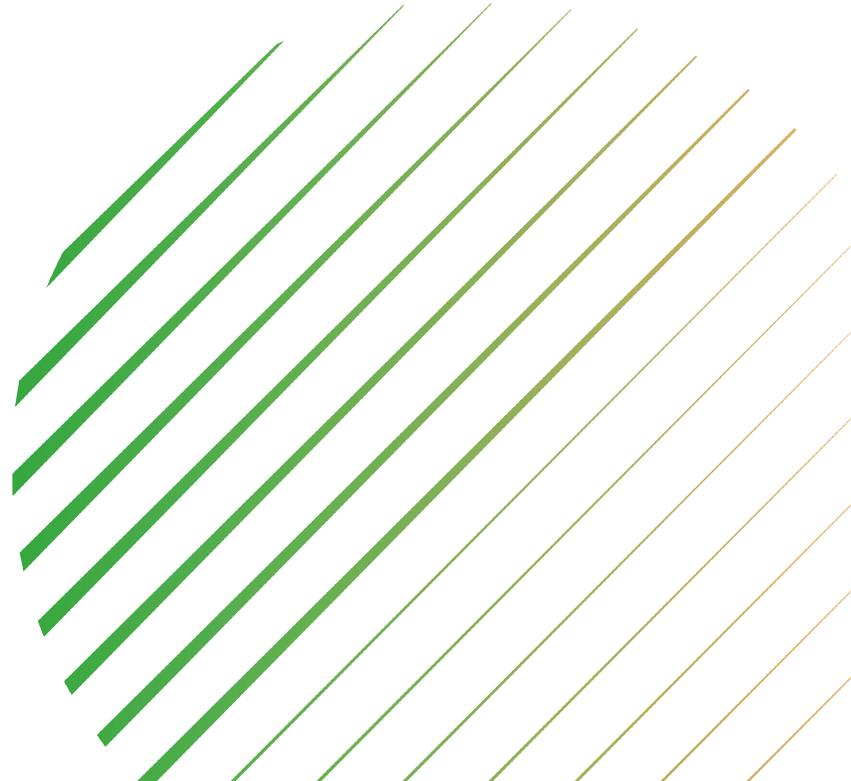


ENERGIA E CLIMA IN ITALIA

RAPPORTO PERIODICO

PRIMO SEMESTRE 2023

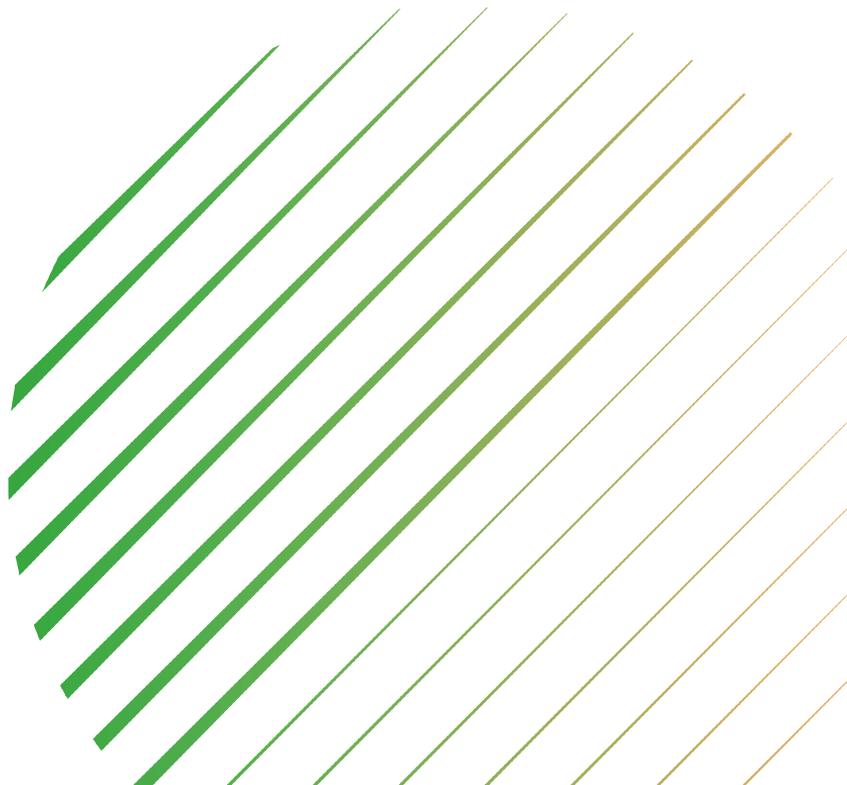


ENERGIA E CLIMA IN ITALIA

RAPPORTO PERIODICO

PRIMO SEMESTRE 2023

HIGHLIGHTS



Obiettivi energia e clima 2030

	unità di misura	Dato rilevato 2021	Stime 2022	Proposta PNIEC 2023: Scenario di policy ¹ 2030	Obiettivi FF55 RepowerEU 2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-47%	-45%	-62%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	%	-17%	-19%	-35,3% / -37,1%	-43,7% ^{3, 4}
Energie rinnovabili					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	%	19,0%	19,0%	40,5%	38,4% - 39%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8,2%	8,2%	30,7%	29% ⁵
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	%	19,7%	20,2%	36,7%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	36,0%	37,1%	65,0%	non previsto
Efficienza energetica					
Consumi di energia primaria	Mtep	145	140	122	112,2 (115 con flessibilità +2,5%)
Consumi di energia finale	Mtep	113	110	100	92,1 (94,4 con flessibilità +2,5%)
Risparmi annui nei consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	Mtep	1,4	3,7 ^{**}	73,4	73,4 ³

1) scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2023, sarà aggiornato con la sottomissione del piano definitivo entro giugno 2024

2) vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea

3) vincolante

4) vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

5) vincolante per gli operatori economici

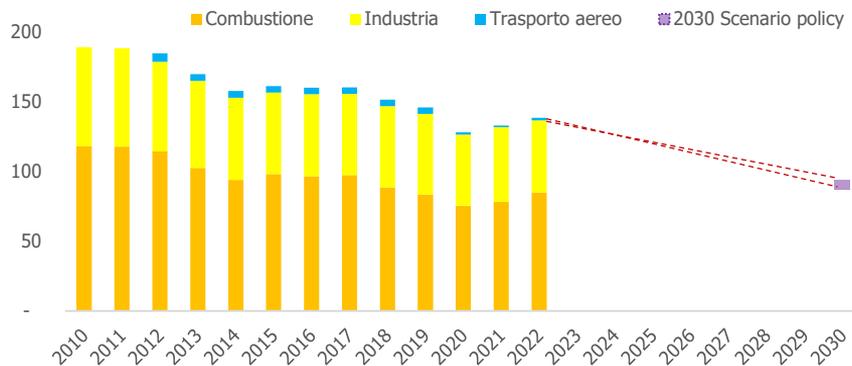
(*) Stime preliminari, saranno aggiornate appena disponibili i dati definitivi

