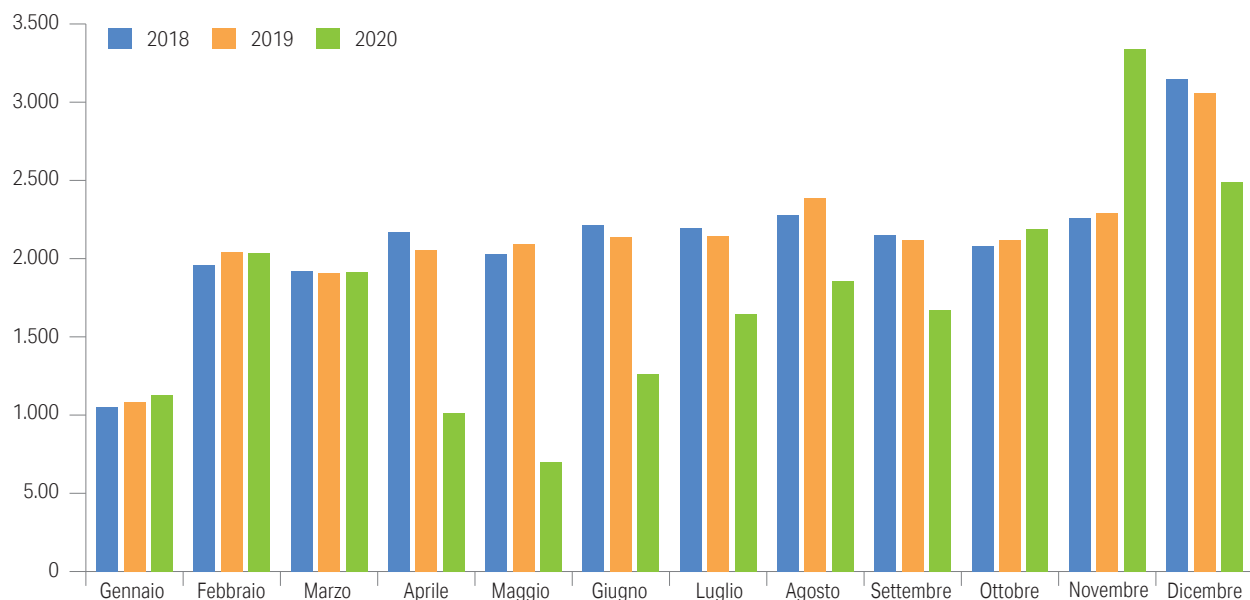
¹ Stime unem in base all'andamento dei consumi dei prodotti petroliferi, che non considera le riduzioni e le esenzioni di accise per particolari utilizzi e comprende anche le stime su accise e imposte sui gas incondensabili, sui lubrificanti e bitumi.

ITALIA Gettito mensile nel triennio 2018-2020 (Milioni di euro)



Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2020, n. 226, marzo 2021



ITALIA Gettito mensile accise carburanti e combustibili nel triennio 2018-2020
(Milioni di euro)


	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	TOTALE
2018	1.051	1.962	1.918	2.169	2.030	2.212	2.198	2.281	2.151	2.080	2.257	3.148	25.457
2019	1.081	2.041	1.911	2.056	2.094	2.136	2.145	2.387	2.119	2.119	2.291	3.061	25.441
2020	1.130	2.037	1.913	1.015	702	1.261	1.643	1.860	1.672	2.191	3.343	2.489	21.256
Var. assoluta 2020 vs 2019	49	-4	2	-1.041	-1.392	-875	-502	-527	-447	72	1.052	-572	-4.185

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Bollettino entrate tributarie 2020, n. 226, marzo 2021

ITALIA Entrate da prodotti energetici
(Gettito erariale accertato per competenza giuridica in milioni di euro)

	Accisa sui prodotti petroliferi	Accisa sui gas incombustibili	Imposta di consumo su lubrificanti e bitumi	TOTALE OLI MINERALI	Peso % sul totale	Accisa sull'Energia elettrica e addiz. D.L. n. 511/88, art. 6, co 7	Accisa sul Gas naturale per combustione	TOTALE PRODOTTI ENERGETICI
2005	21.226	698	357	22.281	81%	1.336	4.053	27.670
2010	20.232	580	322	21.134	79%	1.328	4.292	26.754
2015	25.412	627	327	26.366	83%	2.531	2.900	31.797
2016	25.428	605	325	26.358	81%	2.853	3.416	32.627
2017	25.794	642	323	26.759	82%	2.536	3.447	32.742
2018	25.457	623	340	26.420	81%	2.639	3.480	32.539
2019	25.439	634	317	26.390	81%	2.717	3.585	32.692
2020	21.256	525	281	22.062	79%	2.667	3.058	27.787

Fonte: Ministero dell'Economia e delle Finanze, Dipartimento delle finanze, Direzione Studi e Ricerche Economico-Fiscali

L'andamento del **flusso mensile dell'accisa sui prodotti petroliferi** nel primo trimestre del 2020 (escluso GPL e lubrificanti), nonostante i primi *lockdown* locali dell'ultima settimana di febbraio e il *lockdown* nazionale del successivo 10 marzo, mette in evidenza un andamento positivo imputabile all'efficacia delle norme antifrode varate con il Decreto Legge n. 124/2019. Su tutte, il divieto di utilizzo della dichiarazione d'intenti nella commercializzazione dei carburanti benzina e gasolio ad eccezione per le imprese di autotrasporto, indicate nell'articolo 24bis del Testo Unico delle accise, che acquistano gasolio per autotrazione da soggetti diversi da depositari autorizzati (Depositi fiscali e depositi IVA) e da destinatari registrati.

Nel secondo e nel terzo trimestre l'andamento del gettito ha chiaramente risentito della drastica riduzione dei consumi e dell'effetto delle disposizioni varate nel Decreto Legge n. 34/2020¹, ossia del versamento in acconto dell'80 per cento dell'accisa afferente ai pro-

¹ Il cosiddetto "Decreto Rilancio".

ITALIA I livelli attuali delle accise

Imposte sulla produzione e sui consumi degli oli minerali in vigore al 1° giugno 2021

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

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



dotti immessi in consumo nel periodo maggio-agosto 2020, e della rateizzazione del versamento dell'accise in determinate situazioni.

Nell'ultimo trimestre, infine, il gettito tiene conto del versamento nel mese di novembre del saldo del 20 per cento degli acconti versati nel periodo maggio-agosto. Più omogeneo il gettito derivante da lubrificanti e bitumi, che non hanno beneficiato delle differenti rateizzazioni suddette, e i cui consumi hanno risentito solo parzialmente della crisi.

L'abolizione dell'Imposta Regionale sulla Benzina

Con la Legge n. 178/2020 (Legge di Bilancio 2021, art. 1, comma 628) il legislatore, esercitando la potestà legislativa esclusiva riconosciutagli dall'art. 117, della Costituzione ha disposto l'abrogazione, a decorrere dal 1° gennaio 2021, delle norme che disciplinavano l'IRBA¹ facendo salvi gli effetti delle obbligazioni tributarie già sorte.

¹ Imposta Regionale sulla Benzina per Autotrazione.

EUROPA Le accise in vigore al 1° maggio 2021

	Euro/000 litri				Euro/000 kg
	Benzina Eurosuper 95	Gasolio Auto	Gasolio Riscaldamento	GPL Auto	Olio Combustibile BTZ
Austria	489,27	405,13	109,18	—	67,70
Belgio	600,16	600,16	18,65	—	16,35
Bulgaria	363,02	330,30	330,30	93,96	—
Cipro	439,70	410,70	85,43	—	17,70
Croazia	514,24	407,67	45,70	7,38	21,16
Danimarca	626,24	436,09	337,93	—	405,50
Estonia	563,00	372,00	58,00	193,00	—
Finlandia	683,85	455,80	248,80	—	—
Francia	691,30	609,10	156,20	115,40	139,50
Germania	654,50	470,40	61,35	91,80	—
Grecia	709,24	418,57	281,60	—	42,85
Irlanda	621,69	514,90	137,78	—	121,38
Italia	728,40	617,40	403,21	147,27	31,39
Lettonia	519,98	425,98	33,32	164,64	—
Lituania	466,00	372,00	21,14	161,17	15,06
Lussemburgo	472,09	355,00	10,00	54,07	—
Malta	549,38	472,40	232,09	—	—
Olanda	808,33	511,62	511,62	192,41	37,76
Polonia	374,34	330,73	51,72	104,90	14,27
Portogallo	667,29	512,60	388,45	165,81	88,77
Repubblica Ceca	504,44	390,90	96,09	84,86	18,54
Romania	471,41	340,49	332,00	67,49	15,47
Slovacchia	543,65	397,65	—	98,28	141,15
Slovenia	440,62	429,76	252,38	114,54	101,78
Spagna	472,69	379,00	96,71	34,20	17,00
Svezia	649,17	464,43	378,22	—	433,26
Ungheria	357,14	328,62	357,39	99,21	20,02

Fonte: unem su dati Commissione Europea, Direzione Energia

L'IRBA era prevista dall'art. 17 del Decreto Legislativo n. 398/1990 che accordava alle Regioni a statuto ordinario la facoltà di istituire con proprie leggi un'Imposta Regionale sulla Benzina per Autotrazione non eccedente il valore di 0,0258 euro al litro erogata dagli impianti di distribuzione ubicati nelle rispettive Regioni. L'imposta, determinata sulla base dei quantitativi erogati in ciascuna Regione, era versata direttamente dal concessionario dell'impianto o, per sua delega, dalla società petrolifera unica fornitrice dell'impianto stesso.

L'abrogazione si è resa necessaria essendo stata l'imposta ritenuta incompatibile con la disciplina comunitaria.

Pertanto, la sovrapposizione di più soggetti coinvolti nell'adempimento del tributo (titolare dell'impianto o azienda fornitrice) e la determinazione della sua base imponibile (erogato del gestore del punto vendita carburanti e non prodotto fornito al gestore) avevano determinato nel tempo difficoltà di gestione anche da un punto di vista amministrativo, generando contenziosi dagli esiti spesso incerti tra talune categorie di operatori.

Tutto ciò aveva già indotto alcune Regioni negli anni scorsi ad abbandonare tale forma di imposizione per intraprendere una **diversa politica tributaria**. In effetti, dalle 11 Regioni che nel 2015 avevano adottato il tributo in esame, nel 2020 erano ridotte solo a sei: **Calabria, Campania, Lazio, Liguria, Molise e Piemonte**.

Rateizzazione accise

Nonostante la forte crisi, anche di liquidità, del settore, nel 2021 non è stata riproposta la misura che consentiva la dilazione di quota parte delle accise, prevista per alcuni mesi del 2020.

È stata però introdotta, con la Direttoriale dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli (ADM) del 5 maggio 2021 una disciplina transitoria connessa all'emergenza COVID-19, per l'accesso alla rateizzazione del debito accisa per le imprese che si trovino in condizioni oggettive e temporanee di difficoltà economica, documentate e riscontrabili prevista dall'art. 3, comma 4 bis, del Decreto Legislativo 26 ottobre 1995 n. 504.

ITALIA Addizionali regionali sulla benzina (IRBA)



In particolare, è stato rivisto il periodo da prendere a riferimento per effettuare il confronto per la verifica delle condizioni di difficoltà economica per l'accesso alla rateizzazione.

Tale periodo è stato individuato nei sei mesi antecedenti l'inizio pandemia (settembre 2019-febbraio 2020). La rateizzazione dell'accisa potrà inoltre essere richiesta anche per l'accisa dovuta in un mese successivo a quello in cui si sono registrate le condizioni di difficoltà economiche previste, purché venga comprovato il prolungarsi degli effetti finanziari negativi.

Digitalizzazione e illegalità

Nel corso del 2020 sono proseguite, seppure con le difficoltà conseguenti all'attuale emergenza sanitaria, le attività per il contrasto alle frodi di carburanti attraverso la digitalizzazione della filiera petrolifera. È stato anche **completato il percorso avviato nel luglio 2018 in merito alla trasmissione dei corrispettivi dei punti vendita carburanti**: dal 1° gennaio 2021 tutti i distributori infatti trasmettono all'ADM, con modalità telematiche, i corrispettivi delle cessioni di carburanti per gli adempimenti connessi all'Imposta sul Valore Aggiunto.

Sono stati emanati diversi provvedimenti di attuazione delle norme introdotte dal Decreto Legge n. 124/2019.

Nuovo documento di circolazione e-DAS per i carburanti ad imposta assolta

Dal 1° settembre 2020 è divenuto operativo il documento di circolazione dei carburanti ad imposta assolta in formato telematico che, al termine di un breve periodo transitorio scaduto il 30 novembre 2020, è stato adottato dall'intera filiera. Nel mese di febbraio 2021, per implementare le funzionalità del nuovo sistema telematico, l'ADM ha annunciato l'**emanazione di un provvedimento per dotare le autobotti che trasportano i carburanti di sistemi automatici di misurazione degli scarichi e di geo-localizzazione** al fine di:

- introdurre il rapporto telematico di ricezione delle quantità scaricate a cura dei soggetti destinatari censiti nell'anagrafica delle accise, compresi i titolari di depositi;
- disciplinare la digitalizzazione del registro di carico e scarico.

L'annunciato provvedimento, benché inserito nella strategia di contrasto alle frodi, assume rilievo per la modernizzazione dell'intera filiera, che è ancora imprigionata in adempimenti fiscali cartacei e manuali, come ad esempio la gestione degli scontrini relativi alla consegna di carichi predeterminati di carburanti trasportati alla rinfusa con autobotti munite di contatore volumetrico, oppure la preventi-

va comunicazione trasmessa via fax ai competenti uffici doganali per il trasferimento di prodotti tra depositi commerciali.

Attualmente, la stragrande maggioranza delle autobotti destinate alla movimentazione dei carburanti benzina e gasolio sono dotate di sistemi automatici di geo-localizzazione e di un contatore volumetrico telematico in grado di trasmettere i dati degli scarichi effettuati, di riscontrare eventuali cambi di destinazione dell'automezzo e i luoghi di consegna. Il sistema ipotizzato dall'ADM, consentirebbe al deposito mittente di superare la raccolta e la storicizzazione dei suddetti scontrini e la gestione dei cambi di destinazione. Se dal punto di vista tecnico sussistono le condizioni per assolvere tali adempimenti, giuridicamente occorre individuare il soggetto obbligato alla gestione delle informazioni rilevate dagli strumenti automatici installati sulle autobotti.

Nel più ampio processo della digitalizzazione delle Pubbliche Amministrazioni, che fa riferimento al principio comunitario «*once only*», secondo il quale le suddette Amministrazioni non devono chiedere a cittadini e imprese informazioni già in precedenza fornite, si auspica che i dati acquisiti in tempo reale dalle autobotti siano gestite da **provider** indicati dall'ADM incaricati di provvedere alla loro archiviazione e storicizzazione.

A garanzia dell'efficacia dell'intero processo, è quindi importante attribuire al **vettore** la responsabilità di custodia e trasmissione dei dati, manlevando di conseguenza lo spediteiro dall'obbligo di raccolta degli scontrini e dalla storicizzazione dei relativi dati.

Monitoraggio della circolazione degli oli lubrificanti provenienti da Stati europei

Il Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 22 aprile 2020 ha definito le modalità di attuazione dell'articolo 7-bis del Decreto Legislativo n. 504/1995 che, al fine di contrastare l'uso fraudolento in carburazione di taluni prodotti classificabili come oli lubrificanti, ha attivato, a decorrere dal 1° ottobre 2020, un particolare sistema di circolazione interna dei lubrificanti provenienti da altri Stati dell'Unione Europea, nella fase antecedente alla loro immissione in consumo.

La circolazione in Italia di questi prodotti, sfusi o condizionati in contenitori superiori a 210 litri, è subordinata all'emissione di un "Codice amministrativo di riscontro" univoco da parte del sistema telematico dell'ADM, da riportare sulla prescritta documentazione di trasporto. Il codice deve essere richiesto anche per la circolazione di lubrificanti comunitari in transito in Italia e destinati ad altri Stati.



La movimentazione dei prodotti sul territorio italiano o all'uscita dal territorio nazionale, se in transito, è riscontrata dall'ADM con modalità telematiche a cura del destinatario o del trasportatore, che fornisce le dovute informazioni, incluso l'appuramento del suddetto codice.

All'inizio dell'anno in corso con il Decreto Ministeriale 2 febbraio 2021, il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha esteso le predette prescrizioni per la circolazione degli oli lubrificanti alle preparazioni di oli lubrificanti e semplificato, a determinate condizioni, la procedura prevista per la movimentazione di prodotti lubrificanti che avvengano mediante l'utilizzo della rete ferroviaria.

L'estensione del sistema Infoil

Con la determinazione del 31 luglio 2020 l'ADM ha esteso ai depositi fiscali di stoccaggio di benzina e gasolio, usati come carburanti, di capacità complessiva non inferiore a 3.000 mc, il regime di controllo INFOIL. Dal successivo 1° ottobre gli uffici doganali hanno avviato l'esame dei piani di adeguamento degli impianti alle disposizioni in esame e avviato in contraddittorio con i singoli operatori i disciplinari operativi degli impianti.

L'ADM, con la Circolare n. 6/D del 10 febbraio 2021, inerente l'assetto impiantistico dei depositi operanti in regime Infoil, ha fornito le istruzioni operative per la definizione dei piani di adeguamento.

È stato inoltre chiarito che la dizione "benzina e gasolio usato come carburante" ricomprende anche i prodotti denaturati usati come carburante per macchine agricole e, pertanto, sui serbatoi di stoccaggio di tali prodotti deve essere installata la strumentazione per rilevare le telemisure di livello e di temperatura, anche nel caso di detenzione promiscua di gasolio destinato ad uso agricolo o per navigazione marittima.

Ai fini del piano di adeguamento del sistema Infoil, la normativa non prevede alcun obbligo di installazione di sistemi fiscali di misura su condotta all'introduzione dei carburanti in deposito, via nave o via oleodotto. Ovviamente, i serbatoi di destinazione o di provenienza di tali flussi in ingresso o di estrazione, dovranno essere attrezzati con la prevista strumentazione.

Riguardo i suddetti argomenti ed altri di natura informatica, è stato avviato dal mese di marzo del corrente anno un confronto con le preposte funzioni della Direzione Generale dell'ADM.

Data l'importanza della digitalizzazione per un controllo a distanza dell'attività logistica, l'articolo 1, comma 1075, della Legge n. 178 del 30 dicembre 2020, ha esteso il sistema Infoil anche ai depositi commerciali sempre di carburanti con capacità di stoccaggio superiore a 3.000 metri cubi.

Digitalizzazione degli impianti stradali di carburanti non presidiati

L'ADM, con le istruzioni contenute nella Circolare n. 30 del 1° settembre 2020, ha reso operativa la determinazione n. 724 del 21 marzo 2019, che forniva il nuovo quadro giuridico di riferimento del punto vendita carburanti non presidiato.

Per impianto non presidiato si intende *“un impianto in cui le erogazioni sono effettuate solo a seguito di preventivo consenso di uno o più terminali di piazzale per i pagamenti”*. Per tali punti vendita il **registro di carico e scarico cartaceo**, la cui tenuta è obbligatoria ai sensi del Decreto Legislativo n. 504/1995 (art. 25, comma 4), è **sostituito dal registro telematico** che risiede nel sistema informativo dell'ADM, costituito dagli invii telematici dei dati previsti nella citata determinazione. Il nuovo registro è consultabile dall'operatore e dagli organi di controllo sul sistema informativo dell'Agenzia. A tal fine, tali impianti non presidiati sono dotati di colonnine erogatrici, di terminali di piazzale per i pagamenti e di telemisure di livello e di temperatura nei serbatoi di carburante, reciprocamente interconnessi, attraverso un'apposita rete di comunicazione chiusa e protetta, con un elaboratore di controllo e di registrazione dei dati da essi rilevati, denominato *“concentratore di stazione”*.

