



MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA

DIPARTIMENTO ENERGIA

DIREZIONE GENERALE INFRASTRUTTURE E SICUREZZA

LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2021

LUGLIO 2022

INTRODUZIONE	PAG.8
SINTESI	PAG.10
1 IL QUADRO ENERGETICO INTERNAZIONALE	PAG.13
1.1 Il petrolio	PAG.13
1.2 Il gas	PAG.15
1.3 Il carbone	PAG.18
1.4 Le fonti energetiche rinnovabili	PAG.19
2 IL QUADRO ENERGETICO NAZIONALE	PAG.24
2.1 La domanda complessiva	PAG.24
2.2 L’approvvigionamento	PAG.26
2.3 I prodotti energetici	PAG.27
2.3.1 La fonte petrolifera	PAG.27
2.3.1.1 La raffinazione in Italia	PAG.27
2.3.2 Il gas naturale	PAG.28
2.3.2.1 I nuovi usi del gas e il contributo dei gas rinnovabili alla decarbonizzazione	PAG.34
2.3.3 L’idrogeno	PAG.36
2.3.4 I combustibili solidi	PAG.41
2.3.5 L’energia elettrica	PAG.42
2.3.5.1 La decarbonizzazione nel settore elettrico	PAG.44
2.3.6. Le fonti energetiche rinnovabili	PAG.48
2.3.6.1 L’incentivazione delle rinnovabili nel settore elettrico	PAG.52
2.3.6.2 Gli impatti occupazionali connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili	PAG.55
3 GLI IMPIEGHI FINALI	PAG.59
3.1 L’energia nel settore dei trasporti	PAG.61
4 I CONSUMI E LA SPESA ENERGETICA DELLE FAMIGLIE	PAG.68
4.1 I consumi finali dei prodotti energetici da parte delle famiglie	PAG.68
4.2 La spesa energetica delle diverse famiglie tipo e le risorse per la sostenibilità	PAG.72
4.3 La povertà energetica	PAG.78
5 I PREZZI DELL’ENERGIA	PAG.82
5.1 I prezzi dell’energia elettrica e del gas per le famiglie e le imprese	PAG.82
5.2 Il prezzo dei carburanti	PAG.86
5.2.1 Il prezzo industriale dei carburanti	PAG.86
5.2.2 Il prezzo al consumo dei carburanti	PAG.89
5.2.3 Il prezzo del metano per autotrazione	PAG.92
6 L’ EFFICIENZA ENERGETICA	PAG.93
6.1 Risparmi energetici conseguiti e principali misure attuate di efficienza energetica attuate	PAG.93

6.2 Gli impatti occupazionali connessi alla promozione dell'efficienza energetica	PAG.97
7 IL VALORE AGGIUNTO DEL SETTORE ENERGETICO	PAG.99
8 LE IMPOSTE SULL'ENERGIA	PAG.108
8.1 Principali evidenze	PAG.108
8.2 Il confronto europeo	PAG.111
MONOGRAFIE	PAG.116
Le scorte petrolifere di sicurezza (A. Piacentini, L. Russo - AU-OCSIT)	PAG.117
Semplificare per accelerare la transizione energetica: il ruolo delle autorizzazioni negli investimenti in rinnovabili (F. Daniele -OECD e Banca d'Italia-, E. Maltese, A. Pasquini - Banca d'Italia)	PAG.122
Evoluzione del mercato e delle infrastrutture del gas naturale in Italia (U. Berzero, S. Papa - SNAM S.p.A.)	PAG.128
L'offerta di energia: disponibilità energetica per fonte e dipendenza energetica dalle importazioni (G. Greca -Istat, P. Liberatore, M. dal Verme, D. Lipari. – GSE)	PAG.135
Le imprese “energivore a forte consumo elettrico” in Italia (G. Greca - Istat)	PAG.140
Le materie prime critiche per la transizione energetica (A. Di Pardo - GSE)	PAG.142
APPENDICE A	
Tabella BE-1 -Bilancio dell'Energia in Italia (in migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio)	
Tabella BE-1/b Bilancio di energia in Italia - Variazione 2020/2019	
Tabella BE-2 Bilancio di copertura dell'energia elettrica richiesta in Italia (in miliardi di kWh)	
Tabella BE-3 Importazioni di petrolio greggio per aree e principali paesi di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-4 Importazioni di semilavorati petroliferi per aree e principali paese di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-5 Importazioni di greggio, semilavorati e prodotti per aree di provenienza ed esportazioni per aree di destinazione (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-6 Importazioni di prodotti petroliferi per aree e principali paesi di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-7 Esportazioni di greggio e semilavorati petroliferi per aree e principali paesi di destinazione (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-8 Esportazioni di prodotti petroliferi per aree e paesi di destinazione (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-9 Importazioni di combustibili solidi per paesi di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-10 Bilancio del gas naturale (milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)	
Tabella BE-11 Importazioni di combustibili solidi fossili per aree di provenienza (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-12 Il consumo dei principali prodotti petroliferi (in migliaia di tonnellate)	
Tabella BE-13 prezzi medi FOB in \$/b del greggio importato in Italia	
Tabella BE-14 Prezzi medi al consumo di alcuni prodotti petroliferi (valori in euro)	
Tabella BE-15 Energia elettrica e calore da fonti rinnovabili	

APPENDICE B

Box - Confronto tra produzione statistica ordinaria e monitoraggio degli obiettivi sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica (Fonte GSE)

INDICE DEI BOX

IMCEI - Indicatore Mensile dei Consumi di Energia Elettrica del settore Industriale (Terna) pagg.46-47

Consumi di Energia Elettrica del settore dei Servizi (Terna) pagg.48-49

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Stock di veicoli elettrici nei principali paesi nel 2021 pag.22

Tabella 2: Il bilancio dell'energia in Italia – La disponibilità energetica lorda (ktep) pag.25

Tabella 3: L'intensità energetica in Italia pag.26

Tabella 4: Comparti più rappresentativi direttamente interconnessi alla rete Snam Rete Gas pag.30

Tabella 5: Andamento dei consumi per uso autotrazione nel periodo 2017 – 2021 pag.31

Tabella 6: Parco circolante in Italia dei veicoli alimentati a metano nel periodo 2017 – 2021 pag.32

Tabella 7: Bilancio di copertura dell'energia elettrica (Miliardi di kWh) pag.42

Tabella 8: Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia – TWh pag.49

Tabella 9: Energia termica da fonti rinnovabili in Italia – PJ pag.50

Tabella 10: Biocarburanti immessi in consumo in Italia (Mtep) pag.50

Tabella 11: Consumi finali lordi di energia in Italia (Mtep) pag.51

Tabella 12: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2021 suddivise per tecnologia pag.56

Tabella 13: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2021 suddivise per tecnologie– (elaborazioni preliminari) pag.57

Tabella 14: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2021 suddivise per tecnologie – (elaborazioni preliminari) pag.57

Tabella 15: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2021 suddivise per tecnologie pag.58

Tabella 16: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo degli impianti per la produzione di biometano e di biometano avanzato 2021 – (elaborazioni preliminari) pag.58

Tabella 17: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo degli impianti per la produzione di biometano e di biometano avanzato 2020 pag.59

Tabella 18: Consumi finali di energia (ktep) pag.60

Tabella 19: Consumi finali di energia nel settore dei trasporti in Italia (ktep) pag.62

Tabella 20: Consistenza parco veicolare elettrico e consumi di energia elettrica su strada pag.64

Tabella 21: Risparmi obbligatori (Mtep) ai sensi dell'articolo 7 della EED – Anni 2021-2030 pag.94

Tabella 22: Numero Certificati Bianchi (Milioni) per il conseguimento degli obblighi di incremento dell'efficienza energetica anni 2021-2024 pag.95

Tabella 23: Numero Certificati Bianchi (Milioni) per il conseguimento degli obblighi di incremento dell'efficienza energetica anni 2021-2024 pag.96

Tabella 24: Ricadute economiche e occupazionali delle politiche di promozione dell'efficienza energetica nel 2020 suddivise per meccanismo pag.98

Tabella 25: Ricadute economiche e occupazionali delle politiche di promozione dell'efficienza energetica nel 2021 suddivise per meccanismo – (elaborazioni preliminari) pag.98

Tabella 26: Valore aggiunto dei settori fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione. Anno 2021 (milioni di euro – valori correnti, valori concatenati anno 2015 e peso %) pag.100

Tabella 27: Valore aggiunto dei settori fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione. Anni 2019-2021 (milioni di euro – valori concatenati anno 2015 e variazioni %) pag.101

- Tabella 28: Distribuzione dei principali meccanismi di incentivazione alle imprese che svolgono l'attività principale di produzione dell'energia elettrica per dimensione di impresa (milioni euro) – Anno 2021 pag.103
- Tabella 29: Distribuzione dei principali meccanismi di incentivazione alle imprese che svolgono l'attività di produzione dell'energia elettrica per tipologia (milioni euro) – Anno 2021 pag.104
- Tabella 30: Settori di attività economica che hanno beneficiato dei principali meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (milioni euro) – Anno 2021 pag.104
- Tabella 31: Indicatori strutturali ed economici del settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore ed aria condizionata – Anni 2017-2019 pag.105
- Tabella 32: Indicatori strutturali ed economici del settore della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione – Anni 2017-2019 pag.106
- Tabella 33: Gettito delle imposte sull'energia per tipo di imposta; incidenze percentuali sul totale imposte e contributi sociali e sul PIL – Anni 2018-2021 pag.108
- Tabella 34: Obblighi di scorte ITALIA pag.118
- Tabella 35: Scorte specifiche ITALIA (volumi 2016-2021) pag.118
- Tabella 36: Scorte di sicurezza ITALIA (volumi 2016-2021) pag.118
- Tabella 37: Scorte specifiche OCSIT (volumi 2016-2021) pag.119
- Tabella 38: Distribuzione scorte specifiche OCSIT (volumi al 31.12.2021) pag.120
- Tabella 39: Impatto potenziale dell'estensione della PAS a impianti con capacità compresa tra 1 e 10 MW pag.127
- Tabella 40 - Le imprese “energivore” in Italia: numero e valore aggiunto per settore di attività economica (numero, miliardi euro e peso %) – Anno 2019 pag.141
- Tabella 41 Produzione e riserve di terre rare pag.145

INDICE DELLE FIGURE

- Fig. 1 Bilancio offerta/domanda di greggio a livello mondiale pag.14
- Fig. 2 Andamento prezzo del greggio -Brent pag.15
- Fig. 3 Variazione domanda gas per le principali aree 2021-2020 pag.16
- Fig. 4 Andamento prezzi gas 2010-2021 pag.17
- Fig. 5 Capacità elettrica globale da FER nel 2020-2021 pag.20
- Fig. 6 Produzione elettrica globale per tecnologia 1990-2026 pag.20
- Fig. 7 Stock di veicoli elettrici per regione e per tipologia di veicolo 2010-2021 pag.21
- Fig. 8 Stima quota bioenergie per settori e sul consumo finale totale di energia 2020 pag.23
- Fig. 9 Stima evoluzione quota FER sul consumo finale totale di energia globale 2009- 2020 pag.24
- Fig.10 Disponibilità energetica lorda (ktep) 2010-2021 pag.25
- Fig.11 Andamento costo di generazione 2021 pag. 29
- Fig.12 Uso industriale diretto - andamento mensile prelievi pag.30
- Fig.13 Distributori di CNG direttamente allacciati alla rete Snam Rete Gas (SRG) pag.31
- Fig.14 Distributori di CNG al 31.12.2021 pag.32
- Fig.15 Prezzi carburanti pag.33
- Fig.16 Andamento prelievi giornalieri di gas nel 2021 pag.33
- Fig.17 Distributori di GNL al 31.12.2021 pag.34
- Fig.18 Situazione allacciamenti biometano pag.35
- Fig.19 NextGenerationEU and PNRR pag.39
- Fig.20 Importazione di combustibili solidi 2016-2021 pag.41
- Fig.21 Consumi di energia elettrica 2021-2020 pag.43
- Fig.22 Evoluzione del numero (migliaia) degli impianti incentivati per meccanismo d'incentivazione e ripartizione per fonte del dato 2021 pag.52
- Fig.23 Evoluzione della potenza incentivata per meccanismo d'incentivazione e ripartizione per fonte del dato (GW) pag.53

- Fig.24 Evoluzione dell'energia incentivata per meccanismo d'incentivazione e ripartizione per fonte del dato 2021 pag.53
- Fig.25 Fabbisogno Asos 2021 per fonte e regime commerciale (mld €) pag.54
- Fig.26 Consumo finale energetico (ktep) anni 2010-2021 pag.59
- Fig.27 Biocarburanti immessi in consumo in Italia per Paese di produzione pag.63
- Fig.28 Biocarburanti immessi in consumo in Italia per materia prima pag.64
- Fig.29 Consumi energetici per trasporto: dal bilancio energetico nazionale (rifornimento in Italia) al conto dei flussi di energia (rifornimento degli italiani) anno 2021 (ktep) pag.66
- Fig.30 Consumi energetici per trasporto: dal bilancio energetico nazionale (rifornimento in Italia) al conto dei flussi di energia (rifornimento degli italiani) anno 2020 (ktep) pag.67
- Fig.31 Impieghi energetici (ktep) e spese per prodotti energetici (milioni di euro, a prezzi correnti) delle famiglie, per tipologia di impiego – Anni 2018 2021 pag.68
- Fig.32 Impieghi energetici (ktep) e spese per prodotti energetici (milioni di euro, a prezzi correnti) delle famiglie, per tipologia di impiego e di prodotto – Anni 2018 2021 pag.70
- Fig.33 Consumi energetici delle famiglie, in quantità (tep pro capite) e valore (euro pro capite, a prezzi correnti), per tipologia di impiego – Anni 2015-2021 pag.71
- Fig.34 Consumi energetici (tep pro capite) delle famiglie, per Paese (UE27, Italia, Francia, Germania, Spagna, Polonia) e tipologia di impiego – Anno 2015-2019 pag.72
- Fig.35 Prospetto dei consumi e della spesa energetica di una famiglia tipo nel 2021 pag.73
- Fig.36 Andamento della spesa energetica annua di una famiglia tipo 2015-2021 pag.74
- Fig.37 Andamento della spesa per la sostenibilità di una famiglia tipo 2015-2021 pag.75
- Fig.38 Confronto bolletta elettrica 2021 di nuclei familiari con diversi livelli di consumo pag.76
- Fig.39 Confronto bolletta gas 2021 tra famiglie residenti in diverse zone climatiche pag.76
- Fig.40 Confronto costi rifornimento 2021 trasporto privato per alimentazioni e percorrenze pag.78
- Fig.41 Percentuale di famiglie che dichiarano di essere in arretrato con il pagamento delle bollette energetiche (EU-SILE anno 2020) pag.79
- Fig.42 Indice di povertà energetica. Dettaglio per regione, anno 2020 pag.80
- Fig.43 Indice di povertà energetica. Dettaglio per specifiche caratteristiche socio economiche delle famiglie anno 2020 pag.80
- Fig.44 Indice di povertà energetica. Dettaglio per classe di ampiezza familiare e sesso del capofamiglia, 2020 pag.81
- Fig.45 Indice di povertà energetica. Dettaglio per classe di costruzione delle abitazioni pag.81
- Fig.46 Differenziale di prezzo energia elettrica: Italia vs EU 27 pag.82
- Fig.47 Prezzo finale dell'elettricità in Italia e nei principali paesi europei pag.83
- Fig.48 Differenziale di prezzo gas naturale: Italia vs EU 27 pag.84
- Fig.49 Prezzo finale di gas in Italia e nei principali paesi europei pag.85
- Fig.50 Prezzo industriale benzina pag.87
- Fig.51 Prezzo industriale diesel pag.87
- Fig.52 Prezzo industriale GPL pag.88
- Fig.53 Stacchi annuali prezzi industriali Italia- Area Euro pag.89
- Fig.54 Prezzi al consumo paesi UE: benzina pag.90
- Fig.55 Prezzi al consumo paesi UE: diesel pag.90
- Fig.56 Prezzi al consumo paesi UE: GPL autotrazione pag.91
- Fig.57 Stacchi annuali prezzi al consumo Italia- Area Euro pag.91
- Fig.58 Prezzo medio metano 2021 pag.92
- Fig.59 Obiettivi di risparmio energetico al 2030. Dettaglio per settore (Mtep) pag.93
- Fig.60 Valore aggiunto del settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata (milioni di euro - valori concatenati anno 2015) – Anni 2010-2021 pag.101
- Fig.61 Valore aggiunto del settore della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio (milioni di euro - valori concatenati anno 2015) – Anni 2010-2021 pag.102

- Fig.62 Gettito delle imposte sull'energia per raggruppamento di attività produttiva, famiglie e non residenti – Anni 2018-2020 (milioni di euro) pag.109
- Fig.63 Gettito delle imposte sull'energia per attività produttiva. Anno 2020 (composizione percentuale) pag.110
- Fig.64 Gettito delle imposte sui prodotti energetici usati in processi di combustione e relativi impieghi energetici, per attività produttive e famiglie. Anno 2020 (composizione percentuale) pag.111
- Fig.65 Gettito delle imposte sull'energia per paese UE27. Anno 2020 (incidenza percentuale sul totale delle imposte e contributi sociali e sul Pil) pag.112
- Fig.66 Gettito delle imposte sull'energia in Italia e UE27. Anni 1995 e 2020 (incidenza percentuale sul totale delle imposte e contributi sociali e sul Pil) pag.113
- Fig.67 Aliquota fiscale implicita sull'energia per paese UE27. Anno 2020 (euro a prezzi 2010 per tonnellata equivalente di petrolio) pag.113
- Fig.68 Gettito delle imposte ambientali in Italia e UE27, per categoria – Anno 2020 (composizione percentuale) pag.114
- Fig.69 Gettito delle imposte sull'energia per paese UE27 per macro settore di attività produttiva – Anno 2019 (composizione percentuale) pag.114
- Fig. 70 Gettito delle imposte sull'energia in Italia e UE27 per settore di attività produttiva – Anno 2019 (composizione percentuale) pag.115
- Fig.71 Scorte estere in Italia e scorte italiane all'estero pag.120
- Fig.72 Scorte Italia per prodotto pag.121
- Fig.73 Capacità installata (MW) in impianti eolici e fotovoltaici per anno pag.123
- Fig.74 Comuni inclusi nella stima dell'impatto per la regione Lombardia pag.126
- Fig.75 Evoluzione consumi di gas in Italia (miliardi di metri cubi) pag.129
- Fig.76 Evoluzioni consumi di gas in Italia (Energia primaria -Mtep) composizione del mix energ. pag.129
- Fig.77 Rete gasdotti pag.130
- Fig. 78 Importazioni 2010-2020 vs 2021 pag.131
- Fig. 79 Spread PSV-TTF pag.132
- Fig. 80 Aumento dei principali indicatori di prezzo 2021 pag.133
- Fig. 81 Ripartizioni fonti di importazione 2021 e 2020 pag.134
- Fig. 82 Esportazioni 2010 – 2020 vs 2021 pag.134
- Fig. 83 Evoluzione della disponibilità energetica lorda in Italia per fonte (Mtep) pag.136
- Fig. 84 Produzione e importazioni di gas naturale, Italia. Anni 2000, 2010, 2020 (pesi %)pag.137
- Fig. 85 Indice di dipendenza dell'Italia e dell'Unione europea a 27 e sue principali componenti per l'Italia. Anni 1990-2021 (percentuale) pag.138
- Fig. 86 Importazioni dell'Italia di gas naturale e petrolio per paese di provenienza. Anno 2021 pag. 139
- Fig. 87 Principali minerali necessari alle principali tecnologie per la transizione ecologica pag.142
- Fig. 88 Quantitativo di minerali utilizzati per la costruzione di alcune delle principali tecnologie per la transizione energetica pag.143
- Fig.89 Stima della crescita della domanda delle principali materie prime per la transizione energetica al 2040 rispetto al 2020 pag.143
- Fig. 90 Principali paesi fornitori di materie prime critiche all'UE pag.144
- Fig. 91 Quota dei primi tre Paesi nell'estrazione e nella lavorazione di alcune materie prime e combustibili fossili (2019) pag.144
- Fig. 92 Confronto indici principali commodities pag.146
- Fig.93 Tasso di riciclo di alcune materie prime in UE nel 2020* pag.147

INDICE DEI PROSPETTI

- 1- Il settore energetico nei conti economici nazionali dell'Istat pag.107
- 2- Definizione di valore aggiunto e produzione nei conti economici nazionali dell'Istat pag.107

INTRODUZIONE

La Relazione sulla situazione energetica nazionale è un documento di natura consuntiva composto da 3 parti che illustrano l'andamento del settore energetico nel 2021.

La prima parte consta di otto capitoli dove vengono analizzati i principali eventi che nel corso del 2021 hanno caratterizzato il settore energetico: l'evoluzione del mercato internazionale dei principali prodotti (petrolio, gas, carbone e fonti rinnovabili), il quadro nazionale (la domanda e l'offerta di energia in Italia con un dettaglio sulle singole fonti energetiche con focus anche sulla decarbonizzazione), gli impieghi finali dei diversi settori (con un particolare riferimento all'energia nel settore dei trasporti), gli usi energetici delle famiglie e le spese sostenute, la povertà energetica, i prezzi dell'energia elettrica e del gas per le famiglie e le imprese e dei principali prodotti (carburanti), le misure per migliorare l'efficienza energetica (con gli impatti occupazionali connessi alla sua promozione), il valore aggiunto del settore energetico e le imposte sugli usi dell'energia.

La seconda parte è dedicata alle monografie che quest'anno sono 6: “Le scorte petrolifere di sicurezza”, “Semplificare per accelerare la transizione energetica: il ruolo delle autorizzazioni negli investimenti in rinnovabili”, “Evoluzione del mercato e delle infrastrutture del gas naturale in Italia” “L'offerta di energia: disponibilità energetica per fonte e dipendenza energetica dalle importazioni”, “Le imprese “energivore a forte consumo elettrico” in Italia” e “L'offerta di energia: disponibilità energetica per fonte e dipendenza energetica dalle importazioni”.

La terza parte contiene alcune appendici: l'appendice A), di tipo statistico, dedicata ai principali fenomeni inerenti l'energia in Italia; l'appendice B) che riporta in un “box” il confronto tra produzione statistica ordinaria e il monitoraggio degli obiettivi sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica.

In particolare, le statistiche riportate nell'appendice A) rappresentano un sunto ragionato di quelle previste dal Sistema statistico nazionale (Sistan) che, per il settore dell'energia, vede coinvolti diversi soggetti ed amministrazioni. Il Ministero della Transizione ecologica produce le statistiche del gas naturale, del petrolio e del carbone; Terna è il fornitore delle statistiche sull'elettricità; il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) è il titolare delle informazioni sulle fonti rinnovabili; l'Istat fornisce i dati di contabilità nazionale e delle statistiche socio - demografiche e ambientali ed ENEA, in particolare, quelli sull'efficienza energetica.

La relazione è stata redatta da un gruppo di lavoro appositamente costituito presso la Direzione generale infrastrutture e sicurezza (DGIS¹) del Dipartimento energia, formato da rappresentanze istituzionali e settoriali con esperienza riguardo ai temi trattati. Il gruppo di lavoro risulta così composto:

BANCA D'ITALIA

Dr. Guido De Blasio

Dr. Luca Citino

ENEA – Dipartimento Unità per l'Efficienza Energetica

Dr. Alessandro Federici

Dr. Alessandro Fiorini

¹ Il gruppo di lavoro è stato istituito con decreto in data 11 marzo 2022 a firma del Capo dipartimento energia, dr.ssa Rosaria Fausta Romano

ISTAT - Direzione centrale per la contabilità nazionale

Dr.ssa Gianna Greca

Dr.ssa Giusy Vetrella

ACQUIRENTE UNICO S.p.A.

Ing. Liberato Russo

ENI S.p.A.

Dr.ssa Elvira Di Sibio

Dr.ssa Ylenia Meyer

Ing. Diana Marino

GSE S.p.A.

Dr. Luca Benedetti

Dr. Paolo Liberatore

SNAM S.p.A.

Ing. Umberto Berzero

Dr.ssa Sara Papa

TERNA S.p.A.

Dr.ssa Valeria Amoretti

Dr.ssa Barbara Santini

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Direzione generale per il mercato, la concorrenza, la tutela del consumatore e la normativa tecnica

Dr.ssa Simona Angari

MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA

Dipartimento Energia -Direzione Generale infrastrutture e sicurezza

Dr. Alessandro Serra

Dr.ssa Elisabetta Ceraso

Dipartimento Energia - Segreteria Tecnica

Dr. Giovanni Perrella

Si ringrazia per la cortese partecipazione e collaborazione:

ACQUIRENTE UNICO S.p.A. ing. Andrea Mercanti, ing. Andrea Petricca, dr. Alessandro Piacentini

BANCA D'ITALIA Federica Daniele -OECD e Banca d'Italia-, dr.ssa Enza Maltese, dr.ssa Alessandra Pasquini - Banca d'Italia

GSE S.p.A. dr. Daniel Giannetti, dr. Antonello Di Pardo, dr. Alessandro Pellini, dr. Matteo Gianni, dr. Martino dal Verme, dr. Duilio Lipari.

ISTAT dr.ssa Angelica Tudini

MISE- DGMCCNT dr.ssa. Daniela Sicari

TERNA S.P.A. dr. Salvatore De Carlo

Si ringrazia, altresì, per la cortese collaborazione: ASSOCARBONI - dr.ssa Sara Martini

SINTESI

Nel 2021 l'economia italiana ha registrato una crescita di forte intensità, in analogia con un contesto internazionale caratterizzato da una reazione positiva allo shock pandemico dell'anno precedente: il valore aggiunto complessivo dei settori produttivi è aumentato in volume del 6,5% mentre il settore energetico ha segnato una crescita meno marcata pari al 4,9%.

La **domanda primaria di energia** (in termini di disponibilità energetica lorda), si è attestata a 153.024 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep), con un aumento annuo del 6,2%, rispetto ad un aumento del PIL del 6,6%. **L'intensità energetica** ha registrato un lieve calo rispetto al 2020 (-0,4%), come conseguenza del minor incremento della disponibilità energetica rispetto al PIL. Si è così attestata al livello di 91,2 tep/milione di euro rispetto ai 91,6 del 2020.

La disponibilità energetica lorda è costituita per il 40,9% dal gas naturale, per il 32,9% da petrolio e prodotti petroliferi, per il 19,5% da rinnovabili e bioliquidi, per il 3,6% da combustibili solidi, per il 2,4% da energia elettrica e per lo 0,8 % dai rifiuti non rinnovabili.

Si conferma la dipendenza del nostro Paese da fonti di approvvigionamento estere: nel 2021 la produzione nazionale di fonti energetiche è diminuita complessivamente del 3,4% mentre le importazioni nette di energia sono aumentate dell'8,3%. La quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è aumentata: dal 73,5% del 2020 al 74,9% del 2021.

Nel 2021 il **consumo finale** energetico è aumentato complessivamente dell'11,4% rispetto all'anno precedente attestandosi a 114.781 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio. L'aumento ha riguardato tutti i settori, in particolare i trasporti (+22,1%), il residenziale (+8,2%) e l'industria (+6,7%).

La richiesta di **energia elettrica** nel 2021 è stata pari a 317,6 TWh (dati provvisori), in crescita del 5,5% rispetto all'anno precedente, ma ancora leggermente inferiore ai livelli pre-pandemia (-0,6% rispetto al 2019). Pur rimanendo la fonte termoelettrica tradizionale quella a copertura maggiore del fabbisogno, la fonte eolica nel 2021 ha raggiunto il record storico di quasi 21 TWh di produzione.

Nel 2021 il fabbisogno di energia elettrica è stato soddisfatto per l'86,5% dalla produzione nazionale che, al netto dell'energia assorbita per servizi ausiliari e per pompaggi, è stata pari a 274,8 TWh (+2,2% rispetto al 2020) e per il restante 13,5% dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare di 42,8 TWh, in crescita del 32,9% rispetto all'anno precedente.

Il maggior apporto alla produzione di energia elettrica è rappresentato dal termoelettrico non rinnovabile (il 59,7% del totale dell'energia prodotta), con il 6,1% da impianti alimentati con combustibili solidi, il 3,8% con prodotti petroliferi ed altri combustibili e il 49,9% da impianti alimentati con gas naturale.

Relativamente alle **fonti rinnovabili di energia (FER)**, nel 2021 queste hanno trovato ampia diffusione in Italia sia per la produzione di energia elettrica, sia per la produzione di calore, sia in forma di biocarburanti; complessivamente, l'incidenza delle FER sui consumi finali lordi è stimata intorno al 19%.

Nel settore elettrico è stato registrato un significativo calo della fonte idroelettrica (-5,9% rispetto al 2020, principalmente a causa della diminuzione delle precipitazioni), che ha comunque contribuito alla produzione totale per il 15,7%. Sostenuto incremento, invece, per la fonte eolica (+10,8%); questa e la fonte fotovoltaica hanno raggiunto insieme la copertura del 16,1% della produzione lorda; il restante 8,5%

è stato ottenuto da geotermico e bioenergie. Nel complesso, l'incidenza della quota FER sul Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL) è scesa dal 37,6% al 35,0%.

Nel settore termico, invece, i consumi di energia da FER sono aumentati del 5% circa rispetto al 2020, principalmente per il maggiore impiego di biomasse solide (legna da ardere, pellet: il 2021 è stato un anno mediamente più freddo del precedente). Nel settore dei trasporti, infine, è stato registrato un incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti rispetto all'anno precedente pari a 15%.

Il sistema italiano di incentivazione delle energie rinnovabili, in particolare nel settore elettrico, ha giocato un ruolo determinante nell'ultimo decennio per la diffusione degli impianti sul territorio e per il raggiungimento di alti livelli di penetrazione delle rinnovabili nel settore elettrico. A fine 2021 il totale degli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili incentivati ha raggiunto il milione di unità, per una potenza di circa 38 GW e un'energia rinnovabile incentivata di 65 TWh.

Nel 2021, le ricadute occupazionali legate alla costruzione e installazione degli impianti da FER si sono attestate intorno alle 14.000 Unità di Lavoro (ULA) per le FER elettriche e alle 29.300 ULA per le FER termiche. L'occupazione legata alla gestione e manutenzione degli impianti esistenti è dell'ordine delle 34.000 ULA per il settore elettrico e delle 28.000 ULA per il settore termico.

Per quanto riguarda **l'efficienza energetica**, i risparmi energetici conseguiti nel precedente ciclo di obiettivi 2014-2020 sono stati pari a un risparmio cumulato di 23.241 ktep, pari al 91% dell'obbligo stabilito dall'art. 7 della Direttiva Efficienza Energetica. Nel corso del 2021 il quadro delle politiche Comunitarie è cambiato rapidamente, stabilendo ambiziose tabelle di marcia verso l'appuntamento intermedio del 2030, in vista della neutralità climatica del 2050. L'Italia sta provvedendo ad una riformulazione delle proprie strategie e dei propri obiettivi sul risparmio energetico, adattando le proprie potenzialità ai profili del mutato scenario.

Nel contesto di **decarbonizzazione** dell'energia, si segnala l'utilizzo della rete gas come vettore di energia rinnovabile, per mezzo di crescenti iniezioni di biometano, la cui produzione nazionale è passata dai 99 milioni di metri cubi del 2020 ai 159 del 2021. Si evidenzia anche la crescita del GNL come carburante nei trasporti pesanti che nel 2021 è stata pari a circa 230 milioni di metri cubi (+66 milioni di metri cubi rispetto al 2020).

Nel 2021, nel settore dei **trasporti**, i prodotti petroliferi hanno ricoperto ancora un ruolo predominante, costituendo circa il 90% dei consumi complessivi per trasporto, e in particolare il diesel (60%). Il 93% dell'energia venduta in Italia per finalità di trasporto è stata acquistata da italiani e la rimanente parte direttamente da non residenti; gli italiani, d'altronde hanno comprato circa l'8% dell'energia utilizzata per i propri spostamenti direttamente all'estero; il 39,2% del consumo dei residenti per trasporto è stato effettuato dalle famiglie.

Nel 2021 **le famiglie italiane hanno consumato** 49.479 ktep di energia (il 5,8% in più rispetto all'anno precedente) spendendo 75,9 miliardi di euro (+17,4%). Il 65,9% dell'energia usata è per usi domestici e il restante 34,1% per trasporto privato. In termini monetari, il 57,6% della spesa energetica complessiva delle famiglie è per uso domestico e la rimanente parte per il trasporto.

La spesa energetica della famiglia tipo ammonta a 3.308 € (con un aumento di 462 € rispetto al 2020) ed è riconducibile per il 46% all'acquisto di carburanti (incremento spesa di 164 €), per il 34% alla bolletta per il gas (in incremento di 151 €) e per il 19% alla bolletta elettrica (incremento di 148 €). Nello stesso anno la famiglia tipo ha contribuito con 107 €, ovvero con il 3% della propria spesa energetica complessiva, a finanziare gli incentivi per la promozione della sostenibilità.

Nel 2020, sono state poco più di 2 milioni le famiglie italiane a versare in condizione di **povertà energetica**, pari a circa all'8,0%. Per il secondo anno consecutivo si è registrata una riduzione di tale dato.

Il **valore aggiunto complessivo dei settori produttivi** è aumentato in volume del 6,5% (nel 2020 aveva registrato un calo dell'8,8%). Il settore energetico ha segnato una crescita meno marcata pari al 4,9%: il settore della “fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata” ha registrato un incremento del 2,4%; mentre il settore della “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio” ha registrato un aumento straordinario (+145,6%) facendo più che raddoppiare il livello del valore aggiunto (1,1 miliardi di euro). In termini assoluti, a prezzi correnti, i due settori hanno generato un valore aggiunto pari a circa 33,9 miliardi di euro con un contributo al PIL pari all'1,9%.

Anche nel 2021 le imprese produttrici di energia elettrica hanno beneficiato di incentivi connessi alla produzione di fonti rinnovabili e assimilate, per un ammontare stimato pari a 5,8 miliardi di euro, su un valore complessivo di incentivi erogati pari a 9,8 miliardi di euro.

Nel 2021 il **gettito delle imposte** sull'energia in Italia è stato circa 42 miliardi di euro (il 5,5% del totale imposte e contributi sociali e il 2,4% del PIL), il 4,6% in più rispetto al 2020. E' aumentata la quota dell'imposta sugli oli minerali e derivati (da 53,1% a 58,0%) e quella dei proventi derivanti dai permessi di emissione (dal 3,2% al 6,0%) a fronte di una quota ridotta delle imposte gravanti sull'uso dell'energia elettrica (dal 33,5% al 26,0%).

Il differenziale fra i **prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale** italiani e quelli europei, nel 2021, è rimasto positivo nonostante la ripresa del processo di convergenza che si era interrotto nel 2018. Si conferma un significativo premio pagato dalle imprese italiane per l'energia elettrica (fatto pari a 100 il prezzo medio della UE, le imprese italiane hanno pagato un prezzo di 119 punti per la classe IC, con consumi compresi tra 500 e 2.000 MWh) e uno per il gas acquistato dalle famiglie che, sebbene in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente, ha segnato 120 punti per la classe D2, con consumi compresi tra 20 e 200 GJ contro i 100 punti della media UE.

In linea con l'andamento delle quotazioni del Brent, influenzate positivamente dalla ripresa delle attività economiche, i **prezzi dei carburanti**, nel 2021, sono risultati significativamente in aumento rispetto all'anno precedente. I prezzi medi industriali di benzina e gasolio sono cresciuti rispettivamente del 35,5% e del 29,8%, mentre il GPL ha registrato un incremento del 21,2%. Anche i prezzi medi al consumo si sono attestati su valori superiori al 2020 (con aumenti compresi tra il 12,8% della benzina e il 13,5% del diesel, mentre il GPL è aumentato del 16,4% circa) risentendo dell'aumento della componente industriale e dell'incremento indotto sulla componente fiscale attraverso l'applicazione dell'IVA. Rispetto all'Area Euro, nell'anno in esame, lo stacco del prezzo industriale è negativo per tutte e tre le tipologie di carburanti.

1.IL QUADRO ENERGETICO INTERNAZIONALE

1.1 Il petrolio

Prezzo in aumento del 70% nel 2021 rispetto all'anno precedente. La domanda recupera (+5,6 Mb/g YoY) dallo shock pandemia del 2020, grazie ai vaccini, alle misure di stimolo dell'economia da parte dei governi e nonostante i rallentamenti per la diffusione di varianti COVID 19. L'OPEC+ mantiene un attento controllo delle produzioni, gestendo un graduale allentamento dei tagli nella seconda parte dell'anno, in linea con la ripresa della domanda e contribuendo a portare le scorte mondiali a fine 2021 sotto la media degli ultimi cinque anni. La crescita globale delle produzioni (+1,4 Mb/g YoY) tuttavia fatica a inseguire la ripresa della domanda per delay sviluppi/manutenzioni legati alla pandemia e alle criticità finanziarie.

Nel 2021 la domanda oil recupera in parte la perdita del 2020 (-8,55 Mb/g) con una crescita di 5,6 Mb/g rimanendo inferiore rispetto ai livelli pre-pandemia (97,5 Mb/g vs 100,4 Mb/g nel 2019). La domanda evidenzia un continuo rafforzamento nel corso dell'anno grazie in particolare ai consumi di benzina. L'allentamento delle misure di contenimento e la progressiva diffusione dei vaccini impatta positivamente la domanda per il trasporto su strada, nonostante nuove ondate Covid, attività industriale più debole e prezzi del petrolio più alti attenuino il trend di crescita. La ripresa della domanda di trasporto aereo è più lenta del previsto, mitigata non solo da nuove ondate Covid, ma anche da alcuni cambiamenti comportamentali: una parte di viaggi aerei business non recupera più per cambiamenti nelle preferenze personali e nelle strategie aziendali. Nel 2021 la domanda di jet-kero rimane infatti ancora circa il 20% al di sotto dei livelli pre-Covid. La domanda di benzina invece è eccezionalmente forte. L'uso dell'auto sale al di sopra dei livelli pre-Covid in molti paesi, con dati sui consumi USA molto elevati nel terzo trimestre. Anche la domanda di benzina in Europa rimane elevata, mentre il consumo in Cina e India supera di oltre il 10% i livelli 2019. Nel 2021 i consumi complessivi dei paesi OCSE aumentano di 2,6 Mb/g di cui oltre il 65% negli USA (+1,7 Mb/g vs 2020) e il 25% in Europa (+0,7 Mb/g). I consumi crescono anche nei paesi non OCSE (+3 Mb/g vs 2020) di cui oltre il 40% in Cina (+1,2 Mb/g). La Cina segna una crescita record, dopo essere stata l'unico paese a registrare un incremento anche nel 2020 (+0,4 Mb/g), l'anno della pandemia. Alla base l'ondata di nuovi impianti petrolchimici che entra in funzione prima del previsto, contribuendo a spostare il baricentro di questa industria sempre più a est. Nel periodo 2019-2021, oltre il 60% della crescita della domanda mondiale di nafta, GPL ed etano (*feedstock* petroliferi per l'industria petrolchimica) proviene dalla Cina. Il settore della petrolchimica rimane dunque un pilastro nella crescita della domanda globale. La domanda globale di questi prodotti è aumentata del 6% nel 2021 (vs +0.3% nel 2020), alimentata dall'eccezionale domanda di polimeri per attrezzature mediche e in risposta a un forte rimbalzo della produzione manifatturiera.

Il 2021 registra un'offerta di petrolio pari a 95,2 Mb/g, in aumento rispetto al 2020 (+1,4 Mb/g). La crescita è concentrata nei paesi OPEC esenti dall'accordo. Libia, Venezuela e Iran, registrano un incremento complessivo di 1,3 Mb/g. Recupera in particolare la Libia (+0,8 Mb/g), dopo i minimi toccati nel 2020. I paesi dell'OPEC+ mantengono invece una politica di controllo delle produzioni. Tra gennaio e aprile il gruppo taglia ogni mese circa 7 Mb/g di greggio, a cui si aggiunge il taglio volontario saudita di 1 Mb/g (feb-apr), con la produzione del paese che scende a 8 Mb/g. Ad aprile viene deciso un progressivo allentamento dei tagli, con graduale rientro anche di quello volontario saudita, in linea con il recupero della domanda. A fine luglio il taglio passa a -5,8 Mb/g e nell'incontro del 18 luglio viene deciso un ulteriore allentamento con incrementi mensili pari a 0,4 Mb/g a partire da agosto e fino al completo riassorbimento del taglio, previsto per settembre 2022. La compliance registrata nel corso dell'anno si mantiene elevata (115% media), in particolare nella seconda metà del 2021, quando gli aumenti gradualmente concordati si scontrano con le difficoltà produttive di alcuni paesi. Faticano a raggiungere il target Nigeria ed Angola per

difficoltà tecniche e operative legate alla mancanza di investimenti e ritardi delle manutenzioni causa COVID. Da agosto a dicembre l'intera alleanza OPEC+ ha regolarmente fallito il target produttivo, con un output più basso mediamente di 0,7 Mb/g rispetto a quello pianificato nell'accordo di luglio. Tra i paesi OPEC+ cresce solo la Russia (+0,2 Mb/g), con volumi costantemente sopra il target e una compliance media del 94%. Stentano a crescere i paesi dell'area non OPEC (+0,4 Mb/g). Aumenta in particolare il Canada (+0,3 Mb/g), mentre la crescita USA (+0,2 Mb/g) è penalizzata dalla tempesta artica Uri di inizio anno e dalle importanti chiusure tra agosto e settembre per l'uragano Ida. La disciplina finanziaria delle compagnie oil&gas USA a favore della remunerazione degli azionisti, piuttosto che dell'attività di sviluppo di nuova produzione, contribuisce a rallentare la crescita. Il bilancio 2021 chiude con un deficit di offerta di -2,3 Mb/g e con scorte commerciali mondiali sotto la media degli ultimi 5 anni.

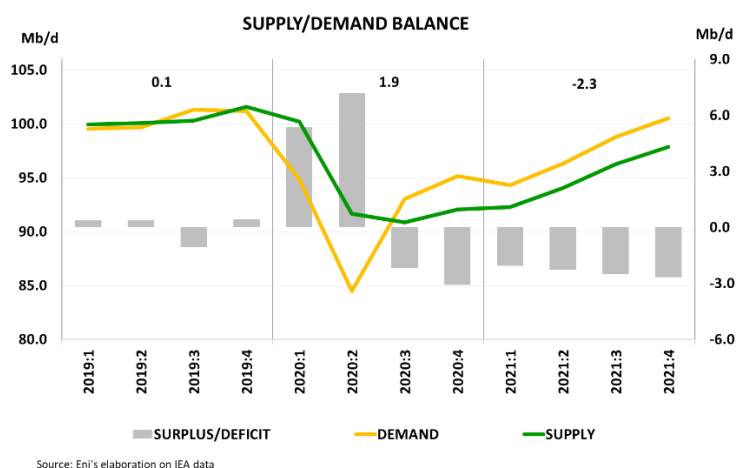


Figura 1

Il 2021 chiude con un prezzo medio del Brent di 70,7 \$/b (+29,1 \$/b vs 2020). Nella prima metà dell'anno il controllo delle produzioni OPEC+, con tagli oltre le aspettative, sostengono la salita dei prezzi, contribuendo anche al progressivo riassorbimento delle scorte. Il prezzo si rafforza costantemente e a partire da giugno il Brent torna sopra i 70 \$/b per i progressi delle campagne vaccinali e i segnali di ripresa dell'economia. A supporto l'*underperformance* OPEC+ e scorte commerciali mondiali che a fine luglio scendono sotto la media degli ultimi cinque anni. A ottobre il prezzo supera 80 \$/b, toccando i massimi dal 2014. Il forte incremento dei prezzi internazionali di gas e carbone sostiene l'aspettativa di un'ulteriore crescita della domanda per lo switch-to-oil nella generazione elettrica e nei settori industriali energy intensive. L'anno chiude con il greggio che scende sotto 80 \$/b e la *backwardation* che subisce una brusca riduzione. Pesano i timori legati alla risalita dei contagi COVID nel mondo e alla diffusione della variante Omicron.

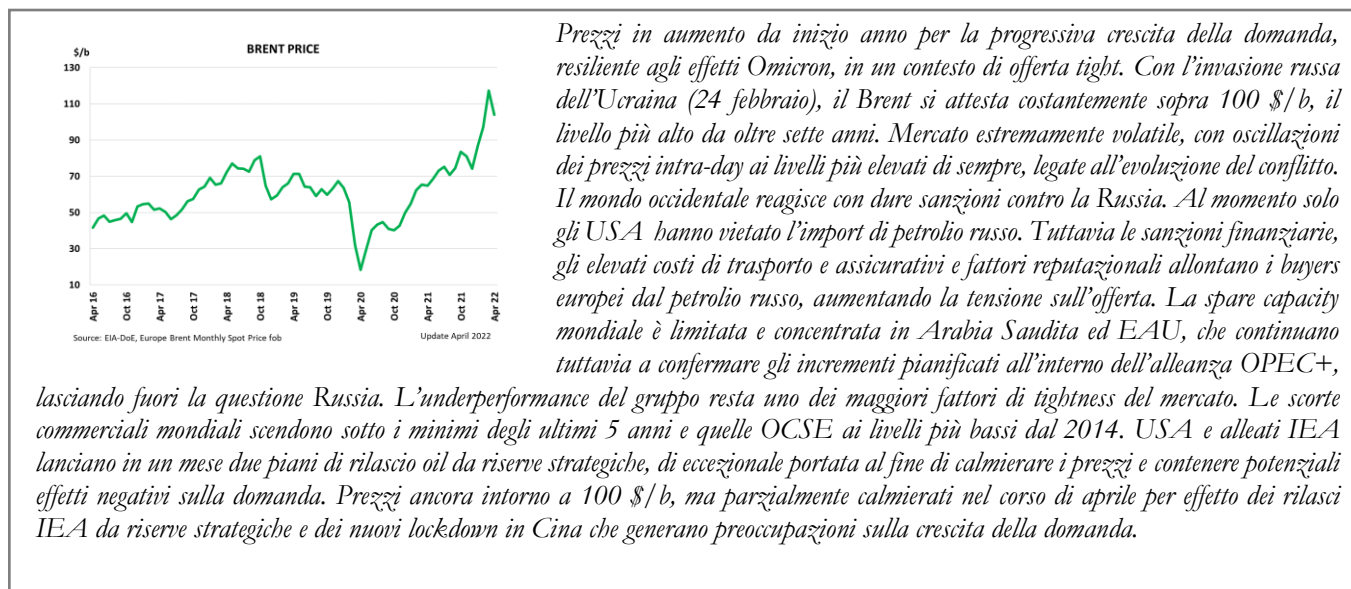


Figura 2

1.2 Il gas

La domanda di gas nel 2021 è incrementata ad un tasso del 4,5% per effetto della ripresa post pandemia da COVID-19, a fronte della decrescita dell'anno precedente -1,9%. L'evoluzione dei consumi gas è stata caratterizzata da due velocità differenti tra il primo e il secondo semestre, durante quest'ultimo, infatti, ha subito un forte rallentamento per gli elevati prezzi del gas negli ultimi mesi dell'anno. Russia, Cina ed Europa hanno trainato la crescita dei consumi.

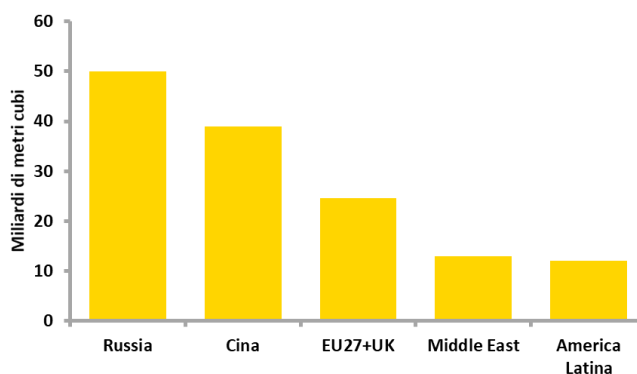
Nel 2021 i consumi mondiali di gas sono cresciuti del 4,5% (+180 miliardi di metri cubi), aumento corrispondente a più del doppio del calo registrato nel 2020 e il terzo incremento annuo più forte dal 2000, dopo il 2010 e il 2018 (cresciuti rispettivamente del 7,8% e 5,2%). Questa forte crescita è il risultato della combinazione di più fattori: rilancio dell'attività economica dopo i lockdown per la pandemia da COVID-19 del 2020; ripresa dei consumi nel settore industriale e termoelettrico; successione di eventi meteorologici estremi che hanno portato a valori superiori del fabbisogno previsto per il riscaldamento e la produzione di energia.

Il consumo di gas naturale ha registrato tassi di crescita elevati nella prima metà dell'anno. Nel primo trimestre è aumentato di circa il 6% verso l'anno precedente a livello globale. I fattori meteorologici hanno giocato un ruolo importante, fin dall'inizio dell'anno: il 2021 è stato più freddo dell'inverno eccezionalmente mite del 2019/20 nell'emisfero nord. Anche il rilancio dell'attività economica ha avuto impatti significativi già nel primo semestre 2021, in particolare in Cina, che, colpita dalla pandemia nel primo trimestre del 2020, ha invertito il trend economico negativo nel secondo trimestre del 2021, con un aumento trimestrale dei consumi di gas superiore all'8%, a un anno esatto dal maggiore impatto delle

misure di lockdown indotte dal COVID-19. La ripresa ha coinciso anche con alcuni fattori climatici, tra cui una primavera più fredda in Europa e siccità record in Sud America, che ha provocato un aumento del consumo di gas sia per riscaldamento che per la produzione di elettricità.

La crescita dei consumi di gas ha subito una battuta d'arresto nel secondo semestre del 2021, portandosi su tassi prossimi al 3% nel terzo trimestre, e fino all'1% nel quarto trimestre. Questo è risultato dall'impatto immediato decrescente del recupero economico e dall'inasprimento della situazione di *tightness* del mercato globale del gas che ha provocato un forte aumento dei prezzi spot del gas in Europa e Asia. Tutto ciò ha portato a rallentare la crescita dei consumi, a favorire il ricorso ad altre fonti nella generazione elettrica e in alcuni casi a tagli di domanda soprattutto nei settori maggiormente *price sensitive*. Il settore industriale dimostra chiaramente questo andamento: consumi mensili del gas dei principali mercati in un primo momento in rialzo nella prima metà del 2021, poi in rallentamento nel terzo trimestre e, infine, in riduzione negli ultimi mesi del 2021 per effetto di una combinazione di fattori, quali rallentamento dell'attività economica, e bilancio gas teso.

In EU 27+UK, si è registrato un forte rimbalzo della domanda gas (+5,4% vs 2020, +25 Bcm), dopo la caduta del 2020 in seguito agli effetti della pandemia. In linea con la dinamica globale, la crescita si è concentrata nella prima metà dell'anno (+15% vs stesso periodo del 2020) supportata da climatica favorevole, con picchi di freddo, e una prolungata stagione di riscaldamento che hanno giocato un ruolo importante a sostegno dei consumi nel settore civile. La minore generazione eolica e la ripresa economica, d'altra parte, hanno sostenuto il livello dei consumi rispettivamente nel settore termoelettrico e industriale. Nel terzo trimestre gli elevati prezzi del gas hanno invertito la dinamica dei consumi, facendo registrare una riduzione del 3% vs lo stesso trimestre del 2020 e nell'ultimo trimestre la climatica ha riportato il trend su livelli sostenuti. Complessivamente il settore civile ha coperto oltre il 60% della variazione dei consumi gas tra 2021 e 2020, con una crescita del 9% vs il 2020 su base annua. Su scala globale, l'aumento dei consumi è stato particolarmente pronunciato in alcuni paesi, si stima infatti che Germania, UK, Italia, Francia e Spagna abbiano coperto circa l'80% dell'incremento complessivo della domanda europea di gas.



Variazione della domanda gas per le principali aree, 2021-20

Figura 3

Il primato in termini di crescita dei consumi gas va alla Russia (+11% vs 2020), seguita dalla Cina (+12%, pari al doppio dello scorso anno).

Sul fronte dell'offerta, nel 2021 gli scambi di LNG su scala globale sono cresciuti del 6%, leggermente al di sotto del tasso medio nel periodo 2015-20 (7%), ma ben al di sopra dell'incremento dell'1% nel 2020. L'Asia ha conteso all'Europa i carichi spot di LNG, registrando un aumento dell'8%, coprendo oltre il 95%

della crescita netta nel commercio a livello globale. Cina (+17%) e Corea (+14%) sono i maggiori responsabili dell'incremento in termini di flussi, in particolare nei primi tre trimestri del 2021 e la Cina è diventata il più grande importatore mondiale di LNG nel 2021. Le importazioni di Giappone sono rimaste invariate, mentre l'India ha registrato un calo dell'11% (per la prima volta su base annuale dal 2013). L'America Latina è stata la seconda regione più importante a livello globale per la crescita delle importazioni di LNG, con un aumento del 69% nel 2021. Tale incremento si è verificato principalmente in Brasile, la situazione di siccità particolarmente critica ha portato a triplicare la domanda di LNG.

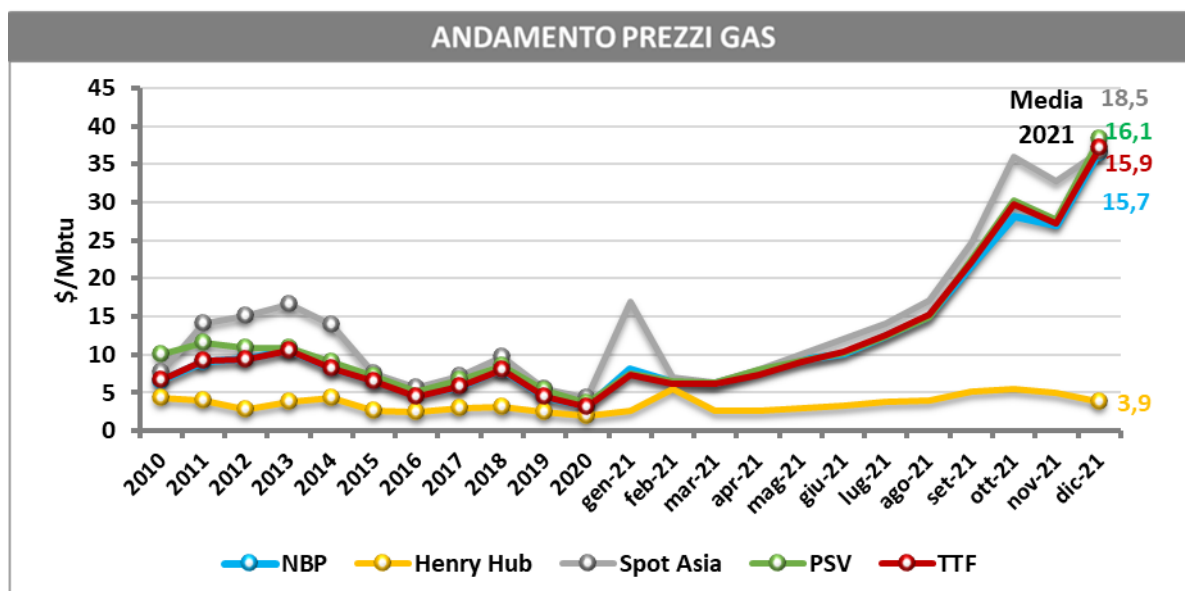


Figura 4

I prezzi del gas, dopo i minimi del 2020 causati dalla crisi pandemica, nel 2021 hanno registrato incrementi record, ben più significativi di quelli del petrolio, grazie alla sostenuta ripresa della domanda non compensata da un idoneo adeguamento delle forniture di gas. Alla base di tale evoluzione dell'offerta ci sono motivazioni sia di carattere congiunturale, come il fermo non programmato di alcuni impianti di liquefazione per problemi di tipo tecnico e per scarsità di *feedgas*, che strutturale, come il rallentamento degli investimenti in nuovi progetti di liquefazione e della crescita della produzione gas negli Stati Uniti in conseguenza alla disciplina finanziaria imposta ai produttori di *shale gas*.

Il prezzo annuo all'Henry Hub si è attestato su una media di 3,9 \$/Mbtu, in aumento del 94% vs 2,0 \$/Mbtu del 2020.

In Europa, il prezzo del gas all'NBP² è salito fino al massimo storico medio annuo di 15,7 \$/MBtu, in incremento del 386% circa vs 3,2 \$/MBtu del 2020.

Coerentemente con l'andamento dell'NBP, anche i prezzi ai principali hub europei sono notevolmente aumentati rispetto al 2020, attestandosi su massimi storici: il TTF³ ha raggiunto la media annua di 15,9 \$/MBtu (3,2 \$/MBtu nel 2020), mentre il PSV⁴ 16,1 \$/MBtu (3,6 \$/MBtu nel 2020).

In Asia, anche, il prezzo spot del gas si è posizionato su un record medio assoluto di 18,5 \$/MBtu (vs 4,4 \$/MBtu nel 2020).

² National Balancing Point (Regno Unito)

³ Title Transfer Facility (Olanda)

⁴ Punto di Scambio Virtuale (Italia)

1.3 Il carbone⁵

Anche nel 2021, il carbone, a livello mondiale, ha mantenuto un ruolo determinante nella produzione di energia elettrica con una quota pari al 38% della produzione totale, stessa percentuale del 2020; in Europa (UE 27+UK), la quota è stata pari al 16%, 13,3% nel 2020.

Anche nel 2021, il carbone, a livello mondiale, ha mantenuto un ruolo determinante nella produzione di energia elettrica con una quota pari al 38% della produzione totale, stessa percentuale del 2020; in Europa (UE 27+UK), la quota è stata pari al 16%, 13,3% nel 2020.

Il commercio di carbone via mare, sempre a livello mondiale, è aumentato, nel 2021, del 6% su base annua (1.240 milioni di tonnellate a fronte di 1.165 del 2020). In particolare, si è registrato un aumento del 6% sia per il carbone da vapore (974 milioni di tonnellate a fronte di 915 del 2020) che per il carbone metallurgico (266 milioni di tonnellate rispetto alle 250 del 2020).

I Paesi che hanno contribuito maggiormente, nel corso del 2021, alla crescita delle importazioni sono stati: Cina, Corea del sud, Filippine Giappone, Taiwan e Thailandia.

L'Europa (UE27+UK), nel 2021, ha complessivamente importato carbone per 94,7 milioni di tonnellate, facendo segnare un aumento del 25,7% rispetto al 2020 (75,3 milioni di tonnellate)⁶. In particolare, le importazioni di carbone da vapore si sono attestate a 49,8 milioni di tonnellate con un aumento del 22% rispetto a 40,7 milioni di tonnellate del 2020; le importazioni di carbone metallurgico hanno raggiunto un volume di 44,9 milioni di tonnellate, in aumento del 30% rispetto ai 34,6 milioni dell'anno precedente.

In particolare, sono aumentate le importazioni di carbone termico nei Paesi Bassi (+120%), in Spagna (+49%), nel Regno Unito (+37%), in Germania(+31%) e in Francia (+8%); le importazioni di carbone metallurgico sono aumentate nei Paesi bassi (+110%), in Francia (+40%) in Germania (+23%) e nel Regno Unito (8%).

⁵ Le informazioni del paragrafo sono di fonte Assocarboni.

⁶ Il dato relativo alle importazioni di carbone 2020 è stato rivisto e aggiornato da Assocarboni a seguito dell'utilizzo di una nuova metodologia di calcolo.

1.4 Le fonti energetiche rinnovabili

Il 2021 è stato un altro anno record per i consumi di energia da fonti rinnovabili nonostante il perdurare della pandemia, gli effetti sui tempi di commissioning degli impianti e i prezzi delle commodities e dei trasporti a livelli record.

Il settore elettrico ha registrato un nuovo record di incremento della capacità installata, mentre nei trasporti la domanda di biocarburanti si è avvicinata ai livelli pre-pandemia nonostante il notevole incremento dei prezzi. In tale contesto, anche la diffusione di veicoli elettrici ha fatto registrare un nuovo record di crescita senza precedenti, con vendite di 6,6 milioni di EV portando il parco circolante a 16,5 milioni di unità a livello globale. Nei consumi termici la produzione da FER è stimata in aumento, seppure in misura minore rispetto agli altri comparti, tuttavia il settore, che rappresenta la metà dei consumi finali globali, rimane ancora fortemente dipendente dal contributo delle fonti fossili.

Nel momento in cui viene redatto il presente Rapporto, i dati più aggiornati sulla diffusione delle fonti rinnovabili di energia (FER) a livello internazionale sono contenuti:

- nel recente documento *Renewable Energy Market Update Outlook for 2022 and 2023* e nel rapporto *Renewables 2021 – Analysis and forecasts to 2026* curato dall'International Energy Agency (IEA), che fornisce dati consolidati al 2020 e, per alcune voci aggregate, stime e previsioni per gli anni successivi;
- nel rapporto *Renewable Capacity Statistics 2022* dell'*International Renewable Energy Agency* (IRENA), che per quanto riguarda la capacità installata degli impianti, contiene dati aggiornati al 2021;
- nel rapporto *Global EV Outlook 2022 Securing supplies for an electric future* (IEA) con i dati aggiornati sulla mobilità elettrica;
- nel rapporto *Renewables 2022 Global Status Report* redatto da REN21⁷, che offre una visione ad ampio raggio sul settore delle energie rinnovabili.

Nel **settore elettrico** le FER hanno fatto registrare un nuovo record, sia in termini di potenza installata che di produzione di energia.

Secondo IRENA, nel 2021, la **capacità** complessiva installata nel mondo è pari a 3.064 GW, in crescita del 9,1% rispetto al 2020. Le nuove installazioni (257 GW) sono costituite principalmente da impianti fotovoltaici (133 GW), eolici (93 GW) e idroelettrici (19 GW); più contenuta, invece, la potenza incrementale degli impianti a bioenergie (10,3 GW) e geotermici (1,6 GW).

La Cina anche nel 2021 continua ad essere il paese caratterizzato dalla maggiore nuova potenza installata nell'anno, sia in termini complessivi (121 GW, 47% del nuovo installato totale) sia con riferimento a fotovoltaico (53 GW), eolico (46,9 GW, di cui 17,4 GW offshore), idroelettrico (14,6 GW) e bioenergie (6,2 GW); seguono gli Stati Uniti con circa 32,4 GW incrementali (+11,1% rispetto al 2020, di cui 19,9 GW di FV e 14 GW di eolico onshore), l'India con ulteriori 12,7 GW (+9,4% rispetto al 2020) e il Brasile con 9,9 GW (+6,6% rispetto al 2020).

L'Europa (UE27) ha contribuito al dato globale con 32,4 GW di potenza incrementale (+6,8% rispetto alla potenza 2020). I mercati più dinamici sono quelli della Germania (6,4 GW di cui 4,7 di FV), dei Paesi Bassi (4,5 GW con un incremento del 24% rispetto al 2020) e della Spagna (4,1 GW) che insieme rappresentano quasi metà del totale del continente, seguiti da Francia (nuove installazioni per 4 GW, di cui 2,7 GW di FV), Polonia (3,1 GW di nuovi impianti), Svezia (2,6 GW di nuovi impianti) e Norvegia (1,8 GW di nuovi impianti).

⁷ REN21 è una rete che collega attori chiave della politica globale per le energie rinnovabili.

Si segnala l'importante incremento delle installazioni FV registrate in India (10,3 GW su 12,7 GW di nuova potenza FER) e Brasile (5,2 GW su 9,9 GW di nuova potenza FER). Per l'eolico in Vietnam si è assistito ad un notevole incremento della capacità installata con 2.7 GW in più (+645% rispetto all'anno precedente, di cui 895 MW di eolico offshore).

Gli USA rappresentano il primo paese per nuova potenza geotermoelettrica (1.303 MW su 2.587 MW totali, +50,4%).

Capacità elettrica globale da FER nel 2020 e 2021 (fonte: IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2022*)

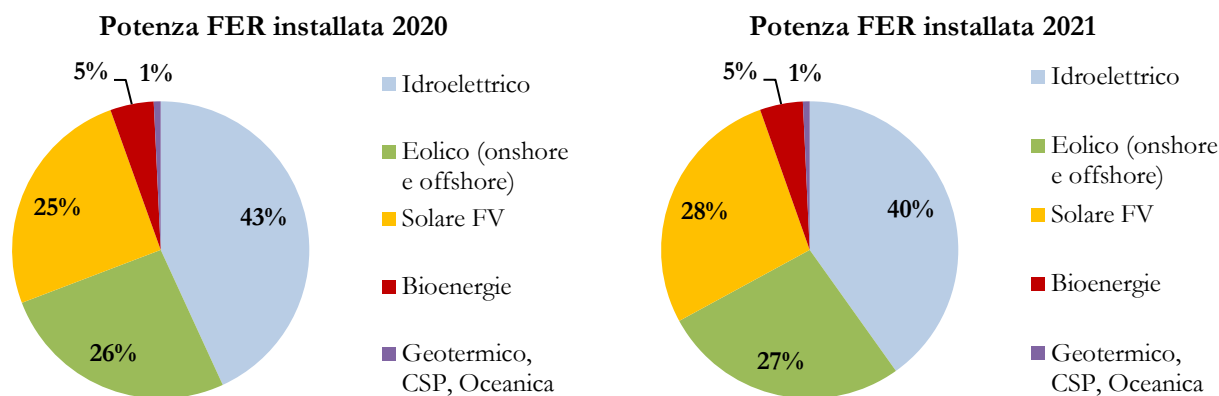


Figura 5

Secondo IEA, nel 2021, la **produzione** globale di elettricità da FER ha raggiunto circa 7.900 TWh, con un livello di crescita maggiore rispetto alla media annuale di crescita osservata nel 2015-2020, grazie anche alle condizioni meteorologiche favorevoli in alcuni mercati chiave per la produzione eolica. Il contributo principale a questa produzione deriva dal comparto idroelettrico (4.300 TWh circa), seguito da quello eolico (1.500 TWh) e fotovoltaico (circa 600 TWh).

Produzione elettrica rinnovabile globale 1990-2026 per tecnologia (fonte: IEA, *Renewables 2021 – Analysis and forecasts to 2026*)

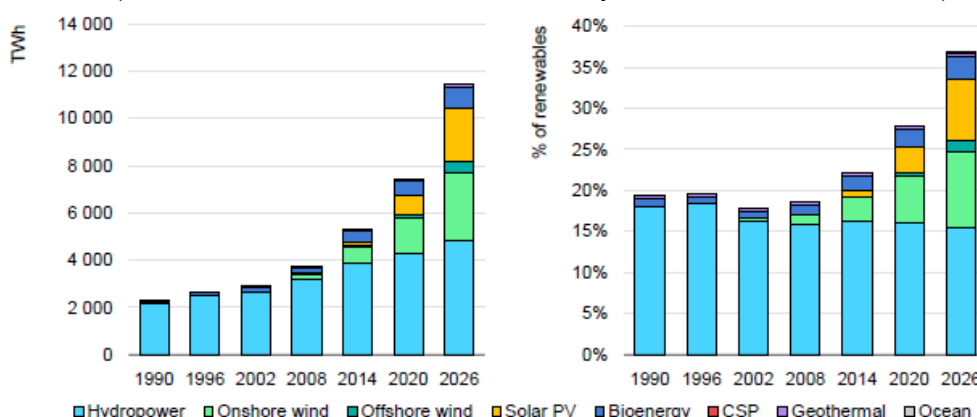


Figura 6

Secondo le previsioni della stessa IEA, negli anni a venire la generazione elettrica da FER a livello globale dovrebbe continuare a crescere con ritmi molto sostenuti, con un incremento atteso di circa il 52% nel prossimo quinquennio arrivando a circa 11.300 TWh del 2026 (pari a circa il 37% della produzione elettrica globale attesa); nel 2026 la capacità installata dovrebbe raggiungere circa 4.800 GW, spinta soprattutto da fotovoltaico, che da solo dovrebbe rappresentare oltre il 60% delle nuove installazioni, ed

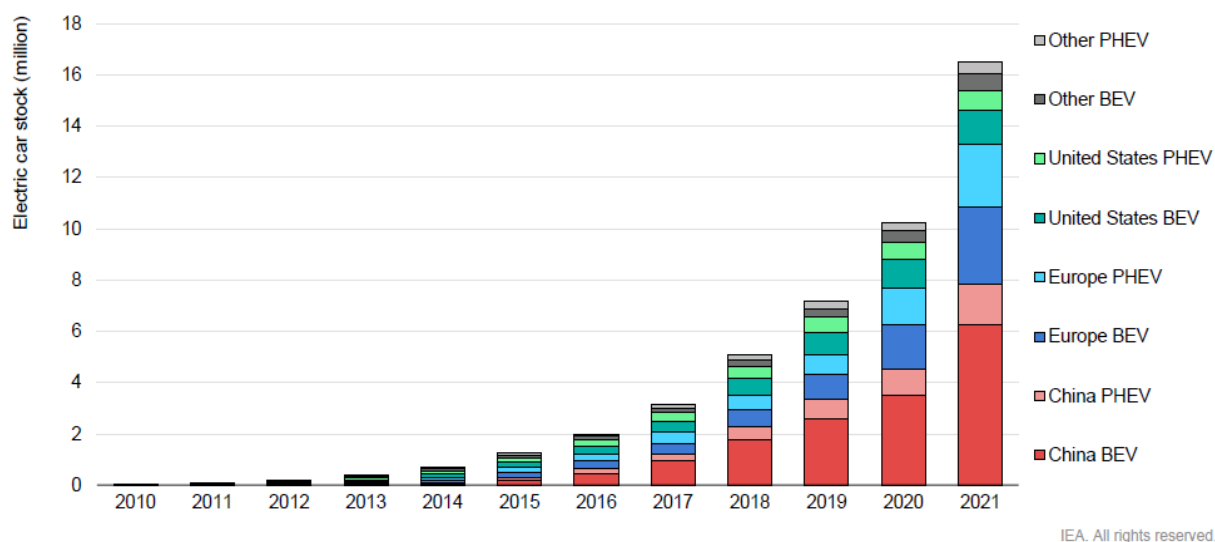
eolico. La Cina sarà il primo Paese per potenza FER, seguita da Europa, USA e India che insieme rappresenteranno l'80% del totale installato. L'idroelettrico rimarrà la prima fonte di generazione elettrica rinnovabile ma si stima che entro il 2026 la sua produzione scenderà per la prima volta sotto il 50% del totale dell'elettricità da FER grazie all'incremento di FV e eolico che insieme rappresenteranno circa il 18% della generazione elettrica globale mentre l'idroelettrico rappresenterà il 15,6% del totale della produzione elettrica nello stesso anno.

Relativamente all'impiego di fonti rinnovabili nel **settore trasporti**, la domanda globale di biocarburanti si è avvicinata ai livelli pre-pandemia. Con una produzione globale stimata di 155 miliardi di litri, di cui circa 104 miliardi di etanolo e 51 miliardi di litri di biodiesel e HVO, nel 2021 il consumo di biocarburanti è ritornato quasi ai livelli del 2019, 159 miliardi di litri. La maggior parte della produzione di biocarburanti è realizzata nell'America del Nord; da soli, gli Stati Uniti concentrano oltre la metà della produzione globale di etanolo, circa 62 miliardi di litri prodotti nel 2021 (nel 2022 il dato è stimato a 66 miliardi di litri), seguiti da Brasile, con 36 miliardi di litri nel 2021 (nel 2022 il dato è stimato a 40 miliardi di litri).

IEA diffonde anche alcune stime preliminari sui biocarburanti per il periodo 2022-2023 in cui si tiene conto dei recenti avvenimenti bellici in Ucraina, con ripercussioni nei settori energetici e agricoli, e della riduzione attesa della crescita della domanda globale di carburanti nei trasporti. Tali eventi portano a stimare la domanda di biocarburanti nel 2022 a 164 miliardi di litri mentre nel 2023 si attende una domanda di 169 miliardi di litri annui.

Per quanto riguarda la diffusione di **veicoli elettrici**, il 2021 ha visto un nuovo record di nuove immatricolazioni (6,6 milioni di veicoli, più del doppio dell'incremento del 2020) che ha portato il totale parco circolante globale a oltre 16,5 milioni di veicoli elettrici, valore più che triplicato in 3 anni.

Stock di auto elettriche per regione e per tipologia di veicolo 2010-2021
(fonte: IEA, *Global Electric vehicles outlook 2022*)



Notes: BEV = battery electric vehicle; PHEV = plug-in hybrid electric vehicle. Electric car stock in this figure refers to passenger light-duty vehicles. "Other" includes Australia, Brazil, Canada, Chile, India, Japan, Korea, Malaysia, Mexico, New Zealand, South Africa and Thailand. Europe in this figure includes the EU27, Norway, Iceland, Switzerland and United Kingdom.

Figura 7

La maggior parte dell'incremento delle nuove immatricolazioni è avvenuto in Cina con 3,3 milioni di nuove immatricolazioni, seguita da Europa con 2,3 milioni di nuovi veicoli e USA con circa 630.000.

Tale risultato è ascrivibile a tre principali ordini di motivazioni:

- alle politiche di supporto adottate nei principali mercati che hanno visto quasi raddoppiare la spesa pubblica per incentivi ai veicoli a trazione elettrica e per le infrastrutture di ricarica, circa 30 miliardi di dollari nel 2021;
- al contesto regolatorio: in diversi Paesi ci sono state dichiarazioni di divieto di circolazione in determinate aree e città o, nel medio termine, su tutto il territorio nazionale dei veicoli maggiormente inquinanti. Inoltre, in alcuni Paesi sono state comunicate date dopo le quali non è più possibile produrre e, successivamente nemmeno commercializzare, veicoli per il trasporto leggero a gasolio;
- all'incremento dell'offerta di modelli, se ne contano circa 450 disponibili sul mercato.

Tuttavia non si può non tener conto negli anni a venire dei rischi che gli effetti della guerra avranno sui prezzi delle materie prime necessarie alla produzione di veicoli elettrici, in primis il litio per le batterie, il cui costo è aumentato di 7 volte a inizio 2022 rispetto al 2021.

Tabella 1: Stock di veicoli elettrici nei principali Paesi nel 2021 (Fonte: IEA)

Paese/regione	Veicoli BEV	Veicoli PHEV	Totale immatricolazioni al 2021
Mondo	11.274.712	5.224.038	16.498.750
Cina	6.246.490	1.596.339	7.842.829
USA	1.343.370	721.103	2.064.473
Germania	686.741	628.093	1.314.834
UK	398.408	347.537	745.945
Francia	452.466	272.403	724.869
Norvegia	452.820	183.746	636.566
Giappone	158.400	178.977	337.377
Svezia	110.177	189.498	299.675
Italia	122.138	113.583	235.721
Corea del Sud	191.755	36.122	227.877
Belgio	52.336	121.158	173.494
Spagna	69.439	86.182	155.621
Australia	34.043	13.701	47.744
Polonia	18.795	19.206	38.001
Islanda	10.539	15.228	25.767
Grecia	3.324	6.973	10.297

Per il **settore termico**, che concentra oltre il 50% dei consumi finali complessivi, si dispone di dati aggiornati al 2020 da fonte IEA. Le moderne bioenergie (sistemi di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento, caldaie a biomassa e immissione in rete di biometano) hanno permesso di coprire 14,7 EJ di consumi termici (7,6% dei consumi energetici globali).