(**) Nel 2022 sono consuntivate solo le misure rendicontate prima della predisposizione della nuova proposta di PNIEC; non sono quindi incluse le nuove misure che è previsto concorreranno al raggiungimento del target (misure PNRR, Obiettivi PA, F. Kyoto, Requisiti Minimi)

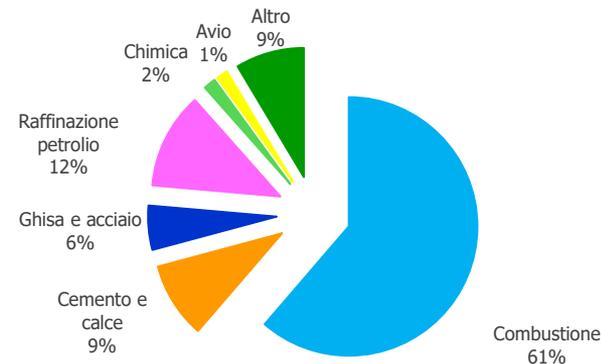
- A giugno 2023, l'Italia ha predisposto la **proposta di aggiornamento del PNIEC**. Lo **scenario di policy** prevede **target al 2030** più ambiziosi di quelli precedentemente individuati, tra cui quota **rinnovabile** dei consumi finali lordi complessivi al **40,5%**, consumi di energia **finale a 100 Mtep**, riduzione rispetto al 2005 delle emissioni GHG **non ETS del 35%-37%**
- Nel **2022***, la quota dei **consumi energetici complessivi coperta da FER** è preliminarmente stimata pari a circa il **19%**, come nel 2021, essendosi registrate **lievi contrazioni** sia nei **consumi finali lordi complessivi** sia nei **consumi finali lordi da FER**, principalmente a causa di un **minor consumo di combustibili per il riscaldamento**.
- Le **emissioni 2022*** degli impianti italiani soggetti a **EU ETS** sono **aumentate** rispetto al 2021, principalmente per il maggiore ricorso all'utilizzo del **carbone** per la produzione di energia elettrica, e anche per l'incremento rilevato nel settore dell'aviazione
- Nel **2022*** si stima una **diminuzione** delle **emissioni di gas serra** nei settori dell'**Effort Sharing Regulation (ESR)**: l'aumento riscontrato nel settore trasporti è stato più che compensato dalle minori emissioni del settore **civile** dove, grazie alle **temperature** miti, si è registrata una **diminuzione** della richiesta di energia per il riscaldamento degli ambienti
- Complessivamente, nel **2022*** le **emissioni di gas serra** risultano simili a quelle rilasciate in atmosfera nel corso del **2021**