Tale sistema è, a sua volta, connesso, sempre attraverso una rete di comunicazione chiusa e protetta, ad un elaboratore gestito dall' esercente (denominato *“concentratore esterno”*), ubicato in luogo nazionale preventivamente denunciato all'Amministrazione finanziaria, che consente il monitoraggio da remoto dell'impianto non presidiato e la storicizzazione dei relativi dati fiscali.

Qualora non sia presente un concentratore esterno, le funzionalità prescritte per quest'ultimo, previste dalla determinazione, sono garantite dal concentratore di stazione stesso.

Nel corso del 2020 gli impianti già operanti hanno esperito le attività per adeguarsi alle prescrizioni richieste al fine di ricevere, previa verifica dei locali Uffici doganali, la relativa autorizzazione. I soggetti che già hanno ricevuto la suddetta autorizzazione tra la fine del 2020 e l'inizio del 2021, hanno avviato una sperimentazione di circa tre mesi del nuovo format telematico del registro, al termine della quale, se positiva, i medesimi abbandoneranno il registro cartaceo.

Le novità nel contrasto delle frodi fiscali

La Legge 30 dicembre 2020, n. 178, ha introdotto importanti novità nel contrasto alle frodi fiscali intervenendo sulla struttura impositiva.

In merito al versamento anticipato dell'Imposta sul Valore Aggiunto



(IVA) per l'immissione in consumo di carburanti o alla prestazione di idonee garanzie (benzina e gasolio) richiesto ai soggetti non affidabili, il Legislatore è dovuto intervenire nuovamente sull'art. 1, comma da 937 a 943, della Legge n. 205/2017 avendo gli organi di controllo riscontrato un nuovo tipo di frode IVA, che si realizza attraverso la presentazione di garanzie false e/o inattendibili. Per ovviare a ciò, l'articolo 1, comma 1076, della Legge n. 178/2020 ha disposto che la garanzia dovuta non deve essere più presentata dal soggetto non affidabile, bensì deve essere trasmessa telematicamente direttamente dal garante all'Agenzia delle Entrate che rilascia apposita ricevuta. I depositari autorizzati hanno la facoltà di accedere alle informazioni indicate nella garanzia mediante accesso al portale dell'Agenzia delle Entrate.

La stessa legge, al successivo comma 1077 dell'articolo 1, è inoltre intervenuta sulla variazione della titolarità o del trasferimento della gestione dei depositi di oli minerali subordinandole alla preventiva comunicazione di inizio attività da trasmettere alle competenti Autorità amministrative ed al nulla osta dell'ADM. Nulla osta da rilasciare, entro 60 giorni, previa verifica in capo al soggetto subentrante, della sussistenza dei requisiti prescritti dagli articoli 23 e 25 del Decreto Legislativo n. 504/95. Infine, con il comma 1078, è stato disposto che i provvedimenti autorizzativi rilasciati dall'ADM per la gestione di un deposito fiscale sotto soglia, nonché la licenza fiscale di esercizio di depositi commerciali di prodotti energetici assoggettati ad accisa, comma 1, sono revocati in caso di inoperatività del deposito, prolungatasi per un periodo non inferiore a 6 mesi consecutivi e non derivante da documentate e riscontrabili cause oggettive di forza maggiore. Con provvedimento dell'ADM saranno determinati gli indici specifici da prendere in considerazione ai fini della valutazione della predetta inoperatività in base all'entità delle movimentazioni dei prodotti rapportata alla capacità di stoccaggio e alla conseguente gestione economica dell'attività del deposito.

La Legge n. 178/2020 disciplina, inoltre, ai commi 1128 e 1129, rispettivamente, il rilascio:

1. della licenza di esercizio per i depositi commerciali di cui all'art. 25, commi da 1 a 6, del Decreto Legislativo n. 504/95 di benzina e gasolio usati come carburanti assoggettati ad accisa in riferimento ai requisiti tecnico organizzativi per l'esercizio del deposito;
2. dell'autorizzazione agli operatori che detengono o estraggono benzina e/o gasolio usato come carburante avvalendosi di depositi commerciali di terzi.

I PRODOTTI ENERGETICI E L'AMBIENTE

I nuovi target del Green Deal al 2030 e il pacchetto “Fit for 55”

Nel discorso sullo stato dell'Unione, tenuto il 16 settembre 2020, la Presidente della Commissione Ursula von der Leyen ha presentato la sua visione di un'Europa più verde, digitale e resiliente. In particolare per affrontare i Cambiamenti Climatici con maggior vigore ha proposto un **taglio più ambizioso delle emissioni di gas serra al 2030 portandolo dal 40 per cento ad almeno il 55 per cento**, rispetto ai livelli del 1990.

Il Parlamento europeo, nel corso della plenaria di ottobre, condividendo la volontà della Commissione di fissare target ambiziosi, ha proposto un taglio del 60 per cento delle emissioni al 2030.

Sempre a ottobre 2020 il Consiglio dei Ministri europei dell'Ambiente aveva raggiunto un accordo solo parziale: conferma dell'obiettivo emissioni zero al 2050, ma il rinvio al Consiglio europeo sul target al 2030. Dopo un lungo confronto, a dicembre è stato trovato a livello europeo un accordo che accoglie la proposta della Commissione di mantenere la soglia 2030 non oltre il 55 per cento.

Per rendere vincolanti i nuovi target è necessario ora adottare una nuova legge europea che fissi gli obiettivi per il 2030 e per il 2050, nonché la traiettoria per raggiungerli. L'idea è di rivedere tutta la legislazione comunitaria su clima ed energia per renderla “Fit for 55”, ossia adatta a centrare il 55 per cento.

A tal fine, l'Unione Europea dovrà in particolare migliorare ulteriormente le performance di efficienza energetica ed aumentare la quota di energie rinnovabili. L'obiettivo sul fronte dell'efficienza energetica dovrebbe arrivare al 36-39 per cento rispetto al 32 attuale e la quota di rinnovabili salire dall'attuale 32,5 al 38-40 per cento del fabbisogno energetico totale.

Nel campo dei trasporti, tutti i comparti (stradale, ferroviario, aereo e marittimo) dovranno contribuire allo sforzo di riduzione del 55 per cento. In particolare, la quota di energia rinnovabile dovrà arrivare



FOCUS

DOCUMENTO STRATEGICO DI FUELSEUROPE SULL'INIZIATIVA
COMUNITARIA "FIT FOR 55"

A seguito dell'adozione del Green Deal da parte dell'Unione Europea, con obiettivi climatici per il 2030 molto più ambiziosi, la Commissione europea sta elaborando il Pacchetto "Fit For 55" per adeguare tutta la legislazione comunitaria ai nuovi target.

In questo ambito per fornire un contributo proattivo del settore petrolifero europeo, FuelsEurope ha pubblicato il documento "**Fit for 55 - FuelsEurope's contribution to the debate on decarbonisation of transport**", contenente precise indicazioni sulla strategia del settore nel campo della decarbonizzazione dei trasporti. Il documento affronta a 360 gradi la problematica e formula proposte concrete di revisione della normativa tenendo presente l'interazione esistente tra le diverse politiche.

Il documento, dotato di executive summary, è articolato nelle seguenti parti:

- proposta di **revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili**;
- proposta sullo **scambio di quote di emissioni per i carburanti** per i trasporti su strada;
- proposta di **revisione della Direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici**;
- proposta sulla **riduzione delle emissioni di gas serra** nel settore dell'**aviazione**;
- proposta sulla **riduzione delle emissioni di gas serra** nel **trasporto marittimo**.

Il documento prevede che:

- la proposta di revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili si basi unicamente sull'intensità carbonica dei fuels con target di riduzione del GHG realistici e raggiungibili, anche se non ancora definiti;
- il meccanismo di *compliance* sia basato sull'utilizzo di qualunque fuel a più bassa GHG intensity e la GHG intensity sia calcolata con un approccio Well-to-Wheel;

- venga introdotto un sistema di certificati scambiabili per agevolare la *compliance* e nel caso questa non venga raggiunta si ipotizza il ricorso a sistemi di *buy-out* (in pratica delle penali ma senza essere delle multe);
- si propone contestualmente di eliminare l'Art. 7/A della Direttiva FQD;
- per il trasporto stradale, in relazione all'intenzione della Commissione di introdurre un sistema ETS, si propone un sistema specificatamente dedicato a questo settore basato sul sistema *cap and trade* e con i *fuel supplier* parti obbligate cui viene imposto un tetto alle emissioni totali di CO₂. La *compliance* avverrebbe ricorrendo all'uso di *low carbon fuels* e acquistando *allowances*. Il tetto verrebbe fissato affinché il *carbon price* dia un segnale forte verso i *low carbon fuels*. Viene proposto un tetto al *carbon price* di 475 euro per tonnellata di CO₂ in caso di non *compliance*;
- si chiede contestualmente di introdurre nel Regolamento CO₂ per auto e camion un meccanismo di scambio di crediti tra *fuels suppliers* e *car manufacturer*;
- si propone una revisione della Direttiva sulla tassazione energetica basata essenzialmente sull'intensità carbonica dei fuels/energie impiegate;
- per il trasporto aereo si propongono due opzioni: un mandato sui SAF realistico e raggiungibile a carico dei *fuels suppliers*, oppure un sistema di incentivazione per lo sviluppo del mercato dei SAF basato sulla *carbon intensity*;
- anche per il trasporto marittimo si propongono due opzioni: un sistema ETS *cap and trade* specifico per il settore oppure un sistema basato sulla *carbon intensity* dei fuels.

almeno al 26 per cento della domanda totale di energia, attraverso l'ulteriore sviluppo e diffusione di veicoli elettrici, biocarburanti avanzati e altri combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio.

Le principali direttive oggetto di revisione nell'ambito del "Fit for 55" sono le seguenti:

- Direttiva Effort Sharing;
- Revisione delle Direttive rinnovabili, efficienza energetica e performance energetica degli edifici;
- Revisione della Direttiva ETS ed introduzione di un meccanismo di adeguamento alle frontiere del carbonio;
- Revisione della Direttiva sulla tassazione dell'energia;
- Revisione della Direttiva DAFI;
- Revisione del regolamento sui limiti alle emissioni di CO₂ per automobili e veicoli commerciali leggeri e proposta legislativa sullo sviluppo di standard di emissione Euro7.

La "Smart Mobility Strategy" europea

La Commissione europea ha presentato nel dicembre 2020 la "**Strategia per una mobilità intelligente e sostenibile**" per guidare i lavori di modifica del quadro legislativo esistente e gettare le basi per la trasformazione del sistema dei trasporti europeo. L'obiettivo della Commissione è quello di conformare il settore dei trasporti ai target indicati nel Green Deal, con una riduzione del 90 per cento delle emissioni entro il 2050, fornendo un quadro stabile per gli investimenti che si dovranno effettuare nei prossimi decenni per garantire un sistema di trasporti competitivo, sicuro, accessibile e a prezzi sostenibili. La Commissione intende raggiungere i suddetti obiettivi attraverso una serie di interventi, la cui fattibilità desta alcune perplessità relativamente a:

- almeno 30 milioni di automobili a emissioni zero entro il 2030;
- il raddoppio del traffico ferroviario ad alta velocità in tutta Europa;
- navi e aerei di grandi dimensioni a zero emissioni entro il 2035;
- quasi tutte le automobili, i furgoni, gli autobus e i veicoli pesanti nuovi a zero emissioni entro il 2050.

La "Strategia" non fissa tuttavia target per i veicoli elettrici, ma per veicoli a zero emissioni e lascia aperto lo spazio per una definizione inclusiva di veicolo a zero emissioni che ricomprenda tutti quelli alimentati con Low Carbon Liquid Fuels (LCLF). A conferma di ciò prevede una alleanza per i LCLF, anche se solo per il trasporto aereo e marittimo, su cui comunque è ancora in corso un confronto per ricomprendere anche il trasporto leggero.



Il dibattito sulla “Finanza Sostenibile”

Per realizzare gli obiettivi del Green Deal saranno necessari investimenti notevoli. La Commissione sta elaborando un pacchetto normativo per regolamentare le attività finanziarie funzionali a tali investimenti, redigendo un **sistema di classificazione per i finanziamenti sostenibili noto come “Tassonomia”**.

Nel corso del 2020 unem è ripetutamente intervenuta su tali aspetti, sia a livello comunitario partecipando alle diverse consultazioni pubbliche, che a livello nazionale, ribadendo la **necessità di un sistema di finanziamento non discriminatorio, soprattutto ora che il livello di ambizione si è ulteriormente innalzato e tutte le tecnologie vi dovranno concorrere**.

Le proposte iniziali sulla “Tassonomia” intendevano infatti dichiarare come ecosostenibile solo un limitato numero di attività. Tuttavia, la consapevolezza che la mitigazione dei cambiamenti climatici non potrà essere conseguita riducendo il campo delle opzioni, ha permesso di includere nella Tassonomia anche tutte quelle attività in grado di contribuire concretamente alla decarbonizzazione dell'economia.

Strettamente connessa allo sviluppo della Tassonomia è la **revisione delle Linee Guida per gli Aiuti di Stato per i settori energia e ambiente –Energy and Environment State Aid Guidelines (EEAG)**. Le norme sugli aiuti di Stato sono di grande importanza per il futuro delle industrie ad alta intensità energetica, per le quali l'accesso ad un'energia climaticamente neutra a prezzi competitivi è fondamentale ai fini della transizione.

Anche in questo caso unem ha partecipato alle diverse consultazioni avviate dalla Commissione, auspicando una revisione delle linee guida EEAG in modo da **sostenere tutte le attività potenzialmente in grado di contribuire alla transizione climatica, in armonia con il principio della neutralità tecnologica**.

In Europa torna il Refining Forum

Lo scorso 18 febbraio 2021 si è svolta la X Edizione del Refining Forum su iniziativa della Commissione europea con il settore della raffinazione. In questo nuovo appuntamento, che rilancia il confronto sul futuro di un settore strategico per le economie europee, si è discusso in particolare di Green Deal e delle sue implicazioni per l'industria e la sicurezza dell'approvvigionamento di prodotti energetici nell'Unione Europea. Particolare attenzione è stata posta sul **ruolo dei combustibili liquidi rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nella transizione energetica, verso la neutralità climatica dei trasporti al 2050**.

Nel corso della riunione il Commissario per l'energia Kadri Simson, che ha aperto il Forum, ha evidenziato come nel 2050 i carburanti per i trasporti saranno un mix di elettricità, biocarburanti, idrogeno, biometano ed E-fuels, confidando nell'apporto che il settore della raffinazione saprà dare sulla scia di iniziative come **"Clean Fuels for All"**. Anche l'intervento del rappresentante italiano del MISE, ora confluito nel MITE, ha evidenziato la necessità di ricorrere ad una pluralità di soluzioni tecnologiche per traghettare i futuri target ambientali.

Al Forum del 18 febbraio hanno partecipato rappresentanti degli Stati membri, alti funzionari della Commissione europea e del Parlamento europeo, un sindacato dei lavoratori ed i maggiori *stakeholders* industriali. Unem ha partecipato attivamente, insieme a FuelsEurope, a tutte le fasi preparatorie dell'evento, agevolando gli interventi dei rappresentanti governativi nazionali.

Il forum continuerà a tenersi due volte all'anno diviso in un High Level Refining Forum, dedicato alle discussioni strategiche sul futuro del settore della raffinazione, e un Expert Refining Forum per approfondire i dettagli tecnici di questioni specifiche.

La "Vision 2050" della raffinazione europea

Con la "Vision 2050" l'industria della raffinazione europea può contribuire concretamente al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi del Green Deal, in particolare quelli indicati nella "Strategia sulla Mobilità intelligente e sostenibile".

La decarbonizzazione dei trasporti è un obiettivo molto sfidante che va conseguito con il concorso di tutte le tecnologie disponibili, senza escludere a priori alcuna tecnologia ed in questo ambito **i combustibili liquidi a basse emissioni di carbonio potranno giocare un ruolo fondamentale**. La "Vision 2050" prevede una mobilità stradale caratterizzata da motori a combustione interna (ICE¹) alimentati da Low Carbon Liquid Fuels (LCLF²) che garantiscono soluzioni accessibili a tutti i cittadini. I LCLF potranno essere utilizzati anche nel trasporto aereo e marittimo, in tutti i mezzi con la configurazione esistente, senza che sia necessario un completo ricambio delle flotte. Anche le attuali infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio dei combustibili liquidi resteranno perfettamente operative senza alcun investimento addizionale, consentendo l'immediato abbattimento della CO₂ in tutti i comparti del trasporto.

Le condizioni per promuovere gli investimenti in nuove tecnologie per i LCLF risiedono però nella modifica del Regolamento sui limiti alle emissioni di CO₂, caratterizzato da un approccio *Tank-to-Wheel* che

¹ ICE - Internal Combustion Engine.

² Vedi anche Focus "La piattaforma Renewable & Low-Carbon Liquid Fuels" a pag. 100.



E-FUELS Caratteristiche degli E-fuels in termini di potere calorico inferiore, stoccaggio, necessità di nuove infrastrutture e di sviluppo dei propulsori

	E-FUELS	Potere calorifico inferiore a (LHV) MJ/kg / MJ/litro	Stoccaggio	Infrastruttura aggiuntiva	Sviluppo del gruppo propulsore
Gassosi	E-metano	46,6 / 0,04	Medio ⁽¹⁾	No	No
	E-idrogeno	120 / 0,01	Difficile	Sì	No ⁽²⁾
Liquidi	E-ammoniaca	18,6 / 14,1	Facile	Sì	Sì
	E-metanolo	19,9 / 15,8	Facile	No	Sì
	E-DME	28,4 / 19,0	Facile	Sì	Sì
	E-OME	19,2 / 20,5	Facile	Sì	Sì
	E-benzina ⁽³⁾	41,5 / 31,0	Facile	No	No
	E-gasolio ⁽³⁾	44,0 / 34,3	Facile	No	No
	E-jet ⁽³⁾	44,1 / 33,3	Facile	No	No

■ verde = caratteristiche positive ■ giallo = caratteristiche negative

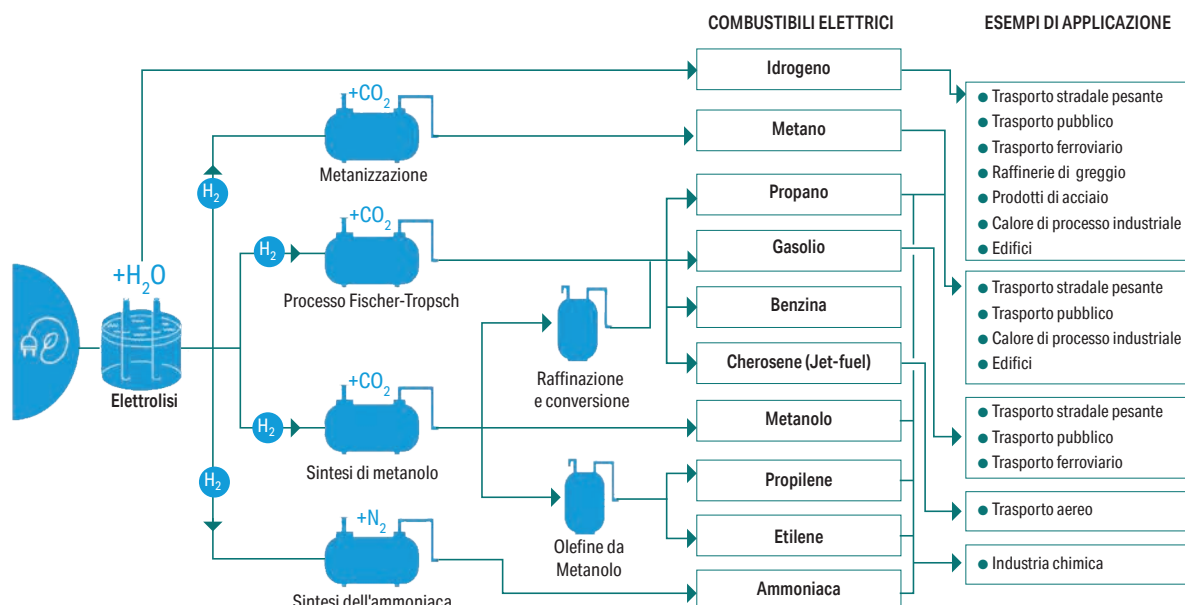
⁽¹⁾ L'E-metano può utilizzare la maggior parte della logistica esistente, compreso il trasporto, lo stoccaggio e il sistema di distribuzione del gas naturale, ma lo stoccaggio non è facile come per le molecole liquide.