Il principale produttore di energia termica da FER è l'Europa (UE27+UK), seguita da Cina, Nord America, Brasile e India che insieme hanno rappresentato due terzi del consumo termico da rinnovabili registrato nel 2020. Nel complesso la grande maggioranza degli impieghi di FER per la produzione di calore è associata al settore industriale e civile, mentre una quota minima è attribuibile al settore agricolo.

Le previsioni per i prossimi anni prevedono un incremento al 2026 di circa un quarto rispetto al consumo di FER nel settore termico registrato nel 2020, soprattutto relativo ai consumi termici nei comparti dell'edilizia e dell'industria. Tuttavia nonostante questa crescita stimata, il contributo globale atteso dalle FER nel settore sarà intorno al 13% nel 2026; ciò è la conseguenza soprattutto della relativamente scarsa attenzione globale in termini di politiche di supporto mirate rispetto agli altri settori, infatti secondo la IEA, più di un terzo dei consumi termici non è coperto da nessun tipo di incentivo e, secondo REN21, nel 2021, il numero di Paesi con obiettivi specifici per il settore termico, sebbene in crescita rispetto all'anno precedente, rimane meno di un terzo di tutti quelli che hanno definito target per le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

Nel 2021, dopo sette anni di riduzione della crescita, si è registrato un incremento (+3%) del mercato globale del solare termico con 21 GW di capacità aggiuntiva. Il Paese che ha mostrato il trend maggiore è stato l'Italia con un aumento dell'83%, grazie soprattutto agli incentivi previsti dal meccanismo del superbonus⁸.

Nel 2020 l'incidenza del consumo di biomasse sui consumi finali globali è stata del 12,3%, di cui le biomasse tradizionali rappresentano ancora il 6,7% del totale, prevalentemente per l'impiego come fonti di riscaldamento delle abitazioni e preparazione dei cibi nei paesi meno avanzati (25,6% dei consumi globali nel residenziale).

Stima quota bioenergie per settori e sul consumo finale totale di energia 2020
(fonte: REN21, *Renewables 2022 – Global Status Report*)

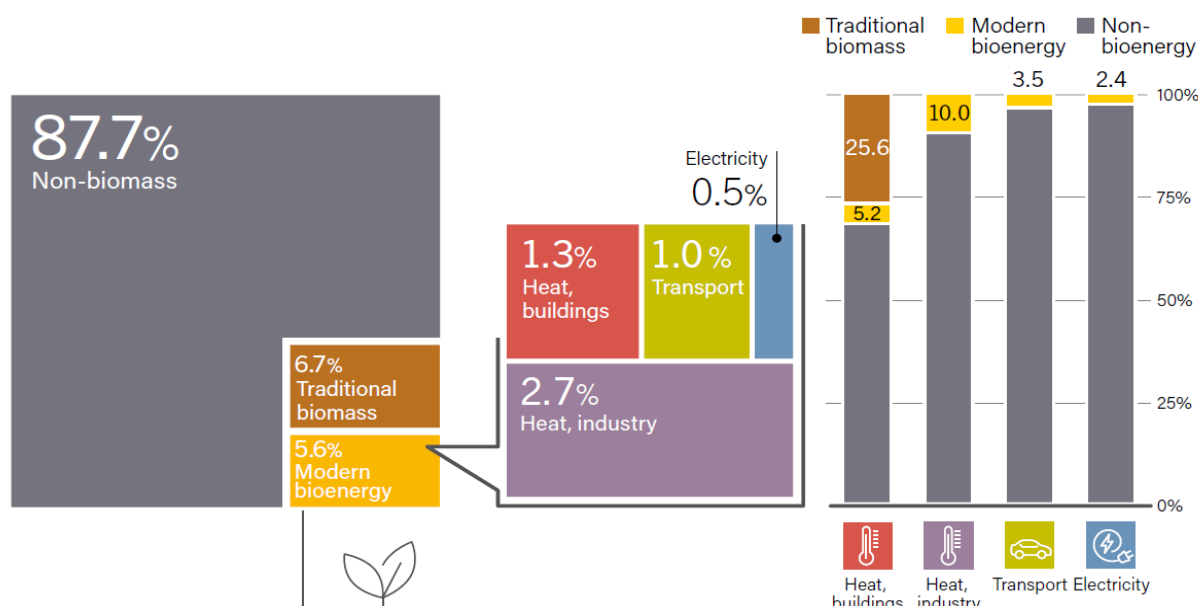


Figura 8

⁸ IEA Solar Heat Worldwide

Infine, appare utile proporre un indicatore sintetico del ruolo delle FER “moderne” a livello globale la cui quota sui consumi energetici finali è stimata intorno al 12,6%, con un incremento di quasi un terzo rispetto al 2009.

Stima evoluzione quota FER sul consumo finale totale di energia globale 2009- 2020 (fonte: REN21, *Renewables 2022 – Global Status Report*)

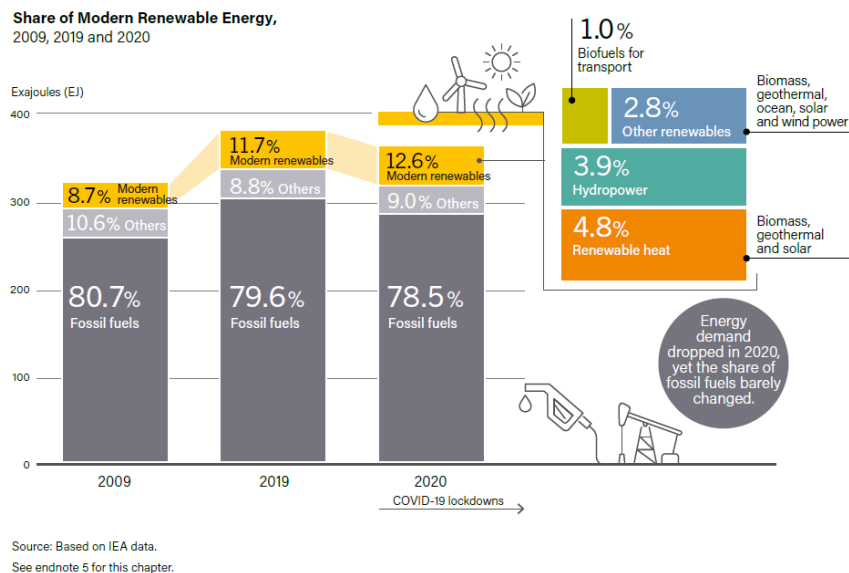


Figura 9

2 IL QUADRO ENERGETICO NAZIONALE

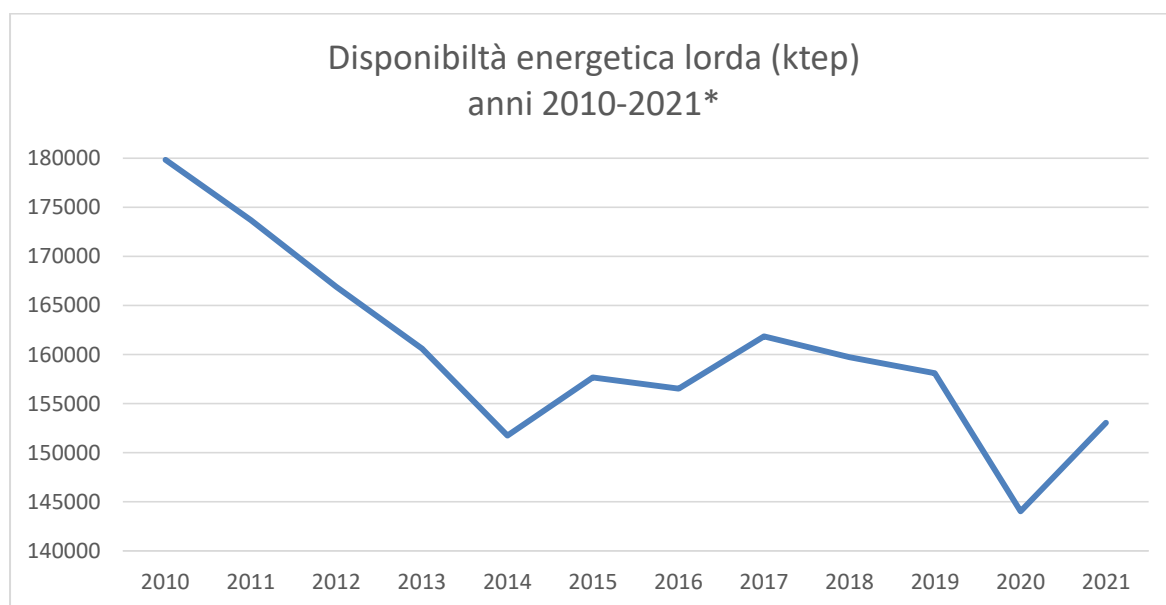
2.1 La domanda complessiva

Nel 2021, è aumentata la disponibilità energetica lorda del Paese che si è attestata a 153.024 migliaia di tonnellate equivalenti (ktep) di petrolio. Rispetto al dato 2020 (144.035 ktep) ha registrato un aumento del 6,2%, rispetto ad un aumento del PIL del 6,6%. L'intensità energetica ha registrato un lieve calo rispetto al 2020 (-0,4%), come conseguenza del minor incremento della disponibilità energetica (+6,2%) rispetto al PIL (+6,6%). Si è così attestata al livello di 91,2 tep/milione di euro, mentre nel 2020 aveva registrato un valore pari a 91,6 tep/milione di euro.

Nel 2021, è aumentata la disponibilità energetica lorda del Paese che si è attestata a 153.024 migliaia di tonnellate equivalenti (ktep) di petrolio. Rispetto al dato 2020 (144.036 ktep), ha registrato un aumento del 6,2%, rispetto ad un aumento del PIL del 6,6%.

L'aumento della disponibilità energetica, in termini di variazione percentuale dell'anno 2021 rispetto all'anno 2020, si è manifestata in quasi tutti i settori: energia elettrica (+ 32,9%), combustibili solidi (+9%), gas naturale (+ 7,2%), petrolio e prodotti petroliferi (+6,3%), rinnovabili e bioliquidi (+1,5%). Unico dato negativo è relativo al settore dei rifiuti non rinnovabili che ha registrato una diminuzione del 2,8%⁹.

⁹ Cfr. Tabelle BE-1 e BE-1/b in Appendice A



Fonte: Ministero della Transizione Ecologica – Bilancio Energetico Nazionale - Metodologia Eurostat (*2021 dato provvisorio)

Figura 10

Tra gli anni 2020 e 2021, la composizione percentuale delle fonti energetiche ha registrato: un lievissimo aumento del contributo del gas naturale (40,5 al 40,9 %), dei combustibili solidi (dal 3,5% al 3,6%) e dell'energia elettrica (dall'1,9% al 2,4%); una sostanziale parità nel contributo del petrolio e dei prodotti petroliferi (32,9% nel 2020 e nel 2021) e dei rifiuti non rinnovabili (0,8% per entrambi gli anni); una leggera diminuzione nel contributo delle rinnovabili e dei bioliquidi (dal 20,4% al 19,5%).

Tabella 2: Il bilancio dell'energia in Italia – La disponibilità energetica lorda (ktep)

	2020	2021*							Totale	Var % (tot. 2021/ tot. 2020)
	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Gas naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica		
+ Produzione	37.673	-	4.922	2689	27.635	1.157	-	-	36.402	-3,4%
+Saldo importazioni	131.128	5.572	71.664	59.783	2.840	-	-	4.004	143.863	9,7%
- Saldo Esportazioni	25.329	187	26.778	1.264	709	-	-	324	29.263	15,5%
+ Variazioni scorte	564	168	522	1.303	28	-	-	-	2.021	258,6%
=Disponibilità energetica lorda	144.035	5.552	50.330	62.511	29.794	1.157	-	3.680	153.024	6,2%

Fonte: Ministero della Transizione Ecologica - Bilancio Energetico Nazionale - Metodologia Eurostat . (*) Dati provvisori

Nel 2021 l'intensità energetica¹⁰ ha registrato un lieve calo rispetto al 2020 (-0,4%), come conseguenza del minor incremento della disponibilità energetica (+6,2%) rispetto al PIL (+6,6%). Si è così attestata al livello di 91,2 tep/milione di euro, mentre nel 2020 aveva registrato un valore pari a 91,6 tep/milione di euro.

Tabella 3: L'intensità energetica in Italia

	2017	2018	2019	2020	2021 (a)
PIL (milioni euro) (b)	1.704.732,5	1.720.515,1	1.729.121,7	1.573.056,9	1.677.567,5
Disponibilità energetica lorda (milioni tep)	161.815	159.711	158.086	144.035	153.024
Intensità energetica (tep/milione euro)	94,9	92,8	91,4	91,6	91,2

a) Dati provvisori

b) Istat, Conti Economici Nazionali, aprile 2022. Valori concatenati con anno di riferimento 2015

Fonte: ISTAT, Ministero della Transizione Ecologica

2.2 L'approvvigionamento

Nel 2021 la produzione nazionale di fonti energetiche è diminuita complessivamente del 3,4% rispetto all'anno precedente, passando da 37.673 ktep a 36.402 ktep. Le importazioni nette di energia sono aumentate dell'8%: da 105.799 ktep nel 2020 a 114.600 ktep nel 2021. La quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è aumentata: dal 73,4% del 2020 al 74,9% del 2021.

Nel 2021 la produzione nazionale di fonti energetiche è diminuita complessivamente del 3,4% rispetto all'anno precedente, passando da 37.673 ktep a 36.402 ktep. Si sono registrati cali nella produzione di petrolio e prodotti petroliferi, da 5.856 ktep a 4.922 ktep (-16%), di gas naturale, che passa da 3.287 ktep a 2.689 ktep (-18,2%) e dei rifiuti non rinnovabili, da 1.190 ktep a 1.157 ktep (-2,8%), mentre aumenta leggermente la produzione nel settore delle energie rinnovabili e bioliquidi da 27.339 ktep a 27.635 ktep (+1%).

Riguardo al settore upstream nazionale di idrocarburi, sono diminuiti i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione, con conseguente restrizione delle aree interessate: per i permessi di ricerca la diminuzione è stata di 1.115 Km², essendo passate da 24.500 Km² del 2020 a 23.345 Km² del 2020, mentre per le aree occupate dalle concessioni di coltivazione, si è passati da 14.113 Km² del 2020 a 12.410 Km² del 2020, con una diminuzione di 1.703 Km². Nel 2021 non sono stati perforati nuovi pozzi esplorativi ed è stato perforato un solo pozzo di sviluppo.

Le importazioni nette di energia sono aumentate: sono passate da 105.799 ktep nel 2020 a 114.600 ktep nel 2021 (+8%). In particolare si è registrato un forte aumento nelle importazioni nette di energia elettrica (+33%) e nei combustibili solidi (+13,6%). Incrementi più contenuti si sono registrati nelle

¹⁰ Nella presente Relazione l'intensità energetica è calcolata come rapporto tra la "Disponibilità energetica lorda", così come definita nel format Eurostat del Bilancio Energetico Nazionale, e il Prodotto Interno Lordo

importazioni nette di gas naturale (+8,1%) e prodotti petroliferi (+6,9%). Sono leggermente diminuite le importazioni nette relative alle energie rinnovabili e bioliquidi (-1,5%).

La quota di importazioni nette rispetto alla disponibilità energetica lorda, un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'estero, è aumentata passando dal 73,5% del 2020 al 74,9% del 2021.

2.3. I prodotti energetici

Di seguito si analizza l'andamento dell'approvvigionamento delle singole fonti energetiche.

2.3.1 La fonte petrolifera¹¹

Il 2021 ha registrato una crescita del consumo interno lordo di petrolio e di prodotti petroliferi del 6,5% rispetto all'anno precedente, con un incremento di circa 2.905 ktep, principalmente per ripresa post crisi pandemica (cfr. Tab. BE-1 in Appendice A). I consumi di carburanti per autotrazione sono risultati pari a 30.145 ktep, con un aumento del 17,5% (4.485 ktep) rispetto al 2020. La benzina ha mostrato una crescita del 22,0%, il gasolio del 13,7%. Il gasolio, usato anche dai veicoli pesanti, ha recuperato parte del calo del 2020, riportandosi su livelli pre-pandemici.

Al fabbisogno di 47.817 ktep, la produzione nazionale ha contribuito per circa il 10%, mentre le importazioni nette (al netto delle scorte accumulate) hanno soddisfatto oltre il 90% della domanda.

Le importazioni italiane di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi, pari a 72.184 ktep, sono aumentate complessivamente del 9% rispetto al 2020. Le importazioni di greggio (57.025 ktep) sono cresciute del 13,2%, mentre quelle di semilavorati e prodotti petroliferi (15.159 ktep) sono lievemente calate del 3,0%.

L'incremento ha interessato le importazioni provenienti dall'Africa (+61%, da 13.511 ktep nel 2020 a 21.736 ktep nel 2021), Europa (+8%, da 16.431 a 17.794), Asia (+3%, da 14.736 a 15.248). Uniche variazioni negative si sono registrate negli acquisti dal Medio Oriente (-15%, da 17.466 a 14.815) e America (-34% da 3.845 a 2.531).

Le esportazioni totali di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi (27.119 ktep) sono incrementate del 13,9% rispetto al 2020. In termini assoluti l'Europa è l'area maggiormente impattata dalla crescita, +2.908 ktep vs 2020.

2.3.1.1 La raffinazione in Italia

Le lavorazioni delle raffinerie italiane, pari a 70,5 milioni di tonnellate, registrano un aumento del 7,6% rispetto al 2020. Tra le materie prime utilizzate, aumenta l'utilizzo del greggio (+10%) mentre diminuisce quello delle materie di origine biologica (-6,6%).

Nel corso del 2021 è rimasto invariato, rispetto all'anno precedente, il numero di raffinerie operanti in Italia, undici impianti tradizionali e due bioraffinerie, con una capacità di raffinazione complessiva di 87,25 milioni di tonnellate (dati di fonte UNEM).

¹¹ Dati Ministero della Transizione Ecologica - Il Bilancio Energetico Nazionale - Tabelle. BE1 e BE5 in Appendice A

In analogia con altri settori industriali, anche le lavorazioni di raffineria hanno registrato un aumento rispetto all'anno precedente, passando da 65,5 milioni di tonnellate di prodotti ottenuti nel 2020 a 70,5 milioni del 2021 (+7,6%).

A fronte di ciò, si nota una diversificazione nell'utilizzo delle materie prime passate in lavorazione: i greggi, che costituiscono l'86% degli input di lavorazione, sono aumentati del 10% rispetto all'anno precedente, mentre risultano in calo i semilavorati (-7%) e le materie prime di origine biologica (biodiesel, ETBE, MTBE, bioetanolo, altri biocarburanti) con una diminuzione del -6,6%, passando da 1,574 milioni di tonnellate del 2020 a 1,472 milioni.

Per quanto riguarda i principali prodotti ottenuti si confermano i gasoli (42% del totale della produzione con 27,5 milioni di tonnellate), le benzine (19% per 13,6 milioni di tonnellate), gli olii combustibili (9,7% del totale, di cui 4,5 milioni di O.C. ATZ e 2,3 milioni di O.C. BTZ), la virgin nafta (5,4% per 3,8 milioni di tonnellate).

Rispetto all'anno precedente, è ripresa la produzione di carboturbo jet fuel (+25%), dopo la drastica diminuzione dei trasporti aerei registrata durante il lock down; aumenti si registrano anche nella produzione di oli lubrificanti, che passano da 1,017 milioni di tonnellate a 1,818, mentre si registra una diminuzione nella produzione di bitumi (-1,6%).

2.3.2 Il gas naturale

La domanda del gas in Italia nel 2021 è stata complessivamente pari a 76,4 miliardi di metri cubi, in aumento di 5,2 miliardi di metri cubi (+7,3%) rispetto all'anno precedente. L'aumento è motivato dal fatto che il 2020, anno di confronto, è stato un anno caratterizzato da un consumo anomalo a causa della misure restrittive implementate per il contenimento della pandemia da COVID-19. L'aumento è stato significativo per praticamente la totalità dei settori. Nel 2021 si è registrato infine un incremento rilevante delle esportazioni di gas via tubo verso i paesi europei che sono cresciute da 0,35 miliardi di metri cubi a circa 1,54 miliardi di metri cubi.

La copertura della domanda e delle esportazioni è stata garantita dalle importazioni via gasdotto e GNL per il 96% e dalla produzione nazionale per il 4%. La produzione nazionale include anche il biometano, passato dai 99 milioni di metri cubi del 2020 ai 159 del 2021. Il biometano rappresenta oggi una concreta possibilità di utilizzare la rete gas come vettore di energia rinnovabile.

Oltre alla crescita del biometano, si segnala anche la crescita del GNL come carburante nei trasporti pesanti che nel 2021 è pari a circa 230 milioni di metri cubi (+66 milioni di metri cubi rispetto al 2020).

La domanda del gas in Italia nel 2021 è stata complessivamente pari a 76,4 miliardi di metri cubi, in aumento di 5,2 miliardi di metri cubi (+7,3%) rispetto all'anno precedente. Nel 2021 si è registrato inoltre un incremento rilevante delle esportazioni di gas via tubo verso i paesi europei che sono cresciute da 0,35 miliardi di metri cubi a circa 1,54 miliardi di metri cubi. La domanda di gas (incluse le esportazioni) è stata coperta per il 4% dalla produzione nazionale e per il rimanente 96% dall'importazione. La produzione nazionale, 3,2 miliardi di metri cubi, è risultata in riduzione del 20,7%, mentre l'importazione, 73 miliardi, è aumentata del 9,9%; si è infine registrata un'erogazione di gas dai giacimenti di stoccaggio per circa 1,6 miliardi di metri cubi.

La produzione nazionale include anche il biometano, passato dai 99 milioni di metri cubi del 2020 ai 159 del 2020.

Le importazioni via gasdotto, pari a 62,9 miliardi di metri cubi che rappresentano l'86,5% delle importazioni totali, hanno registrato rispetto al 2020 un aumento di 9,4 miliardi di metri cubi. In particolare, sono diminuite le immissioni dal Nord Europa (Olanda e Norvegia) che si attestano a 2,2 miliardi di metri cubi (-75%), dalla Libia (3,2 miliardi, -28%) mentre sono risultate in aumento le importazioni dall'Algeria (21,2 miliardi di metri cubi, +76%). Per quanto riguarda l'immissione dalla Russia è risultato per il 2021 un valore poco più alto rispetto a quello dell'anno precedente (+29,1 miliardi, +2%). Nel mese di dicembre 2020 è stata avviata la nuova importazione di gas con punto di immissione a Melendugno. Il gas proveniente dall'Azerbaijgian, attraverso TAP (immissione a Meledugno), con avvio dei flussi di import negli ultimi giorni di dicembre 2020, ha fornito nel 2021 7,2 miliardi di metri cubi contribuendo alla sicurezza ed alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento per l'Italia e per l'Europa.

L'apporto del GNL nel 2021 è stato pari a circa 9,8 miliardi di metri cubi, il 13,5% del totale delle importazioni, in riduzione del 22% rispetto all'anno precedente, pari in termini assoluti a circa -2,8 miliardi di metri cubi. In particolare si registrano i seguenti arrivi di GNL ai tre terminali nazionali: LNG Adriatic (Cavazere) 7,3 miliardi di metri cubi (+7.5%); GNL Italia (Panigaglia) 1,1 miliardi di metri cubi (-57,3%); OLT (Livorno) 1,4 miliardi di metri cubi (-56,1%).

Nel 2021 la domanda di gas è pari a 76,4 miliardi di metri cubi, con un incremento di 5,2 miliardi di metri cubi (+7.2%) rispetto all'anno precedente. L'aumento è stato significativo per praticamente la totalità dei settori, dopo l'allentamento delle misure di contenimento della pandemia da Covid 19 attuate nel corso dell'anno 2020.

Il settore civile che passa da 27,6 a 30,2 miliardi di metri cubi con un incremento di 2,6 miliardi di metri cubi (+9,3%) suddivisa nelle due componenti Residenziale e Terziario. L'incremento è determinato sia da una climatica del 2021 più fredda rispetto al 2020 (circa 2 miliardi di m³) sia da una ripresa del settore terziario che dopo il tonfo del 2020 causa Covid recupera i livelli di fatturato e di consumo precedenti la pandemia.

Per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale si registra un incremento dei consumi di circa 1,7 miliardi di metri cubi (+5,8%), in termini assoluti pari ad una maggior generazione da gas di circa 8,5 TWh (+6%) trainati dalla ripresa della domanda elettrica, che si riporta a 330 TWh con incremento di circa 17 TWh (+5,4%) rispetto al 2020. L'incremento della generazione termoelettrica da gas è stato in parte contenuto dalla crescita dei prezzi del gas, che soprattutto nella seconda parte dell'anno hanno reso più conveniente la generazione a carbone cresciuta del 7,4% rispetto al 2020. Di seguito il dettaglio dell'andamento del costo di generazione 2021.

Andamento costo di generazione 2021

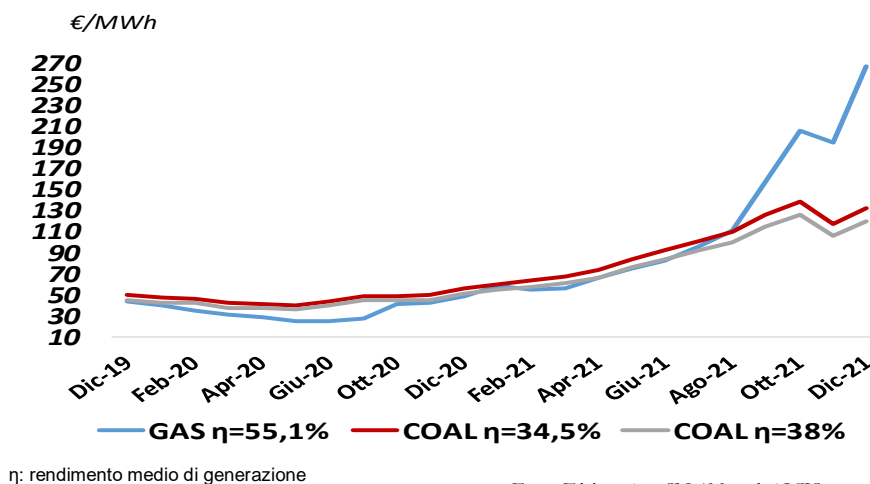


Figura 11

In ripresa la domanda di gas per gli usi diretti industriali che nel 2021 registra un consumo di 10,8 miliardi di m³ con un incremento di circa 1 miliardo di metri cubi (+9,7%). In ripresa tutti i settori dopo la caduta del 2020 a causa della pandemia.

Nella tabella seguente si riportano i consumi dei principali comparti industriali direttamente interconnessi alla rete Snam Rete Gas. Dal 2015 ad oggi, i prelievi di gas si sono attestati complessivamente intorno ai 13 miliardi di metri cubi su base annua; tali quantità sono comprensive anche dei volumi di usi non energetici della cogenerazione e dei consumi del sistema energetico. In particolare in quest'ultimo settore rappresentativo del consumo di gas nei poli petrolchimici e nelle raffinerie il gas viene utilizzato soprattutto nei processi di desolfurazione e di produzione di idrogeno da Steam Reforming del gas naturale, con un consumo che si attesta mediamente intorno al 1,3 miliardi di metri cubi.

Tabella 4: Comparti più rappresentativi direttamente interconnessi alla rete Snam Rete Gas

INDUSTRIALE DIRETTO (Mm ³ /a PCS 10,58 kWh/m ³)	2017	2018	2019	2020	2021
CHIMICA	2.116	2.138	2.060	2.222	2.238
VETRO E CERAMICA	2.131	2.243	2.263	2.118	2.456
CARTARIA	1.975	1.983	1.959	1.800	1.983
SIDERURGIA	1.753	1.780	1.706	1.477	1.719
ALIMENTARI	1.191	1.175	1.217	1.238	1.254
Altri	4.395	4.187	4.057	3.840	3.841
TOTALE	13.560	13.507	13.262	12.696	13.491

A meno del mese di agosto, i volumi sono pressoché stabili anche su base mensile e oscillano in una banda compresa tra 1 e 1,2 miliardi di metri cubi. Si può osservare la riduzione dei consumi nella primavera 2020 conseguente al lock-down da Covid 19

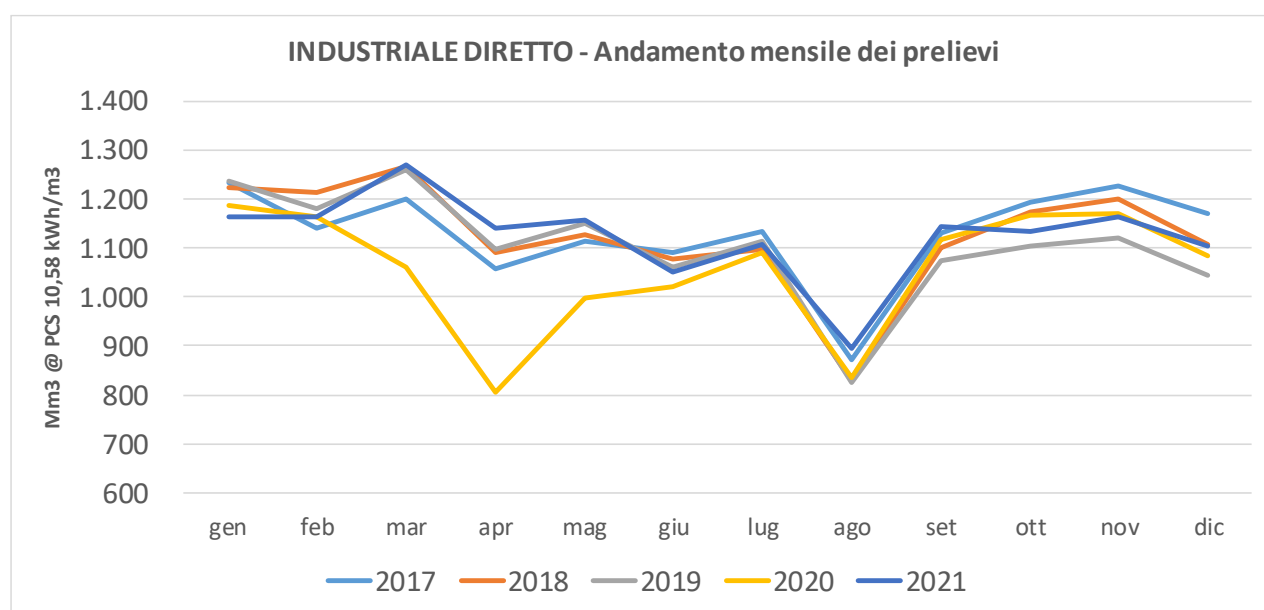


Figura 12

Il settore dei trasporti risulta meritevole di uno specifico approfondimento, dato il particolare interesse emerso negli ultimi anni verso il gas naturale per autotrazione come soluzione alternativa ai combustibili di origine petrolifera.

Nella tabella seguente si riportano i consumi di gas per i trasporti. Come si osserva il settore è dominato dall'utilizzo del gas sotto forma di gas compresso (CNG), cui negli ultimi anni si è affiancato l'uso di GNL come carburante per il trasporto pesante. Nella tabella si mette inoltre in evidenza che una parte del GNL non viene utilizzato come carburante in forma liquida ma viene rigassificato in loco presso i distributori ed utilizzato come CNG (L-CNG).

Tabella 5: Andamento dei consumi per uso autotrazione nel periodo 2017- 2021

AUTOTRAZIONE	2017 [MSm3]	2018 [MSm3]	2019 [MSm3]	2020 [MSm3]	2021 [MSm3]
CNG da Distributori allacciati alla rete SRG	775	748	723	546	591
CNG da Distributori allacciati ad altre reti o / L-CNG	287	277	314	271	303
Totale CNG	1.052	1.048	1.037	817	894
GNL per trasporti Stradali	25	47	135	165	224
di cui L-CNG	13	20	33	39	52
Totale CNG + GNL	1.077	1.094	1.172	943	1.066

Fonte: Elaborazione SNAM

Nella cartina seguente si riporta la distribuzione territoriale su base regionale dei distributori di CNG direttamente allacciati alla rete Snam Rete Gas (SRG)

Distributori di CNG direttamente allacciati alla rete Snam Rete Gas



Figura 13

Dopo il calo registrato nel 2020 a causa della pandemia da COVID19, nel 2021 il consumo di gas naturale nei trasporti è risalito a circa 1,07 miliardi di metri cubi, con un contributo del CNG di circa 0,9 miliardi di metri cubi ed un contributo del GNL di circa 0,17 miliardi di metri cubi.

Nel 2021 si osserva un incremento del parco dei veicoli a metano che registra un incremento dell'1,6% rispetto all'anno precedente. Nella tabella seguente il dettaglio di evoluzione per i diversi segmenti del mercato. L'andamento del parco circolante segue la disponibilità dei modelli a CNG in particolare da parte di alcune case automobilistiche europee che vedono l'autotrazione a metano come una soluzione disponibile ed efficiente per rispettare i vincoli sempre più stringenti sulle emissioni di particolato e di CO₂. Dal punto di vista normativo infatti, le politiche ambientali per i trasporti prevedono una riduzione del vincolo di emissioni dagli attuali 130 g/km a 95 g/km al 2021 ed una stretta sulle emissioni di particolato con conseguente penalizzazione in particolare dei motori diesel più inquinanti.

In crescita risultano anche i veicoli per trasporto merci, con gli autocarri che crescono del 1,4% rispetto al 2020. Prosegue inoltre la crescita delle immatricolazioni delle motrici alimentate a GNL che registrano 982 nuove immatricolazioni nuove rispetto al 2020 (+40%).

Tabella 6: Parco circolante in Italia dei veicoli alimentati a metano nel periodo 2017 - 2021

Veicoli a Metano	2017	2018	2019	2020	2021 (stima)	Variazione 2021/20 [%]
AUTOVETTURE	926.704	945.184	965.340	978.832	984.964	0,6%
AUTOCARRI	86.781	88.863	92.324	94.909	96.193	1,4%
MOTRICI	487	1.092	1.850	2.458	3.442	40,0%
ALTRO	9.449	10.184	11.248	11.790	12.332	4,6%
TOTALE	1.023.421	1.045.323	1.070.762	1.087.989	1.096.931	0,8%

Alla crescita della domanda di gas nei trasporti si è associata anche una maggiore offerta con una diffusione crescente delle autostazioni di rifornimento che nel 2021 sono pari a 1.488 con un incremento di 56stazioni rispetto al 2020.

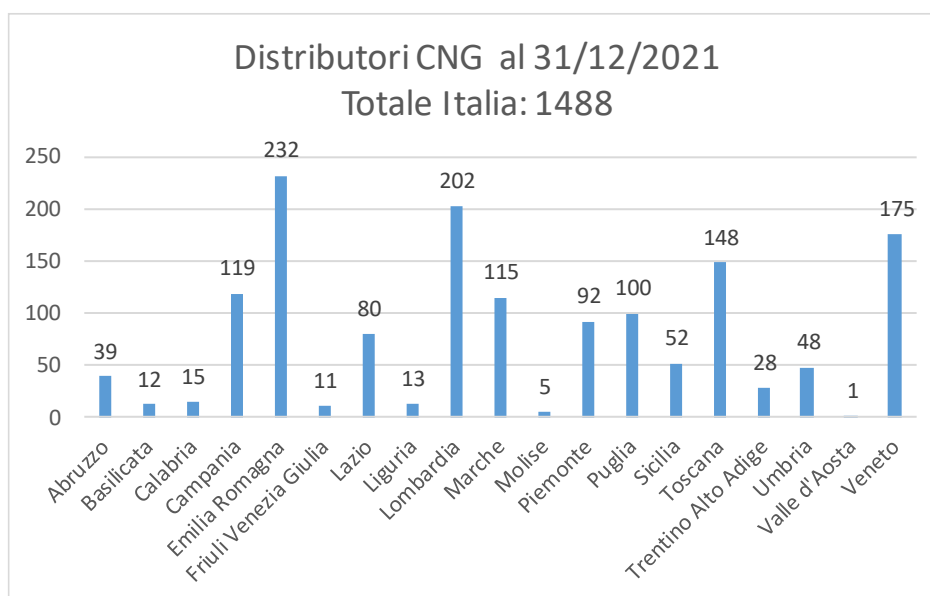


Figura 14

Fonte: MiSE

Un effetto positivo sul settore è determinato anche dalla competitività del prezzo del gas naturale come carburante per autotrazione. Il grafico sottostante riporta l'andamento dei prezzi dei carburanti (benzina gasolio e metano) evidenziando una sostanziale stabilità delle quotazioni del gas per autotrazione rispetto alla volatilità dei carburanti petroliferi. Nell'ultimo semestre del 2021 si è assistito tuttavia ad un

incremento repentino dei prezzi del gas per autotrazione che è raddoppiato rispetto ai valori storici appena sotto 1 €/kg. L'incremento di prezzo ha seguito l'impennata del prezzo del gas sui mercati internazionali

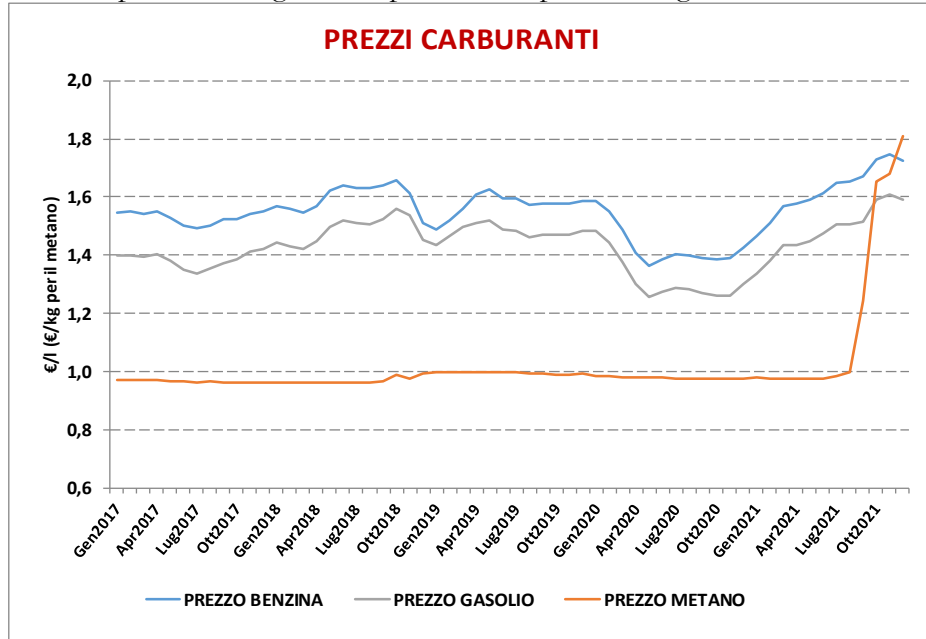


Figura15

Fonte: MiSE e AssogasMetano

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas nel 2020 la punta di prelievo è stata pari 390 Mm³/g registrata il 12/1/2021. La domanda di punta è stata sostenuta dalla domanda termoelettrica che ha raggiunto i 90 milioni di metri cubi giorno e dalla domanda delle reti di distribuzione pari a circa 230 milioni di metri cubi giorno. Tale valore è molto più basso rispetto alla domanda di punta di freddo eccezionale che è pari a circa 300 Mm³/g come avvenuto nel 2012 quando si è raggiunto il massimo storico in concomitanza con un ondata di freddo eccezionale con temperatura media nazionale di circa -3°C, mentre nel 2018 l'ondata di freddo “Burian” ha spinto la domanda giornaliera delle reti di distribuzione a circa 262 Mm³/g.

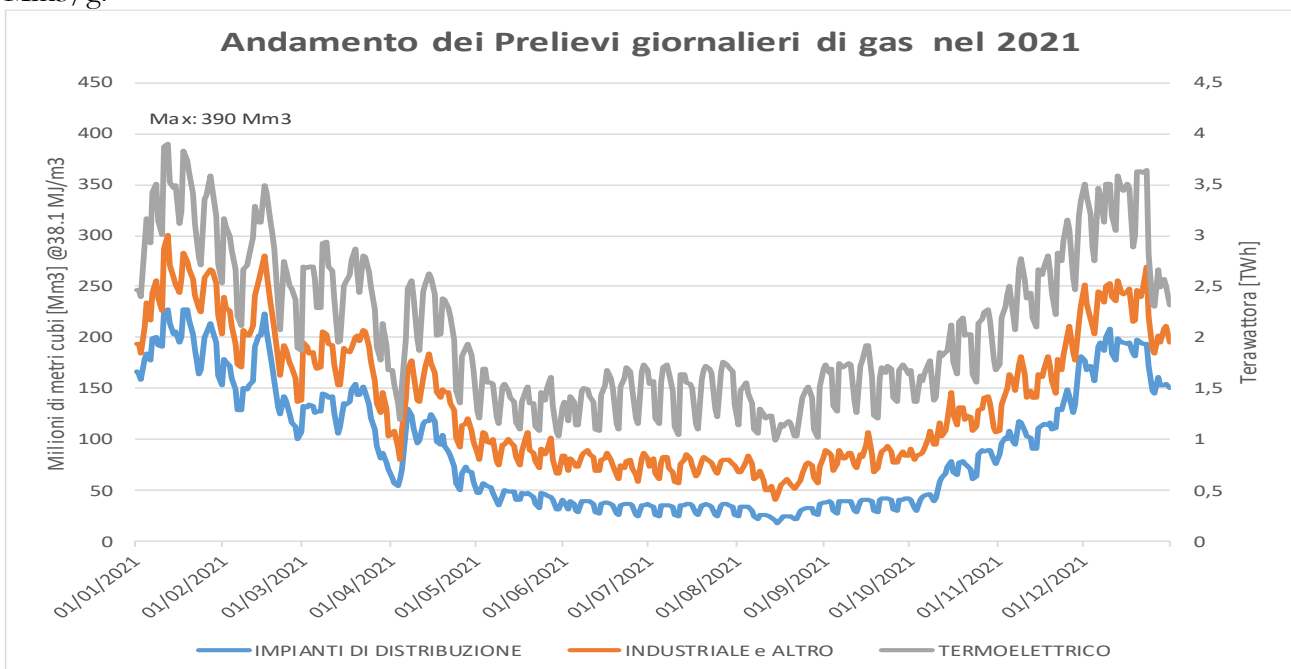


Figura16

2.3.2.1 I nuovi usi del gas e il contributo dei gas rinnovabili alla decarbonizzazione

- **La decarbonizzazione del trasporto pesante: il ruolo del GNL**

I volumi di GNL per trasporti nel 2021 hanno raggiunto i 224 milioni di metri cubi rappresentando circa il 21% della domanda totale di gas per autotrazione.

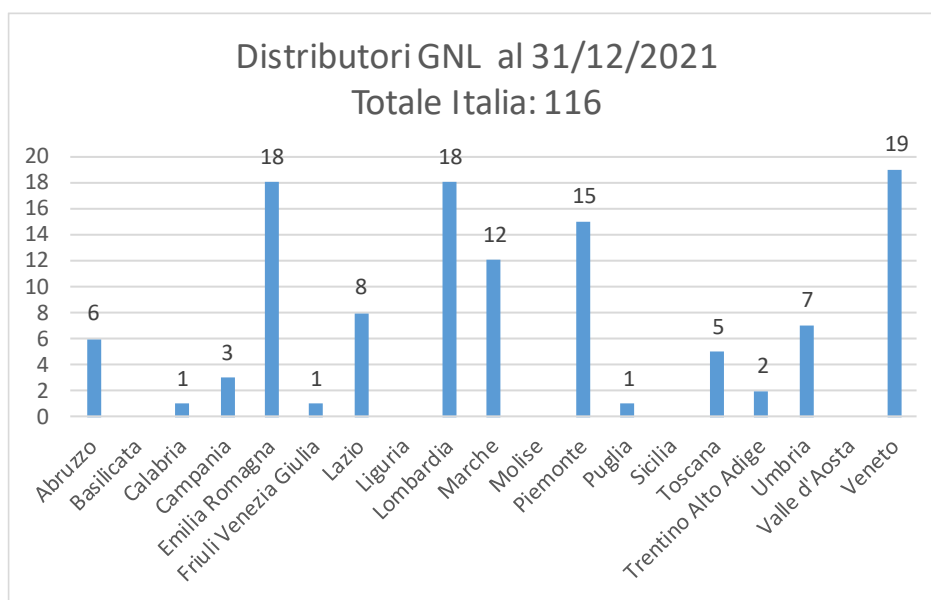
La crescente disponibilità di GNL per autotrazione favorisce anche la crescita delle immatricolazioni di motrici a GNL che nel 2021 raggiungono 3442 unità con un numero di nuove immatricolazioni pari a 982 unità. La trazione a GNL si conferma una valida alternativa per la riduzione delle emissioni del segmento HDV – Heavy Duty Veichles.

Alla diffusione del GNL nel trasporto pesante si affianca la diffusione delle stazioni di rifornimento che nel 2021 sono 116 (97 nel 2020), concentrate principalmente al Nord e nel Centro.

Il crescente interesse verso il GNL per il trasporto pesante richiederà un rapido sviluppo dell’offerta, incrementando i quantitativi di questo carburante che fino oggi viene importato dall’estero mediante autocisterne criogeniche.

Le autocisterne criogeniche caricate direttamente presso gli impianti di GNL che offrono questo servizio (principalmente FOS - Francia, Barcellona - Spagna e Gate- Olanda) viaggiano su strada per giungere le stazioni di rifornimento in Italia.

Per favorire la diffusione del GNL nei trasporti pesanti a prezzi competitivi sarà necessario per il paese dotarsi delle infrastrutture come depositi costieri e microliquefattori che, collocati sul territorio, consentono di liquefare il gas direttamente da rete riducendo il traffico secondario di autocisterne su gomma.



Fonte: MiSE

Figura17

- **Il biometano: una rinnovabile programmabile che sfrutta l’infrastruttura a rete del gas**

Il biometano è un gas rinnovabile che si può ottenere attraverso la digestione anaerobica di materiale organico o attraverso la gassificazione termochimica di biomasse. L’interesse per la possibilità di

utilizzare il biometano immettendolo direttamente nella rete del gas per essere veicolato al consumo è cresciuta negli ultimi anni e nel 2017 si sono avute le prime immissioni in rete.

La produzione di biometano è passata dai 9 milioni di metri cubi del 2017 ai 29 milioni di metri cubi del 2018 per raggiungere i 53 milioni di metri cubi nel 2019 fino a raggiungere i 99 milioni di metri cubi nel 2020. Nel 2021 mantenendo un tasso di crescita analogo a quello degli anni precedenti il biometano ha raggiunto i 159 milioni di metri cubi.

A fine 2021 gli impianti che risultano allacciati alla rete Snam rete Gas sono 46, mentre 4 sono gli impianti allacciati a rete di distribuzione.

Particolarmente interessante è la produzione di biometano da rifiuti organici urbani (FORSU). Tale filiera consente di valorizzare la frazione organica dei rifiuti ottenendo da essi da un lato una forma di energia rinnovabile e dall'altro di utilizzare la CO₂ prodotta dalla depurazione del biogas per usi industriali, ad esempio nell'industria alimentare (che oggi è costretta ad importarla). Ad oggi gli impianti di biometano da FORSU attivi sono 27, di cui 23 direttamente allacciati a rete SRG e 4 su rete di distribuzione.

Anche la produzione di biometano da filiera agricola appare molto dinamica come settore. Gli impianti attivi che utilizzano tale matrice per la produzione sono 16 a fine 2021.

La produzione di biometano da filiera agricola, sfruttando gli scarti agricoli e i reflui zootecnici consente da un lato di contenere le emissioni del settore agricolo che sono difficilmente comprimibili, dall'altro di aumentare anche la capacità del suolo di stoccare anidride carbonica.



Figura 18

2.3.3 L'idrogeno

In Europa cresce rapidamente l'interesse per l'idrogeno come soluzione per decarbonizzare i processi industriali e i comparti economici nei quali la riduzione delle emissioni di carbonio è più difficile. La visione strategica prevista dal Green Deal europeo prospetta la crescita della quota dell'idrogeno nel mix energetico europeo, oggi inferiore al 2 %, fino al 13-14 % entro il 2050.

La priorità dell'UE è sviluppare l'idrogeno rinnovabile, usando principalmente energia eolica e solare. Il percorso individuato prevede entro il 2024 l'installazione di 6 GW di elettrolizzatori per arrivare ad un installato di 40 GW entro il 2030.

In Italia, per avviare lo sviluppo del mercato dell'idrogeno decarbonizzato, si prevede l'installazione di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030 integrata con le importazioni o con altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio. Ciò offrirà una concreta opzione di decarbonizzazione dei processi ai settori della chimica di sintesi e della raffinazione di petrolio che già oggi usano idrogeno ottenuto da fonti fossili.

In ambito industriale numerose sono oggi le sperimentazioni in corso in Europa ed in Italia, sul lato della produzione di idrogeno, dell'utilizzo puro o miscelato e del suo vettoriamento attraverso le reti esistenti.

L'interesse ad uno sviluppo accelerato dell'idrogeno è rimarcato anche nel PNRR dove sono complessivamente 3.64Mld€ i fondi previsti nella misura e dedicati esplicitamente allo sviluppo di progettualità legate all'idrogeno.

In Europa e nel mondo si è riaperto e cresce rapidamente l'interesse per l'idrogeno.

L'idrogeno può essere usato come materia prima, combustibile, vettore o accumulatore di energia e quando viene utilizzato non emette CO₂. Rappresenta quindi una soluzione per decarbonizzare i processi industriali e i comparti economici nei quali la riduzione delle emissioni di carbonio è più difficile. Tutto ciò lo rende essenziale per sostenere l'impegno dell'Unione europea di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. La visione strategica prevista dal Green Deal europeo prospetta la crescita della quota dell'idrogeno nel mix energetico europeo, oggi inferiore al 2 %, fino al 13-14 % entro il 2050.

Dal lato della produzione la priorità dell'UE è sviluppare l'idrogeno rinnovabile, usando principalmente energia eolica e solare. Si tratta dell'opzione più compatibile con gli obiettivi della neutralità climatica e dell'inquinamento zero nel lungo periodo, oltre ad essere la più coerente con un sistema energetico integrato. Il percorso individuato prevede entro il 2024 l'installazione di 6 GW di elettrolizzatori per arrivare ad un installato di 40 GW entro il 2030. Oltre il 2030 e con l'orizzonte temporale del 2050, le tecnologie basate sull'idrogeno rinnovabile raggiungeranno la maturità trovando applicazione su larga scala.

Al fine del raggiungimento di questi ambiziosi risultati insieme alla Strategia Europea per l'Idrogeno è stata promossa la "European Clean Hydrogen Alliance", alleanza europea che comprende oltre 1000 soggetti tra investitori, partner governativi, istituzionali e industriali.

Obiettivo dell'Alleanza è identificare progetti di investimento fattibili lungo la catena del valore dell'idrogeno, in vista di una transizione verde, creare un mercato dell'idrogeno pulito che contribuisca alla crescita e all'occupazione e ridurre le emissioni di gas a effetto serra.

Gli stati membri in tale ambito sono stati chiamati a presentare le proprie strategie per supportare lo sviluppo dell'idrogeno.

L'Italia ha elaborato e presentato un primo possibile percorso di sviluppo dell'idrogeno che è contenuto nella Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari pubblicata a novembre 2020, in corso di aggiornamento, dove, per dare il via allo sviluppo del mercato dell'idrogeno, si prevede l'installazione di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030 per soddisfare parte della domanda sopra

descritta. Inoltre, al fine di favorire lo sviluppo del mercato dell'idrogeno la produzione nazionale di idrogeno verde potrebbe essere integrata con le importazioni – dove la posizione del Paese potrebbe essere sfruttata come hub per il commercio dell'idrogeno – o con altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio, ad esempio l'idrogeno blu.

- **La domanda di Idrogeno in Italia**

In Italia l'uso di idrogeno in ambito industriale è già una realtà: la domanda attuale di Idrogeno è di circa 0,5 Milioni di tonnellate anno. Esso è principalmente usato nei settori della chimica di sintesi e della raffinazione di petrolio.

In entrambe i casi l'idrogeno è principalmente prodotto in loco nella sua forma "grigia", cioè dal gas naturale usando Steam Methane Reformers – SMRs. In questo processo il gas naturale, reagendo con vapore acqueo ad alta temperatura viene separato in idrogeno (H_2) e anidride carbonica (CO_2). Per produrre un kg di idrogeno servono circa 5 metri cubi di gas. Questo processo non è a emissioni zero, le sue emissioni per kg di idrogeno grigio prodotto sono di circa 9 kg CO_2 / kg H_2 .

Nel settore della chimica di sintesi l'idrogeno viene impiegato come materia prima nella produzione di prodotti chimici di base, in particolare per la produzione di ammoniaca e di fertilizzanti azotati e nella produzione di metanolo: in tale settore oggi si utilizzano circa 200 milioni di metri cubi di gas per la produzione di idrogeno.

Nella raffinazione l'idrogeno viene utilizzato principalmente per desolfurare il greggio petrolifero, al fine di ridurre i livelli di zolfo ed ottenere carburanti in linea con le sempre più stringenti specifiche sulle emissioni. Inoltre, attualmente è utilizzato anche nelle bio-raffinerie per la lavorazione di diverse tipologie di materie prime di origine biologica al fine di produrre HVO (Hydrotreated Vegetable Oil). La concentrazione di raffinerie e impianti chimici in Italia interessa principalmente il centro-nord del Paese e le isole. La maggior parte delle raffinerie è dotata di impianti di desolforazione con Steam Methane Reforming. Negli ultimi anni la domanda di gas naturale per Steam Methane Reforming è progressivamente aumentata, raddoppiando nell'ultimo decennio, passando da circa 650 milioni di metri cubi del 2010 agli attuali 1,35 miliardi di metri cubi.

Sia il settore della chimica, sia il settore della raffinazione e della bio-raffinazione sono pertanto i più promettenti in cui iniziare a usare l'idrogeno low carbon e sviluppare il mercato, consentendo il progressivo ampliamento anche a quei settori produttivi industriali definiti "hard to abate", caratterizzati da processi ad alta temperatura come ad esempio siderurgia, vetro, ceramica, laterizi e cartaria.

L'idrogeno è inoltre un promettente alleato per la decarbonizzazione del settore dei trasporti.

In Italia sono operative sul territorio 3 stazioni di rifornimento di idrogeno: Bolzano, l'unica stazione pubblica e l'unica a disporre di un impianto a 700 bar per rifornimento auto e caratterizzata da H_2 prodotto tramite elettrolisi con elettricità rinnovabile; Milano e Catania adatte per il rifornimento di mezzi di trasporto pubblico con impianti a 350 bar.

Vi sono, poi, programmi per la realizzazione di una stazione di rifornimento idrogeno a San Donato Milanese, e un'altra nella zona della Città Metropolitana di Venezia idonee per il rifornimento dei veicoli leggeri e degli autobus.

Numerosi sono i progetti in fase avanzata per favorire lo sviluppo della mobilità ad idrogeno sia per il trasporto passeggeri sia per il trasporto merci, in particolare per il trasporto pesante e per il trasporto ferroviario, dove i treni a idrogeno possono sostituire i treni diesel ancora esistenti su alcune tratte.

- **La sperimentazione sullo sviluppo dell'idrogeno in Italia**

Diverse sperimentazioni sono cominciate sia sul lato della produzione di idrogeno rinnovabile sia sull'adeguamento dell'infrastruttura gas per il trasporto.

A oggi la società SNAM stima che oltre il 70% dei tubi dei propri metanodotti siano pronti a trasportare idrogeno ed ha, inoltre, adottato una nuova normativa interna per l'approvvigionamento affinché tutti i materiali dei nuovi tratti di rete siano in grado, senza aggravii di costo, di trasportare non solo gas naturale e biometano ma anche, in prospettiva e in linea con l'evoluzione del quadro regolatorio, percentuali crescenti di idrogeno

A inizio 2019 si è iniziata una prima sperimentazione di immissione di idrogeno in rete: nel corso del mese di aprile è stata immessa una miscela di idrogeno al 5% in volume e gas naturale (H₂NG) nella rete di trasporto gas italiana ad alta pressione con riconsegna della miscela a due utenze industriali interconnesse alla rete. A dicembre del 2019 si è ripetuta la sperimentazione raddoppiando la percentuale, raggiungendo il 10% in volume. Le due sperimentazioni – prime di questo genere in Europa – si sono concluse con successo e, se applicata all'attuale domanda annua di gas, si potrebbero immettere in rete circa 7 miliardi di metri cubi di idrogeno, con un abbattimento di circa 5 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂.

Nel 2021 si è tenuto a Rho (provincia di Milano), nello stabilimento Forgiatura A. Vienna, il primo test a livello mondiale di utilizzo di una miscela di gas naturale e idrogeno al 30% nei processi di forgiatura utilizzati nella lavorazione dell'acciaio su scala industriale. Il test, andato a buon fine ha confermato l'importanza dell'idrogeno nella decarbonizzazione nei settori *hard to abate*.

Nello specifico, l'idrogeno è un gas che può avere un'origine completamente rinnovabile se per produrlo si utilizza il processo di elettrolisi dell'acqua sfruttando l'elettricità prodotta da rinnovabili.

Questa tecnologia nota come *Power to Gas* consente di creare una perfetta sinergia tra sistema elettrico e sistema gas. Attraverso gli impianti di *Power to Gas* è infatti possibile trasformare le quantità di energia elettrica generate da sole o vento in eccesso rispetto alla richiesta, in idrogeno “verde” consentendo quindi lo stoccaggio di energia elettrica sotto forma di molecole gassose che possono essere trasportate e stoccate dal sistema gas.

L'interesse per questa tecnologia è in forte crescita in tutta Europa, dove gli obiettivi di decarbonizzazione dell'economia attribuiscono un ruolo crescente alla generazione da fonti rinnovabili non programmabili. I più recenti studi sul tema mettono infatti in evidenza come il *Power to Gas* sia la forma più efficace per lo stoccaggio stagionale degli eccessi di produzione da eolico e fotovoltaico.

Al fine di approfondire tali tematiche nell'ambito del programma Horizon 2020 finanziato dall'Unione Europea è stato costituito il consorzio Store&Go, consorzio di 27 partner di sei paesi europei. L'obiettivo principale di questo progetto di ricerca è quello di integrare la tecnologia Power to Gas (P2G) all'interno del sistema elettrico europeo. Il principio di base consiste nell'utilizzare il surplus di energia da FER per la produzione, e successivo storage di gas naturale. Sono 3 fino ad ora gli impianti dimostrativi operanti:

- Falkenhagen, in Germania;
- Solothurn, in Svizzera;
- Troia, in Italia.

L'impianto di Troia, in Puglia, produce idrogeno da energia solare, che, usando anidride carbonica catturata direttamente dall'atmosfera, viene metanato per produrre metano verde. Il metano prodotto viene quindi liquefatto attraverso un impianto di microliquefazione e commercializzato.

Nel link seguente la report del progetto: https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2020/20200713-STOREandGO_D4.12_ENG_Final_report_on_dissemination_activities_for_the_Troia_plant.pdf

- **PNRR: un' opportunità da cogliere per lo sviluppo dell'idrogeno**

Fin dalla nota introduttiva nel documento che sintetizza il PNRR è evidente come l'idrogeno svolga un ruolo importante all'interno del pacchetto di riforme e investimenti licenziato dal governo italiano nell'estate del 2021 e che ha dettato l'agenda politica e operativa della maggior parte delle realtà produttive e degli enti pubblici negli ultimi mesi. Sono complessivamente 3,64 Mld€ i fondi previsti nella misura e dedicati esplicitamente allo sviluppo di progettualità legate all'idrogeno. L'idrogeno è poi protagonista di ulteriori misure non specifiche, prevalentemente nell'ambito della ricerca e sviluppo, volte al sostegno delle tecnologie abilitanti per la filiera idrogeno e con l'obiettivo di intensificare il rapporto tra mondo accademico, enti di ricerca e industria verso un'accelerazione delle applicazioni produttive e di trasporto.

NextGenerationEU and PNRR

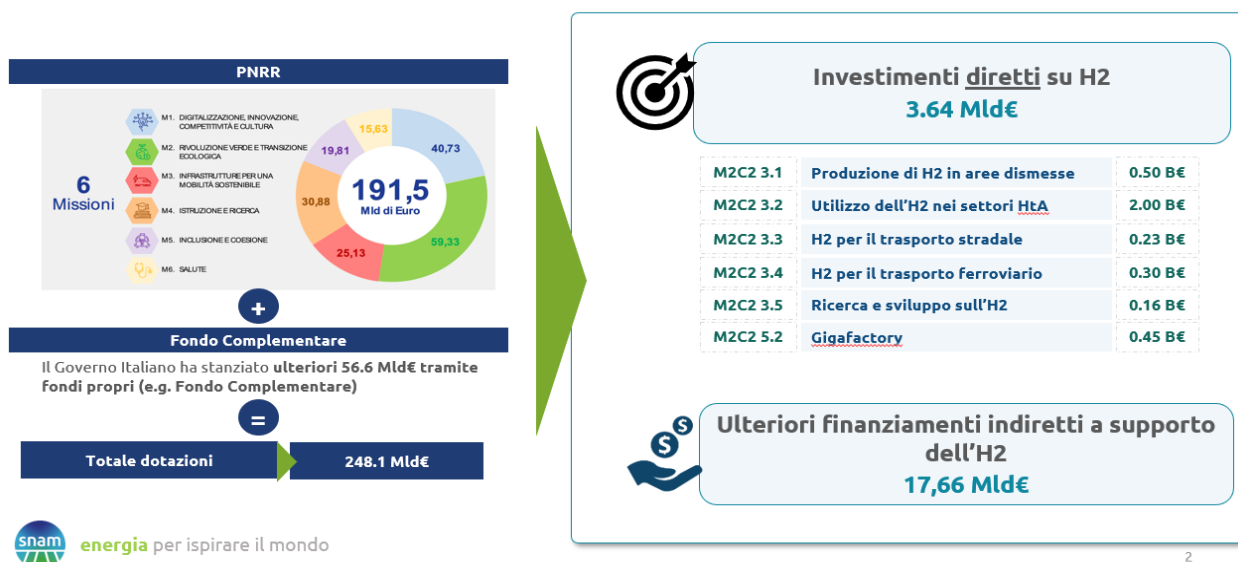


Figura 19

Tenuto conto dei sette programmi di punta europei delineati nel NextGenerationEU NGEU (i.e. i cd. Flagship Programs), entro i confini dei quali è stato richiesto a ciascuno stato membro di immaginare e programmare le azioni dei propri PNRR, l'Italia ha posto l'accento sull'idrogeno in tre flagship dei sette previsti: Power up, Recharge and Refuel e Scale-up.

L'idrogeno è dunque identificato come molecola indispensabile per garantire l'“accensione”, la “ricarica” e la “crescita” dell'economia italiana a seguito degli effetti della pandemia da SARS-CoV-2. L'installazione di 6 GW di capacità di elettrolisi e la produzione e il trasporto di un milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile entro il 2025 sono obiettivi posti a livello europeo e ribaditi dalla strategia idrogeno e nel testo base del PNRR. Il PNRR si pone nello specifico l'obiettivo di sviluppo di 1 GW di elettrolizzazione sul territorio italiano. Anche per quanto riguarda la mobilità, il PNRR finanzia lo sviluppo di 40 stazioni di rifornimento per veicoli su gomma a idrogeno, in linea con gli obiettivi fissati a livello europeo nel NGEU.

I 3,4 mld€ previsti a sostegno diretto dello sviluppo dell'idrogeno toccano dunque tutti gli ambiti nei quali la molecola può svolgere un ruolo dirimente, e il PNRR si occupa di svilupparne tutte le fasi: dalla produzione, alla distribuzione, all'utilizzo passando per lo stoccaggio, ponendo grande enfasi anche alla necessità di sostenere lo sviluppo tecnologico e l'innovazione industriale per rendere efficace l'intera catena del valore.

La produzione è prevista principalmente nelle cosiddette Hydrogen Valleys, che trovano spazio economico nella misura "Aree dismesse" del PNRR: un tentativo di combinare il recupero di aree degradate o non più efficacemente utilizzate a favore di una nuova esigenza di produzione energetica. Sono state individuate 6 regioni che beneficeranno di finanziamenti dedicati (Regioni Flagship) e altre progettualità verranno selezionate sulla base di un'evidenza pubblica, per garantire l'obiettivo che l'Italia si è posta, ossia l'avvio di almeno 10 Hydrogen Valleys al 2026. Il filone dedicato alla Gigafactory (complessivamente 450mln€) garantirà un primo tassello verso l'obiettivo richiesto dall'Europa di 5 GW di produzione entro il 2030.

L'utilizzo dell'idrogeno nell'industria verrà finanziato mediante la misura Hard-to-Abate, 2mld€ complessivamente dedicati all'abilitazione di processi industriali energivori o alla conversione da idrogeno grigio a idrogeno verde di processi industriali che già oggi prevedono l'utilizzo di H₂ come materia prima. Grande spazio trova anche il settore dei trasporti, su gomma e rotaia, per il quale sono previsti complessivamente 530mln€ interamente dedicati alla conversione di sistemi di trasporto verso l'idrogeno sia su gomma sia su rotaia.

La ricerca, lo sviluppo e l'innovazione rappresentano all'interno del PNRR e in relazione alla filiera dell'idrogeno tre elementi di rilevanza strategica. I fondi previsti sia in maniera mirata, sia all'interno di misure più estese legate allo sviluppo tecnologico del Paese e erogate mediante risorse a disposizione del MUR, sono garanzia di sinergia tra mondo accademico e mondo industriale nello sviluppo di tecnologie che abilitino, migliorino e ottimizzino l'utilizzo di idrogeno nell'ambito produttivo, dei trasporti e civile.

Il mondo industriale ha colto con entusiasmo l'opportunità di associare le risorse messe a disposizione con il PNRR con progettualità già in stato avanzato di programmazione: si ricordano infatti il progetto di decarbonizzazione della linea ferroviaria a diesel che serve la Valcamonica, che prevede la decarbonizzazione della linea con il passaggio all'idrogeno come forma di alimentazione dei mezzi.

Anche progetti già avviati relativi alla decarbonizzazione di soggetti particolarmente energivori rispecchiano quanto previsto dal legislatore, un esempio su tutti la sostituzione di idrogeno grigio presso gli impianti in territorio siciliano, sostituzione che prevede l'installazione di 43 MW di elettrolisi da H₂O, 17 MW di elettrolisi da CO₂ e 60 MW di fotovoltaico a servizio degli usi degli impianti.

- **REPOWEREU: una spinta ulteriore allo sviluppo dell'idrogeno verde**

La crisi innescata dalla guerra in Ucraina ha spinto l'Unione Europea e gli Stati Membri a rivedere in maniera sostanziale le proprie politiche di approvvigionamento energetico. Attraverso il piano RePower EU, licenziato dalla Commissione Europea, sono stati raddoppiati gli obiettivi legati alla produzione annuale di idrogeno verde al 2030 (da 5 a 10 milioni di tonnellate di produzione e altrettanti importati dall'estero, una previsione di 123 GW contro i 40 GW previsti nel Fit-for-55), con un target ambizioso: sostituire gran parte del gas importato dalla Russia con altre forme di energia e porre così fine alla dipendenza energetica dal paese sovietico. L'obiettivo in termini di sostenibilità è sfidante: la Commissione Europea ha, infatti, dichiarato che l'idrogeno verde è in grado di essere già oggi più economico dell'idrogeno grigio e che ogni sforzo debba essere profuso e RePowerEU rappresenta in questo caso un potente acceleratore per portarne il costo al di sotto di 1.80 €/kg entro il 2030.

2.3.4 I combustibili solidi¹²

Nel 2021 le importazioni totali di combustibili solidi sono aumentate dell'1,5% rispetto all'anno precedente, passando da 7.189 a 7.924 migliaia di tonnellate. Tale aumento ha interrotto il trend negativo che si è registrato in questi ultimi anni anche se, negli ultimi sei anni, le importazioni totali, in termini assoluti, si sono più che dimezzate.

Nel 2021 le importazioni totali di combustibili solidi sono aumentate dell'1,5% rispetto all'anno precedente, passando da 7.189 a 7.924 migliaia di tonnellate. Tale aumento ha interrotto il trend negativo che si è registrato in questi ultimi anni (Figura 17) anche se, negli ultimi sei anni, le importazioni totali, in termini assoluti, si sono più che dimezzate e sono passate dalle 16.821 migliaia di tonnellate del 2016 a 7.924 migliaia di tonnellate del 2021 (cfr. Tab. BE-9 in Appendice A).

Sono aumentate del 13,3% le importazioni di carbone da vapore mentre le importazioni di carbone da coke hanno fatto registrare una lieve diminuzione (-0,3%).

Il carbone da vapore rappresenta la componente più consistente delle importazioni totali ed è pari al 79,5%, il resto è rappresentato dal carbone da coke. Insignificante la quota di importazioni di lignite e altro (0,01%).

Relativamente alle aree di provenienza, le principali importazioni provengono dai seguenti paesi (dati in migliaia di tonnellate): Russia (4908), Stati Uniti (1100), Unione Europea (729), Australia (514), Sud Africa 281, Colombia (216), Canada(164).

In termini percentuali, le importazioni dalla Russia rappresentano il 62% del totale delle importazioni, quelle dagli Stati Uniti il 14%, dell'Unione Europea il 9% e dell'Australia il 6,5% .

Rispetto al 2020, i flussi di importazioni sono aumentati, in termini percentuali, dall'Unione Europea (+237%), dal Canada (+50%), dall' Australia (+24%), dalla Russia (+22%). Sono diminuiti, in particolare, dalla Colombia (63%) e dagli Stati Uniti (26%).

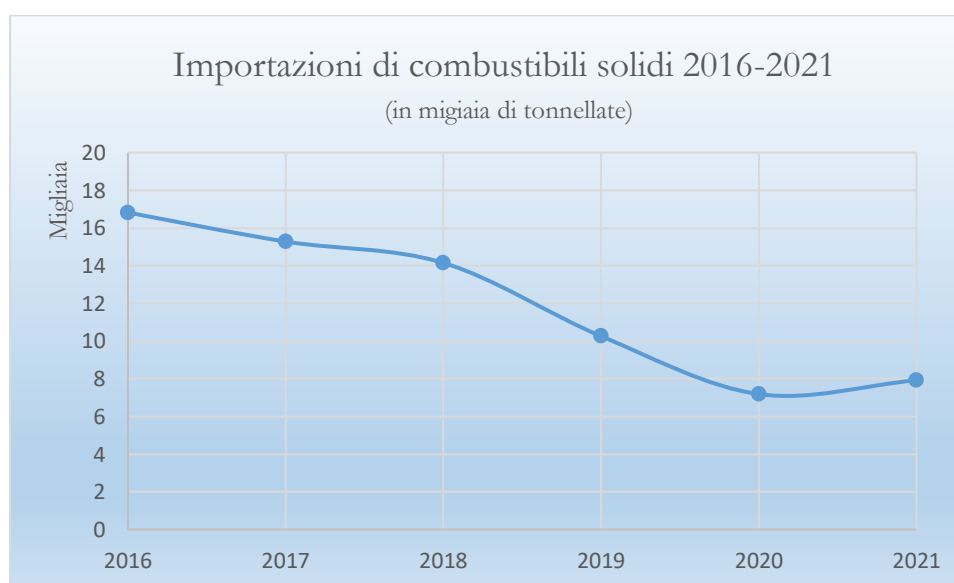


Figura 20

¹² Dati Ministero della Transizione Ecologica - Il Bilancio Energetico Nazionale – Tabelle BE-9 e BE-11 in Appendice A

2.3.5 L'energia elettrica

La richiesta di energia elettrica nel 2021 è stata pari a 317,6 TWh (dati provvisori), in crescita del 5,5% rispetto all'anno precedente, ma ancora leggermente inferiore ai livelli pre-pandemia (-0,6% rispetto al 2019). Pur rimanendo la fonte termoelettrica tradizionale quella a copertura maggiore del fabbisogno, la fonte eolica nel 2021 ha il record storico di quasi 21 TWh di produzione.

Nel 2021 il fabbisogno di energia elettrica è stato soddisfatto per l'86,5% dalla produzione nazionale che, al netto dell'energia assorbita per servizi ausiliari e per pompaggi, è stata pari a 274,8 TWh (+2,2% rispetto al 2020) e per il restante 13,5% dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare di 42,8 TWh, in crescita del 32,9% rispetto all'anno precedente. Il significativo aumento dell'energia scambiata con i paesi confinanti è stato determinato dall'effetto combinato di un aumento dell'importazioni del 17,0% (che dai 39,8 TWh sono passate a 46,6 TWh nel 2021) e di una diminuzione del 50,3% delle esportazioni (che dai 7,6 TWh del 2020 scendono a 3,8 TWh nel 2021).

Tabella 7: Bilancio di copertura dell'energia elettrica (Miliardi di kWh)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 *
Produzione lorda di energia elettrica (a)	288,0	294,0	288,0	292	278,6	284,7
<i>di cui:</i>						
idroelettrica (a)	42,4	36,2	48,8	46,3	47,6	44,7
geotermoelettrica	6,3	6,2	6,1	6,1	6	5,9
rifiuti urbani, biomasse, eolico, solare e altre rinnovabili	59,4	61,5	59,5	63,4	63,3	64,1
termoelettrica tradizionale	179,9	190,1	173,6	176,2	161,7	170
Saldo import-export	37	37,8	43,9	38,1	32,2	42,8
Disponibilità lorda	325	331,8	331,9	330,1	310,8	327,5
Assorbimenti dei servizi ausiliari e perdite di pompaggio	10,7	11,3	10,5	10,5	9,6	9,9
Energia Elettrica richiesta	314,3	320,5	321,4	319,6	301,2	317,6

* Dati provvisori Fonte: TERNA

(a) al netto della produzione da apporti di pompaggio

Nel 2021 la produzione nazionale lorda di energia elettrica (Tabella 7) è stata pari a 284,7 TWh, in aumento del 2,2% rispetto al 2020 (al netto della produzione da apporti da pompaggio che, attestandosi a 2,1 TWh, è risultata in aumento del 7,6%).