Emissioni di gas a effetto serra

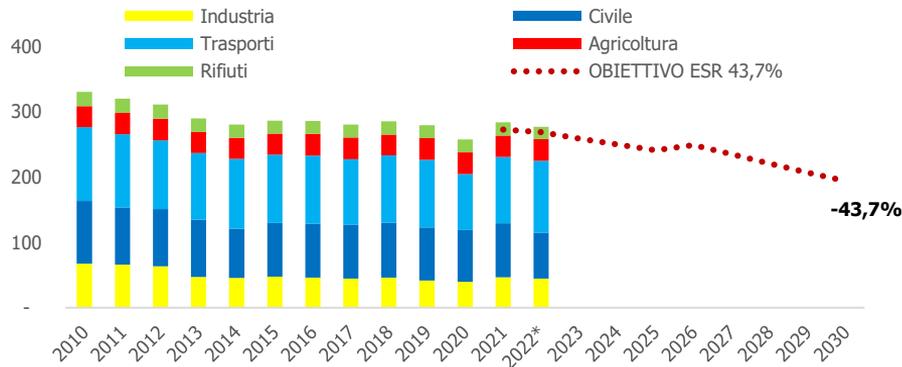
Emissioni nei diversi settori ETS a livello italiano [mIntCO_{2eq}]



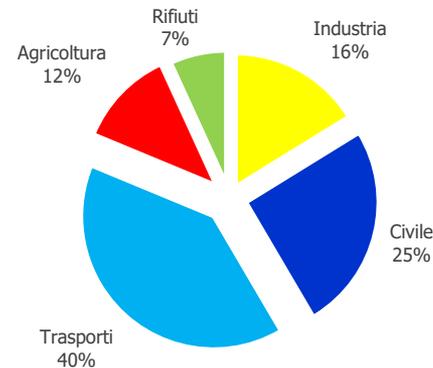
Contributo settoriale alle emissioni ETS in Italia nel 2022



Emissioni nei diversi settori non-ETS (ESR) a livello italiano [mIntCO_{2eq}]



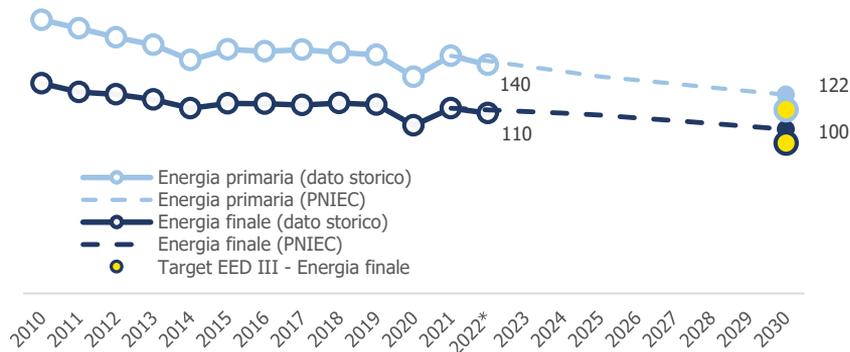
Contributo settoriale alle emissioni non-ETS (ESR) in Italia nel 2022