⁽²⁾ I FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle) sono commercialmente disponibili, ma sono numericamente limitati ed è difficile valutare se diventeranno un'opzione massa.

⁽³⁾ Le proprietà si riferiscono ai combustibili fossili convenzionali a causa della mancanza di informazioni tecniche disponibili per gli E-fuel (le proprietà dovrebbero essere simili anche se sono necessarie ulteriori ricerche).

Fonte: Concawe, 2019. A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030-2050)

E-FUELS Processi di produzione



Fonte: Dena, 2019. Powerfuels: Missing Link to a successful global Energy Transition. Current state of technologies, markets, and politics – and start of a global dialogue

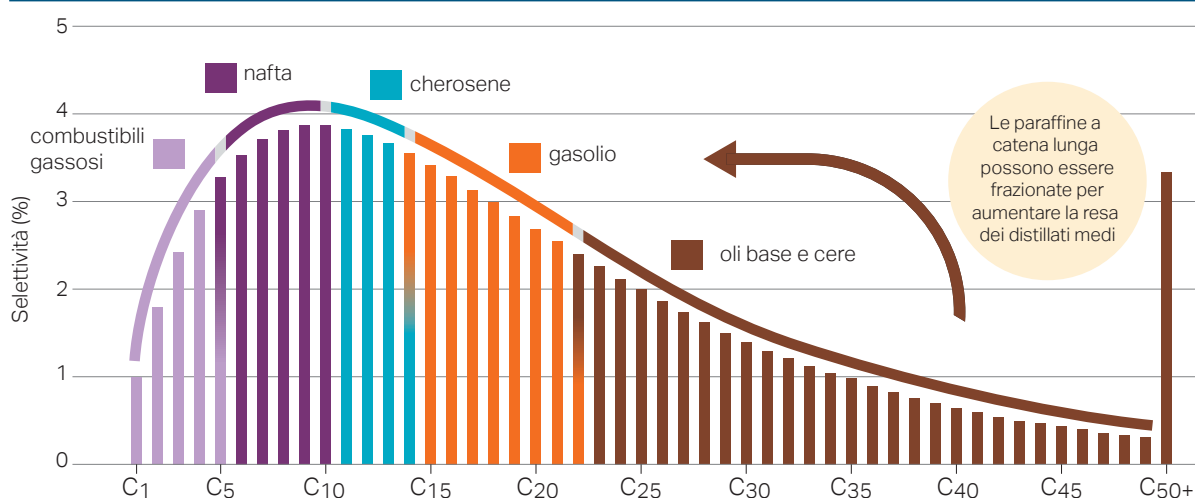
trascura completamente la CO₂ emessa a monte. È indispensabile quindi modificarlo con una normativa “Well-to-Wheel”, che consideri le emissioni climateranti lungo l'intero ciclo di vita e non solo allo scarico. A tale proposito, esistono diverse opzioni in grado di regolamentare le emissioni climateranti del trasporto stradale con un approccio che sia metodologicamente più corretto e neutrale, come l'adozione di meccanismi di “carbon trading” su tutti i vettori energetici impiegati nella mobilità. Tali soluzioni, accompagnate da un sistema di mercato di certificati e crediti, consentirà di mettere in competizione le diverse tecnologie così da premiare le soluzioni che riescono a conseguire gli obiettivi della transizione nel modo più efficace ed efficiente.

L'impatto dei Low Carbon Liquid Fuels (LCLF)

I combustibili liquidi a basse o nulle emissioni di carbonio (LCLF) sono centrali per la decarbonizzazione di settori dei trasporti difficili da elettrificare, quali trasporti stradali a lunga distanza, aerei e marittimi. Questi includono **biocarburanti sostenibili di prima generazione, biocarburanti avanzati, idrogenazione di oli vegetali/rifiuti e residui, idrogeno verde ed E-fuels**, ove la CO₂ fossile è sostituita con CO₂ biogenica o riciclata. L'industria della raffinazione rappresentata da un'em è pronta per avviare la trasformazione dei propri impianti adottando una combinazione di tecnologie in grado di ridurre l'impronta di carbonio della produzione, passando progressivamente da materie prime fossili a nuove materie prime quali biomasse, energie rinnovabili, rifiuti, CO₂ catturata dalle tecnologie CCS/CCU¹ e idrogeno pulito.

¹ CCS/CCU - Carbon Capture and Storage. CCU - Carbon Capture and Utilization.

E-FUELS Tipologie di E-fuels producibili. Distribuzione tipica del prodotto greggio in uscita dai reattori Fischer-Tropsch



Fonte: Concawe, 2019. A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030-2050)



FOCUS

LA PIATTAFORMA “RENEWABLE & LOW-CARBON LIQUID FUELS”

Le principali organizzazioni europee che operano nella filiera dei combustibili liquidi hanno unito le forze per formare la **Piattaforma “Renewable & Low-Carbon Liquid Fuels”**. Obiettivo della Piattaforma è quello di lavorare per **contribuire alla decarbonizzazione del settore della mobilità in modo ambientalmente ed economicamente sostenibile**. I partecipanti alla Piattaforma rappresentano le aziende che operano in tutte le fasi della filiera, dall'approvvigionamento delle materie prime alla produzione e distribuzione dei Low Carbon Liquid Fuels costituendo una parte sostanziale dell'ecosistema dei combustibili sostenibili a basso o nullo contenuto di carbonio.

La Piattaforma Renewable & Low-Carbon Liquid Fuels costituirà un forum ove scambiare opinioni e discutere le migliori pratiche sulla transizione energetica e sulla decarbonizzazione di tutte le modalità di trasporto. La Piattaforma inoltre condividerà pubblicamente le proprie opinioni con una comunicazione possibilmente collettiva, sull'impostazione e lo sviluppo della legislazione in materia. Una legislazione abilitante e tecnologicamente neutrale rappresenta infatti l'elemento fondamentale per lo sviluppo del business e degli investimenti in combustibili liquidi a basse emissioni di carbonio.

I membri della Piattaforma Renewable & Low-Carbon Liquid Fuels condividono l'**impegno verso un'economia climaticamente neutra entro il 2050**, al cui raggiungimento vogliono **contribuire con combustibili low e zero carbon prodotti da materie prime alternative**, costituite da biomasse agricole e forestali **sostenibili, rifiuti non-ché elettricità rinnovabile, acqua e CO₂ per la produzione di combustibili sintetici e rinnovabili derivati dall'idrogeno**. Data l'importanza del settore dei trasporti nel percorso verso la neutralità climatica, una **progressiva diffusione dei combustibili liquidi rinnovabili è essenziale per raggiungere questi obiettivi**.

I combustibili liquidi rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, infatti, svolgeranno un ruolo particolarmente

importante, data la loro superiore densità energetica, la facilità di stoccaggio e trasporto e la diffusa disponibilità di infrastrutture e mezzi esistenti per la loro distribuzione ed utilizzo. Già oggi tali combustibili contribuiscono a significativi risparmi di emissioni di gas serra nel settore dei trasporti stradali. Saranno inoltre indispensabili per decarbonizzare i settori del trasporto aereo e marittimo per i quali l'elettificazione rappresenta un'opzione non percorribile.

Partendo da tali presupposti, i partecipanti alla Piattaforma ritengono che, per garantire il successo della transizione energetica, è essenziale che i responsabili politici dell'Unione Europea garantiscano un uguale riconoscimento a tutte le forme di energia rinnovabile nei trasporti. Tutte le tecnologie che hanno il potenziale per contribuire alla neutralità climatica devono essere considerate alla pari.

Inoltre, la Piattaforma incoraggia i decisori politici a dedicare particolare attenzione alla dimensione sociale della transizione energetica. I vantaggi sociali ed economici dei combustibili liquidi rinnovabili e a basse emissioni di carbonio garantiranno che “nessuno sia lasciato indietro” consentendo a tutti l'accesso alla mobilità a prezzi accessibili ed assicurando che fin da subito vengano abbattute le emissioni di CO₂ da tutto il parco circolante.

Sono vantaggi che non possono essere trascurati e con essi la Piattaforma Renewable & Low-Carbon Liquid Fuels si impegna a contribuire attivamente e in modo trasparente alla trasformazione dei nostri sistemi energetici e di trasporto a sostegno dell'ambizione climatica dell'Unione Europea.

La Piattaforma Renewable & Low-Carbon Liquid Fuels pertanto raccomanda fortemente le Istituzioni dell'Unione Europea di elaborare **un quadro normativo abilitante che valorizzi e supporti tutte le tecnologie a basse emissioni di carbonio a vantaggio dell'ambiente, dell'economia e dei consumatori**.

Per avviare la produzione degli E-fuels **unem sta realizzando uno studio in collaborazione con Innovhub – Stazioni Sperimentali per l'Industria - e il supporto del Politecnico di Milano**. Obiettivo dello studio è quello di valutare le potenzialità tecniche, economiche e di sviluppo degli E-fuels nel panorama energetico italiano, attraverso la realizzazione di un impianto dimostrativo per poter disporre dei quantitativi necessari a valutare le caratteristiche chimico-fisiche di questi prodotti ed utilizzarli nei veicoli in prove sperimentali su strada.

La prima fase dello studio è stata completata da Innovhub, mentre la seconda è in corso a cura del Politecnico di Milano. La fase finale prevede la ricerca di finanziamenti per la realizzazione fisica dell'impianto.

A conferma della grande rilevanza che avranno i combustibili decarbonizzati per traghettare la neutralità climatica dell'economia, Confindustria ha istituito nell'ambito del proprio Gruppo Tecnico Energia, il **Gruppo di Lavoro "Clean Fuels"** affidandone ad unem il coordinamento. Il Gruppo approfondirà in particolare le tematiche tecniche, industriali ed economiche legate al processo di decarbonizzazione dell'economia a medio e lungo termine, contribuendo a formare la posizione Confindustriale su questa tematica. Il settore dei trasporti è sicuramente quello che avrà le maggiori difficoltà a ridurre in modo consistente le emissioni di gas serra ed il ruolo del Gruppo sui Clean Fuels sarà di fondamentale importanza per contribuire a traghettare questi obiettivi.

Da segnalare, inoltre, che, nell'ambito della Presidenza Italiana del G20 nel 2021, Confindustria coordina il gruppo B20 dedicato all'energia e alla transizione verso la neutralità carbonica. Nel B20 è attiva la Task Force "Energy & Resource Efficiency", a cui partecipano diverse aziende associate. Unem sta coordinando gli interventi e i contributi trasmessi a Confindustria.

Il Gruppo Strategico Carburanti ed Energie Alternative

Concluso il ciclo di workshop con gli esperti delle diverse modalità di trasporto organizzati dal Gruppo Strategico Carburanti Alternativi e Energie per la mobilità, unem ha affidato al RIE di Bologna il lavoro di raccolta e di rielaborazione dei contenuti raccolti.

Il RIE, con il supporto del Politecnico di Torino, ha completato tale attività nel corso dello scorso anno e preparato un rapporto finale che è stato presentato lo scorso dicembre in occasione del consueto Preconsuntivo petrolifero. Lo strumento utilizzato per valutare le potenzialità delle possibili alternative energetiche (fuel/vettori) negli



scenari 2030-2050 è stata l'Analisi Multi-Criteri (ACM) che ha consentito di comparare le diverse alternative sotto i diversi profili economici, sociali, ambientali ed energetici, utilizzando per ognuno di essi un appropriato sistema di misura quantitativo e qualitativo. L'analisi AMC attraverso le due matrici (2030 e 2050) restituisce una sorta di gerarchia sulla prevalenza di una alternativa energetica rispetto ad un'altra.

L'ordinamento base è quello che meglio soddisfa i criteri individuati con i pesi base ad essi attribuiti. Per testare la solidità dei risultati, e quindi dell'ordinamento ottenuto, sono state fatte diverse analisi di sensitività che permettono di comprendere se variando il peso assegnato ad un criterio o variando la valutazione attribuita ad un dato criterio l'ordine delle diverse opzioni si mantiene uguale o si modifica all'orizzonte considerato.

L'attività del Gruppo continua ampliando l'interesse anche ad altri prodotti strategici, anche se non combustibili, quali i bitumi e i lubrificanti. Nello scorso mese di febbraio si è tenuto un workshop interno dedicato ai bitumi, seguito, in aprile, da un webinar pubblico in collaborazione con il Siteb¹. Sempre in aprile si è poi tenuto un workshop dedicato ai lubrificanti. Da tali lavori emerge l'altissimo contributo tecnologico di tali prodotti e la loro trasformazione in un'ottica di progressiva decarbonizzazione.

Recovery Plan ed economia circolare

La versione finale del **Piano Nazionale di Recupero e Resilienza (PNRR)** approvato dal Parlamento e trasmesso a Bruxelles dal Governo Draghi a fine aprile, come già la precedente, **non esprime una chiara visione strategica in materia di energia e trascura del tutto il contributo che il settore petrolifero**, che attualmente soddisfa il 90 per cento della domanda di energia nel settore dei trasporti, **può dare per il rilancio del Paese e la trasformazione verso una mobilità decarbonizzata**.

Unem ha presentato in varie sedi una serie di linee progettuali per contribuire in modo determinante a tale processo di decarbonizzazione e accompagnare la graduale riconversione industriale della filiera.

I progetti erano volti allo sviluppo dei Low Carbon Liquid Fuels con interventi differenziati per la produzione di biocarburanti, carburanti da carbonio riciclato, da recupero rifiuti ed E-fuels. Tecnologie molto avanzate in grado di sostituire gli equivalenti carburanti fossili in tutti i trasporti, anche nei segmenti *"hard to abate"*.

Vi sono poi progetti per ridurre l'impatto ambientale dei siti produttivi

¹ SITEB - Strade Italiane e Bitumi.

FOCUS

STUDIO RIE “OPZIONI E PROSPETTIVE PER IL TRASPORTO MARITTIMO, AEREO E STRADALE AL 2030 E AL 2050”

Lo studio “Opzioni e prospettive per il trasporto marittimo, aereo e stradale al 2030 e al 2050” - realizzato dal Rie di Bologna con la collaborazione del Prof. Ing. Bruno Dalla Chiara, Professore ordinario di Sistemi di trasporto del Politecnico di Torino e dell'Ing. Andrea Rosa, esperto di modellistica dei trasporti - si è proposto di **delineare la possibile evoluzione del mix di carburanti e sistemi di propulsione che caratterizzeranno il sistema dei trasporti nei prossimi decenni**, considerando lo stato dell'arte, il quadro normativo e altri aspetti in grado di influenzare i futuri sviluppi.

Come strumento di analisi è stato **adottato un modello di Analisi “Multi-Criteri” (AMC)**, che ha messo a confronto tutte le diverse opzioni considerando numerosi criteri di giudizio sia quantitativi che qualitativi e attribuendo agli stessi specifici pesi. Il modello ha quindi **restituito una “classifica di preferenze”**, a cui hanno fatto seguito specifiche analisi di sensitività volte a testare la solidità dei risultati e ad individuare i fattori di forza e di debolezza delle varie soluzioni in campo per ciascuna modalità di trasporto.

Per quanto riguarda il **trasporto marittimo**, la sua evoluzione resterà influenzata dalla forte inerzia di un comparto che, ad oggi, presenta una flotta con una vita utile di 30-35 anni e sostanzialmente dipendente dai combustibili petroliferi.

Dall'analisi è emerso come in ottica 2030, in termini di tecnologie di propulsione, prevarrà ancora nettamente l'opzione combustibili petroliferi IMO-compliant seguita dal GNL, che tenderà a svilupparsi principalmente in aree specifiche dotate - in tutto o in parte - di un sistema infrastrutturale commisurato alla domanda. Diverso il discorso da qui al 2050, arco di tempo durante il quale possono emergere opzioni alternative interessanti in grado di soppiantare il combustibile petrolifero.

Il settore del **trasporto aereo** è quello che ha mostrato la crescita più sostenuta nell'ultimo decennio e questa dinamica è stata accompagnata da una sempre mag-

giore richiesta di jet fuel, data la pressoché totale assenza di alimentazioni alternative da impiegare su larga scala. Al 2030 il jet fuel tradizionale resterà l'opzione di gran lunga più impiegata accompagnato da uno sviluppo crescente di Sustainable Aviation Fuels - SAF di tipo HVO¹/HEFA². Alternative come powertrain ibridi (per il mercato dei voli regionali) e SAF oggi più sperimentali, come gli E-fuels, potranno affermarsi in un'ottica di più lungo periodo al verificarsi di determinate condizioni, a partire da una decisa riduzione dei costi di investimento e operativi. Poco spazio per tecnologie più disruptive, quali i velivoli a idrogeno, che l'analisi non fa emergere come preferibili nemmeno al 2050.

Il **trasporto stradale** sembra essere quello maggiormente interessato alla riduzione delle fonti fossili, per la presenza di alternative in parte già percorribili. Tuttavia, data l'attuale composizione del parco circolante, il percorso verso la diversificazione dei fuel/powertrain non sarà né immediato né semplice. In generale, sia al 2030 che al 2050, emergono una serie di tendenze valide per tutti i segmenti del trasporto stradale, in particolare: la netta preferibilità per un'elettrificazione diffusa; il ruolo ancora centrale dei motori a combustione interna, soprattutto nelle motorizzazioni ibride.

Per il **trasporto leggero**, l'analisi con orizzonte al 2030 ha portato ad individuare nei veicoli elettrificati del tipo HEV³ e PHEV⁴ il maggior grado di preferibilità, alimentati da carburanti fossili con contenuti crescenti di prodotti di origine biologica. In coda, si posizionano i veicoli a trazione elettrica pura in relazione ai vincoli di natura tecnica, infrastrutturale ed economica che tendono a penalizzare, almeno nel breve periodo, questo tipo di *powertrain*. In ottica 2050 viene confermata la preferibilità verso soluzioni elettrificate, sempre più alimentate

¹ HVO - Hydrotreated Vegetable Oils.

² HEFA - Hydroprocessed Esters and Fatty Acids.

³ HEV - Hybrid Electric Vehicle.

⁴ PHEV - Plug-in Hybrid Electric Vehicle.



FOCUS

da combustibili rinnovabili e sintetici, mentre le elettriche pure (BEV¹ e FCEV²) continuano a non rientrare tra le opzioni preferibili. Occorre intervenire pesantemente sui criteri economici, industriali ed infrastrutturali affinché le BEV sopravanzino le altre opzioni e si collochino in seconda posizione, subito dopo i PHEV.

Per il **trasporto pesante stradale** e per il **trasporto pubblico locale**, lo studio mostra sia al 2030 che al 2050 una preferenza verso una sempre più diffusa ibridizzazione dei powertrain alimentati da fonti *low carbon* (biocarburanti, E-fuels), e dal GNL con una quota gradualmente crescente di bioGNL.

Per i veicoli industriali di grande taglia e impiegati su

lunghe distanze, la soluzione *full electric* risulta infatti complessa e scarsamente preferibile, soprattutto a breve termine. L'opzione elettrica potrebbe trovare maggiore spazio in ambito urbano, specie nel trasporto pubblico locale, dove i limiti di portata e di autonomia non costituiscono un ostacolo insormontabile. In particolare i filobus e i BEV con ricarica rapida si confermano la modalità preferibile tra quelle a trazione elettrica in presenza di una riduzione dei relativi costi e della realizzazione di adeguati investimenti nella rete (filoviaria e di ricarica).

Tra le alimentazioni, l'opzione bioGNL potrebbe risultare predominante nel caso in cui, al 2050, risulti già ben sviluppata una filiera nazionale di produzione, in grado di garantire adeguati volumi di prodotto e altrettanto adeguate economie di scala per abbatterne i costi.