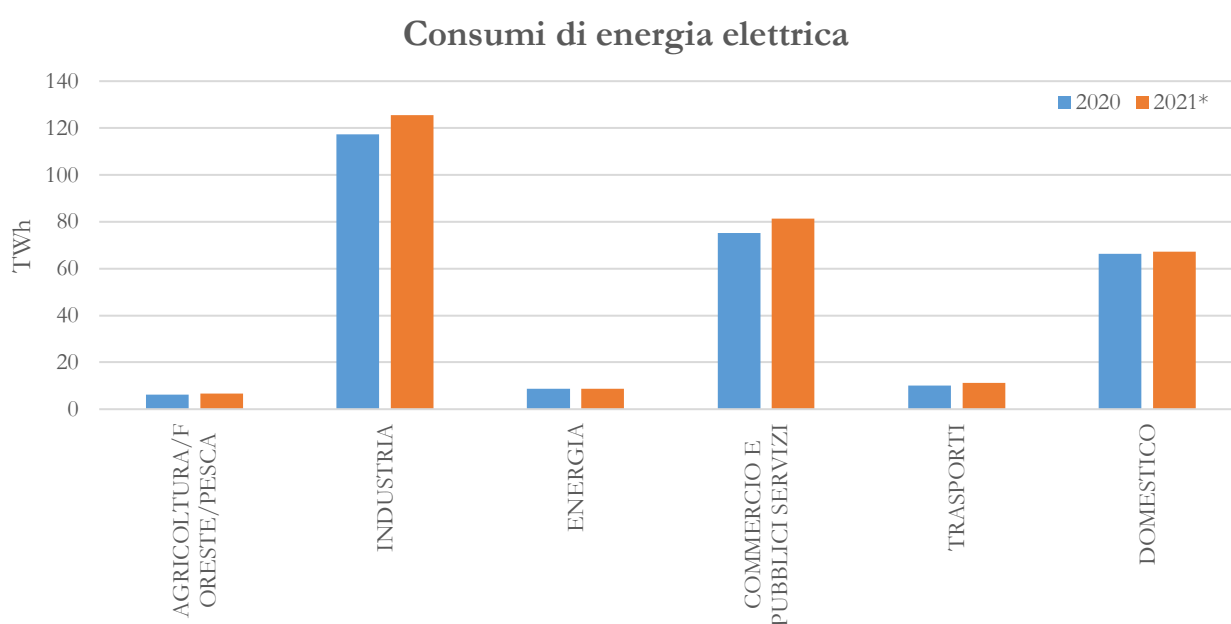
Il maggior apporto alla produzione è stato ancora rappresentato dal termoelettrico non rinnovabile che, con una crescita del 5,2% rispetto al 2020, è arrivata a rappresentare circa il 59,7% del totale dell'energia prodotta, con il 6,1% da impianti alimentati con combustibili solidi, il 3,8% con prodotti petroliferi ed altri combustibili e il 49,9% da impianti alimentati con gas naturale; la produzione di questi ultimi rappresenta, da oltre 10 anni, la quota più consistente del parco termoelettrico, favorita nel tempo anche dalla sostituzione di vecchi cicli convenzionali ad olio combustibile con i nuovi cicli combinati a gas naturale.

Relativamente alle fonti rinnovabili, un significativo decremento nel 2021 è stato registrato dalla fonte idroelettrica da apporti naturali (44,7 TWh, -5,9%, dopo un incremento del 2,7% avuto nel 2020)

che, fortemente influenzata dal calo delle precipitazioni, ha contribuito alla produzione totale per il 15,7%. Boom di incremento invece per la fonte eolica (+10,8%, passata da 18,8 TWh del 2020 a 20,8 TWh nel 2021); questa e la fonte fotovoltaica hanno raggiunto insieme la copertura del 16,1% della produzione lorda; il restante 8,5% è stato ottenuto da geotermico e bioenergie, in calo del 2,1% e del 6,9% rispettivamente.

In termini di capacità, la potenza di generazione lorda installata in Italia al 31 dicembre 2021 è stata pari a 119,8 milioni di kW (GW). Il 51,7% di tale potenza è rappresentato da centrali termoelettriche (61,9 GW), il 19,3% da centrali idroelettriche (23,2 GW) ed infine, il 29,0% da impianti eolici, fotovoltaici e geotermoelettrici (circa 34,7 GW).

I consumi elettrici, dopo il significativo calo del 2020, si riallineano pressoché completamente ai livelli pre-pandemici.



* Dati provvisori Fonte: TERNA

Figura 21

I consumi elettrici italiani nel 2021 sono stati pari a 300,6 TWh. Un'analisi di maggior dettaglio evidenzia una dinamica positiva in tutti i settori, superando anche i livelli raggiunti prima della Pandemia: l'industria ha registrato una crescita del 7,0%, il settore energetico dell'1,5% e il settore agricolo del 6,5%; il settore dei servizi, che aveva subito un crollo del 15,0% nel 2020, pur aumentando dell'8,2%, resta l'unico settore a non aver recuperato il gap accumulato lo scorso anno. Tale andamento porta il settore dell'industria ad invertire la dinamica osservata negli ultimi 15 anni di una graduale riduzione del suo peso sui consumi, arrivando a rappresentare nel 2021 quasi il 45% dei consumi nazionali. Nel terziario, viceversa, si osserva il fenomeno opposto di una riduzione del suo peso al 30,7%.

2.3.5.1 La decarbonizzazione nel settore elettrico

Il cambiamento climatico è una delle grandi sfide del nostro tempo. L'aumento osservato nella concentrazione dei gas serra, che sta provocando il surriscaldamento globale, è da ricondursi inequivocabilmente alle attività umane. A livello globale si è ritenuto quindi fondamentale avviare un percorso di decarbonizzazione. A tal proposito, il settore energetico è uno dei principali responsabili delle emissioni di origine antropica e la sua decarbonizzazione rappresenta quindi la chiave per evitare i possibili effetti dei cambiamenti climatici. L'efficienza energetica e l'elettificazione dei consumi finali saranno gli strumenti principali per la decarbonizzazione, in quanto il vettore elettrico presenta un'elevata efficienza intrinseca.

Per garantire la decarbonizzazione del settore elettrico, sarà necessario dismettere le centrali termoelettriche a carbone, fra le principali responsabili delle emissioni di anidride carbonica nel settore elettrico. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) prevede la completa dismissione delle centrali termoelettriche a carbone entro il 2025. Negli ultimi due anni è stata già dismessa quasi 1 GW di capacità termoelettrica a carbone, di cui 605 MW nel 2020 e 300 MW nel 2021. I restanti 6 GW circa di capacità termoelettrica a carbone saranno dismessi in maniera progressiva nei prossimi anni ed entro il 2025: con specifico riferimento alla Sardegna per consentire il coal phase out sarà necessario realizzare nuova capacità per circa 500 MW di Capacità Disponibile in Probabilità ¹³(CDP) distribuiti opportunamente sull'isola e realizzare il nuovo collegamento elettrico Centro Sud – Sicilia – Sardegna (Tyrrhenian Link)

Parallelamente alla dismissione degli impianti a carbone, bisognerà aumentare la quota parte di energia prodotta da impianti FER che viene consumata dall'utente finale. Nel corso del 2021 sono stati installati circa 0,9 GW di solare e 0,4 GW di eolico, portando il totale installato a livello nazionale rispettivamente a 22,6 GW di solare e 11,3 GW di eolico alla fine del 2021. Nei prossimi anni sarà necessario installare almeno 65 GW di capacità rinnovabile addizionale per raggiungere gli obiettivi del pacchetto legislativo UE «Fit-for-55», che rivedono significativamente al rialzo i già sfidanti obiettivi del PNIEC.

Il solo sviluppo di capacità FER non è però sufficiente a garantirne la piena integrazione nel sistema elettrico e quindi il suo effettivo utilizzo da parte dell'utilizzatore finale. La produzione FER è infatti per sua natura aleatoria, in quanto dipendente dalla disponibilità nel tempo della rispettiva risorsa. Inoltre la localizzazione geografica degli impianti FER è vincolata sia dalla effettiva disponibilità della risorsa sia dalla disponibilità di superfici idonee alla loro realizzazione, entrambe non necessariamente coerenti con i consumi finali. Per ovviare a queste limitazioni e poter garantire una piena integrazione delle FER nel sistema elettrico, sarà fondamentale sviluppare in modo coerente e coordinato sia le infrastrutture di rete necessarie a trasportare l'energia dalle zone di produzione a quelle di consumo sia la capacità di stoccaggio che consente di immagazzinare l'energia elettrica nei periodi in cui la disponibilità della risorsa rinnovabile è elevata per poi rilasciarla nei periodi in cui la risorsa è scarsa.

¹³ Il Capacity Market è uno strumento technology-neutral; il suo fabbisogno di capacità necessaria per garantire l'adeguatezza si misura in Capacità Disponibile in Probabilità (CDP). La CDP viene calcolata riducendo convenzionalmente la potenza efficiente netta attraverso appositi tassi di de-rating che tengono conto dell'effettiva disponibilità di ciascuna specifica risorsa.

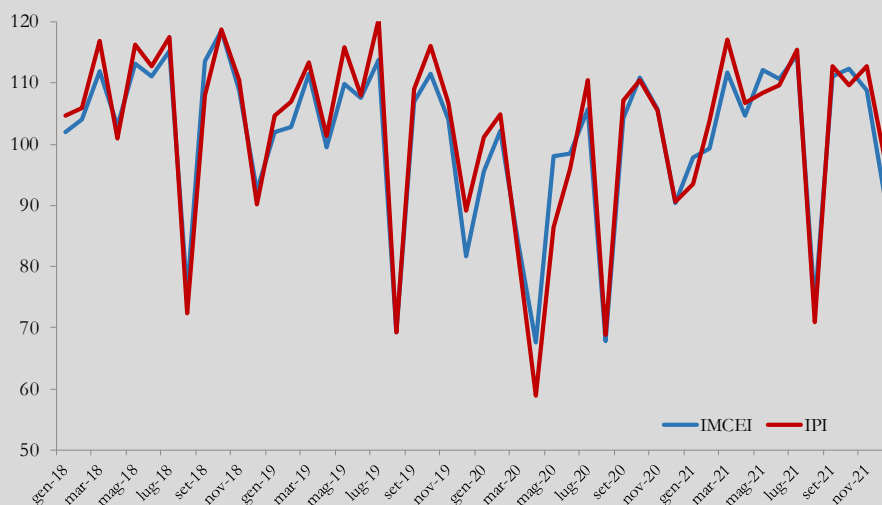
IMCEI - Indicatore Mensile dei Consumi di Energia Elettrica del settore Industriale

L'Indice dei consumi elettrici industriali (IMCEI) monitora mensilmente, attraverso la propria rete di telecontrollo, più di 900 clienti industriali: fanno parte del campione i clienti connessi direttamente alla Rete di Trasmissione Nazionale (circa 500) e clienti connessi in Media tensione con un contratto di interrompibilità (circa 400).

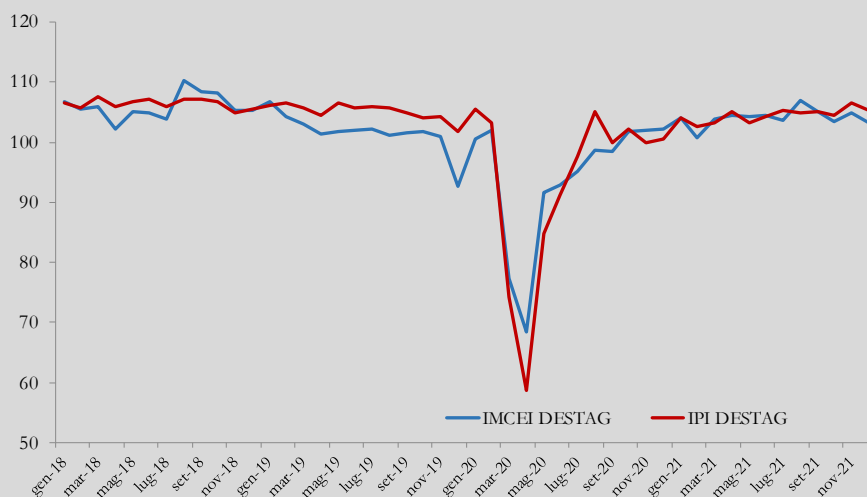
A ciascun cliente è stato associato il codice di attività economica ATECO 2007 al fine di analizzare l'andamento delle singole classi merceologiche. Per rendere possibile un confronto con l'Indice della produzione industriale ISTAT, la serie storica mensile, disponibile da gennaio 2015, è stata trasformata in un numero indice con base 2015=100.

Osservando gli andamenti dei due indici si evince che, pur essendo un campione di piccole dimensioni, l'IMCEI fornisce informazioni significative per spiegare l'andamento della produzione industriale e di conseguenza può essere utilizzato per analisi di maggior dettaglio dei consumi industriali in corso d'anno.

Clients industriali - IPI-Dati grezzi base 2015



Clients industriali - IPI-Dati destagionalizzati base 2015



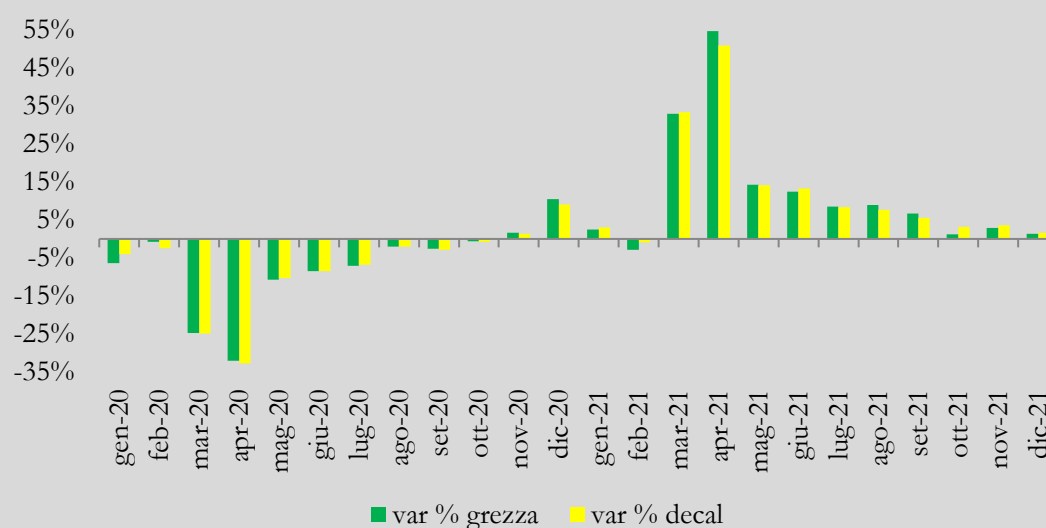
Fonte: TERNA e ISTAT

Nel 2021 l'IMCEI è stato caratterizzato da un netto recupero dei livelli minimi raggiunti nel 2020 per le restrizioni anti Covid. Le variazioni mensili, tranne che nel mese di febbraio, sono state tutte positive, raggiungendo valori a doppia cifra, particolarmente elevate proprio nei mesi di marzo ed aprile nei quali si era verificato il primo lockdown l'anno precedente.

I 37.360 GWh prelevati complessivamente nei dodici mesi fanno registrare una variazione positiva a doppia cifra pari al +10,5% rispetto al 2020 e superano anche il valore raggiunto nel 2019 (36.523 GWh, pari a +2,3%). Dall'osservazione dei singoli comparti si evidenzia che non tutti abbiano chiuso l'anno in aumento e che tra i comparti si siano registrate variazioni positive e negative di differenti intensità. I comparti che hanno registrato una crescita a doppia cifra rispetto al 2020 sono quelli delle imprese meccaniche e siderurgiche (rispettivamente +18,3% e +17,8%); in aumento anche le imprese dei materiali da costruzione (+8,7%) e dei metalli non ferrosi (+9,8%). I comparti che risultano ancora in sofferenza con variazioni negative sono quelli delle imprese della carta (-6,5%) e alimentari (-3,2%).

Classi	2020 (GWh)	2021 (GWh)	YoY%
Meccaniche	3.198	3.783	18,3
Siderurgiche	12.739	15.003	17,8
Chimica	3.991	3.981	-0,2
Materiali da costruzione	3.597	3.910	8,7
Mezzi di trasporto	1.178	1.186	0,7
Metalli non ferrosi (Alluminio, Zinco)	2.322	2.548	9,8
Cartaria	1.057	988	-6,5
Alimentari	958	928	-3,2
Altro	4.784	5.032	5,2
Totale industria	33.823	37.360	10,5

IMCEI: variazione grezza e decalendarizzata

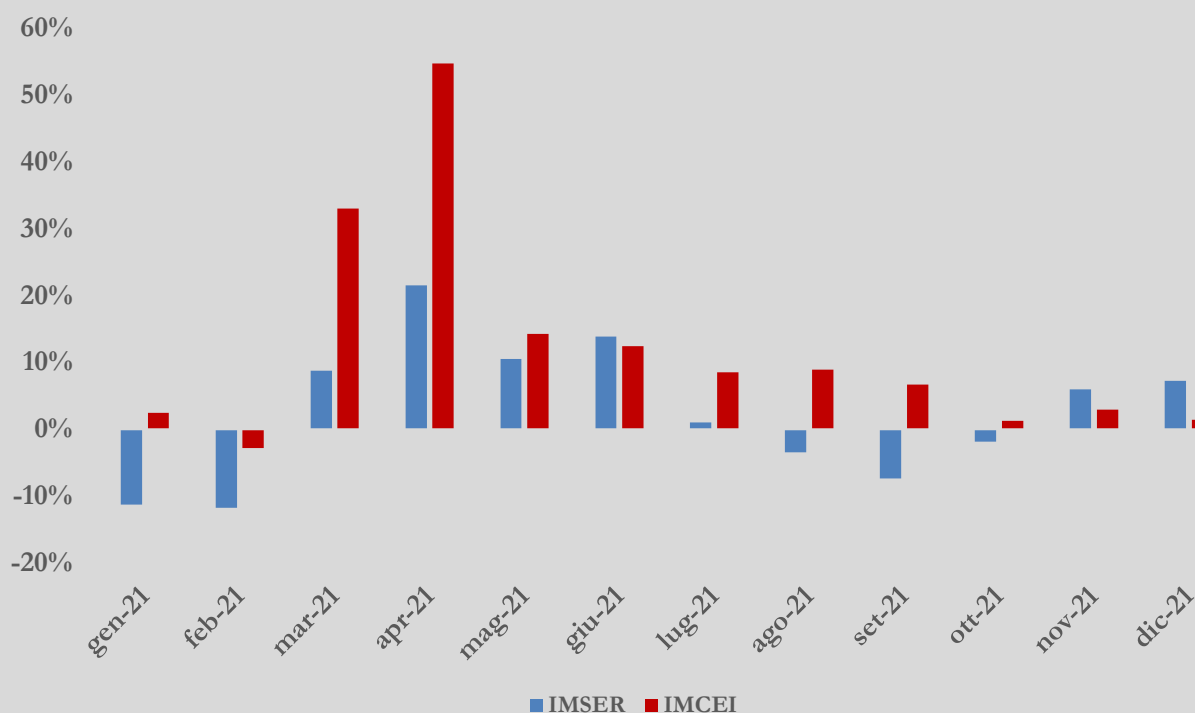


Fonte: TERNA

Consumi di Energia Elettrica del settore dei Servizi

L'analisi mensile dei consumi del settore SERVIZI è stata sviluppata in collaborazione con alcuni principali distributori che hanno fornito a Terna i consumi mensili dal mese di gennaio 2019 al mese di marzo 2021 di circa 800 codici ATECO2007. L'elaborazione di questo indice è nata dalla necessità di studiare e monitorare, oltre che il settore industriale dei clienti energivori connessi direttamente alla rete di Terna anche il settore dei Servizi, per vedere come questi due settori si sono «mossi» durante la pandemia e come hanno reagito a tale shock. Il settore dei servizi, che nel 2020 ha subito un crollo del 10,6% rispetto al 2019, ha registrato un decremento nei primi due mesi del 2021, per poi passare ad una fase di crescita che si è protratta fino a luglio. Tale aumento si è interrotto nei successivi tre mesi ed è ripreso poi costantemente fino alla fine dell'anno. L'alternarsi di variazioni positive e negative ha portato l'indice dei servizi a registrare nel 2021 complessivamente un aumento pari all'1,6% non sufficiente, comunque, a recuperare il livello perso nell'anno della pandemia

**Indice mensile dei consumi elettrici nell'industria e nei servizi: variazioni
% 2021/2020**



Fonte: TERNA

Anche tra i servizi, non tutti i comparti hanno reagito allo stesso modo alla crisi del Covid-19. Se nel 2020 la quasi totalità dei comparti ha subito flessioni, ad eccezione delle attività professionali, scientifiche e tecniche e, in misura decisamente inferiore, dell'amministrazione pubblica e difesa, nel 2021 le dinamiche sono apparse più eterogenee. Si possono infatti individuare tre clusters: ad un gruppo di comparti che sono risultati in crescita, se ne oppone una costituito da comparti in flessione. Il terzo gruppo è costituito da comparti che si sono mantenuti pressoché in linea ai livelli dello scorso anno.

Tra i principali comparti che hanno registrato variazioni positive, troviamo l'istruzione (+7,8%) e le attività professionali, scientifiche e tecniche (+5,9%), mentre tra quelli in diminuzione si trovano finanza e assicurazione e servizi veterinari.

Variazioni % 2021/2020



Fonte: TERNA

2.3.6 Le fonti energetiche rinnovabili

Nel 2021 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno trovato ampia diffusione in Italia sia per la produzione di energia elettrica, sia per la produzione di calore, sia in forma di biocarburanti; l'incidenza delle FER sui consumi finali lordi è stimata intorno al 19%.

Dopo un anno anomalo come il 2020, nel quale peraltro la pandemia ha inciso in misura significativa soprattutto sugli impieghi dei prodotti petroliferi, nel 2021 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno confermato il proprio ruolo di primo piano nel sistema energetico nazionale, in tutti i settori di impiego.

Per quanto riguarda il **settore elettrico**, le stime preliminari TERNA-GSE indicano per il 2021 una produzione elettrica complessiva da fonti rinnovabili intorno a 115 TWh; la diminuzione rispetto all'anno

precedente (-2%) è legata principalmente alla contrazione della produzione idroelettrica (-6%) e da bioenergie (-7%), non compensate dalle crescite registrate nei comparti eolico (+ 11%) e solare (+0,4%). L'incidenza della quota FER sul Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL), per il quale si stima una ripresa significativa rispetto al 2020 (+5,4%), scenderebbe di conseguenza dal 37,6% al 35,0%.

La fonte rinnovabile di gran lunga più utilizzata in Italia per la produzione elettrica si conferma, secondo le stime, quella idraulica (39% della generazione complessiva da FER), seguita dalla fonte solare (22%) e da quella eolica (18%).

Tabella 8: Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia - TWh

Fonte	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Idraulica	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	46,3	47,6	44,7
Eolica	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2	18,8	20,8
Solare	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7	24,9	25,0
Geotermica	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
Bioenergie (**)	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,6	19,6	18,3
Totale FER	120,7	108,9	108,0	103,9	114,4	115,8	116,9	114,7
CIL - Consumo Interno Lordo (***)	321,8	327,9	325,0	331,8	331,9	330,2	310,8	327,5
FER/CIL	37,5%	33,2%	33,2%	31,3%	34,5%	35,1%	37,6%	35,0%

(*) Dati preliminari

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

(***) Il CIL è pari alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero ed è qui considerato al netto degli apporti da pompaggio. Per l'energia elettrica, tale grandezza corrisponde alla disponibilità lorda.

Fonte: TERNA, GSE

Per quanto riguarda il **settore termico**, le stime preliminari relative al 2021 indicano un consumo di energia da FER pari a 458 PJ (10,9 Mtep); di questi, 417 PJ sono costituiti dagli impieghi diretti delle fonti, i restanti 41 PJ da calore derivato¹⁴, associato principalmente agli impianti di teleriscaldamento. La dinamica di crescita rispetto al 2020 (+5% circa), è associata principalmente a un incremento degli impieghi di biomasse solide (legna da ardere, pellet: il 2021 è stato un anno mediamente più freddo del precedente) e, in misura minore, della fonte solare. I consumi di energia rinnovabile fornita da pompe di calore e di energia prodotta da collettori solari termici sono invece stimati in linea con l'anno precedente.

¹⁴ Energia termica prodotta da impianti di conversione energetica alimentati da fonti rinnovabili e destinata al consumo di terzi (ad esempio, impianti a biomassa collegati a reti di teleriscaldamento). Il dato comprende sia il calore prodotto da impianti che operano in assetto cogenerativo, rilevato da TERNA e qui citato nel paragrafo "Energia elettrica e calore cogenerato", sia il calore prodotto in impianti di sola produzione termica.

Tabella 9: Energia termica da fonti rinnovabili in Italia - TJ

Fonte	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Solare	7.519	7.955	8.383	8.745	9.151	9.550	9.895	10.239
- di cui consumi diretti	7.517	7.953	8.379	8.741	9.145	9.544	9.887	10.231
- di cui produzione di calore derivato	2	2	3	4	6	6	8	8
Geotermica	5.424	5.558	6.032	6.272	6.242	6.347	5.885	5.884
- di cui consumi diretti	4.660	4.778	5.222	5.478	5.364	5.477	5.014	5.013
- di cui produzione di calore derivato	764	780	810	793	878	870	872	872
Bioenergie (**)	295.056	325.757	317.664	343.385	322.297	324.814	315.243	338.069
- di cui consumi diretti	255.281	288.641	279.556	304.002	283.344	283.818	274.833	297.963
- di cui produzione di calore derivato	39.775	37.115	38.108	39.383	38.954	40.995	40.410	40.106
Pompe di calore (***)	108.010	108.208	109.219	110.966	108.696	104.606	103.638	104.070
- di cui consumi diretti	108.010	108.208	109.219	110.966	108.696	104.606	103.638	104.070
- di cui produzione di calore derivato	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale FER-H	416.009	447.477	441.298	469.368	446.386	445.316	434.662	458.262
- di cui consumi diretti	375.468	409.580	402.376	429.187	406.549	403.445	393.372	417.277
- di cui produzione di calore derivato	40.541	37.897	38.922	40.181	39.837	41.871	41.290	40.985

(*) Stime preliminari

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

(***) Alimentate da fonte aerotermica, geotermica o idrotermica.

Fonte: GSE

Nel **settore dei trasporti**, infine, le elaborazioni preliminari per il 2021 indicano un incremento dell'immissione in consumo di biocarburanti rispetto all'anno precedente pari a +15%; il contenuto energetico complessivo dovrebbe attestarsi intorno a 1,55 Mtep (per approfondimenti si rimanda al paragrafo "Energia nel settore dei trasporti").

Tabella 10: Biocarburanti immessi in consumo in Italia (Mtep)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Biodiesel (**)	1,06	1,14	1,01	1,03	1,22	1,25	1,24	1,39
Bioetanolo e bio-ETBE (***)	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03
Biometano	-	-	-	-	-	0,04	0,08	0,14
Totale FER-T	1,06	1,16	1,04	1,06	1,25	1,32	1,35	1,55

(*) Dati preliminari

(**) Questa voce comprende anche l'olio vegetale idrotrattato

(***) Si considera rinnovabile il 37% del bio-ETBE, conformemente alla direttiva 2009/28/CE

Fonte: GSE

Tutti i dati ora illustrati si riferiscono alle produzioni *effettive* di energia da FER nei diversi settori. Applicando invece i criteri di contabilizzazione previsti dalla direttiva 2009/28/CE (cosiddetta **RED 1**) ai fini del monitoraggio dei target europei sulle rinnovabili si ottengono i Consumi Finali Lordi (CFL) di energia da FER; nel 2021, tale grandezza è stimata in 22,6 Mtep, in aumento del 3% rispetto al 2020. Secondo valutazioni preliminari, nel 2021 i CFL complessivi di energia aumenterebbero in misura più rilevante rispetto al 2020, per una variazione pari a +11%: ne segue che la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER dovrebbe attestarsi intorno al 18,9%.

Applicando invece i criteri previsti dalla direttiva (UE) 2018/2001 (cosiddetta **RED 2**), che modifica e integra le metodologie di monitoraggio della RED 1, varia in misura significativa la contabilizzazione sia degli impieghi di FER (in particolare nel settore termico, per l'introduzione della voce relativa al raffrescamento) sia dei CFL; in questo caso, valutazioni preliminari portano a stimare una quota dei consumi totali coperta da FER pari al 19,0%, appena superiore a quella ottenuta applicando l'approccio della RED 1.

Tabella 11: Consumi finali lordi di energia in Italia (Mtep)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021* (RED1)	2021* (RED2)
CFL FER – Settore Elettrico	9,2	9,4	9,5	9,7	9,7	9,9	10,2	10,1	10,1
CFL FER – Settore Termico	9,9	10,7	10,5	11,2	10,7	10,6	10,4	10,9	11,4
CFL FER – Settore Trasporti	1,1	1,2	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,6	1,6
Consumi finali lordi di energia da FER	20,2	21,3	21,1	22,0	21,6	21,9	21,9	22,6	23,1
Consumi finali lordi di energia (CFL)	118,5	121,5	121,1	120,4	121,4	120,3	107,6	119,5	121,4
Quota dei CFL coperta da FER	17,1%	17,5%	17,4%	18,3%	17,8%	18,2%	20,4%	18,9%	19,0%

(*) Stime preliminari

Fonte: GSE

Con entrambi gli approcci di calcolo (RED 1 e RED 2), in ogni caso, si ottengono valori della quota FER sui CFL inferiori al dato 2020 (20,4%); quest'ultimo valore, come accennato, è stato peraltro fortemente condizionato dagli effetti della pandemia, particolarmente evidenti nel settore dei trasporti (nel quale l'impiego di fonti fossili è ancora relativamente elevato - si veda il paragrafo "Energia nel settore dei trasporti") e, soprattutto, nel comparto dell'aviazione, caratterizzato ancora da una scarsa incidenza delle fonti rinnovabili.

2.3.6.1 L'incentivazione delle rinnovabili nel settore elettrico

Il sistema italiano di incentivazione della generazione elettrica da fonti rinnovabili ha giocato un ruolo determinante nella diffusione degli impianti sul territorio e nel raggiungimento di alti livelli di penetrazione delle rinnovabili nel settore elettrico. A fine 2021 gli impianti incentivati sono quasi 1 milione per una potenza di circa 38 GW e un'energia rinnovabili incentivata di 65 TWh.

Il sistema italiano di promozione e incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi che si sono succeduti nel corso degli anni, in una logica di progressivo orientamento al mercato e di riduzione del livello di incentivazione in linea con la decrescita dei costi di generazione.

L'evoluzione degli ultimi anni mostra un crescente aumento della numerosità degli impianti incentivati, giunti a circa 988.000 unità al 31/12/2021; la stragrande maggioranza degli impianti si riferisce al fotovoltaico, con circa 979.000 impianti, supportati principalmente mediante il Conto Energia e lo SSP, cui si deve il maggior contributo incrementale negli ultimi anni (+56.000 impianti nel 2021).

In termini di potenza, risultano al 2021 circa 38 GW, con i maggiori contributi ascrivibili al Conto Energia fotovoltaico (17,6 GW) e all'incentivo sostitutivo dei CV (12,3 GW), quest'ultimo in diminuzione negli ultimi anni per via della scadenza dal periodo di incentivazione di un certo numero di impianti. In termini di fonti, il maggior contributo è dato dal fotovoltaico (21 GW), seguito dall'eolico (8 GW) e dall'idroelettrico (4 GW).

Quanto all'energia, nel 2021 risultano circa 66 TWh di energia elettrica incentivata tra i vari meccanismi, di cui 65 TWh da fonti rinnovabili, per lo più stabile negli ultimi anni. In termini di fonti, nel 2021 il maggior contributo è relativo al fotovoltaico, con 23 TWh, seguito dall'eolico (16 TWh), dall'idroelettrico (8 TWh) e dal biogas (7 TWh).

Evolutione del numero (migliaia) degli impianti incentivati per meccanismo di incentivazione e ripartizione per fonte del dato 2021

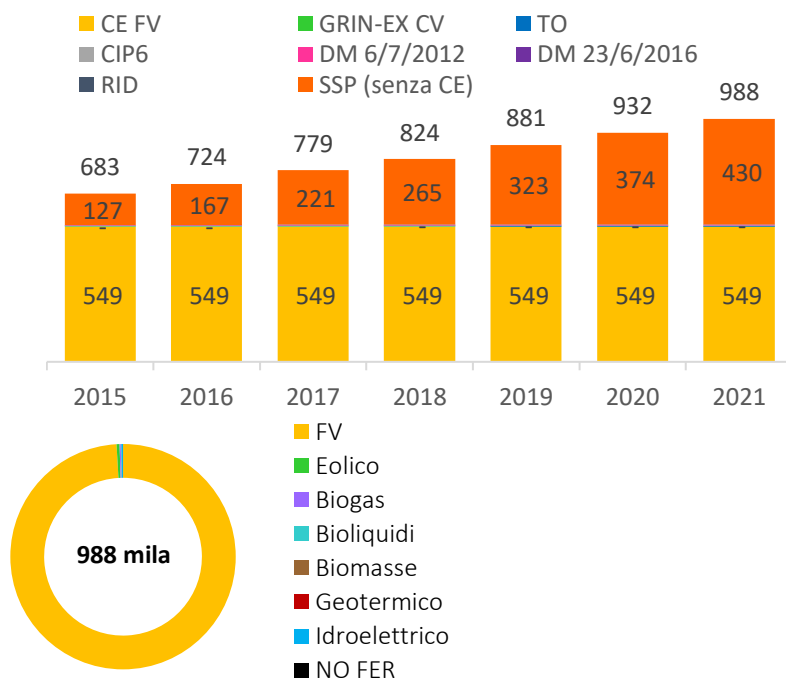


Figura 22

Evoluzione della potenza incentivata per meccanismo di incentivazione e ripartizione per fonte del dato 2021 (GW)

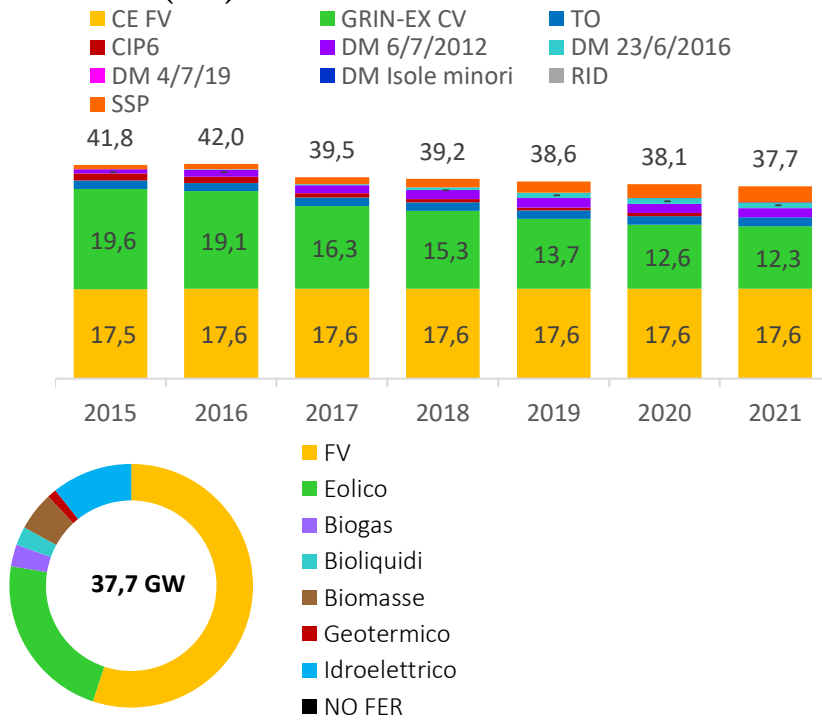


Figura 23

Evoluzione dell'energia incentivata per meccanismo di incentivazione e ripartizione per fonte del dato 2021 (TWh)

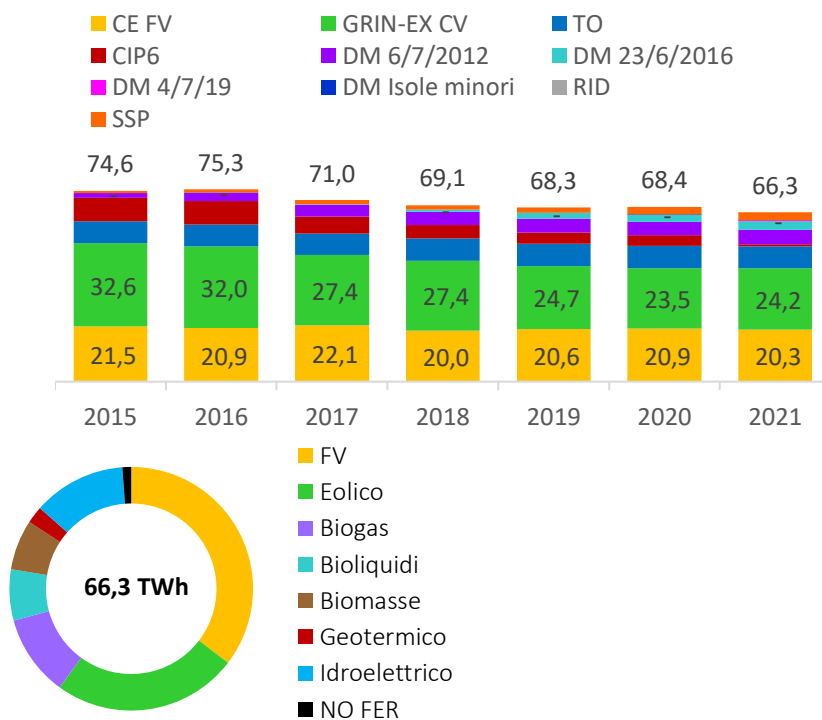


Figura 24

La gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera costi, essenzialmente legati agli incentivi erogati e all'acquisto dell'energia, e ricavi derivanti in massima parte dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata dal GSE. Le risorse economiche necessarie per la copertura degli oneri derivanti dalla differenza tra costi e ricavi sono prelevate dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). Il conto è alimentato dalla componente tariffaria A_{sos} , applicata alla generalità delle bollette dei clienti finali per l'acquisto dell'energia elettrica.

Per l'anno 2021 i costi sostenuti dal GSE per l'incentivazione ammontano complessivamente a un valore pari a circa 13,6 mld€. Al contempo il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendita giornaliera su MGP e sui MI, 25,6 TWh di energia elettrica. I ricavi complessivi ottenuti per l'anno 2021 sono stati pari a 2,9 mld€. Per il 2021, la differenza tra costi (circa 13,6 mld€) e ricavi (circa 2,9 mld€) ha determinato un onere e, dunque, un fabbisogno economico della componente A_{sos} , pari a 10,6 mld€.

Si riporta di seguito una stima della ripartizione del fabbisogno A_{sos} relativo al 2021 per fonte e regime commerciale.

Fabbisogno A_{sos} 2021 per fonte e regime commerciale (mld€)

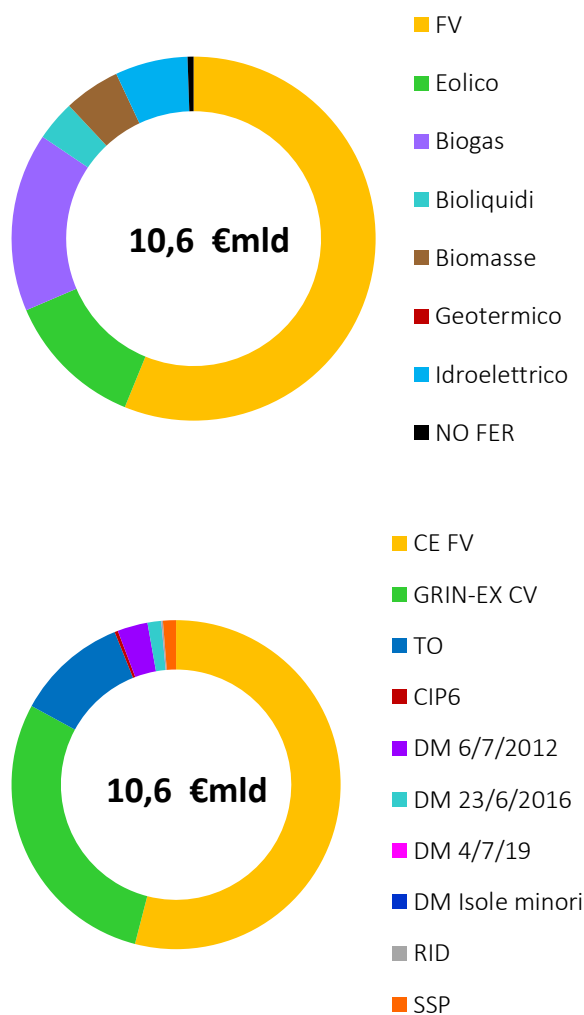


Figura 25

La fonte solare è quella che incide maggiormente sul fabbisogno economico, con circa 6,0 mld€, seguita dal biogas (1,7 mld€) ed eolico (1,3 mld€); seguono la fonte idroelettrica (0,7 mld€), biomasse (0,5 mld€) e bioliquidi (0,4 mld€). In termini di regimi commerciali, spicca il Conto Energia fotovoltaico con 5,7 mld€, seguito dall'incentivo sostitutivo dei CV (3,1 mld€), dalle Tariffe Onnicomprensive (1,2 mld€).

2.3.6.2 Gli impatti occupazionali connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili

Le stime GSE mostrano che nel 2021 gli investimenti in nuovi impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica sono in aumento rispetto a quelli rilevati nel 2020, con valori intorno a 2 miliardi di euro. Anche per quanto riguarda il settore termico gli investimenti mostrano un deciso aumento rispetto al 2020, attestandosi intorno a 3,5 miliardi di euro. Secondo valutazioni preliminari, le ricadute occupazionali legate alla costruzione e installazione degli impianti si attestano nel 2021 intorno a 14.000 Unità di Lavoro per le FER elettriche e a 29.300 per le FER termiche. L'occupazione legata alla gestione e manutenzione degli impianti esistenti rimane su livelli simili nei due anni presi in esame.

Ai sensi del D.lgs. 28/2011, art. 40, il GSE ha sviluppato un modello di calcolo per stimare le ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili in Italia.

Il modello si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali opportunamente integrate e affinate con dati statistici e tecnico-economici prodotti dal GSE. Le matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio e manutenzione (O&M). L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine PRODCOM pubblicata da Eurostat, permette di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante. I risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto¹⁵, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata alle fasi di esercizio e manutenzione degli impianti per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, realizzazione e installazione degli impianti. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte. **L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno.** Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente ad un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma ad una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Per definizione il modello valuta la quantità di lavoro correlata alle attività oggetto di analisi, quindi è del tutto estranea dal modello qualsiasi considerazione sulle dinamiche inerenti settori che potrebbero essere considerati concorrenti (es. industria delle fonti fossili). Il modello si può però applicare anche a tali altri settori, valutando dunque l'andamento della relativa intensità di lavoro. Non è però semplice stabilire

¹⁵ Per valore aggiunto si intende l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Fonte: ISTAT 2012.

eventuali correlazioni e relazioni di causa ed effetto tra le dinamiche osservate nell'intensità di lavoro di settori affini.

Si riportano di seguito le valutazioni effettuate relative agli anni 2020 e 2021; per quest'ultimo anno le elaborazioni sono da considerarsi preliminari e quindi, come di consueto, soggette a future revisioni in virtù della disponibilità di dati statistici consolidati, dell'aggiornamento del monitoraggio dei costi delle tecnologie effettuato dal GSE, nonché della pubblicazione delle tavole ISTAT delle risorse e degli impieghi e dell'indagine PRODCOM sul commercio internazionale.

• **Il settore delle rinnovabili elettriche¹⁶**

Le stime preliminari effettuate mostrano che nel 2021 sono stati investiti circa 2 miliardi di euro in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in netto aumento rispetto al dato 2020. Gli investimenti si sono concentrati in particolar modo nel settore fotovoltaico (oltre 1 miliardo) e eolico (633 mln). Si valuta che la progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2021 abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 14.000 unità lavorative dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno). La gestione "permanente" di tutto il parco degli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 3,8 miliardi nel 2021, si ritiene abbia attivato oltre 33.800 unità di lavoro dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno), delle quali la maggior parte relative alla filiera idroelettrica (circa il 34%) seguita da quella del biogas (19%) e dal fotovoltaico (18%). Il valore aggiunto per l'intera economia generato dal complesso degli investimenti e delle spese di O&M associati alle diverse fonti rinnovabili nel settore elettrico nel 2021 è stato complessivamente di oltre 2,9 miliardi di euro, in aumento rispetto a quanto rilevato nell'anno precedente, in particolare in virtù della crescita degli investimenti in alcune tecnologie.

Tabella 12: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2021 suddivise per tecnologie – (elaborazioni preliminari)

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	1.055	411	764	6.337	6.169
Eolico	633	340	406	4.864	3.880
Idroelettrico	185	1.063	811	1.625	11.652
Biogas	93	634	518	777	6.308
Biomasse solide	50	612	256	409	3.615
Bioliquidi	-	646	118	-	1.621
Geotermoelettrico	-	59	43	-	632
Totale	2.016	3.765	2.917	14.011	33.876

¹⁶ Il perimetro del monitoraggio delle ricadute economiche e occupazionali periodicamente effettuato dal GSE non include alcune fonti. Si tratta in particolare: dei rifiuti nel caso delle biomasse solide, del gas di discarica e dei fanghi di depurazione per quanto riguarda il biogas, dei pompaggi nell'idroelettrico.

Tabella 13: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili elettriche nel 2020 suddivise per tecnologie

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Fotovoltaico	810	394	651	4.874	5.940
Eolico	124	334	317	953	3.725
Idroelettrico	189	1.062	888	1.681	11.579
Biogas	37	628	495	303	6.573
Biomasse solide	-	612	256	-	3.579
Bioliquidi	2	646	119	16	1.664
Geotermoelettrico	-	59	43	-	600
Totale	1.161	3.736	2.768	7.828	33.660

- **Il settore delle rinnovabili termiche**

Secondo le stime preliminari effettuate per il 2021, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili sono ammontati a oltre 3,5 miliardi di euro, di cui circa 3 miliardi destinati alle pompe di calore. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2021 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 29.300 unità di lavoro dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno). La gestione "permanente" di tutti gli apparecchi esistenti, a fronte di una spesa di circa 5,5 miliardi nel 2021, si valuta abbia attivato oltre 27.500 unità di lavoro dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno), di cui il 58% relative alla filiera delle stufe e termocamini a legna e il 33% in quella delle pompe di calore. Il valore aggiunto per l'intera economia generato dagli investimenti e dalle spese di O&M associati alle diverse fonti rinnovabili nel settore termico nel 2021 è stato complessivamente di circa 4,8 miliardi di euro, in crescita rispetto a quanto rilevato nel 2020.

Tabella 14: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2021 suddivise per tecnologie – (elaborazioni preliminari)

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	96	34	77	794	365
Stufe e termocamini a pellet	268	805	206	2.736	2.301
Stufe e termocamini a legna	190	1.944	1.294	2.234	15.733
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.992	2.659	3.248	23.554	9.114
Totale	3.547	5.443	4.825	29.318	27.513

Tabella 15: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle rinnovabili termiche nel 2020 suddivise per tecnologie

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	83	33	69	684	357
Stufe e termocamini a pellet	268	783	206	2.736	2.237
Stufe e termocamini a legna	190	1.965	1.306	2.234	15.901
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermitiche)	2.214	2.623	2.842	17.409	9.014
Totale	2.755	5.404	4.424	23.062	27.508

- **Il settore delle rinnovabili nei trasporti**

La metodologia precedentemente illustrata è stata estesa alla valutazione delle ricadute dello sviluppo della filiera di produzione di biometano e di biometano avanzato incentivati dal GSE in virtù dello schema di supporto introdotto dal DM 2 marzo 2018.

Secondo stime preliminari, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di biometano e di biometano avanzato che nel 2021 hanno percepito gli incentivi del DM 2 marzo 2018 sono ammontati a oltre 260 milioni di euro, in calo rispetto a quanto rilevato nel 2020. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2021 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 1.700 unità di lavoro dirette e indirette (equivalenti a tempo pieno). Per quanto riguarda le ricadute permanenti, per il 2021 sono stimate in circa 400 ULA. Il valore aggiunto per l'intera economia nel 2021 è stato complessivamente di circa 300 milioni di euro, in calo rispetto a quanto rilevato nel 2020.

Tabella 16: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo degli impianti per la produzione di biometano e di biometano avanzato 2021 – (elaborazioni preliminari)

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M escluso combustibile (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Impianti per la produzione di biometano e di biometano avanzato	261	169	297	1.739	399

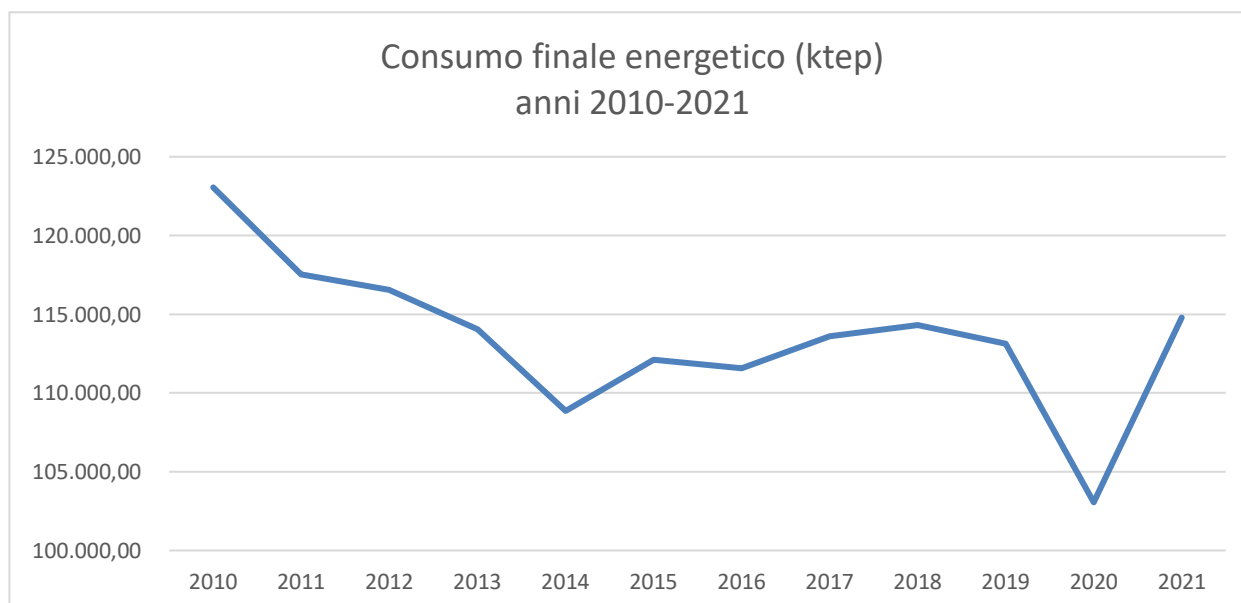
Tabella 17: Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo degli impianti per la produzione di biometano e di biometano avanzato 2020

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M escluso combustibile (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Impianti per la produzione di biometano e di biometano avanzato	570	129	482	3.796	304

3 GLI IMPIEGHI FINALI

Nel 2021 il consumo finale energetico è aumentato complessivamente dell'11,4% rispetto all'anno precedente attestandosi a 114.781 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep) (103.057 ktep nel 2020). L'aumento ha riguardato tutti i settori, in particolare i trasporti.

Nel 2021 il consumo finale energetico è aumentato complessivamente dell'11,4% rispetto all'anno precedente attestandosi a 114.7814 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep) (103.057 nel 2020).



Fonte: Ministero della Transizione Ecologica – Bilancio Energetico Nazionale – Metodologia Eurostat (*2021 dato provvisorio)

Figura 26

Tabella 18: Consumi finali di energia (ktep)

2020		2021*									
	Totale 2020		Totale 2021	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Gas naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica	Var % 2021*/2020 sui totali
Consumo finale energetico	103.057	Consumo finale energetico	114.781	444	38.628	34.947	11.382	282	4.004	25.094	11,4%
+Industria	23.861	+Industria	25.455	-	1.866	8.863	421	282	2.788	10.792	6,7%
+Trasporti	28.976	+Trasporti	35.366	-	31.848	1.146	1.415	-	-	957	22,1%
+Altri settori di cui:	50.220	+Altri settori di cui:	53.960	-	4.914	24.938	9.546	-	1.216	13.345	7,4%
+Servizi	16.558	+Servizi	17.556	-	564	7.109	2.597	-	297	6.989	6,0%
+Residenziale	30.656	+Residenziale	33.165	-	1.962	17.668	6867	-	889	5.779	8,2%
+Agricoltura	2.759	+Agricoltura	2.924	-	2.135	161	52	-	15	560	6,0%
+Pesca	202	+Pesca	206	-	160	-	29	-	-	17	1,8%
+Altri settori nca	45	+Altri settori nca	108	-	93	-	-	-	15	-	141,6%

Fonte: Ministero della Transizione Ecologica – Bilancio Energetico Nazionale - Metodologia Eurostat (*2021 dati provvisori)

L'aumento ha riguardato tutti i settori: i trasporti (+22,1%), altri settori (+7,4%) e l'industria (+6,7%). In particolare, nel comparto relativo agli altri settori si è evidenziato un incremento dell' 8,2% nel residenziale, del 6% nei servizi e nell'agricoltura e dell'1,8% nella pesca.

Stante comunque l'aumento generalizzato, la dinamica del contributo delle diverse fonti energetiche si è manifestata diversamente tra i settori¹⁷.

E' aumentato, in particolare, l'utilizzo:

- del petrolio e dei prodotti petroliferi nei trasporti (+23,1%), nei servizi (+9,8%), nell'industria (+6,4%), nell'agricoltura (+5,3%) nel residenziale (+4,8%) e nella pesca (+0,4%);
- del gas naturale nel settore dei trasporti (+18,5%), dell'agricoltura(+18,5%) del residenziale (+10,9%) , dell'industria (+9,7% e dei servizi (+6,3%);
- dell'energia elettrica nei trasporti (+10%), nei servizi (+8,%), nell'industria (+7%), nell'agricoltura (+5,9%) e nel residenziale (+1,5);
- delle rinnovabili e bioliquidi nei trasporti (+11,9%), nel residenziale (9,2%) e nei servizi (+0,3);

¹⁷ Cfr., al riguardo, Tabelle. BE1 e BE1/b in Appendice A

- del calore derivato, in eguale misura, nei settori dell'industria e dell'agricoltura (+3,7%), nel residenziale (+2,3%) e nei servizi (+1,4%);

E' diminuito l'utilizzo:

- dei combustibili solidi nel settore industriale (-11,9%);
- dei rifiuti non rinnovabili presenti nel solo settore dell'industria (-9,8%).
- delle rinnovabili e dei bioliquidi nell'industria (-3,3%) e nell'agricoltura (-0,2%).

3.1. L'energia nel settore dei trasporti

Dopo un anno notevolmente condizionato dagli effetti della pandemia, nel 2021 i consumi finali di energia nel settore dei trasporti hanno registrato, secondo stime preliminari, una evidente ripresa (+21%). Concentrando il 90% circa dei consumi complessivi, i prodotti petroliferi ricoprono ancora un ruolo predominante; negli anni recenti sta tuttavia aumentando il peso delle fonti energetiche più sostenibili (biocarburanti, energia elettrica da rinnovabili, biometano), la cui incidenza sui consumi settoriali si attesta intorno al 5%; per i biocarburanti, in particolare, le stime sul 2021 indicano una crescita del 15% rispetto all'anno precedente.

Nel 2021 il 93% dell'energia venduta in Italia per finalità di trasporto è stata acquistata da italiani e la rimanente parte direttamente da non residenti. Gli italiani d'altronde comprano parte dell'energia utile per i propri spostamenti direttamente all'estero: 3.474 ktep nel 2021, corrispondente all'8% del consumo totale dei residenti per trasporto, attestatosi su 42.998 ktep (il 20% in più rispetto al 2020 e il 59% in meno del 2019). Nel 2021 il 39% del consumo totale per trasporto dei residenti è stato effettuato dalle famiglie.

- **Incidenza del settore dei trasporti sui consumi energetici totali**

Il settore dei trasporti concentra circa un terzo dei consumi energetici complessivi del Paese. Dopo la netta contrazione rilevata nel 2020, strettamente correlata alla pandemia da Covid-19 che proprio sui trasporti ha generato i suoi impatti più evidenti (rispetto al 2019, -23,5% per i consumi totali), le stime preliminari sul 2021 indicano una ripresa dei consumi della quasi totalità dei prodotti energetici (+21% rispetto al 2020), che hanno portato l'incidenza del settore trasporti sui consumi energetici nazionali complessivi al 32,2%¹⁸.

¹⁸ Si precisa che nel corso del 2020, a differenza del consumo dei carburanti di origine fossile, l'immissione in consumo dei biocarburanti è rimasta sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente poiché il metodo di calcolo della quota d'obbligo in capo ai produttori, ovvero dei quantitativi di biocarburanti da produrre e immettere in consumo, ha risentito solo in misura marginale degli effetti della pandemia.

Tabella 19 - Consumi finali di energia nel settore dei trasporti in Italia (ktep)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021(*)	Var. % 2021- 2020
Prodotti petroliferi	36.004	34.840	36.079	36.414	27.370	33.424	22%
gasolio/diesel	22.136	20.987	21.607	21.651	17.649	22.079	25%
benzine	7.650	7.433	7.640	7.712	6.079	7.378	21%
carboturbo	4.004	4.199	4.709	4.873	1.837	2.101	14%
GPL	1.756	1.832	1.773	1.816	1.439	1.547	8%
altri prodotti	458	390	350	362	367	319	-13%
Gas naturale	1.106	1.064	1.093	1.147	967	1.146	18%
biometano	-	0,1	0,4	41	82	137	67%
gas naturale fossile	1.106	1.064	1.093	1.106	885	1.009	14%
Biocarburanti	1.041	1.062	1.250	1.276	1.265	1.415	12%
biodiesel	1.008	1.029	1.217	1.246	1.245	1.388	11%
benzine bio	33	33	33	30	20	27	38%
Elettricità	960	979	992	992	870	957	10%
da fonti rinnovabili (**)	326	334	337	347	331	345	4%
da fonti non rinnovabili	633	645	656	645	538	612	14%
Totale consumi finali di energia nel settore dei trasporti (A)(***)	39.110	37.945	39.414	39.830	30.471	36.942	21%
Totale consumi finali di energia (tutti i settori) (B) (****)	115.920	115.186	116.326	115.356	102.738	114.590	12%
<i>Incidenza consumi settore Trasporti sui consumi totali (A/B)</i>	33,7%	32,9%	33,9%	34,5%	29,7%	32,2%	-

Fonte: elaborazioni GSE su dati Eurostat

(*) stime preliminari basate su dati Mite, Snam, Terna, GSE

(**) per ciascun anno, il dato è calcolato applicando ai consumi del settore Trasporti la quota FER sui consumi elettrici totali dell'anno stesso.

(***) comprende i consumi dell'aviazione internazionale; non comprende i bunkeraggi internazionali.

(****) non comprende calore ambiente; comprende i consumi dell'aviazione internazionale.

Il contributo di gran lunga più importante ai consumi finali settoriali del Paese rimane, nel 2021, quello fornito dai prodotti petroliferi (90% del totale settoriale) e in particolare dal diesel/gasolio (60%), utilizzato in misura quasi tripla rispetto alla benzina; il contributo del carburante per aviazione (carboturbo) si attesta intorno al 6%, quello del GPL al 4%. Il peso delle altre fonti risulta, invece, ancora piuttosto contenuto: i biocarburanti hanno un'incidenza pari al 3,8%; il gas naturale pari al 3,1% (si segnala peraltro la notevole dinamica di crescita del biometano, fonte rinnovabile il cui impiego è aumentato del 67% rispetto al 2020); l'energia elettrica pari al 2,6% (di cui 1,7% prodotta da fonti fossili, 0,9% da FER).

- **Fonti rinnovabili nei trasporti: biocarburanti immessi in consumo**

L'impiego di fonti rinnovabili di energia nel settore dei trasporti in Italia sta assumendo, negli anni più recenti, un peso progressivamente crescente. In termini statistici, tale impiego è costituito dall'immissione in consumo di biocarburanti (biodiesel, bioetanolo, bio-ETBE, biometano), puri o miscelati con carburanti fossili¹⁹. Ai sensi della Direttiva 2009/28/CE, così come modificata dalla Direttiva 2015/1513/UE (Direttiva ILUC), è inoltre possibile contabilizzare tra le fonti rinnovabili nel settore dei trasporti anche l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili; attualmente, tuttavia, i relativi consumi sono trascurabili.

In Italia, come anticipato nel paragrafo “Le fonti energetiche rinnovabili”, il contenuto energetico complessivo dei biocarburanti immessi in consumo in Italia nel 2021 è stimabile in 1,55 Mtep, in aumento del 15% circa rispetto al 2020. Il 36% di questi volumi è stato prodotto nel nostro stesso Paese; seguono, tra i Paesi di produzione, Spagna (28%), Paesi Bassi (6%) e Bulgaria (6%), con valori in crescita rispetto all'anno precedente.

Biocarburanti immessi in consumo in Italia per Paese di produzione (*dati preliminari)

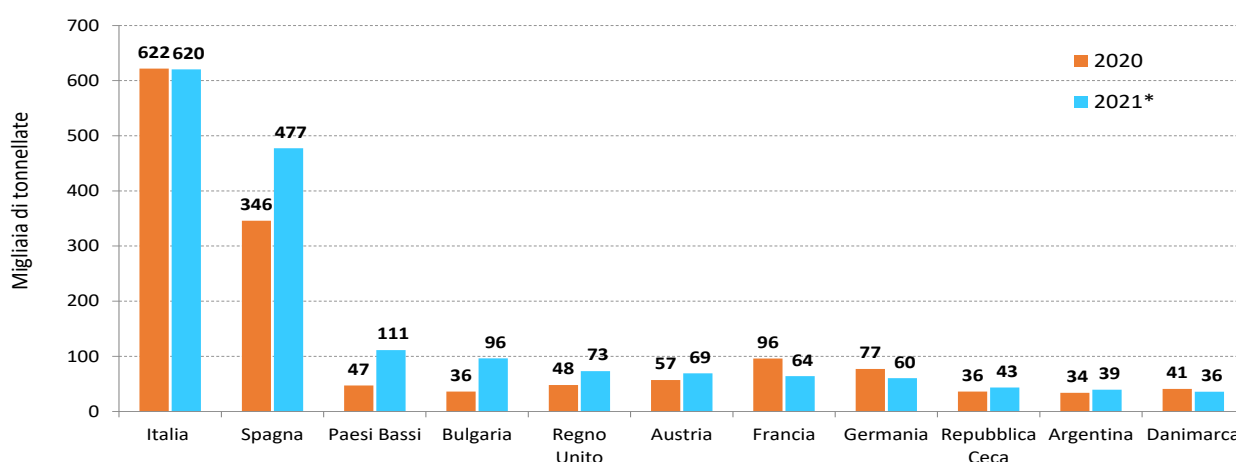


Figura 27

Se si guarda invece alle materie prime con cui sono prodotti i biocarburanti immessi in consumo in Italia (indipendentemente dal luogo di produzione), le principali risultano gli oli da cucina esausti (UCO pari al 27%, in forte crescita rispetto al 2020), oli e grassi animali (26% del totale), *palm oil mill effluent* (POME, 14%), rifiuti industriali (12%) e olio di palma (8%, in flessione rispetto al 2020).

¹⁹ I dati sui quantitativi e sul contenuto energetico dei biocarburanti immessi annualmente in consumo in Italia sono ricavati dagli archivi relativi alle certificazioni di immissione in consumo dei biocarburanti (Legge 11 marzo 2006, n. 81), gestite dal GSE.

Biocarburanti immessi in consumo in Italia per materia prima (*dati preliminari)

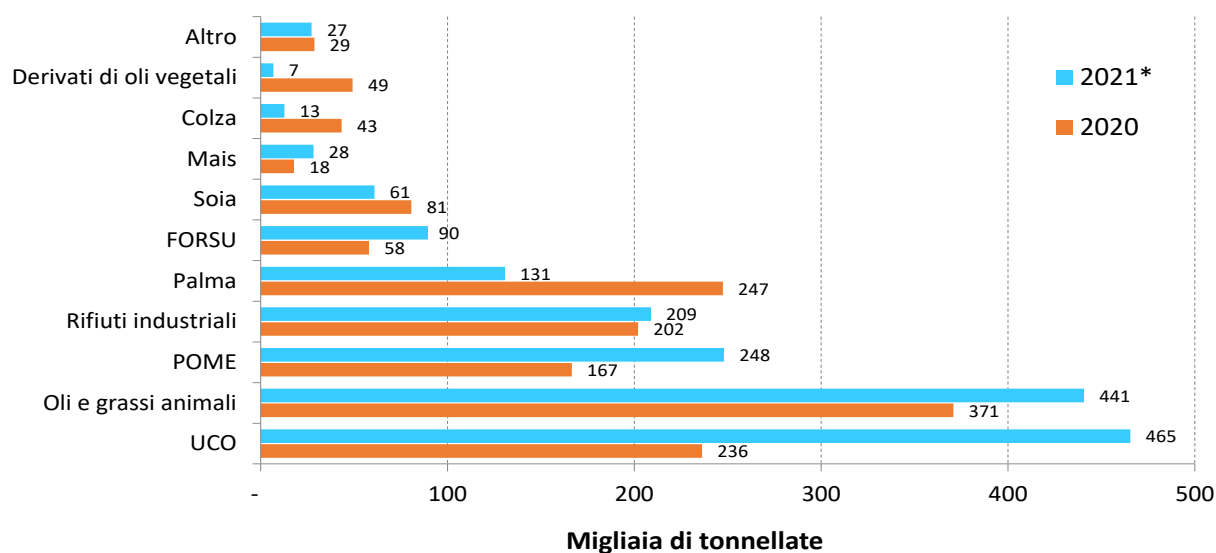


Figura 28

Considerando infine il Paese produttore delle materie prime utilizzate, solo il 12% dei biocarburanti immessi in consumo nel 2021 risulta prodotto con materie prime di origine nazionale; tra i Paesi fornitori, il principale è la Cina (21% dei biocarburanti prodotti), l'Indonesia (17% dei biocarburanti prodotti, in forte calo col dato 2020), seguita da Spagna (8%) e Malesia (6%); complessivamente, è prodotto da materie prime di origine europea poco meno del 50% dei biocarburanti immessi in consumo.

• **Fonti rinnovabili nei trasporti: energia elettrica rinnovabile**

Con riferimento infine al più ampio tema della mobilità sostenibile, la tabella che segue illustra la diffusione di veicoli elettrici (puri o *plug-in*) in Italia negli ultimi 5 anni, con una ricostruzione dei relativi consumi. Nel 2021 si stima che il parco sia costituito complessivamente da circa 260.000 veicoli, più che raddoppiati rispetto all'anno precedente (+130%); la crescita delle automobili elettriche ibride *plug-in* (+161%), in particolare, risulta più sostenuta di quella delle elettriche pure (+122%).

Tabella 20: Consistenza parco veicolare elettrico e consumi di energia elettrica su strada

	2017	2018	2019	2020	2021*
Consistenza parco veicolare alimentato ad energia elettrica (**)	20.070	30.426	49.949	113.169	260.222
- di cui autovetture BEV (elettiche pure)	7.560	12.156	22.728	53.079	118.034
- di cui autovetture PHEV (ibride <i>plug-in</i>)	5.268	9.871	16.313	43.720	114.247
- di cui altri veicoli (motocicli, autocarri, filobus, autobus)	7.242	8.399	10.908	16.370	27.941
Energia elettrica complessiva consumata su strada - ktep (***)	7,1	8,5	11,7	16,4	37,9
Energia elettrica rinnovabile consumata su strada - ktep (****)	2,4	2,9	4,0	5,6	13,2

(*) Stime preliminari

(**) Elaborazioni GSE su dati ACI, ANFIA, Aziende di trasporto pubblico locale

(***) Comprende: motocicli, autovetture BEV, autovetture PHEV, autocarri, autobus, filobus

(****) In ciascun anno *t*, il dato è calcolato applicando ai consumi complessivi la quota FER nel settore elettrico calcolata nell'anno *t-2*

Fonte: GSE

Applicando i criteri di calcolo dell'energia da FER fissati dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio del target settoriale, infine, si stima un consumo annuo di energia rinnovabile nei trasporti su strada pari a 13,2 ktep (154 GWh), in notevole aumento – come naturale conseguenza dell'espansione del parco veicoli elettrici o ibridi - rispetto al 2020 (+138%).

- **Il settore dei trasporti per attività produttiva e famiglie**

Il settore dei trasporti, per come è definito nei bilanci energetici Eurostat, è disaggregato per modalità di trasporto (treno, strada, aviazione, navigazione, condotta, altro) indipendentemente dal soggetto economico (attività produttive e famiglie) che svolge il processo di spostamento (di merci e persone). Tale dettaglio è osservabile nei Conti dei flussi fisici di energia (PEFA) che sono costruiti a partire dai dati dei bilanci energetici²⁰.

Le stime preliminari effettuate nell'ambito dei conti ambientali dell'Istat evidenziano che nel 2021 l'energia complessivamente venduta in Italia per finalità di trasporto²¹ è aumentata del 19% rispetto al 2020 (anno in cui era diminuita del 20% rispetto al 2019): il 93% è stata acquistata dagli italiani ed il rimanente 7% direttamente da non residenti²² (8% nel 2020 e 12% nel 2019). Il rifornimento diretto in Italia dei non residenti è stato pari a 3.048 ktep (il 2% in più del 2020, ma ancora il 43% in meno del 2019), di cui il 12% effettuato da famiglie straniere turiste in Italia. Le compagnie di trasporto estere hanno effettuato rifornimento in Italia soprattutto per trasporto marittimo e aereo, in quantità equivalente (così come nel 2020, mentre nel 2019 è stato preponderante l'acquisto per trasporto aereo) (Figura 29)

I residenti italiani hanno consumato per trasporto 42.998 ktep di energia (il 20% in più rispetto all'anno precedente e il 56% in meno del 2019), di cui il 92% è stata acquistata sul territorio italiano mentre il rimanente 8% all'estero per il rifornimento diretto dei mezzi di trasporto marittimo, aereo e stradale (il 9% nel 2020 e il 12% nel 2019). L'acquisto all'estero è stato effettuato per il 93% dalle imprese (costituendo il 12,4% dei loro consumi totali per trasporto di passeggeri e merci) e per il 7% dalle famiglie (pari all'1,4% dei loro consumi per trasporto in conto proprio). L'86% del rifornimento all'estero delle imprese italiane è stato nel 2021 per trasporto marittimo (85% nel 2020 e 67% nel 2019).

Il 39% del consumo totale per trasporto dei residenti italiani è stato effettuato dalle famiglie²³ (46% nel 2020 e 48% nel 2019) e la rimanente parte dalle attività produttive. Se si restringe il campo al solo trasporto su strada l'incidenza delle famiglie è stata del 53% (61% nel 2020 e 65% nel 2019).

Circa il 57% (54% nel 2020 e 49% nel 2019) del consumo energetico per trasporto delle attività produttive è stato impiegato per trasporto su strada, parzialmente svolto in tutte le branche, in conto

²⁰ Per maggiori dettagli sulla relazione tra la dimensione tecnica (insieme di processi di trasporto svolti – in conto proprio o in conto terzi – da tutte le attività produttive e dalle famiglie) e quella economica (insieme di unità economiche che esercitano attività di trasporto in conto terzi come attività principale: Nace H “Trasporto e magazzinaggio”) nel settore dei trasporti si veda: Zannoni S., Vetrella G. (2021), *Profilo ambientale ed economico del settore dei trasporti*, in: Femia A., Tudini A. (a cura di), “Economia e ambiente. Una lettura integrata”, Letture Statistiche – Temi, Roma: Istat. <https://www.istat.it/it/archivio/258752>.

²¹ Con riferimento al bilancio energetico nazionale (BEN), il totale dell'energia venduta in Italia per finalità di trasporto comprende, oltre alla voce “Settore dei Trasporti” e alle voci “Trasporto aereo internazionale” e “Bunkeraggi marittimi internazionali” (dal quale si escludono, per coerenza con quanto avviene per il trasporto in senso stretto, i consumi di lubrificanti che nel BEN sono infatti inclusi nella voce “Uso non energetico nel settore dei trasporti”), anche una parte dei consumi di carburante inclusi in altre voci del BEN e relativi al trasporto “offroad” di trattori agricoli (parte della voce “Agricoltura e silvicoltura”), pescherecci (parte della voce “Pesca”), mezzi per la movimentazione industriale (parte della voce “Industria”) e mezzi militari (parte della voce “Altro non specificato altrove”).

²² L'acquisto diretto di carburante in Italia da parte di unità non residenti e l'acquisto all'estero da parte delle unità residenti, dal punto di vista della contabilità nazionale, si configurano rispettivamente come esportazioni e importazioni (cfr. SEC 2010, § 3.162 e § 3.176), diversamente da quanto avviene nelle statistiche sull'energia e nel Bilancio energetico nazionale.

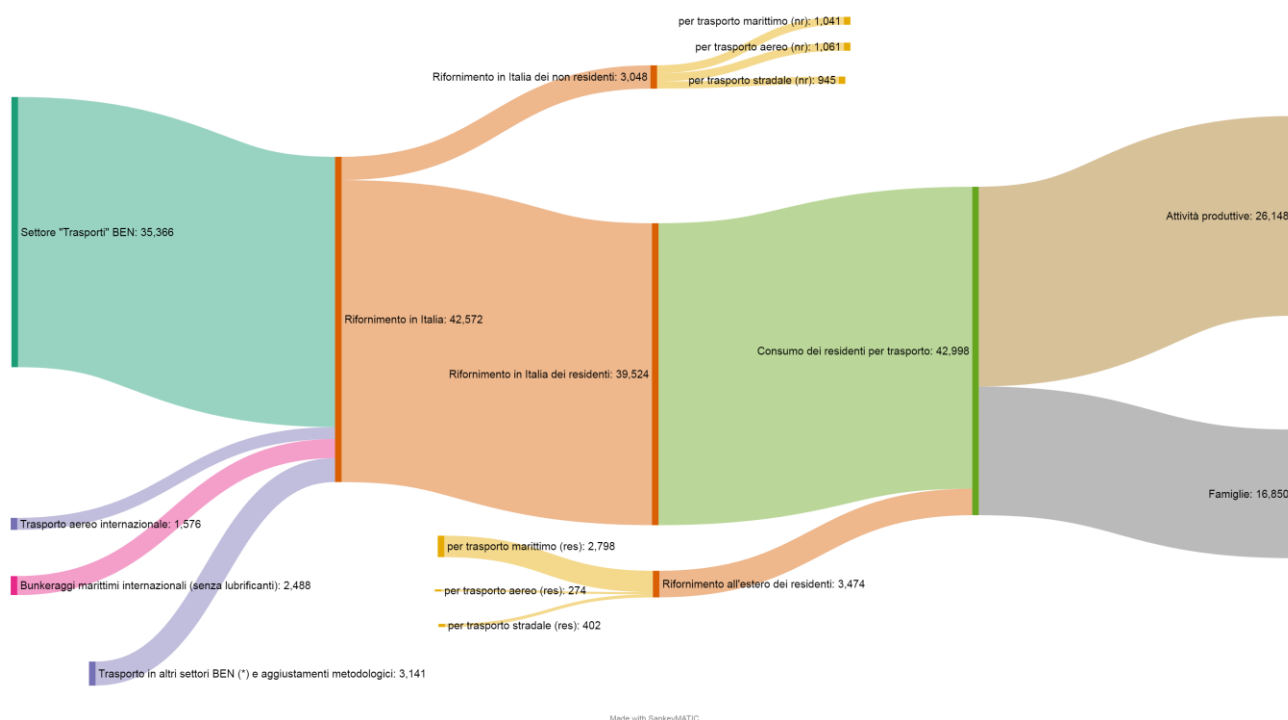
²³ Per maggiori dettagli sui consumi energetici delle famiglie si veda il capitolo 4 “I consumi e la spesa energetica delle famiglie” in questa Relazione.

proprio o in conto terzi; la rimanente parte è stato impiegato per trasporto *offroad*²⁴, soprattutto nella NACE H “Trasporto e magazzinaggio”.

La NACE H è ovviamente l’attività produttiva che maggiormente consuma energia per trasporto.