¹ BEV - Battery Electric Vehicle.

² FCEV - Fuel Cell Electric Vehicle.

FOCUS

LO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE SENSIBILI: LO STUDIO DI CONFINDUSTRIA ENERGIA

Dopo aver completato nel 2018 lo studio su "Infrastrutture Energetiche Ambiente e Territorio", Confindustria Energia, anche con il contributo di unem, ha redatto un nuovo rapporto con l'aggiornamento del lavoro del 2018.

Il nuovo studio, dal titolo "**Infrastrutture energetiche per l'Italia e per il Mediterraneo**" aggiorna i programmi di investimento per il decennio 2020-2030 sulla base degli obiettivi previsti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima trasmesso a fine anno dal Governo italiano alla Commissione europea. **Le nuove previsioni di investimenti in infrastrutture energetiche per gli**

anni 2018-2030 ammontano a circa 110 miliardi di euro, circa 14 miliardi in più rispetto a quanto stimato nella scorsa edizione dello studio.

Nel nuovo studio vengono inoltre analizzati i piani di investimento in infrastrutture energetiche di tutti i Paesi che affacciano sul Mediterraneo per la rilevanza che potranno avere sulle nostre infrastrutture energetiche.

Lo studio, infine, fornisce proposte a livello legislativo e autorizzativo per semplificare la realizzazione dei progetti ed individua alcune misure fiscali volte a favorire lo sviluppo del mercato dei prodotti dell'economia circolare.

e per agevolare il loro ripristino per lo sviluppo dell'idrogeno verde/blu, delle tecnologie CCS e CCU, del biometano e del GNL, nonché per l'evoluzione della rete carburanti verso punti vendita di energie per la mobilità¹.

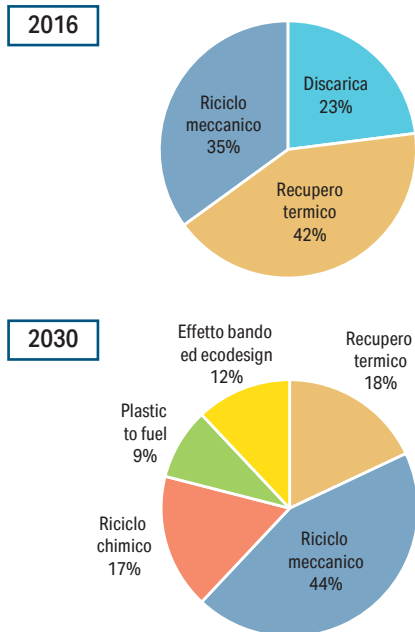
Alcuni dei progetti si muovono nell'ambito dell'economia circolare, centrale secondo la stessa Commissione per raggiungere l'obiettivo di neutralità climatica entro il 2050. Le linee progettuali presentano soluzioni alternative per la discarica e l'incenerimento dei rifiuti e dei residui di plastica. Dai rifiuti fossili, in particolare plastica, raccolta in maniera differenziata e difficilmente riciclabile (Plasmix), possono infatti essere prodotti Recycled fossil fuels, che presentano vantaggi ambientali molto elevati e che potranno contribuire al raggiungimento del target per le FER nei trasporti. Anche gli investimenti nella filiera di produzione di biocarburanti e di biometano contribuiscono al processo di sostituzione dei combustibili fossili a partire da FORSU² e altre matrici organiche, zootecniche e scarti agricoli, valorizzando gli scarti come risorsa energetica.

Nel contesto del **Piano d'azione europeo per l'economia circolare**, il nuovo Ministero della Transizione Ecologica intende mettere a punto gli strumenti tecnici e amministrativi per garantire il sostegno e lo sviluppo di filiere produttive coerenti, secondo un'impostazione di circolarità dell'economia e in tale contesto:

- monitorerà l'implementazione dei decreti legislativi di recepimento del pacchetto sull'economia circolare;
- definirà il Piano d'azione nazionale per la sostenibilità ambientale con l'obiettivo di massimizzare la diffusione del Green Public Procurement;
- perfezionerà gli strumenti di supporto allo sviluppo di filiere "circolari", attraverso l'adozione di Criteri Ambientali Minimi per i nuovi settori merceologici;
- completerà la stesura dei decreti sull'*end of waste*;
- aggiornerà il Programma nazionale di prevenzione dei rifiuti e revisionerà il registro della tracciabilità dei rifiuti.

Dal settembre 2020 sono inoltre in vigore in Italia le quattro **Direttive del pacchetto europeo sull'economia circolare (rifiuti ed imballaggi, discariche, veicoli fuori uso, pile e rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche)**. Con riferimento alla Direttiva rifiuti, il completamento dell'emanazione dei decreti attuativi sull'*end of waste* è ormai improcrastinabile data la crisi che il settore dei rifiuti

ITALIA Rifiuti in plastica. La gestione fine vita al 2030



Fonte: Progetto Confindustria su riciclo chimico

¹ Vedi Focus "Investimenti e attività industriali" a pag. 70.

² FORSU - Frazione Organica da Rifiuto Solido Urbano.



FOCUS

RIORDINO MINISTERI - IL MITE

Il 13 febbraio 2021 si è insediato il “Governo Draghi”, dopo le dimissioni del “Governo Conte II” presentate il 26 gennaio.

Il nuovo Governo, sostenuto da una larga maggioranza parlamentare (563 su 629 Deputati e 279 su 621 Senatori), presenta novità importanti nella sua composizione e nelle competenze dei vari dicasteri, anche alla luce dell'entrata in vigore delle “*Disposizioni urgenti in materia di riordino dei Ministeri*”, previste dal Decreto Legge n. 22/2021 convertito nella Legge n. 55/2021.

In particolare, è stato istituito il “*Ministero della Transizione Ecologica*” (MITE), nuova denominazione del Ministero dell'Ambiente, con funzioni e compiti spettanti allo Stato relativamente allo sviluppo sostenibile e alla tutela e alla valorizzazione dell'ambiente, del territorio e dell'ecosistema.

Il MITE, assorbendo funzioni e risorse umane dal Ministero dello Sviluppo Economico, ha rilevato la Direzione generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica e la Direzione per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari, allargando pertanto le proprie competenze.

Altra novità è l'istituzione del Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (CITE), con il compito di assicurare il coordinamento delle politiche nazionali per la transizione ecologica e la relativa programmazione, ferme

restando le competenze del Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica e lo Sviluppo Sostenibile (CIPESS).

Il CITE, presieduto dal Presidente del Consiglio dei Ministri o, in sua vece, dal Ministro della Transizione Ecologica e composto da vari dicasteri, è chiamato a redigere il Piano per la Transizione Ecologica, al fine di coordinare le politiche in materia di:

- riduzione delle emissioni di gas climalteranti;
- mobilità sostenibile;
- contrasto del dissesto idrogeologico e del consumo del suolo;
- mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici;
- risorse idriche e relative infrastrutture;
- qualità dell'aria;
- economia circolare;
- bioeconomia circolare e fiscalità ambientale, ivi compresi i sussidi ambientali e la finanza climatica e sostenibile.

Il CITE ha, inoltre, il compito di deliberare sulla rimodulazione dei sussidi ambientalmente dannosi.

Da registrare, infine, l'istituzione del Comitato Interministeriale per la Transizione Digitale (CITD), mentre il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti è stato ridenominato “*Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità sostenibili*”.

sta attraversando sia per la saturazione delle discariche e la carenza degli impianti, sia per le difficoltà che riscontrano le aziende per l'autorizzazione degli impianti di recupero dei rifiuti e la produzione di materiali e prodotti da riutilizzare. In questo ambito, di particolare interesse per il settore è quello per il recupero delle terre provenienti da attività di bonifica (*bioremediation* e *soil washing*).

La revisione della Direttiva ETS

Con l'adozione di nuovi e più ambiziosi target di abbattimento delle emissioni di CO₂ al 2030, la Commissione europea si trova nelle condizioni per rivedere la Direttiva ETS¹ appena recepita negli ordinamenti nazionali ed entrata in vigore solo da pochi mesi. Il processo

¹ ETS - Emission Trading System. Direttiva 2018/410/UE.

di revisione è stato avviato con una consultazione pubblica a cui anche unem ha partecipato. Dalle stime preliminari della Commissione, per raggiungere il 55 per cento di riduzione delle emissioni al 2030 rispetto al 1990 l'impegno dei settori ETS dovrebbe passare dal 43 per cento di riduzione attuale ad almeno il 63 per cento sempre rispetto al 1990.

Al riguardo, unem ha sottolineato la necessità che qualunque revisione dell'ETS (mirante ad aumentarne l'ambizione o ad estenderne la portata) non comporti alcun impatto negativo sulla competitività dell'industria europea in generale e del settore della raffinazione in particolare. È pertanto necessario **rafforzare le misure di protezione dal "Carbon Leakage" dei settori industriali maggiormente esposti in corrispondenza dell'aumento delle ambizioni ambientali europee.**

L'industria della raffinazione è uno dei settori più esposti da questo punto di vista ed ha quindi bisogno di misure particolarmente efficaci per garantire una protezione adeguata contro il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio e delocalizzazione degli impianti produttivi. Inoltre, la capacità delle imprese europee di ridurre le emissioni deve essere calibrata sulla base dell'esistenza di tecnologie valide ed economicamente sostenibili. Qualsiasi meccanismo di protezione venga adottato, dovrà essere coerente con le politiche volte a combattere il cambiamento climatico non solo nell'Unione Europea, ma a livello globale. È inoltre necessario armonizzare le misure di compensazione dei costi indiretti che a livello nazionale non sono ancora operative per mancanza dei relativi decreti attuativi.

In tale contesto, si sta anche elaborando un meccanismo di adeguamento alle frontiere del carbonio - CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism), che conteggi l'intensità carbonica dei prodotti importati, nonché dei prodotti fabbricati internamente all'Unione europea ed esportati. È fondamentale, per garantire una vera parità di condizioni, che le metodologie di calcolo del contenuto di carbonio dei prodotti importati siano del tutto conformi a quelle utilizzate per calcolare l'intensità di carbonio dei prodotti fabbricati nell'Unione Europea. È indispensabile che tale meccanismo non sostituisca le attuali misure di protezione dal Carbon Leakage, ma le integri e rafforzi per migliorare efficacemente gli effetti dell'EU ETS a livello globale.

La revisione della Direttiva IED

La Commissione europea ha lanciato, a fine 2020, alcune consultazioni pubbliche, con l'obiettivo di raccogliere informazioni sull'impatto delle misure della Direttiva IED¹ nell'ambito di un più ampio processo di revisione della legislazione europea su queste materie. La Diretti-

¹ IED - Industrial Emission Directive. Direttiva 2010/75/UE.

FOCUS

RECEPIMENTO DIRETTIVE ECONOMIA CIRCOLARE

- **Decreto Legislativo 3 settembre 2020, n. 116**, recante "Attuazione della Direttiva (UE) 2018/851 che modifica la Direttiva 2008/98/CE relativa ai **rifiuti** e attuazione della Direttiva (UE) 2018/852 che modifica la Direttiva 1994/62/CE sugli **imballaggi** e i rifiuti di imballaggio", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'11 settembre.
- **Decreto Legislativo 3 settembre 2020, n. 118**, recante "Attuazione degli articoli 2 e 3 della Direttiva (UE) 2018/849, che modificano le direttive 2006/66/CE relative a pile e accumulatori e ai rifiuti di **pile e accumulatori** e 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 12 settembre.
- **Decreto Legislativo 3 settembre 2020, n. 119**, recante "Attuazione dell'articolo 1 della Direttiva (UE) 2018/849, che modifica la Direttiva 2000/53/CE relativa ai **veicoli fuori uso**", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 12 settembre.
- **Decreto Legislativo 3 settembre 2020, n. 121**, recante "Attuazione della Direttiva (UE) 2018/850, che modifica la Direttiva 1999/31/CE relativa alle **discariche di rifiuti**", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 14 settembre.



va IED ha fortemente contribuito a ridurre o eliminare (ove possibile) l'inquinamento, soprattutto grazie all'impiego delle BAT¹ che si confermano le tecniche più valide per raggiungere un elevato livello di protezione ambientale.

In tale ambito, unem ha partecipato alle due consultazioni pubbliche concluse nel marzo di quest'anno: la prima, sul Piano azioni per arrivare ad Inquinamento Zero e l'altra su E-PRTR² e IED, e prevede di partecipare alle successive Targeted Stakeholder Survey (TSS) sui medesimi temi. Al riguardo, unem è operativa anche nella task force istituita da FuelsEurope al fine di esprimere alla Commissione la posizione del settore europeo sulle revisioni in corso.

La revisione della tassazione energetica europea

È attualmente in corso il processo comunitario di **revisione della Direttiva sulla tassazione energetica, con l'obiettivo di renderla coerente con i target europei di politica ambientale**. Unem ha partecipato con un proprio contributo alla consultazione pubblica lanciata dalla Commissione nel novembre 2020, evidenziando la necessità di calibrare le nuove aliquote minime di accisa dei prodotti energetici sulla base del loro contenuto energetico e dell'emissioni di sostanze climalteranti, sia per rendere la tassazione energetica il meno possibile distorsiva, sia per poter meglio allineare le aliquote fiscali minime alle politiche dell'Unione Europea in materia di clima ed energia.

Inoltre, per ridurre la notevole disomogeneità attualmente presente tra i Paesi comunitari, sarebbe opportuno che la Direttiva sulla tassazione dell'energia vincoli gli Stati membri a definire i livelli di tassazione dei prodotti energetici in linea, in termini percentuali, con i differenziali presenti nelle aliquote minime per singola categoria di prodotto.

Si rileva inoltre che oggi la tassazione sui prodotti energetici, in particolare nei trasporti, contribuisce significativamente al bilancio degli Stati ed occorrerà mantenere un gettito analogo anche nel futuro. Pertanto, in considerazione della forte spinta delle istituzioni comunitarie verso i veicoli elettrici, che comporterà uno shift sempre più marcato da ICE a veicoli elettrificati e BEV, sarà necessaria la tassazione di tutti i prodotti energetici, inclusa l'energia elettrica, per garantire bilanci in equilibrio.

Sono stati infine forniti i punti di vista dell'associazione su GNL e lubrificanti. Sul **GNL**, indubbiamente riconosciuto un fuel fondamentale per

¹ BAT - Best Available Techniques.

² E-PRTR - European Pollutant Release and Transfer Register - Regolamento CE n. 166/2006.

accompagnare la transizione energetica verso la *carbon neutrality*, è stato sottolineato che per assicurare un corretto ammortamento degli ingentissimi investimenti iniziali, occorrerà mantenere attivi quei trattamenti fiscali differenziati che ne agevolino lo sviluppo. Per quanto riguarda i **lubrificanti**, è stato richiesto di inserirli all'interno del campo di applicazione della Direttiva sui prodotti energetici, con un'aliquota minima di imposta per evitare l'estrema differenziazione che si è creata negli Stati membri con l'attuale regime fiscale che ha generato squilibri competitivi e fenomeni di illegalità.

Revisione disciplina nazionale emissioni in atmosfera

Con il Decreto Legislativo n. 102/20, pubblicato nell'agosto 2020, è stata modificata la parte Quinta del Decreto Legislativo n. 152/06 sulla tutela dell'aria e la riduzione delle emissioni, con l'obiettivo di garantire certezza normativa in materia di obblighi e di controlli relativi alla gestione degli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera, nonché di razionalizzare le procedure autorizzative e il sistema delle sanzioni, con riguardo sia alle imprese sia ai privati gestori di impianti termici civili.

Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA)

Per le Raffinerie siciliane la riapertura dell'AIA è avvenuta su iniziativa del Ministero dell'Ambiente, su richiesta della Regione Sicilia, a meno di un anno dal loro rinnovo, a seguito dell'adozione del Piano Regionale di Tutela della Qualità dell'Aria (cosiddetto PQA) che, sulla base di dati ormai superati, ha introdotto misure di riduzione delle emissioni industriali molto gravose e, in alcuni casi, tecnicamente insostenibili con la richiesta di riduzione delle emissioni ai limiti inferiori delle BAT (applicate a livello comunitario solo per i nuovi impianti) al 2027, con avvicinamento del 50 per cento della distanza al 2022. Le Raffinerie interessate hanno pertanto presentato ricorso al TAR¹ Palermo che, a fine luglio 2020, si è pronunciato favorevolmente sul merito. A seguito del pronunciamento, le Aziende e la Regione hanno avviato un tavolo di confronto tecnico sul tema, mentre il Ministero dell'Ambiente (MATTM) ha definitivamente chiuso i procedimenti di riesame AIA.

L'attuazione della Direttiva Rinnovabili e la possibile evoluzione

La Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili - RED II è attualmente in fase di recepimento.

Il Decreto Legislativo di recepimento dovrà dare attuazione anche agli

¹ TAR - Tribunale Amministrativo Regionale.



obiettivi fissati nel PNIEC in materia di penetrazione delle energie rinnovabili nei diversi settori. **Particolarmente ambizioso è il target del 22 per cento di energia rinnovabile nei trasporti al 2030.** L'attuale formulazione del PNIEC prevede la ripartizione del target rinnovabile nei trasporti (22 per cento) con un 8 per cento ottenuto da energia elettrica rinnovabile (6 per cento stradale e 2 per cento ferroviaria) e con il 14 per cento da biocarburanti. Nel recepimento sarà importante non trascurare il possibile contributo del comparto marittimo e di quello aereo. Sarà inoltre necessario disciplinare la gestione e l'ampliamento delle materie prime utilizzabili, soprattutto per i biocarburanti avanzati e sul *phase-out* delle materie prime ad elevato valore di ILUC¹ che secondo la Direttiva dovrebbe essere attuato tra il 2024 e il 2030.

Da segnalare per quest'ultima categoria di prodotti, una disposizione della Legge di delegazione comunitaria che ha fissato i criteri di recepimento della Direttiva RED II nel quale si anticipa, senza una ragionevole motivazione, l'eliminazione di una serie di materie prime al 1° gennaio 2023. Ancor più grave è l'inclusione tra le materie da eliminare, anche di alcune ricomprese invece nella Direttiva RED II come idonee per la produzione di biocarburanti avanzati.

A livello comunitario anche per la Direttiva RED II è in atto un processo di revisione a cui anche unem sta fornendo il proprio contributo evidenziando la necessità di:

- non escludere alcuna materia prima che rispetti i criteri di sostenibilità da destinare alla produzione di biocarburanti;
- favorire l'ampliamento e l'ulteriore sviluppo delle materie prime per la produzione di biocarburanti avanzati, evitando di rimuovere quelle già incluse;
- confermare il riconoscimento senza limiti dei combustibili sintetici e quelli da carbonio riciclato, cioè derivanti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile;
- eliminare l'attuale coesistenza di due mandati sovrapposti sul fornitore di combustibili, quello della RED II sull'utilizzo di energia rinnovabile nel trasporto su strada e quello della Direttiva sulla qualità dei carburanti (Fuel Quality Directive - FQD) per la riduzione dell'intensità di carbonio dei fuels.

Quadro normativo nazionale sui biocarburanti liquidi e sul biometano

Lo scorso 30 dicembre il MISE ha emanato un decreto di modifica dell'attuale disciplina sul biometano (Decreto Ministeriale 2 marzo 2018) incrementando, a partire dal 2021, le quote d'obbligo e in-

¹ ILUC - Indirect Land Use Change.

introducendo un nuovo obbligo per i biocarburanti avanzati diversi dal biometano, da gestire al di fuori del meccanismo del GSE previsto dal decreto del 2018.

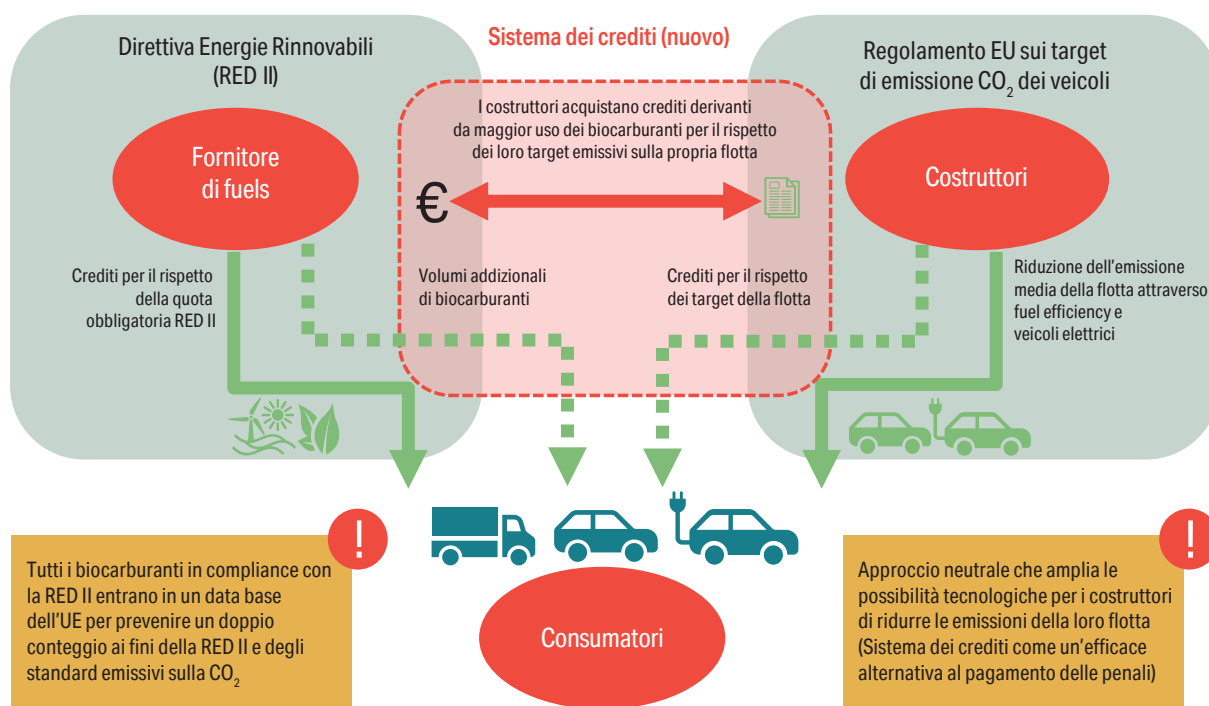
Viene inoltre modificata la modalità di calcolo degli obblighi, svincolando l'obbligo per i tradizionali dalla presenza o meno dei biocarburanti avanzati. Unem ha espresso diverse riserve sul nuovo decreto, sia per la tempistica di emanazione (ultimo giorno dell'anno), sia per aver completamente trascurato le risultanze delle consultazioni preliminari. Il decreto determinerà un modesto aumento degli obblighi di miscelazione oltre a potenziali maggiori costi nell'ambito del sistema GSE.

In merito ai nuovi obblighi, nel corso dei primi mesi del 2021 si sono tenute diverse riunioni con il MISE e il GSE volte a chiarire tutti gli aspetti operativi delle modifiche introdotte.

In relazione ai futuri crescenti obblighi di miscelazione di quote di biocarburanti e alle previsioni del PNIEC relative all'introduzione dal 2023 di obblighi specifici di miscelazione di biocarburanti nelle benzine, unem ha attivato un confronto tecnico al proprio interno per valutare le modalità più congrue di adeguamento dell'intero sistema produttivo, logistico e distributivo alle miscele benzine - bioetanolo.

BIOCARBURANTI Contabilizzazione del contributo dei biocarburanti alla riduzione dei target di emissione

Meccanismo per conteggiare/valorizzare i biocarburanti negli standard CO₂ di auto e camion



Fonte: Frontier Economics



Infine, per ciò che attiene agli obblighi di riduzione dei GHG nel ciclo di vita dei fuels, nel corso del 2020 unem si è attivata nei confronti dei Ministeri interessati per agevolare la costituzione della modalità “gruppo di fornitori” per il raggiungimento degli obiettivi. Destano preoccupazione le difficoltà operative legate alla pandemia incontrate nel corso dell’anno che hanno ostacolato il pieno rispetto del target di riduzione del 6 per cento. Unem auspica che se ne tenga opportunamente conto in sede di valutazione del conseguimento degli obiettivi posti.

Le iniziative sull'idrogeno

Nel corso del 2020 il Ministero dello Sviluppo Economico ha lanciato una consultazione pubblica sulle **Linee Guida Preliminari per la Strategia Nazionale sull'Idrogeno**. La Strategia, elaborata dal Ministero, si prefigge di accelerare il raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC al 2030, favorendo la transizione verso una economia sostenibile e tecnologicamente avanzata. In una prima fase la strategia sarà focalizzata sui settori in cui è possibile produrre e utilizzare l'idrogeno localmente, a partire dagli impianti esistenti e facilitare l'utilizzo del vettore in nuove applicazioni nei trasporti e nei settori industriali. In prospettiva 2050 la Strategia punta quasi esclusivamente sull'idrogeno *green* prodotto da elettrolizzatori alimentati da energia elettrica rinnovabile.

Unem ha partecipato a tale consultazione sottolineando che il ruolo dell'idrogeno sarà determinante soprattutto in determinati settori industriali “*hard to abate*” e nei trasporti (in particolare marittimo, aereo e stradale pesante), poiché l'elettrificazione di questi settori non rappresenta una soluzione efficiente e percorribile. Unem ha raccomandato in particolare di prendere in considerazione tutte le soluzioni che possono contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei in materia di energia e clima al fine di assicurare un approccio neutrale sotto il profilo tecnologico e condizioni di parità sul mercato. A tale riguardo è stata rimarcata l'**importanza del contributo dell'idrogeno low carbon quale complemento all'idrogeno verde**, visti i tempi molto più rapidi e costi molto più contenuti rispetto a quello verde.

In tale contesto, va rilevato il contributo di unem alla redazione del **Piano d'Azione Idrogeno di Confindustria**, pubblicato lo scorso settembre. Tra i punti di maggior interesse: il riconoscimento dell'equivalenza tra idrogeno *green* e idrogeno blu, il superamento dell'approccio *Tank-to Wheel* sugli standard CO₂ per auto e camion per favorire lo sviluppo degli E-fuels nonché l'assenza di restrizioni da parte della Tassonomia per l'accesso al credito necessario ad attuare gli investimenti per lo sviluppo della produzione e del mercato dell'idrogeno.

Unem ha altresì aderito alla “**European Clean Hydrogen Alliance**” istituita dalla Direzione Generale della Commissione europea per il

Mercato Interno, l'Industria, l'Imprenditoria e le Piccole e medie imprese (DG GROW), non solo perché il settore della raffinazione è di gran lunga il settore industriale che produce e utilizza la maggiore quantità di idrogeno in Italia (oltre l'80 per cento del consumo totale), ma anche per promuovere un suo utilizzo per la produzione di carburanti liquidi decarbonizzati.

Il Gruppo Strategico Lubrificanti

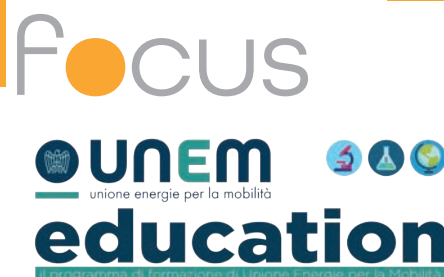
Prosegue l'attività del Gruppo Strategico Lubrificanti che, ha recentemente richiesto al MITE, dopo un periodo di sperimentazione, l'adozione ufficiale, nell'ambito del Sistema Statistico Nazionale, del nuovo modello di rilevazione statistica dei lubrificanti L01. Per quanto attiene agli aspetti fiscali e di contrasto all'illegalità è entrato a pieno regime il sistema di tracciamento nel territorio nazionale degli oli lubrificanti di provenienza da altri Paesi europei; si sta inoltre lavorando per la predisposizione di un *position paper*, da presentare al MEF, sulle diverse criticità derivanti dall'attuale perimetro dell'imposta di consumo nonché sulla necessità di inserire i lubrificanti nel campo di applicazione della Direttiva sulla tassazione energetica con un'aliquota minima per evitare l'estrema differenziazione di trattamento che si è creata negli Stati membri con l'attuale regime fiscale.

L'attività sulla logistica

Il comparto della logistica svolge un ruolo fondamentale per garantire l'approvvigionamento capillare sul territorio di tutti i prodotti petroliferi e chimici. Nel corso del 2020, a seguito dell'emergenza sanitaria per il COVID-19, l'attività del settore ha subito diversi stravolgimenti e l'azione di unem è stata diretta a garantirne la corretta e continua operatività anche in presenza di rigide restrizioni.

Le misure di contenimento degli spostamenti per gestire l'emergenza hanno generato nei mesi di marzo ed aprile una drastica riduzione dei consumi di prodotti petroliferi con conseguenti gravi difficoltà operative nell'attività di raffinazione e di distribuzione dei prodotti stessi. Ciò aveva determinato una concreta difficoltà per gli operatori nel rispettare la specifica ecologica sulla tensione di vapore delle benzine nel periodo estivo con il limite di 60 kPa dal 1° maggio. In condizioni normali di mercato nei mesi di marzo ed aprile si sarebbe completato il ricambio dei prodotti in giacenza nei serbatoi, così da assicurare entro la data prevista la commercializzazione di benzina conforme alla qualità estiva.

Dato il drastico calo dei consumi lo smaltimento delle giacenze ha richiesto invece almeno due mesi in più rispetto alla data del 1° maggio. Unem si è quindi tempestivamente attivata, sia nei confronti dei Mini-



AMBIENTE E SOSTENIBILITÀ

Master Bonifica siti interesse petrolifero – La Sapienza, Università di Roma 10/11 e 17/18 settembre.

Modulo di lezioni di circa 30 ore esperienze operative sulla bonifica dei siti petroliferi realizzato con docenti di unem e Associate (12 Aziende e 17 relatori). Lezioni aperte, in via eccezionale, anche ai non iscritti al Master, con partecipazione di rappresentanti di Enti e Amministrazioni anche locali.

Master Diritto dell'ambiente, La Sapienza Roma - Giurisprudenza 8 ottobre 2020

La sostenibilità delle bonifiche ambientali dei siti petroliferi in un'ottica dell'economia circolare.

Firmato Accordo di collaborazione con Università Ca Foscari di Venezia – Master in diritto dell'ambiente - 27 novembre

Collaborazione tecnico/scientifica su argomenti di interesse comune in campo ambientale, riqualificazione ambientale e la transizione energetica.



focus

EVENTI PROGETTO "RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE"

Remtech expo 2020 Digital edition

- Conferenza Industria e Ambiente e Focus carburanti, organizzazione con Federchimica e ISPRA – 24 settembre
- Intervento nel seminario "Comunicazione ambientale e digitale nelle attività di risanamento e valorizzazione del territorio" – 25 settembre

Fiera OIL & NON OIL - Organizzazione convegno su "Le chiusure e il ripristino ambientale" – 21 ottobre

SCUOLA DI ALTA FORMAZIONE SULLA BONIFICA DI SITI CONTAMINATI Intervento unem Attività e stato di avanzamento delle bonifiche dei punti vendita carburante e strategie future - 14 ottobre

Fiera Ecomondo - novembre 2020

Organizzazione di webinar – 5 novembre

- «Green deal, economia circolare e sostenibilità nella bonifica e riqualificazione dei siti contaminati ai tempi della pandemia»
- «Tecnologie innovative e sostenibili per la bonifica dei siti inquinati: recenti evoluzioni della ricerca applicata nazionale e internazionale»

Webinar Remtech «Bonifica dei siti contaminati» Intervento su «Collaborazione e confronto verso la sostenibilità del risanamento ambientale: l'esperienza di unem» - 30 novembre

steri competenti che della Commissione europea, per una proroga dei termini per cause di forza maggiore, anche in virtù della classificazione dell'industria petrolifera tra i servizi essenziali per fronteggiare la pandemia. La proroga, concessa per due mesi, ha consentito lo smaltimento delle giacenze e già da metà giugno le Aziende associate hanno assicurato la presenza su tutti i punti vendita di benzina di qualità.

A livello europeo continua il rinnovo e potenziamento della Federazione FETSA¹ al servizio degli operatori della logistica petrolifera e chimica. In ambito FETSA, obiettivo comune è la promozione dei combustibili liquidi in tutte le loro possibili evoluzioni tecnologiche. A tal riguardo, è stato commissionato uno studio a livello comunitario volto a mettere in risalto la strategicità delle infrastrutture logistiche afferenti alla FETSA, nell'ottica di perseguire la decarbonizzazione dell'economia a medio e lungo termine, in particolare del settore dei trasporti. I risultati dello studio saranno rappresentati alle principali Istituzioni comunitarie (Commissione, Parlamento e Consiglio), nonché nazionali ed internazionali, per ribadire il ruolo centrale della logistica a garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti energetici nel rispetto di tutti gli obiettivi ambientali europei.

Progetto "Riqualificazione ambientale"

Il Progetto "Riqualificazione ambientale", arrivato al suo terzo anno di attività, ha raccolto attorno a sé un sempre maggiore interesse con l'adesione complessiva di 14 Soci aggregati che svolgono tali servizi per il settore petrolifero. Le attività nella prima parte dell'anno sono state condizionate dall'emergenza sanitaria, da settembre in poi si è potuto riprendere quanto programmato, organizzando, sebbene in modalità digitale, convegni dedicati al settore e assicurando una partecipazione strutturata alle principali fiere di interesse nonché la ripresa delle attività di formazione specialistica.

Nell'ottobre 2020 è stato sottoscritto un accordo di collaborazione tra unem e ISPRA per la promozione della sostenibilità ambientale e dell'innovazione tecnologica nelle attività di bonifica e di riqualificazione ambientale. Le attività di collaborazione si svolgeranno attraverso lo scambio di esperienze di SNPA² e del settore petrolifero per la sostenibilità ambientale, la sperimentazione congiunta in campo di nuove tecnologie di campionamento o bonifica sostenibili nonché attività di formazione comune sulla tutela ambientale.

¹ FETSA - Federation of European Tank Storage Associations.

² SNPA - Sistema Nazionale a rete per la Protezione dell'Ambiente.

SALUTE E SICUREZZA

La gestione dell'emergenza COVID-19

Nella seconda metà del 2020 la task force emergenza COVID di unem ha seguito con attenzione lo sviluppo del Piano Strategico dell'Italia per la vaccinazione anti-SARS-CoV-2/COVID-19, evoluto sulla base delle crescente disponibilità di vaccini, via via autorizzati dall'Agenzia Europea del Farmaco (EMA). Nella revisione di febbraio¹ del piano, è stato previsto di avviare, in parallelo alla vaccinazione dei soggetti prioritari della prima fase (persone estremamente vulnerabili), anche la vaccinazione del personale scolastico e universitario, delle Forze armate e di Polizia e il personale degli altri servizi essenziali. Unem ha avviato un censimento puntuale dei fabbisogni delle Associate e del personale individuato come "essenziale per la continuità del servizio" di approvvigionamento di energia, partecipando al confronto con la Protezione Civile, unitamente agli altri servizi essenziali. La nuova revisione del piano di marzo, legata anche all'ampliamento nella somministrazione di Astrazeneca al di sopra dei 65 anni di età, ha soppresso la priorità per i servizi essenziali, introducendo però la possibilità, in una seconda fase, qualora le dosi di vaccino disponibili lo permettano, l'avvio di vaccinazione all'interno dei posti di lavoro, a prescindere dall'età. La possibilità di effettuare la vaccinazione in azienda è quindi subordinata alla disponibilità, da parte della Regio-

¹ Dell'8 febbraio 2021.

ITALIA Stima della potenziale quantità di dosi di vaccino disponibili nel 2021, per trimestre e per azienda produttrice, in base ad accordi preliminari d'acquisto (APA) sottoscritti dalla Commissione europea e previa autorizzazione immissione in commercio (AIC) (aggiornamento 23 aprile 2021)

Azienda	Dicembre 2020 ⁽¹⁾	Q1 2021 ⁽¹⁾	Q2 2021	Q3 2021	Q4 2021	Q1 2022	Q2 2022	TOTALI
AstraZeneca	—	4.116.000	10.042.500	26.007.500	—	—	—	40.166.000
Pfizer/BnT	479.700	8.269.560	32.714.370	31.527.739	5.271.662	—	—	78.263.031 ⁽²⁾
Johnson & Johnson	—	—	7.307.292	15.943.184	3.321.497	—	—	26.571.973
Moderna	—	1.330.000	4.650.000	13.968.700	19.808.700	—	—	39.757.400
Sanofi/GSK	—	—	—	—	—	20.190.000	20.190.000	40.380.000
Curevac ⁽³⁾	—	—	7.314.904	6.640.000	7.968.000	7.968.000	—	29.890.904
TOTALE	479.700	13.715.560	62.029.066	94.087.123	36.369.859	28.158.000	20.190.000	255.029.308

⁽¹⁾ Dati aggiornati in base all'effettivo numero consegnato e non basato sul previsionale contrattuale.

⁽²⁾ Il valore complessivo delle dosi è stato aggiornato in riferimento al numero delle stesse effettivamente contrattualizzate in sede di perfezionamento dei relativi Vaccine Order Form (VOF) e all'utilizzo della sesta dose (Circolare 42605-29/12/2020-DGPRE).

⁽³⁾ Valore da confermarsi a seguito dell'autorizzazione da parte dell'EMA.



ne di appartenenza, di personale sanitario (medici ed infermieri) e di vaccini per i lavoratori.

In tale contesto, le Aziende aderenti ad unem hanno messo a disposizione i propri siti aziendali nell'ambito dell'iniziativa **“fabbriche di comunità”** promossa da Confindustria per individuare su tutto il territorio nazionale le realtà disponibili e idonee per essere configurate come siti vaccinali e integrare così quelli già attivi nel nostro Paese. Si tratta di 35 sedi (di cui 21 nel nord, 7 al centro, 3 nel sud e 4 nelle Isole) ritenute potenzialmente idonee per la vaccinazione, secondo modalità e criteri che saranno poi decisi dal Commissario straordinario in virtù del protocollo nazionale per le vaccinazioni in fabbrica.

La Direttiva sulla “radioprotezione”

Lo scorso 27 agosto è stato pubblicato il Decreto Legislativo 31 luglio 2020, n. 101, recante “Attuazione della Direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti che abroga le direttive che regolavano la materia e riordina la normativa di settore, in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della Legge 4 ottobre 2019, n. 117”.

Il provvedimento, considerato il Testo Unico sulla radioprotezione, impatta potenzialmente le attività del settore in due ambiti principali:

- la salute e sicurezza nei luoghi di lavoro;
- la gestione dei rifiuti non radioattivi che contengono radionuclidi naturali.

Unem ha avviato un approfondimento in ambito associativo sugli adempimenti per la protezione dei lavoratori contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle sorgenti di radiazione ionizzanti di origine naturale derivanti da prodotti di decadimento di Uranio 238 e di Torio 232, quali ad esempio Radio e Radon, contenuti nell'acqua estratta con il petrolio greggio. Tali sorgenti possono accumularsi negli impianti di processo e di trattamento acque delle raffinerie che dovranno, quindi, procedere ad individuare e a misurare tali sorgenti entro il prossimo 27 agosto.

Gli adempimenti per l'esposizione a Radon negli ambienti di lavoro sono invece subordinati all'emanazione del Piano nazionale d'azione per il Radon e all'individuazione delle aree prioritarie (attesi non prima di tre anni), fino ad allora continueranno ad applicarsi le disposizioni regionali esistenti.