Nel 2020, ultimo anno per il quale sono disponibili dati sul trasporto disaggregati per attività economica e modalità di trasporto (Figura 30), la NACE H ha consumato 10.830 ktep (il 23% in meno del 2019), corrispondente al 30% del consumo totale per trasporto dei residenti, soprattutto per trasporto marittimo (in gran parte effettuato all’estero) e per trasporto merci su strada²⁵, seguita dalla NACE A “Agricoltura, silvicoltura e pesca” (8%), dalla NACE G “Commercio” (4%) e dalla NACE F “Costruzioni” (4%).

Consumi energetici per trasporto: dal Bilancio energetico nazionale (*rifornimento in Italia*) al Conto dei flussi fisici di energia (*rifornimento degli italiani*) - Anno 2021 (ktep)



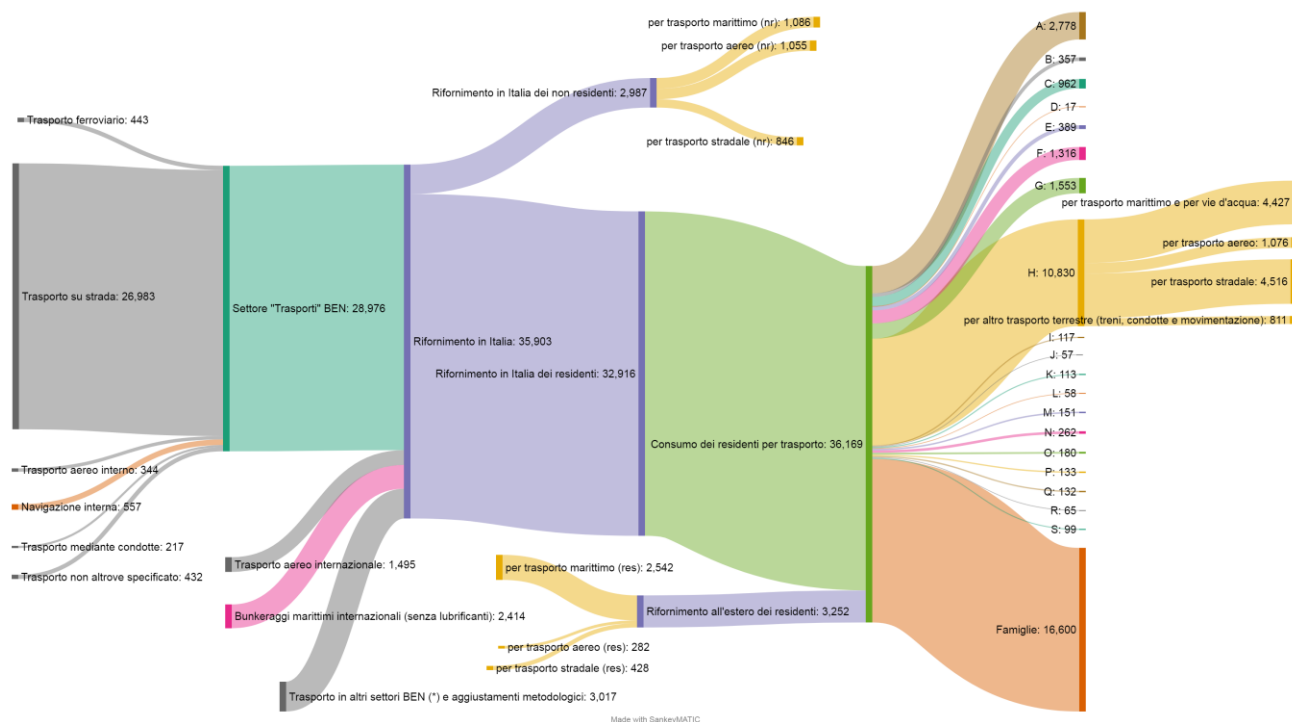
(*) Parte dei settori BEN: Agricoltura e silvicoltura; Pesca; Industria (movimentazione industriale); Altro non specificato (trasporto militare).
Fonte: Istat, elaborazioni su dati dei Conti dei flussi fisici di energia e del Bilancio energetico nazionale (Mite)

Figura 29

²⁴ Il trasporto *offroad* include il trasporto ferroviario, aereo, marittimo e per le vie d’acqua interne, nonché tutte le operazioni di navi, barche, trattori, macchinari per l’edilizia, tosaerba, militari e altre attrezzature di movimentazione.

²⁵ Nell’ambito dei consumi energetici della NACE H, fino al 2019 anche il trasporto aereo ha avuto un peso importante in calo nel 2020 del 63% rispetto all’anno precedente.

Consumi energetici per trasporto: dal Bilancio energetico nazionale (*rifornimento in Italia*) al Conto dei flussi fisici di energia (*rifornimento degli italiani*) - Anno 2020 (ktep)



(*) Parte dei settori BEN: Agricoltura e silvicoltura; Pesca; Industria (movimentazione industriale); Altro non specificato (trasporto militare).
 Legenda: A – Agricoltura, silvicoltura e pesca; B – Attività estrattiva; C – Attività manifatturiere; D - Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata; E – Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento; F – Costruzioni; G – Commercio; H – Trasporto e magazzinaggio; I - Servizi di alloggio e di ristorazione; J - Servizi di informazione e comunicazione; K - Attività finanziarie e assicurative; L - Attività immobiliari; M - Attività professionali, scientifiche e tecniche; N - Attività amministrative e di servizi di supporto; O - Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria; P – Istruzione; Q - Sanità e assistenza sociale; R - Attività artistiche, di intrattenimento e divertimento; S - Altre attività di servizi.

Fonte: Istat, elaborazioni su dati dei Conti dei flussi fisici di energia e del Bilancio energetico nazionale (Mite)

Figura 30

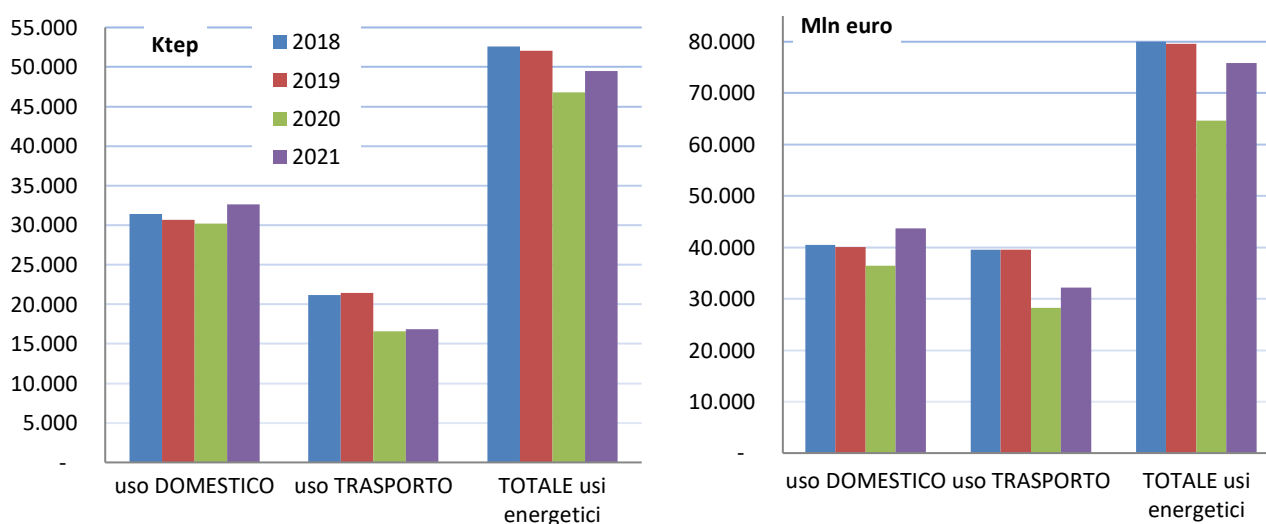
4 I CONSUMI E LA SPESA ENERGETICA DELLE FAMIGLIE

4.1 I consumi finali dei prodotti energetici da parte delle famiglie²⁶

Nel 2021 le famiglie hanno consumato 49.479 ktep di energia (il 5,8% in più rispetto all'anno precedente) spendendo 75,9 miliardi di euro (+17,4%). Il 66% dell'energia usata è per usi domestici e il restante 34% per trasporto privato. In termini monetari, il 58% della spesa energetica è per uso domestico e la rimanente parte per il trasporto. L'uso domestico (aumentato, in quantità, dell'8,1% rispetto al 2020) è stato soddisfatto soprattutto con metano (17.136 ktep), legna (6.604 ktep) e elettricità (5.768 ktep) per i quali sono stati spesi rispettivamente 18,2 (+34%), 3,6 (+11%) e 16,7 (+13%) miliardi di euro. Per il trasporto in conto proprio (+1,5% in termini fisici), costato alle famiglie circa 32,2 miliardi di euro (+14,0%), sono stati consumati soprattutto gasolio (9.131 ktep) e benzina (5.933 ktep).

Le famiglie sono responsabili nel 2021 di circa il 30% del consumo energetico dei residenti²⁷ (percentuale in diminuzione rispetto a quella dell'ultimo quadriennio in cui era abbastanza stabile intorno al 32%). Tra il 2020 e il 2021 la **quantità** di energia complessivamente utilizzata dalle famiglie (cfr. Fig. 31) per uso domestico (riscaldamento, raffrescamento, acqua calda, uso cucina, illuminazione e funzionamento degli elettrodomestici) e per trasporto in conto proprio è aumentata del 5,8%, attestandosi su un livello pari a 49.479 ktep, inferiore del 5,0% alla quantità consumata precedentemente alla crisi pandemica da Covid19. La corrispondente **spesa** sostenuta per l'acquisto di energia è cresciuta del 17,4%, attestandosi quasi a 76 miliardi di euro, il 4,7% in meno rispetto alla spesa del 2019 (valutata a prezzi correnti).

Impieghi energetici (ktep) e spese per prodotti energetici (milioni di euro, a prezzi correnti) delle famiglie, per tipologia di impiego – Anni 2018-2021*



Fonte: Istat, Conti Ambientali – Conti dei flussi fisici di energia – e Conti Nazionali – Conti monetari della domanda di energia

* I dati degli anni 2020 e 2021 sono provvisori

Figura 31

²⁶ Le stime dei consumi energetici finali delle famiglie qui presentate sono realizzate secondo la definizione di tale settore propria della Contabilità Nazionale. I dati fino all'anno 2019 sono definitivi, mentre quelli degli anni 2020 e 2021 potrebbero essere soggetti a revisioni.

²⁷ Misurate mediante il *Net domestic energy use for energy purposes (NDEU-energy)* che rappresenta il consumo totale di energia al netto dell'energia che nei processi di trasformazione rimane incorporata nei prodotti derivati e dell'energia usata per fini non energetici; esso esprime quindi la misura dell'energia consumata e non più utilizzabile per nessun altro scopo energetico, includendo tutta l'energia dissipata più le perdite di energia (di trasformazione e distribuzione). Sul NDEU si basa l'indicatore adottato dalla Commissione Europea per il calcolo dell'efficienza di utilizzo dell'energia.

Le stime preliminari effettuate nell'ambito dei conti ambientali dell'Istat evidenziano che nel 2021 l'**uso domestico** ha costituito il 66% degli impieghi energetici delle famiglie misurati in termini fisici e il 58% della spesa. La quantità di energia usata per usi domestici è aumentata dell'8,1% rispetto al 2020 mentre la corrispettiva spesa del 20,0%.

Il mix di prodotti energetici utilizzato dalle famiglie nel 2021 per soddisfare le esigenze domestiche è sostanzialmente invariato rispetto a quello del 2020, anche se è aumentata leggermente l'incidenza del gas naturale a scapito del peso dell'elettricità (cfr. Fig. 32): 52,5% gas naturale ("metano"), 20,4% biomassa (costituita nella quasi totalità da legna da ardere e in minima parte da carbone di legna), 17,7% energia elettrica, 3,6% calore (in gran parte "calore di recupero" acquistato, ma anche solare termico, pompe di calore e geotermico), 3,5% GPL, 2,2% gasolio e, in quantità trascurabili, altri prodotti energetici quali gas manifatturato e petrolio lampante.

In termini monetari, la spesa delle famiglie italiane per usi domestici è stata destinata per il 79,9% all'acquisto di energia elettrica e metano; tale spesa, pari a 34,9 miliardi di euro (di cui il 52,2% usati per metano e il 47,8% per elettricità; percentuali invertite rispetto all'anno precedente), corrisponde ad un aumento del 22,7% rispetto a quella del 2020. Per entrambi i prodotti la spesa è aumentata molto più del corrispondente consumo in termini fisici per effetto di un forte aumento dei prezzi²⁸: la spesa per gas naturale è aumentata del 33,6% rispetto ad un aumento quantitativo dei consumi del 10,9%; la spesa per elettricità è aumentata del 12,7% a fronte di un aumento del suo consumo di solo l'1,4%. Il valore degli altri prodotti energetici acquistati dalle famiglie, quali biomasse (8,5%), GPL (6,5%), gasolio (2,6%), calore (2,6%) e altro (0,02%) ammonta a circa 8,8 miliardi di euro (+10,1% rispetto al 2020).

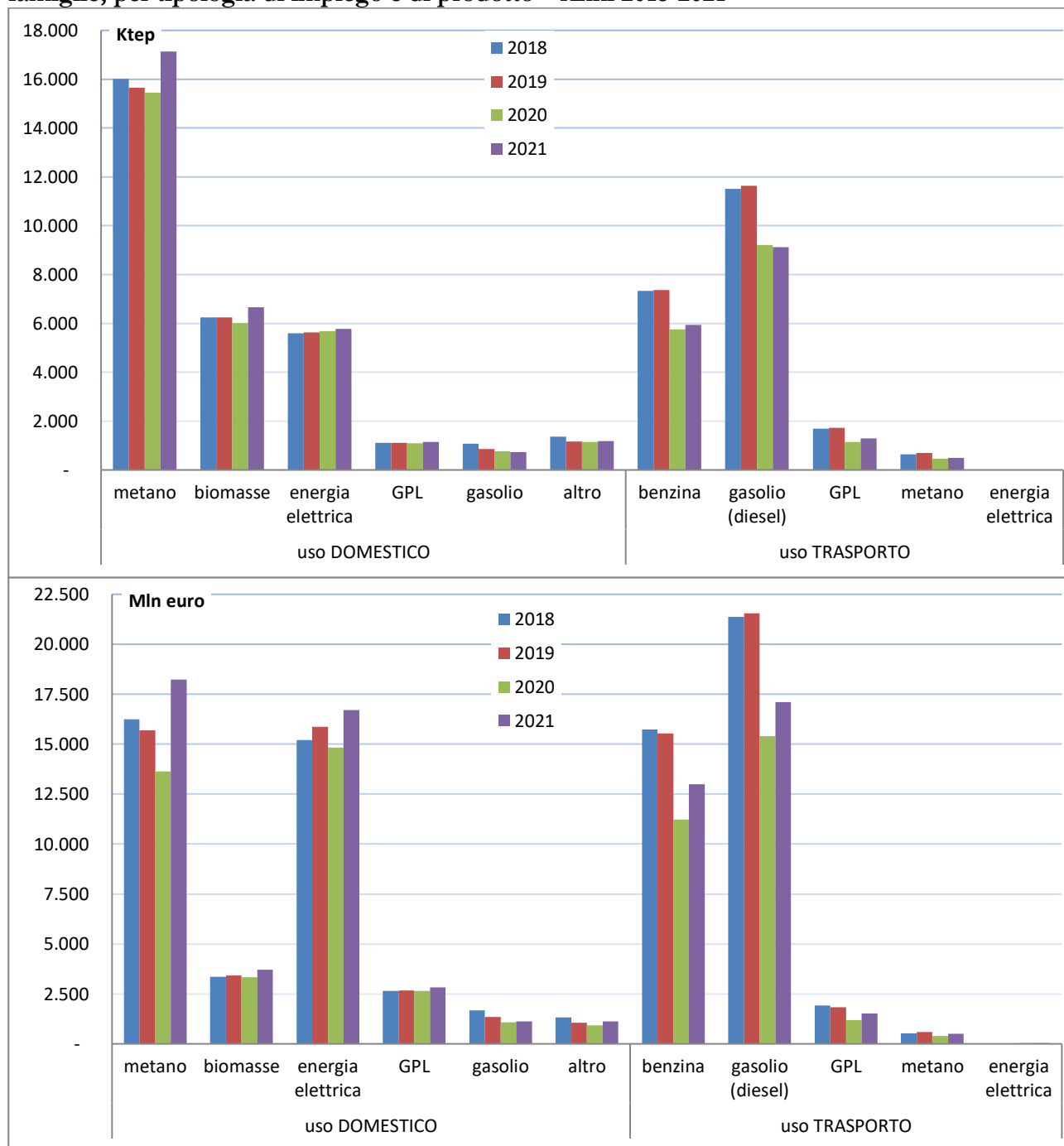
Per quanto riguarda il **trasporto** in conto proprio delle famiglie, nel 2021 si registra un consumo di carburanti pari a 16.850 ktep, aumentato solo dell'1,5% rispetto all'anno precedente, probabilmente per il parziale proseguimento delle restrizioni anti-Covid (soprattutto lock down, smart working e didattica a distanza che hanno impatti sugli spostamenti). L'1,4% dell'energia consumata per trasporto dalle famiglie italiane è comprata direttamente all'estero per il rifornimento dei propri mezzi di trasporto durante viaggi di vacanza o di lavoro. Complessivamente le famiglie italiane hanno utilizzato principalmente gasolio (54,2%) e benzina (35,2%) per i propri spostamenti; in misura minore GPL (7,6%) e gas naturale (2,9%) per i quali si registra un lieve aumento delle quote di consumo. Il trasporto elettrico continua ad essere, in termini energetici, trascurabile (corrisponde nel 2021 allo 0,07% dell'energia complessiva usata dalle famiglie per trasporto privato), pur se nell'ambito del parco circolante i veicoli elettrici di proprietà delle famiglie sono in forte aumento (20.753 autovetture nel 2020, quasi triplicati rispetto all'anno precedente).

La spesa annua sostenuta dalle famiglie per l'acquisto di carburanti nel 2021 è aumentata del 14,0% rispetto all'anno precedente, attestandosi a 32,2 miliardi di euro. Per tutti i carburanti si osserva un forte rialzo della spesa determinato dall'aumento dei prezzi (che in media hanno registrato un incremento del 12% rispetto al 2020).

²⁸ Il valore dei consumi energetici (in termini monetari) è ottenuto moltiplicando, per ogni prodotto energetico, le quantità consumate per il corrispondente prezzo unitario. Quindi l'aumento del valore monetario di un prodotto può essere determinato dall'aumento della quantità consumata (a parità di prezzo) oppure dall'aumento del prezzo (a parità di quantità consumata) oppure dall'aumento di entrambe le componenti oppure dall'aumento di una sola delle due componenti e dalla contemporanea riduzione dell'altra qualora l'aumento di una sia percentualmente più alto della riduzione dell'altra.

Nel 2021 è stata soprattutto la componente "prezzo" ad influire sull'aumento complessivo del valore della spesa energetica in ambito domestico. Infatti nel 2021 i prezzi sono aumentati mediamente molto di più di quanto sono aumentate le quantità consumate.

Impieghi energetici (ktep) e spese per prodotti energetici (milioni di euro, a prezzi correnti) delle famiglie, per tipologia di impiego e di prodotto – Anni 2018-2021*



Fonte: Istat, Conti Ambientali – Conti dei flussi fisici di energia – e Conti Nazionali – Conti monetari della domanda di energia

* I dati degli anni 2020 e 2021 sono provvisori

Figura 32

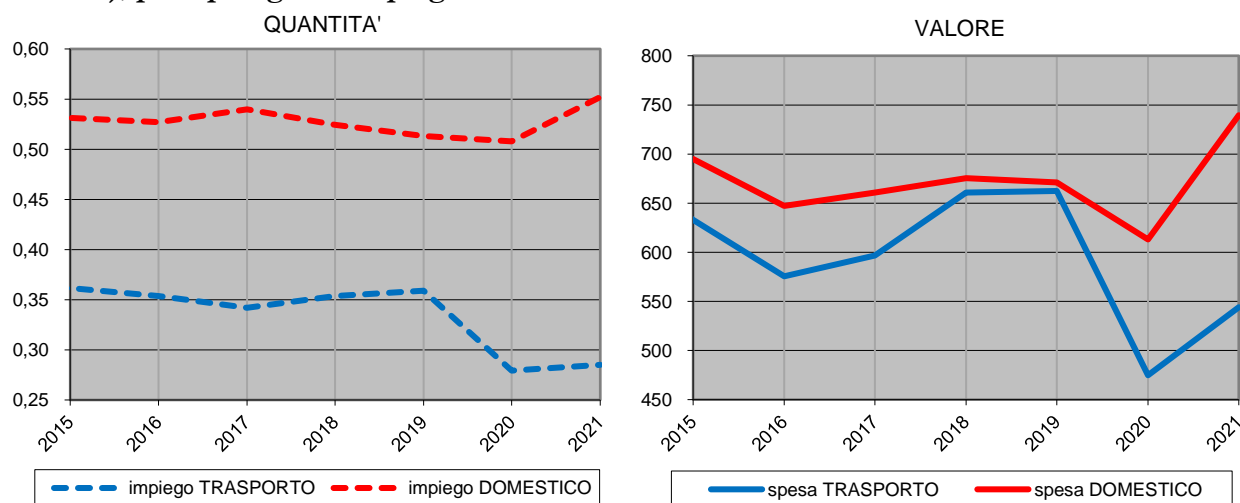
Il **consumo energetico pro capite in termini fisici** delle famiglie²⁹ italiane, dopo una sostanziale stabilità attorno a 0,88 tep per abitante nel quinquennio 2015-2019, è sceso nel 2020 a 0,79 tep e poi è

²⁹ L'indicatore Unece "8a - Consumo energetico delle famiglie *pro capite*" è nell'insieme dei 44 indicatori chiave sui cambiamenti climatici messi a punto nel 2020 dall'Unece (United Nations Economic Commission for Europe) e approvati dalla Conference of European Statisticians

salito nel 2021 a 0,84 tep. Le singole componenti “trasporto” e “domestico” hanno mostrato anch’esse una stabilità dei valori pro capite nel quinquennio 2015-2019 (cfr. Fig. 33) - rispettivamente intorno a 0,35 tep e 0,53 tep – ma hanno avuto andamenti diversificati negli anni 2020-2021, caratterizzati dalla crisi pandemica: il “trasporto” ha toccato nel 2020 il picco di minimo assoluto con 0,28 tep per abitante, salito di poco nel 2021 (a 0,29 tep); l’uso “domestico” invece, essendo connesso al soddisfacimento di esigenze familiari più difficilmente comprimibili (mangiare, riscaldarsi, lavarsi, ...) ³⁰, si è mantenuto abbastanza stabile nel 2020 ed è salito a 0,55 tep nel 2021.

La **spesa pro capite**, di contro, ha un andamento irregolare determinato dalle oscillazioni dei prezzi dei prodotti energetici. Anche in termini di spesa, il consumo pro capite per uso domestico si mantiene su livelli superiori a quelli per trasporto, ma la distanza è di molto inferiore a quella in termini fisici. Il 2020 è caratterizzato da una riduzione della spesa pro capite rispetto al 2019 per entrambe le componenti, ma molto più marcata per l’uso trasporto (-8,6% il “domestico”, -28,3% il “trasporto”); nel 2021 l’impennata dei prezzi al consumo (in particolare dei prezzi del gas naturale) ha fatto sì che l’indicatore relativo all’uso domestico abbia raggiunto livelli di molto superiori a quelli pre pandemia (crescendo del 20,6% rispetto all’anno precedente, corrispondente a +10,3% rispetto al 2019); anche il valore pro capite della spesa per trasporto è cresciuto nel 2021 (+14,6% rispetto al 2020), rimanendo però sotto al livello del 2019 (-17,8%).

Consumi energetici delle famiglie, in quantità (tep pro capite) e valore (euro pro capite, a prezzi correnti), per tipologia di impiego – Anni 2015-2021*



Fonte: Istat, Conti Ambientali – Conti dei flussi fisici di energia – e Conti Nazionali – Conti monetari della domanda di energia

* I dati degli anni 2020 e 2021 sono provvisori

Figura 33

Nel confronto con gli altri Paesi europei (cfr. Fig. 34), i consumi energetici pro capite delle famiglie italiane (0,87 tep per abitante nel 2019, ultimo anno per il quale sono disponibili dati armonizzati tra Paesi a livello europeo) sono in linea, per il totale, con quelli medi Ue27 (0,86 tep), vicini a quelli della Francia (0,91 tep), notevolmente inferiori a quelli della Germania (1,11 tep) e superiori a quelli della Polonia (0,72

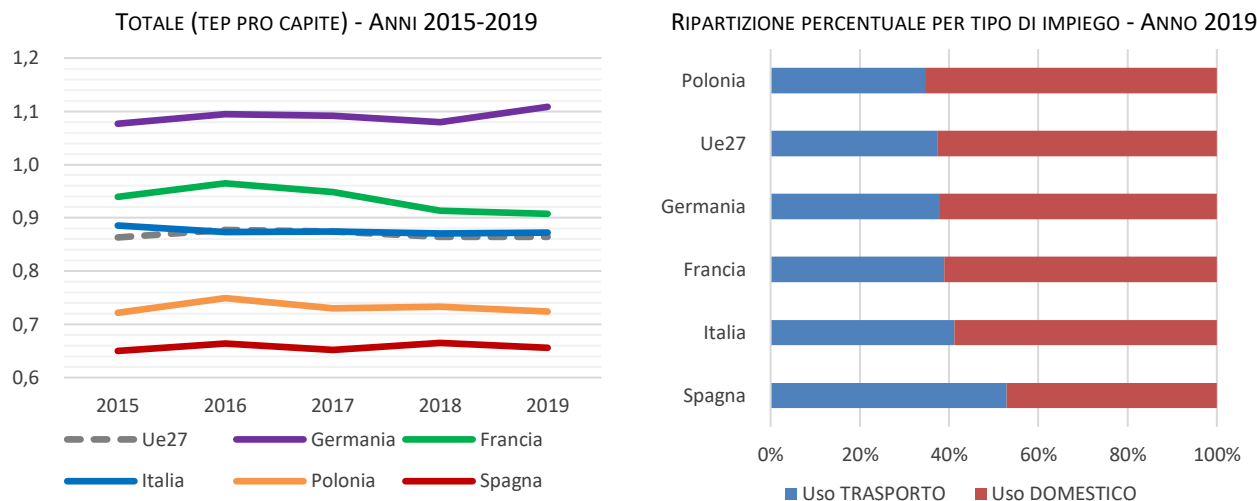
(CES). Tali indicatori rappresentano un punto di riferimento internazionale per descrivere, in modo standardizzato e comparabile tra i Paesi, i principali aspetti del fenomeno dei cambiamenti climatici.

L’indicatore “8a”, rappresentativo dell’area “Determinanti”, sottoarea “Consumo”, gode di un elevato livello di maturità (Tier “I - metodologia identificata e dati regolarmente prodotti dai Paesi).

³⁰ Il consumo energetico per uso domestico dipende da impieghi per riscaldamento e raffrescamento degli edifici (mediamente per i due terzi) e da “altri” impieghi domestici (per il rimanente terzo), ed essendo le dinamiche di queste due componenti piuttosto simili, ne consegue che per ottenere miglioramenti sul fronte del consumo domestico pro capite è possibile agire nella direzione del miglioramento dell’efficienza energetica degli edifici e degli elettrodomestici.

tep) e della Spagna (0,66 tep)³¹. La ripartizione per tipo di impiego evidenzia che nel 2019 solo le famiglie spagnole hanno consumato energia più per trasporto privato (53%) che per uso domestico, pur se la percentuale di “uso trasporto” in Italia (41%), Francia (39%) e Germania (38%) è stata superiore a quella della media UE27 (37%).

Consumi energetici delle famiglie (tep pro capite), per Paese (UE27, Germania, Francia, Italia, Spagna, Polonia) e tipologia di impiego – Anni 2015-2019



Fonte: Eurostat, Environmental accounting - Physical energy flow accounts

Figura 34

4.2 La spesa energetica delle diverse famiglie tipo e le risorse per la sostenibilità

Nel 2021 in Italia la spesa energetica della famiglia tipo ammonta a 3.308 € (con un aumento di 462 € rispetto al 2020) ed è riconducibile per il 46% all’acquisto di carburanti (incremento spesa di 164 €), per il 34% alla bolletta per il gas (in incremento di 151 €) e per il 19% alla bolletta elettrica (incremento di 148 €). Nello stesso anno la famiglia tipo ha contribuito con 107 €, ovvero con il 3% della propria spesa energetica complessiva, alla promozione della sostenibilità. Nel presente studio è inoltre analizzata la variazione della spesa energetica nel tempo e tra diverse tipologie di nuclei familiari con le principali ragioni tecniche, economiche e normative che la determinano.

In Italia, in un anno, una famiglia tipo³² consuma circa **1.400 mc di gas naturale** e **2700 kWh di elettricità** per i fabbisogni energetici della propria abitazione, e circa **1.000 litri di carburante** per spostarsi

³¹ Germania, Francia, Italia, Spagna e Polonia spiegano insieme, nel 2019, il 64% del totale NDEU-energy dell’UE27 e il 66% della popolazione; focalizzando l’attenzione alle sole famiglie, rappresentano il 68% del consumo energetico di tutte le famiglie dell’UE27.

³² Il principale obiettivo del presente studio è di analizzare la variazione della spesa energetica delle famiglie nel tempo e tra diversi nuclei familiari (per componenti, fabbisogni energetici, tecnologie utilizzate ecc.) e le principali ragioni tecniche, economiche e normative che la determinano (consumi, costo materie prime, imposte, oneri per la sostenibilità ecc.). La variazione negli anni della spesa energetica è valutata

con i propri mezzi di trasporto. Si tratta di livelli di consumo che rappresentano abbastanza fedelmente l'impronta energetica di un nucleo familiare di 4 componenti, che risiede in una abitazione in zona climatica E (in cui si rilevano il 47% delle abitazioni occupate stabilmente del Paese), utilizza gas naturale per il riscaldamento, acqua calda sanitaria e cottura cibi, e possiede mezzi di trasporto privati con cui percorre circa 15.000 km l'anno. I consumi energetici della suddetta famiglia tipo ammontano nel loro insieme a circa 2,2 tep (consumi finali) a cui corrisponde un'emissione di gas serra in atmosfera di circa 6 tonnellate di CO₂.

Negli ultimi anni la spesa correlata ai consumi energetici di una famiglia tipo oscilla intorno ai **3.000 € l'anno** (1.300 €/tep), ovvero circa il 10% del reddito familiare medio ISTAT. Nel **2021** la spesa energetica della famiglia tipo ammonta a **3.308 €** (con un aumento di 462 rispetto al 2020) ed è riconducibile per il **46%** all'acquisto di **carburanti** (riduzione spesa di 164 €), per il **34%** alla bolletta per il **gas** (in incremento di 151 €) e per il **19%** alla bolletta **elettrica** (incremento di 148 €). Nello stesso anno la famiglia tipo ha contribuito con **107 €** - ovvero con il 3% della propria spesa energetica complessiva - alla **promozione della sostenibilità**, con una riduzione di 41€ rispetto al precedente anno.

Prospetto dei consumi e della spesa energetica di una famiglia tipo nel 2021

(fonte: elaborazioni GSE 2022 su dati ARERA, Istat e MISE)

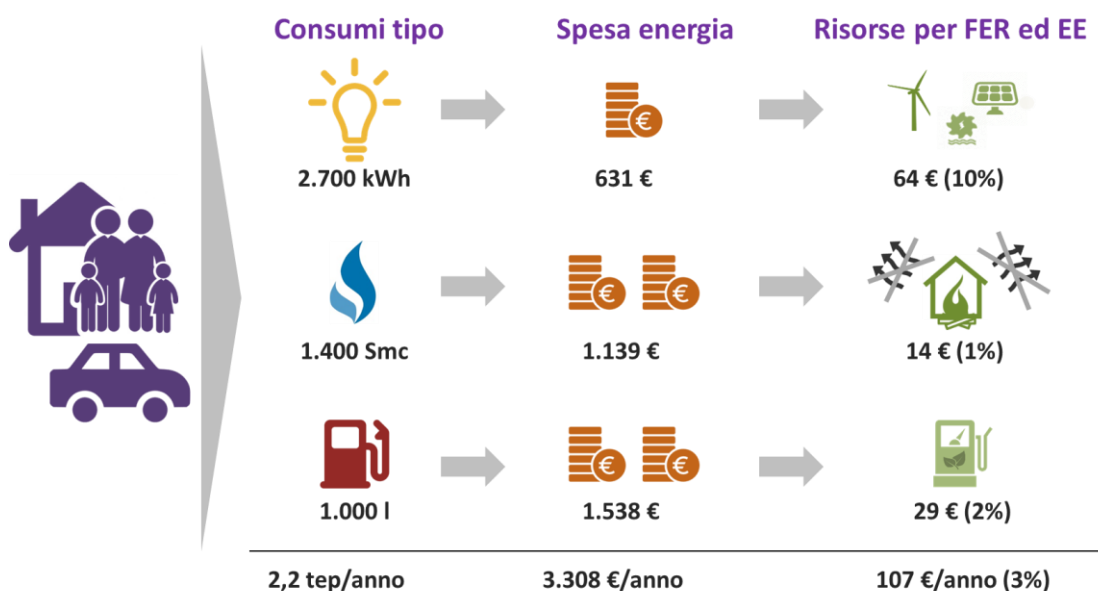


Figura 35

sulla base di consumi costanti attribuiti alla famiglia “tipo” identificata dai consumi tipo di elettricità e gas adottati convenzionalmente da ARERA e dai consumi di carburanti elaborati dal GSE sulla base della spesa in carburanti delle famiglie ISTAT 2017. Sono analizzati anche diversi casi studio di famiglie riconducibili a delle situazioni reali e ricorrenti (ad esempio numero componenti del nucleo, geografia, tecnologie e percorrenze etc.). I casi studio formulati, anche se frequenti, non sono del tutto esaustivi dell'intero universo delle famiglie italiane (dove si rilevano, ad esempio, anche famiglie che utilizzano biomassa, gasolio, ecc.) e non sono pertanto confrontabili con la “famiglia media” rilevata dall'Istat con l'indagine sui consumi energetici delle famiglie.

Andamento della spesa energetica annua di una famiglia tipo 2015-2021³³

(fonte: elaborazioni GSE 2022 su dati ARERA, Istat e MISE)

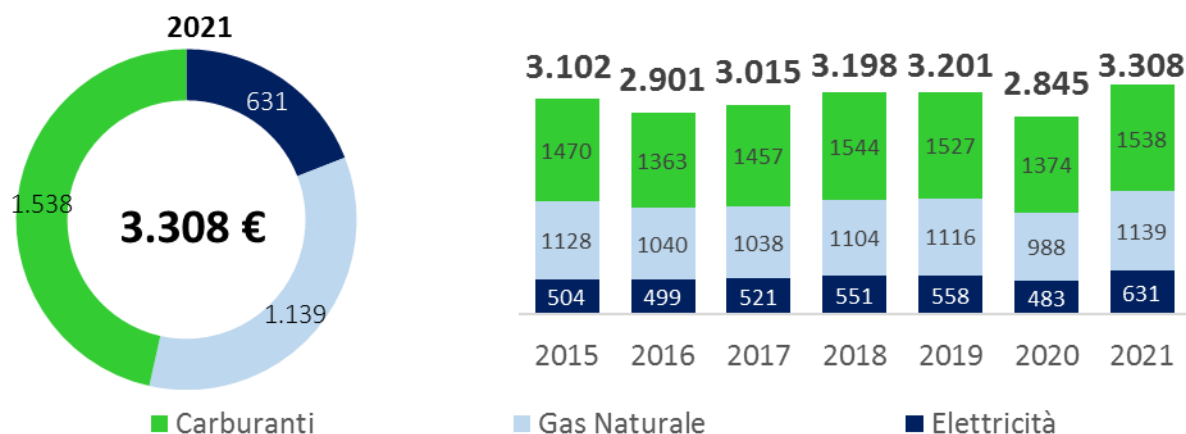


Figura 36

Gli oneri di sistema³⁴ nella bolletta elettrica destinati alla **promozione delle rinnovabili elettriche** (A_{SOS}) e **dell'efficienza energetica** (A_{UC7RIM} , quota parte di A_{RIM}) hanno comportato per la famiglia tipo una spesa nel 2021 di **64 €**, in riduzione di 33 € rispetto al precedente anno. Tale riduzione è riconducibile alla riduzione degli oneri A_{3SOS} passano da 67 € nel 2020 a 48 € nel 2021, a fronte di un fabbisogno di incentivi per le rinnovabili elettriche nel 2021 di 10,6 € Mld e della componente A_{UC7RIM} , utilizzati per finanziare parte del meccanismo Certificati Bianchi, passati da 10 € nel 2020 a 5 €, gli oneri A_{ESOS} passati da 20 € nel 2020 a 11 €, (a beneficio degli oneri per le rinnovabili delle imprese energivore)

Gli oneri nella bolletta gas (in particolare componenti tariffarie RE e RE_T) destinati alla **promozione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica** (tramite i meccanismi dei Certificati Bianchi e del Conto Termico) hanno comportato nel 2021 una spesa di **14 €**, anch'essa in calo rispetto ai valori del 2020 che ammontavano a 22 €.

Le **risorse per la sostenibilità prelevate dalla vendita dei carburanti** non trovano copertura in una tariffa regolata, tuttavia gli obblighi di miscelazione di biocarburanti comportano dei costi aggiuntivi che si assume siano interiorizzati nel prezzo finale dei carburanti soggetti a obbligo (benzina e gasolio). Si stima un costo complessivo dei meccanismi di promozione delle rinnovabili nei trasporti di circa 1 mld di €, che sulla spesa annua di una famiglia tipo per i trasporti dovrebbe pesare per circa **29€**, in linea a quanto già riscontrato l'anno precedente.

³³ È stata affinata la metodologia di calcolo della spesa annua di gas naturale considerando il diverso peso che hanno le tariffe trimestrali sulla base delle stagionalità dei consumi e aggiornata di conseguenza anche tutta la serie storica sulla base della nuova metodologia.

³⁴ Nel 2021 agli oneri di sistema corrisponde circa l'11% della spesa di energia elettrica di una famiglia tipo in forte riduzione rispetto ai precedenti anni in cui si attestava normalmente intorno al 20%. Questa riduzione del peso degli oneri sul costo finale è riconducibile sia all'incremento della componente materia energia sia all'effetto dell'intervento regolatorio di annullamento degli oneri nel terzo e quarto trimestre 2021 per mitigare gli incrementi delle bollette. Gli oneri includono due componenti: A_{SOS} , con cui si finanziano principalmente le rinnovabili, pari al 81% del totale degli oneri di sistema (di cui A_{3SOS} fonti rinnovabili 65% e A_{ESOS} agevolazione oneri rinnovabili energivori 16%), e A_{RIM} , pari al restante 19%, con cui si finanzia l'efficienza energetica e altre esigenze del sistema elettrico (di cui A_{2RIM} dismissione nucleare 4%, A_{4RIM} RFI 2%, A_{5RIM} ricerca 1%, A_{5RIM} bonus sociale 3%, A_{UC7RIM} efficienza energetica 6%, 2% altro). Le voci di spesa degli oneri sono abbreviate per esigenze di sintesi, si rimanda al sito ARERA per approfondimenti. Le percentuali di spesa delle componenti possono variare nel tempo in base ai fabbisogni delle misure finanziate, delle disponibilità di cassa e delle misure di mitigazione operate da ARERA.

Andamento della spesa per la sostenibilità di una famiglia tipo 2015-2021 (fonte: elaborazioni GSE 2022 su dati ARERA)

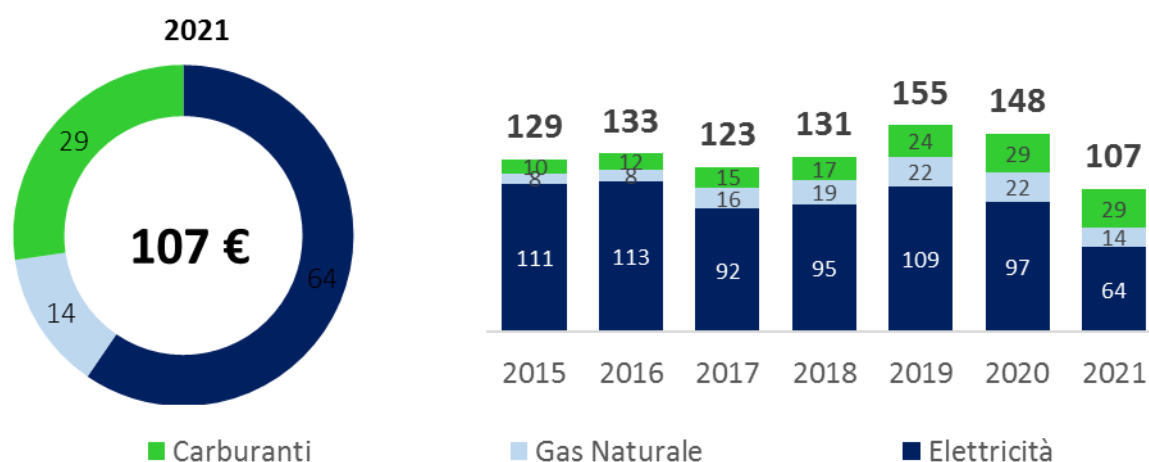


Figura 37

La famiglia tipo rappresenta un caso di riferimento importante sul territorio nazionale, ma non del tutto rappresentativo dell'intera popolazione. Si riscontrano infatti variazioni non trascurabili sui consumi, influenzati dal numero di componenti del nucleo familiare, dalle condizioni climatiche, dalle abitudini di consumo e dalle alternative di tecnologie e fonti energetiche disponibili. Inoltre i diversi prezzi delle materie prime energetiche, la progressività di alcune componenti tariffarie e fiscali, l'incidenza dei costi fissi, i differenti livelli di oneri e fiscalità applicati ai diversi prodotti energetici rendono la spesa energetica non univoca a parità di fabbisogni e non sempre lineare al variare dei consumi.

La bolletta elettrica nel caso di utenza domestica residente con consumi compresi tra i 1500 e i 5000 kWh³⁵ varia, in termini di spesa, abbastanza linearmente con i consumi con un costo unitario compreso tra i 23 e 27 c€/kWh. Nel caso invece di utenza non residente, la spesa a parità di consumo e i costi unitari sono decisamente maggiori a causa del maggior contributo richiesto in termini di oneri (componenti fisse) e di fiscalità (accise senza franchigia). Tra gli aspetti di maggior rilievo nell'ultimo anno si segnala l'incremento del costo della materia energia dell'87% legata alla crescita vertiginosa del costo del prezzo dell'elettricità all'ingrosso che ha avuto luogo a partire dall'estate del 2021, per effetto del notevole incremento dei prezzi gas e in parte minoritaria anche per effetto dell'incremento del costo della CO2.

³⁵ Tra i principali fattori che incidono sulla variazione dei consumi elettrici ci sono il numero di componenti del nucleo familiare e alcune scelte tecnologiche quali cottura ad induzione, pompe di calore, boiler ACS, auto elettrica, che possono spostare sul vettore elettrico fabbisogni storicamente soddisfatti dai carburanti fossili

Confronto bolletta elettrica 2021 di nuclei familiari con diversi livelli di consumo (fonte: elaborazioni GSE 2022 su dati ARERA)

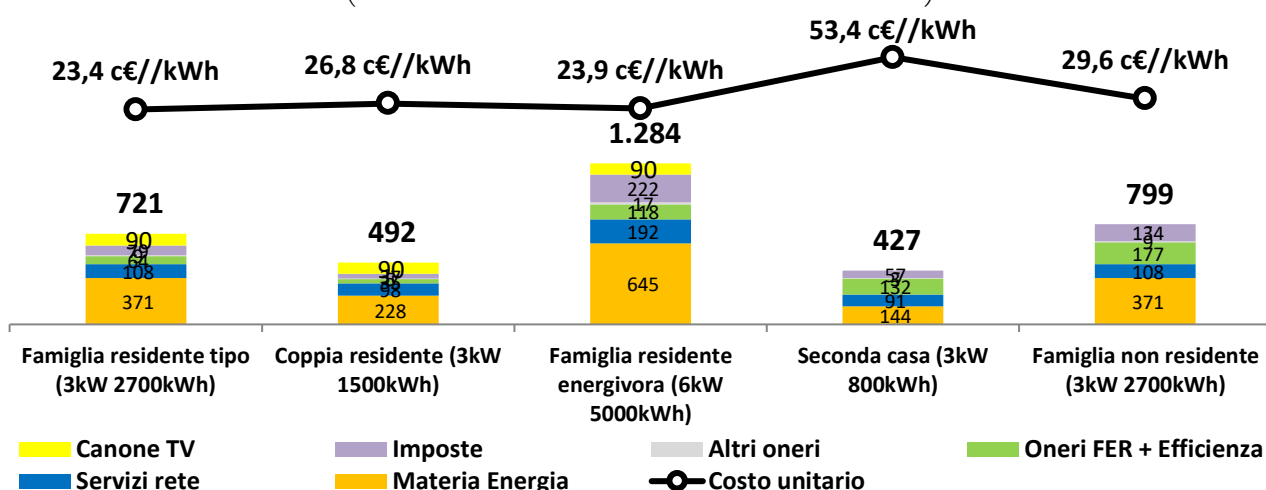


Figura 38

Per le famiglie che impiegano il gas naturale per la cottura, l'acqua calda sanitaria e il riscaldamento tramite impianto autonomo, il principale fattore che incide sulla bolletta gas è chiaramente la collocazione geografica e climatica, che determina fortemente i consumi per il riscaldamento (assunti pari a 1100 mc in zona E, 700 mc a Roma, 300 mc a Palermo a cui si aggiunge la parte per cottura e ACS ipotizzata costante sul territorio e pari a 300 mc). Le bollette gas evidenziano un differenziale notevole di spesa sul territorio nazionale in parte calmierato da tariffe unitarie di trasporto più basse nel nord del paese e costi fissi che incidono maggiormente sulle utenze a basso consumo. La fiscalità nelle bollette gas gioca un ruolo importante sulla spesa finale (in genere dell'ordine del 30-40%) non omogenea sul territorio nazionale (per via delle diverse addizionali regionali applicate) e dipendente dai consumi (accise e addizionali progressive).

Confronto bolletta gas 2021 tra famiglie residenti in diverse zone climatiche (fonte: elaborazioni GSE 2022 su dati ARERA)

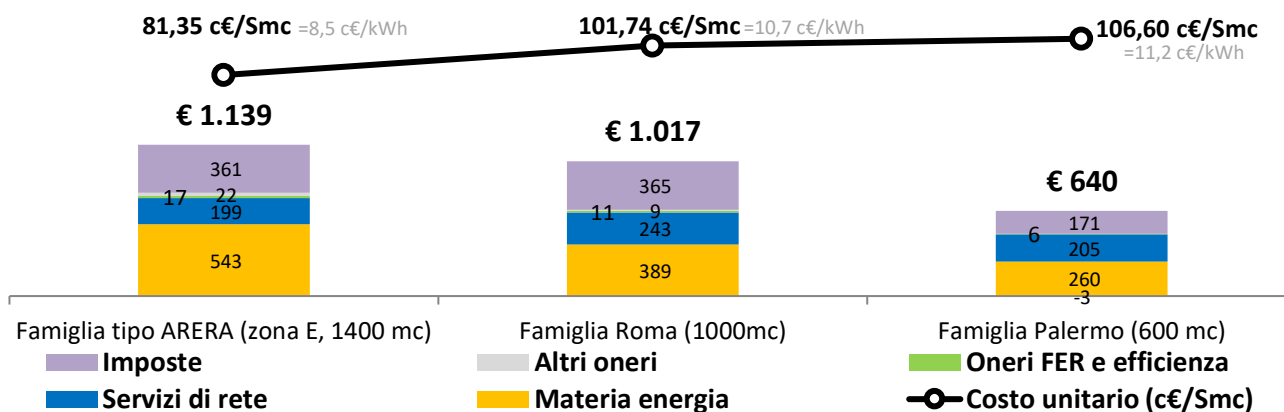


Figura 39

La spesa per i carburanti nei trasporti privati delle famiglie dipende dal fabbisogno di mobilità (km/anno), che incide sui consumi, e dalla tipologia di veicolo con relativa potenza e alimentazione, che incide sui livelli di consumo specifico e sui prezzi applicati per il rifornimento. Utilizzando i consumi di targa (in ciclo combinato urbano ed extraurbano) di alcune auto in vendita di pari segmento³⁶ e i prezzi finali al consumo³⁷, sono state simulate e confrontate le spese annue per l'acquisto di carburanti sulla base di diverse percorrenze tipo. I costi per i carburanti, diversamente da elettricità e gas, variano linearmente con i consumi poiché esenti da canoni di utenza e tariffe scaglionate. A parità di km, si delinea tre principali fasce di costo per auto utilitarie a benzina convenzionali (9 c€/km), ibride a benzina e diesel (7c€/km) ed elettriche, GPL, metano (4-5 c€/km)³⁸.

Nell'ultimo anno la ricarica elettrica domestica si è resa ancor più competitiva sia per via dei ridotti costi dell'elettricità (materia prima), sia per l'annullamento della progressività che implicava dei costi per la ricarica più elevati. Determinante è la componente fiscale e parafiscale applicata eterogeneamente sui diversi vettori energetici, senza la quale ad esempio GPL e metano avrebbero costi assimilabili alle auto a benzina. Per le auto elettriche è necessario evidenziare una variabilità consistente del costo di ricarica (anche maggiore del 100%) sulla base delle modalità di rifornimento, non analogamente imputabili ai casi dei carburanti fossili (variazioni inferiori al 20% in funzione del distributore). Tale aspetto è rappresentato in parte anche nel grafico sottostante dove i costi di ricarica dei veicoli elettrici sono riportati su due barre: una relativa ai costi in caso di ricarica privata³⁹ domestica e l'altra in caso di ricarica da colonnina pubblica. La differenza del costo di ricarica tra i due casi sono riconducibili alle diverse tariffe per le componenti regolate (rete e oneri) e le imposte (accisa e iva) applicate alle diverse tipologie di utenza⁴⁰.

³⁶ Modelli: Volkswagen Polo per auto a benzina e a metano, Fiat 500x per Diesel, Dacia Duster per GPL, Toyota Yaris Cross per ibrido a benzina, Dacia Spring per auto elettrica BEV.

³⁷ Per benzina, Diesel, GPL prezzi medi annui MISE, per il metano prezzi Assogasmetano per l'elettricità si è fatto riferimento ai soli prezzi di fornitura (escludendo quindi eventuali costi aggiuntivi per servizi e abbonamenti) calcolati per utenze domestiche su tariffe ARERA maggior tutela e per colonnine pubbliche elaborati da GSE su tariffe ARERA

³⁸ I confronti di spesa sono effettuati esclusivamente sulla base dei costi di alimentazione dei veicoli senza considerare il costo di acquisto del mezzo di trasporto e di gestione anch'essi variabile da una motorizzazione a un'altra.

³⁹ Il costo della ricarica elettrica privata è stato elaborato dal GSE sulla base del valore medio dell'incremento registrato dalla bolletta elettrica annua di una utenza domestica che, ricaricando il veicolo, incrementi i propri consumi (1.500 kWh nel caso di 10.000 km e 2.250 nel caso di 15.000 km) e richiede al contempo un incremento di potenza da 3 a 4,5 kW. Senza considerare le agevolazioni richiedibili al GSE dal 1 luglio 2021 al 31 dicembre 2023 che consentono di ricaricare il proprio veicolo con una potenza di circa 6 kW, di notte, di domenica e negli altri giorni festivi, senza dover richiedere un aumento di potenza al proprio fornitore di energia elettrica e dover sostenere i relativi costi fissi aggiuntivi. Il caso simulato presenta costi intermedi rispetto a una serie di casistiche riscontrabili nell'ambito della ricarica privata dei veicoli elettrici; ad esempio, nel caso di ricarica domestica con energia autoprodotta da un impianto FV il costo varia in funzione del livello di autoconsumo (0,06-0,14 €/kWh), mentre se la ricarica avviene presso box privati o condominiali il range è 0,24-0,45 €/kWh.

⁴⁰ Nei costi di rifornimento per la ricarica elettrica è incluso una stima del costo relativo ai dispositivi di ricarica. Nel caso della ricarica privata è il dispositivo di ricarica è una wallbox per la quale i costi medi rilevati dal GSE nel meccanismo di agevolazione prima citato sono di 1.350 € e per cui si è assunta una vita utile di 10 anni. Nel caso della ricarica pubblica il costo dell'infrastruttura di ricarica è rappresentato dalla remunerazione dei costi connessi all'installazione, manutenzione e gestione commerciale delle colonnine per i quali si è considerato un valore di 10 c€/kW da aggiungere alle altre componenti tariffarie regolate per i punti di ricarica dall'ARERA così da ottenere un costo finale di ricarica di 40-50 c€/kWh che rappresenta abbastanza bene il prezzo finale di ricarica praticato nelle colonnine in BT.

Confronto costi rifornimento 2021 trasporto privato per alimentazioni e percorrenze (fonte: elaborazioni GSE 2022 su dati MISE)

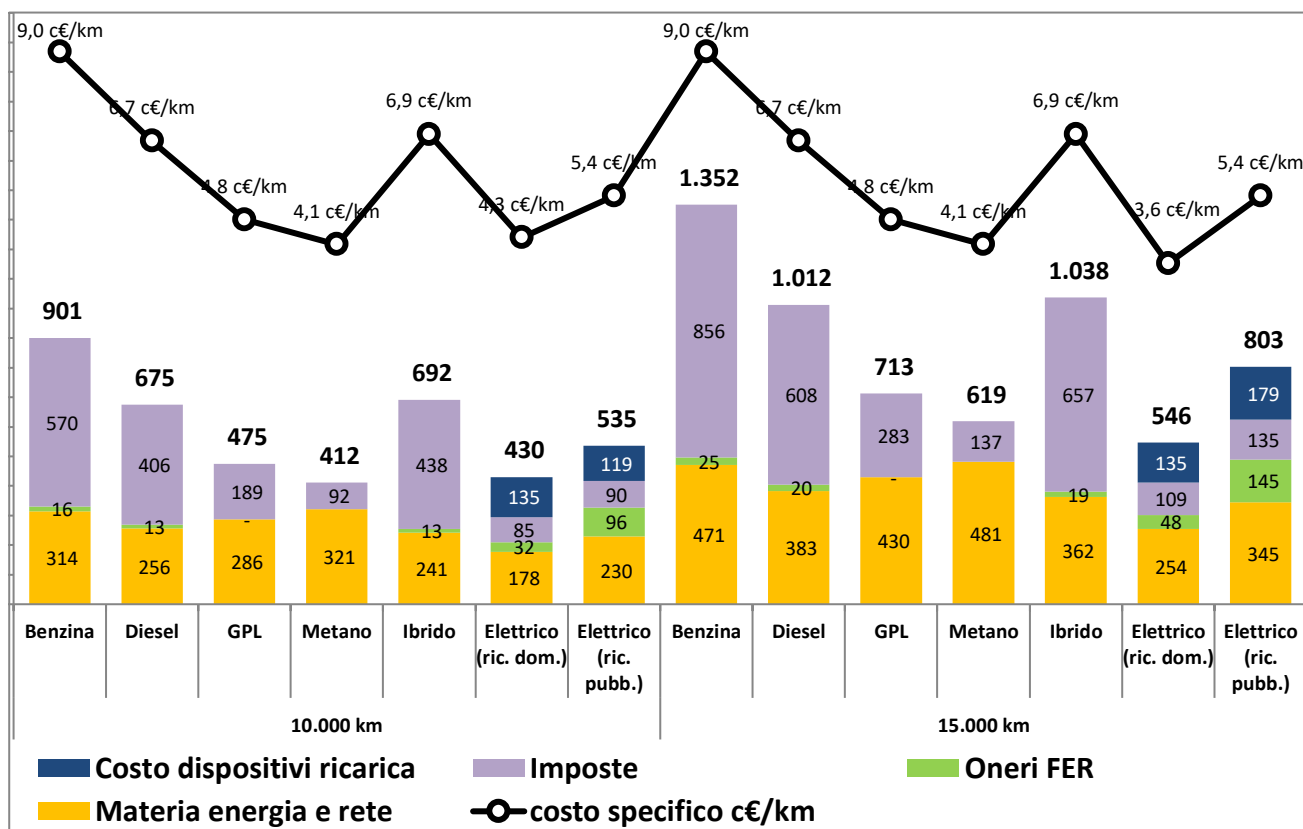


Figura 40

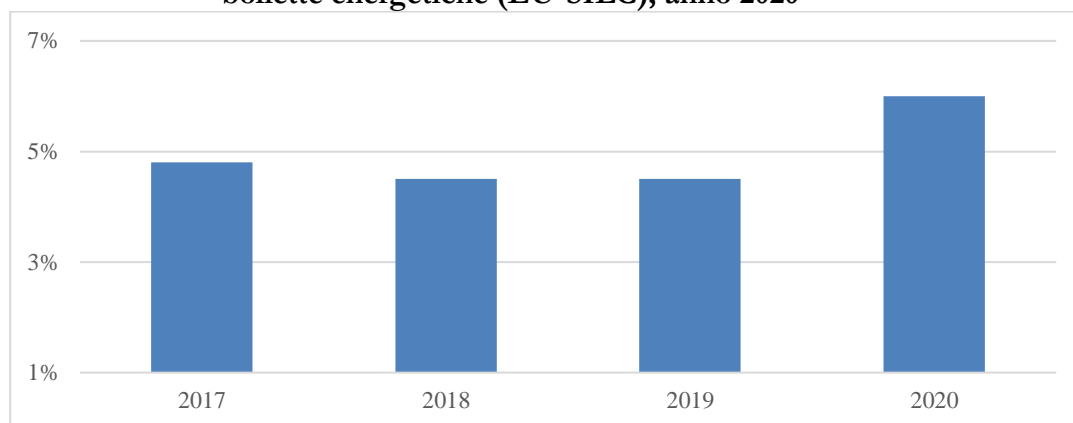
4.3 La povertà energetica

Nel 2020, sono poco più di 2 milioni le famiglie italiane che versano in condizione di povertà energetica, pari a circa l'8,0%, registrando per il secondo anno consecutivo una riduzione. Le caratteristiche socio-economiche delle famiglie e le condizioni abitative permangono profili di criticità connessi alla composizione e alle caratteristiche delle fasce di popolazione più esposte.

Secondo l'indicatore adottato dal PNIEC, la percentuale di famiglie italiane in povertà energetica nel 2020 è pari al 8%, segnando una ulteriore riduzione rispetto al 2019, per un totale che supera di poco i 2,01 milioni di famiglie.⁴¹

⁴¹ PNIEC 2020-Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Ministero dello Sviluppo Economico; Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare, Dicembre 2019.

Percentuale di famiglie che dichiarano di essere in arretrato con il pagamento delle bollette energetiche (EU-SILC), anno 2020



Fonte: Eurostat – EU SILC 2020

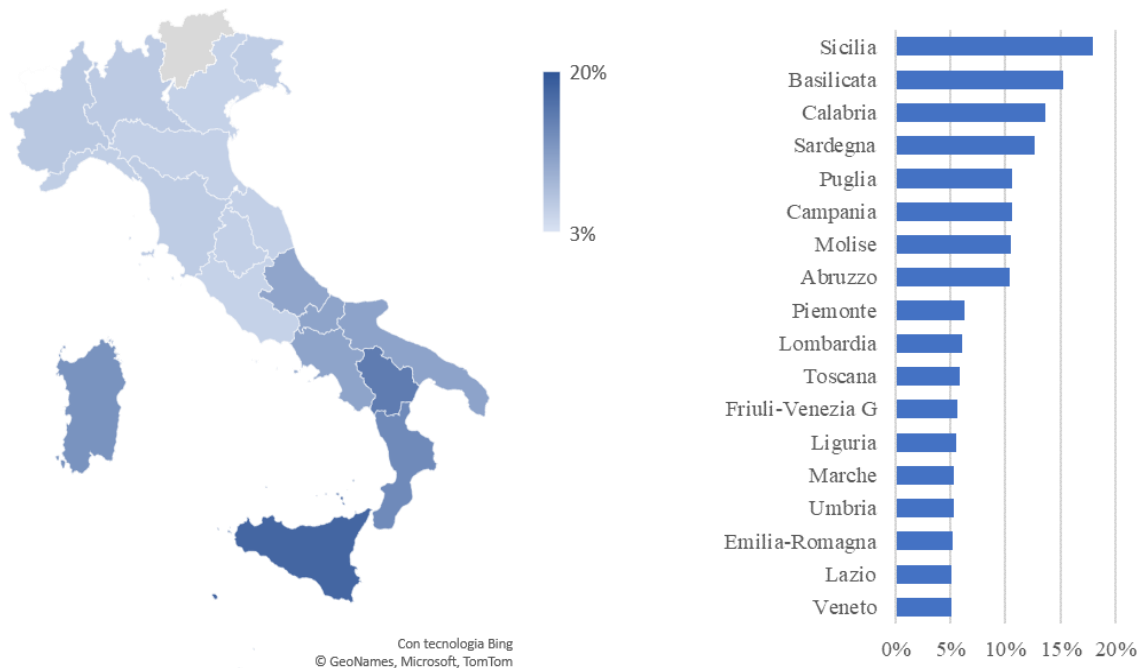
Figura 41

Nonostante il trend si confermi in miglioramento per il secondo anno consecutivo, permangono aspetti del fenomeno che richiedono un approfondimento, suggerendo la necessità di concepire interventi mirati da parte del decisore pubblico. In primo luogo, secondo i dati Eurostat relativi all'Indagine sul Reddito e le Condizioni di Vita delle Famiglie (EU-SILC), è aumentata nel 2020 la quota di cittadini italiani che dichiarano di essere in arretrato con il pagamento delle bollette energetiche (Figura 41). Nel complesso, dunque, nonostante si assista ad una riduzione del numero di famiglie in povertà energetiche, secondo l'indicatore PNIEC, la condizione di difficoltà nel soddisfare i propri fabbisogni energetici sembra essersi estesa ad un numero maggiore di famiglie. È verosimile che queste evidenze riflettano quanto emerso dai dati sulla povertà generale diffusi da Istat, secondo i quali nel 2020 si è verificato un deciso aumento dei poveri assoluti (7,7% dal 6,4% del 2019) e, al contrario, una contrazione della quota di famiglie in povertà relativa (10,4% dal 11,4% del 2019).⁴²

Inoltre, non sembrano mutare i significativi divari a livello regionale. I grafici in Figura 42 evidenziano una condizione di svantaggio delle regioni del Sud Italia rispetto al resto del paese, con tassi di povertà energetica sensibilmente superiori al valore medio nazionale. Nonostante il miglioramento di circa 2 punti percentuali rispetto allo scorso anno, nel 2020 si conferma fanalino di coda la Sicilia, in cui il tasso di povertà energetica risulta pari al 17,9%. Seguono, a ruoli invertiti rispetto al 2019, la Basilicata (15%) e la Calabria (14%). A marcare ulteriormente la netta incidenza dei differenziali di sviluppo economico sulla vulnerabilità energetica è la presenza di sole regioni del Sud e delle Isole al di sopra della media nazionale, con tassi non inferiori al 10%. Diametralmente opposta la situazione riscontrata nelle regioni del Nord e del Centro. Le prime tre in termini di tassi di povertà energetica sono risultate il Veneto (5%), il Lazio (5,1%) e l'Emilia-Romagna (5,2%). Le rimanenti regioni sono tutte comprese tra il 5,3% (Umbria) e il 6,3% (Piemonte).

⁴² Si veda: https://www.istat.it/it/files/2021/06/REPORT_POVERTA_2020.pdf

Indice di povertà energetica. Dettaglio per regione, anno 2020

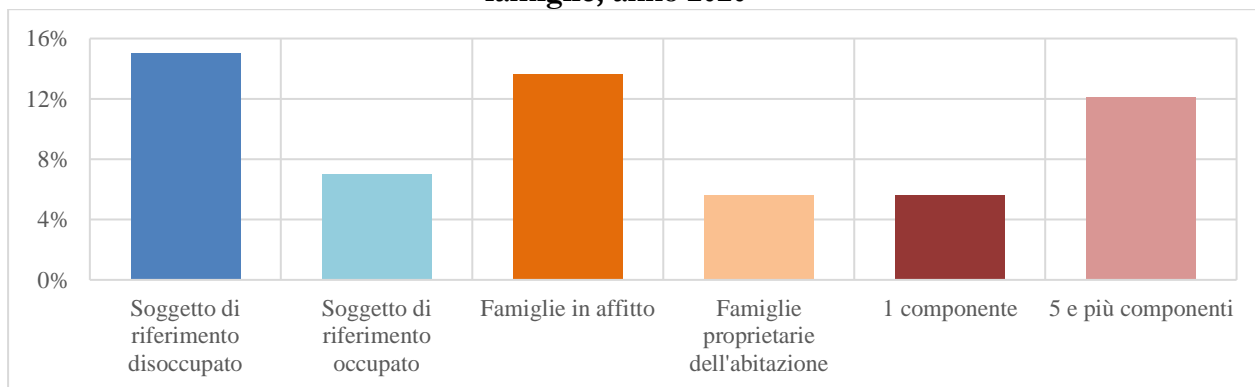


Fonte: Elaborazione ENEA su dati Istat – Indagine sulle Spese delle Famiglie 2020

Figura 42

Importanti osservazioni, rilevanti ai fini della definizione di politiche ad hoc, emergono rispetto ai differenti profili di vulnerabilità che emergono rispetto alle principali caratteristiche socio-economiche delle famiglie. La condizione lavorativa dell'individuo di riferimento nella famiglia influenza, per ovvi motivi, il grado di esposizione alla povertà energetica. Nei nuclei in cui il capofamiglia è disoccupato si osservano per il 2020 tassi di povertà energetica doppi rispetto alle altre fattispecie (15% contro 7%-8%). Analogamente, una condizione di svantaggio rispetto alla media è sofferta dalle famiglie che affittano la propria abitazione rispetto a quelle che ne detengono la proprietà (14% contro 6%).

Indice di povertà energetica. Dettaglio per specifiche caratteristiche socio-economiche delle famiglie, anno 2020

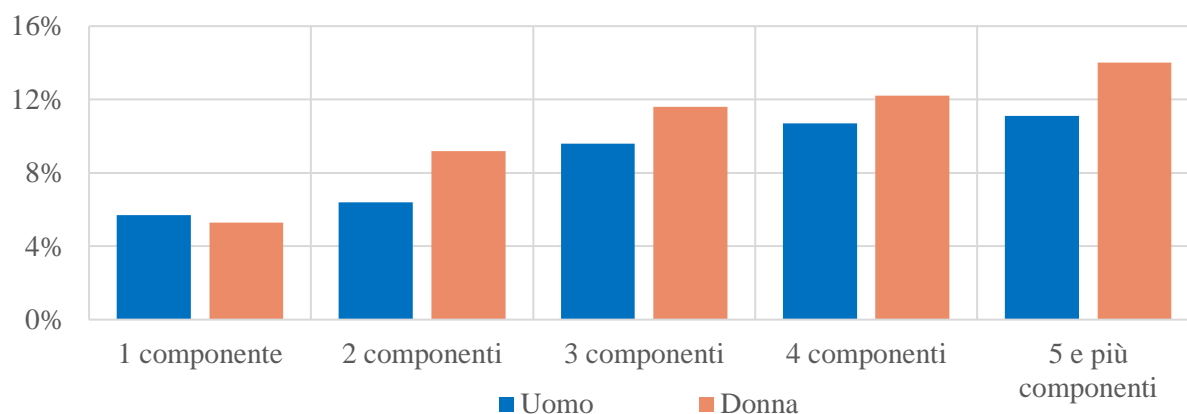


Fonte: Elaborazione ENEA su dati Istat – Indagine sulle Spese delle Famiglie 2020

Figura 43

Un maggiore rischio di ricadere in condizioni di povertà energetica è inoltre associato all'ampiezza del nucleo familiare. Sull'intero territorio nazionale, l'indice di povertà energetica cresce proporzionalmente all'aumentare del numero dei componenti. Si stima che tra le famiglie di un solo componente l'incidenza della povertà energetica è pari al 5,6%, mentre nella classe di ampiezza maggiore (Cinque e più componenti) la quota sale al 12,1% (Figura 43).

Indice di povertà energetica. Dettaglio per classe di ampiezza familiare e sesso del capofamiglia, anno 2020*



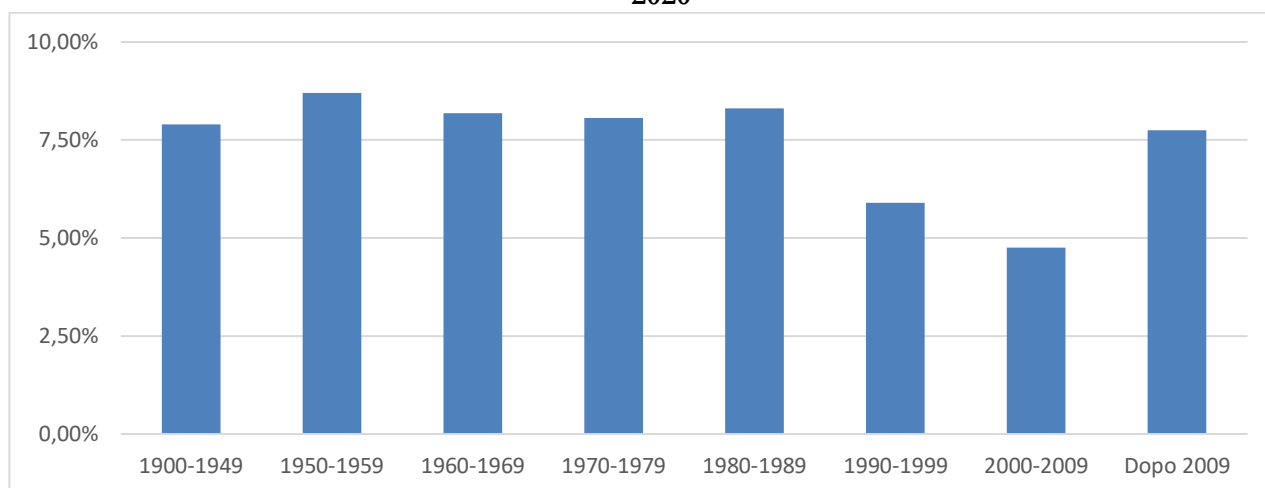
Fonte: Elaborazione ENEA su dati Istat – Indagine sulle Spese delle Famiglie 2020

* Nota: per capofamiglia si intende il soggetto identificato come componente principale nella rilevazione Istat

Figura 44

Nuovamente, la caratteristica del sesso del capofamiglia rappresenta un elemento di eterogeneità tra le famiglie vulnerabili rispetto alle necessità energetiche. Fatta eccezione per il sostanziale allineamento nella classe “1 componente”, il tasso di povertà energetica nelle famiglie guidate da donne mostrano indici di povertà energetica più elevati rispetto alle famiglie guidate da uomini (Figura 44). Lo scarto è massimo nel caso dei nuclei composti da 2 componenti e da 5 e più componenti (circa 3 punti percentuali in entrambi i casi).

Indice di povertà energetica. Dettaglio per classe di anni di costruzione delle abitazioni, anno 2020



Fonte: Elaborazione ENEA su dati Istat – Indagine sulle Spese delle Famiglie 2020

Figura 45

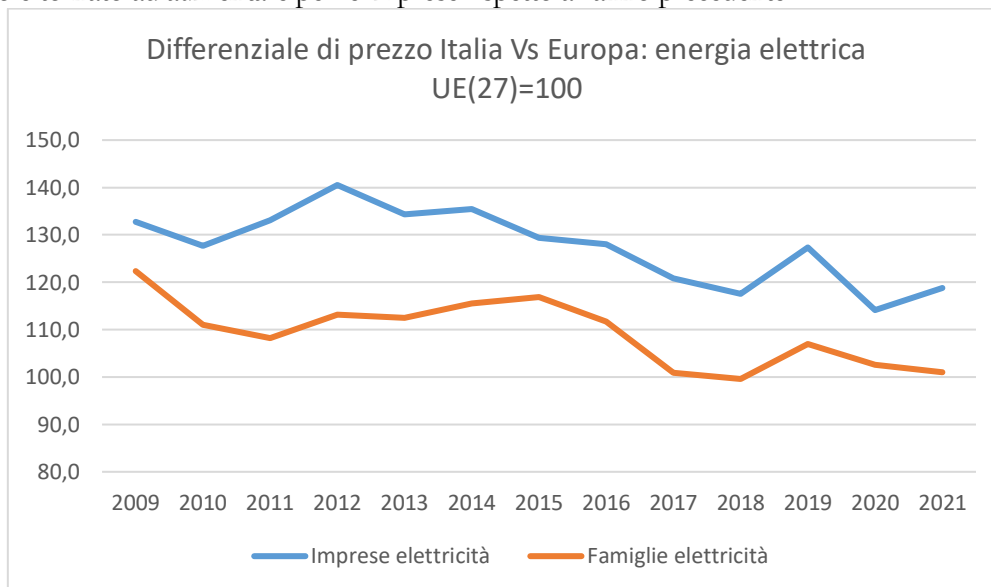
Per quanto riguarda l'anno di costruzione delle abitazioni (generalmente impiegato come proxy "imperfetta" del livello della performance energetica) si conferma una maggiore concentrazione relativa di famiglie povere energetiche in abitazioni di più remota costruzione (1950-1959: 8,7%). Per le abitazioni più recenti, si osserva una sostanziale riduzione degli indici specifici di povertà energetica tra il 2019 e il 2020 (rispettivamente 8,6% e 7,8%). La classe mostra una percentuale di poveri energetici più elevate rispetto alle abitazioni costruite negli ultimi 20-30 anni (Figura 45). È opportuno sottolineare che su questa categoria è rilevante, seppur non direttamente collegabile all'indicatore di povertà energetica, l'effetto di eventuali interventi di ristrutturazione e riqualificazione energetica che aumentano le prestazioni dell'edificio.

5 I PREZZI DELL'ENERGIA

5.1 I prezzi dell'energia elettrica e del gas per le famiglie e le imprese

Il differenziale fra i prezzi italiani e quelli europei rimane positivo anche se è ripreso il processo di convergenza che si era interrotto nel 2018. Rispetto ai prezzi medi dell'Unione europea a 27 Paesi, si conferma un significativo premio pagato dalle imprese italiane per l'energia elettrica e uno per il gas acquistato dalle famiglie.

Il trend dei prezzi dell'energia elettrica in Italia indica, a partire dal 2012, una riduzione del divario con i prezzi medi dell'Unione europea (vedi Figura 46⁴³). Nel 2018 tale tendenza si era interrotta. Nel corso del 2021 il divario è tornato ad aumentare per le imprese rispetto all'anno precedente.



* Rapporto tra i prezzi medi annui in Italia e nella UE27.

Fonte: Elaborazioni MITE su dati Eurostat.

Figura 46

La Figura 47 riporta i prezzi registrati nei principali Paesi europei nel 2021 per famiglie e imprese, al netto e al lordo delle imposte; i valori sono espressi in percentuale rispetto al prezzo medio dell'UE(27).