Attuazione della Direttiva “Seveso III”

Le ispezioni svolte nel 2020 sui Sistemi Gestione Sicurezza per la Prevenzione degli Incidenti Rilevanti (SGS-PIR) rientranti nel campo di

applicazione della Direttiva Seveso III, hanno focalizzato l'attenzione sul **monitoraggio e controllo invecchiamento impianti e attrezzature critiche** e sul **sistema di reporting incidenti e quasi incidenti** occorsi negli ultimi dieci anni. Relativamente alla tematica dei potenziali rischi legati all'invecchiamento delle attrezzature critiche, è stato utilizzato il "Metodo di Valutazione Sintetica dell'adeguatezza del programma di gestione invecchiamento attrezzature negli stabilimenti Seveso", elaborato da esperti INAIL, ISPRA e ARPA regionali, coadiuvati dalla consulenza scientifica dell'Università di Messina, con il continuo supporto tecnico-operativo delle Associazioni di settore, tra cui unem.

Nel 2021 si è conclusa la prima revisione del metodo con l'estensione ai sistemi rotanti e l'inserimento di alcuni "pesi" nel software applicativo del metodo a indici. Tale revisione costituirà un riferimento nelle prossime ispezioni per la valutazione del programma di gestione dell'invecchiamento utilizzato. Parallelamente si è lavorato sul sistema di reporting incidenti e quasi incidenti occorsi. Unem, in considerazione della complessità della raccolta, si è resa disponibile a realizzare un coordinamento in ambito associativo degli eventi occorsi negli ultimi 10 anni. L'attività, ancora in corso, verrà completata nei prossimi mesi, anche mediante analogo confronto con altri settori a rischio di incidente rilevante e con il settore petrolifero europeo.

Protocollo INAIL-unem

Le attività del protocollo di collaborazione tra INAIL e unem in materia di salute e sicurezza sul lavoro si sono sviluppate sia nel 2020 che nel 2021 attraverso due cicli di seminari su temi di ricerca di comune interesse. I seminari consentono un confronto fra esperti delle aziende Associate e ricercatori del Dipartimento Innovazione Tecnologica dell'INAIL, attraverso presentazioni sintetiche ed efficaci seguite da un ampio spazio per domande e discussione. Lo scopo è mettere a fuoco ogni volta un argomento prioritario e di comune interesse, individuando le opportunità di collaborazione.

Miscele pericolose per la salute e informazioni armonizzate

Il nuovo Regolamento UE 2020/1677¹ individua le informazioni armonizzate, che produttori e importatori di miscele pericolose per la

¹ Regolamento delegato (UE) 2020/1677 della Commissione del 31 agosto 2020 che modifica il Regolamento (CE) n. 1272/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele al fine di migliorare la praticabilità delle prescrizioni di informazione in materia di risposta di emergenza sanitaria, pubblicato in Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea Legge n. 379 del 13 novembre 2020.

focus

WEBINAR INAIL-UNEM

Ciclo 2020

Webinar **Gestire i dispositivi di protezione individuale nell'emergenza sanitaria**. Ruoli e responsabilità delle parti - 16 settembre 2020

Webinar **Resilienza organizzativa**: come le organizzazioni industriali affrontano la crisi - 14 ottobre 2020

Webinar **Gestire l'integrità delle attrezzature**: come sfruttare le tecniche emergenti per la prognostica - 4 novembre 2020

Webinar **Gestione dei potenziali rischi incidentali commessi ad attacchi informatici** - 11 novembre 2020

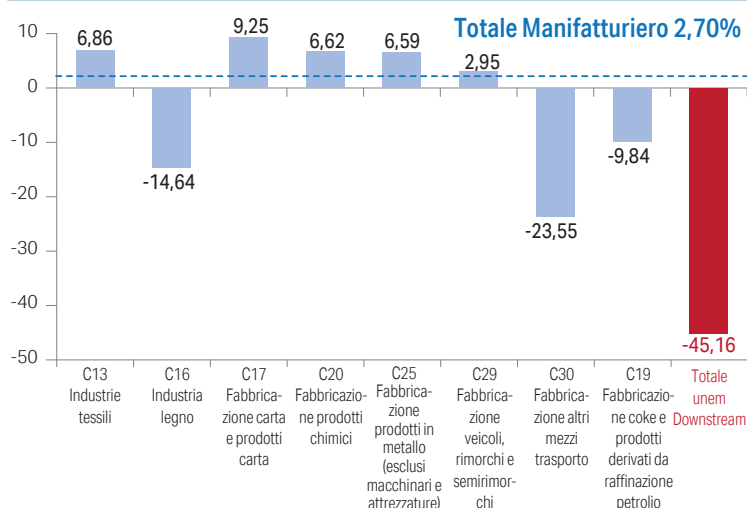
Ciclo 2021

Webinar **Imparare dall'esperienza operativa** - 24 marzo 2021

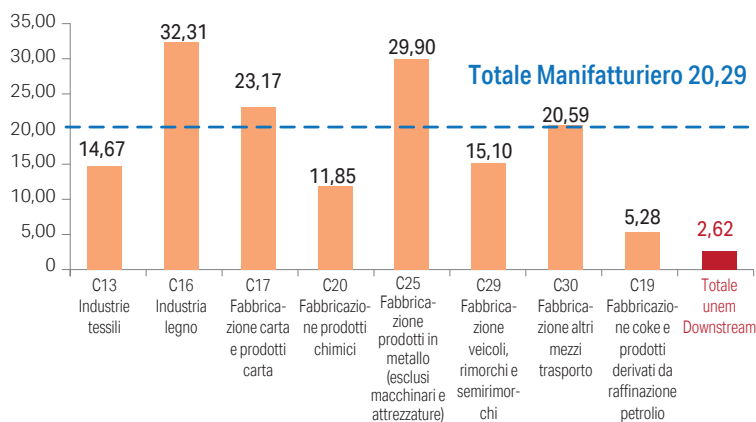
Webinar **Come operare negli ambienti difficili** - 5 maggio 2021

Webinar **La sicurezza dei nuovi carburanti** - 16 giugno 2021



ITALIA Variazione percentuale 2015-2019 numero infortuni denunciati a INAIL^(*)^(*) Infortuni in occasione di lavoro per settore di attività economica.

Fonte: Elaborazioni unem su dati INAIL

ITALIA Frequenza media per 1000 addetti 2015-2019 degli infortuni denunciati INAIL^(*)^(*) Calcolati su numero lavoratori anno 2019.

Fonte: Elaborazioni unem su dati INAIL

salute devono notificare negli Stati europei in cui effettuano immissioni in consumo di tali miscele. Tale nuovo sistema, in vigore dal 1° gennaio 2021, non si applica, fino al 2025, alle miscele la cui composizione è stata già dichiarata agli archivi nazionali, per l'Italia l'Archivio Preparati pericolosi presso l'Istituto Superiore di Sanità.

Unem ha organizzato un webinar per consentire ai rappresentanti del Ministero della Salute e dell'Istituto Superiore della Sanità la presentazione delle novità del nuovo sistema di notifica e gli adempimenti a carico dei produttori/importatori di miscele pericolose.

Downstream petrolifero: performance sicurezza

Prosegue l'impegno dell'industria petrolifera nelle attività volte al miglioramento continuo delle prestazioni per la sicurezza e la prevenzione dei rischi, attraverso una sempre più diffusa cultura della sicurezza, programmi di formazione e partecipazione del personale.

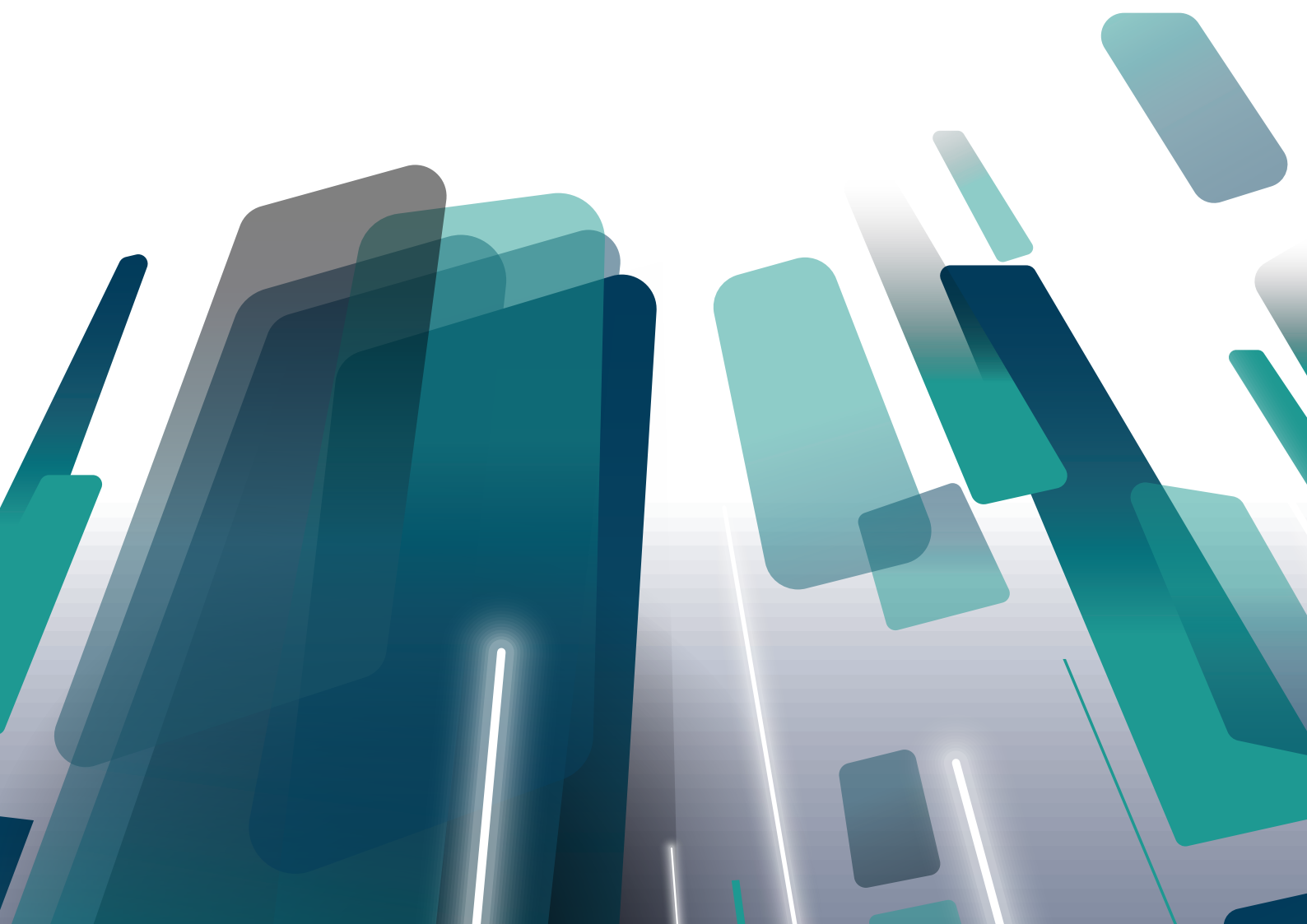
Tale impegno si traduce in risultati concreti, confermando il settore petrolifero fra i più virtuosi rispetto agli altri settori manifatturieri italiani, come evidenziato dagli indici di frequenza e quelli di gravità degli infortuni sul lavoro.

Nel periodo 2015-2019 il numero degli infortuni sul lavoro denunciati a INAIL dal settore "Downstream Petrolifero" si è ridotto complessivamente di oltre il 45,1 per cento, rispetto all'aumento del 2,7 per cento che ha interes-

sato l'intero comparto manifatturiero. L'indice di frequenza media degli infortuni per 1000 addetti, nel solo anno 2019, è stato pari a 1,6 per il Downstream Petrolifero e a 20,3 per il manifatturiero.

I risultati raggiunti spronano il settore a mantenere costante l'impegno e a prevedere ulteriori interventi per la prevenzione degli incidenti, in particolare quelli più gravi, con **l'obiettivo di raggiungere il traguardo di zero infortuni, già conseguito da vari stabilimenti con record significativi in termini di migliaia di addetti.**

APPENDICE STATISTICA



MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI I consumi energetici dei principali Paesi (2019)
(Milioni di tep)

	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Idro elettricità ⁽¹⁾	Nucleare ⁽²⁾	Rinnovabili	Totale	Tep/pro capite
Mondo	3.763,0	4.445,2	3.378,5	941,4	623,0	594,9	13.746,0	1,8
Area OCSE	765,5	2.052,3	1.548,6	307,6	444,1	349,8	5.467,9	4,3
Stati Uniti	270,9	841,8	728,0	60,4	189,8	93,4	2.184,3	6,7
Ex Urss	158,7	202,3	517,6	56,4	65,5	1,8	1.002,3	3,4
Giappone	117,0	173,6	93,0	16,6	14,7	29,9	444,8	3,5
Cina	1.950,7	650,1	264,3	282,6	77,5	158,9	3.384,2	2,4
India	444,8	242,0	51,3	36,1	10,1	29,7	814,0	0,6
Area UE (27 Paesi)	183,8	609,5	403,8	73,0	183,3	169,8	1.623,2	3,2
Belgio/Lussemburgo	3,1	34,9	15,6	0,1	9,7	4,2	67,6	5,7
Francia	6,4	72,4	37,3	13,1	89,0	11,3	229,5	3,5
Germania	55,0	106,9	76,2	4,4	16,7	49,4	308,6	3,7
Olanda	6,4	38,3	31,7	0,0	0,9	5,1	82,4	4,8
Regno Unito	6,3	71,2	67,8	1,3	12,5	25,5	184,6	2,8
Spagna	5,0	63,7	31,0	5,7	13,0	17,3	135,7	2,9
Italia	8,9	57,6	60,9	10,0	—	14,6	152,0	2,5

⁽¹⁾ Dato relativo alla produzione.

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

Fonte: BP Statistical Review

MONDO/PAESI INDUSTRIALIZZATI Il grado di dipendenza energetica e petrolifera (2019)

	% di dipendenza energetica dall'estero	Incidenza % del petrolio nel bilancio energetico
Mondo	—	33,1
Area OCSE	18	38,4
Stati Uniti	—	39,1
Ex Urss	—	20,9
Giappone	87	40,3
Cina	19	19,7
India	46	30,1
Area UE (27 Paesi)	58	38,4
Belgio/Lussemburgo	80	52,4
Francia	51	32,5
Germania	66	35,6
Olanda	64	47,0
Regno Unito	31	39,7
Spagna	74	47,6
Italia ^(*)	78	39,1

^(*) 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 ^(*)		
	2019	2020		al 1/1/2020	al 1/1/2021	
	Quantità	Quantità	%	Quantità	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	1.021,6	987,4	23,6	35.491	35.574	14,5
di cui: Stati Uniti	746,7	722,4	17,2	8.197	8.280	3,4
Canada	274,9	265,0	6,3	27.294	27.294	11,1
AMERICA LATINA	411,9	395,0	9,4	51.747	51.747	21,0
di cui: Messico	94,9	94,0	2,2	804	800	0,3
Venezuela	46,6	29,0	0,7	48.035	48.035	19,5
Altri Paesi	270,4	272,0	6,5	2.908	2.912	1,2
MEDIO ORIENTE	1.417,4	1.302,8	31,1	112.911	114.150	46,4
di cui: Arabia Saudita	556,6	526,0	12,6	40.876	40.400	16,4
Iran	160,8	139,0	3,3	21.374	23.065	9,4
Iraq	234,2	204,0	4,9	19.571	19.571	8,0
Kuwait	144,0	134,0	3,2	13.981	13.981	5,7
U.A.E.	180,2	165,0	3,9	12.976	12.976	5,3
Altri Paesi	141,6	134,8	3,2	4.133	4.157	1,7
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	361,8	357,5	8,5	6.128	6.135	2,5
di cui: Indonesia	38,2	36,7	0,9	344	340	0,1
Cina	191,0	193,5	4,6	3.573	3.595	1,5
Altri Paesi	132,6	127,3	3,0	2.211	2.200	0,9
AFRICA	399,1	310,0	7,4	16.649	16.610	6,8
di cui: Algeria	64,3	56,7	1,4	1.537	1.530	0,6
Libia	57,8	20,0	0,5	6.297	6.297	2,6
Nigeria	101,4	88,2	2,1	4.989	4.989	2,0
Altri Paesi	175,6	145,1	3,5	3.826	3.794	1,5
EUROPA	157,8	166,9	4,0	1.882	1.914	0,8
di cui: Norvegia	78,4	90,0	2,1	1.083	1.100	0,4
Regno Unito	51,8	48,6	1,2	360	375	0,2
Altri Paesi	27,6	28,3	0,7	439	439	0,2
EX URSS	714,9	671,0	16,0	19.775	19.775	8,0
di cui: Russia	566,0	527,0	12,6	14.687	14.687	6,0
Azerbaijan	38,1	37,0	0,9	959	959	0,4
Kazakhstan	91,4	88,0	2,1	3.932	3.932	1,6
Altri Paesi	19,4	19,0	0,5	197	197	0,1
TOTALE	4.484,5	4.190,6	100,0	244.583	245.905	100,0
- di cui Opec	1.680,0	1.485,0		191.000	191.700	
incidenza % sul totale	37,5	35,4		78,1	78,0	

(*) Le riserve comprendono i giacimenti di sabbie bituminose in Canada (circa 26.400 milioni tonn) e in Venezuela (circa 42.000 milioni tonn. area dell'Orinoco Belt).