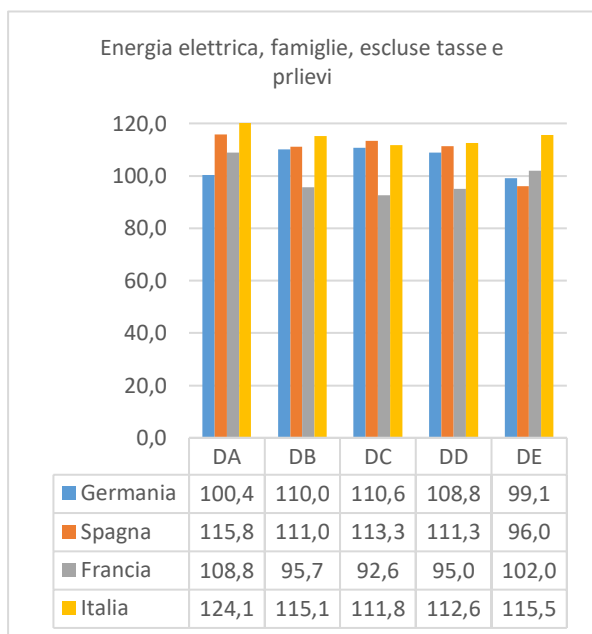
⁴³ Il grafico illustra l'andamento del rapporto tra prezzi medi in Italia e nella UE a 27 Paesi, comprese tasse e imposte. Per famiglie si intendono gli utenti domestici di medie dimensioni, con un consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh. Per imprese si intendono gli utenti non domestici di medie dimensioni con un consumo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.

Per quanto riguarda le imprese, i prezzi italiani al netto di imposte e tasse, risultano penalizzanti per tutte le classi di consumo, con particolare evidenza per le imprese con consumi superiori ai 20.000 MWh (classi di consumo IE, IF e IG). Se il confronto viene effettuato con le tasse e prelievi inclusi, risultano particolarmente penalizzate le imprese italiane con consumi di elettricità inferiore ai 20 MWh (classe IA).

PREZZO FINALE DELL'ELETTRICITÀ IN ITALIA E NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI

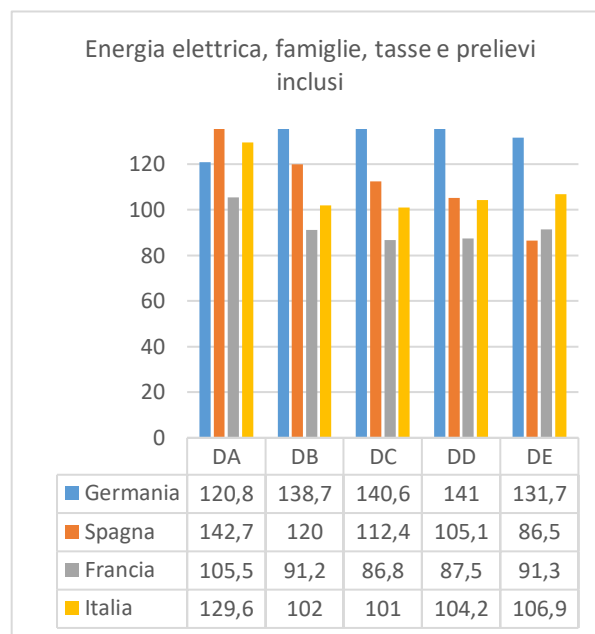
Anno 2021 senza imposte

UE(27)=100

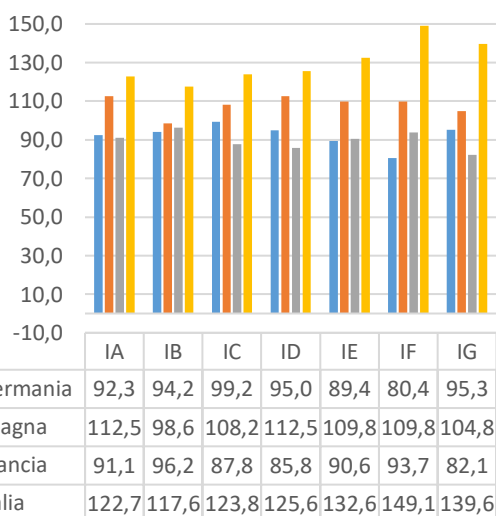


Anno 2021, incluse le imposte

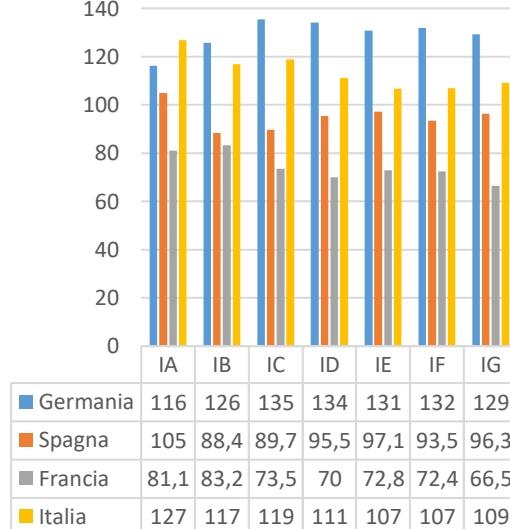
UE(27)=100



Energia elettrica, imprese, escluse tasse e prelievi



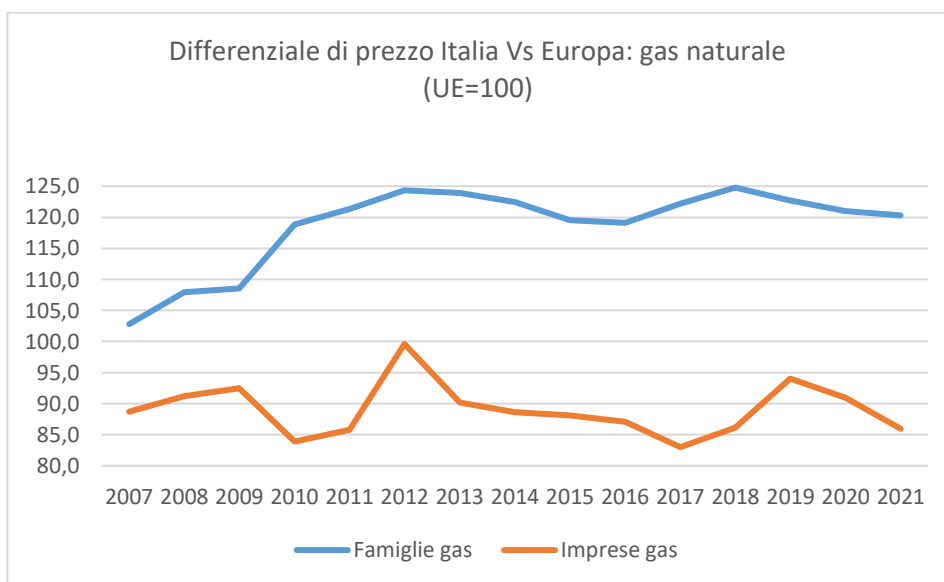
Energia elettrica, imprese, tasse e prelievi inclusi



Classi di consumo famiglie: DA: consumo < 1.000 kWh; DB: 1.000 kWh < consumo < 2.500 kWh; DC: 2.500 kWh < consumo < 5.000 kWh; DD: 5.000 kWh < consumo < 15.000 kWh; DE: consumo > 15.000 kWh. Classi di consumo imprese: IA: consumo < 20 MWh; IB: 20 MWh < consumo < 500 MWh; IC: 500 MWh < consumo < 2.000 MWh; ID: 2.000 MWh < consumo < 20.000 MWh; IE: 20.000 MWh < consumo < 70.000 MWh; IF: 70.000 MWh < consumo < 150.000 MWh; IG: consumo > 150.000 MWh.

Figura 47

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, nel corso del 2021 si è confermato un forte divario, seppur in diminuzione, tra il prezzo pagato dalle famiglie italiane e la media europea a 27 Paesi (120,3 punti percentuali). Per le imprese il divario non si discosta di molto da quello europeo (86 punti percentuali) (vedi Figura 48)⁴⁴.



* Rapporto tra i prezzi medi annui in Italia e nella UE27

Fonte: Elaborazioni MITE su dati Eurostat.

Figura 48

Le famiglie italiane pagano un prezzo sistematicamente superiore alla media europea, sia al lordo sia al netto di imposte e tasse. In particolare, nella classe di consumo inferiore (D1, consumi minori di 20 GJ) e nella classe superiore (D3, consumi superiori a 200 GJ), le famiglie italiane pagano il prezzo, imposte incluse, più alto rispetto a quelle tedesche, spagnole e francesi.

Le imprese italiane pagano il differenziale di prezzo più elevato, sia al netto sia al lordo delle imposte, rispetto alle concorrenti tedesche, spagnole e francesi nella classe di consumo inferiore a 1.000 GJ (classi I1).

⁴⁴ Il grafico illustra l'andamento del rapporto tra prezzi medi, tasse incluse, in Italia e nella UE a 27 Paesi.

Per famiglie si intendono gli utenti domestici di medie dimensioni, con un consumo annuo compreso tra 20 gigajoule (GJ) e 200 GJ. Per imprese si intendono gli utenti non domestici di medie dimensioni con un consumo compreso tra 10.000 GJ e 100.000 GJ.

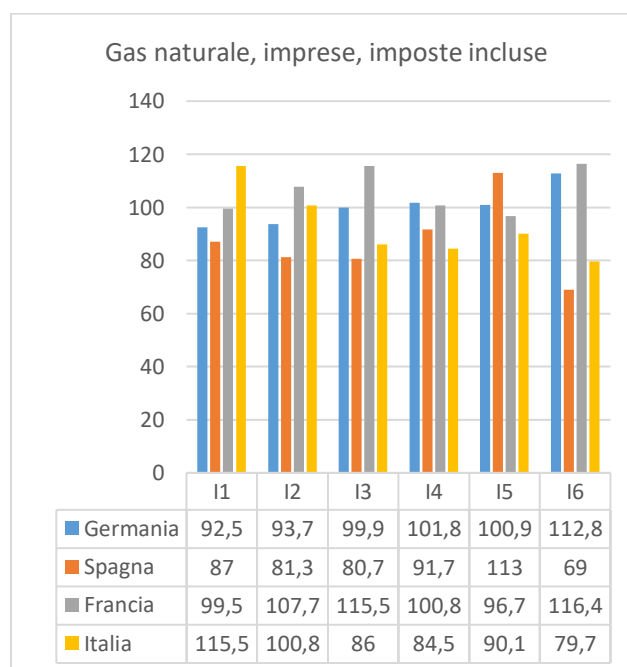
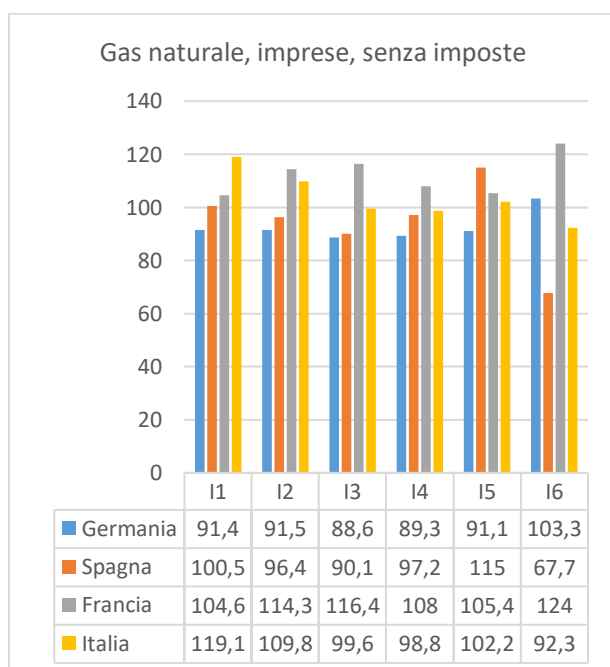
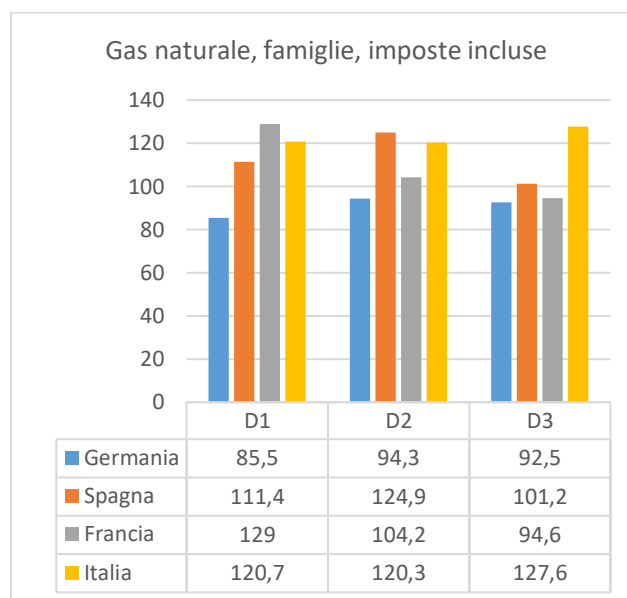
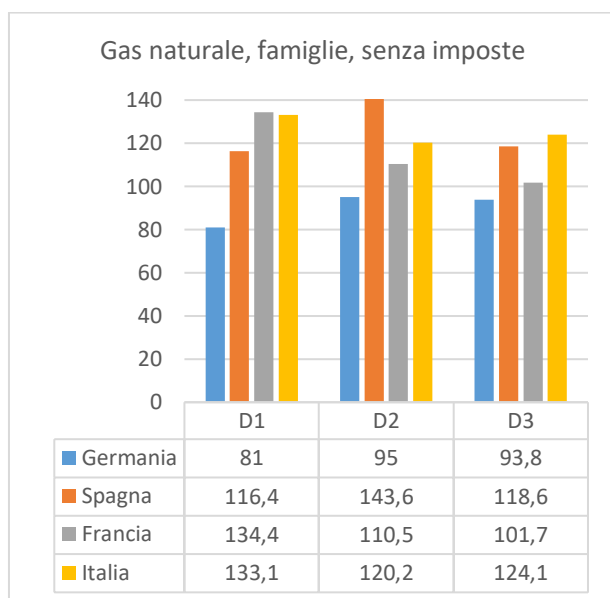
PREZZO FINALE DEL GAS IN ITALIA E NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI

Anno 2021, senza imposte

Ue(27)=100

Anno 2021, incluse le imposte

Ue(27)=100



Legenda.

Classi di consumo famiglie: D1 : consumo < 20 GJ; D2 : 20 GJ < consumo < 200 GJ; D3 : consumo > 200 GJ;

Classi di consumo imprese: I1: consumo < 1.000 GJ, I2: 1.000 GJ < consumo < 10.000 GJ, I3: 10.000 GJ < consumo < 100.000 GJ, I4: 100.000 GJ < consumo < 1.000.000 GJ, I5: 1.000.000 < consumo < 4.000.000, I6: consumo > 4.000.000.

Fonte: Elaborazioni MITE su dati Eurostat

Figura 49

5.2 Il prezzo dei carburanti

In linea con l'andamento delle quotazioni del Brent, influenzate positivamente dalla ripresa delle attività economiche e dal conseguente aumento della domanda globale, nel 2021, **i prezzi medi industriali di benzina, gasolio e GPL sono risultati significativamente in aumento rispetto all'anno precedente.** Di conseguenza, i prezzi al consumo si sono attestati anch'essi su valori superiori all'anno prima, risentendo dell'aumento della componente industriale e dell'incremento indotto sulla componente fiscale attraverso l'applicazione dell'IVA. Rispetto all'Area Euro, nell'anno in esame, lo stacco del prezzo industriale è negativo per tutte e tre le tipologie di carburanti considerate.

Nel corso del 2021, i prezzi al consumo dei carburanti, in Italia, hanno subito un aumento compreso tra il 12,8% del diesel e il 13,5% della benzina, mentre il GPL è aumentato del 16,4% circa. Per i prezzi industriali l'aumento è stato, invece, per il GPL del 21% circa, mentre diesel e benzina hanno registrato, rispettivamente, variazioni positive del 29,8% e 35,5%.

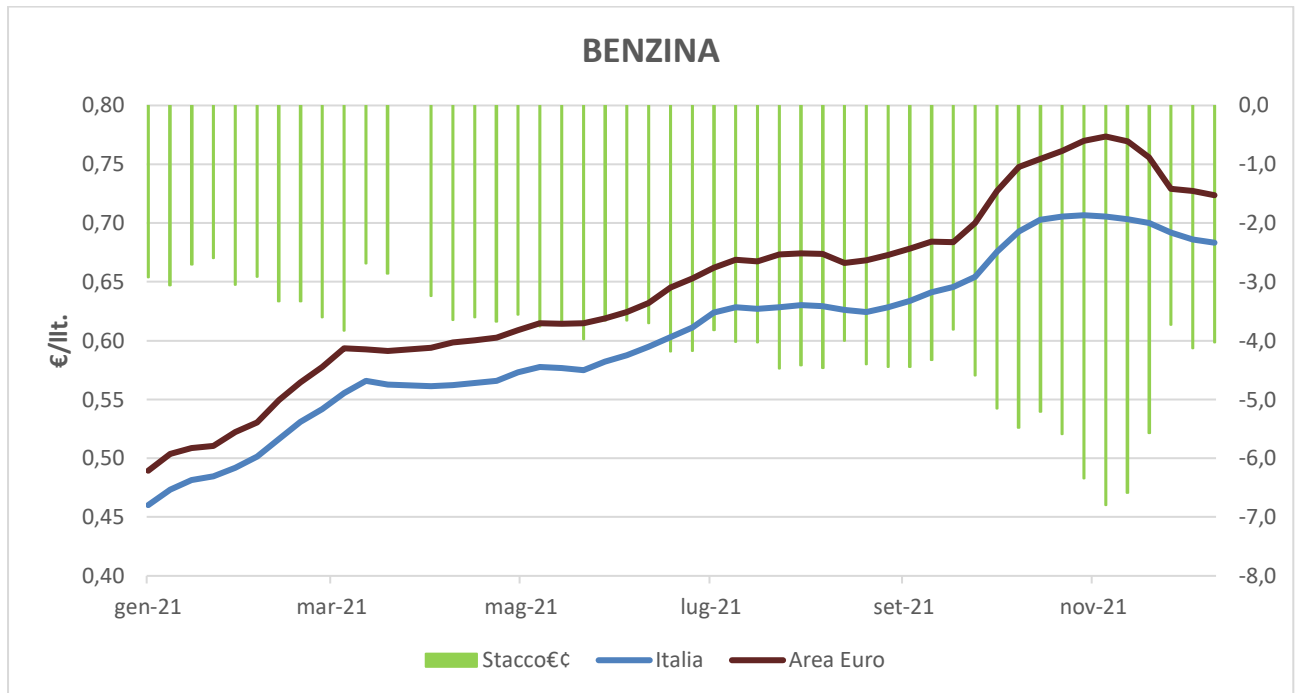
Per tutte e tre le tipologie di carburanti, l'andamento dei prezzi industriali ha, comunque, seguito quello del petrolio, che a causa dell'aumento della domanda mondiale generata dalla ripresa delle attività economiche dopo il blocco imposto dalla pandemia, ha continuato a crescere.

A fronte di un incremento di circa il 69% in media d'anno rispetto al 2020, a inizio gennaio 2021, il Brent quotava 50,37 \$ al barile, valore minimo dell'anno, mentre il valore massimo è stato toccato il 20 di ottobre, quando il Brent registrava 85,76 \$, superando significativamente i valori osservati durante la crisi del 2020 e attestandosi su livelli superiori a quelli pre-pandemia.

5.2.1. Il prezzo industriale dei carburanti

Come evidenziato nella Figura 50, il prezzo al netto delle imposte (c.d. prezzo industriale) della benzina in Italia, si è mantenuto, per tutto l'anno, costantemente al di sotto del corrispondente prezzo medio dell'Area Euro, mostrando una crescita continua attenuatasi lievemente soltanto negli ultimi mesi dell'anno. Il prezzo in Italia ha registrato il suo valore massimo a metà novembre (0,707 euro/litro). Il valore minimo si è, invece, osservato a gennaio, quando i prezzi a causa del persistere dell'emergenza covid-19, si attestavano ancora su valori tendenzialmente bassi. La media annuale del prezzo nazionale⁴⁵ è passata da 0,445 euro/litro nel 2020 a 0,604 nel 2021 (con un aumento del 35,5%). La differenza con la media dell'Area Euro, misurata attraverso lo stacco (cfr. asse di destra in figura), è stata per tutto l'anno negativa e ha oscillato tra un valore minimo di -2,6 centesimi di euro (raggiunto a inizio febbraio) e un valore massimo di -6,8 centesimi toccato a metà novembre.

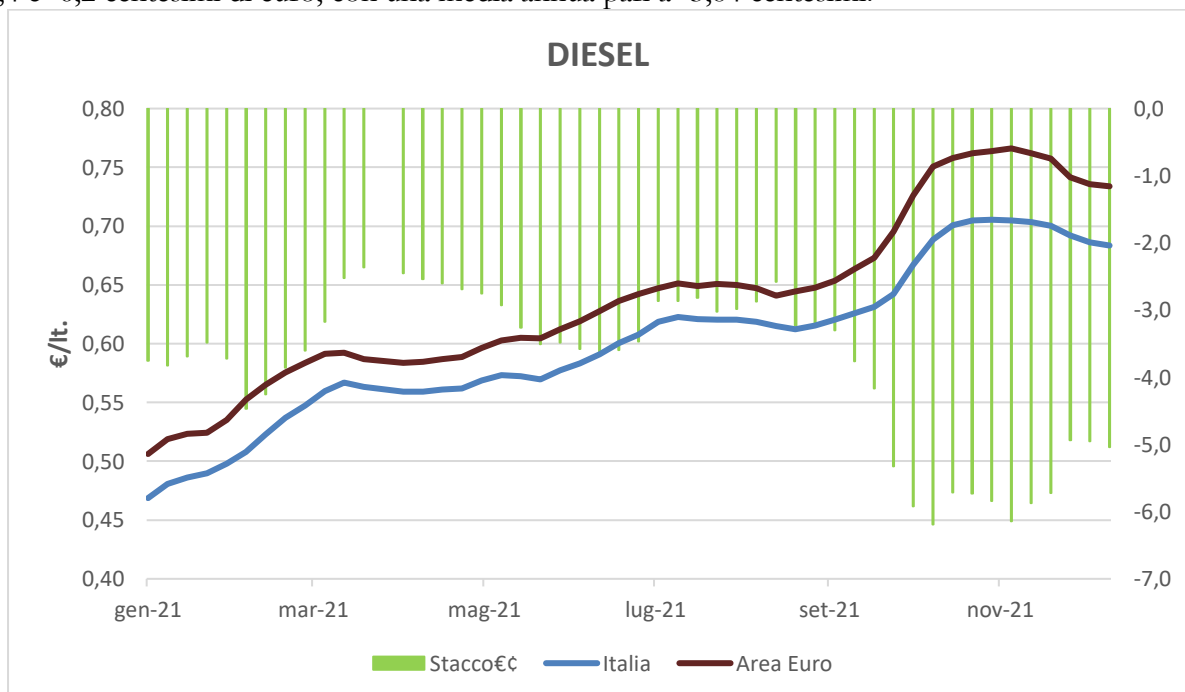
⁴⁵ Qui e in seguito si fa riferimento alla media aritmetica non ponderata delle rilevazioni settimanali dei prezzi effettuate da MITE-DGISSEG ai sensi della Decisione 199/280/CE e DM 23/12/2012, c.d. "prezzi Italia".



Fonte: Elaborazioni su dati MITE-DGISSEG e Commissione Europea-DG Energy

Figura 50

Il prezzo medio del diesel al netto delle tasse ha seguito un andamento simile a quello descritto per la benzina (cfr. Figura 51) passando da una media di 0,463 euro/litro nel 2020 ad una media di 0,601 nell'anno in corso (+29,8%). In linea con la benzina, il livello minimo è stato registrato a gennaio con 0,469 euro/litro, mentre il massimo è stato osservato anch'esso a novembre con 0,705 euro/litro. La differenza con l'Eurozona, diversamente dai due anni precedenti, è stata negativa per tutto il corso del 2021 oscillando tra -2,4 e -6,2 centesimi di euro, con una media annua pari a -3,84 centesimi.

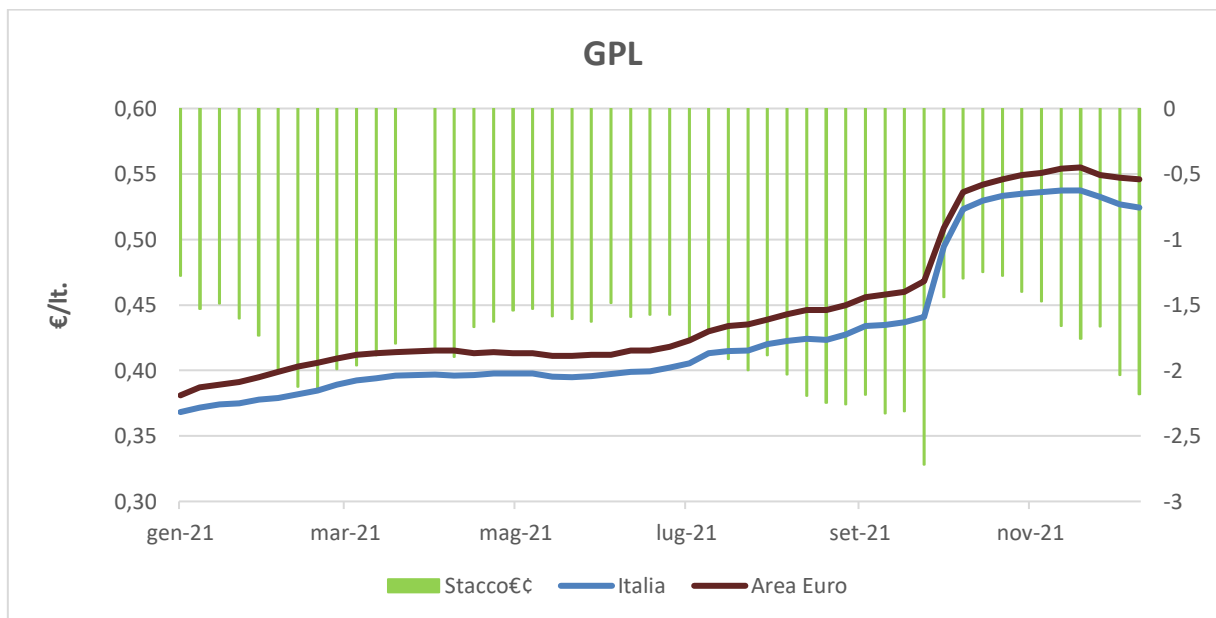


Fonte: Elaborazioni su dati MITE-DGISSEG e Commissione Europea-DG Energy

Figura 51

La media annua 2021 del prezzo industriale del GPL (cfr. Figura 52) è risultata pari a 0,423 euro/litro, segnando, dopo due anni consecutivi di decrescita, un aumento del 21,2%.

Il livello minimo del prezzo industriale è stato toccato a metà gennaio con 0,338 euro/litro, mentre le punte massime si sono registrate nell'ultima parte di novembre, con un prezzo massimo di 0,537 euro/litro.



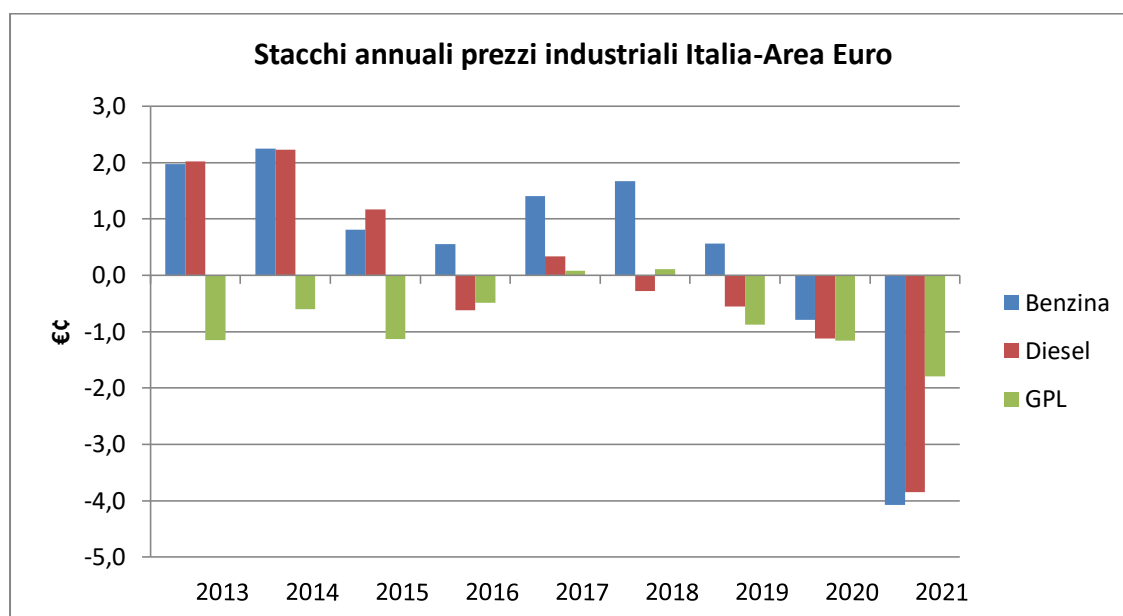
Fonte: Elaborazioni su dati MISE-DGISSEG e Commissione Europea-DG Energy

Figura 52

In generale, riepilogando il confronto dei prezzi medi con le rispettive medie dell'Area Euro dei prezzi industriali, si osserva come, nel 2021, lo stacco per la benzina, mostra per il secondo anno consecutivo un valore negativo, pari a -4,07 centesimi di euro, in crescita rispetto ai -0,79 centesimi registrati nel 2020.

Per quanto riguarda il diesel, lo stacco rimane per il quarto anno consecutivo negativo, attestandosi su di un valore pari a -3,84 centesimi, superiore rispetto ai -1,12 centesimi dell'anno precedente.

Così come nell'anno precedente, anche per il 2021, come si osserva dalla Figura 52, lo stacco per il GPL permane stabilmente su valori negativi, incrementando così la media annuale che si attesta a -1,79 centesimi a fronte di -1,16 centesimi del 2020.



Fonte: Elaborazioni su dati Commissione Europea-DG Energy

Figura 53

5.2.2 Il prezzo al consumo dei carburanti

Nel corso del 2021 i prezzi al consumo dei carburanti in Europa hanno risentito, per tutti i paesi europei, non solo degli incrementi della componente industriale ma anche del conseguente incremento indiretto che questi hanno indotto sulla componente fiscale (attraverso l'applicazione dell'IVA). Come noto, la componente fiscale ha un peso significativo sul prezzo finale dei carburanti, una caratteristica non solo italiana ma generalizzata a livello europeo.

La Figura 54 confronta i prezzi al consumo in media annuale 2021, rilevati nei Paesi dell'UE, con evidenza delle sue principali componenti: il prezzo industriale e la componente fiscale⁴⁶.

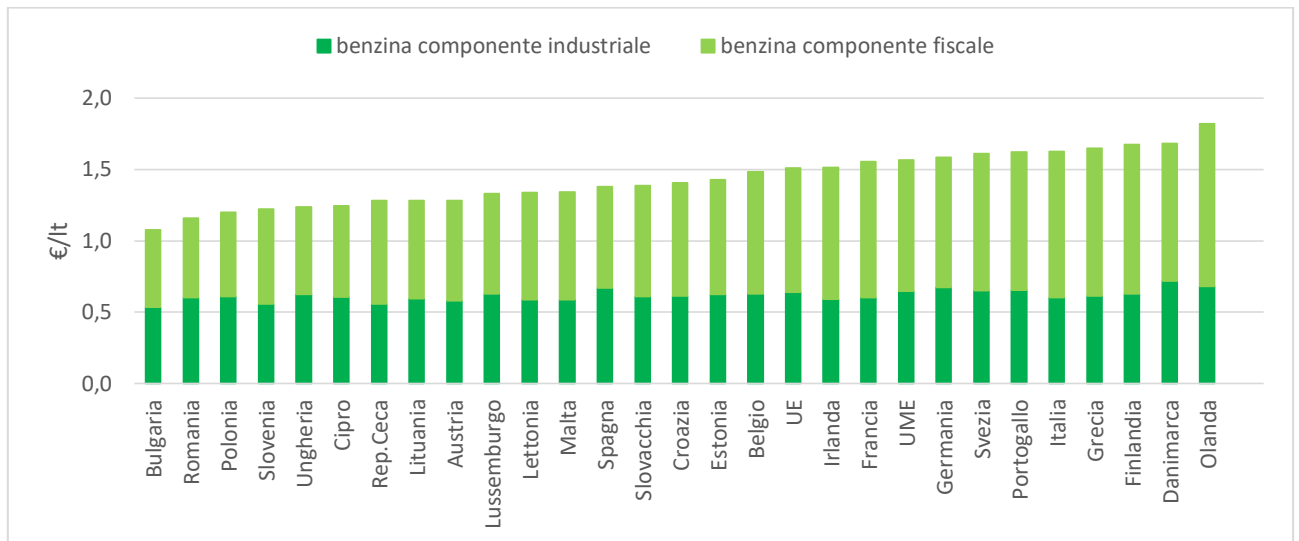
Nel caso della benzina, per l'Italia, si evidenzia una componente fiscale di 1,021 euro/litro (era 0,987 euro al litro nel 2020), che aggiunta a quella industriale (cfr. supra) porta il prezzo medio italiano a 1,625 euro/litro.

Tale valore, più alto rispetto al 2020 - quando si attestava a 1,432 euro/litro – risulta da un aumento del prezzo industriale della benzina e dall'incremento indiretto che quest'ultimo induce sulla componente fiscale (attraverso l'applicazione dell'IVA).

Così come nel 2020, il prezzo medio al consumo italiano risulta ancora una volta inferiore al prezzo dell'Olanda, che si riconferma il paese con il prezzo medio più elevato (1,818 euro/litro), a quello della Danimarca (1,681 euro/litro) e della Grecia (1,646 euro/litro). Si aggiunge, anche la Finlandia che con un prezzo medio di 1,674 euro/litro risulta il terzo paese con il prezzo medio più elevato.

⁴⁶ A differenza degli anni precedenti, tra i paesi dell'Unione europea non compare la Gran Bretagna, che come noto, da gennaio 2020, non fa più parte dell'Unione europea (Brexit).

La quota extra-industriale in Italia rimane per la benzina al di sopra sia della media europea che dell'eurozona pari rispettivamente a 0,872 e 0,921 euro/litro. Nel 2021, il paese con la componente fiscale massima si conferma l'Olanda (con 1,137 euro/litro), seguita dalla Finlandia (con 1,046 euro/litro) e dalla Grecia (1,031 euro/litro). Segue l'Italia (con 1,021 euro/litro).

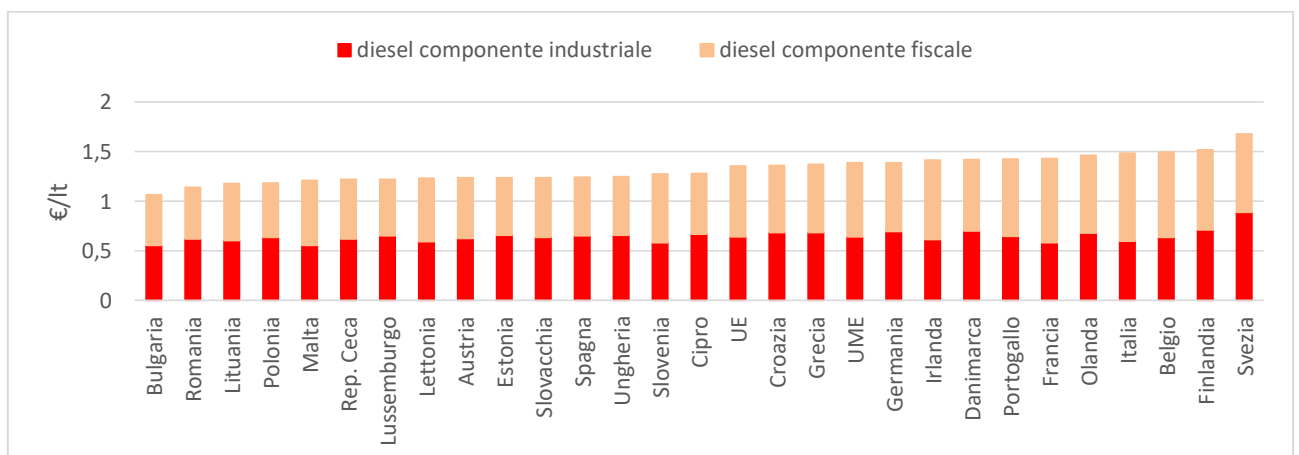


Fonte: Elaborazione su dati Commissione Europea-DG Energy

Figura 54

Similarità si riscontrano per il diesel (cfr. Figura 55), il cui prezzo al consumo medio annuo in Italia è risultato superiore rispetto al 2020. Nel 2021, il prezzo medio al consumo si è attestato a 1,486 euro/litro contro 1,318 euro/litro dell'anno precedente. Tale aumento, anche in questo caso, è stato determinato principalmente da un incremento della componente industriale passata da 0,463 euro/litro del 2020 a 0,601 euro/litro del 2021.

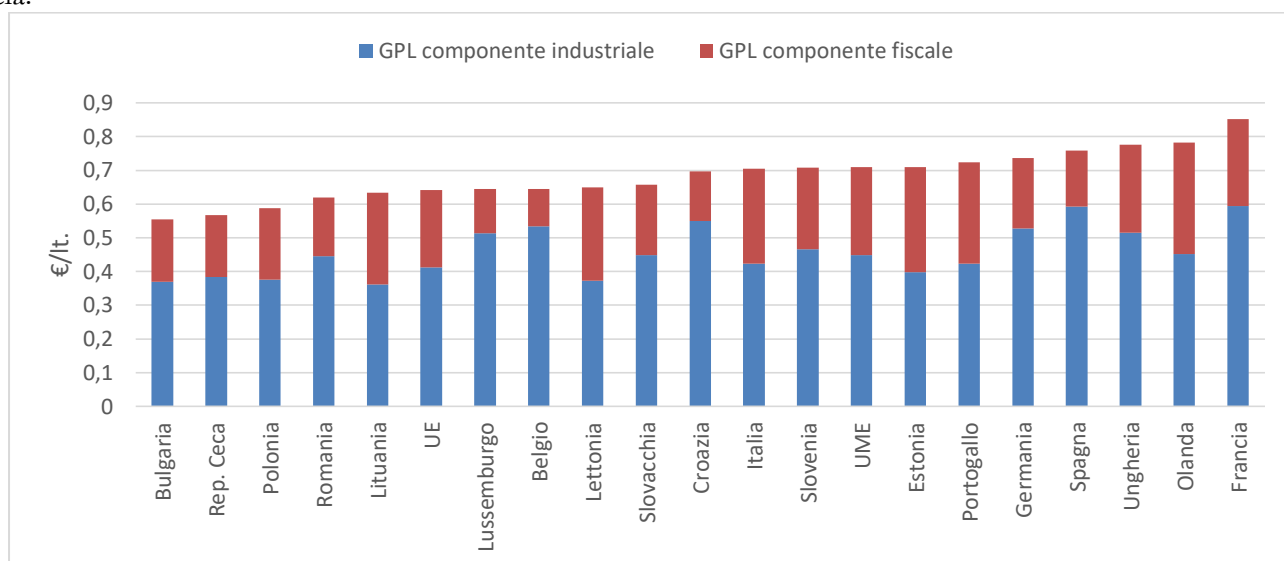
Per quanto riguarda la componente fiscale, per l'anno in esame, si registra una media europea e di area monetaria pari rispettivamente a 0,715 euro/litro e 0,746 euro/litro. A differenza dell'anno precedente, è l'Italia a registrare la componente fiscale più elevata (0,885 euro a litro), seguita dal Belgio (0,860 euro/litro) e dalla Francia (0,848 euro/litro).



Fonte: Elaborazioni su dati Commissione Europea-DG Energy

Figura 55

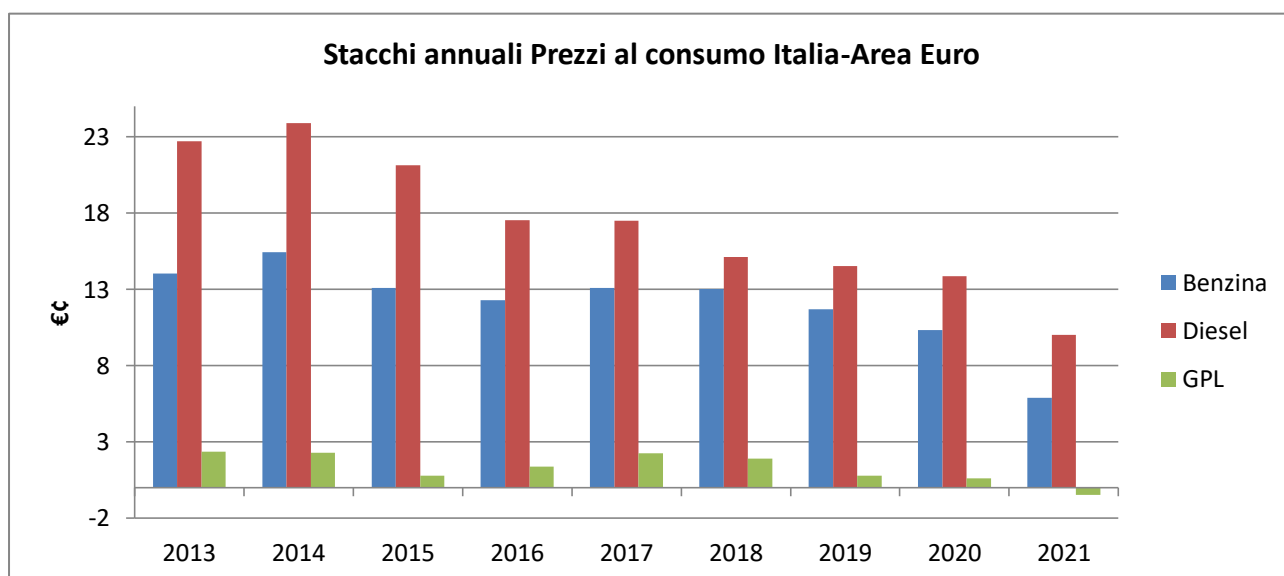
Nel 2021, il GPL per autotrazione ha registrato un prezzo medio al consumo pari a 0,704 euro/litro (con un incremento del 16% circa rispetto al prezzo medio del 2020), con una componente fiscale pari a 0,282 euro/litro, superiore alla media dell'area europea⁴⁷ (0,228 euro/litro) e a quella dell'area monetaria (0,261 euro/litro). Come mostrato in Figura 56, prezzi al consumo più elevati di quelli italiani si sono registrati per alcuni paesi quali Slovenia, Estonia, Portogallo, Germania, Spagna, Ungheria, Olanda e Francia.



Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea-DG Energy

Figura 56

Analizzando gli stacchi dei prezzi al consumo, come evidenziato in Figura 57, si è registrata una diminuzione rispetto ai valori del 2020 che ha portato, per la benzina, la differenza tra prezzo medio italiano e quello dell'Area Euro a 5,9 centesimi, a fronte dei 10,3 centesimi del 2020. In calo anche lo stacco per il diesel, 10,0 centesimi contro i 13,9 del 2020. Inverte la propria tendenza il GPL (-0,5 centesimi a fronte dei 0,6 centesimi dell'anno prima).



Fonte: elaborazioni su dati Commissione Europea-DG Energy

Figura 57

⁴⁷ Si ricorda che il prezzo del GPL per autotrazione è rilevato solo in 19 paesi dell'Unione europea, in ragione della sua minore diffusione.

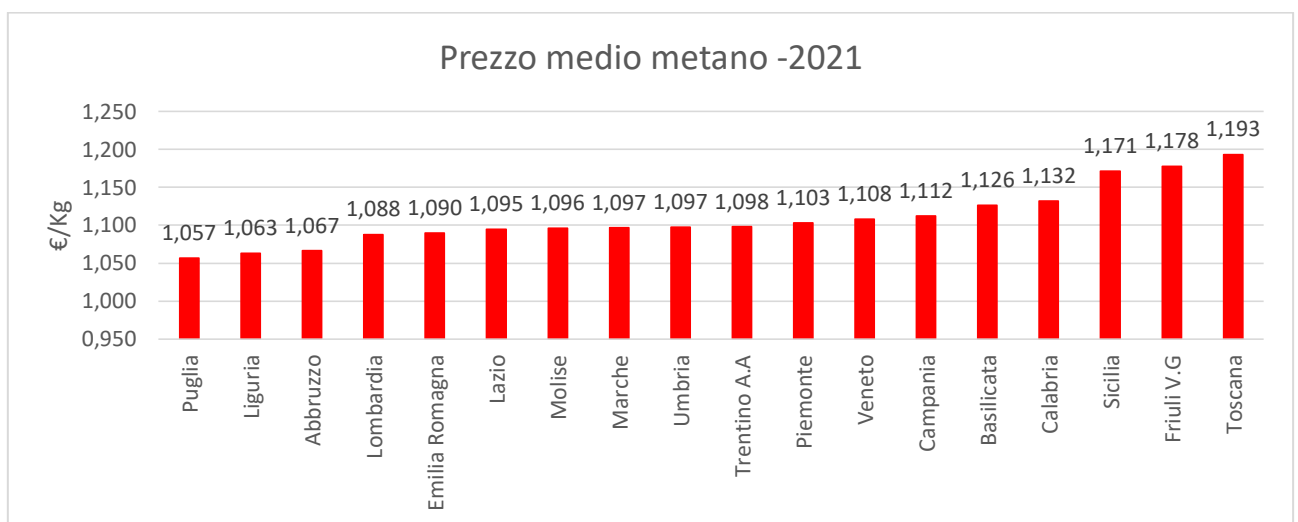
5.2.3 Il prezzo del metano per autotrazione

Il metano per autotrazione non ha una diffusione in Europa paragonabile a quanto storicamente avvenuto in Italia dove si registrano circa un terzo di tutti i distributori presenti nel territorio europeo.

Poiché anche per tale motivo non è ancora stata adottata, a livello europeo, una rilevazione concordata ed ufficiale dei prezzi del metano, i dati qui illustrati rappresentano esclusivamente l'andamento del prezzo in Italia.

In medie annuali, il prezzo medio nazionale⁴⁸ del metano registra un lieve aumento, passando da 0,993 euro/kg del 2020 a 1,126 del 2021.

La figura 58 mostra il prezzo medio annuo del metano nelle regioni italiane nel 2021⁴⁹.



Fonte: elaborazioni su dati Mise-ISTAT – Osservatorio Prezzi Carburanti

Figura 58

Come si può notare, il *range* a livello territoriale è compreso tra 1,057 euro/kg della Puglia e 1,193 euro/kg della Toscana. Una possibile spiegazione per tali differenze di prezzo tra le regioni è che, trattandosi di un carburante la cui distribuzione dipende dall'infrastruttura di rete presente, la variabilità del prezzo può dipendere dalle caratteristiche geomorfologiche del territorio, nonché dalla maggiore o minore distanza tra il punto di rifornimento ed il gasdotto, che rappresentano fattori di costo collegati rispettivamente all'approvvigionamento ed all'investimento iniziale.

⁴⁸ Per i dati relativi al 2020 e 2021, il prezzo medio annuo nazionale è calcolato come media aritmetica non ponderata delle quotazioni medie mensili di prezzo del metano calcolate dall'ISTAT sulla base dei dati dell'Osservatorio prezzi carburanti.

⁴⁹ Tra le regioni non sono presenti la Sardegna dove il metano non è disponibile e la Valle d'Aosta dove è presente un solo impianto.

6 L'EFFICIENZA ENERGETICA

6.1 Risparmi energetici conseguiti e principali misure di efficienza energetica attuate

Il precedente ciclo di obiettivi 2014-2020 si è chiuso con il conseguimento, da parte del nostro paese, di un risparmio cumulato di 23,2 Mtep, pari al 91% dell'obiettivo stabilito dall'obbligo stabilito dall'art. 7 della Direttiva Efficienza Energetica. Nel corso del 2021 il quadro delle politiche Comunitarie è cambiato rapidamente, stabilendo ambiziose tabelle di marcia verso l'appuntamento intermedio del 2030, in vista della neutralità climatica del 2050. L'Italia sta provvedendo ad una riformulazione delle proprie strategie e dei propri obiettivi sul risparmio energetico, adattando le proprie potenzialità ai profili del mutato scenario.

Durante l'ultimo anno si è assistito ad una rapida evoluzione del framework europeo in tema di energia e clima. La centralità del principio dell'*Energy Efficiency First*, già sancita dal Green Deal Europeo del 2019, è stata ulteriormente rafforzata da recenti provvedimenti normativi che hanno contribuito a rendere più sfidanti gli impegni da assumere nel medio-lungo termine dai Paesi Membri.

Il 14 luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato il pacchetto *Fit for 55%* (COM 2021/550), un articolato insieme di proposte legislative volte a ridurre del 55% le emissioni di gas serra al 2030, rispetto ai valori del 1990.⁵⁰ Il pacchetto attua gli obiettivi che erano stati delineati dalla precedente Normativa Europea sul Clima (REG 2021/1119/UE del 30 giugno 2021).⁵¹ La decisa revisione verso l'alto dei target emissivi ed energetici è stata prevalentemente motivata dalla necessità di imprimere una spinta all'azione dei Paesi Membri, giudicata, in base alla valutazione dei piani nazionali, insufficiente rispetto alla tabella di marcia scandita per il raggiungimento della neutralità climatica al 2050.

Tra i principali provvedimenti del *Fit for 55%* figura una proposta di revisione della direttiva sull'efficienza energetica (Direttiva Recast) che fissa i nuovi obiettivi di consumo energetico a 1.023 Mtep di energia primaria e 787 Mtep di energia finale (COM 2021/558 del 14 luglio 2021).⁵² Il nuovo target corrisponde ad un incremento del 9% rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento 2020, portando la quota complessiva di riduzione dei consumi energetici primari dal 32,5% al 39% rispetto ai valori del 1990. L'entità del taglio dei consumi energetici finali si attesta intorno al 36%. L'impegno per gli Stati Membri si quantificherebbe in un raddoppio (dall'attuale -0,8% al -1,5%) della percentuale di nuovi risparmi obbligatori annuali (articolo 8), tra il 2024 e il 2030. La Direttiva Recast ribadisce inoltre la necessità di attribuire al settore pubblico un "ruolo esemplare" per lo sviluppo dell'efficienza energetica: l'Articolo 5 decreta infatti che gli Stati Membri adottino i necessari provvedimenti per ridurre il consumo di energia finale degli enti pubblici almeno dell'1,7 % l'anno rispetto al biennio precedente della data di entrata in vigore della Direttiva.

Obiettivi di risparmio energetico al 2030. Dettaglio per settore (Mtep)

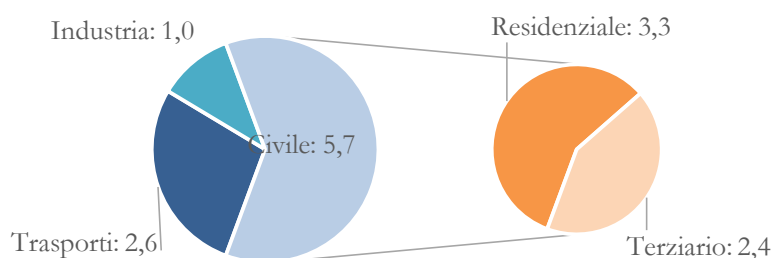


Figura 59

Fonte: MITE

⁵⁰ Si veda: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021DC0550&from=HR>

⁵¹ Si veda: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/ALL/?uri=CELEX:32021R1119>

⁵² Si veda: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0558>

Per l'Italia, gli obiettivi al 2030 erano già stati fissati dal PNIEC, pubblicato nella versione definitiva a dicembre del 2019. Il Piano ha previsto un obiettivo di riduzione di consumi di energia finale da politiche attive pari a 9,27 Mtep/anno al 2030, da conseguire prevalentemente nei settori non ETS. Secondo il dettaglio fornito, per il settore civile è atteso un taglio di 5,7 Mtep (3,3 Mtep per il residenziale e 2,4 Mtep per il terziario), da raggiungere grazie a interventi di riqualificazione energetica sull'involucro degli edifici esistenti e alla installazione di pompe di calore. Significativo anche il contributo del settore trasporti che, a seguito di interventi a sostegno della mobilità intelligente e di spostamento modale del trasporto merci (da strada a ferrovia). Per il settore industriale è prevista una riduzione dei consumi di circa 1,0 Mtep (Figura 59). Complessivamente, l'impegno dell'Italia è di realizzare un risparmio cumulato al 2030 pari a 51,4 Mtep.

In Tabella 21 è riportata la stima dei risparmi di energia finale conseguiti nel 2021 per l'adempimento alle prescrizioni previste dall'articolo 7 della Direttiva Efficienza Energetica attraverso le misure notificate alla Commissione Europea. Per quanto riguarda il meccanismo d'obbligo dei Certificati Bianchi, il DM 21 maggio 2021 ha fissato gli obiettivi nazionali di risparmio energetico per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas nel periodo 2021-2024 (Tabella 22).⁵³ Oltre ai riferimenti quantitativi di incremento dell'efficienza energetica per i soggetti obbligati, il Decreto introduce una serie di elementi volti al consolidare l'efficacia della misura, tra cui indirizzi per la valutazione dei progetti, per il rilascio dei Certificati Bianchi e per la certificazione dei risparmi conseguiti di valutazione; e forme di semplificazione amministrativa. Il meccanismo del Conto Termico è allineato, anche per il 2021, al target intermedio fissato dal PNIEC. Il risparmio realizzato è pari a 0,079 Mtep.

Tabella 21 : Risparmi obbligatori (Mtep) ai sensi dell'articolo 7 della EED – Anni 2021-2030*							
Misure di policy notificate	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi conseguiti	Nuovi Risparmi attesi	Nuovi Risparmi attesi
	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2030
Schema d'obbligo Certificati bianchi	0,124					0,22	2,23
Misura alternativa 1 Conto Termico	0,079					0,07	3,85
Misura alternativa 2 Detrazioni fiscali	0,569					0,25	18,15
Misura alternativa 3 Fondo nazionale efficienza energetica ^o	0,000					0,05	4,09
Misura alternativa 4 Piano Impresa 4.0 ^o	0,070					0,05	2,75
Misura alternativa 5 Politiche di coesione ^o	0,002					0,03	1,65
Misura alternativa 6 Campagne di informazione ^o	0,046					0,03	1,43
Misura alternativa 7 Mobilità sostenibile ⁺	0,042					0,49	13,9
Risparmi totali	1,31					1,19	48,05

*Stima preliminare. Il valore dei risparmi attesi per le detrazioni fiscali rappresentano la somma degli interventi di ristrutturazione edilizia ed Ecobonus

^oIpotesi di stima: andamento costante rispetto all'anno precedente

⁺ Ipotesi di stima: media del biennio precedente

Fonte: Elaborazione MITE su dati ENEA e GSE

⁵³ Rapporto Annuale Certificati Bianchi 2021 – Efficienza Energetica. Gestore dei Sistemi Energetici – GSE Spa

Tabella 22: Numero di Certificati Bianchi (milioni) per il conseguimento degli obblighi di incremento dell'efficienza energetica – Anni 2021 -2024*

	2021	2022	2023	2024
Energia elettrica	0,45	0,75	1,05	1,08
Gas naturale	0,55	0,93	1,30	1,34
Totale	1,00	1,68	2,35	2,42

Fonte: GSE

Sul fronte dell'efficienza energetica degli edifici residenziali, la Legge di Bilancio 2022 ha prorogato al 31 dicembre 2024 le detrazioni fiscali per le Ristrutturazioni edilizie, per l'Ecobonus e il Sismabonus. Il Bonus Facciate è confermato per il 2022 ma con una riduzione della percentuale dal 90% al 60%. Inoltre, la norma ha provveduto a prorogare il Superbonus 110%, rimodulandone alcune caratteristiche. In particolare, è stato spostato al 31 dicembre 2025 il termine per gli interventi effettuati da condomini, da persone fisiche proprietarie di unità immobiliari (fino ad un massimo di 4) e da Enti del Terzo Settore. L'aliquota rimarrà al 110% fino al 31 dicembre 2023 per poi ridursi al 70% nel 2024 e al 65% nel 2025. La detrazione è inoltre prorogata al 31 dicembre 2023 per interventi di edilizia sociale purché alla data del 30 giugno 2023 sia stato completato almeno il 60% dei lavori. Per le case unifamiliari, permane il termine del 31 dicembre 2022, se al 30 settembre 2023 sia stato completato il 30% dei lavori.

Secondo una stima preliminare, le misure di detrazione fiscale hanno complessivamente generato 0,569 Mtep di nuovi risparmi energetici nel 2021. Oltre al deciso incremento delle pratiche incentivate dall'Ecobonus, un notevole contributo all'efficientamento del settore è stato determinato dall'operatività del Superbonus 110%. Al 31 dicembre 2021, il totale degli investimenti ammessi a detrazione è pari a 16,2 miliardi di euro, di cui 11,2 relativi a interventi già conclusi. Il risparmio energetico conseguente è stimato intorno ai 0,26 Mtep.⁵⁴

Si ricorda che, secondo l'impianto stabilito dal Decreto Rilancio del 2020, il Superbonus prevede una detrazione fiscale pari al 110% per interventi di isolamento termico (con ristrutturazione di almeno il 25% delle superfici esterne), sostituzione degli impianti di riscaldamento e altre tipologie di interventi di efficientamento che conducano al miglioramento di due classi energetiche, certificato da un Attestato di Prestazione Energetica.⁵⁵

Viste le esigenze di supporto alla mobilità sostenibile e di rilancio dell'economia, la Legge di Bilancio 2021 ha portato la dotazione di risorse per la misura Marebonus a 45 milioni di euro per il 2021. Analogamente, le risorse allocate per il Ferrobonus sono state ripartite in 25 milioni di euro per il 2021 e 19 milioni di euro per il 2022.⁵⁶ Secondo i trend osservati negli ultimi anni, si stima che il risparmio di energia finale generato dalle misure di logistica e intermodalità si attesti intorno ai 0,04 Mtep.

⁵⁴ Per un approfondimento sui risultati del Superbonus 110% si veda: <https://www.ufficienzaenergetica.enea.it/detrazioni-fiscali/superbonus/risultati-superbonus.html>.

⁵⁵ Decreto Legge 19 maggio 2020, n. 34 "Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19", convertito in Legge 17 luglio 2020, n. 77.

⁵⁶ Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili, Decreto Direttoriale 6 agosto 2021; Decreto Direttoriale 7 marzo 2022, n. 24.

Tabella 23: Numero di Certificati Bianchi (milioni) per il conseguimento degli obblighi di incremento dell'efficienza energetica – Anni 2021 -2024*

Settore ATECO	Interventi effettuati (n)	Risparmio annuo interventi effettuati (tep/anno)	Interventi individuati (n)	Risparmio annuo interventi individuati (tep/anno)
A - agricoltura, silvicoltura e pesca			14	71,3
B - estrazione di minerali da cave e miniere	1	1,3	10	25,0
C - attività manifatturiere	216	2.472,1	1.096	12.573,4
D - fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	3	2,1	12	9,2
E - fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	15	25,4	122	1.032,4
F - costruzioni			12	63,5
G - commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	8	136,6	69	320,8
H - trasporto e magazzinaggio	15	109,7	49	1.207,6
I - attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	1	1,3	22	109,9
J - servizi di informazione e comunicazione	1	0,7	18	15,3
K - attività finanziarie e assicurative	8	37,6	19	47,4
L - attività immobiliari				
M - attività professionali, scientifiche e tecniche	2	0,0	7	13,9
N - noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese			26	28,8
O - amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria				
P - istruzione				
Q - sanità e assistenza sociale	6	2,1	13	148,1
R - attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento			10	29,2
Altro				
Totale	276	2.788,9	1.499	15.695,7

Fonte: ENEA

Riguardo al contributo dai settori produttivi, l'analisi dalle diagnosi energetiche inviate a dicembre 2021 ad ENEA è riportata in Tabella 23, in cui è fornito il dettaglio, per settore ATECO, degli interventi effettuati di recente e quelli proposti nelle diagnosi, secondo quanto stabilito dal decreto di recepimento della Direttiva Efficienza Energetica.⁵⁷ Il contributo al taglio dei consumi energetici è quantificato in 2,8 ktep/anno derivanti da 276 interventi effettuati. Il potenziale di sviluppo rimane molto elevato. Complessivamente, le diagnosi hanno inoltre individuato ulteriori 1.499 interventi che condurrebbero ad un risparmio aggiuntivo di 15,7 ktep nei settori interessati. Oltre ai risparmi di energia finale rappresentati in Tabella 3, si rilevano ulteriori risparmi conseguiti e potenziali di energia primaria, pari rispettivamente a 19,3 ktep/anno per gli interventi effettuati e 40,5 ktep/anno per gli interventi individuati.

⁵⁷ <https://www.energiaenergetica.enea.it/servizi-per/imprese/diagnosi-energetiche/indicazioni-operative.html>.

6.2 Gli impatti occupazionali connessi alla promozione dell'efficienza energetica

Nel 2020 gli investimenti in efficienza energetica, attestatisi intorno ai 4 miliardi di euro, sono correlati per l'84% alle Detrazioni Fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici. Nel medesimo anno, secondo le stime del GSE, le ricadute occupazionali temporanee legate agli interventi di efficientamento energetico sfiorano le 47.000 Unità di Lavoro. Si registra, tra il 2020 e il 2021, una crescita degli investimenti in efficienza energetica effettuati dalla Pubblica Amministrazione e sostenuti dal meccanismo del Conto Termico che passano da 153 milioni di euro a oltre 185 milioni di euro, consolidando un trend di crescita avviatosi a partire dal 2018. Crescono anche gli investimenti supportati dai Certificati Bianchi e dai Titoli di Efficienza Energetica destinati alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).

Adottando un approccio metodologico coerente con quello utilizzato per valutare le ricadute delle fonti rinnovabili (matrici delle interdipendenze settoriali), sono state condotte valutazioni anche per gli effetti delle politiche di promozione dell'efficienza energetica. In particolare sono state valutate le ricadute economiche, in termini di investimenti e nuovo valore aggiunto per l'intera economia nazionale, e occupazionali in termini di ricadute temporanee dirette e indirette legate agli interventi realizzati grazie al contributo dei Certificati Bianchi, dei Titoli di Efficienza Energetica destinati alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), del Conto Termico (limitatamente agli interventi di efficienza energetica realizzati dalla Pubblica Amministrazione⁵⁸) e delle Detrazioni Fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici (c.d. Ecobonus). Per quanto riguarda le ricadute permanenti, essendo gli interventi di efficienza energetica estremamente eterogenei, è complicato e in alcuni casi poco significativo ottenere delle stime (si pensi al settore building dove ingenti sono, ad esempio, gli investimenti per la realizzazione di un cappotto termico, ma non significative, almeno nel breve-medio periodo, le spese di manutenzione dello stesso); per semplicità esse non sono state quindi prese in considerazione.

È importante segnalare che le misure considerate per effettuare le stime presentate di seguito rappresentano un sottoinsieme di tutte le misure di efficienza energetica attuate. Sono in corso di elaborazione le stime delle ricadute economiche e occupazionali inerenti altre politiche di promozione dell'efficienza energetica, i cui esiti saranno presentati nelle successive edizioni della presente Relazione.

Si stima che agli interventi di efficienza energetica che nel 2020 hanno avuto accesso ai meccanismi di incentivazione considerati siano corrisposti investimenti per circa 4 miliardi di euro (in particolar modo grazie alle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici), a cui è associato un valore aggiunto di circa 2,7 miliardi di euro ed un totale di oltre 46.900 unità di lavoro "temporanee" dirette più indirette (equivalenti a tempo pieno).

⁵⁸ Le ricadute riguardanti gli interventi incentivati tramite il Conto Termico sono considerate nella parte relativa agli impatti economici e occupazionali delle FER termiche

Tabella 24: Ricadute economiche e occupazionali delle politiche di promozione dell'efficienza energetica nel 2020 suddivise per meccanismo

Meccanismo di promozione	Investimenti (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)
Ecobonus	3.336	2.268	40.369
Conto Termico ⁵⁹	153	104	1.894
Certificati Bianchi	188	126	2.220
Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)	276	188	2.455
Totale	3.953	2.686	46.938

Per quanto riguarda il 2021 le stime preliminari non tengono conto delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici, perché nel momento in cui si scrive non sono ancora noti gli investimenti attivati dal meccanismo. Per quanto riguarda il Conto Termico, i Certificati Bianchi e la CAR si stima in via preliminare che nel 2021 agli interventi incentivati siano corrisposti investimenti per circa 900 milioni di euro, a cui è associato un valore aggiunto di oltre 600 milioni di euro ed un totale di circa 9.800 unità di lavoro “temporanee” dirette più indirette (equivalenti a tempo pieno).

Tabella 25: Ricadute economiche e occupazionali delle politiche di promozione dell'efficienza energetica nel 2021 suddivise per meccanismo – (elaborazioni preliminari)

Meccanismo di promozione	Investimenti (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)
Conto Termico ⁶⁰	185	126	2.297
Certificati Bianchi	366	249	4.324
Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)	357	243	3.175
Totale	909	618	9.796

⁵⁹ Si considerano solamente gli interventi con contratto attivo in accesso diretto nel 2020; sono quindi esclusi gli interventi a prenotazione. Le stime riguardanti la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni incentivata mediante il Conto Termico sono incluse in quelle complessive sulle fonti rinnovabili termiche

⁶⁰ Si considerano solamente gli interventi con contratto attivo in accesso diretto nel 2021; sono quindi esclusi gli interventi a prenotazione. Le stime riguardanti la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni incentivata mediante il Conto Termico sono incluse in quelle complessive sulle fonti rinnovabili termiche

7 IL VALORE AGGIUNTO DEL SETTORE ENERGETICO⁶¹

Nel 2021 l'economia italiana ha registrato una crescita di intensità eccezionale, grazie al forte recupero dell'attività produttiva dopo un 2020 caratterizzato dagli effetti negativi dell'emergenza sanitaria. Il valore aggiunto complessivo dei settori produttivi è aumentato in volume del 6,5% (nel 2020 aveva registrato un calo dell'8,8%). Il **settore energetico** ha segnato una crescita meno marcata pari al **4,9%**: il settore della “fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata” ha registrato un incremento del **2,4%**; mentre il settore della “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio” ha registrato un aumento straordinario (**+145,6%**) facendo più che raddoppiare il livello del valore aggiunto e tornando a un livello molto prossimo a quello registrato nel 2017 (1,1 miliardi di euro). In termini assoluti, a prezzi correnti, i due settori hanno generato un valore aggiunto pari a circa **33,9 miliardi di euro** con un **contributo al PIL pari all'1,9%**. Anche nel 2021 le imprese produttrici di energia elettrica hanno beneficiato di **incentivi** connessi alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate, per un ammontare stimato pari a circa **5,8 miliardi di euro**.

Nel 2021 l'economia italiana ha registrato una crescita di intensità eccezionale, grazie al forte recupero dell'attività produttiva dopo un 2020 caratterizzato dagli effetti negativi dell'emergenza sanitaria. Nel 2021 il valore aggiunto complessivo è aumentato in volume del 6,5% a fronte del forte calo del 2020 pari all'8,8%. A livello settoriale l'incremento più elevato è stato registrato dalle costruzioni (+21,3%); l'industria in senso stretto e i servizi hanno registrato incrementi rispettivamente pari all'11,9% e al 4,5%, mentre l'agricoltura, silvicoltura e pesca ha segnato un calo dello 0,8%. In tale contesto, il settore energetico ha registrato una crescita meno marcata rispetto alla dinamica complessiva del valore aggiunto, pari al 4,9%.

In termini assoluti, i settori della “fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata” e della “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio” hanno generato complessivamente un valore aggiunto, a prezzi correnti, pari a circa 33,9 miliardi di euro e, a prezzi dell'anno precedente, pari a circa 31,7 miliardi di euro, con un'incidenza sul PIL rispettivamente pari all'1,9% e all'1,8% (Tabella 26).

⁶¹ La definizione di settore energetico e di valore aggiunto nei Conti economici nazionali dell'Istat è riportata nei Prospetti 1 e 2 del paragrafo. In base ai dati e alle informazioni ad oggi disponibili, si analizza in questo paragrafo, come ormai di consueto nella Relazione, il valore aggiunto generato dai settori “fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata” e dal settore “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio”.

Per un'analisi più dettagliata sulle filiere del gas, dell'energia elettrica e del petrolio si vedano:

Greca G. Monografia “**La filiera del gas**: il valore aggiunto e le sue principali caratteristiche strutturali” in “La situazione energetica nazionale nel 2018” – Ministero dello sviluppo economico

(https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2019.pdf)

Greca G. Monografia “**La filiera dell'energia elettrica**: il valore aggiunto e le sue principali caratteristiche strutturali” in “La situazione energetica nazionale nel 2018” – Ministero dello sviluppo economico

(https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2018.pdf)

Greca G. – Monografia “**La filiera del petrolio**: il valore aggiunto e le sue principali caratteristiche strutturali” in “La situazione energetica nazionale nel 2017” – Ministero dello sviluppo economico (https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/MiSE-DGSAIE_Relazione_energia_ed_appendici_2018.pdf).

Per maggiori approfondimenti su produzione, costi e valore aggiunto del settore energetico secondo il Sistema europeo dei conti (Sec 2010) nel periodo 2011-2014 si veda Greca G. – Monografia “**Produzione, costi e valore aggiunto del settore energetico** negli anni 2011-2014” in “La situazione energetica nazionale nel 2014” – Ministero dello sviluppo economico.

Tabella 26: Valore aggiunto dei settori fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione. Anno 2021 (milioni di euro – valori correnti, prezzi dell’anno precedente e peso %) (*)

	Valori correnti	Valori prezzi anno precedente	Peso % sul PIL	
Fornitura di energia elettrica e di gas, vapore e aria condizionata	31.495	29.111	1,77%	1,65%
Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	2.358	2.550	0,13%	0,14%
Totale	33.853	31.661	1,90%	1,79%

(*) = Dati provvisori

Fonte: Istat, Conti economici nazionali

In volume, i due settori hanno registrato nel 2021 andamenti differenti che riflettono le caratteristiche e le dinamiche tipiche dei mercati di riferimento. Se, infatti, le imprese appartenenti alla filiera dell’“energia elettrica, del gas, vapore e aria condizionata” hanno registrato un incremento del valore aggiunto pari soltanto al 2,4% (cfr. Tabella 27 e Figura 60), il settore della “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio” ha registrato un aumento straordinario (+145,6%) facendo più che raddoppiare il livello del valore aggiunto raggiunto nell’anno precedente e tornando a un livello molto prossimo a quello registrato nel 2017 (anno prima del crollo) pari a 1,1 miliardi di euro (cfr. Tabella 27 e Figura 61). Il primo settore ha registrato un aumento della produzione pari al 2,8%, evidenziando un lieve miglioramento rispetto all’anno precedente, in conseguenza in particolare del recupero dei consumi industriali rispetto ai consumi delle famiglie che avevano, comunque, mostrato una tenuta anche durante il periodo del confinamento. Il settore della “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio”, invece, ha evidenziato un significativo incremento della produzione, pari al 7,4%, come effetto del recupero della domanda di prodotti petroliferi, in particolare del consumo di carburanti per autotrazione, rispetto all’anno 2020 che era stato caratterizzato da rigide misure di restrizione alla mobilità adottate in risposta all’emergenza pandemica.

Se si analizza l’andamento del valore aggiunto nel periodo 2010-2021 si osserva come i due settori abbiano subito una perdita rilevante in termini percentuali, particolarmente marcata per il settore della “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione”, con un crollo pari al 70,5%, più contenuta per il settore della “fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata” con una caduta pari al 14,7%. In termini assoluti i due settori hanno rispettivamente perso 2,6 e 4,3 miliardi di euro (cfr. Figura 60 e Figura 61).

Tabella 27: Valore aggiunto dei settori fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione. Anni 2019-2021 (milioni di euro – valori concatenati anno 2015 e variazioni %) (*)

	2019	2020	2021	Var.% 2019/ 2018	Var.% 2020/ 2019	Var.% 2021/ 2020
Fornitura di energia elettrica e di gas, vapore e aria condizionata	26.638	24.246	24.818	+4,6	-9,0	+2,4
Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	780	442	1.085	-0,7	-43,4	+145,6
Totale	27.418	24.688	25.903	+4,4	-10,0	+4,9

(*) = Dati provvisori

Fonte: Istat, Conti economici nazionali

Valore aggiunto del settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata (milioni di euro - valori concatenati anno 2015) – Anni 2010-2021

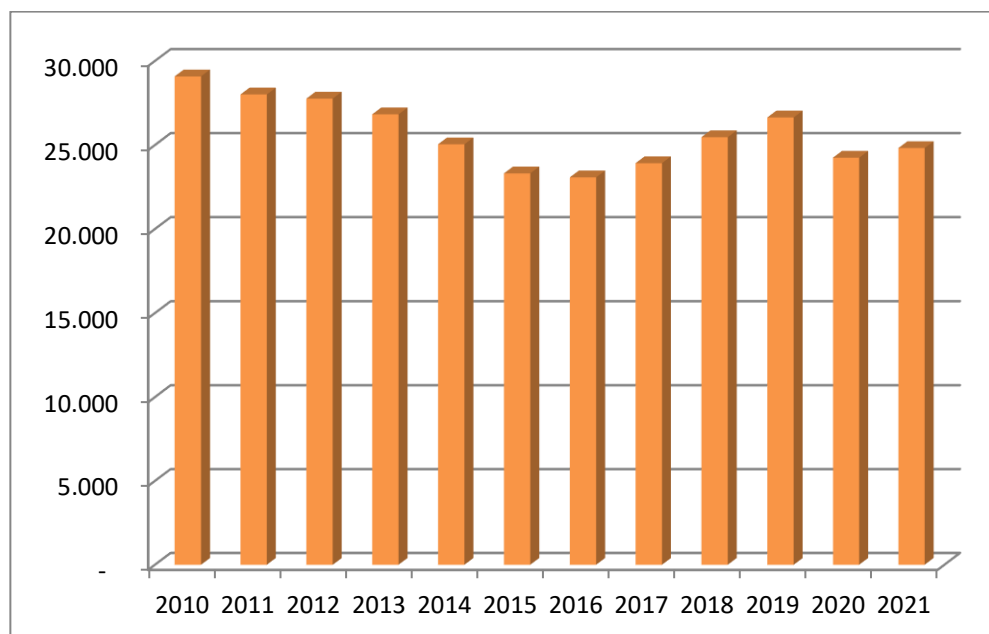


Figura 60

Fonte: Istat, Conti economici nazionali

Valore aggiunto del settore della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio (milioni di euro - valori concatenati anno 2015) – Anni 2010-2021

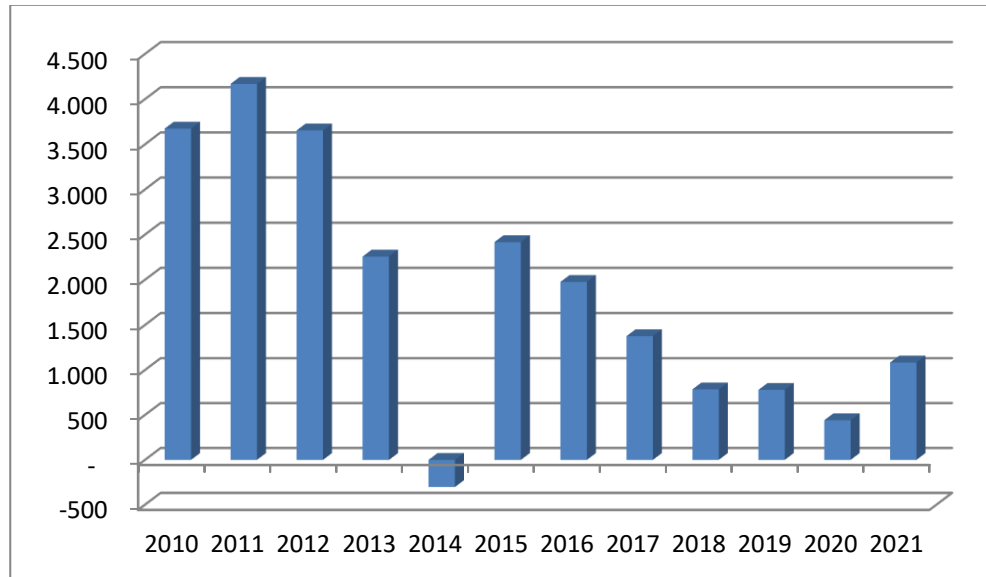


Figura 61 Fonte: Istat, Conti economici nazionali

All'interno del settore della “fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata”, le imprese che hanno contribuito maggiormente a generare il valore aggiunto sono quelle che svolgono l'attività di “produzione dell'energia elettrica”, con un peso percentuale che arriva a circa il 49,0% del valore aggiunto complessivo. Come noto, l'attività di produzione è realizzata sia da grandi imprese, appartenenti a gruppi multinazionali, sia da imprese di medio-piccola dimensione, costituite principalmente da produttori di energia da fonti rinnovabili che, per loro natura, beneficiano di significativi contributi⁶². In via preliminare si stima che nel 2021 le imprese che svolgono, quale attività principale⁶³, la produzione di energia elettrica abbiano beneficiato di incentivi connessi alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate per un ammontare pari a circa 5,8 miliardi di euro, con una maggiore concentrazione per le imprese di piccole e medie dimensioni (circa l'89%)⁶⁴. Nella Tabella 28 si riporta la distribuzione, in termini economici, dei principali meccanismi di incentivazione tra grandi e medio-piccole imprese per l'anno 2021. Dal punto di vista, quindi, dell'allocatione degli incentivi appare evidente come tale sistema di promozione abbia consentito la rimozione di alcune barriere all'accesso al mercato, con particolare riferimento a quelle legate alla dimensione degli investimenti. Nel corso degli anni si è, quindi, osservato l'ingresso nel mercato di numerosi operatori di medie e piccole dimensioni a riprova dell'accresciuta contendibilità del mercato elettrico.

⁶² Il valore della produzione realizzata dalle imprese produttrici di energia elettrica include, per definizione, i «contributi ai prodotti», cioè i «trasferimenti erogati per singola unità di bene o servizio prodotto» riferiti, nel caso specifico, all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate (cfr. Sistema europeo dei conti nazionali, 2010). Per le imprese del settore energetico, quindi, i contributi costituiscono una componente rilevante del valore aggiunto da esse generato.

⁶³ L'attività principale di un'unità di attività economica è l'attività il cui valore aggiunto supera quello di qualsiasi altra attività esercitata nella stessa unità. La classificazione dell'attività principale è determinata con riferimento all'ATECO 2007, dapprima al livello più elevato della classificazione e successivamente ai livelli più dettagliati.

⁶⁴ In questo paragrafo si pubblicano alcuni risultati aggregati delle analisi condotte nell'ambito del Progetto di ricerca tematica Istat “I meccanismi di incentivazione energetico-ambientale”. Per maggiori dettagli cfr. “Greca (2021), Progetto di ricerca tematica Istat. Nell'ambito del progetto sono stati analizzati gli strumenti di incentivazione connessi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e quelli connessi ai servizi di ritiro dell'energia elettrica. In questo paragrafo si riportano, in particolare, i risultati delle elaborazioni effettuate sui seguenti meccanismi di incentivazione connessi alle fonti rinnovabili e assimilate: Provvedimento CIP6/92, Tariffa Omnicomprensiva (TO), Conto Energia (CE), Ex Certificati Verdi (CV) e Gestione Riconoscimento Incentivo (GRIN). Per una disamina degli incentivi destinati alle energie rinnovabili si veda la Monografia “Incentivazione del settore elettrico”.

Tabella 28: Distribuzione dei principali meccanismi di incentivazione alle imprese che svolgono l'attività principale di produzione dell'energia elettrica per dimensione di impresa (milioni euro) – Anno 2021^(*)

Tipologia di meccanismo ^(**)	Attività principale “Produzione energia elettrica”		Totale
	Grandi imprese (>= 250 addetti)	Medio-piccole imprese (0-249 addetti)	
CIP6/92	125	0	125
TO	438	444	882
CE	20	2.473	2.493
GRIN - EX CV	305	2.015	2.320
TOTALE	888	4.932	5.820

(*) = Dati provvisori (**) = CIP6/92 = Provvedimento CIP6/92, TO = Tariffa Omnicomprensiva, CE = Conto Energia, GRIN = Gestione Riconoscimento Incentivo, EX CV= Ex Certificati Verdi.

Fonte: Istat, Elaborazioni Progetto di ricerca tematica Istat “I meccanismi di incentivazione energetico-ambientali” su dati Istat e GSE

Se si allarga il campo di osservazione anche alle imprese che svolgono l'attività di produzione di energia elettrica quale attività secondaria o ausiliaria⁶⁵, l'ammontare stimato complessivo degli incentivi raggiunge circa 7,8 miliardi di euro (Tabella 29). Si stima che le imprese che svolgono, infatti, altre attività economiche abbiano beneficiato di incentivi pari a circa 2 miliardi di euro, equivalenti al 25% del totale delle risorse destinate a incentivi connessi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate.

L'analisi per settore di attività economica mostra che le imprese che svolgono quale attività principale “agricoltura”, “manifattura” e “servizi” (in particolare commercio all'ingrosso e attività immobiliari) sono quelle che hanno usufruito dei maggiori contributi: l'agricoltura e la manifattura con un ammontare superiore ai 700 milioni di euro, i servizi superiore ai 600 milioni di euro (Tabella 30). Ciò a dimostrazione che il sistema italiano di promozione e incentivazione in ambito energetico ed ambientale ha erogato significativi importi di cui hanno potuto usufruire anche altri settori di attività economica.

⁶⁵ Per attività secondaria si intende un'attività esercitata all'interno di una unità di attività economica (UAE) locale in aggiunta all'attività principale; per attività ausiliaria si intende un'attività il cui prodotto è destinato a essere impiegato all'interno dell'impresa.

Tabella 29: Distribuzione dei principali meccanismi di incentivazione alle imprese che svolgono l'attività di produzione dell'energia elettrica per tipologia (milioni euro) – Anno 2021^(*)

Tipologia di meccanismo ^(**)	Attività principale	Attività secondaria- ausiliaria	Totale
	“Produzione energia elettrica”	“Produzione energia elettrica”	
CIP6/92	125	0	125
TO	882	258	1.140
CE	2.493	1.449	3.942
GRIN - EX CV	2.320	283	2.603
TOTALE	5.820	1.990	7.810

(*) = Dati provvisori (**) = CIP6/92 = Provvedimento CIP6/92, TO = Tariffa Omnicomprensiva, CE = Conto Energia, GRIN = Gestione Riconoscimento Incentivo, EX CV= Ex Certificati Verdi.

Fonte: Istat, Elaborazioni Progetto di ricerca tematica Istat “I meccanismi di incentivazione energetico-ambientali” su dati Istat e GSE

Tabella 30: Settori di attività economica che hanno beneficiato dei principali meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (milioni euro) – Anno 2021^(*)

Settore di attività economica	Totale
Agricoltura, silvicoltura e pesca	789
Attività estrattiva	5
Attività manifatturiere	734
Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	5.263
Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento	216
Costruzioni	132
Servizi	672
TOTALE	7.810

(*) = Dati provvisori Fonte: Istat, Elaborazioni Progetto di ricerca tematica Istat “I meccanismi di incentivazione energetico-ambientali” su dati Istat e GSE

Per analizzare il peso che le singole attività produttive assumono nel panorama economico nazionale non si può prescindere dall'analisi congiunta delle principali variabili strutturali dei singoli settori e di specifici indicatori di competitività. È necessario, quindi, affiancare all'analisi del valore aggiunto, quella di altre variabili strutturali quali il numero di imprese, il numero di addetti, ecc., e calcolare specifici indicatori rappresentativi dei risultati economici delle imprese. Di seguito si riportano i principali indicatori strutturali

ed economici che caratterizzano i settori della “fornitura di energia elettrica, gas, vapore ed aria condizionata” e della “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione” (cfr. Tabella 31 e Tabella 32. Tra questi indicatori l’intensità energetica del valore aggiunto assume un significato rilevante, oggi più che mai, in quanto permette di identificare e analizzare i settori “*energy intensive*”, cioè quelli che consumano più energia per ogni milione di valore aggiunto generato⁶⁶. Nel 2019 (ultimo anno per i quali sono pubblicati i dati) si classifica al primo posto tra i primi 10 settori “*energy intensive*” il settore della “fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio”. Nel periodo 2017-2019 il settore ha registrato un significativo incremento dell’intensità energetica (+115,2%) per effetto, in particolare, del crollo del valore aggiunto (-43,3%) che passa da 1,4 miliardi di euro a 780 milioni di euro. Dal punto di vista strutturale tale settore si caratterizza nel 2019 per la presenza di 284 imprese che impiegano 10.339 addetti; rispetto al totale del macrosettore manifattura realizza lo 0,7% del valore aggiunto. Anche il settore della “fornitura di energia elettrica, gas, vapore ed aria condizionata” si classifica tra i primi 10 settori “*energy intensive*” attestandosi alla quinta postazione. Va segnalato, tuttavia, che nel periodo 2017-2019 il settore ha ridotto il consumo di energia per milione di valore aggiunto realizzato, passando da 42,25 a 35,12 terajoule per milione di euro (-15,2%). Tale riduzione è riconducibile esclusivamente alla diminuzione dei consumi energetici, visto che nello stesso periodo il valore aggiunto ha registrato un significativo incremento (+11,4%). Il settore si caratterizza per la presenza nel 2019 di 11.856 imprese sul territorio e l’impiego di 65.808 addetti. In termini strutturali tale settore ha prodotto l’8,4% del valore aggiunto della manifattura.

Tabella 31: Indicatori strutturali ed economici del settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore ed aria condizionata – Anni 2017-2019 (*)

	2017	2018	2019
CARATTERISTICHE STRUTTURALI			
Numero di imprese	11.271	11.794	12.433
Numero di addetti	88.222	83.743	84.113
Valore aggiunto (% sul totale manifattura)	8,0	8,1	8,4
Numero di imprese nate	580	568	510
Numero di imprese cessate (b)	283	291	336
Rapporto di concentrazione (Rapporto tra fatturato delle prime cinque imprese e fatturato totale) (%)	53,9	55,6	55,3
Integrazione verticale (valore aggiunto/fatturato) (%)	12,2	12,7	13,6
Intensità energetica (TJ/valore aggiunto in milioni)	42,25	37,24	35,12
RISULTATI ECONOMICI			
Valore aggiunto per addetto (mgl euro) (A)	276,0	304,9	324,8
Costo del lavoro per dipendente (mgl euro) (B)	63,9	67,4	68,0
Competitività di costo (rapporto % tra A/B)	432,2	452,5	477,7

(*) Nella Tabella sono riportati alcuni dei principali indicatori strutturali ed economici dei settori, con riferimento al periodo 2017-2019; il 2019 rappresenta l’ultimo anno di elaborazione per il quale sono ad oggi disponibili i dati complessivi. Fonte: Istat

⁶⁶ Per un’analisi più dettagliata si veda Greca G., Vetrella G. (2021) - Monografia “Intensità energetica: analisi strutturale ed economica del sistema produttivo” in “La situazione energetica nazionale nel 2020” – Ministero dello sviluppo economico (https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2020.pdf).

Tabella 32: Indicatori strutturali ed economici del settore della fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione – Anni 2017-2019 (*)

	2017	2018	2019
CARATTERISTICHE STRUTTURALI			
Numero di imprese	297	296	284
Numero di addetti	10.607	10.325	10.339
Valore aggiunto (% sul totale manifattura)	1,0	0,6	0,7
Numero di imprese nate	13	7	7
Numero di imprese cessate (b)	9	11	10
Rapporto di concentrazione (Rapporto tra fatturato delle prime cinque imprese e fatturato totale) (%)	89,0	87,9	88,3
Integrazione verticale (valore aggiunto/fatturato) (%)	6,5	3,4	3,4
Intensità energetica (TJ/valore aggiunto in milioni)	182,15	347,07	392,00
RISULTATI ECONOMICI			
Valore aggiunto per addetto (mgl euro) (A)	214,4	124,7	143,7
Costo del lavoro per dipendente (mgl euro) (B)	73,3	72,1	74,7
Competitività di costo (rapporto % tra A/B)	292,7	172,9	192,3

(*) Nella Tabella sono riportati alcuni dei principali indicatori strutturali ed economici dei settori, con riferimento al periodo 2017-2019; il 2019 rappresenta l'ultimo anno di elaborazione per il quale sono ad oggi disponibili i dati complessivi.

Fonte: Istat

PROSPETTO 1: IL SETTORE ENERGETICO NEI CONTI ECONOMICI NAZIONALI DELL'ISTAT

Nei Conti economici nazionali il settore energetico rappresenta le seguenti attività economiche, definite secondo la Classificazione delle attività economiche Ateco 2007:

SEZIONE/DIVISIONE	GRUPPO/CLASSE DI ATTIVITA' ECONOMICA
05. Estrazione di carbone	05.1 Estrazione di antracite
	05.2 Estrazione di lignite
06. Estrazione di petrolio greggio e di gas naturale	06.1 Estrazione di petrolio greggio
	06.2 Estrazione di gas naturale
09 Attività di supporto all'estrazione	09.1 Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas
19. Fabbricazione di coke e di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio	19.1 Fabbricazione di prodotti di cokeria
	19.2 Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio
46 Commercio all'ingrosso	46.71 Commercio all'ingrosso di prodotti petroliferi e lubrificanti per autotrazione, di combustibili per riscaldamento
47 Commercio al dettaglio	47.30 Commercio al dettaglio di carburante per autotrazione
	47.78.4 Commercio al dettaglio di combustibile per uso domestico e per riscaldamento
49 Trasporto e magazzinaggio	49.5 Trasporto mediante condotte
	52.10.1 Magazzini di custodia e deposito per conto terzi
D. Fornitura di energia elettrica e di gas, vapore e aria condizionata	35.11 Produzione di energia elettrica
	35.12 Trasmissione di energia elettrica
	35.13 Distribuzione di energia elettrica
	35.14 Commercio di energia elettrica
	35.21 Produzione di gas
	35.22 Distribuzione di gas
	35.23 Commercio di gas
	35.3 Fornitura di vapore e aria condizionata

PROSPETTO 2: DEFINIZIONE DI VALORE AGGIUNTO E PRODUZIONE NEI CONTI ECONOMICI NAZIONALI DELL'ISTAT

Valore aggiunto: il valore aggiunto è dato dal valore della produzione meno il valore dei costi intermedi; consente di misurare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi disponibili per gli impieghi finali.

Valore aggiunto ai prezzi base: Il valore aggiunto ai prezzi base è il saldo tra la produzione ai prezzi base e i costi intermedi valutati ai prezzi d'acquisto. Il prezzo base è l'ammontare che riceve il produttore dalla vendita di un bene o servizio, al netto delle imposte sui prodotti e al lordo dei contributi ai prodotti.

Produzione: la produzione consta dei prodotti risultanti dall'attività di produzione nel corso del periodo contabile. Si distinguono tre tipi di produzione: produzione di beni e servizi destinabili alla vendita; produzione di beni e servizi per proprio uso finale; altra produzione di beni e servizi non destinabili alla vendita.

Produzione ai prezzi base: la produzione è espressa ai prezzi base quando è calcolata al netto delle imposte sui prodotti e al lordo dei contributi ai prodotti.

8 LE IMPOSTE SULL'ENERGIA

8.1 Principali evidenze

Nel 2021 il gettito delle imposte sull'energia in Italia è circa 42 miliardi di euro (il 5,5% del totale imposte e contributi sociali e il 2,4% del PIL), il 4,6% in più rispetto al 2020. In aumento la quota dell'imposta sugli oli minerali e derivati (da 53,1% a 58,0%) e quella dei proventi derivanti dai permessi di emissione (dal 3,2% al 6,0%) a fronte di una quota ridotta delle imposte gravanti sull'uso dell'energia elettrica (dal 33,5% al 26,0%).

Nel 2021, il gettito delle imposte sull'energia⁶⁷ in Italia è stato pari a 42,1 miliardi di euro, con un incremento del 4,6% rispetto all'anno precedente (Tabella 33). Sulla crescita complessiva del gettito hanno inciso soprattutto l'imposta sugli oli minerali e derivati (+3,0 miliardi) e i proventi derivanti dai permessi di emissione (+1,2 miliardi). Gli incrementi del gettito delle due imposte sono riconducibili, nel primo caso, all'aumento dei consumi dei prodotti energetici su cui l'imposta grava (tornati quasi ai livelli pre pandemici) e nel secondo, all'aumento del prezzo delle quote allocate tramite asta.

Negli ultimi due anni è proseguita la riduzione della quota delle imposte sull'energia sul totale delle imposte e dei contributi sociali (da 6,2% nel 2019 a 5,7% nel 2020 e 5,5% nel 2021) e, pur se in modo meno accentuato, quella rispetto al Pil (da 2,6% nel 2019 a 2,4% nel 2020 e 2021).

Tabella 33: Gettito delle imposte sull'energia per tipo di imposta; incidenze percentuali sul totale imposte e contributi sociali e sul PIL – Anni 2018-2021*

Imposta	2018	2019	2020	2021
Gettito delle imposte sull'energia (milioni di euro)				
Imposta sugli oli minerali e derivati	25.917	25.881	21.379	24.427
Imposta sui consumi di carbone	30	26	75	34
Sovrimposta di confine sugli oli minerali	14	11	9	13
Imposta sull'energia elettrica e oneri di sistema sulle fonti rinnovabili	15.069	15.150	13.507	10.939
Imposta sui gas incondensabili	622	631	520	571
Sovrimposta di confine sui gas incondensabili	0	0	0	0
Imposta sul gas metano	3.922	4.023	3.392	3.527
Contributo sui ricavi degli operatori del settore energetico a favore dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente	74	72	65	63
Entrate dell'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano	26	44	44	44
Proventi da utilizzo dei permessi di emissione	1.454	1.289	1.290	2.523
Totale imposte sull'energia	47.128	47.127	40.281	42.141
Percentuale sul totale imposte e contributi sociali (%)				
Imposte sull'energia	6,38	6,21	5,69	5,46
Percentuale sul PIL (%)				
Imposte sull'energia	2,66	2,62	2,43	2,37

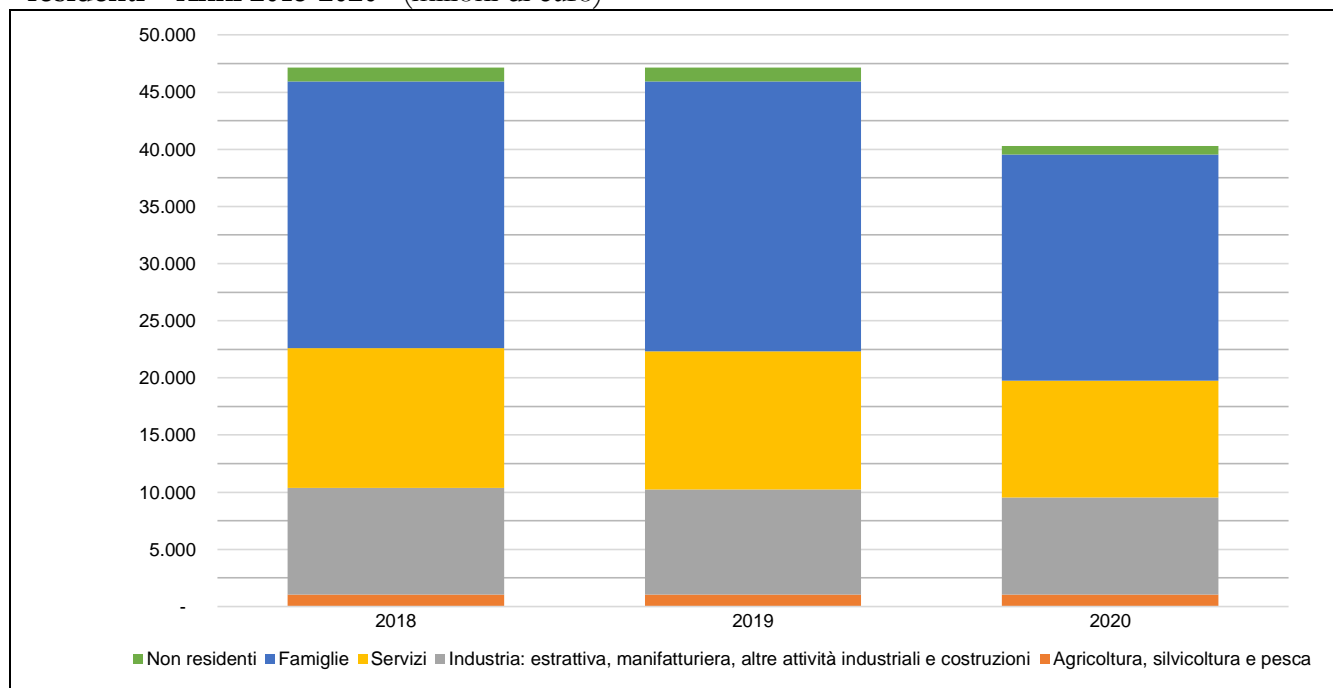
Fonte: Istat, Contabilità nazionale

* I dati degli anni 2020 e 2021 sono provvisori

⁶⁷ Le imposte sull'energia includono, prevalentemente, le imposte sui prodotti energetici utilizzati sia per finalità di trasporto (si tratta soprattutto di benzina e gasolio) sia per usi stazionari (in particolare oli combustibili, gas naturale, carbone ed elettricità). Sono comprese inoltre le imposte sull'anidride carbonica (CO₂) o quelle ad esse assimilabili.

Nel 2020⁶⁸ le famiglie residenti hanno corrisposto il 49,1% del gettito (pari a 19,8 miliardi di euro correnti; in calo rispetto ai 23,6 miliardi del 2019 corrispondenti al 50,0% del gettito), una quota molto vicina a quella delle attività produttive (che invece era 47,4% del 2019); il rimanente 1,8% è stato corrisposto dai non residenti (in calo rispetto al 2,5% del 2019)⁶⁹ (Figura 62).

Gettito delle imposte sull'energia per raggruppamento di attività produttiva, famiglie e non residenti – Anni 2018-2020* (milioni di euro)



Fonte: Istat, Contabilità ambientale

* I dati dell'anno 2020 sono provvisori

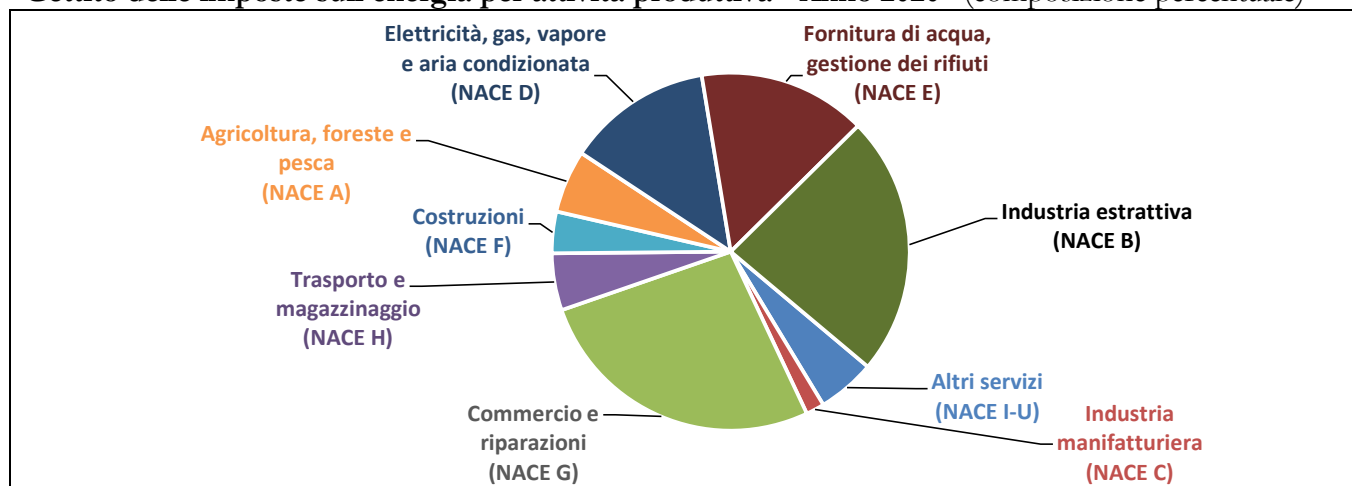
Figura 62

Nel 2020, l' "Industria manifatturiera" ha corrisposto il 26,7% del gettito delle attività produttive (pari a circa 5,3 miliardi di euro correnti), gli "Altri servizi" (ossia i servizi diversi da "Commercio e riparazioni" e da "Trasporti e magazzinaggio") il 23,5%, il "Trasporto e magazzinaggio" il 15,2% e il "Commercio e riparazioni" il 13,1% (Figura 63).

⁶⁸ Ultimo anno per il quale esistono per l'Italia dati sulle imposte sull'energia dettagliati per soggetto pagante.

⁶⁹ I "non residenti" comprendono turisti e attività economiche non residenti che acquistano combustibili sul territorio italiano.

Gettito delle imposte sull'energia per attività produttiva - Anno 2020* (composizione percentuale)



Fonte: Istat, Contabilità ambientale

* Dati provvisori

Figura 63

Le imposte sull'energia possono avere una relazione, diretta o indiretta, con il contenimento delle emissioni in atmosfera. Tra le imposte sull'energia, l'unica che presenta una connessione diretta con le politiche di contenimento delle emissioni è quella relativa ai "Proventi da utilizzo dei permessi di emissione" allocati tramite asta⁷⁰, che rientra nell'ambito dei meccanismi previsti dal sistema europeo di scambio di quote di emissione⁷¹. Nel 2020 il gettito derivante da questa componente ha rappresentato il 6% delle entrate complessive da imposte sull'energia, a fronte dell'1% circa del periodo 2013-2017 e del 3% negli anni successivi.

Negli altri casi le imposte sull'energia, come più in generale le imposte ambientali, pur non presentando esplicite finalità di mitigazione delle emissioni, possono risultare comunque rilevanti per le politiche di contenimento influenzando le scelte di produttori e consumatori attraverso l'effetto che esercitano sul livello dei prezzi e sui prezzi relativi. Ciò vale in particolare, per le imposte sull'uso di prodotti energetici mediante combustione⁷², la causa più rilevante di emissione in atmosfera⁷³. Nel 2021 questa componente ha contribuito a generare il 67,1% del gettito complessivo sull'energia, in forte aumento dal 62,3% del 2020.

Infine il gettito generato dagli oneri di sistema per il sostegno alle fonti rinnovabili, esercita un effetto indiretto sul contenimento delle emissioni, grazie all'incentivo a produrre energia utilizzando fonti diverse da quelle fossili.

Complessivamente, nel 2021, le entrate derivanti dai permessi di emissione, dalle accise sui prodotti energetici per la combustione e dagli oneri di sistema per il sostegno alle fonti rinnovabili hanno rappresentato il 93,1% del totale delle imposte sull'energia.

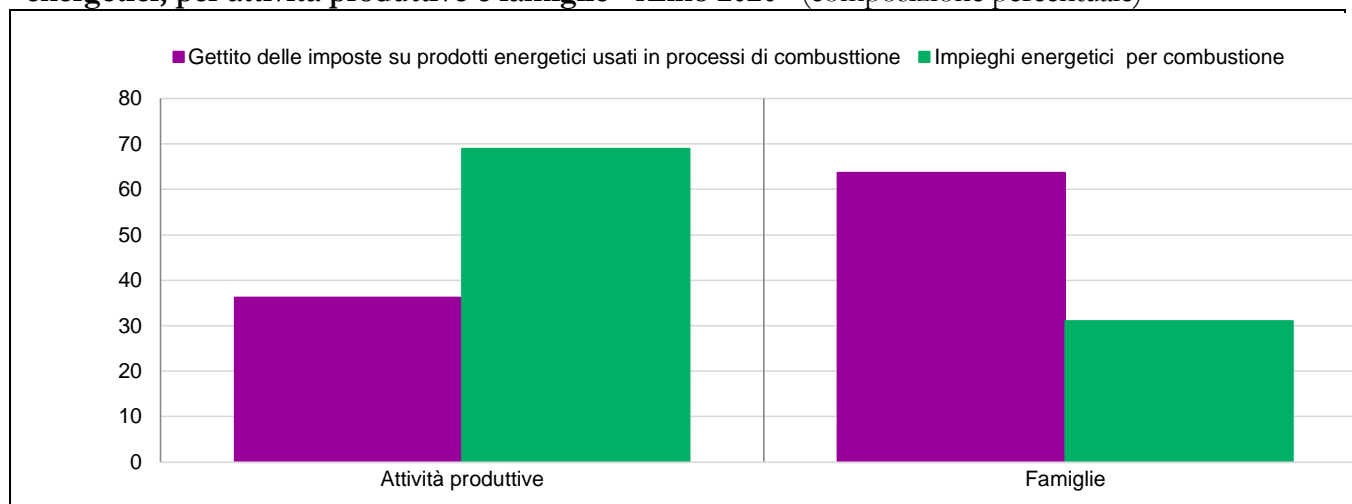
⁷⁰ Nei conti nazionali i permessi di emissione rientrano tra i "permessi per svolgere un'attività". Il corrispettivo del rilascio del permesso, ossia i proventi delle aste, costituisce una imposta sulla produzione. Ai sensi delle linee guida internazionali sulle imposte ambientali, i permessi di emissione rientrano tra le imposte sull'energia.

⁷¹ Emission trading system (ETS) previsto dal Protocollo di Kyoto come strumento per la riduzione delle emissioni.

⁷² Le imposte sui prodotti energetici usati in processi di combustione comprendono l'imposta sui consumi di carbone, l'imposta sui gas incondensabili, l'imposta sul gas metano, la sovrimposta di confine gas incondensabili, l'imposta sugli oli minerali e la sovrimposta di confine sugli oli minerali (al netto dell'imposta sugli oli lubrificanti e bitumi).

⁷³ Si veda: Tudini A., Zannoni S. (2021), *L'energia come determinante di emissioni atmosferiche e la risposta fiscale*, in: Femia A., Tudini A. (a cura di), "Economia e ambiente. Una lettura integrata", *Lecture Statistiche* – Temi, Roma: Istat. <https://www.istat.it/it/archivio/258752>.

Gettito delle imposte sui prodotti energetici usati in processi di combustione e relativi impieghi energetici, per attività produttive e famiglie - Anno 2020* (composizione percentuale)



Fonte: Istat, Contabilità ambientale

* Dati provvisori

Figura 64

Anche nel 2020, come negli anni precedenti, la ripartizione tra attività produttive e famiglie delle imposte sui prodotti energetici usati in processi di combustione non ha riflettuto quella degli impieghi: il gettito a carico delle famiglie è stato pari al 63,7% del totale⁷⁴ nel 2020 (era il 65,7% nel 2019) a fronte di una quota di impieghi pari al 31,1% (31,9% nel 2019) (Figura 64).

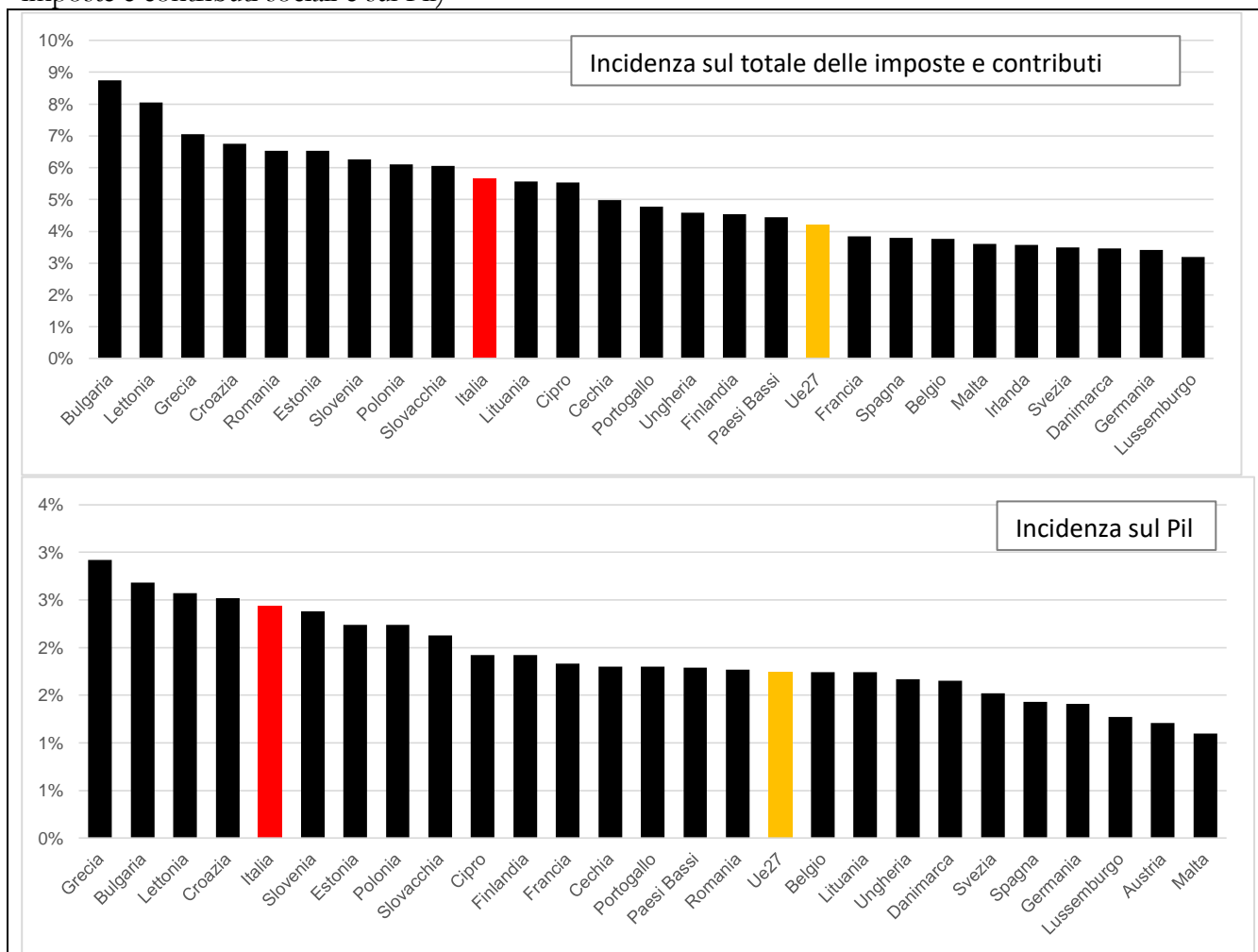
Spiegano la diversa ripartizione di impieghi e imposte tra famiglie e attività produttive, la diversa composizione degli impieghi per prodotto e per tipologia di uso (riscaldamento, trasporto, uso industriale) che ha effetti sul gettito in presenza di aliquote differenziate, nonché le esenzioni (o aliquote ridotte) di cui beneficiano alcuni comparti produttivi su cui si intende limitare il peso dell'imposizione fiscale energetica.

8.2 Il confronto europeo

Nel 2020 la fiscalità energetica in Italia è stata superiore alla media europea (Figura 65) in termini di incidenza sul totale delle imposte e dei contributi sociali (5,7% a fronte di 4,2%) e sul Pil (2,4% rispetto a 1,7%). Rispetto al 1995, primo anno in cui i dati sono disponibili, il divario tra il nostro paese e l'UE27 si è ridotto per entrambi gli indicatori (Figura 66).

⁷⁴ Il totale è calcolato con riferimento ai soli residenti.

Gettito delle imposte sull'energia per paese UE27 - Anno 2020* (incidenza percentuale sul totale delle imposte e contributi sociali e sul Pil)

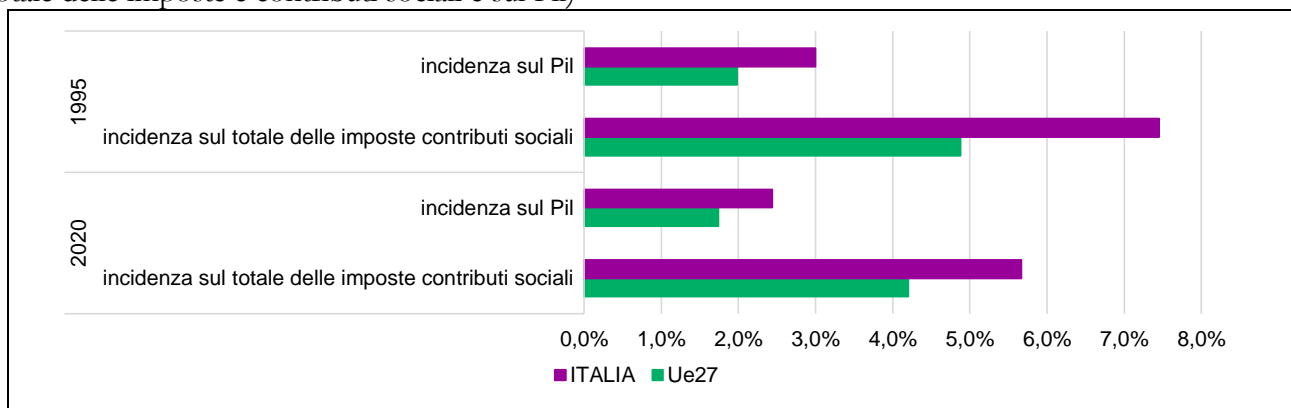


Fonte: Eurostat, Environmental tax revenues

* Dati provvisori

Figura 65

Gettito delle imposte sull'energia in Italia e UE27 - Anni 1995 e 2020* (incidenza percentuale sul totale delle imposte e contributi sociali e sul Pil)



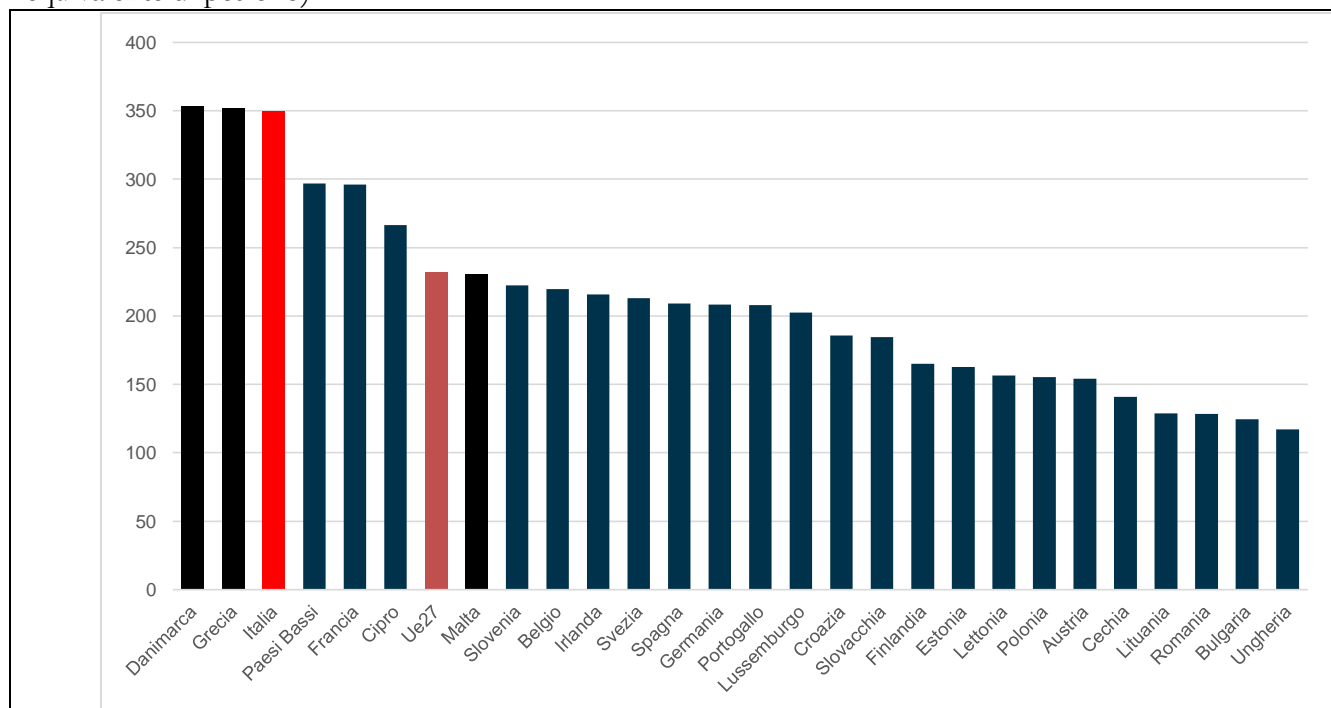
Fonte: Eurostat, Environmental tax revenues

* I dati dell'anno 2020 sono provvisori

Figura 66

In termini di aliquota fiscale implicita sull'energia (misurata come rapporto tra il gettito delle imposte sull'energia e i consumi finali di energia)⁷⁵ l'Italia è tra i paesi con un più elevato livello di imposizione nella UE27 (Figura 67).

Aliquota fiscale implicita sull'energia per paese UE27 - Anno 2020* (euro a prezzi 2010 per tonnellata equivalente di petrolio)



Fonte: Eurostat, Environmental taxes tables

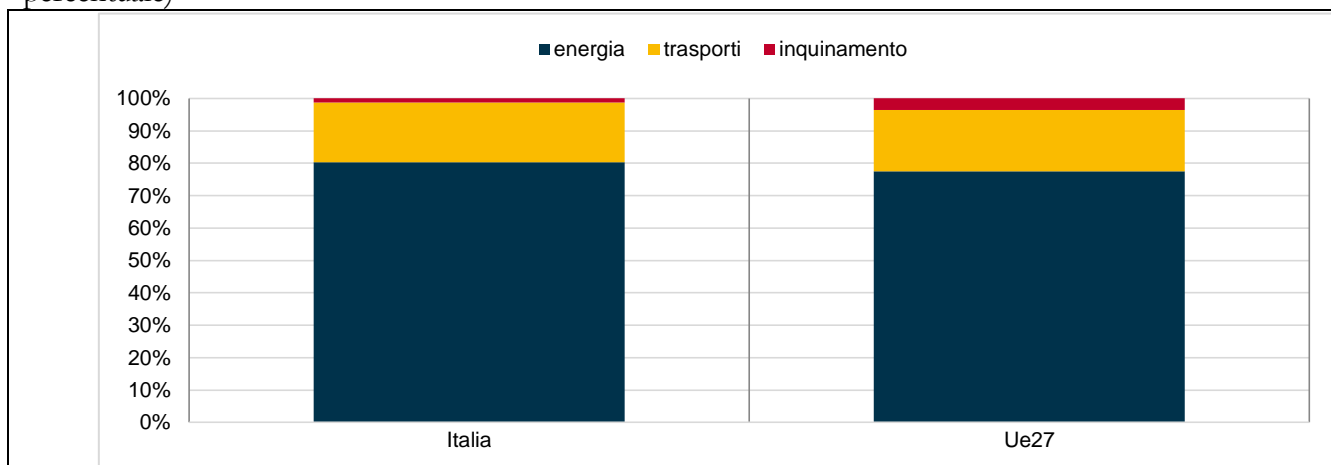
* Dati provvisori

Figura 67

⁷⁵ L'indicatore è calcolato dall'Eurostat. Il numeratore, gettito a prezzi 2010, è ottenuto usando il deflatore implicito del Pil; la fonte del dato sui consumi finali di energia sono i bilanci energetici dei paesi membri.

Il peso del gettito delle imposte sull'energia sul totale delle imposte ambientali in Italia è in linea con la media UE27: 80% in Italia e 78% nella UE27 (Figura 68).

Gettito delle imposte ambientali in Italia e UE27, per categoria – Anno 2020* (composizione percentuale)

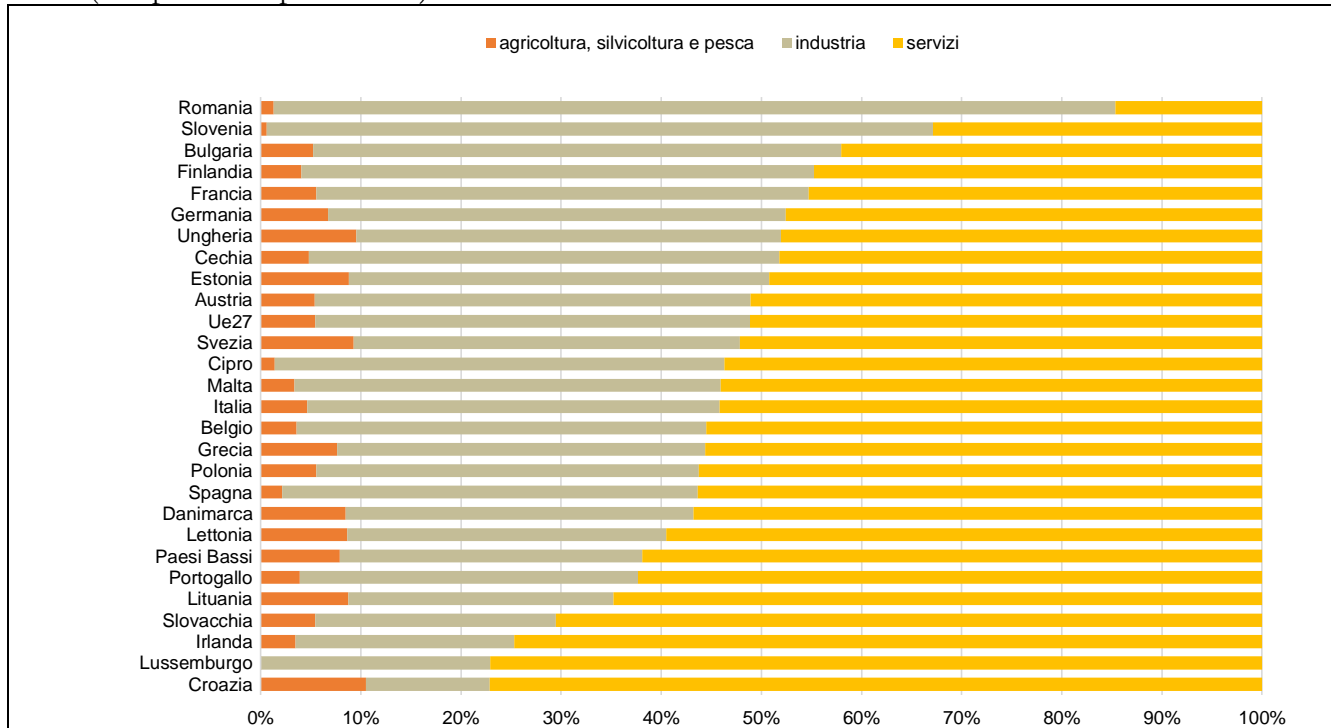


Fonte: Eurostat, Environmental tax revenues * Dati provvisori

Figura 68

Nel 2019⁷⁶ l'Italia è stato tra i Paesi per i quali la tassazione energetica si è concentrata maggiormente nei servizi (54,2% a fronte di una media UE27 del 51,1%) (Figura 69)

Gettito delle imposte sull'energia per paese UE27 per macro settore di attività produttiva – Anno 2019 (composizione percentuale)



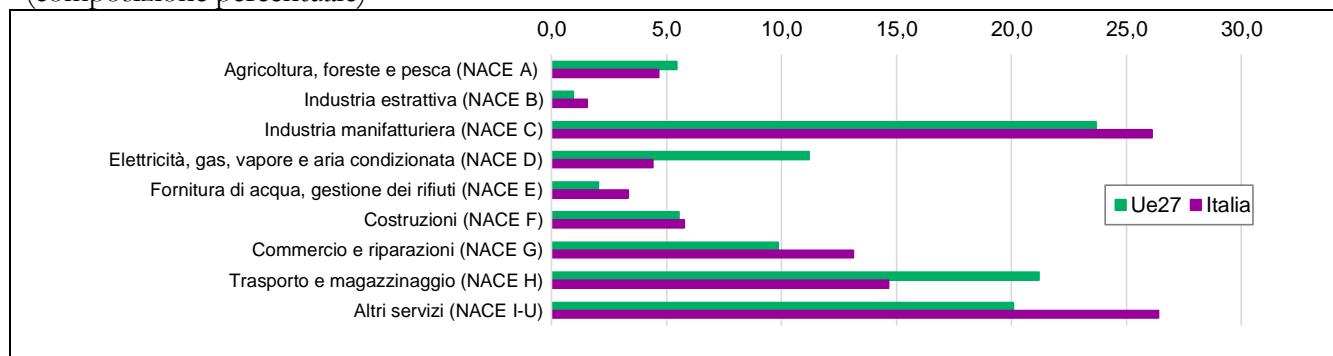
Fonte: Eurostat, Environmental taxes by economic activity

Figura 69

⁷⁶ Ultimo anno per i quali esistono dati armonizzati per i Paesi europei sulle imposte sull'energia dettagliate per soggetto pagante.

Ad un livello più disaggregato di confronto (Figura 70), tuttavia, si rileva che il maggior peso della tassazione energetica nel nostro Paese rispetto alla media UE27 osservato per i servizi nel loro complesso (NACE G-U), non si riscontra per il settore del “Trasporto e magazzinaggio” che presenta in Italia un peso minore (14,6% a fronte di 21,2% in UE27). Per quanto riguarda l’industria (NACE B-F), è il settore della produzione di “Elettricità, gas, vapore e aria condizionata” ad avere un minor peso della tassazione sull’energia rispetto alla media UE27 a fronte di un peso maggiore per l’ “Industria manifatturiera”.

Gettito delle imposte sull’energia in Italia e UE27 per settore di attività produttiva – Anno 2019
(composizione percentuale)



Fonte: Eurostat, Environmental taxes by economic activity

Figura 70

MONOGRAFIE

LE SCORTE PETROLIFERE DI SICUREZZA⁷⁷

La crisi petrolifera del 1974 ha rappresentato il primo evento di rilevanza internazionale di grave interruzione dell'approvvigionamento di prodotti petroliferi. In quegli anni, la crisi pose fine al ciclo di sviluppo economico che aveva caratterizzato l'Occidente nel ventennio del dopo guerra, con pesanti conseguenze in termini di austerità che portò l'industria ad affrontare, per la prima volta, il problema del risparmio energetico. In ambito OCSE si decise, allora, di definire, tramite l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), un accordo congiunto tra Paesi per la redazione dell'International Energy Program (IEP) in cui definire una procedura funzionale e condivisa per affrontare le future crisi di approvvigionamento di greggio e prodotti petroliferi.

In quanto stato membro dell'AIE e dell'Unione Europea (UE), il contesto in cui l'Italia si trova ad agire per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti petroliferi è definito mediante gli indirizzi e gli atti normativi emanati a livello internazionale e recepiti nella legislazione nazionale.

Il compito di definire e attuare le politiche in materia di sicurezza degli approvvigionamenti è affidato al Ministero della Transizione Ecologica e in particolare alla Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza (DGIS). In tale ambito sono state definite le misure da adottare in caso di emergenza per far fronte a scenari di crisi di approvvigionamento mediante, prevalentemente, misure di contenimento dei consumi e utilizzo delle scorte petrolifere di sicurezza. Per far sì che le scelte adottate in materia di sicurezza degli approvvigionamenti siano coerenti con i dettami normativi, la DGIS partecipa ai processi di definizione delle politiche energetiche e assicura il coordinamento con l'AIE, la Commissione europea (CE) e l'industria del settore petrolifero sulle questioni relative ai mercati petroliferi e alla sicurezza energetica.

Con il decreto legislativo 31 dicembre 2012 n. 249, che ha recepito la direttiva CE n. 119 del 2009 che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi, l'Italia ha definitivamente sancito le modalità di mantenimento delle scorte petrolifere per la sicurezza dell'approvvigionamento, prevedendo, oltre all'imposizione di un obbligo in capo all'industria petrolifera, anche l'istituzione, all'interno di Acquirente Unico S.p.A., dell'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT), a cui spetta l'acquisizione della proprietà e la gestione delle cosiddette "scorte specifiche", ovvero scorte in prodotti petroliferi raffinati immediatamente utilizzabili e mantenute sul territorio nazionale. L'OCSIT è un organismo pubblico che opera con criteri di mercato e senza fini di lucro.

Gli obblighi di scorta vengono definiti annualmente, sia per l'industria che per OCSIT, mediante decreto del MiTE in cui è stabilito il livello delle scorte, in tonnellate equivalenti di petrolio (tep), da costituire e mantenere per l'intero anno scorta (dal 1 luglio al 30 giugno). Il montante d'obbligo di scorta nazionale, che costituisce le cosiddette "scorte di sicurezza", è commisurato al volume di importazioni nette di prodotti energetici, mentre la sua ripartizione sui vari soggetti obbligati avviene proporzionalmente ai volumi dei prodotti petroliferi da questi immessi in consumo nel corso dell'anno solare precedente a quello di riferimento. In particolare, il livello minimo complessivo di scorte di sicurezza da costituire e mantenere annualmente a livello Paese equivale al quantitativo maggiore tra quelli corrispondenti a:

- 90 giorni di importazioni nette giornaliere medie (cfr. Allegato I, D.Lgs 249/2012);
- 61 giorni di consumo interno giornaliero medio (cfr. Allegato II, D.Lgs 249/2012).

Poiché l'Italia è prevalentemente un paese importatore di prodotti energetici, annualmente il suo obbligo di scorta risulta essere pari ad almeno 90 giorni scorta.

⁷⁷ A cura di Alessandro Piacentini, Liberato Russo

Si riportano di seguito gli **obblighi di scorta** per l'Italia nel periodo 2016 – 2021:

Tabella 34: Obblighi di scorta ITALIA						
[tep]	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Totale scorte di sicurezza	13.004.575	12.415.338	12.316.557	11.843.329	12.461.282	9.249.765

Come sopra detto, la ripartizione del montante di scorte di sicurezza tra i soggetti obbligati avviene in base ai volumi di prodotti petroliferi immessi in consumo nell'anno precedente. Il presupposto per l'immissione in consumo è il pagamento delle accise. Sono pertanto considerate, ai fini scorte, esclusivamente le quantità di prodotti soggetti ad accisa dichiarate annualmente dagli operatori economici tramite il portale informatico "iSisen" del MiTE e gestito da OCSIT.

Ai fini della ripartizione le scorte di sicurezza vengono distinte in due tipologie denominate, rispettivamente, "scorte specifiche" (costituite dai prodotti petroliferi che rappresentano almeno il 75% del consumo interno) e "scorte libere" (costituite dai prodotti energetici di cui all'allegato A, capitolo 3.4, del regolamento (CE) n. 1099/2008).

Le scorte specifiche sono di proprietà dell'OCSIT, tuttavia una parte di esse è, ancora oggi, in capo agli operatori economici, in attesa che OCSIT completi il proprio piano di approvvigionamento per acquisire la proprietà dei 30 giorni scorta previsti dal D.Lgs 249/2012.

Le scorte specifiche corrispondono a 30 giorni di importazioni nette e sono costituite dai principali prodotti petroliferi immessi in consumo, ovvero benzina, gasolio, jet fuel e olio combustibile.

I volumi di scorte specifiche mantenuti in Italia negli ultimi anni sono riportati nella tabella che segue:

Tabella 35: Scorte specifiche ITALIA (Volumi 2016 – 2021)						
[tep]	2016	2017	2018	2019	2020	2021
BENZINA	733.706	697.575	651.671	623.422	674.446	487.925
GASOLIO	2.403.375	2.449.864	2.323.860	2.274.771	2.378.779	1.853.946
JET FUEL (CHEROSENE)	293.183	284.266	361.738	362.354	417.143	297.059
OLIO COMBUSTIBILE	113.550	84.517	89.842	78.668	69.159	43.739
TOTALE SPECIFICHE	3.543.814	3.516.222	3.427.111	3.339.215	3.539.527	2.682.669

Aggiungendo alle scorte specifiche le scorte libere, che corrispondono a 60 giorni di importazioni nette, si ottengono le scorte di sicurezza complessive mantenute dall'Italia:

Tabella 36: Scorte di sicurezza ITALIA (Volumi 2016 – 2021)						
[tep]	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Scorte Specifiche	3.543.814	3.516.222	3.427.111	3.339.215	3.539.527	2.682.669
Scorte libere (in Italia)	6.852.486	6.961.699	6.539.527	6.140.727	6.572.382	5.052.939
Scorte libere (all'estero)	2.628.275	2.128.755	2.409.972	2.342.487	2.567.053	1.526.916
Totale scorte Italia	13.024.575	12.606.676	12.376.610	11.822.429	12.678.962	9.262.524
Copertura (gg scorta)	90	91	90	90	92	90

Il mantenimento delle scorte specifiche da parte di OCSIT comprende le attività di approvvigionamento dei prodotti e della relativa capacità di stoccaggio. Tali attività vengono espletate mediante procedure di gara a cui sono invitate a partecipare società del settore petrolifero selezionate in base a specifici criteri definiti nella procedura di prequalifica.

La vendita delle scorte specifiche da parte di OCSIT è prevista solo in caso di crisi di approvvigionamento, su decreto emanato dal MiTE, oppure alla scadenza dei contratti di stoccaggio, fermo restando, in quest'ultimo caso, il soddisfacimento dell'obbligo di scorta senza soluzione di continuità. Anche la vendita avviene, normalmente, mediante procedure di gara.

Il piano industriale di OCSIT prevede l'acquisizione in 10 anni, a partire dal 2014, di un volume di scorte specifiche pari a 30 giorni scorta. Poiché l'inizio del nuovo anno scorta è fissato al 1° luglio di ogni anno, nei primi sei mesi del 2021 OCSIT ha coperto con il proprio magazzino 17 gg scorta, diventati poi 27 gg dal 1 luglio 2021 a seguito dell'acquisizione di ulteriori scorte previste nel piano industriale e in conseguenza degli effetti della pandemia COVID-19 che, avendo generato un calo delle importazioni e dei consumi nel 2020, ha ridotto di conseguenza l'obbligo di scorta per il 2021, consentendo al magazzino di OCSIT di coprire 5 giorni scorta in più rispetto a quelli previsti nel piano industriale.

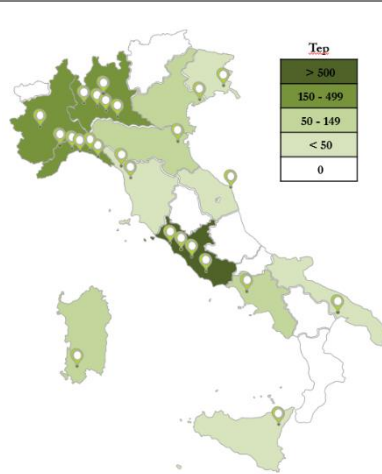
In attesa che OCSIT completi il piano di approvvigionamento decennale, per rispettare l'obbligo nazionale di 30 giorni di scorte specifiche il complemento a 30 di OCSIT è annualmente garantito dagli operatori economici del settore petrolifero.

Di seguito i volumi di scorte specifiche mantenuti da OCSIT negli ultimi anni:

Tabella 37: Scorte specifiche OCSIT (Volumi 2016 – 2021)						
[tep]	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Benzina	148.754	232.339	266.077	294.734	381.310	436.510
Gasolio	511.808	819.865	973.444	1.092.056	1.384.520	1.659.560
Jet Fuel tipo Cherosene	71.671	120.905	154.570	180.298	246.581	282.985
Olio Combustibile	22.565	27.893	35.642	36.845	36.845	36.845
Totale	754.799	1.201.002	1.429.733	1.603.933	2.049.256	2.415.900
Copertura (gg scorta)	6	10	12	14	17	27

Al 31 dicembre 2021, le scorte specifiche di proprietà di OCSIT sono così distribuite all'interno del territorio nazionale:

Tabella 38: Distribuzione scorte specifiche OCSIT (Volumi al 31/12/2021)	
Regione	[tep]
Lazio	930.041
Piemonte	477.188
Lombardia	349.099
Liguria	156.162
Campania	141.745
Sardegna	124.348
Veneto	72.600
Emilia Romagna	66.053
Puglia	36.000
Toscana	36.000
Friuli Venezia Giulia	14.400
Marche	9.600
Sicilia	2.664
Totale	2.415.900



Le scorte libere possono essere mantenute sia all'estero a beneficio dell'Italia che in Italia a beneficio di Paesi esteri, in virtù di accordi bilaterali stipulati tra i Paesi. Il mantenimento all'estero delle scorte è consentito previo ottenimento dell'autorizzazione da parte delle autorità competenti dei Paesi coinvolti. Con decreto dell'11 gennaio 2022 di semplificazione del sistema di tenuta delle scorte, il MiTE ha trasferito ad OCSIT le attività istruttorie e autorizzative per il mantenimento delle scorte all'estero.

Al 31 dicembre 2021, le scorte mantenute all'estero a beneficio dell'Italia e quelle mantenute in Italia a beneficio di Paesi esteri sono così ripartite:

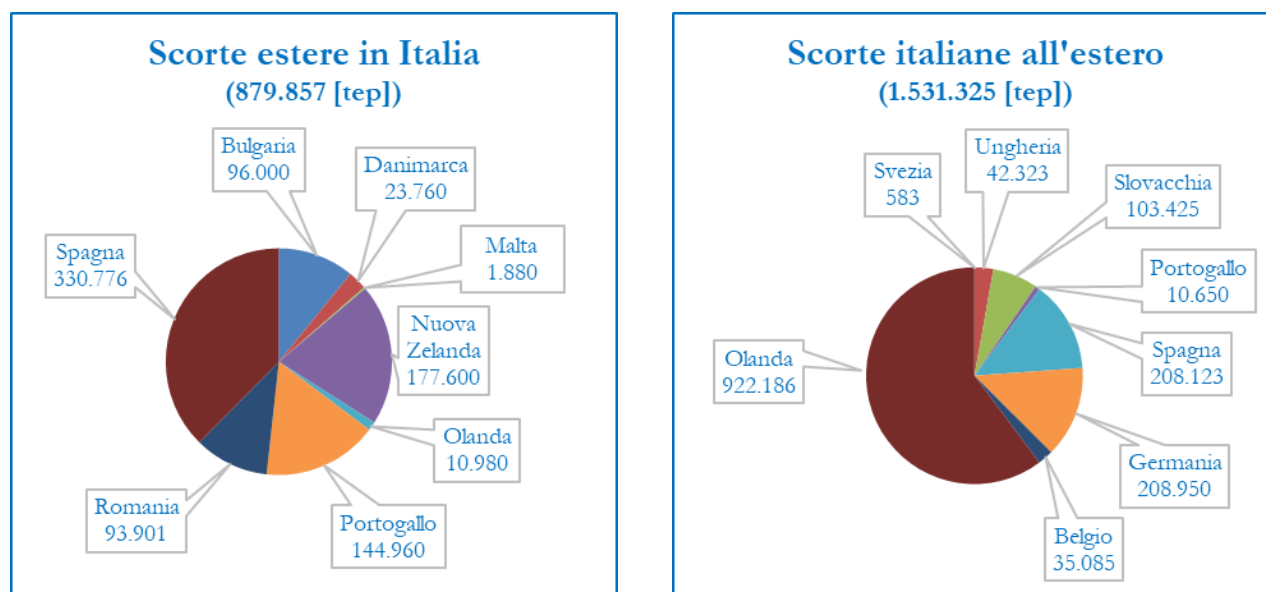


Figura 71

I volumi complessivi di scorte di sicurezza mantenuti dall'Italia al 31/12/2021, per tipologia di prodotto, sono riportate nel grafico che segue:

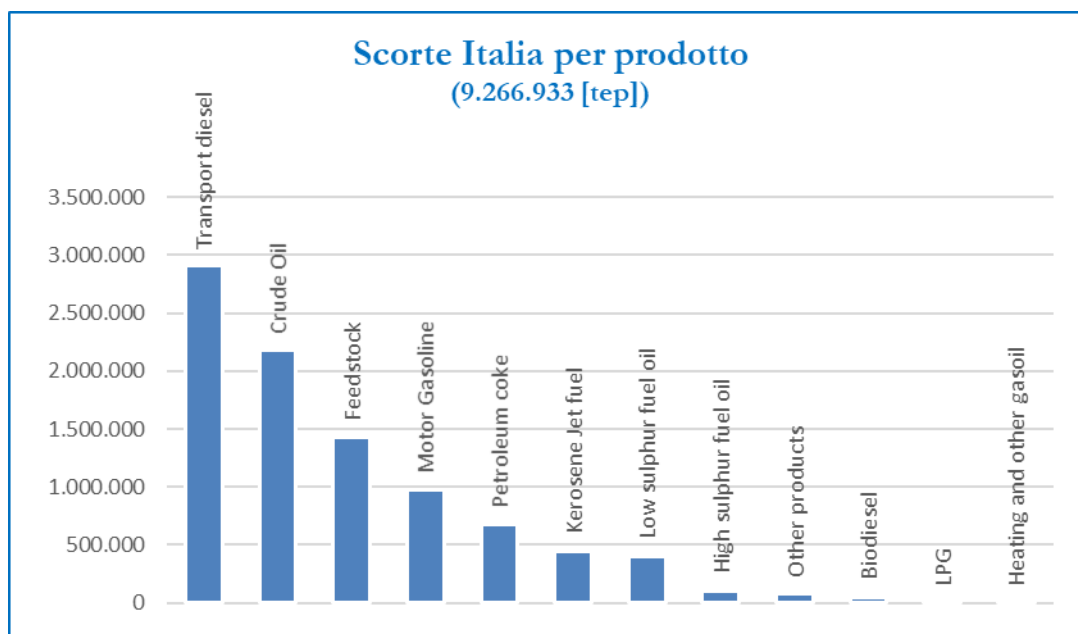


Figura 72

SEMPLIFICARE PER ACCELERARE LA TRANSIZIONE ENERGETICA: IL RUOLO DELLE AUTORIZZAZIONI NEGLI INVESTIMENTI IN RINNOVABILI⁷⁸

1. Quadro generale

Il cambiamento climatico rappresenta una delle sfide più ambiziose dei nostri tempi. Con l'adesione al Green Deal europeo gli Stati membri dell'UE si sono impegnati a trasformare l'Europa in un continente ad emissioni zero entro il 2050. Per raggiungere questo ambizioso obiettivo la Commissione Europea, a luglio 2021, ha inviato agli Stati Membri il pacchetto "Fit for 55". Quest'ultimo prevede la revisione al rialzo degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla Renewables Energy Directive II (Directive (EU) 2018/2001), e conseguentemente della quota target al 2030 di energia proveniente da fonti rinnovabili, elevandola dal 32 al 40 per cento.

In attuazione della REDII, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) stabilisce che di qui al 2030 dovranno essere installati circa 29 e 8 GW di capacità aggiuntiva per fotovoltaico e eolico, rispettivamente, per raggiungere i 71 GW di capacità installata target (51,7 GW in fotovoltaico e il rimanente in eolico). Questi target diventeranno obsoleti una volta che il Parlamento Europeo e i singoli Stati Membri avranno approvato il "Fit for 55".

Nel 2020, sulla base di dati Eurostat, l'incidenza delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) sul totale del consumo finale lordo di energia era pari al 20,7 per cento per l'Italia, contro il 17,8 per cento dell'Unione Europea (UE)⁷⁹. Nell'ambito dei consumi di elettricità, l'incidenza delle FER era pari al 42,2 per cento (39,1 per cento dell'UE), di cui l'8,9 per cento generato a partire da fonte fotovoltaica (5,2 per cento in UE) e 6,7 per cento da fonte eolica (14,3 per cento in UE)⁸⁰. In termini di distribuzione geografica, il 96,5 per cento di capacità eolica installata (il 37,4 per cento di quella fotovoltaica) si trovava nel Mezzogiorno⁸¹.

Dal punto di vista dell'evoluzione temporale, in base ai dati forniti dal GSE S.p.A., quasi l'80 per cento della capacità complessiva presente a fine 2020 da fotovoltaico e eolico è stata installata tra il 2008 e il 2013 (Figura 1). Il boom di investimenti in quegli anni è dipeso anche in larga misura dal sistema di incentivi allora in vigore del "Conto Energia". La crescita di redditività degli impianti FER, resa possibile dalla forte riduzione nei costi di produzione delle energie rinnovabili cui si è assistito negli ultimi anni⁸², ha fatto venir meno la necessità di incentivi di natura economica. Ne consegue che i motivi del rallentamento degli investimenti in rinnovabili sono da ricercarsi prevalentemente negli ostacoli di natura autorizzativa.

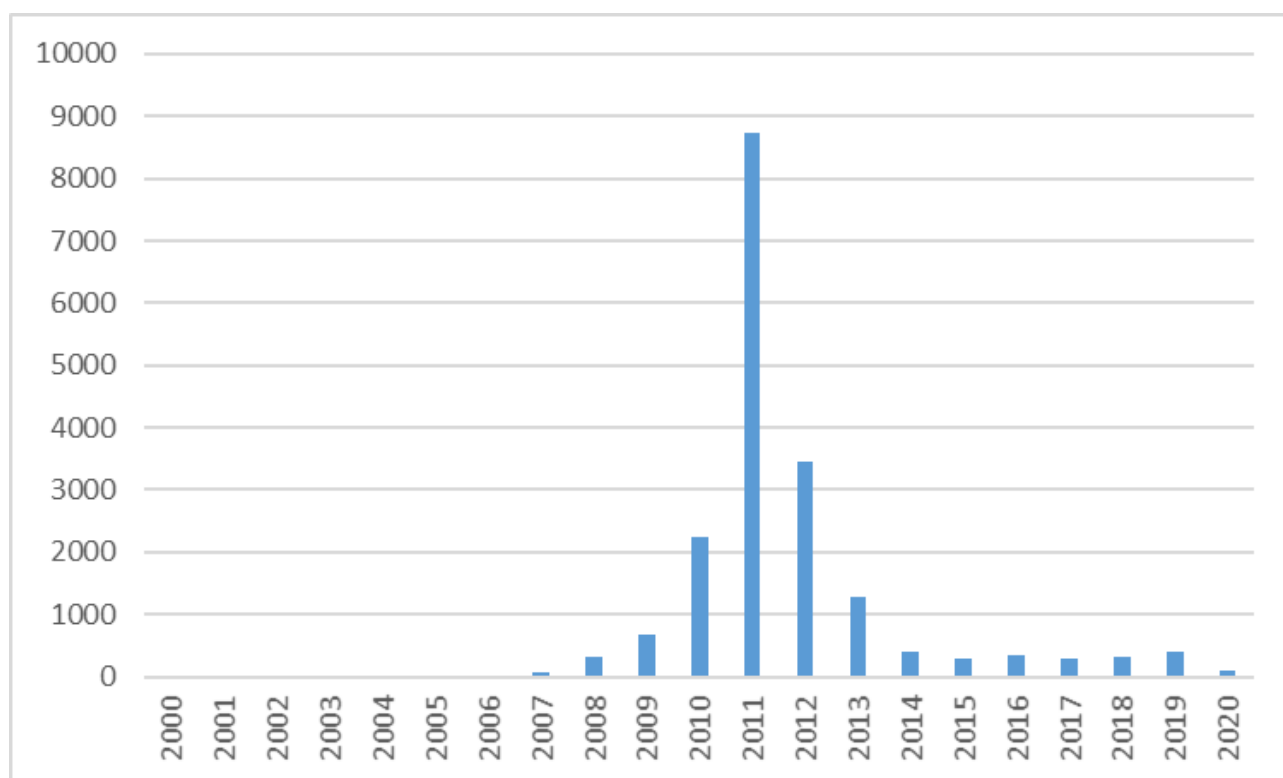
⁷⁸ A cura di Federica Daniele (OECD e Banca d'Italia), Enza Maltese, Alessandra Pasquini (Banca d'Italia).

⁷⁹ In base ai dati del GSE S.p.A., l'incidenza delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) sul totale del consumo finale lordo di energia in Italia era pari al 20,4 nel 2020, marginalmente inferiore rispetto al dato fornito da Eurostat. I dati censiti dal GSE fanno riferimento ad impianti che godono o hanno goduto di incentivi erogati dal GSE o che usufruiscono o lo hanno fatto dei servizi di ritiro dell'energia elettrica prodotta. La discrepanza tra i due dati potrebbe quindi essere dovuta a differenze, non determinanti vista la modesta entità dello scostamento, nei criteri di contabilizzazione.

⁸⁰ Il resto riguardava principalmente l'idroelettrico (17,7 per cento).

⁸¹ La distribuzione geografica riflette anche la disponibilità di risorse naturali, che nel caso dell'eolico è concentrata nel Mezzogiorno, soprattutto sul versante adriatico e nelle isole, mentre presenta minore eterogeneità regionale nel caso del fotovoltaico (fonte: Atlante Eolico del Ricerca Sistema Energetico e Atlante italiano della radiazione solare dell'Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente).

⁸² Secondo stime dell'*International Renewables Energy Association*, il "levelised cost of energy"⁸² di impianti destinati alla produzione industriale è passato da 0,38 USD/kWh nel 2010 a 0,07 USD/kWh nel 2019 per il fotovoltaico, una riduzione di oltre l'80 per cento, e da 0,11 a 0,06 USD/kWh per l'eolico (IRENA, 2020).



Capacità installata (MW) in impianti eolici e fotovoltaici per anno

Fonte: GSE S.pA.

Figura 73

2. Ostacoli di natura autorizzativa allo sviluppo delle rinnovabili

L'assetto autorizzativo degli impianti FER prevede regimi autorizzativi differenziati in base alle dimensioni degli impianti. Per gli impianti di piccole dimensioni (originariamente con capacità inferiore ai 20 kW) si applica la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) oppure una modalità autorizzativa ancora più semplice, una comunicazione di inizio lavori all'autorità comunale^{83,84}. La PAS, per la quale è necessario presentare al Comune una relazione a firma di un progettista abilitato e le schede di progetto attestanti la compatibilità con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti, segue la regola del silenzio assenso, per cui se entro 30 giorni dall'invio della documentazione l'amministrazione comunale non si oppone espressamente alla realizzazione del progetto, quest'ultimo si intende autorizzato ed è possibile far partire i lavori. Nel caso della comunicazione invece non è necessario attendere per poter far partire i lavori. L'Autorizzazione Unica (AU), rilasciata dalle Regioni o dalle Province delegate, si applica invece agli impianti più grandi⁸⁵. L'AU si caratterizza per un iter complesso, sia per l'elevato numero di documenti a supporto del progetto richiesti, sia per la necessità di operare attraverso una Conferenza di Servizi, cui partecipano gli enti territoriali coinvolti, oltre a rappresentanti del Ministero della Transizione Ecologica e del Ministero della Cultura. All'Autorizzazione Unica può aggiungersi la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) di competenza dello Stato o delle Regioni, come disciplinato dal D.Lgs. 152/2006⁸⁶.