Fonte: BP Statistical Review

MONDO I consumi petroliferi
(Milioni di tonnellate)

	2019		2020	
	Quantità	%	Quantità	%
AMERICA DEL NORD	947	21,3	838	20,5
– di cui: Stati Uniti	842	18,9	744	19,4
Canada	105	2,4	94	2,3
AMERICA LATINA	349	7,8	310	7,6
– di cui: Brasile	110	2,5	137	3,4
Messico	75	1,7	84	2,1
MEDIO ORIENTE	409	9,2	380	9,3
– di cui: Arabia Saudita	157	3,5	151	3,7
Iran	81	1,8	73	1,8
AFRICA	190	4,3	172	4,2
– di cui: Egitto	35	0,8	34	0,8
ESTREMO ORIENTE	1.599	36,0	1.535	37,6
– di cui: Cina	620	13,9	630	15,4
Giappone	176	4,0	157	3,8
India	235	5,3	213	5,2
OCEANIA	57	1,3	52	1,3
EUROPA	894	20,1	799	19,6
– di cui: Francia	73	1,6	62	1,5
Germania	106	2,4	97	2,4
Italia	60	1,3	51	1,2
Paesi Bassi	39	0,9	36	0,9
Regno Unito	73	1,6	57	1,4
Russia	149	3,4	143	3,5
TOTALE	4.445	100,0	4.086	100,0

Fonte: BP Statistical Review (per il 2019); elaborazioni unem su dati AIE per il 2020



MONDO La capacità degli impianti di raffinazione del petrolio
(Migliaia di barili/giorno)

	Al 1° gennaio 2011			Al 1° gennaio 2021		
	N. di raffinerie	Capacità	%	N. di raffinerie	Capacità	%
AMERICA DEL NORD	160	19.600	22,1	147	20.640	20,4
– di cui: Stati Uniti	141	17.660	19,9	131	18.600	18,4
Canada	19	1.940	2,2	16	2.040	2,0
AMERICA LATINA	81	8.160	9,2	71	8.480	8,4
– di cui: Argentina	13	620	0,7	8	631	0,6
Brasile	17	1.940	2,2	14	2.289	2,3
Messico	6	1.510	1,7	6	1.522	1,5
Venezuela	7	1.380	1,6	8	1.891	1,9
MEDIO ORIENTE	52	7.480	8,4	54	9.520	9,4
– di cui: Arabia Saudita	7	2.120	2,4	9	2.980	2,9
Iran	11	1.560	1,8	11	2.280	2,3
ESTREMO ORIENTE/OCEANIA	176	26.300	29,7	175	35.250	34,9
– di cui: Cina	56 ^(*)	11.650	13,1	70 ^(*)	15.831	15,6
Giappone	29	4.291	4,8	28	3.499	3,5
Corea del sud	6	2.774	3,1	7	3.354	3,3
India	20	3.630	4,1	23	4.810	4,8
Indonesia	11	1.099	1,2	8	1.172	1,2
AFRICA	45	3.450	3,9	51	3.638	3,6
– di cui: Egitto	9	780	0,9	9	814	0,8
EUROPA	123	15.428	17,4	108	14.280	14,1
– di cui: Francia	12	1.702	1,9	7	1.252	1,2
Germania	12	2.140	2,4	12	2.052	2,0
Italia	16	2.396	2,7	12	1.900	1,9
Paesi Bassi	7	1.274	1,4	6	1.296	1,3
Regno Unito	11	1.575	1,8	7	1.238	1,2
Spagna	9	1.422	1,6	9	1.562	1,5
EX URSS	59	8.225	9,3	54	9.352	9,2
– di cui: Russia	39	5.450	6,1	37	6.730	6,7
TOTALE MONDO	696	88.643	100,0	660	101.160	100,0

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

Fonte: Opec e altri, stima unem su dati AIE e altro per la capacità di raffinazione

MONDO I prezzi “SPOT” dei principali greggi (2020)
(Fob \$/barile)

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Arabian light	66,56	56,84	35,58	18,27	24,99	36,12	43,52	45,33	42,09	40,32	42,98	49,24
Arabian heavy	64,41	54,98	34,87	18,05	24,51	35,46	43,33	45,01	42,13	40,61	43,28	49,59
Iranian heavy	62,61	52,87	32,79	17,16	23,55	36,26	43,30	45,07	41,93	40,24	42,88	49,20
Iranian light	61,29	53,54	27,94	14,93	29,227	40,79	42,71	43,44	39,41	38,69	41,78	48,50
Kuwait	65,37	55,90	34,85	17,22	24,54	35,58	43,31	45,08	42,12	40,38	42,99	49,36
Dubai	64,10	54,25	33,78	21,33	30,35	40,71	43,19	43,89	41,45	40,70	43,33	49,78
Oman	65,01	54,61	34,85	23,65	33,48	41,58	43,68	44,32	41,60	41,11	43,83	50,00
Bonny light	65,89	57,77	33,41	15,54	24,86	39,03	43,46	45,40	40,78	39,64	41,91	49,59
Libyan Essider	63,63	55,70	31,49	14,58	24,56	38,68	42,17	43,69	39,18	37,71	40,24	48,09
Saharan Blend	65,28	57,91	34,23	17,08	26,31	40,48	44,12	45,64	40,98	39,76	42,59	49,99
Basrah light	64,06	54,75	33,25	16,82	24,73	37,23	44,63	46,10	42,09	40,60	43,12	49,95
Isthmus	55,93	47,50	23,99	7,78	25,17	35,07	38,45	41,24	38,06	38,15	40,26	46,60
W.T.I.	57,56	50,60	29,89	16,52	28,57	38,30	40,75	42,36	39,61	39,53	41,52	47,05
Merey	56,20	35,99	18,39	7,04	16,33	24,73	28,32	35,21	28,22	26,23	27,07	32,70
Suez Blend	61,16	53,41	27,81	14,80	29,14	40,66	42,58	43,31	39,28	38,56	41,65	48,37
Brent Dtd	63,38	55,45	31,71	18,83	28,81	40,08	43,27	44,79	40,58	40,01	42,54	49,74
Ekofisk	65,42	58,45	32,64	15,55	28,54	41,18	44,27	45,66	40,94	40,14	42,64	50,29
Ural ^(*)	62,86	55,11	29,51	16,61	30,65	42,36	44,28	45,03	40,98	40,26	43,35	50,07
Girassol	65,41	57,25	32,45	14,70	28,62	43,10	45,78	45,83	41,10	40,72	44,11	51,50
OPEC REFERENCE BASKET	65,10	55,53	33,92	17,66	25,17	37,05	43,42	45,19	41,54	40,08	42,61	49,17

^(*) Quotazione Cif Mediterraneo.

Fonte: Opec Bulletin



MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Fob Mediterraneo dei principali prodotti petroliferi (2020)
(\$/Barile)

	Premium unleaded 10ppm	Virgin Naphta	Jet Aviation Fuel	Gasolio ULSD 10ppm	Gasolio riscaldamento 0,1 % s	O.C. BTZ LSFO 1,0%	O.C. ATZ HSFO 3,5%
2019	71,35	54,48	77,77	79,10	77,74	63,95	52,23
Gennaio	69,05	56,03	73,68	74,98	74,10	72,26	42,64
Febbraio	63,14	49,46	63,27	65,94	64,76	59,30	41,42
Marzo	33,29	24,88	37,76	45,03	44,29	33,66	23,47
Aprile	20,52	10,50	17,43	29,00	26,77	25,62	16,27
Maggio	31,10	22,73	25,01	33,60	30,48	29,02	22,22
Giugno	42,98	36,60	38,62	44,84	43,78	38,68	33,44
Luglio	46,72	41,56	42,64	49,73	48,49	42,02	37,03
Agosto	48,29	41,49	42,56	49,58	48,26	44,03	39,10
Settembre	47,44	39,21	37,51	43,14	42,28	40,89	35,74
Ottobre	45,56	41,07	40,89	44,47	43,78	43,63	36,95
Novembre	45,45	40,34	44,62	47,47	46,96	46,55	39,15
Dicembre	51,33	47,08	52,75	55,33	54,94	51,18	43,19
2020	45,41	37,58	43,06	48,59	47,41	43,90	34,22

Fonte: Elaborazioni AIE su dati Argus

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Barges Fob Rotterdam dei principali prodotti petroliferi (2020)
(\$/Barile)

	Premium unleaded 10ppm	Virgin Naphta	Jet Aviation Fuel	Gasolio ULSD 10ppm	Gasolio riscaldamento 0,1 % s	O.C. BTZ LSFO 1,0%	O.C. ATZ HSFO 3,5%
2019	71,40	56,34	79,25	79,50	77,78	62,26	50,40
Gennaio	68,14	58,87	75,92	76,07	74,59	70,22	39,57
Febbraio	61,57	51,88	65,03	66,45	64,94	56,86	39,38
Marzo	32,32	27,39	39,68	46,36	45,01	31,80	21,76
Aprile	19,35	15,31	21,35	33,12	31,27	24,01	15,97
Maggio	29,59	25,03	26,88	34,10	33,19	27,74	21,56
Giugno	41,59	38,01	39,90	44,56	43,92	37,67	33,55
Luglio	45,95	42,51	43,50	49,53	47,76	40,99	37,06
Agosto	47,41	42,42	43,37	49,70	48,12	43,09	40,86
Settembre	46,48	40,78	38,95	43,36	42,19	40,11	37,37
Ottobre	45,30	41,72	41,45	44,17	43,34	42,48	38,25
Novembre	44,97	41,13	45,33	47,45	46,66	45,74	41,12
Dicembre	50,77	48,16	53,72	55,20	54,37	50,76	44,99
2020	44,45	39,43	44,59	49,17	47,95	42,62	34,29

Fonte: Elaborazioni AIE su dati Argus

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Cargoes Fob Singapore dei principali prodotti petroliferi (2020)
(\$/Barile)

	Premium unleaded 10ppm	Virgin Naphta	Jet Kerosene	Gasolio 0,05%	HSFO 180 CST ⁽¹⁾	HSFO 380 CST ⁽¹⁾ 4,0%
2019	72,45	57,10	77,26	77,22	58,67	57,62
Gennaio	71,13	61,06	75,34	76,03	52,04	50,21
Febbraio	64,34	52,56	63,05	64,66	46,66	45,07
Marzo	36,42	30,60	39,39	44,42	31,45	30,55
Aprile	20,49	17,86	21,35	28,85	23,36	22,59
Maggio	33,44	26,49	28,94	34,04	26,72	25,33
Giugno	45,21	39,06	41,16	46,05	36,91	35,22
Luglio	46,56	43,60	43,92	49,82	39,36	39,06
Agosto	48,18	43,08	43,28	48,10	42,20	41,26
Settembre	47,27	43,19	39,37	43,30	39,61	38,59
Ottobre	45,96	41,88	41,65	43,43	41,19	39,53
Novembre	46,67	40,71	45,64	47,15	43,64	43,41
Dicembre	53,43	47,80	53,87	54,50	47,43	46,83
2020	46,59	40,66	44,75	48,36	39,21	38,14

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

Fonte: Elaborazioni AIE su dati Argus

MERCATO INTERNAZIONALE Le quotazioni Fob Pipeline US Gulf di alcuni prodotti petroliferi (2020)
(\$/Barile)

	Benzina Super unleaded	Benzina Unleaded	Jet Kerosene	Gasolio ULSD 10ppm
2019	79,13	72,18	78,79	79,07
Gennaio	72,87	66,83	74,03	74,19
Febbraio	68,85	63,61	63,32	65,29
Marzo	40,21	35,05	38,81	46,97
Aprile	28,44	23,20	24,53	33,30
Maggio	40,66	35,09	31,07	35,32
Giugno	49,85	46,05	41,64	45,70
Luglio	51,99	48,51	45,65	50,07
Agosto	53,59	50,50	46,86	50,06
Settembre	51,53	48,10	42,52	45,57
Ottobre	50,83	47,68	44,21	46,64
Novembre	49,81	47,25	47,51	51,00
Dicembre	57,76	54,50	55,52	58,92
2020	51,37	47,20	46,31	50,25

Fonte: Elaborazioni AIE su dati Argus



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

	2019		2020 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Solidi	6,5	4,1	4,7	3,3
Gas naturale	61,0	38,2	58,3	40,3
Petrolio	56,7	35,5	47,5	32,8
Importazioni nette di energia elettrica	6,5	4,1	5,5	3,8
Fonti rinnovabili ⁽²⁾	28,9	18,1	28,7	19,8
TOTALE CONSUMI	159,6	100,0	144,7	100,0
Tep pro-capite	2,7		2,4	

⁽¹⁾ Dati provvisori.⁽²⁾ 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 (per la quota biodegradabile).

Fonte: Stime unem su dati provvisori Ministero della Transizione Ecologica (metodologia Eurostat) e Istat

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

	2019		2020 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Agricoltura	3,0	1,9	3,0	2,1
Industria	24,9	15,6	23,6	16,3
Trasporti	39,8	25,0	31,8	22,0
Usi civili	49,3	30,9	46,8	32,4
Usi non energetici	7,1	4,4	5,0	3,4
Bunkeraggi	2,7	1,6	2,5	1,7
Totale impieghi finali	126,8	79,4	112,7	77,9
Consumi e perdite del settore energetico	1,9	1,2	1,4	1,0
Trasformazioni in energia elettrica	30,9	19,4	30,6	21,1
TOTALE CONSUMI	159,6	100,0	144,7	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

Fonte: Stime unem su dati provvisori Ministero della Transizione Ecologica (metodologia Eurostat)

ITALIA La produzione di idrocarburi

	1990	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019	2020
Petrolio greggio (Migliaia di tonnellate)	4.641	4.555	6.084	5.047	5.455	4.138	4.673	4.268	5.384
Condensati da gas (Migliaia di tonnellate)	27	31	27	25	15	10	11	10	10
Gas naturale (Milioni di metri cubi) ^(*)	17.296	16.633	12.071	8.302	6.877	5.657	5.553	4.983	4.417

^(*) 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 (2020)^(*)
(Migliaia di tonnellate)

DISPONIBILITÀ		UTILIZZO	
Greggio nazionale e condensati da gas	5.422	Consumi	50.308
Importazioni di greggio ⁽¹⁾	50.363	Esportazioni	23.949
Importazioni di semilavorati	2.704		
Importazioni di prodotti finiti	13.831		
Da scorte	1.937		
TOTALE	74.257	TOTALE	74.257

^(*) Dati provvisori.

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

Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica



ITALIA Le importazioni di petrolio greggio^(*)
(Migliaia di tonnellate)

	2019		2020	
	Quantità totali ⁽¹⁾	%	Quantità totali	%
Arabia Saudita	4.974	7,9	6.645	13,2
Iran	—	—	203	0,4
Iraq	12.615	20,0	8.719	17,3
Kuwait	—	—	—	—
TOTALE MEDIO ORIENTE	17.589	27,9	15.566	30,9
Algeria	1.372	2,2	644	1,3
Angola	1.243	2,0	558	1,1
Camerun	949	1,5	660	1,3
Congo	123	0,2	—	—
Egitto	989	1,6	1.600	3,2
Gabon	388	0,6	40	0,1
Ghana	391	0,6	121	0,2
Guinea Equatoriale	85	0,1	69	0,1
Libia	7.785	12,3	3.485	6,9
Mauritania	—	—	—	—
Nigeria	3.413	5,4	2.714	5,4
Tunisia	351	0,6	277	0,6
TOTALE AFRICA	17.090	27,1	10.167	20,2
Azerbaijan	10.942	17,3	10.011	19,9
Kazakhstan	4.086	6,5	3.478	6,9
Russia	9.095	14,4	5.596	11,1
TOTALE EX- URSS	24.124	38,2	19.084	37,9
Albania	60	0,1	61	0,1
Grecia	56	0,1	—	—
Norvegia	914	1,4	1.339	2,7
Regno Unito	665	1,1	753	1,5
TOTALE EUROPA	1.695	2,7	2.153	4,3
Brasile	—	—	257	0,5
Canada	702	1,1	833	1,7
Messico	89	0,1	—	—
Usa	1.414	2,2	1.578	3,1
Venezuela	437	0,7	724	1,4
TOTALE AMERICA	2.642	4,1	3.392	6,7
TOTALE	63.140	100,0	50.363	100,0
- di cui: OPEC	32.312	51,2	23.800	47,3

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

Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica

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

	2019		2020	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	2.422	13,1	2.058	12,4
Benzine	407	2,2	364	2,2
Virgin Naphta	926	5,0	1.311	7,9
Carboturbo/Petrolio	2.828	15,3	1.320	8,0
Gasolio	5.195	28,1	4.579	27,7
Olio combustibile totale	1.008	5,5	1.239	7,5
- di cui olio combustibile Atz	604	3,3	566	3,4
- di cui olio combustibile Btz	404	2,2	673	4,1
Lubrificanti	364	2,0	296	1,8
Bitume	77	0,4	10	0,1
Biocarburanti	988	5,4	1.331	8,0
Coke di petrolio	1.053	5,7	718	4,3
Altri ⁽¹⁾	660	3,6	605	3,7
TOTALE PRODOTTI⁽²⁾	15.928	86,3	13.831	83,6
Semilavorati	2.533	13,7	2.704	16,4
TOTALE PRODOTTI E SEMILAVORATI	18.461	100,0	16.535	100,0

⁽¹⁾ Comprende altri chimici, altri petroliferi, ossigenati, ecc.

⁽²⁾ Sono comprese le importazioni del settore petrolchimico.

Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica



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

	2019		2020 ⁽¹⁾	
	Quantità	%	Quantità	%
Gpl	244	0,9	263	1,1
Benzine	8.481	30,2	6.265	26,2
Virgin Naphta	1.210	4,3	1.054	4,4
Carboturbo/Petrolio	645	2,3	610	2,5
Gasolio	9.618	34,3	7.702	32,2
Olio combustibile totale	3.718	13,2	3.326	13,9
- di cui olio combustibile Atz	2.900	10,3	2.158	9,0
- di cui olio combustibile Btz	818	2,9	1.168	4,9
Lubrificanti	624	2,2	951	4,0
Bitume	1.202	4,3	1.326	5,5
Altri ⁽²⁾	1.201	4,3	1.267	5,3
TOTALE PRODOTTI⁽³⁾	26.943	96,0	22.764	95,1
Semilavorati e greggio	1.129	4,0	1.185	4,9
TOTALE PRODOTTI, SEMILAVORATI E GREGGIO	28.072	100,0	23.949	100,0

⁽¹⁾ Dati provvisori.

⁽²⁾ Comprende: altri chimici, altri petroliferi, biocarburanti, ossigenati, ecc.

⁽³⁾ Sono comprese le esportazioni del settore petrolchimico.

Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica

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

	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Augusta (Siracusa)	14.200	14.530	11.320	8.180	8.180	8.850	7.650	6.500	7.110
Cagliari	13.200	14.605	14.345	14.600	12.700	14.150	13.250	13.290	11.210
Falconara (Ancona)	3.300	3.365	3.250	3.300	3.400	3.450	3.350	3.120	2.500
Fiumicino (Roma)	3.580	4.030	3.330	—	—	—	—	—	—
Gela (Caltanissetta)	2.590	2.050	2.110	—	—	—	—	—	—
Genova - Multedo ^(*)	14.160	15.605	13.700	11.000	9.750	9.500	9.400	9.750	7.200
La Spezia	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Livorno	3.710	4.240	4.550	4.220	3.800	4.100	4.410	4.130	2.850
Milazzo (Messina)	6.910	7.385	7.760	8.060	8.230	10.400	9.110	9.020	7.380
Napoli	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Priolo Melilli (Siracusa)	8.850	11.145	7.570	7.230	8.160	9.350	9.500	9.710	7.310
Ravenna	60	40	165	90	160	140	120	170	160
Savona -Vado Ligure	6.490	7.235	5.955	6.260	6.110	6.250	6.380	6.060	5.440
Taranto	2.530	1.420	1.480	1.040	1.600	1.050	760	1.160	270
Trieste ^(*)	34.520	36.990	34.500	41.100	41.710	42.390	41.610	42.290	38.000
Venezia Porto Marghera	5.600	5.760	5.630	—	—	—	—	—	—
TOTALE	119.700	128.400	115.665	105.080	103.800	109.630	105.540	105.200	89.430

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

Fonte: Elaborazioni unem



ITALIA Le lavorazioni delle raffinerie
(Migliaia di tonnellate)

MATERIA PRIMA LAVORATA	2019		2020	
Greggio nazionale	4.322		4.310	
Greggio estero	62.544		50.873	
Semilavorati	9.344		8.666	
Biocarburanti/Additivi Ossigenati	1.395		1.668	
TOTALE	77.605		65.517	

PRODOTTI OTTENUTI	Quantità		Quantità	
Gpl	1.432	1,9	1.236	1,9
Benzina auto	14.319	18,5	11.763	17,9
Virgin Naphta	5.212	6,7	3.878	5,9
Carboturbo/Petrolio	3.969	5,1	1.767	2,7
Gasolio	31.468	40,5	27.491	41,9
Olio combustibile totale	6.266	8,1	4.820	7,4
- di cui olio combustibile Btz	1.256	1,6	1.827	2,8
Lubrificanti	944	1,2	1.018	1,5
Bitume	2.744	3,5	3.062	4,7
Altri prodotti	1.277	1,7	1.295	2,0
Semilavorati	4.132	5,3	3.773	5,8
Consumi e perdite	5.842	7,5	5.414	8,3
TOTALE	77.605	100,0	65.517	100,0

Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica



ITALIA La capacità dei principali impianti delle raffinerie

Dati al 1° gennaio	Distillaz. atmosfer.	Processi termici	Processi catalitici		Isomeriz. naphta ^(*)	Alkilazione ^(*)	Mtbe ^(*)	Idrogeno	Desolf. distillati medio-pesanti
			Cracking	Reforming					
	Milioni di tonnellate/anno					Migliaia di tonnellate/anno			
2010	123,3	26,03	38,03	13,38	3.245	1.820	230	324,6	47.524
2011	124,1	25,74	38,31	13,39	3.263	2.152	244	329,8	49.204
2012	118,7	23,41	39,69	12,33	2.782	2.165	246	386,0	47.916
2013	112,5	21,16	39,27	11,71	2.482	2.137	256	336,4	46.843
2014	112,4	21,16	37,25	11,04	2.482	1.729	179	351,0	46.150
2015	100,4	15,23	36,21	11,05	2.371	1.697	182	390,6	40.470
2016	100,4	15,23	36,29	11,05	2.371	1.677	182	390,6	40.799
2017	100,4	13,06	36,30	11,05	2.371	1.677	182	392,3	41.269
2018	100,9	13,83	36,39	11,16	2.347	1.677	182	396,0	40.857
2019	100,9	13,83	36,69	11,06	2.347	1.737	182	435,0	40.857
2020	100,9	13,83	36,69	11,06	2.347	1.737	182	435,0	40.857
2021^(*)	100,9	13,83	36,69	11,06	2.347	1.737	182	435,0	40.857

(*) Capacità di produzione. (**) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazioni unem



ITALIA La capacità delle raffinerie e la materia prima lavorata

	Località	Capacità effettiva ⁽¹⁾ al 1° gennaio 2020 (Milioni di tonnellate/anno)	Lavorazioni ⁽²⁾ (Migliaia di tonnellate)	
			2019	2020
Eni Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	10,0	9.632	
Sarpom	Trecate (NO)	9,0	6.228	
Eni Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	—	3.299	
Eni Div. Refining & Marketing	Livorno	4,2	4.951	
Iplom	Busalla (GE)	1,85	1.812	
NORD E TIRRENO		—	25.922	20.383
Api	Falconara M. (AN)	3,9	3.330	
Alma	Ravenna	—	431	
Eni Div. Refining & Marketing	Taranto	5,2	4.979 ⁽³⁾	
ADRIATICO		—	8.740	7.138
Isab	Priolo (SR)	19,4	10.613 ⁽⁴⁾	
Esso / Sonatrach ⁽⁶⁾	Augusta (SR)	8,1	6.950 ⁽⁵⁾	
Raffineria di Gela	Gela (CL)	—	96 ⁽⁴⁾	
Raffineria di Milazzo	Milazzo (ME)	10,6	9.463	
Saras	Sarroch (CA)	15,0	15.820 ⁽⁴⁾	
ISOLE		—	42.943	37.996
TOTALE		87,25	77.605	65.517

⁽¹⁾ Si intende la capacità, definita "tecnico-bilanciata", supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica. L'introduzione di questo concetto di capacità, come il più realistico ai fini del calcolo dell'utilizzo degli impianti, è il risultato di un'analisi puntuale delle situazioni di ogni singola raffineria.