⁸³ La PAS viene introdotta con il D.Lgs. 28/2011, che prevede la possibilità per le Regioni di definire una soglia diversa nei limiti di 1 MW.

⁸⁴ La comunicazione si applica ai casi assimilabili alle attività di edilizia libera individuate dal DM 10 settembre 2010.

⁸⁵ La disciplina originaria dell'Autorizzazione Unica è contenuta nel D.Lgs. 387/2003.

⁸⁶ Nello specifico, il D.Lgs. 152/2006 individua le casistiche in cui si applica direttamente la VIA e quelle sottoposte a verifica preliminare di assoggettabilità a VIA, la cui finalità è valutare potenziali impatti ambientali significativi e negativi dei progetti.

Il quadro autorizzativo appena descritto è stato fino ad oggi caratterizzato da tempistiche lunghe e incerte ed è considerato dalla maggioranza degli operatori uno dei principali ostacoli agli investimenti in rinnovabili in Italia. Se si considera la totalità delle richieste di autorizzazione presentate fino a oggi, il 50 per cento riguarda impianti che non sono mai stati realizzati, mentre il rimanente 50 per cento delle richieste ha impiegato in media sei anni in più rispetto al limite di un anno fissato per legge per essere approvate (Elettricità Futura, 2022)⁸⁷. La competenza concorrente tra Stato e Regioni si traduce inoltre nella diffusione di regimi autorizzativi eterogenei sul territorio, con riflessi sulle tempistiche.

L'ammontare di richieste di connessione pervenute a Terna ad inizio aprile 2021 – il primo step dell'iter di *permitting* – era pari a circa 180 GW, oltre quattro volte la capacità aggiuntiva necessaria di qui al 2030 in base al PNIEC. Se ci si concentra invece sull'ultimo step che l'impianto deve superare per poter essere realizzato ed entrare in funzione, ovvero la richiesta di Autorizzazione Unica, a fine dicembre 2020 erano circa 270 i progetti relativi ad impianti eolici con procedura di autorizzazione in corso, per un totale di 15 GW di capacità aggiuntiva, ampiamente superiore all'obiettivo PNIEC di 8,6 GW aggiuntivi di qui al 2030. Per quanto concerne il fotovoltaico, le richieste di autorizzazione presentate nel corso dell'ultimo triennio (2019-2021) ammontano a 20 GW di capacità aggiuntiva, circa due terzi del fabbisogno PNIEC. Di queste ultime risultavano autorizzate, a fine 2021, soltanto il 10 per cento.

Una burocrazia più leggera e una maggiore certezza del diritto sono elementi importanti per la produzione di energia da fonti rinnovabili poiché favoriscono l'attività di investimento (cfr. Giaccaria e Dalmazzone, 2012 e Karteris e Papadopoulos, 2013, De Laurentis, 2020). Politiche che garantiscono procedure autorizzative partecipate ma ben definite e caratterizzate da tempistiche certe favoriscono l'equilibrio tra protezione dell'ambiente, redditività economica e interessi pubblici (Schumacher, 2019).

Nell'ultimo anno e mezzo sono stati approvati diversi interventi di semplificazione amministrativa per la realizzazione di impianti FER volti a ridurre le tempistiche autorizzative (cfr. DL 77/2021, il DL 199/2021, il DL 17/2022 e sua successiva conversione in legge 34/2022 e il DL 50/2022). Tra le principali semplificazioni introdotte per gli impianti di grandi dimensioni, questi interventi hanno esteso l'ambito di applicazione della PAS a diverse categorie di grandi impianti⁸⁸, modificato i criteri di applicazione della VIA⁸⁹, reso il parere della Sovrintendenza non più vincolante nell'ambito di AU o VIA relativamente ad alcune categorie di grandi impianti⁹⁰. Per quello che riguarda invece gli impianti di dimensioni minori, hanno provveduto ad elevare la soglia entro la quale si applica l'iter autorizzativo più snello della PAS da 20 a 50 kW (salvo precedente diversa disposizione a livello regionale) e ampliato l'ambito di applicazione delle procedure autorizzative meno onerose⁹¹.

Le semplificazioni introdotte riguardano impianti di piccole e grandi dimensioni. Occorre rilevare che se da una parte sono gli impianti di maggiori dimensioni quelli in grado di fornire una più forte

⁸⁷ Il problema della durata eccessiva delle procedure autorizzative non è soltanto italiano: in molti altri paesi europei le procedure amministrative per l'installazione di impianti eolici sono lunghe e/o complesse (Serrano Gonzalez e Lacal-Arantegui, 2015).

⁸⁸ In particolare modo, viene estesa la PAS ad impianti fotovoltaici fino a 20 MW connessi alla rete elettrica di media e alta tensione e localizzati in aree industriali, produttive o commerciali, discariche e cave; ad impianti fotovoltaici fino a 10 MW da realizzarsi su aree idonee, ad impianti fino a 10 MW di natura flottante e ad impianti agrovoltai che adottino soluzioni di progettazione innovative e che distano non più di 3 chilometri dalle aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale.

⁸⁹ Viene elevata da 1 MW a 10 MW la soglia dimensionale per impianti fotovoltaici oltre la quale scatta obbligatoriamente la verifica di assoggettabilità ambientale, purché non situati nelle aree particolarmente sensibili individuate a livello regionale. Inoltre viene estesa la competenza statale in materia di VIA agli impianti di dimensioni superiori ai 10 MW per il fotovoltaico e 30 MW per l'eolico, nonché ai progetti del PNRR.

⁹⁰ Nello specifico, gli impianti situati nelle aree idonee e eolici *off-shore*.

⁹¹ In particolare modo, viene stabilito che gli impianti fotovoltaici integrati sugli edifici sono da considerarsi interventi di manutenzione ordinaria, e quindi non subordinati all'acquisizione di alcun permesso o autorizzazione e viene estesa la Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (D.Lgs. 28/2011) ad impianti fotovoltaici con potenza installata inferiore a 1 MW non integrati ma ricadenti in aree idonee oppure ai progetti di rifacimento ed ampliamento che non comportano modifiche sostanziali di area o volume. Infine viene esteso agli impianti fotovoltaici fino a 200 kW l'iter unificato di autorizzazione e connessione del c.d. "modello unico".

accelerazione alla transizione energetica⁹², dall'altra la diffusione di impianti di piccole dimensioni può avere importanti ricadute sociali positive in termini di 1) responsabilizzazione del consumatore sia in forma individuale che all'interno di comunità organizzate, quali le comunità energetiche, 2) miglioramento dell'efficiamento energetico degli edifici e superamento delle disuguaglianze nella qualità dell'abitare con l'installazione di pannelli fotovoltaici⁹³.

3.Valutazione dell'efficacia degli interventi regionali di innalzamento della soglia dell'Autorizzazione Unica durante il 2009-2013

In questa sezione sono presentati i risultati di uno studio di valutazione dell'impatto che alcune semplificazioni autorizzative introdotte tra il 2009 e il 2013 in Italia hanno avuto sugli investimenti in impianti fotovoltaici (Daniele et al., 2022). Sulla base dei risultati viene poi discusso l'impatto potenziale di alcune delle recenti semplificazioni introdotte, riepilogate nel paragrafo precedente.

Tra il 2009 e il 2013, una serie di regioni (altre lo avrebbero fatto negli anni seguenti) hanno esentato gli impianti di medie dimensioni (tra i 20 e i 200 kW) dall'ottenimento dell'AU, a favore della PAS. Lo snellimento delle procedure ha riguardato l'Abruzzo, la Basilicata, la Calabria, l'Emilia-Romagna, il Friuli Venezia Giulia, la Lombardia, Trento, l'Umbria e il Veneto. Per isolare l'effetto dello snellimento delle procedure autorizzative da altri fattori che potrebbero aver influenzato l'installazione degli impianti fotovoltaici (come le variazioni agli incentivi economici, le caratteristiche geografiche e socio-economiche di una determinata regione, ecc.) è stato confrontato l'incremento delle installazioni di impianti fotovoltaici nel periodo successivo all'introduzione delle semplificazioni rispetto a quello precedente, in regioni che hanno implementato la semplificazione rispetto a quelle confinanti che non l'hanno fatto, utilizzando esclusivamente i comuni situati entro 30 chilometri dal confine regionale (Figura 2). Questa metodologia permette di stimare l'impatto addizionale della riforma sugli investimenti in rinnovabili, tenendo conto di quelli che sarebbero comunque stati realizzati anche in assenza delle semplificazioni. Utilizzando i micro-dati forniti dal GSE S.p.A.⁹⁴, si stima che, nella media delle regioni che le hanno introdotte, le semplificazioni abbiano incrementato su base trimestrale la potenza installata in impianti fotovoltaici di medie dimensioni del 29 per cento, e il numero di impianti del 18 per cento. Il contributo complessivo dato dagli interventi di semplificazione è stato di 12 MW aggiuntivi a trimestre durante il 2009-2013, circa il 10 per cento della potenza installata in impianti tra i 20 e i 200 kW in quel periodo.

⁹² Gli impianti con almeno 1 MW di capacità installata sono meno dello 0,13 per cento e coprono il 20 per cento della capacità installata complessiva (fonte: GSE S.p.A.).

⁹³ La rilevanza attribuita da un punto di vista di policy alla diffusione di impianti fotovoltaici integrati di piccole dimensioni è rimarcata anche dalla EU Solar Rooftops Initiative contenuta nel REPowerEU.

⁹⁴ I micro-dati del GSE comprendono informazioni sulla totalità degli impianti per la produzione di energie rinnovabili che hanno beneficiato di un incentivo statale, coprendo il 92 per cento della potenza da fotovoltaico installata in Italia durante il 2009-2013.

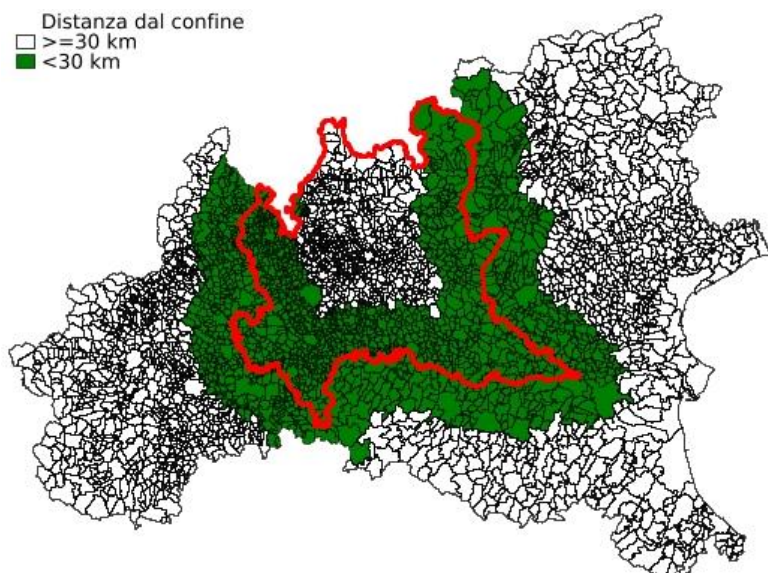


Figura 74 Comuni inclusi nella stima dell’impatto per la regione Lombardia
Fonte: elaborazione delle autrici su dati Istat

Un potenziale rischio associato all’implementazione delle semplificazioni a livello locale è che l’aumento degli investimenti nel luogo in cui viene introdotta la semplificazione avvenga a discapito degli investimenti nei luoghi ad esso adiacenti. A titolo esemplificativo, un’impresa con sede in Piemonte, vicina al confine con la Lombardia, che decidesse di realizzare un impianto fotovoltaico di dimensioni superiori a 20 kW, normalmente lo costruirebbe in Piemonte vicino al proprio stabilimento. Se però la Lombardia, al contrario del Piemonte, introducesse una semplificazione dell’iter autorizzativo, la stessa impresa potrebbe decidere di installarlo al di là del confine, beneficiando dell’iter autorizzativo più

snello e dei costi amministrativi ridotti. Se così fosse, l’aumento nel numero di installazioni misurato a livello locale sarebbe la conseguenza di un effetto di “displacement”, non di un aumento complessivo. Ulteriori analisi condotte nell’ambito del sopracitato studio mostrano che le riforme non hanno introdotto questa distorsione. Una possibile spiegazione è data dalla limitata dimensione degli impianti coinvolti, prevalentemente costruiti per autoconsumo di energia.

Lo studio evidenzia anche che l’impatto della riforma non è dipeso dal livello di irraggiamento delle regioni interessate. Ciò suggerisce che lo snellimento della procedura non ha ridotto (né incrementato) l’efficienza della distribuzione degli impianti sul territorio dato che l’irraggiamento è uno dei fattori che ne determinano la produttività. Inoltre la riforma non ha avuto un impatto eterogeneo in base al livello di efficienza delle istituzioni pubbliche locali, suggerendo che le semplificazioni autorizzative non hanno avvantaggiato (svantaggiato) territori già caratterizzati da maggiore (minore) efficienza amministrativa.

I risultati ottenuti possono fornire delle indicazioni sul potenziale impatto dell’estensione della PAS ad alcune categorie di grandi impianti (1-10 MW) introdotta dai recenti interventi normativi (cfr. Sezione 2). In particolare, nella Tabella 1 è rappresentata una stima della capacità aggiuntiva addizionale che verrebbe installata annualmente se la PAS venisse estesa a *tutti* gli impianti di dimensioni comprese tra 1 e 10 MW, sotto l’ipotesi che l’incremento percentuale indotto dalla semplificazione sia pari a quello misurato nello studio sopra citato. L’estensione della PAS comporterebbe un investimento addizionale di 73 MW all’anno, pari al 2,4 per cento della capacità complessiva installata a fine 2020 in impianti di analoghe dimensioni e al 2,5 per cento dell’obiettivo PNIEC in termini di investimenti necessari per anno.

Tabella 39: Impatto potenziale dell'estensione della PAS a impianti con capacità compresa tra 1 e 10 MW

Investimenti aggiuntivi p/anno (MW)	73
Quota su capacità installata a fine 2020 in impianti 1-10 MW (%)	2,4
Quota su investimenti p/anno per raggiungere gli obiettivi PNIEC (%)	2,5

Fonte: elaborazione su dati GSE S.p.A.. L'incremento in termini percentuali degli investimenti è stato calcolato utilizzando il valore medio della capacità aggiuntiva installata su base annua durante il 2011-2020.

Questi risultati vanno interpretati con cautela. L'impatto delle semplificazioni stimato nello studio riguardava infatti impianti di dimensioni medio-piccole, che sono generalmente costruiti per autoconsumo: chi li realizza potrebbe essere meno pronto a fronteggiare elevati costi amministrativi di chi avvia progetti di impianti di dimensioni maggiori, destinati anche alla vendita dell'energia prodotta. Se così fosse, quella proposta in Tabella 1 sarebbe una sovrastima del reale impatto delle semplificazioni più recenti. D'altra parte l'Autorizzazione Unica potrebbe essere più difficile da ottenere per impianti di grandi dimensioni; in questo caso l'impatto delle recenti semplificazioni potrebbe essere superiore a quello proposto in Tabella 1. Infine, lo studio proposto si basa su un contesto in cui le condizioni esterne erano diverse da quelle attuali⁹⁵ e analizza delle riforme che hanno coinvolto soltanto un sottoinsieme di regioni italiane.

4. Conclusioni

Le attuali condizioni geopolitiche hanno confermato l'importanza del ricorso alle fonti di energia rinnovabili per aumentare la sicurezza energetica del Paese oltre che per contrastare il cambiamento climatico. A tal fine, l'Italia e l'Europa si sono poste ambiziosi obiettivi in termini di sviluppo delle rinnovabili. Sino ad ora, tuttavia, la complessità e la lunghezza delle procedure autorizzative ha rappresentato un ostacolo importante per gli investimenti nella produzione di energia da fonti rinnovabili. Consapevoli di questi limiti, i legislatori hanno approvato, nell'ultimo anno e mezzo, diversi interventi di semplificazione autorizzativa per la realizzazione di impianti FER. Tra questi, vi è l'estensione della Procedura Abilitativa Semplificata ad alcune categorie di impianti fotovoltaici fino a 10 MW di potenza installata. L'esperienza passata suggerisce che tale provvedimento potrebbe avere un impatto positivo sulla capacità installata annualmente. Utilizzando le stime di uno studio recente che analizza l'impatto di semplificazioni analoghe introdotte tra il 2009 e il 2013, è possibile stimare in 73 MW l'investimento aggiuntivo su base annuale che potrebbe essere generato dall'estensione della PAS a tutti gli impianti fino a 10 MW.

Bibliografia

- Commissione Europea, 2021. Commission Staff Working Document, Analysis of the Recovery and Resilience Plan of Italy accompanying the document *Proposal for a Council implementing decision on the approval of the assessment of the recovery and resilience plan for Italy*, 22.06.2021.
- Daniele, Federica, Alessandra Pasquini, Stefano Clò e Enza Maltese, 2022. Unburdening Regulation: the impact of regulatory simplification on photovoltaic adoption in Italy, Università degli Studi di Firenze, Working Paper n.03/2022.
- De Laurentis, Carla, 2020. Mediating the form and direction of regional sustainable development: The role of the state in renewable energy deployment in selected regions. *European Urban and Regional Studies*, vol. 27, 303-317.
- Elettricità Futura, 2022. La soluzione strutturale dell'emergenza caro energia. Conferenza stampa del 25.02.2022.
- Giaccaria, Sergio e Silvana Dalmazzone, 2012. Patterns of induced diffusion of renewable energy capacity: The role of regulatory design and decentralization, Collegio Carlo Alberto Working paper No. 282.
- International Renewables Energy Agency, 2020. Renewable Power Generation Costs in 2020.
- Karteris, Marinos e Agis Papadopoulos, 2013. Legislative framework for photovoltaics in Greece: A review of the sector's development, *Energy Policy*, vol. 55, 296-304.
- Ministero dello Sviluppo Economico, 2020. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.
- Schumacher, Kim, 2019. Approval procedures for large-scale renewable energy installations: comparison of national legal frameworks in Japan, New Zealand, the EU and the US Energy Policy, vol. 129, 139-152.

⁹⁵ Ad esempio gli incentivi finanziari, le tecnologie a disposizione e la sensibilità delle popolazioni locali verso i temi ambientali e di sicurezza energetica erano differenti nel 2009-2013 rispetto ad oggi.

EVOLUZIONE DEL MERCATO E DELLE INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE IN ITALIA⁹⁶

- **Evoluzione storica della domanda di gas nel mix energetico del paese**

In Italia il gas riveste un'importanza principale nella composizione del mix energetico del paese con un ruolo che si è progressivamente affermato in ragione della sua versatilità degli usi (dal riscaldamento domestico, combustibile per processi industriali e fonte primaria per la generazione elettrica), della sua disponibilità ampia, della comodità, trattandosi di un servizio a rete, nonché per il minor impatto ambientale rispetto ad altre fonti fossili.

Il gas naturale si è affermato nel settore del riscaldamento, dove rappresenta circa il 90 % dei combustibili fossili utilizzati, e oltre il 70% dei combustibili se si includono anche le biomasse. L'utilizzo del gas naturale nel riscaldamento si è affermato dalla fine degli anni 80 sia nei sistemi centralizzati sia e soprattutto con la diffusione dei riscaldamenti autonomi, con un evidente miglioramento della qualità dell'aria nelle aree urbane. Va infatti ricordato che il gas naturale non emette particolati di combustione, e che essendo un servizio a rete riduce il traffico veicolare di autobotti per i rifornimenti. Gli studi condotti sulla qualità dell'aria in alcune città del nord evidenziano che durante l'inverno circa il 75% delle polveri sottili è prodotto dal 10% dei riscaldamenti a combustibili diversi dal gas naturale. (studio: *“Analisi degli Impatti sulla qualità dell'aria nelle città italiane di interventi di efficientamento dei sistemi di riscaldamento degli edifici”* - Energy& strategy Group- Politecnico di Milano).

Nel settore industriale l'affermazione del gas naturale è legata sia alla minore emissività del gas sia ai vantaggi del servizio a rete ed alla possibilità di utilizzare l'energia in modo efficiente soprattutto nei sistemi cogenerativi che massimizzano l'utilizzo della fonte energetica permettendo di produrre contemporaneamente elettricità per autoconsumo e calore di processo per gli usi industriali.

Nel settore termoelettrico l'affermazione del gas ha seguito l'evoluzione tecnologica dei sistemi di generazione. Tra la fine degli anni 90 ed il 2010 buona parte delle centrali termoelettriche del paese è stata convertita a ciclo combinato a gas, tecnologia che offre rendimenti di generazione elettrica fino al 60% contro il tradizionale 39% della generazione a vapore. Grazie al parco termoelettrico basato su impianti di generazione a ciclo combinato a gas l'Italia dispone di un parco di generazione elettrica tra i più efficienti d'Europa con un rendimento che supera il 55%. Inoltre, grazie alla flessibilità e velocità di risposta, gli impianti a ciclo combinato risultano i più adatti a complementare lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, svolgendo un ruolo di back up della produzione elettrica da eolico e fotovoltaico. Il gas naturale rappresenta inoltre la fonte fossile a minor emissione, con un fattore emissivo che per il settore termoelettrico è pari al 37% del fattore emissivo del carbone, potendo quindi contribuire in modo efficace e immediato alla riduzione delle emissioni climalteranti nella generazione elettrica.

Di seguito si riportano i grafici di andamento del mix energetico del paese, esclusi i bunkeraggi navali internazionali, e dei consumi di gas per settore dal 1990 al 2021.

⁹⁶ A cura di Umberto Berzero, Sara Papa (SNAM S.p.A.).

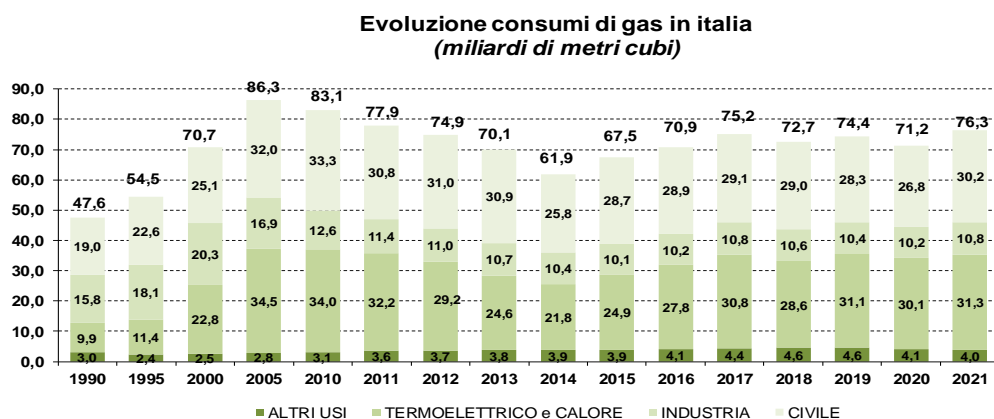


Figura75

Osservando i grafici del mix energetico del paese e dell'andamento dei consumi di gas si osserva come dall'inizio degli anni novanta il consumo di gas in Italia è cresciuto costantemente passando da 47 miliardi di metri cubi (39 Mtep) del 1990 al massimo raggiunto nel 2005 con circa 86.3 miliardi di metri cubi (70,7 Mtep). Nello stesso periodo anche la domanda di energia primaria del paese è cresciuta passando da 148 Mtep a circa 189 Mtep.

Nel periodo successivo al 2005 è iniziata una fase di riduzione della domanda di energia primaria principalmente condizionata dalle crisi economiche attraversate a partire dal 2008 e dalle politiche di risparmio energetico derivanti dagli obiettivi ambientali del pacchetto "20-20-20" adottato sia a livello europeo sia a livello nazionale. La domanda di energia primaria è scesa dai valori del 2005 agli attuali 150 Mtep del 2021 con una riduzione complessiva di circa 40 Mtep ed un decremento medio annuo del 2% circa. Nello stesso periodo le fonti rinnovabili, grazie alle politiche di incentivazione attuate, sono cresciute da 14 Mtep del 2005 a 29 Mtep del 2021, raggiungendo il 20% sul mix energetico del paese. Contestualmente la domanda di energia da fonti fossili ha registrato una contrazione complessiva di circa 60 Mtep ed un decremento medio annuo del 3,0%, con riduzioni di petrolio e carbone molto più sensibili rispetto a quelle registrate dal gas naturale. In particolare sul periodo 2005 -2021 l'uso di fonte petrolifera si è contratta del 4% medio annuo (38 Mtep) mentre il carbone del 7% (10 Mtep). Il gas naturale ha registrato una riduzione dell'1% medio annuo ed una riduzione complessiva di 12 Mtep sull'intero periodo.

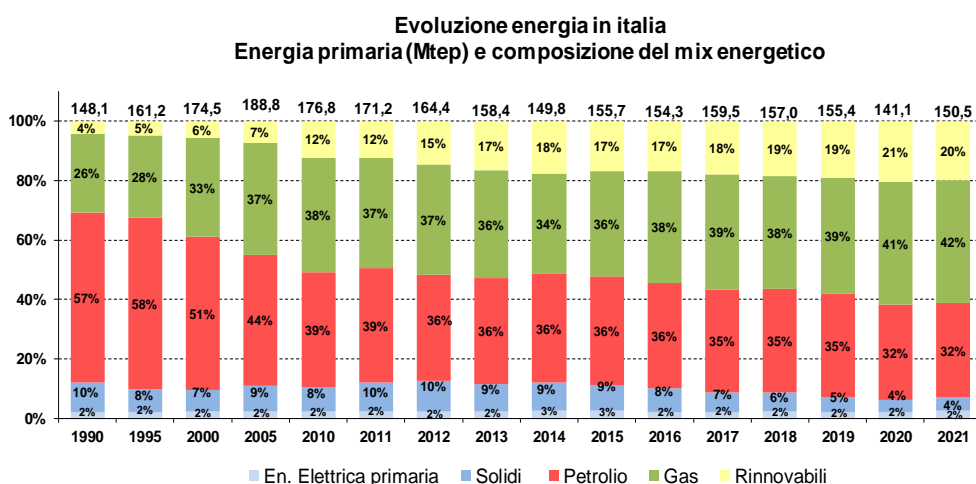


Figura 76

- **Evoluzione storica della rete e delle fonti di approvvigionamento**

L'Italia è stata la prima nazione europea ad impiegare diffusamente il gas naturale come fonte energetica e ciò ha avuto un ruolo determinante nel favorire la crescita industriale nell'immediato periodo post-bellico. Lo sviluppo delle reti ha interessato, nei primi anni, il solo territorio della pianura padana con una utilizzazione di tipo industriale.

L'estensione delle condotte raggiungeva nel 1960 la lunghezza di circa 4.600 km; già nel 1970 era diventata una vera e propria rete nazionale che alla fine del 1984 si estendeva per oltre 17.300 km.

Oggi in Italia la rete dei gasdotti si sviluppa per circa 33.000 km e comprende sia le grandi linee di importazione, sia un articolato ed esteso sistema di trasporto, costituito da metanodotti a pressioni e diametri diversi. Sono parte integrante della rete anche gli impianti di compressione e gli impianti necessari per il suo funzionamento, quali nodi di smistamento, cabine di salto di pressione, sistemi di controllo delle grandezze idrauliche rilevanti, sistemi di controllo remoto delle valvole e degli attuatori.

Rete gasdotti



Figura 77

La rete principale dei gasdotti appena descritta è complementata dalle reti di distribuzione locale del gas che si collegano direttamente alla rete principale e trasportano il gas nel tessuto cittadino fino alle utenze finali. La maggior parte dei comuni italiani è ormai raggiunto dal gas naturale con unica eccezione per la regione Sardegna, dove comunque, nelle principali città esiste una rete di distribuzione ad aria propanata. Le reti di distribuzione oggi rappresentano un patrimonio di reti di metanodotti di circa

230.000 km, che in modo capillare portano il gas naturale alle utenze finali industriali e civili all'interno delle aree urbane.

Per garantire l'adeguata copertura alla domanda di gas l'Italia si è dotata di infrastrutture di approvvigionamento dall'estero, con un livello di diversificazione unico in Europa. Via tubo il gas viene importato da Algeria e Libia rispettivamente con i punti di ingresso di Mazara e Gela in Sicilia, dal Nord Europa, con ingresso a Passo Gries, dalla Russia, con ingresso a Tarvisio, da Azerbaijan attraverso TAP, con ingresso in Puglia a Melendugno. Oltre alle importazioni via gasdotto, che garantiscono una capacità giornaliera massima di circa 300 milioni di metri cubi giorno, il gas naturale viene approvvigionato attraverso 3 impianti di ricezione e rigassificazione di GNL: GNL Italia a Panigaglia, OLT offshore a Livorno e Adriatic LNG a Cavarzere che complessivamente garantiscono una capacità giornaliera di circa 57 milioni di metri cubi giorno.

L'approvvigionamento dall'estero è affiancato dalla produzione nazionale di gas naturale, che in linea generale, rispetto al 1994 quando si era raggiunto il massimo storico con 20,5 miliardi di m di gas, ha registrato una netta flessione a causa del progressivo declino dei giacimenti, non reintegrati da nuovi campi in sviluppo, fornendo negli ultimi anni non più di 4 miliardi di metri cubi. Per garantire la copertura della domanda soprattutto nel periodo invernale il sistema gas in Italia è inoltre dotato di un importante sistema di stoccaggio, con circa 14 miliardi di metri cubi di gas commerciali e circa 4,5 miliardi di metri cubi di riserva di stoccaggio strategica.

Per ulteriori dettagli sulla rete dei gasdotti e sulle sue caratteristiche tecniche e sulla sua evoluzione si rimanda al documento di Piano Decennale 2022-2031 pubblicato da Snam al link https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2022_2031/consultazione/Piano-Decennale-22-31-Documento.pdf

- **Andamento del mercato dei prezzi gas nel 2021**

Il 2021 è stato anno molto particolare per il mercato del gas italiano, caratterizzato da significative variazioni strutturali. Se si osserva l'evolversi del mercato gas negli ultimi 10 anni si rileva che a partire dall'inizio dell'anno termico 2020-21 si sono verificate importanti modifiche nella combinazione delle fonti di importazione del nostro paese.

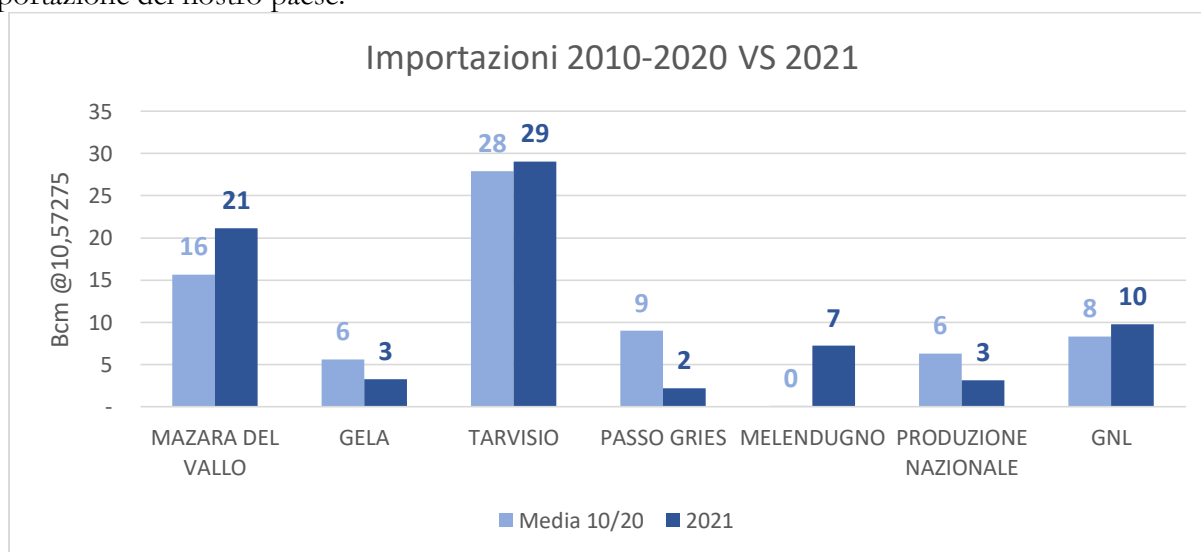


Figura 78

A partire da ottobre 2020 si osserva un forte calo delle importazioni da Passo Gries. Passo Gries ha rappresentato negli ultimi 10 anni (nello specifico nel periodo gennaio 2010 – dicembre 2020) il 16% delle importazioni in Italia via pipeline mentre il 2021 è stato caratterizzato da un flusso dal Nord Europa pari al solo 3% delle importazioni via metanodotto totali del nostro paese. Il flusso da Gries nell'anno 2021 è stato consistente solo in caso di situazioni di tensione: giornate infatti caratterizzate da una domanda gas particolarmente alta che ha generato una tensione a livello di prezzi, generando di conseguenza uno spread particolarmente favorevole per l'importazione.

Passo Gries, da sempre fonte marginale per l'Italia, è stata spiazzata dall'entrata in esercizio di TAP e l'incremento dei flussi algerini. A partire infatti dagli ultimi giorni del 2020, il gas proveniente dall'Azerbaijan entra nel nostro paese attraverso il punto di immissione a Melendugno. Nel 2021 questa nuova importazione di gas ha fornito al nostro paese 7,2 miliardi di metri cubi, pari all'11% delle importazioni via pipeline.

Per quanto riguarda invece l'incremento dei flussi da Mazara si segnala che il gas algerino importato l'anno scorso è stato pari a circa 21 miliardi di standard metri cubi (34% delle importazioni via gasdotto), 6 miliardi di standard metri cubi in più rispetto ai 16 miliardi di media del periodo 2010-2020 (pari al 26% delle importazioni totali).

La forte riduzione dei flussi dal nord Europa è legata a profonde variazioni a livello di pricing. A partire da agosto 2020 (che rappresenta il minimo storico dei prezzi degli ultimi anni) infatti si è verificata l'inversione dello spread PSV-TTF, costantemente in diminuzione, con il presentarsi sempre più frequentemente di valori negativi.

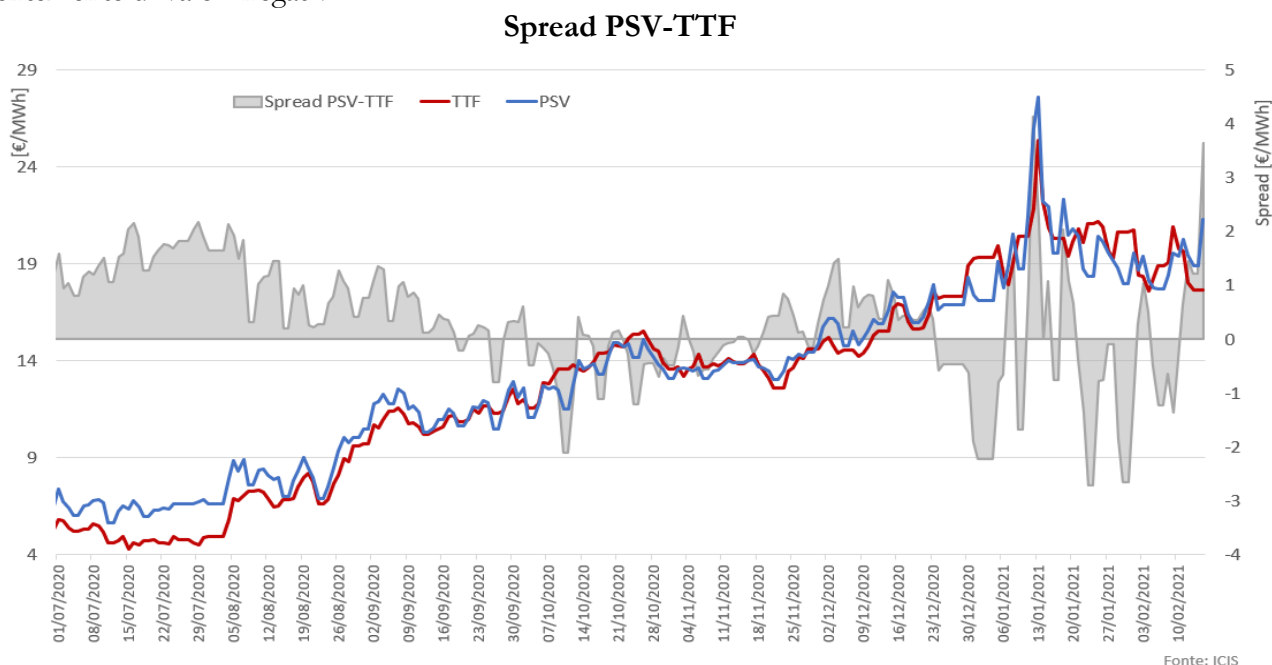


Figura 79

Questa forte crescita dei prezzi a livello europeo è continuata anche nel 2021, con un importante incremento a partire dai mesi estivi. I principali fattori sottostanti questa corsa al rialzo sono stati i seguenti:

- Forte crescita nella domanda asiatica e conseguente crescita dei prezzi (specialmente LNG) che hanno causato un calo degli arrivi delle navi metaniere sia in Europa (nonostante l'alta domanda causata da una bassa produzione di eolico, manutenzioni e riduzione delle importazioni via pipeline) che in Italia.

- In Europa gli arrivi di navi nel 2021 sono stati inferiori del 9% rispetto al 2020 (-8,6 Gm³), in particolare quelli in arrivo dal Qatar. In Italia il calo è stato del 21% (-2,5 Gm³) relativamente ai carichi in arrivo dall'Algeria;
- Riduzioni dei flussi via pipeline verso il nord Europa a causa di manutenzioni ordinarie e straordinarie sui metanodotti norvegesi, russi e tedeschi;
- Prezzi record per carbone ed EUA (European Union Allowance);
- Bassi livelli di riempimento degli stoccaggi a livello europeo con conseguente minor livello di copertura sulla stagione invernale.

Aumento dei principali indicatori di prezzo 2021

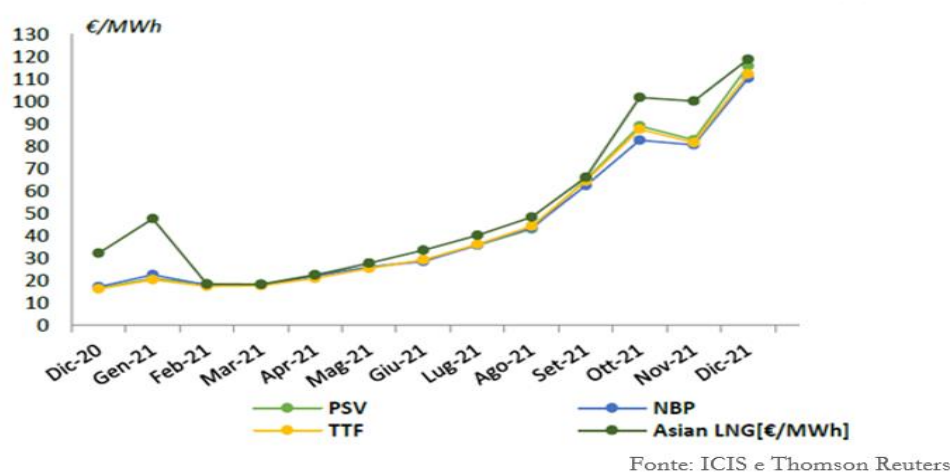


Figura 80

In merito all'ultimo punto è necessario mettere in evidenza alcune considerazioni relative ai prezzi. A partire dalla primavera del 2021 infatti, le condizioni di prezzo formatasi sul mercato del gas ed il conseguente restringimento del premio inverno-estate non hanno reso conveniente il conferimento e riempimento degli stoccaggi essendo talvolta insufficiente a coprire gli oneri dello stoccaggio stesso.

Anche osservando la ripartizione dell'immesso in rete si osserva come il paniere delle fonti abbia cambiato notevolmente la sua composizione tra il 2020 ed il 2021. Si osserva la forte diminuzione dell'import da Gries (dal 12% del totale immesso del 2020 al 3% del 2021), l'aumento di Mazara (dal 17% del 2020 al 28% del 2021), la riduzione dei flussi di GNL (dal 18% al 13%) e l'immesso da Melendugno che ha rappresentato il 10% del totale immesso in rete nel 2021.

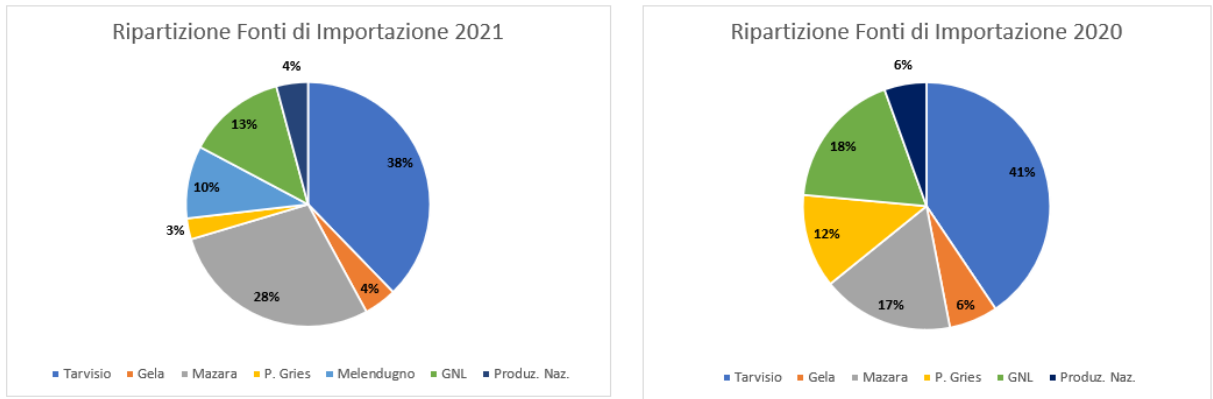


Figura 81

Un altro fenomeno importante che ha caratterizzato il 2021 è il forte aumento delle esportazioni (principalmente dai punti di Tarvisio, esportazione commerciale e Passo Gries, esportazione fisica) a partire dal mese di agosto 2021.

I fenomeni descritti in precedenza hanno avuto un forte impatto soprattutto sul nord Europa, più dipendente dal LNG e caratterizzato da stoccaggi più vuoti rispetto al nostro paese, causando un'impennata dei prezzi e quindi condizioni economiche favorevoli all'esportazione dal nostro paese. Più nel dettaglio le esportazioni da Tarvisio sono state nel 2021 pari a 851 milioni di standard metri cubi, + 714% rispetto alla media tra il 2010 ed il 2020; le esportazioni da Passo Gries si sono attestate a 520 milioni di standard metri cubi che rappresentano una variazione percentuale di + 880% rispetto alla media degli ultimi 10 anni.

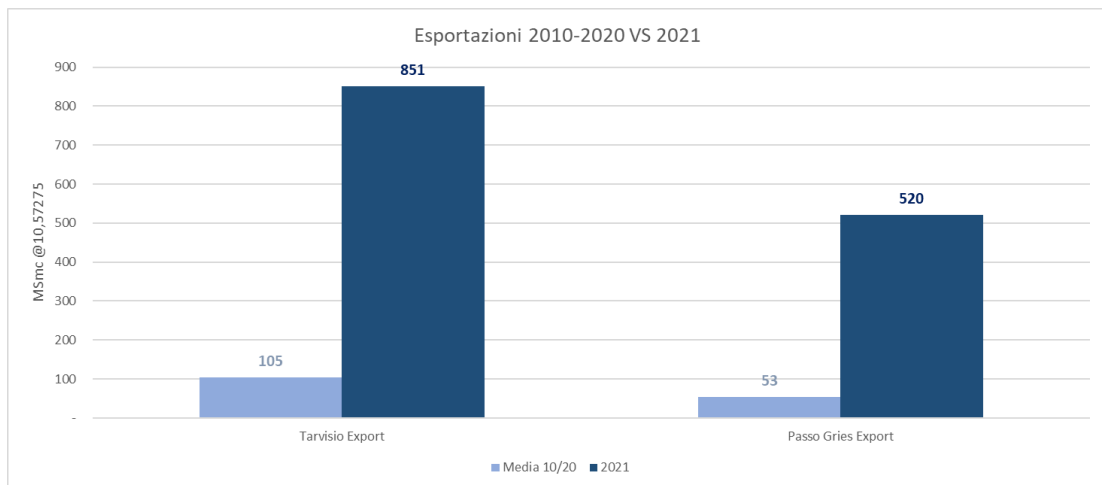


Figura 82

L'OFFERTA DI ENERGIA: DISPONIBILITÀ ENERGETICA PER FONTE E DIPENDENZA ENERGETICA DALLE IMPORTAZIONI⁹⁷

Per analizzare il sistema economico di un Paese non si può prescindere, oggi più che mai, dall'analisi della sua offerta di energia e della sua struttura sia in termini di provenienza (interna o estera) sia in termini di fonte (fossile, rinnovabile, rifiuti, ecc.). La combinazione di questi elementi mostra per ciascun paese l'eventuale dipendenza energetica dall'estero e il suo relativo grado ed evidenzia i risultati raggiunti attraverso la politica energetica attuata, anche in funzione dei più cogenti obiettivi di sviluppo sostenibile.

Nel 2020 la disponibilità energetica lorda (*Gross available energy*⁹⁸) dell'Unione europea a 27 paesi (UE27) è risultata pari a 1.379.151 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (tep). Al primo posto della classifica dei Paesi UE27 si colloca la Germania con una disponibilità di 286.047 migliaia di tep (il 20,7% sul totale UE27), seguita dalla Francia che nel 2020 ha registrato un valore pari a 224.689 migliaia di tep (16,3%). Su livelli significativamente più bassi si sono attestate l'Italia e la Spagna che, rispettivamente, hanno registrato una disponibilità energetica lorda pari a 144.035 e 118.172 migliaia di tep (10,4% e 8,6%).

La composizione percentuale delle fonti energetiche a livello di UE27 mostra nel 2020 quale principale fonte energetica quella relativa a “petrolio e prodotti petroliferi” con un peso pari al 34,5%, seguita dal “gas naturale” con un peso del 23,7%. Le fonti “rinnovabili” e la fonte “nucleare” hanno rappresentato, invece, rispettivamente il 17,4% e il 12,7% del totale della disponibilità. Ciò a conferma della rilevante dipendenza energetica dell'Unione europea dalle fonti fossili.

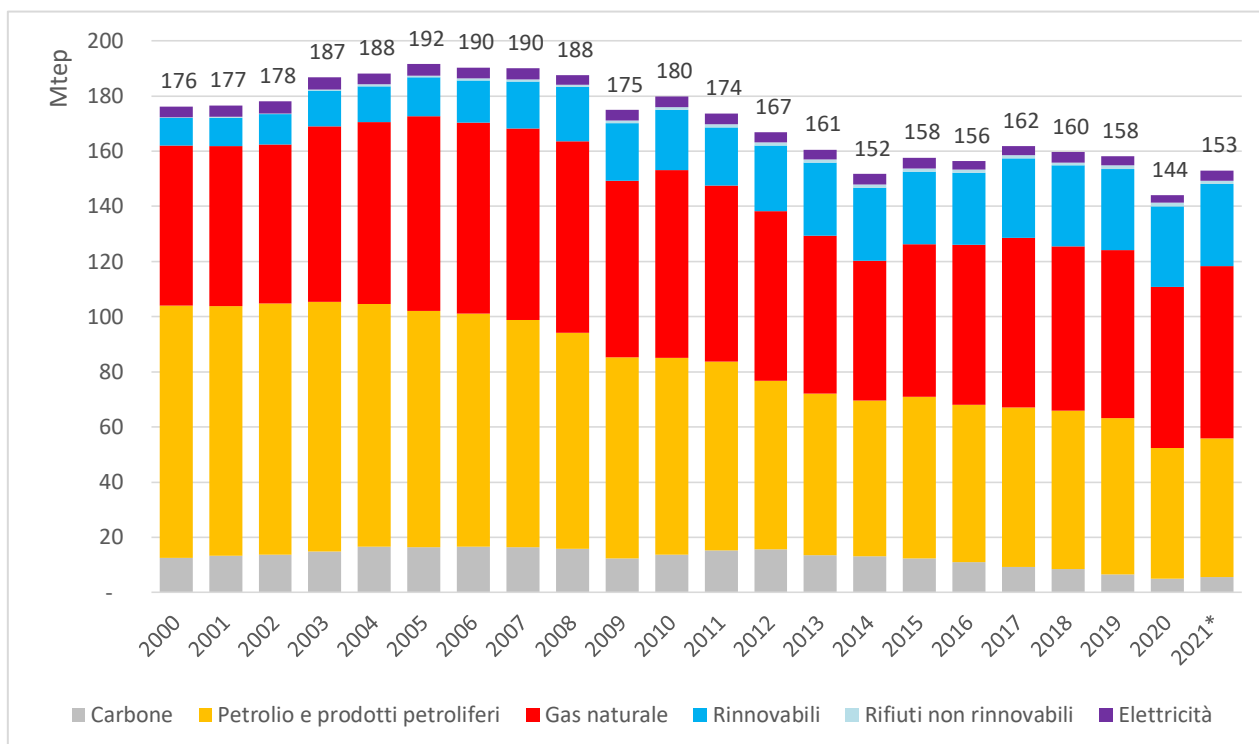
L'analisi a livello di paese mostra, tuttavia, andamenti differenziati: per la Germania e per la Spagna si confermano quali fonti energetiche principali “petrolio e prodotti petroliferi” e “gas naturale” (rispettivamente 35,2% e 26,1%, 44,0% e 23,6%), mentre per la Francia la principale fonte è rappresentata dal “nucleare” (41,0%). In tale contesto l'Italia è il paese che presenta la maggiore incidenza del “gas naturale” tra le proprie fonti energetiche, con un peso pari a oltre il 40%, seguita dal “petrolio e prodotti petroliferi” con una quota pari al 33%. Tra le altre fonti energetiche sono da segnalare le “rinnovabili”, con un'incidenza da rimarcare per l'Italia pari a circa il 20%.

Nel periodo che va dal 2000 al 2021 in Italia si è assistito a un sensibile decremento del peso del “petrolio e prodotti petroliferi” sulla disponibilità energetica lorda (Figura 83), passato dal 51,9% al 32,9%, con un contestuale incremento del “gas naturale” dal 32,9% al 40,9% e delle rinnovabili che si sono più che triplicate incrementando la propria incidenza dal 5,7% al 19,5%.

⁹⁷ A cura di Gianna Greca (Istat) e Paolo Liberatore, Martino dal Verme e Duilio Lipari (GSE).

⁹⁸ Il “Gross available energy” o “Disponibilità lorda energetica” è uno degli aggregati del Bilancio Energetico Nazionale (BEN) calcolato per ciascun paese e pubblicato dall'Eurostat. L'aggregato è espresso dalla somma di produzione primaria, di recupero e riciclo di prodotti e di importazioni, al netto delle esportazioni e delle variazioni delle scorte.

Evoluzione della disponibilità energetica lorda in Italia per fonte (Mtep)



(*) stime preliminari

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat, Terna, MiTE, GSE

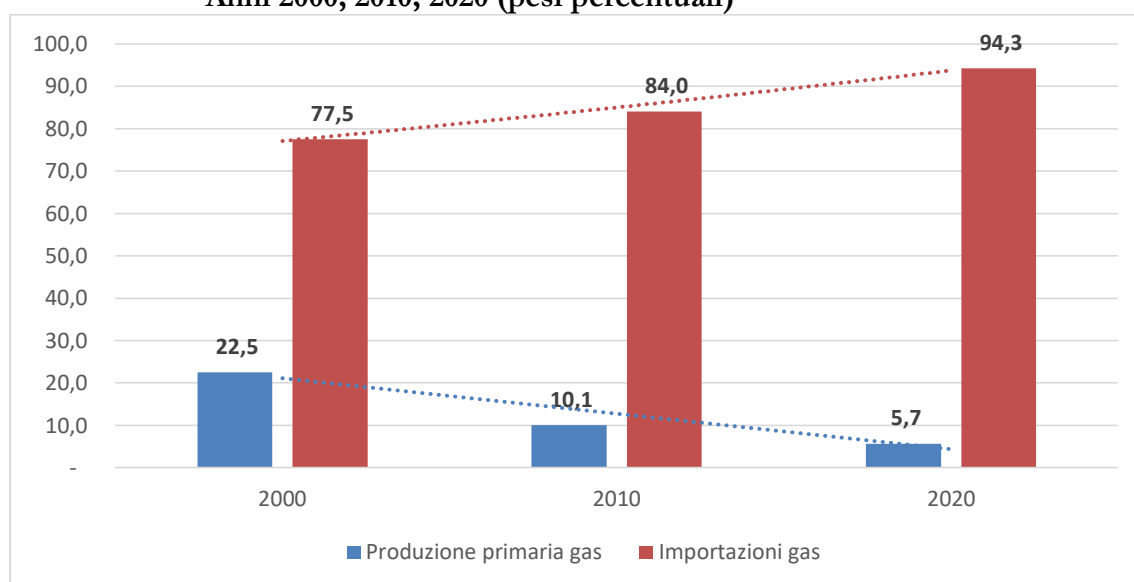
Figura 83

Se si analizza la disponibilità energetica lorda nelle sue principali componenti, produzione primaria e importazioni, nell’ottica quindi di analizzare l’offerta di energia in base alla provenienza (interna o estera), si osserva come in Italia nel 2000 la produzione primaria realizzata attraverso l’estrazione di “gas naturale” rappresentava il 48,4%, attestandosi a un livello di 13,6 milioni di tep, mentre nel 2010 tale contributo risultava più che dimezzato con una quota pari al 20,9%, subendo un successivo ulteriore declino negli anni successivi fino a raggiungere la quota dell’8,7% nel 2020 su un livello pari soltanto a 3.287 migliaia di tep. Contestualmente nel periodo 2000-2020, a fronte del crollo della produzione primaria di gas naturale pari al 75,9%, le importazioni di gas naturale si sono incrementate del 15,6%. In particolare, la quota delle importazioni di gas naturale che rappresentava il 27,0% nel 2000, su un livello pari a 47.049 migliaia di tep, ha registrato un significativo incremento nel 2020 raggiungendo il peso del 41,5% e il livello di 54.376 migliaia di tep. Nel medesimo periodo le importazioni di “petrolio e prodotti petroliferi” hanno ridotto il proprio peso dal 62,9% del 2000 al 50,1% del 2020, passando da un livello di 109.732 migliaia di tep a 65.725 migliaia di tep.

Ciò pone in evidenza una crescente rilevanza delle importazioni ai fini del soddisfacimento del fabbisogno nazionale di gas naturale. Tale fenomeno appare, in effetti, confermato se si analizza la provenienza del gas naturale all’interno della disponibilità energetica nazionale al netto delle esportazioni e della variazione delle scorte negli anni 2000, 2010 e 2020. L’aggregato così determinato presenta valori pari a 60.672 migliaia di tep nel 2000, 68.560 migliaia di tep nel 2010 e 57.663 migliaia di tep nel 2020, con un’incidenza del gas di produzione nazionale che si riduce dal 22,5% del 2000 al 5,7% del 2020 e con lo speculare incremento della quota di gas importato che si incrementa, quindi, dal 77,5% del 2000 al 94,3% del 2020 (Figura 84). Con riferimento alle importazioni di gas naturale e alla struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali), va segnalata inoltre la quota rilevante dei contratti di lungo periodo

rispetto a quelli a breve, quale riflesso dell'esigenza di garantire la stabilità degli approvvigionamenti. Nel 2020, secondo i dati dell'Autorità per l'Energia Reti e Ambiente, i contratti attivi di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, hanno rappresentato il 64,9% del totale, i contratti di media durata (5-20 anni) il 12,8% (in aumento rispetto al 7,5% del 2019), mentre l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a 5 anni, è stata pari al 22,3%.

**Produzione primaria di gas naturale e importazioni di gas naturale, Italia.
Anni 2000, 2010, 2020 (pesi percentuali)**



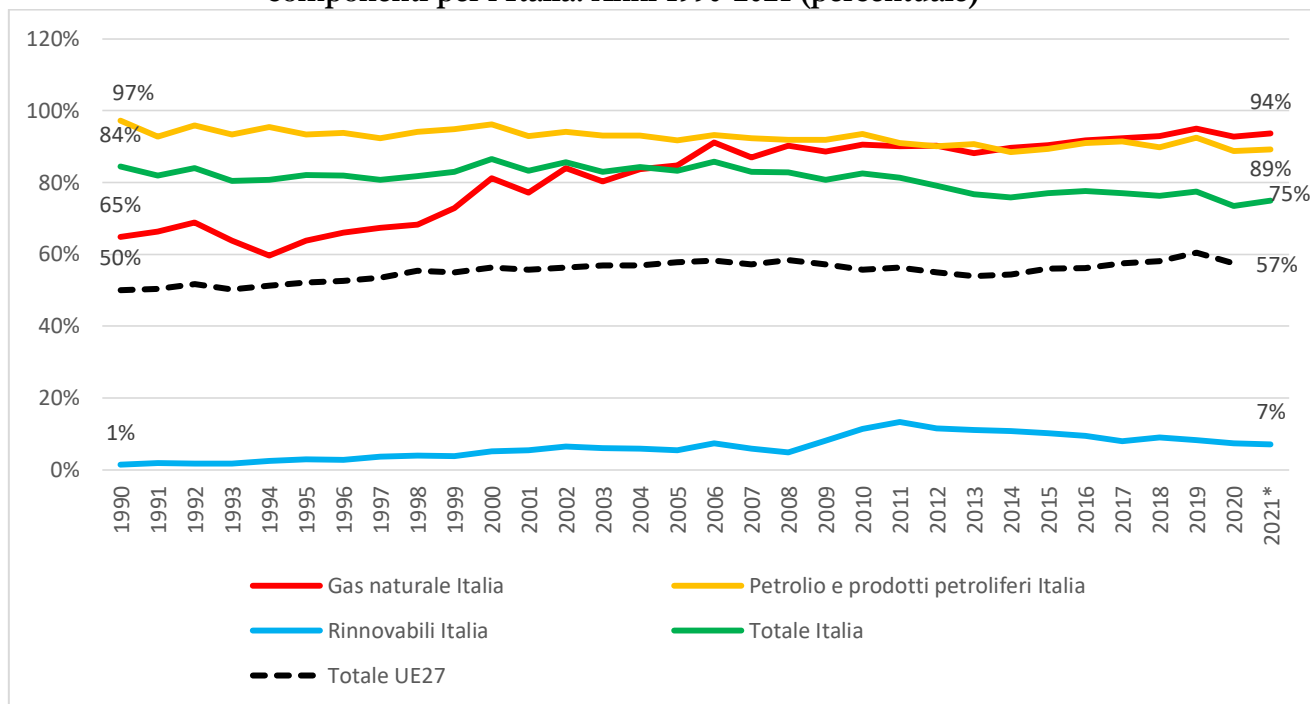
Fonte: elaborazione su dati Eurostat

Figura 84

I dati fin qui illustrati evidenziano, dunque, l'accresciuta dipendenza energetica dall'estero e lo spostamento nel corso degli anni, all'interno del mix delle fonti fossili, dal petrolio verso il gas naturale.

Un indicatore sintetico definito a livello internazionale per misurare e confrontare la quota del fabbisogno energetico totale di un paese soddisfatta dalle importazioni da altri paesi è rappresentato dall'*Energy import dependency*, calcolato dall'Eurostat a partire dai Bilanci energetici nazionali come differenza tra importazioni ed esportazioni rapportata alla disponibilità energetica lorda totale. La Figura 85 mette a confronto nel periodo 1990-2021 (stima preliminare per il 2021) l'andamento della dipendenza dalle importazioni energetiche dell'Italia rispetto a quello dell'UE27 evidenziando la rilevante distanza tra le due serie di dati (nel 2020 il 73% dell'Italia contro il 57% dell'UE27) e confermando l'incremento della dipendenza dalle importazioni di gas naturale (94% nel 2021 rispetto a 65% nel 1990) e la leggera diminuzione della dipendenza dalle importazioni di petrolio e prodotti petroliferi dell'Italia (89% nel 2021 rispetto a 97% nel 1990). È inoltre importante evidenziare il ruolo significativo e crescente, in termini di sicurezza energetica, delle fonti rinnovabili, la cui dipendenza dalle importazioni (principalmente di biomasse solide impiegate nei settori termico ed elettrico, di bioliquidi impiegati nel settore elettrico e di biocarburanti impiegati nel settore dei trasporti) è sempre inferiore al 10% pur a fronte di un consumo che, rispetto al 1990, è più che triplicato (Figura 83).

Indice di dipendenza energetica dell'Italia e dell'Unione europea a 27, e sue principali componenti per l'Italia. Anni 1990-2021 (percentuale)



Fonte: elaborazione su dati Eurostat

Figura 85

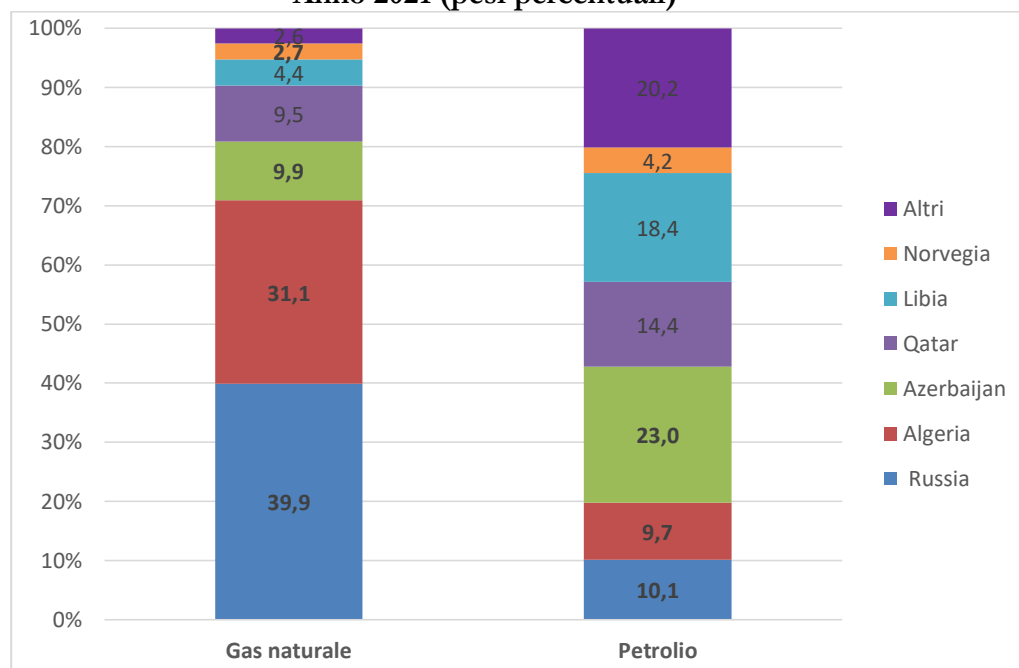
L'analisi delle importazioni di gas naturale (incluso GNL⁹⁹) per paese di provenienza, nel periodo 1990-2021, mostra il ruolo predominante della Russia che già nel 1990 forniva all'Italia il 45,9% del gas naturale totale. Tale peso, che si è progressivamente ridotto nel corso degli anni fino a raggiungere il minimo nel 2010 con una quota pari soltanto al 19,9%, ha subito poi un incremento rilevante a partire dal 2013, anno in cui si è registrata una crescita del 55,3% rispetto all'anno precedente (da circa 18 miliardi di metri cubi a circa 28 miliardi di metri cubi).

Nel 2021 la Russia si conferma principale Paese di origine del gas naturale importato in Italia, con una quota del 39,9%, pari a circa 29 miliardi di metri cubi (Figura 86); segue l'Algeria, con una quota altrettanto rilevante pari al 31,1% e Qatar e Libia con quote più basse ma comunque significative, rispettivamente pari al 9,5% e al 4,4%. Si noti poi il caso dell'Azerbaijan, che compare per la prima volta nel 2021 con una quota significativa (9,9%), per effetto dell'entrata in esercizio del gasdotto TAP (Trans Adriatic Pipeline). Da segnalare l'andamento del contributo dei flussi provenienti dalla Libia attraverso il gasdotto Greenstream che, prima della situazione di forte instabilità geopolitica venutasi a determinare nel Paese a partire dal 2011, erano arrivati a pesare nel 2009 fino al 13,2% delle importazioni totali con un livello pari a 9,2 miliardi di metri cubi.

Per quanto riguarda il petrolio il principale fornitore nel 2021 è rappresentato dall'Azerbaijan con una quota del 23% e un livello di 13.118 migliaia di tonnellate, seguito dalla Libia e dall'Iraq che, con importanti giacimenti estrattivi, hanno contribuito alla domanda nazionale rispettivamente con quote pari al 18,4% e 14,4% (10.500 e 8.194 migliaia di tonnellate) (Figura 86). La Russia si colloca al quarto posto con un peso del 10,1% e un livello di 5.758 migliaia di tonnellate; a differenza di quanto avviene per il gas naturale, quindi, la Russia non costituisce il principale paese di importazione di petrolio.

⁹⁹ Il GNL (Gas naturale liquefatto) si ottiene sottoponendo il gas naturale, estratto da giacimenti sotto la superficie terrestre, a un processo di liquefazione a una temperatura di circa - 162 °C che consente la riduzione del volume del gas di circa 600 volte, viene trasportato attraverso navi metaniere e poi, per essere utilizzato, viene rigassificato in appositi impianti.

**Importazioni dell'Italia di gas naturale e petrolio per paese di provenienza.
Anno 2021 (pesi percentuali)**



Fonte: elaborazione su dati Ministero della transizione ecologica

Figura 86

LE IMPRESE “ENERGIVORE A FORTE CONSUMO ELETTRICO” IN ITALIA¹⁰⁰

In questa sezione si presenta, per la prima volta, un’analisi sulle imprese cosiddette “energivore” o “a forte consumo elettrico” con l’obiettivo di evidenziare il loro peso dal punto di vista economico, in termini di valore aggiunto, e dal punto di vista strutturale, in termini di numerosità.

Le imprese energivore costituiscono la spina dorsale di numerosi settori fondamentali per l’economia nazionale e, per questo motivo, appare utile approfondire in questo momento storico tale tema e rispondere a questa esigenza informativa.

La scelta dell’anno di riferimento per i dati economici e strutturali qui pubblicati è caduta sul 2019 sia perché le stime per tale anno sono disponibili ad un maggiore livello di dettaglio, in coerenza con le politiche di rilascio dei dati dell’Istat, sia perché il 2019 non è condizionato dall’esplosione della pandemia da Covid-19 che ha determinato nel 2020 una eccezionale contrazione dei volumi produttivi rispetto ai livelli normali.

Nel 2019 le imprese italiane energivore sono 3.695 di cui 405 di grandi dimensioni, con più di 250 addetti, e 3.290 di medio-piccola dimensione, con addetti tra 0 e 249. Il valore aggiunto complessivo generato nel 2019 da tali imprese è stato pari a 38,1 miliardi di euro: quello generato dalle grandi imprese è risultato pari a 20,2 miliardi di euro, mentre quello generato dalle imprese di piccola e media dimensione è stato pari a 17,9 miliardi di euro.

I settori in cui operano queste imprese variano dall’industria cartaria alle acciaierie, passando per le industrie meccaniche e alimentari. L’analisi per settore di attività economica mostra che vi è una concentrazione di imprese energivore, in particolare, nei settori di attività economica “Fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche” (20,4%), “Industrie alimentari” (12,4%), “Metallurgia” (10,6%) e “Fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (ceramica, cemento, vetro, ecc.) (9,3%)” (Tabella 41). In termini di valore aggiunto queste imprese hanno generato nel 2019 rispettivamente 5,2 miliardi di euro, 5,0 miliardi di euro, 3,5 miliardi di euro e 5,1 miliardi di euro, con un peso complessivo del 49% sul valore aggiunto delle imprese energivore. Gli altri settori che contribuiscono maggiormente alla creazione del valore aggiunto sono i settori della “Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio e fabbricazione di prodotti chimici” che, insieme, generano un valore aggiunto pari a circa 3,8 miliardi di euro, l’“Industria del legno, della carta, editoria” e la “Fabbricazione di prodotti in metallo” con un valore aggiunto rispettivamente pari a 3,3 e 3,2 miliardi di euro. Tutti i settori fin qui analizzati contano, nel 2019, 2.899 imprese energivore.

Il settore delle “Industrie tessili, confezione di articoli di abbigliamento e di articoli in pelle e simili” con un peso significativo in termini di numerosità (8,4% sul totale delle imprese energivore), ha generato nel 2019 un valore aggiunto pari a circa 1,9 miliardi di euro. Un ammontare simile è stato generato dal settore della “Fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati farmaceutici”, pari a 1,8 miliardi di euro, seppure con la presenza di un numero inferiore di imprese (5,6%). Ciò a conferma delle caratteristiche strutturali dei due settori.

Va, infine, sottolineato come la differenziazione dimensionale delle imprese energivore incida in misura differente, a livello settoriale, in termini di contributo alla generazione del valore aggiunto. Se, infatti, i settori delle “industrie alimentari, delle bevande e del tabacco”, delle “industrie tessili, confezione di articoli di abbigliamento e di articoli in pelle e simili”, della “fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche” e della “fabbricazione di prodotti in metallo, esclusi macchinari e attrezzature” generano maggiore valore aggiunto attraverso imprese di medio-piccola dimensione (con un peso sul valore aggiunto complessivo delle imprese energivore che va dal 60% al 66%), per tutti gli altri settori il contributo più rilevante è espresso dalle grandi imprese (con un peso che va dal 56% al 77%).

¹⁰⁰ A cura di Gianna Greca (Istat).

Tabella 40 : Le imprese “energivore a forte consumo elettrico” in Italia: numero e valore aggiunto per settore di attività economica (numero, miliardi euro e peso %) – Anno 2019

Settore di attività economica (NACE Rev.2)	IMPRESE	Valore aggiunto	IMPRESE	Valore aggiunto
	<i>Numero</i>	<i>Milioni euro</i>	<i>Peso %</i>	<i>Peso %</i>
C10T12: industrie alimentari, delle bevande e del tabacco	490	3,526	12,4	9,2
C13T15: industrie tessili, confezione di articoli di abbigliamento e di articoli in pelle e simili	332	1,862	8,4	4,9
C16T18: industria del legno, della carta, editoria	243	3,317	6,1	8,7
C19: fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio C20: fabbricazione di prodotti chimici	250	3,757	6,3	9,9
C21: fabbricazione di prodotti farmaceutici di base e di preparati farmaceutici	60	1,844	1,5	4,8
C22: fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche	807	5,237	20,4	13,7
C23: fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi	369	5,108	9,3	13,4
C24: attività metallurgiche	421	4,957	10,6	13,0
C25: fabbricazione di prodotti in metallo, esclusi macchinari e attrezzature	319	3,221	8,0	8,4
C26: fabbricazione di computer e prodotti di elettronica e ottica C27: fabbricazione di apparecchiature elettriche C28: fabbricazione di macchinari e apparecchiature n.c.a.	126	2,485	3,2	6,5
C29_30: fabbricazione di mezzi di trasporto	55	1,307	1,4	3,4
C31_32: fabbricazione di mobili, altre industrie manifatturiere	52	640	1,3	1,7
Altri settori*	441	871	11,1	2,3
TOTALE	3.965	38.132	100,0	100,0

(*) = Altre attività di estrazione di minerali da cave e miniere; fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata; attività di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti. Fonte: elaborazione su dati Istat

LE MATERIE PRIME CRITICHE PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA¹⁰¹

L'accelerazione del processo di transizione energetica in atto a livello globale comporta un incremento notevole della domanda di alcune materie prime e delle cosiddette terre rare. Prima del 2010 il settore energetico rappresentava una quota marginale della domanda della maggior parte dei minerali e metalli presenti in natura. Tuttavia, secondo la IEA, nei prossimi due decenni, se gli obiettivi degli Accordi di Parigi venissero raggiunti (scenario che l'agenzia definisce SDS – *Sustainable Development scenario*), il settore energetico rappresenterà la principale voce di consumo per molte materie prime.

Ogni settore utilizza tecnologie che si compongono di metalli e minerali di vario tipo. Per quanto riguarda le tecnologie la cui applicazione contribuisce al processo di transizione energetica, entrano in gioco, con diversa intensità, materie prime di varia natura. Per esempio litio, nichel, cobalto, manganese e grafite sono fondamentali per le prestazioni, la longevità e il contenuto energetico delle batterie. Gli elementi delle terre rare sono essenziali per i magneti permanenti utilizzati nelle turbine eoliche e nei motori elettrici. Le reti elettriche, alla luce anche della sempre maggiore elettrificazione dei consumi, necessitano di un'enorme quantità di rame e alluminio. Di seguito è riportato uno schema non esaustivo di alcune materie prime necessarie alle principali tecnologie per la transizione energetica.

Principali minerali necessari alle principali tecnologie per la transizione ecologica (L'intensità del colore indica il livello di impiego della risorsa nella tecnologia)

	Rame	Nichel	Cobalto	Litio	Terre rare	Cromo	Zinco	Alluminio	Platino
Eolico	●	●	○	○	●	●	●	●	○
FV	●	○	○	○	○	○	○	●	○
CSP	●	●	○	○	○	●	●	●	○
Idroelettrico	●	○	○	○	○	●	●	●	○
Bioenergie	●	○	○	○	○	○	●	●	○
Geotermoelettrico	○	●	○	○	○	●	○	○	○
Veicoli elettrici e sistemi di accumulo	●	●	●	●	●	○	○	●	○
Reti elettriche	●	○	○	○	○	○	○	●	○
Idrogeno	○	●	○	○	●	○	○	●	●
Nucleare	●	●	○	○	○	●	○	○	○

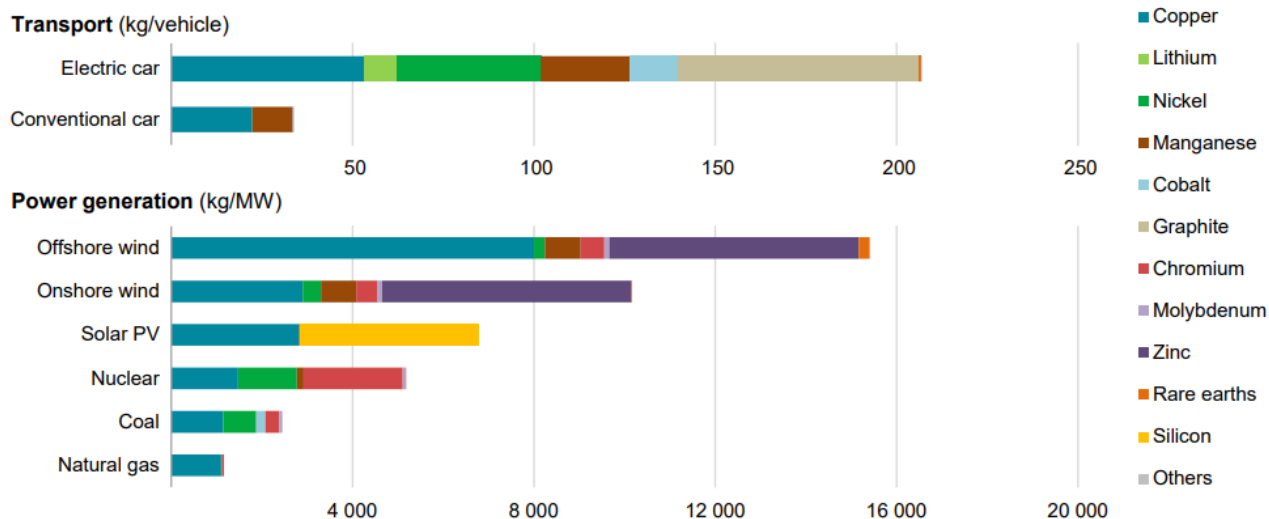
Fonte: elaborazione GSE su *IEA The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* e su *EC Study on the EU's list of Critical Raw Materials*

Figura 87

Le principali tecnologie alla base del processo di transizione energetica, a parità di condizioni, necessitano di una quota di minerali e materie prime molto maggiore rispetto all'equivalente fossile. Ad esempio, una vettura elettrica utilizza un quantitativo di materie prime di circa 6 volte quello di un'auto alimentata a combustibili fossili (Figura 88). Anche nel caso di un impianto eolico on-shore il quantitativo di materie prime è circa nove volte quello che si sarebbe utilizzato per la costruzione di un equivalente impianto alimentato a gas.