⁽²⁾ Relative a greggio, semilavorati, additivi, ossigenati e metano.

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

⁽⁴⁾ Include riciclo di derivati da Petrolchimica.

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

⁽⁶⁾ Raffineria acquisita da Sonatrach da Dicembre 2018.

Fonte: unem su dati Ministero della Transizione Ecologica

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

	2019	2020		Variazione % 2020 vs. 2019
	Quantità	Quantità	Peso %	
GPL	3.293	2.934	7,1%	-10,9%
- di cui autotrazione	1.653	1.309	3,2%	-20,8%
- di cui combustione	1.640	1.625	3,9%	-0,9%
BENZINA AUTO ⁽¹⁾	7.338	5.785	13,9%	-21,2%
- di cui rete totale	7.255	5.730	13,8%	-21,0%
CARBOTURBO	4.877	1.789	4,3%	-63,3%
Petrolio	3	4	—	24,1%
GASOLIO AUTOTRAZIONE	23.754	19.900	47,8%	-16,2%
- di cui rete totale	15.534	12.459	29,9%	-19,8%
Gasolio riscaldamento	926	832	2,0%	-10,2%
Gasolio agricolo	2.103	2.121	5,1%	0,9%
Gasolio marina	238	190	0,5%	-20,2%
Gasolio termoelettrica	43	30	0,1%	-30,2%
TOTALE GASOLI⁽²⁾	27.064	23.073	55,4%	-14,7%
Olio combustibile Atz	274	185	0,4%	-32,5%
Olio combustibile Btz	471	435	1,0%	-7,6%
TOTALE OLIO COMBUSTIBILE	745	620	1,5%	-16,8%
- di cui olio combustibile per termoelettrica	172	172	0,4%	—
LUBRIFICANTI	410	369	0,9%	-10,1%
- di cui rete	3	2	—	-29,0%
BITUME	1.606	1.644	4,0%	2,4%
Altri prodotti ⁽³⁾	1.867	1.429	3,4%	-23,5%
FABBISOGNO PETROLCHIMICO NETTO	3.716	3.970	9,5%	6,8%
TOTALE TRASFERIMENTI AL MERCATO INTERNO	50.919	41.616	100,0%	-18,3%
Bunkeraggi gasolio	512	565		10,4%
Bunkeraggi olio combustibile	2.605	2.367		-9,1%
Bunkeraggi lubrificanti	30	26		-14,0%
TOTALE BUNKERAGGI	3.147	2.958		-6,0%
CONSUMI E PERDITE DI LAVORAZIONE	5.843	5.414		-7,3%
- di cui consumi e perdite di raffineria	3.623	3.658		1,0%
- di cui consumi in raffineria di semilavorati da gassificare per produzione di energia elettrica	1.860	1.424		-23,4%
- di cui consumi in raffineria per produzione di energia elettrica e termica	360	332		-7,8%
Variazione scorte⁽⁴⁾	+279	+320		---
TOTALE CONSUMI	60.188	50.308		-16,4%

⁽¹⁾ Comprende ETBE e Bioetanolo.

⁽²⁾ Comprende Biodiesel.

⁽³⁾ Comprende Coke di petrolio.

⁽⁴⁾ Si è indicato con un segno+ un prelievo da scorte, con un segno - una ricostituzione di scorte.

Fonte: Elaborazioni unem su dati Ministero della Transizione Ecologica



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

	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019
Autostradali	465	457	466	438	413	401	396
Stazioni di servizio	8.150	8.628	9.419	8.878	8.326	8.128	8.109
Stazioni di rifornimento	7.001	6.250	6.429	4.989	4.874	4.629	4.659
Chioschi/Punti isolati	7.398	5.963	4.806	2.882	2.445	2.284	2.086
TOTALE MAGGIORI OPERATORI INTEGRATI⁽¹⁾	23.014	21.298	21.120	17.187	16.058	15.442	15.250
di cui: – con Gasolio	20.140	20.647	20.854	17.025	16.037	15.423	15.231
– con Gpl	1.252	1.357	1.537	1.800	1.770	1.616	1.867
– con Benzina senza piombo	22.725	21.174	21.023	17.037	16.032	15.442	15.250
– con self-service/pre-pay ⁽²⁾	7.717	11.649	14.789	14.734	13.988	13.597	13.505
– con self-service/post-pay ⁽²⁾	3.998	6.162	8.356	8.871	9.001	8.941	8.747
TOTALE ITALIA⁽³⁾	23.900	22.400	22.900	21.000	21.000	21.700	21.750
Erogato medio⁽⁴⁾	1.479	1.621	1.486	1.345	1.367	1.320	1.314

⁽¹⁾ Campione composto da : Eni Div. R&M, Erg Spa (fino al 2014), Esso, IES (dal 2006), IP Gruppo Api (stime dal 2019) , Q8, Lukoil (dal 2013), Kri (fino al 2014), Tamoil e Totalerg(fino al 2017).

⁽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. Per il 2019 stima anche della suddivisione per tipologia di impianto.

⁽⁴⁾ Benzina e gasolio rete, in metri cubi.

Fonte: Unione Energie per la Mobilità

ITALIA I tipi di greggio maggiormente importati nel 2020

Nome del greggio	Paese di origine	Milioni tonn.	Variazione % vs. 2019
AZERI LIGHT	<i>Azerbaijan</i>	6,44	-21,0
ARABIAN LIGHT	<i>Arabia Saudita</i>	6,24	+25,4
URALS	<i>Russia</i>	4,66	-37,3
BASRAH LIGHT	<i>Iraq</i>	3,55	-32,6
AZERI BLEND	<i>Azerbaijan</i>	3,48	+25,0
CPC BLEND	<i>Kazakhstan</i>	3,48	-14,9
CRUDE OIL BLEND	<i>Iraq</i>	2,30	4,7
EBCO	<i>Iraq</i>	2,08	-25,0
WESTERN DESERT	<i>Egitto</i>	0,98	+6,5
BOURI	<i>Libia</i>	0,96	-15,5
WTI	<i>Usa</i>	0,95	34,8
KIRKUK	<i>Iraq</i>	0,73	-67,6
ES SIDER	<i>Libia</i>	0,70	-62,5
SIBERIAN LIGHT	<i>Russia</i>	0,69	-34,7
LOKELE	<i>Camerun</i>	0,66	-30,5
SAHARAN BLEND	<i>Algeria</i>	0,63	-51,3
EKOFISK	<i>Norvegia</i>	0,57	+144,6
DALIA	<i>Angola</i>	0,56	+9,4
ESCRAVOS	<i>Nigeria</i>	0,56	+114,2
MEREY	<i>Venezuela</i>	0,55	51,3
AMNA	<i>Libia</i>	0,54	-69,0
JOHAN SVERDRUP	<i>Norvegia</i>	0,53	---
AL JORF	<i>Libia</i>	0,50	+19,7
MIDLAND SWEET	<i>Usa</i>	0,46	454,0
HIBERNIAN blend	<i>Canada</i>	0,46	65,3
FORCADOS	<i>Nigeria</i>	0,40	-60,9
BU ATTIFEL	<i>Libia</i>	0,40	-67,8
NILE BLEND	<i>Egitto</i>	0,39	—
ABO	<i>Nigeria</i>	0,37	+104,6
EBOK	<i>Nigeria</i>	0,33	+62,3
ALTRI GREGGI		5,22	-9,3
TOTALE IMPORTAZIONI		50,36	-20,2

Fonte: Elaborazioni unem su dati Ministero della Transizione Ecologica



ITALIA Il costo Cif del petrolio greggio importato in “Conto proprio” per Paesi di provenienza nel 2020

	Grado Api	% zolfo	Migliaia di tonnellate	Costo Cif \$/tonnellata
Arabia Saudita	32,9	1,8	6.645	287,3
Emirati Arabi Uniti	39,1	1,1	203	244,5
Iraq	30,4	2,4	8.719	286,9
TOTALE MEDIO ORIENTE	31,6	2,1	15.566	286,5
Algeria	44,4	0,1	644	383,9
Angola	23,4	0,5	558	411,2
Camerun	23,8	0,4	660	285,9
Egitto	37,1	0,5	1.600	319,1
Gabon	32,9	0,1	40	431,4
Ghana	34,9	0,2	121	189,4
Guinea Equatoriale	30,3	3,0	69	498,0
Libia	34,5	0,8	3.485	332,5
Nigeria	31,5	0,2	2.714	329,7
Tunisia	37,8	0,5	277	284,6
TOTALE AFRICA	33,5	0,5	10.167	332,7
Azerbaijan	37,0	0,2	10.011	352,2
Kazakhstan	46,1	0,6	3.478	327,1
Russia	31,0	1,4	5.596	309,7
TOTALE EX- URSS	36,9	0,6	19.084	335,2
Albania	9,3	6,2	61	237,6
Norvegia	31,7	0,5	1.339	331,1
Regno Unito	32,9	0,6	753	294,2
TOTALE EUROPA	31,5	0,7	2.153	315,6
Brasile	32,5	0,3	257	391,5
Canada	33,4	0,5	833	353,0
Usa	41,3	0,3	1.578	341,1
Venezuela	15,9	1,8	724	244,9
TOTALE AMERICA	33,3	0,6	3.392	327,3
TOTALE	34,1	1,1	50.363	318,3

Fonte: Elaborazioni unem

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

	Anno 2019			Anno 2020		
	Migliaia di tonn.	Costo Cif		Migliaia di tonn.	Costo Cif	
		\$/tonn.	Euro/tonn.		\$/tonn.	Euro/tonn.
Gennaio	5.327	428,36	375,22	5.168	488,04	439,62
Febbraio	4.083	453,92	399,89	4.137	429,13	393,52
Marzo	5.013	496,69	439,45	4.715	266,73	241,10
1° TRIMESTRE	14.423	459,34	404,53	14.020	396,23	359,25
Aprile	5.243	524,48	466,70	3.177	150,28	138,36
Maggio	4.685	529,05	473,00	3.679	177,12	162,46
Giugno	5.735	485,18	429,63	4.227	280,30	249,05
2° TRIMESTRE	15.663	511,46	455,01	11.083	208,78	188,58
Luglio	5.444	479,16	427,14	4.009	320,59	279,66
Agosto	6.018	447,73	402,41	4.486	324,38	274,24
Settembre	5.892	467,74	425,07	4.453	312,89	265,34
3° TRIMESTRE	17.354	464,38	417,86	12.949	319,25	272,86
Ottobre	5.111	453,73	410,52	3.697	297,46	252,62
Novembre	4.960	464,96	420,74	3.707	313,97	265,23
Dicembre	5.629	496,87	447,11	4.908	359,14	295,11
4° TRIMESTRE	15.700	472,75	426,87	12.312	327,02	273,35
ANNO	63.140	476,99	426,27	50.363	318,27	278,48
Variazione % 2020 vs. 2019				-20,2	-33,3	-34,7

Fonte: Elaborazioni unem



ITALIA I prezzi medi mensili dei principali prodotti petroliferi (2020)

	Benzina (Euro/litro)	Gasolio auto (Euro/litro)	Gpl auto (Euro/litro)	Gasolio riscaldamento (Euro/litro)	O.C. Denso BTZ (Euro/kg)
PREZZO AL CONSUMO ⁽¹⁾					
Gennaio	1,590	1,489	0,639	1,326	0,605
Febbraio	1,557	1,453	0,637	1,290	0,551
Marzo	1,507	1,399	0,620	1,200	0,432
Aprile	1,425	1,318	0,605	1,113	0,324
Maggio	1,368	1,259	0,595	1,068	0,341
Giugno	1,378	1,267	0,593	1,100	0,403
Luglio	1,403	1,289	0,594	1,124	0,413
Agosto	1,400	1,286	0,595	1,119	0,398
Settembre	1,394	1,276	0,593	1,095	0,388
Ottobre	1,389	1,261	0,592	1,087	0,400
Novembre	1,386	1,257	0,594	1,083	0,407
Dicembre	1,416	1,291	0,614	1,135	0,441
ANNO	1,434	1,321	0,606	1,165	0,435
PREZZO INDUSTRIALE ⁽²⁾					
Gennaio	0,575	0,603	0,376	0,684	0,518
Febbraio	0,548	0,573	0,375	0,654	0,470
Marzo	0,507	0,529	0,361	0,581	0,362
Aprile	0,439	0,463	0,349	0,509	0,263
Maggio	0,393	0,415	0,341	0,472	0,279
Giugno	0,401	0,421	0,339	0,498	0,335
Luglio	0,421	0,439	0,340	0,518	0,344
Agosto	0,419	0,437	0,340	0,514	0,331
Settembre	0,414	0,428	0,339	0,494	0,322
Ottobre	0,410	0,416	0,338	0,488	0,332
Novembre	0,408	0,421	0,340	0,485	0,339
Dicembre	0,432	0,441	0,356	0,527	0,369
ANNO	0,447	0,465	0,349	0,552	0,364

⁽¹⁾ Dati calcolati in base alle rilevazioni settimanali dei "prezzi medi praticati" effettuate dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il valore dell'anno è il risultato della media dei valori dei 12 mesi ponderati in base alle vendite.

⁽²⁾ Il prezzo industriale corrisponde al prezzo al consumo meno la componente fiscale.

Fonte: Elaborazioni unem su dati Ministero della Transizione Ecologica

EUROPA I prezzi di vendita alla pompa e gli oneri fiscali dei carburanti per l'autotrazione al 15 maggio 2021

	BENZINA SENZA PIOMBO (Euro/litro)			GASOLIO AUTOTRAZIONE (Euro/litro)		
	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali	Prezzo di vendita	Oneri fiscali	Incidenza % oneri fiscali
Austria	1,246	0,697	55,9	1,187	0,603	50,8
Belgio	1,495	0,860	57,5	1,489	0,859	57,7
Bulgaria	1,033	0,535	51,8	1,010	0,499	49,4
Cipro	1,227	0,636	51,8	1,239	0,609	49,1
Croazia	1,400	0,793	56,7	1,335	0,674	50,5
Danimarca	1,650	0,956	58,0	1,364	0,709	52,0
Estonia	1,365	0,791	57,9	1,197	0,572	47,7
Finlandia	1,632	1,038	63,6	1,459	0,793	54,3
Francia	1,523	0,945	62,0	1,389	0,841	60,5
Germania	1,538	0,900	58,5	1,329	0,683	51,4
Grecia	1,613	1,024	63,5	1,329	0,678	51,0
Irlanda	1,470	0,914	62,2	1,368	0,791	57,8
Lettonia	1,301	0,744	57,2	1,198	0,632	52,8
Lituania	1,235	0,680	55,1	1,108	0,564	50,9
Lussemburgo	1,302	0,705	54,2	1,177	0,575	48,9
Malta	1,340	0,754	56,3	1,210	0,657	54,3
Olanda	1,781	1,130	63,5	1,414	0,775	54,8
Polonia	1,165	0,588	50,4	1,150	0,542	47,1
Portogallo	1,605	0,968	60,3	1,396	0,774	55,5
Regno Unito ⁽¹⁾	—	—	—	—	—	—
Repubblica Ceca	1,259	0,722	57,4	1,179	0,595	50,4
Romania	1,128	0,551	48,9	1,100	0,516	46,9
Slovacchia	1,356	0,770	56,8	1,190	0,596	50,1
Slovenia	1,191	0,660	55,4	1,219	0,684	56,1
Spagna	1,351	0,707	52,3	1,208	0,589	48,7
Svezia	1,564	0,960	61,4	1,591	0,781	49,1
Ungheria	1,221	0,611	50,1	1,223	0,584	47,7
Italia	1,593	1,016	63,8	1,453	0,879	60,5

⁽¹⁾ Ha cessato di essere un membro dell'Unione Europea dal 31 gennaio 2020.

Fonte: unem su dati Commissione Europea, Direzione Energia



EUROPA I prezzi di vendita e gli oneri fiscali del gasolio da riscaldamento e dell'olio combustibile al 15 maggio 2021

	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	0,711	0,228	32,0	0,554	0,160	28,9
Belgio	0,597	0,122	20,5	0,458	0,096	21,0
Bulgaria	0,869	0,475	54,7	—	—	—
Cipro	0,774	0,209	27,0	0,826	0,150	18,2
Croazia	0,629	0,171	27,3	0,694	0,160	23,1
Danimarca	1,421	0,652	45,9	1,389	0,717	51,6
Estonia	0,857	0,201	23,4	—	—	—
Finlandia	1,005	0,470	46,8	—	—	—
Francia	0,865	0,300	34,7	0,678	0,253	37,3
Germania	0,711	0,175	24,6	—	—	—
Grecia	—	—	—	0,604	0,162	26,8
Irlanda	0,679	0,239	35,2	0,685	0,172	25,1
Lettonia	0,723	0,157	21,7	—	—	—
Lituania	0,568	0,120	21,1	—	—	—
Lussemburgo	0,634	0,141	22,3	—	—	—
Malta	1,000	0,385	38,5	—	—	—
Olanda	1,271	0,750	59,0	0,594	0,141	23,7
Polonia	0,740	0,189	25,6	0,530	0,113	21,3
Portogallo	1,187	0,611	51,5	0,824	0,408	49,5
Regno Unito ⁽¹⁾	—	—	—	—	—	—
Repubblica Ceca	0,675	0,206	30,6	—	—	—
Romania	0,899	0,483	53,8	0,507	0,097	19,1
Slovacchia	—	—	—	0,670	0,253	37,8
Slovenia	0,972	0,409	42,1	—	—	—
Spagna	0,696	0,218	31,2	0,505	0,105	20,8
Svezia	1,113	0,600	53,9	1,086	0,649	59,8
Ungheria	1,223	0,584	47,7	0,716	0,172	24,0
Italia	1,247	0,628	50,4	0,551	0,081	14,7

⁽¹⁾ Ha cessato di essere un membro dell'Unione Europea dal 31 gennaio 2020.

Fonte: unem su dati Commissione Europea, Direzione Energia



-  Piazzale Luigi Sturzo, 31
00144 - Roma (Roma)
-  Tel. 06.5423651 - Fax 06.59602925
-  unem@pec.it
info@unem.it
-  www.unem.it
-  [@unem_it](https://twitter.com/unem_it)
-  [/company/muoversi](https://www.linkedin.com/company/muoversi)