¹⁰¹ A cura di Antonello Di Pardo – GSE

Quantitativo di minerali utilizzati per la costruzione di alcune delle principali tecnologie per la transizione energetica

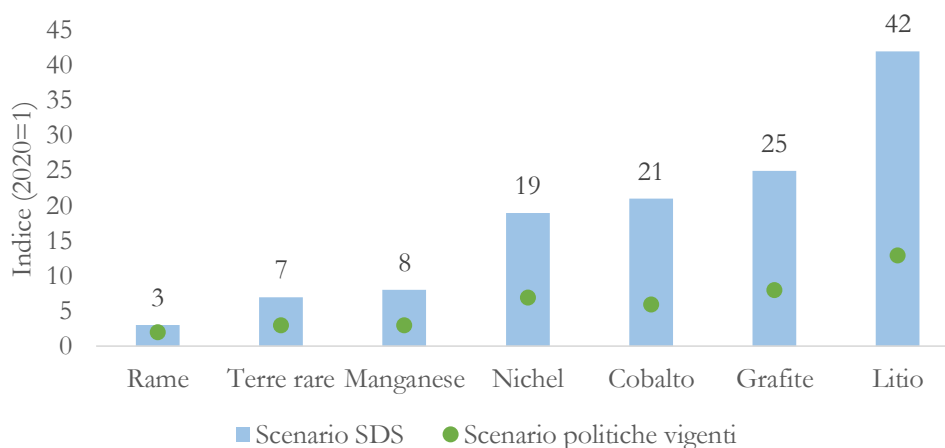


Fonte: IEA, *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*

Figura 88

Secondo la IEA il raggiungimento degli obiettivi stabiliti nell’Accordo di Parigi (scenario SDS) al 2040, comporterebbe un incremento della domanda di minerali e materie prime di almeno quattro volte il consumo registrato nel 2020. Il comparto dei veicoli elettrici e dei sistemi di accumulo sarebbe quello con la maggior crescita, circa trenta volte in più. Nella Figura 89 si illustra la crescita attesa per alcune delle principali materie prime secondo lo scenario SDS e secondo lo scenario con le politiche vigenti. Come si evince dall’istogramma, il litio, componente fondamentale per i sistemi di accumulo e i veicoli a trazione elettrica, dovrebbe avere la crescita più sostenuta rispetto alle altre materie prime. Ciò vale sia nello scenario base (domanda attesa al 2040 circa 13 volte maggiore di quella del 2020) in cui si assume continuino ad essere in vigore a livello globale solo le politiche già adottate, che in uno scenario in linea con gli obiettivi dell’accordo di Parigi (scenario SDS), in cui l’incremento della domanda si stima al 2040 essere di circa 42 volte quella attuale (2020).

Stima della crescita della domanda delle principali materie prime per la transizione energetica al 2040 rispetto al 2020

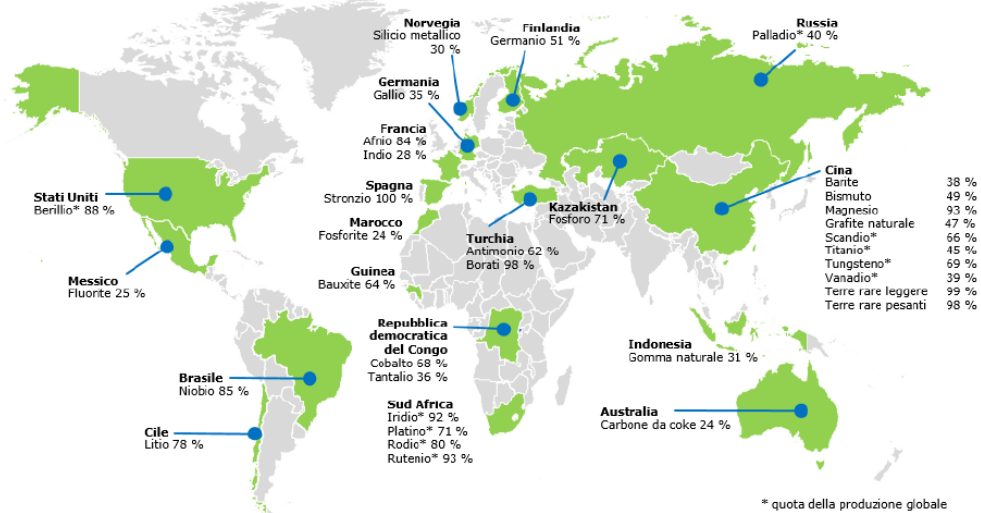


Fonte: IEA, *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*

Figura 89

A livello europeo ogni tre anni viene aggiornata la lista delle "materie prime critiche", ovvero delle materie prime più importanti dal punto di vista economico e che presentano un elevato rischio di approvvigionamento. Tali materie prime sono essenziali per il funzionamento del sistema produttivo e sono anche impiegate nei settori e nelle tecnologie necessarie per favorire la transizione energetica. L'ultimo aggiornamento del 2020 ha classificato come "critiche" 30 materie prime, rispetto alle 14 del 2011, alle 20 del 2014 e alle 27 del 2017. Nella maggior parte dei casi esse sono concentrate in pochi paesi e ciò potrebbe creare rischi di approvvigionamento nei prossimi anni. Ad esempio, la Cina da sola soddisfa il 98% del fabbisogno delle terre rare necessarie all'UE, la Turchia il 98% del borato e il 62% dell'antimonio, mentre il Sud Africa fornisce oltre il 90% dell'iridio e del rutenio.

Principali paesi fornitori di materie prime critiche all'UE

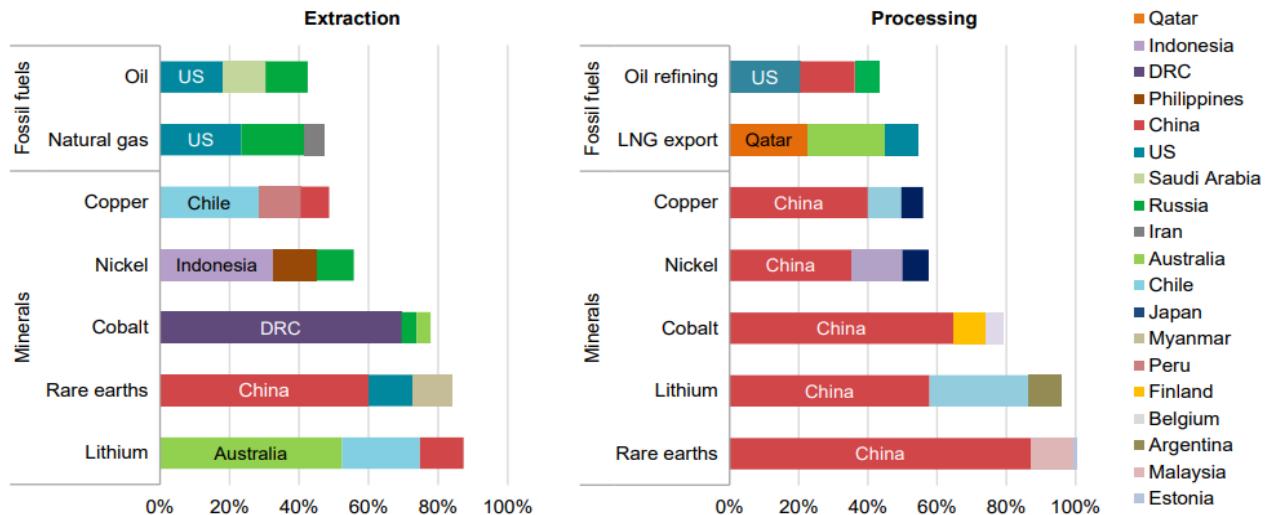


Fonte: EC Study on the EU's list of Critical Raw Materials

Figura 90

Rispetto ai combustibili fossili, la concentrazione geografica della maggior parte delle materie prime necessarie alle tecnologie per la transizione energetica è maggiore, sia per quanto riguarda la loro estrazione sia per quel che concerne la loro lavorazione.

Quota dei primi tre Paesi nell'estrazione e nella lavorazione di alcune materie prime e combustibili fossili (2019)



Fonte: IEA, The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions

Figura 91

Nel 2020 sono state prodotte 240.000 tonnellate di terre rare, quasi il 60% della produzione ha avuto luogo in Cina, seguita da Stati Uniti, Birmania e Australia. Questi quattro paesi hanno rappresentato oltre il 90% della produzione mondiale nel 2020 (Tabella 41).

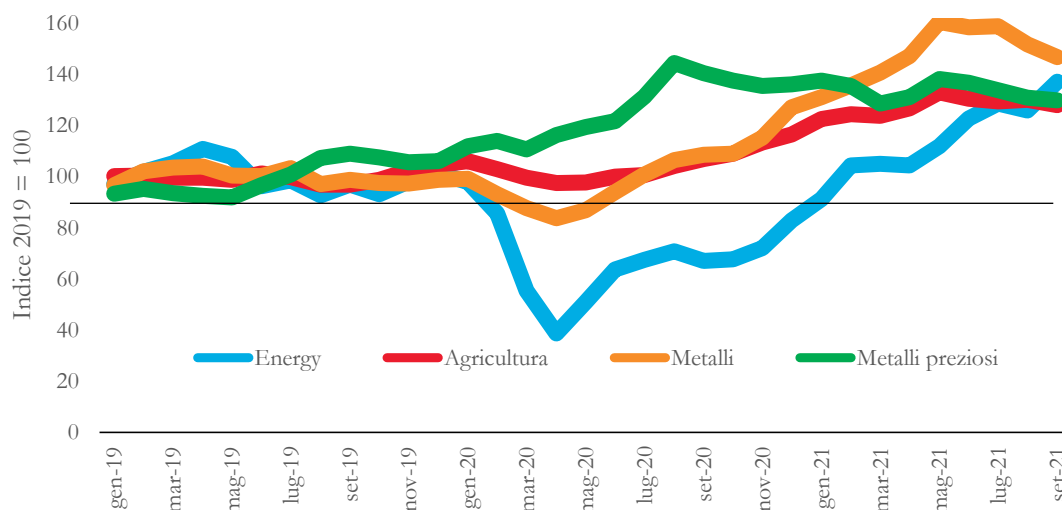
Tabella 41: Produzione e riserve di terre rare			
Paese	Produzione mineraria 2020 (tonnellate/anno)	Riserve (tonnellate)	% riserve sul totale
Cina	140.000	44.000.000	38,0%
Vietnam	1.000	22.000.000	19,0%
Brasile	1.000	21.000.000	18,1%
Russia	2.700	12.000.000	10,4%
India	3.000	6.900.000	6,0%
Australia	17.000	4.100.000	3,5%
USA	38.000	1.500.000	1,3%
Groenlandia	0	1.500.000	1,3%
Tanzania	0	890.000	0,8%
Canada	0	830.000	0,7%
Sudafrica	0	790.000	0,7%
Altri paesi	100	310.000	0,3%
Birmania	30.000	ND	ND
Madagascar	8.000	ND	ND
Tailandia	2.000	ND	ND
Burundi	500	ND	ND
Totale	243.300	115.820.000	100%

Fonte: LePan, N., "Rare earth elements: Where in the world are they?", citato in IRENA "Critical materials for the energy transition: rare earth elements"

Un altro aspetto da non trascurare è legato alla dinamica dei prezzi delle materie prime critiche per la transizione energetica.

La pandemia da Covid-19, con le conseguenti restrizioni, ha generato una contrazione dei consumi nella maggior parte dei settori e la domanda di materie prime è fortemente diminuita causando un calo dei prezzi delle principali commodities. Questa dinamica è stata particolarmente marcata per le materie prime energetiche, il cui indice ha registrato una caduta superiore al 60% da febbraio ad aprile 2020. La successiva ripresa economica globale è stata più rapida del previsto, facendo crescere notevolmente la domanda di materie prime e di semilavorati. A questa crescita della domanda non è corrisposto un incremento adeguato dell'offerta, generando un forte rialzo dei prezzi. Oltre ai fattori di natura congiunturale, hanno agito anche fattori strutturali (accelerazione delle politiche di transizione energetica, crescita degli investimenti legati alla ripresa economica), geopolitici e speculativi.

Confronto indici principali commodities



Fonte: elaborazione GSE su dati WB

Figura 92

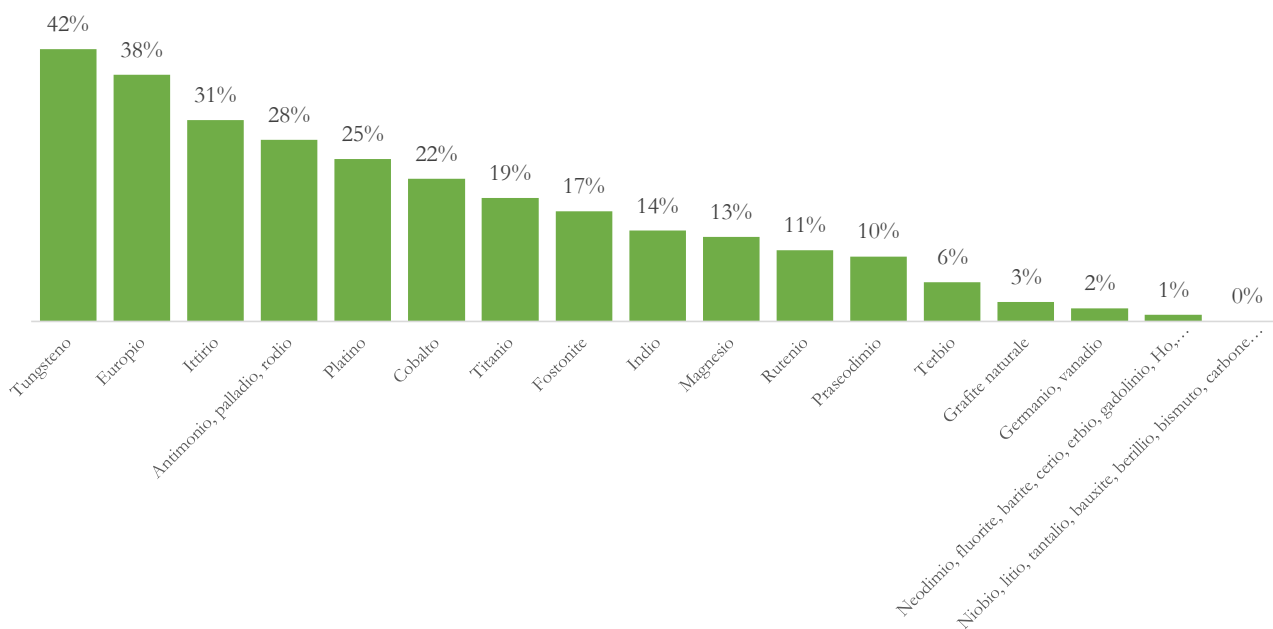
A maggio 2021, l'indice dei prezzi dei metalli e dei minerali era più che raddoppiato rispetto all'inizio della pandemia, per poi gradualmente scendere nel corso dei mesi successivi. I prezzi delle commodities energetiche hanno invece continuato la forte tendenza al rialzo anche nei mesi più recenti. Infine, anche se in misura meno marcata rispetto ai valori degli indici delle altre materie prime, anche i prezzi delle commodities agricole hanno registrato un progressivo incremento dall'inizio della pandemia.

Oltre al rischio geopolitico, legato alla concentrazione geografica della produzione/estrazione e, in alcuni casi, della lavorazione, e alla volatilità dei prezzi, nei prossimi anni potrebbero emergere ulteriori criticità connesse alla disponibilità di materie prime per la transizione energetica, dovute:

- alla lunghezza dei tempi per lo sviluppo di nuovi giacimenti: infatti mediamente dalla scoperta di un sito minerario alla produzione effettiva della materia prima possono passare oltre 15 anni;
- alla riduzione della qualità delle materie prime: per esempio si stima che in Cile il rame negli ultimi 15 anni abbia perso circa il 30% di contenuto minerale;
- ai rischi di eventi climatici estremi: l'estrazione di diverse materie prime, soprattutto litio e rame, comporta un importante consumo di risorse idriche il cui impatto in alcuni Paesi si sta già manifestando; in alcune aree (Australia, Cina, Africa in primis) sono elevati i rischi legati al calore estremo o alle inondazioni;
- ai rischi ambientali e sociali legati all'estrazione e alla lavorazione delle materie prime: in alcuni siti e aree le procedure relative alla riduzione dei rischi ambientali e alla tutela dei lavoratori non sempre sono adeguate agli standard internazionali, e in alcuni casi danneggiano le comunità locali.

Il riciclo e il recupero delle materie prime sono le azioni principali da mettere in campo per attenuare il disallineamento tra domanda e offerta, soprattutto nei paesi che ricorrono quasi totalmente all'import, come la maggior parte degli Stati membri UE. Tuttavia per le materie prime la cui domanda è destinata a crescere negli anni a venire in maniera molto sostenuta, in particolare per litio e terre rare, la possibilità di riciclare una quota importante di tali elementi non avverrà prima di un decennio o due. Per le materie prime il cui utilizzo è già su livelli molto sostenuti, si registrano, a livello UE, già delle buone performance di riciclo.

Tasso di riciclo di alcune materie prime in UE nel 2020*



Fonte: EC, *Study on the EU's list of Critical Raw Materials (2020)*

*Il tasso di riciclo è la percentuale della domanda globale che può essere soddisfatta mediante materie prime secondarie

Figura 93

Per ridurre i rischi legati all'utilizzo delle materie prime critiche per la transizione energetica sono state individuate numerose sfide da affrontare, a livello europeo (secondo quanto previsto dal Piano d'azione dell'UE per le materie prime critiche) e globale; occorre infatti:

- sviluppare catene del valore resilienti per gli ecosistemi industriali: in termini di crescita dell'offerta, l'ostacolo principale risiede nella fase di lavorazione, che è complessa e richiede conoscenze specifiche per esempio per separare i singoli elementi delle terre rare e convertirli in magneti permanenti di alta qualità; è pertanto necessario che i sistemi industriali si riorganizzino per far fronte alle nuove esigenze;
- creare condizioni favorevoli per gli investimenti per nuovi giacimenti;
- favorire il riciclo e il recupero delle materie prime critiche attraverso l'uso circolare delle risorse, i prodotti sostenibili e l'innovazione;
- differenziare l'approvvigionamento e la trasformazione delle materie prime attraverso partenariati strategici con paesi terzi ricchi di risorse.

APPENDICE A

TABELLA BE-1. -Bilancio dell' Energia in Italia (*)
(in migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio)

ktep	2021							
	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Gas Naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
+ Produzione	36.402	-	4.922	2.689	27.635	1.157	-	-
+ Saldo importazioni	143.863	5.572	71.664	59.783	2.840	-	-	4.004
- Saldo esportazioni	29.263	187	26.778	1.264	709	-	-	324
+ Vaziazione delle scorte	2.021	168	522	1.303	28	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	153.024	5.552	50.330	62.511	29.794	1.157	-	3.680
- Bunkeraggi marittimi internaziosi	2.513	-	2.513	-	-	-	-	-
= Consumo interno lordo	150.511	5.552	47.817	62.511	29.794	1.157	-	3.680
- Aviazione internazionale	1.576	-	1.576	-	-	-	-	-
= Consumo interno	148.935	5.552	46.241	62.511	29.794	1.157	-	3.680
Ingressi in trasformazione	130.365	6.997	76.773	25.642	19.835	875	-	243
Uscite dalla trasformazione	105.912	1.495	72.598	81	1.423	-	5.647	24.669
Settore Energia	7.212	50	2.881	1.154	-	-	1.581	1.546
Perdite di distribuzione	1.714	-	-	186	-	-	62	1.466
Disponibile per consumo finale	115.557	0	39.185	35.610	11.381	282	4.004	25.094
Consumo finale non energetico	3.586	41	2.882	664	-	-	-	-
Consumo finale energetico	114.781	444	38.628	34.947	11.382	282	4.004	25.094
+ Industria	25.455	444	1.866	8.863	421	282	2.788	10.792
+ Trasporti	35.366	-	31.848	1.146	1.415	-	-	957
+ Altri settori	53.960	-	4.914	24.938	9.546	-	1.216	13.345
+ Servizi	17.556	-	564	7.109	2.597	-	297	6.989
+ Residenziale	33.165	-	1.962	17.668	6.867	-	889	5.779
+ Agricoltura	2.924	-	2.135	161	52	-	15	560
+ Pesca	206	-	160	-	29	-	-	17
+ Altri settori nca	108	-	93	-	-	-	15	-
Differenze statistiche	- 2.811	- 486	- 2.324	-	0	-	0	-

ktep	2020								2019	2018	2017	2016
	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Gas Naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica	Totale	Totale	Totale	Totale
+ Produzione	37.673	-	5.856	3.287	27.339	1.190	-	-	36.910	37342	36667	33519
+ Saldo importazioni	131.128	4.949	65.725	54.376	2.656	-	-	3.421	151.903	152939	157930	152596
- Saldo esportazioni	25.329	210	23.717	258	492	-	-	653	29.411	31019	33366	31076
+ Vaziazione delle scorte	564	355	513	881	159	-	-	-	- 1.315	449	585	1452
= Disponibilità energetica lorda	144.035	5.095	47.351	58.286	29.345	1.190	-	2.769	158.086	159711	161815	156490
- Bunkeraggi marittimi internaziosi	2.439	-	2.439	-	-	-	-	-	2.654	2721	2303	2213
= Consumo interno lordo	141.595	5.095	44.912	58.286	29.345	1.190	-	2.769	155.433	156990	159513	154278
- Aviazione internazionale	1.495	-	1.495	-	-	-	-	-	3.969	3835	3419	3296
= Consumo interno	140.100	5.095	43.417	58.286	29.345	1.190	-	2.769	151.464	153155	156093	150982
Ingressi in trasformazione	121.213	5.942	69.982	24.225	19.956	878	-	229	138.580	134861	139367	134470
Uscite dalla trasformazione	99.347	1.428	66.976	82	1.272	-	5.467	24.121	115.340	111186	114138	108992
Settore Energia	7.176	43	2.645	1.458	-	-	1.525	1.505	7.635	7723	7699	6836
Perdite di distribuzione	1.781	-	-	224	-	-	64	1.493	1.926	1929	1992	1913
Disponibile per consumo finale	109.278	537	37.765	32.461	10.660	313	3.879	23.663	118.663	119828	121174	116754
Consumo finale non energetico	6.804	33	6.117	653	-	-	-	-	7.040	7153	7915	6306
Consumo finale energetico	103.057	505	32.231	31.807	10.660	313	3.879	23.663	113.119	114297	113611	111555
+ Industria	23.861	505	1.754	8.081	435	313	2.687	10.086	24.928	24664	24926	25089
+ Trasporti	28.976	-	25.875	967	1.265	-	-	870	35.861	35579	34525	35815
+ Altri settori	50.220	-	4.602	22.759	8.960	-	1.192	12.707	52.330	54054	54160	50651
+ Servizi	16.558	-	514	6.690	2.590	-	293	6.471	18.192	19002	18242	15440
+ Residenziale	30.656	-	1.871	15.933	6.289	-	870	5.693	31.138	31906	32899	32185
+ Agricoltura	2.759	-	2.027	136	53	-	14	529	2.719	2798	2696	2650
+ Pesca	202	-	159	-	29	-	-	14	209	234	222	221
+ Altri settori nca	45	-	30	-	-	-	15	-	70	113	102	155
Differenze statistiche	- 583	0	583	0	0	-	0	0	- 1.497	-1622	-352	-1107

(*) Dal 2020 il Bilancio dell'Energia viene elaborato secondo le convenzioni dell'Unione Europea

TABELLA BE-1 / b - Variazione 2021/2020

	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Gas Naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
+ Produzione	-3,4%	0,0%	-15,9%	-18,2%	1,1%	-2,8%	0,0%	0,0%
+ Saldo importazioni	9,7%	12,6%	9,0%	9,9%	6,9%	0,0%	0,0%	17,0%
- Saldo esportazioni	15,5%	-10,6%	12,9%	389,1%	44,1%	0,0%	0,0%	-50,4%
+ Variazione delle scorte	258,6%	-52,7%	-201,7%	47,9%	-117,5%	0,0%	0,0%	0,0%
= Disponibilità energetica lorda	6,2%	9,0%	6,3%	7,2%	1,5%	-2,8%	0,0%	32,9%
- Bunkeraggi marittimi internazio	3,0%	0,0%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
= Consumo interno lordo	6,3%	9,0%	6,5%	7,2%	1,5%	-2,8%	0,0%	32,9%
- Aviazione internazionale	5,4%	0,0%	5,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
= Consumo interno	6,3%	9,0%	6,5%	7,2%	1,5%	-2,8%	0,0%	32,9%
Ingressi in trasformazione	7,6%	17,8%	9,7%	5,8%	-0,6%	-0,3%	0,0%	5,9%
Uscite dalla trasformazione	6,6%	4,7%	8,4%	-1,5%	11,8%	0,0%	3,3%	2,3%
Settore Energia	0,5%	15,2%	8,9%	-20,9%	0,0%	0,0%	3,7%	2,8%
Perdite di distribuzione	-3,8%	0,0%	0,0%	-17,2%	0,0%	0,0%	-2,5%	-1,8%
Disponibile per consumo finale	5,7%	-100,1%	3,8%	9,7%	6,8%	-9,8%	3,2%	6,0%
Consumo finale non energetico	-47,3%	24,0%	-52,9%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Consumo finale energetico	11,4%	-11,9%	19,8%	9,9%	6,8%	-9,8%	3,2%	6,0%
+ Industria	6,7%	-11,9%	6,4%	9,7%	-3,3%	-9,8%	3,7%	7,0%
+ Trasporti	22,1%	0,0%	23,1%	18,5%	11,9%	0,0%	0,0%	10,0%
+ Altri settori	7,4%	0,0%	6,8%	9,6%	6,5%	0,0%	2,1%	5,0%
+ Servizi	6,0%	0,0%	9,8%	6,3%	0,3%	0,0%	1,4%	8,0%
+ Residenziale	8,2%	0,0%	4,8%	10,9%	9,2%	0,0%	2,3%	1,5%
+ Agricoltura	6,0%	0,0%	5,3%	18,5%	-0,2%	0,0%	3,7%	5,9%
+ Pesca	1,8%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	21,1%
+ Altri settori nca	141,6%	0,0%	209,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%

(*) Dal 2020 il Bilancio dell'Energia viene elaborato secondo le convenzioni dell'Unione Europea

TABELLA BE-2. - Bilancio di copertura dell'energia elettrica richiesta in Italia

(in miliardi di kWh)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (g)
Produzione lorda di energia elettrica (a)						
idroelettrica (a)	42,4	36,2	48,8	46,3	47,6	44,7
geotermoelettrica	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
altre rinnovabili (b)	59,4	61,5	59,5	63,4	63,3	64,1
termoelettrica tradizionale	179,9	190,1	173,6	176,2	161,7	170,0
di cui da:						
carbone	35,6	32,6	28,5	18,8	13,4	14,6
gas naturale	126,2	140,4	128,5	141,7	133,7	142,1
prodotti petroliferi (c)	4,1	4,1	3,3	3,4	3,2	4,1
altri combustibili (d)	14	13	13,3	12,3	11,4	9,2
1. Totale produzione (a)	288,0	294,0	288,0	292,0	278,6	284,7
2. Assorbimento per servizi ausiliari di centrale (e)	10,1	10,6	9,9	9,9	8,9	9,2
3. Perdite per pompaggio	0,6	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7
4. Saldo import-export	37,0	37,8	43,9	38,1	32,2	42,8
5. Energia elettrica richiesta (1-2-3+4) (f)	314,3	320,5	321,4	319,6	301,2	317,6

(a) Al netto della produzione da apporti da pompaggio.

(b) Solare, eolico, rifiuti solidi urbani [solo frazione rinnovabile], colture e rifiuti agro-industriali, biogas.

(c) Olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio, orimulsion e gas residui di raffineria.

(d) Gas di cokeria e d'altoforno, gas d'acciaieria, prodotti e calore di recupero, espansione di gas in pressione.

(e) A partire dal 1983 nella voce "assorbimenti per servizi ausiliari di centrale", in conformità alla metodologia adottata a livello internazionale, sono comprese le perdite relative ai trasformatori di centrali, in precedenza comprese nelle perdite di trasmissione e di distribuzione.

(f) L'energia elettrica richiesta sulla rete, pari ai consumi degli utilizzatori ultimi più le perdite di trasmissione e di distribuzione, corrisponde alla produzione netta disponibile (al netto cioè degli assorbimenti per servizi ausiliari e per pompaggi) più o meno il saldo fra importazioni ed esportazioni dall'estero.

(g) Dati provvisori

TABELLA BE-3.- Importazioni di petrolio greggio per Aree e principali Paesi di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE E PAESI	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	8.376	13,8	7.923	11,9	7.239	11,7	10.791	17,1	7.749	15,4	9.092	15,9
Russia	6.420	10,5	6.539	9,9	5.679	9,2	9.096	14,4	5.596	11,1	5.758	10,1
Norvegia	1.005	1,7	1.293	1,9	1.219	2,0	914	1,4	1.339	2,7	2.424	4,3
Regno Unito	650	1,1	0	0,0	168	0,3	665	1,1	753	1,5	845	1,5
Grecia	81	0,1	0	0,0	102	0,2	56	0,1		0,0		0,0
Albania	220	0,4	91	0,1	71	0,1	60	0,1	61	0,1	65	0,1
Ucraina	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0		0,0		0,0
Altri Ue	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0	0			0,0
Asia	14.125	23,2	15.940	24,0	14.680	23,7	15.028	23,8	13.489	26,8	14.322	25,1
Azerbaigian	8.880	14,6	12.299	18,5	11.793	19,0	10.942	17,3	10.011	19,9	13.118	23,0
Kazakistan	4.272	7,0	3.476	5,2	2.887	4,7	4.086	6,5	3.478	6,9	1.204	2,1
Turkmenistan	973	1,6	165	0,2	0	0,0	0	0,0		0,0		0,0
America	1.798	3,0	2.837	4,3	2.461	4,0	2.657	4,2	3.392	6,7	2.295	4,0
U.S.A.	671	1,1	1.521	2,3	1.548	2,5	1.414	2,2	1.578	3,1	1.872	3,3
Canada	419	0,7	780	1,2	775	1,2	702	1,1	833	1,7	92	0,2
Venezuela	0	0,0	193	0,3	138	0,2	437	0,7	724	1,4		0,0
Messico	334	0,5	199	0,3	0	0,0	89	0,1		0,0		0,0
Brasile	199	0,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	257	0,5	331	0,6
Colombia	175	0,3	144	0,2	0	0,0	15	0,0		0,0		0,0
Africa	13.328	21,9	11.936	18,0	14.138	22,8	17.090	27,1	10.168	20,2	17.592	30,8
Libia	3.102	5,1	5.139	7,7	6.328	10,2	7.786	12,3	3.485	6,9	10.501	18,4
Nigeria	1.464	2,4	1.663	2,5	2.274	3,7	3.413	5,4	2.714	5,4	3.123	5,5
Algeria	989	1,6	1.089	1,6	1.484	2,4	1.293	2,0	644	1,3	1.369	2,4
Egitto	1.462	2,4	989	1,5	1.303	2,1	989	1,6	1.600	3,2	919	1,6
Angola	1.479	2,4	931	1,4	956	1,5	1.243	2,0	558	1,1	269	0,5
Camerun	906	1,5	649	1,0	743	1,2	949	1,5	660	1,3	581	1,0
Tunisia	426	0,7	441	0,7	413	0,7	431	0,7	277	0,5	44	0,1
Guinea Equatoriale	795	1,3	388	0,6	360	0,6	84	0,1	69	0,1	183	0,3
Gabon	1.080	1,8	318	0,5	139	0,2	388	0,6	40	0,1	227	0,4
Altri	1.625	2,7	329	0,5	138	0,2	514	0,8	121	0,2	376	0,7
Mediooriente	23.250	38,2	27.714	41,8	23.534	37,9	17.574	27,8	15.567	30,9	13.724	24,1
Iraq	11.975	19,7	8.655	13,0	9.224	14,9	12.600	20,0	8.719	17,3	8.194	14,4
Arabia Saudita	5.777	9,5	6.055	9,1	7.236	11,7	4.974	7,9	6.645	13,2	5.530	9,7
Iran	2.424	4,0	9.324	14,1	6.033	9,7		0,0		0,0		0,0
Kuwait	3.074	5,0	3.680	5,5	1.041	1,7		0,0		0,0		0,0
Abu Dhabi									203			0,0
Totale Generale	60.877	100,0	66.350	100,0	62.052	100,0	63.140	100,0	50.365	100,0	57.025	100,0

TABELLA BE-4. -Importazioni di semilavorati petroliferi per Aree e principali Paesi di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE E PAESI	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	5.044	91,4	2.700	73,0	2.661	81,0	2.109	83,3	2.598	96,1	2.092	89,7
Russia	3.884	1,1	1.920	51,9	2.004	61,0	1.927	76,1	1.602	59,2	1.472	63,1
Malta	232	1,6	368	9,9	289	8,8	0	0,0		0,0		0,0
Regno Unito	8	0,1	0	0,0	67	2,0	14	0,6	37	1,4		0,0
Croazia	62	1,0	55	1,5	65	2,0	55	2,2	25	0,9		0,0
Svizzera	120	2,0	0	0,0	60	1,8	0	0,0	642	23,7	234	10,0
Norvegia	0	0,0	0	0,0	36	1,1	0	0,0		0,0		0,0
Grecia	0	0,0	30	0,8	33	1,0	35	1,4	68	2,5	108	4,6
Spagna	266	4,3	176	4,8	33	1,0	0	0,0	48	1,8	19	0,8
Francia	124	2,0	51	1,4	29	0,9	13	0,5	53	2,0	2	0,1
Ucraina	0	0,0	0	0,0	28	0,9	30	1,2	30	1,1	126	5,4
Olanda	115	1,9	27	0,7	17	0,5	20	0,8	27	1,0		0,0
Svezia	0	0,2	22	0,6	0	0,0	0	0,0		0,0		0,0
Danimarca	98	0,5	0	0,0	0	0,0	0	0,0		0,0		0,0
Altri	135	0,3	51	1,4	0	0,0	15	0,6	66	2,4	131	5,6
America												
U.S.A.												
Asia	576	9,4	333	9,0	209	6,4	204	8,1	30	1,1	59	2,5
Georgia	32	0,5	0	0,0	97	3,0	140	5,5		0,0		0,0
Turkmenistan	174	2,8	131	3,5	66	2,0	0	0,0		0,0		0,0
Azerbaijan	354	5,8	46	1,2	35	1,1	64	2,5		0,0		0,0
Kazakistan	16	0,3	121	3,3	11	0,3	0	0,0		0,0		0,0
Altri	0	0,0	35	0,9	0	0,0	0	0,0	30	1,1	59	2,5
Africa	513	8,3	377	10,2	401	12,2	220	8,7	76	2,8	181	7,8
Libia	175	0,0	49	1,3	211	6,4	134	5,3		0,0	2	0,1
Gabon	87	0,9	182	4,9	55	1,7	0	0,0		0,0		0,0
Tunisia	169	2,7	0	0,0	55	1,7	0	0,0	64	2,4	145	6,2
Egitto	53	2,8	33	0,9	53	1,6	40	1,6	2	0,1		0,0
Angola	28	2,7	27	0,7	27	0,8	0	0,0		0,0		0,0
Altri	1	1,9	86	2,3	0	0,0	46	1,8	10	0,4	34	1,5
Medio Oriente	19	0,3	289	7,8	14	0,4	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Israele	19	0,3	92	2,5	14	0,4		0,0		0,0		0,0
Iran			168	4,5								
Iraq			29	0,8								
Varie												
Totale generale	6.152	100,0	3.699	100,0	3.285	100,0	2.533	100,0	2.704	100,0	2.332	100,0

TABELLA BE-5. - Importazioni di greggio, semilavorati e prodotti per Aree di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE	2019		2020		2021	
	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti
Europa	7.239	9.491	7.749	8.682	9.092	8.702
America	2.461	296	3.392	453	2.295	236
Asia	14.680	1.555	13.489	1.247	14.322	926
Africa	14.138	3.652	10.168	3.343	17.592	4.144
Medio Oriente	23.534	2.140	15.567	1.899	13.724	1.091
Altre		68		9		60
Totale Generale	62.052	17.202	50.365	15.633	57.025	15.159

Nelle importazioni di prodotti è compreso il coke di petrolio

Esportazioni di greggio, semilavorati e prodotti per Aree di destinazione
(in migliaia di tonnellate)

AREE	2019		2020		2021	
	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti
Europa	0	17.563	177	13.413	174	16.324
America	0	2.051	0	1.949	0	2.805
Asia		519		1.525		1.204
Africa	0	5.854	0	5.247	0	5.389
Medio Oriente	0	1.223	0	763	0	937
Altre	0	589	0	727	0	286
Totale Generale	0	27.799	177	23.624	174	26.945

Tabella BE-6.- Importazioni di prodotti petroliferi per Aree e principali Paesi di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE E PAESI	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	6.518	45,8	7.192	48,2	7.192	45,3	7.382	50,3	6.084	47,0	6.610	51,5
Spagna	1.562	11,0	1.672	11,2	1.483	9,3	1.282	8,7	1.167	9,0	1.525	11,9
Russia	987	6,9	954	6,4	1.296	8,2	689	4,7	986	7,6	1.144	8,9
Grecia	1.104	7,8	1.735	11,6	1.073	6,8	1.454	9,9	541	4,2	1.056	8,2
Francia	803	5,6	610	4,1	857	5,4	687	4,7	728	5,6	652	5,1
Slovenia	120	0,8	87	0,6	319	2,0	421	2,9	175	1,4	114	0,9
Austria	208	1,5	236	1,6	301	1,9	203	1,4	397	3,1	296	2,3
Croazia	105	0,7	103	0,7	291	1,8	324	2,2	78	0,6	39	0,3
Olanda	341	2,4	299	2,0	249	1,6	271	1,8	367	2,8	287	2,2
Bulgaria	73	0,5	50	0,3	243	1,5	119	0,8	183	1,4	12	0,1
Belgio	297	2,1	253	1,7	166	1,0	127	0,9	272	2,1	220	1,7
Malta	227	1,6	85	0,6	164	1,0	250	1,7	36	0,3	85	0,7
Regno Unito	46	0,3	84	0,6	163	1,0	307	2,1	163	1,3	84	0,7
Turchia	182	1,3	219	1,5	153	1,0	708	4,8	392	3,0	345	2,7
Svizzera	96	0,7	79	0,5	106	0,7	234	1,6	207	1,6	346	2,7
Ucraina	0	0,0	17	0,1	87	0,5	93	0,6	57	0,4	59	0,5
Altri	367	2,6	709	4,7	241	1,5	213	1,5	335	2,6	346	2,7
America	1007	7,1	979	6,6	809	5,1	296	2,0	453	3,5	236	1,8
U.S.A.	884	6,2	817	5,5	807	5,1	250	1,7	451	3,5	201	1,6
Brasile	82	0,6	40	0,3	2	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Argentina	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0,0	
Altri	41	0,3	122	0,8	0	0,0	45	0,3	2	0,0	35	0,3
Asia	1236	8,7	873	5,8	1211	7,6	1351	9,2	1217	9,4	867	6,8
India	831	5,8	545	3,6	821	5,2	910	6,2	533	4,1	142	1,1
Singapore	0	0,0	0	0,0	163	1,0	0	0,0	43	0,3	0	0,0
Indonesia	222	1,6	309	2,1	149	0,9	305	2,1	513	4,0	362	2,8
Malaysia	0	0,0	8	0,1	68	0,4	68	0,5	123	1,0	261	2,0
Kazakistan	18	0,1	4	0,0	9	0,1	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Georgia	0	0,0	0	0,0	1	0,0	1	0,0	0	0,0	0	0,0
Altri	165	1,2	7	0,0	0	0,0	67	0,5	5	0,0	102	0,8
Africa	3.317	23,3	2.886	19,3	3.410	21,5	3.432	23,4	3.267	25,3	3.963	30,9
Algeria	1.999	14,0	1.725	11,6	1.737	10,9	1.482	10,1	1.390	10,7	1.248	9,7
Egitto	613	4,3	729	4,9	714	4,5	754	5,1	973	7,5	1.325	10,3
Libia	361	2,5	341	2,3	703	4,4	608	4,1	371	2,9	386	3,0
Emirati Arabi	67	0,5	0	0,0	193	1,2	553	3,8	505	3,9	950	7,4
Tunisia	238	1,7	91	0,6	63	0,4	24	0,2	28	0,2	45	0,4
Altri	39	0,3	0	0,0	0	0,0	11	0,1	0	0,0	9	0,1
Medio Oriente	2007	14,1	3004	20,1	3112	19,6	2140	14,6	1899	14,7	1091	8,5
Arabia Saudita	1514	10,6	2213	14,8	2455	15,5	1817	12,4	1600	12,4	422	3,3
Qatar	15	0,1	0	0,0	199	1,3	44	0,3	101	0,8	95	0,7
Israele	121	0,8	179	1,2	159	1,0	103	0,7	144	1,1	120	0,9
Abudhabi	151	1,1	384	2,6	155	1,0	32	0,2	0	0,0	103	0,8
Dubay	41	0,3	122	0,8	144	0,9	70	0,5	0	0,0	281	2,2
Altri	165	1,2	106	0,7	0	0,0	74	0,5	54	0,4	70	0,5
Altri non Ue	158	1,1	0	0,0	136	0,9	68	0,5	9	0,1	57	0,4
Sconosciuto	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	4	0,0	3	0,0
Totale generale	14.243	100,0	14.934	100,0	15.870	100,0	14.669	100,0	12.933	100,0	12.827	100,0

Nelle importazioni di prodotti è compreso il coke di petrolio, gli additivi/ossigenati ed i biocarburanti

TABELLA BE-7. - Esportazioni di greggio e semilavorati petroliferi per Aree e principali Paesi di destinazione
(in migliaia di tonnellate)

Semilavorati

Aree e Paesi	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	802	69,0	576	61,7	753	53,5	445	44,3	433	47,4	652	72,8
Gibilterra	14	1,2	72	7,7	256	18,2		0,0	137	13,1	73	8,1
Belgio	238	20,5	11	1,2	139	9,9	11	1,1	16	2,5	245	27,3
Germania	78	6,7	80	8,6	71	5,0	84	8,4	18	3,7		0,0
Olanda	156	13,4	191	20,4	62	4,4	99	9,9	64	8,2	245	27,3
Spagna	99	8,5	13	1,4	48	3,4	65	6,5	90	8,7	32	3,6
Regno Unito	10	0,9	0	0,0	41	2,9	29	2,9		0,8	9	1,0
Malta	15	1,3	0	0,0	40	2,8	36	3,6		0,0	33	3,7
Altri	192	16,5	209	22,4	96	6,8	121	12,0	108	10,4	15	1,7
America	150	12,9	113	12,1	396	28,1	362	36,0	85	8,7	91	10,2
U.S.A.	150	12,9	102	10,9	396	28,1			85	8,7	47	5,2
Canada			11								44	
Asia	54	4,6	184	19,7	134	9,5			111	12,7		0,0
Africa	34	2,9	5	0,5	33	2,3	68	6,8	104	10,0	121	13,5
Medio Oriente	50	4,3	15	1,6	27	1,9	31	3,1		0,0	32	3,6
Altri	72	6,2	41	4,4	65	4,6	99	9,9	219	21,2		0,0
Totale Generale	1.162	100,0	934	100,0	1.408	100,0	1.005	100,0	952	100,0	896	100,0

Greggio

Aree e Paesi	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	624	100,0	658	94,4	502	100,0			177	100,0	174	100,0
Olanda	30	4,8	29,0	4,2	208,0	41,4			89,0	50,3	29,7	17,1
Francia	266	42,6	205	29,4	118	23,5			29	16,4		0,0
Turchia	31	5,0	114	16,4	87	17,3				0,0	30,3	17,4
Germania	181	29,0	232	33,3	60	12,0				0,0		0,0
Bulgaria	87	13,9	29,0	4,2	29,0	5,8				0,0		0,0
Spagna	29	4,6	0	0,0	0	0,0			59	33,3		0,0
Grecia	0	0,0	22	3,2	0	0,0				0,0	114	65,5
Gibilterra	0	0,0	27,0	3,9	0,0	0,0				0,0		0,0
Africa		0,0		0,0		0,0			0	0,0	0	0,0
Egitto		0,0		0,0		0,0				0,0		0,0
America		0,0		0,0		0,0			0	0,0	0	0,0
U.S.A.		0,0	39,0	5,6		0,0				0,0		0,0
Medio Oriente		0,0		0,0		0,0			0	0,0	0	0,0
Iraq		0,0		0,0		0,0				0,0		0,0
Totale Generale	624	100,0	697	100,0	502	100,0	0	-	177	100,0	174	100,0

TABELLA BE-8. - Esportazioni di prodotti petroliferi per Aree e Paesi di destinazione
(in migliaia di tonnellate)

AREE E PAESI	2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%	Q	%
Europa	16.458	58,9	17.681	58,1	17.418	62,5	17.118	63,9	12.980	57,3	15.672	60,2
Spagna	3.512	12,6	4.236	13,9	4.146	14,9	3.251	12,1	2.522	11,1	2.753	10,6
Slovenia	1.488	5,3	1.527	5,0	1.832	6,6	1.513	5,6	780	3,4	740	2,8
Svizzera	1.514	5,4	1.771	5,8	1.819	6,5	1.424	5,3	1.530	6,7	628	2,4
Olanda	1.299	4,6	1.581	5,2	1.504	5,4	954	3,6	864	3,8	1.278	4,9
Francia	1.562	5,6	1.454	4,8	1.404	5,0	1.979	7,4	1.568	6,9	1.661	6,4
Gibilterra	1.143	4,1	1.005	3,3	1.253	4,5	1.533	5,7	1.366	6,0	2.330	8,9
Turchia	1.625	5,8	1.645	5,4	1.208	4,3	1.234	4,6	713	3,1	1.205	4,6
Malta	753	2,7	789	2,6	950	3,4	475	1,8	347	1,5	683	2,6
Croazia	482	1,7	856	2,8	910	3,3	1.608	6,0	881	3,9	960	3,7
Regno Unito	564	2,0	752	2,5	509	1,8	907	3,4	350	1,5	378	1,5
Austria	567	2,0	512	1,7	490	1,8	494	1,8	401	1,8	394	1,5
Cipro	24	0,1	185	0,6	304	1,1	467	1,7	272	1,2	336	1,3
Ucraina	1	0,0	96	0,3	271	1,0	99	0,4	59	0,3	219	0,8
Albania	444	1,6	314	1,0	204	0,7	143	0,5	258	1,1	215	0,8
Belgio	817	2,9	308	1,0	164	0,6	195	0,7	368	1,6	672	2,6
Germania	79	0,3	118	0,4	109	0,4	167	0,6	183	0,8	179	0,7
Grecia	245	0,9	189	0,6	102	0,4	274	1,0	228	1,0	608	2,3
Altri	339	1,2	343	1,1	239	0,9	401	1,5	290	1,3	433	1,7
America	587	2,1	897	2,9	1.743	6,3	1.689	6,3	1.864	8,2	2.714	10,4
U.S.A.	411	1,5	469	1,5	1.302	4,7	1312	4,9	1.465	6,5	2.217	8,5
Brasile	134	0,5	305	1,0	225	0,8	294	1,1	107	0,5	136	0,5
Altri	42	0,2	123	0,4	216	0,8	83	0,3	292	1,3	361	1,4
Asia	1.630	5,8	2.106	6,9	941	3,4	519	1,9	1.414	6,2	1.204	4,6
Singapore	934	3,3	1.175	3,9	523	1,9	248	0,9	702	3,1	481	1,8
Indonesia	217	0,8	79	0,3	127	0,5	71	0,3	139	0,6	137	0,5
Cina	83	0,3	83	0,3	121	0,4	71	0,3	17	0,1	199	0,8
Taiwan	7	0,0	93	0,3	85	0,3	48	0,2	76	0,3	1	0,0
India	16	0,1	110	0,4	38	0,1	34	0,1	14	0,1	35	0,1
Corea del Sud	32	0,1	84	0,3	33	0,1	0	0,0	231	1,0	3	0,0
Altri	341	1,2	482	1,6	14	0,1	47	0,2	235	1,0	348	1,3
Africa	5.207	18,6	5.996	19,7	5.941	21,3	5.786	21,6	5.143	22,7	5.268	20,2
Tunisia	977	3,5	1.534	5,0	1.763	6,3	1.412	5,3	817	3,6	725	2,8
Libia	1.494	5,3	1.285	4,2	1.140	4,1	1.065	4,0	870	3,8	973	3,7
Marocco	494	1,8	832	2,7	890	3,2	781	2,9	886	3,9	998	3,8
Algeria	760	2,7	1033	3,4	841	3,0	1606	6,0	538	2,4	300	1,2
Egitto	1.208	4,3	785	2,6	518	1,9	309	1,2	634	2,8	890	3,4
Altri	274	1,0	527	1,7	789	2,8	613	2,3	1.398	6,2	1.382	5,3
Medio Oriente	2.847	10,2	2.829	9,3	1.340	4,8	1.192	4,4	763	3,4	905	3,5
Libano	800	2,9	1.367	4,5	880	3,2	964	3,6	494	2,2	257	1,0
Abudhabi	354	1,3	360	1,2	271	1,0	11	0,0	42	0,2	124	0,5
Israele	232	0,8	335	1,1	159	0,6	66	0,2	25	0,1	106	0,4
Arabia Saudita	1.394	5,0	728	2,4	29	0,1	150	0,6	202	0,9	215	0,8
Altri	67	0,2	39	0,1	1	0,0	1	0,0	0	0,0	203	0,8
Oceania	1	0,0	1	0,0	4	0,0	1	0,0	1	0,0		0,0
Varie	1.208	4,3	914	3,0	460	1,7	489	1,8	507	2,2	286	1,1
Totale generale	27.938	100,0	30.424	100,0	27.847	100,0	26.794	100,0	22.672	100,0	26.049	100,0

TABELLA BE-9. - Importazioni di combustibili solidi per Paesi di provenienza

(in migliaia di tonnellate)

CARBONE DA COKE

PAESI	2016	2017	2018	2019	2020	2021
U.E.			5			
USA	1.419	1.631	1.595	1.507	1.108	949
Russia		15		40		
Polonia						
Ucraina		11	27			
Canada	300	303	210	206	109	164
Australia	711	297	436	498	415	514
Sud Africa						
Venezuela						
Colombia						
Croazia						
Altri						
Totale	2.430	2.257	2.273	2.251	1.632	1.627

CARBONE DA VAPORE E ANTRACITE

PAESI	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Spagna	208		43	283	215	728
USA	287	1.276	1.926	896	369	151
Russia	4.501	5.540	5.079	4.367	4.016	4.908
Ucraina		63	171			
Kazakistan	632	706	623	513	304	
Canada						
Australia		60				
Sud Africa	3.196	1.123	296	72		281
Venezuela	74		31	66		
Colombia	4.406	3.336	2.847	1.754	585	216
Indonesia	1.079	879	859	59	67	
Altri	6	39				12
Totale	14.389	13.022	11.875	8.010	5.556	6.296

ALTRI E LIGNITE

PAESI	2016	2017	2018	2019	2020	2021
U.E.	2	2	2	2	1	1
USA						
Russia						
Ucraina						
Australia						
Sud Africa						
Altri						
Totale	2	2	2	2	1	1

TOTALE SOLIDI

PAESI	2016	2017	2018	2019	2020	2021
U.E.	210	2	50	285	216	729
USA	1.706	2.907	3.521	2.403	1.477	1.100
Russia	4.501	5.555	5.079	4.407	4.016	4.908
Ucraina	0	74	198	0	0	0
Canada	300	303	210	206	109	164
Australia	711	357	436	498	415	514
Sud Africa	3.196	1.123	296	72	0	281
Venezuela	74	0	31	66	0	0
Colombia	4.406	3.336	2.847	1.754	585	216
Indonesia	1.079	879	859	59	67	0
Altri	638	745	623	513	304	12
Totale	16.821	15.281	14.150	10.263	7.189	7.924

TABELLA BE-10. - Bilancio del gas naturale
(milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021(a)
Produzione nazionale	5.785	5.538	5.443	4.852	4.117	3.343
Importazione (1)(*)	65.284	69.650	67.872	71.065	66.393	72.995
Russia	29.352	33.108	32.846	33.449	28.716	29.170
Algeria	19.286	19.511	17.970	13.366	15.118	22.460
Qatar	5.521	6.738	6.535	6.550	6.944	6.864
Azerbaijan					11	7.214
Libia	4.840	4.641	4.466	5.701	4.460	3.231
Norvegia	975	2.599	3.159	6.141	7.397	1.982
Stati Uniti	67	84	645	1.613	1.754	1.120
Olanda	2.742	1.212	1.339	1.719	914	312
Nigeria	92	160	89	174	181	266
Egitto			154	472		248
Spagna	2	2	1	48		88
Francia	1	2	1	114	617	10
Croazia	379	188	105	42	33	19
Slovenia	2	11	8	8		7
Danimarca	71	105	140	85	1	2
Regno Unito	71	105	140	85	1	2
Trinidad e Tobago	0	87		1.413	165	0
Non specificati/Altri	1.883	1.098	274	85	81	0
Esportazione	212	273	395	325	316	1.543
Variazione scorte	-57	-235	258	1.122	-1.076	-1.591
TOTALE disponibilità	70.914	75.151	72.664	74.470	71.270	76.386

(a) Valori provvisori

(*) Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non in base alla sede contrattuale del venditore.

(1) Di cui: Importazione di GNL (milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (a)
Qatar	5.521	6.738	6.535	6.550	6.944	6.864
Algeria	350	698	876	3.161	3.292	1.291
Nigeria	92	160	89	174	181	266
Trinidad e Tobago	0	87		1.413	165	
Stati Uniti	67	84	645	1.613	1.754	1.120
Norvegia	80	83	160	167		
Spagna		2	1	48		88
Francia		2	1	114	7	10
Egitto			154	472		248
Non specificati/Altri	111		280	85		
Totale Importazione di GNL	6.221	7.853	8.741	13.797	12.343	9.887

(a) Valori provvisori

BE-11. - Importazioni di combustibili solidi fossili per Aree di provenienza
(in migliaia di tonnellate)

AREE	Carbone da coke		Carbone da vapore		Altri e lignite		Totale carboni	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Europa	0	0	4.535	5.636	2	1	4.537	5.637
America	1.217	1.113	954	367	0	0	2.170	1.480
Asia			67	0			67	0
Africa	0	0	0	281			0	281
Oceania	415	514	0	0	0	0	415	514
Altri	0	0	0	12	0	0	0	12
Totale	1.632	1.627	5.556	6.296	2	1	7.189	7.924

TABELLA BE-12. - Il consumo dei principali prodotti petroliferi
(In migliaia di tonnellate)

PRODOTTI	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Benzina	7.599	7.287	7.329	7.338	5.784	7.059
di cui: per autotrazione	7.399	7.148	7.210	7.254	5.730	7.008
Petrolio	4	4	3	3	4	3
Gasolio	26.577	26.294	27.493	27.077	23.073	26.226
di cui: per autotrazione	23.217	23.037	24.109	23.811	19.930	23.137
per riscaldamento	1.148	1.018	1.003	926	832	788
per usi agricoli	1.946	2.050	2.108	2.103	2.121	2.085
per usi industriali	266	255	273	237	190	216
Olio combustibile	964	991	831	745	619	832
Gas di petrolio liquefatti	3.355	3.358	3.266	3.296	2.934	3.112
Carboturbo	4.144	4.385	4.686	4.883	1.789	2.137
Bitume	1.488	1.431	1.439	1.605	1.644	1.875
Lubrificanti	403	404	400	410	369	403
Altri prodotti	1.785	1.565	1.764	1.867	1.429	1.645
Bunkeraggi	3.000	3.147	3.200	3.146	2.958	2.918
Petrolchimica (Carica netta)	3.581	3.309	4.319	3.716	3.970	4.368
Consumi e perdite di raffinazione	6.207	6.090	5.995	5.843	5.414	4.626
Totale consumi	59.107	58.265	60.725	59.929	49.987	55.204

ISABELLA BE-13. - Prezzi medi FOB in \$/b del greggio importato in Italia

ANNO	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gennaio	30,47	53,24	68,34	58,22	66,12	55,58
Febbraio	31,25	53,58	66,67	61,46	58,34	61,95
Marzo	36,04	50,47	65,62	67,29	36,26	66,86
Aprile	38,53	51,37	68,99	71,21	20,39	63,94
Maggio	45,34	49,58	74,46	71,94	24,34	68,05
Giugno	47,27	46,33	73,55	65,78	38,00	71,46
Luglio	44,35	47,24	74,49	65,41	43,50	75,55
Agosto	44,76	50,36	72,35	60,60	44,15	70,88
Settembre	44,72	54,01	77,51	63,43	42,57	73,70
Ottobre	48,26	56,53	80,73	61,44	40,42	80,92
Novembre	43,78	60,67	69,39	62,93	42,51	83,40
Dicembre	50,55	63,47	58,26	67,54	48,70	76,10
Media nell'anno	42,33	53,18	70,85	64,68	43,25	71,38

TABELLA BE-14.- Prezzi medi al consumo di alcuni prodotti petroliferi
(Valori in Euro) (1)

ANNI	BENZINA Senza Piombo			GASOLIO AUTOTRAZIONE			GASOLIO RISCALDAMENTO			OLIO COMBUSTIBILE BTZ		
	prezzo industriale	componente fiscale	prezzo finale	prezzo industriale	componente fiscale	prezzo finale	prezzo industriale	componente e fiscale	prezzo finale	prezzo industriale	componente e fiscale	prezzo finale
2019												
Gennaio	493,02	997,11	1.490,13	558,61	876,12	1.434,73	643,38	633,46	1.276,84	415,27	31,39	446,66
Febbraio	518,44	1.002,71	1.521,15	583,96	881,70	1.465,66	658,77	636,85	1.295,62	446,15	31,39	477,54
Marzo	548,72	1.009,37	1.558,09	608,19	887,03	1.495,22	669,67	639,24	1.308,91	458,86	31,39	490,25
Aprile	591,17	1.018,70	1.609,87	620,01	889,63	1.509,64	684,48	642,50	1.326,98	468,63	31,39	500,02
Maggio	604,67	1.021,67	1.626,34	627,76	891,34	1.519,10	686,95	643,05	1.330,00	467,22	31,39	498,61
Giugno	580,54	1.016,37	1.596,91	602,13	885,70	1.487,83	648,56	634,60	1.283,16	451,52	31,39	482,91
Luglio	578,60	1.015,94	1.594,54	597,59	884,70	1.482,29	663,91	637,98	1.301,89	462,91	31,39	494,30
Agosto	562,15	1.012,32	1.574,47	580,99	881,05	1.462,04	656,43	636,33	1.292,76	430,60	31,39	461,99
Settembre	565,94	1.013,15	1.579,09	588,67	882,74	1.471,41	674,26	640,26	1.314,52	433,97	31,39	465,36
Ottobre	564,05	1.012,74	1.576,79	589,03	882,82	1.471,85	669,90	639,30	1.309,20	444,50	31,39	475,89
Novembre	563,13	1.012,54	1.575,67	588,59	882,72	1.471,31	676,18	640,67	1.316,85	450,81	31,39	482,20
Dicembre	570,70	1.014,21	1.584,91	597,75	884,73	1.482,48	685,82	642,80	1.328,62	490,60	31,39	521,99
2020												
Gennaio	571,94	1.014,48	1.586,42	599,96	885,22	1.485,18	676,58	640,76	1.317,34	513,92	31,39	545,31
Febbraio	541,05	1.007,68	1.548,73	565,50	877,64	1.443,14	645,88	634,01	1.279,89	453,49	31,39	484,88
Marzo	490,12	996,47	1.486,59	512,29	865,93	1.378,22	560,87	615,31	1.176,18	326,64	31,39	358,03
Aprile	426,16	982,41	1.408,57	450,15	852,26	1.302,41	491,72	600,10	1.091,82	259,18	31,39	290,57
Maggio	390,63	974,59	1.365,22	411,77	843,82	1.255,59	478,60	597,21	1.075,81	294,26	31,39	325,65
Giugno	406,44	978,06	1.384,50	425,60	846,86	1.272,46	503,22	602,63	1.105,85	341,17	31,39	372,56
Luglio	421,68	981,42	1.403,10	439,63	849,95	1.289,58	519,14	606,13	1.125,27	340,30	31,39	371,69
Agosto	418,39	980,69	1.399,08	435,89	849,13	1.285,02	511,82	604,51	1.116,33	330,77	31,39	362,16
Settembre	412,25	979,34	1.391,59	424,25	846,56	1.270,81	489,73	599,66	1.089,39	320,03	31,39	351,42
Ottobre	408,95	978,62	1.387,57	414,84	844,49	1.259,33	485,44	598,71	1.084,15	332,61	31,39	364,00
Novembre	411,43	979,16	1.390,59	416,54	844,87	1.261,41	493,95	600,59	1.094,54	347,36	31,39	378,75
Dicembre	438,74	985,17	1.423,91	448,44	851,88	1.300,32	528,64	608,22	1.136,86	372,99	31,39	404,38
2021												
Gennaio	472,81	992,67	1.465,48	479,57	858,73	1.338,30	549,40	612,78	1.162,18	398,21	31,39	429,60
Febbraio	510,22	1.000,90	1.511,12	516,40	866,84	1.383,24	588,43	621,37	1.209,80	454,41	31,39	485,80
Marzo	556,95	1.011,18	1.568,13	559,47	876,31	1.435,78	614,28	627,06	1.241,34	480,33	31,39	511,72
Aprile	563,03	1.012,52	1.575,55	560,25	876,48	1.436,73	612,13	626,58	1.238,71	472,42	31,39	503,81
Maggio	575,15	1.015,18	1.590,33	570,58	878,76	1.449,34	619,38	628,18	1.247,56	468,02	31,39	499,41
Giugno	594,25	1.019,38	1.613,63	590,30	883,10	1.473,40	641,68	633,09	1.274,77	489,05	31,39	520,44
Luglio	624,84	1.026,12	1.650,96	618,94	889,40	1.508,34	658,27	636,73	1.295,00	505,29	31,39	536,68
Agosto	627,48	1.026,69	1.654,17	616,50	888,86	1.505,36	652,30	635,43	1.287,73	495,08	31,39	526,47
Settembre	640,11	1.029,47	1.669,58	626,28	891,01	1.517,29	673,76	640,15	1.313,91	527,59	31,39	558,98
Ottobre	690,29	1.040,51	1.730,80	685,59	904,06	1.589,65	739,44	654,59	1.394,03	579,26	31,39	610,65
Novembre	703,18	1.043,34	1.746,52	702,67	907,81	1.610,48	743,24	655,43	1.398,67	579,66	31,39	611,05
Dicembre	684,92	1.039,33	1.724,25	685,30	904,00	1.589,30	733,15	653,21	1.386,36	562,54	31,39	593,93

(1) Euro per 1000 litri di benzina e gasoli, per 1000 kg di olio combustibile

TABELLA BE-15.- Energia elettrica e calore da fonti rinnovabili
Potenza efficiente lorda degli impianti a fonte rinnovabile in Italia (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Idraulica	18.641	18.863	18.936	18.982	19.106	19.183
Eolica	9.410	9.766	10.265	10.715	10.907	11.326
Solare	19.283	19.682	20.108	20.865	21.650	22.594
Geotermica	815	813	813	813	817	817
Bioenergie(**)	4.124	4.135	4.180	4.120	4.106	4.095
TOTALE	52.273	53.259	54.301	55.495	56.586	58.015

Fonte: TERNA, GSE

(*) Stime preliminari su dati TERNA e GSE

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

Produzione lorda degli impianti a fonte rinnovabile in Italia (GWh)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Idraulica	42.432	36.199	48.786	46.319	47.552	44.740
- da apporti naturali	40.386	34.630	46.266	44.320	45.672	42.971
- da pompaggio misto	2.046	1.569	2.520	1.998	1.880	1.769
Eolica	17.689	17.742	17.716	20.202	18.762	20.789
Solare	22.104	24.378	22.654	23.688	24.942	25.039
Geotermica	6.289	6.201	6.105	6.075	6.026	5.897
Bioenergie(**)	19.509	19.378	19.153	19.563	19.634	18.272
TOTALE	108.022	103.898	114.415	115.846	116.915	114.737

Fonte: TERNA, GSE

(*) Stime preliminari su dati TERNA e GSE

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

Energia termica da fonti rinnovabili in Italia (TJ)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Solare termica	8.383	8.745	9.151	9.550	9.895	10.239
- di cui consumi diretti	8.379	8.741	9.145	9.544	9.887	10.231
- di cui calore derivato da impianti CHP						
- di cui calore derivato da impianti di sola produzione termica	3	4	6	6	8	8
Geotermica	6.032	6.272	6.242	6.347	5.885	5.884
- di cui consumi diretti	5.222	5.478	5.364	5.477	5.014	5.013
- di cui calore derivato da impianti CHP						
- di cui calore derivato da impianti di sola produzione termica	810	793	878	870	872	872
Bioenergie (**)	317.664	343.385	322.297	324.814	315.243	338.069
- di cui consumi diretti	279.556	304.002	283.344	283.818	274.833	297.963
- di cui calore derivato da impianti CHP	34.837	36.075	35.560	37.385	36.358	36.434
- di cui calore derivato da impianti di sola produzione termica	3.271	3.308	3.394	3.610	4.052	3.671
Energia rinnovabile da pompe di calore (***)	109.219	110.966	108.696	104.606	103.638	104.070
- di cui consumi diretti	109.219	110.966	108.696	104.606	103.638	104.070
- di cui calore derivato da impianti CHP						
- di cui calore derivato da impianti di sola produzione termica						
TOTALE	441.298	469.368	446.386	445.316	434.662	458.262
- di cui consumi diretti	402.376	429.187	406.549	403.445	393.372	417.277
- di cui calore derivato da impianti CHP	34.837	36.075	35.560	37.385	36.358	36.434
- di cui calore derivato da impianti di sola produzione termica	4.084	4.106	4.277	4.486	4.931	4.551

Fonte: TERNA, GSE

(*) Stime preliminari su dati TERNA e GSE

(**) Biomasse solide, bioliquidi sostenibili, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

(***) Alimentate da fonte aerotermica, geotermica o idrotermica.

APPENDICE B

Confronto tra produzione statistica ordinaria e monitoraggio degli obiettivi sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica

Le rilevazioni statistiche su produzioni e impieghi di energia perseguono due finalità generali:

- la produzione statistica ordinaria, basata su un sistema di definizioni e classificazioni – a iniziare dai bilanci energetici - consolidato e armonizzato tra i diversi Paesi UE. Il principale riferimento normativo, in particolare, è il Regolamento CE n. 1099/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulle statistiche energetiche, emendato da diversi successivi Regolamenti UE;
- il monitoraggio annuale del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2020 e al 2030 in materia di efficienza energetica e di consumo di energia da fonti rinnovabili. Più in dettaglio:
 - gli obiettivi al 2020 sono assegnati all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE (i criteri di calcolo qui definiti sono peraltro applicati anche per il monitoraggio degli obiettivi regionali fissati dal Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo economico “burden sharing”) e dal recepimento della Direttiva 2012/27/CE;
 - gli obiettivi al 2030, conseguenti all'implementazione del *Clean Energy for all Europeans Package*, sono tracciati nel Piano Integrato Energia e Clima, presentato dall'Italia alla Commissione Europea a fine 2019 e formalizzati nel D.lgs 73/2020 e nel D.lgs 199/2021, di recepimento rispettivamente della Direttiva 2018/2002 e 2018/2001.

A queste finalità corrispondono definizioni, convenzioni e criteri di calcolo lievemente differenti.

Per quanto riguarda il **monitoraggio dei target nazionali sull'efficienza energetica**, sino all'anno di riferimento 2016 il calcolo era sviluppato sulla base di grandezze standard previste dalle statistiche ordinarie (*Gross inland consumption*, *Primary energy consumption*, *Final energy consumption*). L'aggiornamento della metodologia di redazione dei bilanci energetici nazionali da parte di Eurostat, in vigore dal 2017, ha invece generato alcune differenze rispetto al monitoraggio dei target, associate alle seguenti tre modifiche:

- viene introdotto un nuovo indicatore, denominato *Total energy supply* (Energia complessiva fornita), che diventa la grandezza di riferimento utilizzata per rappresentare il consumo complessivo di un Paese. Tale grandezza si ottiene scorporando dal *Gross inland consumption* nazionale (Consumo Interno Lordo) i consumi attribuiti all'aviazione internazionale, coerentemente con quanto già avveniva per la navigazione internazionale. Di conseguenza le altre grandezze rilevanti del bilancio energetico che derivano dalla *Total energy supply*, tra cui il *Final energy consumption* (Consumo Finale di energia), non comprendono l'aviazione internazionale;
- l'energia rinnovabile fornita da pompe di calore viene inclusa nel *Total energy supply* nazionale (e quindi anche nel *Final energy consumption*);
- i consumi degli altoforni vengono attribuiti interamente al settore della trasformazione, escludendoli quindi dal *Final energy consumption*.

Mentre dunque le statistiche ordinarie, a partire dall'anno di rilevazione 2017, sono prodotte utilizzando queste nuove convenzioni, il monitoraggio dei target sull'efficienza energetica - sia con orizzonte al 2020 sia con orizzonte al 2030 - si basa su tre grandezze calcolate con le regole contabili in vigore prima del 2017; tale scelta è motivata dall'esigenza di garantire coerenza con i criteri applicati per l'elaborazione degli scenari utilizzati come riferimento per individuare i target stessi e monitorarne il grado di raggiungimento. Si tratta, in particolare, delle seguenti grandezze, opportunamente rinominate:

- *Gross inland consumption (Europe 2020-2030)*
- *Primary energy consumption (Europe 2020-2030)*
- *Final energy consumption (Europe 2020-2030)*

Nel 2020, ad esempio, la *Total energy supply* rilevata con le nuove convenzioni è pari a 140,1 Mtep, mentre il *Gross inland consumption (Europe 2020-2030)* è pari a 139,1 Mtep. Minore è invece la differenza tra *Final energy consumption (103,1 Mtep)*, e *Final energy consumption (Europe 2020-2030)* (102,7 Mtep).

Schematicamente, gli indicatori sono così costruiti:

- *Gross inland consumption (Europe 2020-2030): Total energy supply* + aviazione internazionale - energia rinnovabile fornita da pompe di calore
- *Primary energy consumption (Europe 2020-2030): Gross inland consumption (Europe 2020-2030)* – usi non energetici
- *Final energy consumption (Europe 2020-2030): Final energy consumption* + aviazione internazionale - energia rinnovabile fornita da pompe di calore + quota dei consumi degli altoforni fino al 2016 attribuita ai consumi finali.

Con riferimento **al monitoraggio degli obiettivi sui consumi da fonti rinnovabili**, invece, la grandezza di riferimento oggetto dell'attività di monitoraggio, ovvero la quota dei Consumi Finali Lordi di energia (CFL) coperta da fonti rinnovabili (*target complessivo*), è introdotta ex novo dalla Direttiva 2009/28/CE e si calcola a partire dai dati statistici ordinari prodotti secondo le convenzioni precedenti al 2017 (indicatore *Final energy consumption (Europe 2020-2030)*), differenziandosene per i seguenti punti:

- al numeratore (energia da fonti rinnovabili):
 - l'energia da fonte eolica e da fonte idraulica viene calcolata applicando una specifica procedura contabile di normalizzazione dei dati effettivi, al fine di attenuare gli effetti delle variazioni climatiche;
 - non sono considerati i bioliquidi e i biocarburanti che non rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'art. 17 della direttiva 2009/28/CE; per gli obiettivi al 2030 il rispetto di specifici requisiti di sostenibilità viene esteso anche a biogas e biomasse solide;
 - per i target al 2030 i contributi di bioliquidi e biocarburanti prodotti a partire da colture alimentari o foraggiere sono considerati fino al raggiungimento di determinate soglie (definite dall'art 26 direttiva 2018/2001/CE);
 - il contributo di biomassa, biocarburanti, bioliquidi e biogas a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni per il raggiungimento dei target al 2030 dovrà gradualmente diminuire fino ad annullarsi nel 2030;
 - viene contabilizzata l'energia rinnovabile fornita da pompe di calore con prestazioni superiori alla soglia determinata dalla Commission Decision 2013/114/EU;
 - per i target al 2030 viene contabilizzata una quota del calore trasferito dagli ambienti interni per raffrescamento, determinata secondo il Regolamento Delegato approvato dalla Commissione in dicembre 2021, ed in corso di pubblicazione.
- al denominatore (CFL):
 - sono incluse le perdite di distribuzione dell'energia elettrica e del calore e gli usi propri degli impianti di generazione elettrica e calore derivato;
 - viene contabilizzata l'energia rinnovabile fornita da pompe di calore con prestazioni superiori alla soglia determinata dalla Commission Decision 2013/114/EU e, solo per i target al 2030, la medesima quota di calore trasferito dagli ambienti interni per raffrescamento conteggiata al numeratore.
 - unicamente per il monitoraggio dei target al 2030, si includeranno i consumi di energia elettrica e calore derivato degli impianti di produzione di carburanti per trasporto.

Nel 2020, ad esempio, per l'Italia i CFL risultano pari a 107,6 Mtep, circa 5 Mtep in più rispetto ai Consumi Finali (*Final energy consumption (Europe 2020-2030)*) rilevati dalle statistiche ordinarie (102,7 Mtep).

Con riferimento al solo settore elettrico, infine, le procedure per il monitoraggio della direttiva 2009/28/CE (confermate anche dalle successive modifiche) prevedono il calcolo di un indicatore della quota di rinnovabili rispetto ai consumi complessivi di energia elettrica (*target settoriale*), così costruito:

- al numeratore viene conteggiata la produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili. Come per il target complessivo, le produzioni da fonte eolica e idraulica sono normalizzate, e si conteggia solo quella da bioliquidi sostenibili;

- al denominatore si considera il Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL), calcolato come somma della produzione nazionale lorda (al netto dei pompaggi) e del saldo con l'estero.

Per il 2020, l'applicazione dei criteri della Direttiva 28 – e in particolare la procedura di normalizzazione delle produzioni eolica e idraulica – porta ad un aumento della produzione elettrica rinnovabile di circa 1,4 TWh (da 116,9 TWh a 118,4 TWh circa); l'incidenza delle FER sul CIL è pertanto pari al 37,6% se si considerano le produzioni effettive, mentre sale al 38,1% se si considerano i criteri della Direttiva.