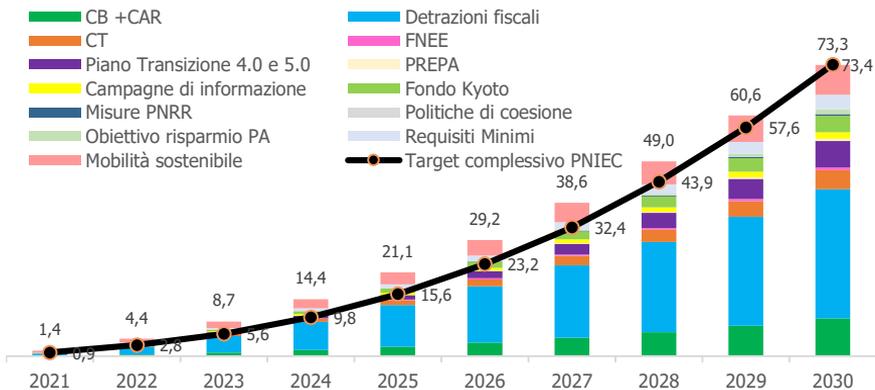
- Nel 2022* i **consumi finali di energia** sono preliminarmente stimati in circa 110 Mtep, in **diminuzione** rispetto al 2021 (113 Mtep)
- La **richiesta di energia elettrica** nel **primo semestre 2023** è stata **inferiore** a quella dello stesso periodo 2022 (-5%). La contrazione, rilevata in tutti i primi sei mesi del 2023, risulta particolarmente elevata a giugno (-9%) e a maggio (-6%)
- I **consumi di gas** nel **primo semestre 2023** hanno registrato un **calo** rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente: -15% (-22% a gennaio, -25% a marzo). La contrazione riguarda sia le utenze industriali (-11%) sia il settore civile (-15%)
- L'approssimarsi del termine per la compliance per i gestori degli impianti in EU ETS ha avuto sino al **primo semestre 2023** un effetto al **rialzo** sul **prezzo delle quote di emissione**. I proventi italiani derivanti dal collocamento delle quote di emissione nel corso del I semestre 2023 sono pari a **1,8 mld€**
- Dopo l'elevata volatilità registrata nel corso del 2022, nel **I semestre 2023** i **prezzi di energia elettrica e gas** si sono **stabilizzati**, registrandosi una sensibile riduzione rispetto ai livelli molto alti toccati in precedenza
- La **spesa energetica** media della **famiglia** tipo, dopo il picco del 2022 con circa 5.000 € annui (+51% rispetto al 2021), nei primi due trimestri 2023 è **diminuita**, potendosi stimare intorno ai circa **4.100 € annui** (comunque +37% rispetto alla media storica), di cui: carburanti 1.800 €, gas 1.250 €, elettricità 1.050 €

Consumi ed efficienza

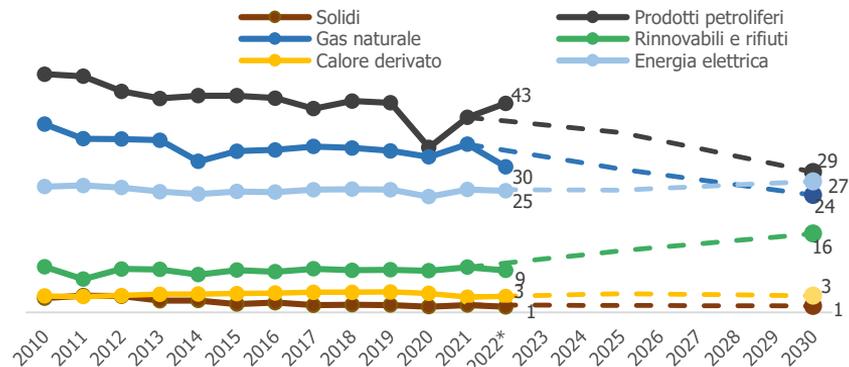
Consumi primari e finali: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]



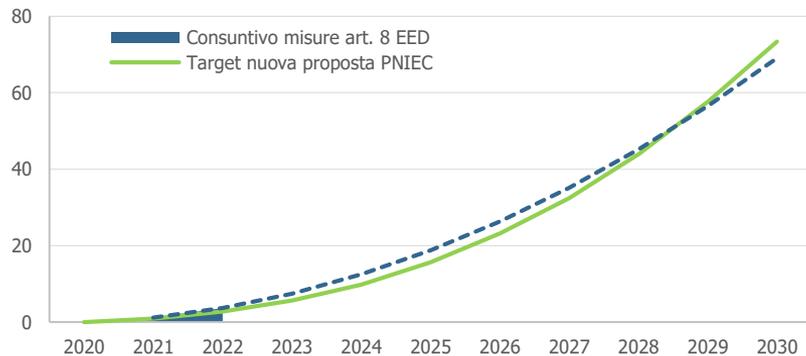
Target art. 8 EED e scenario PNIEC risparmi cumulati 2021-2030 [Mtep]



Consumi finali di energia per fonte: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]

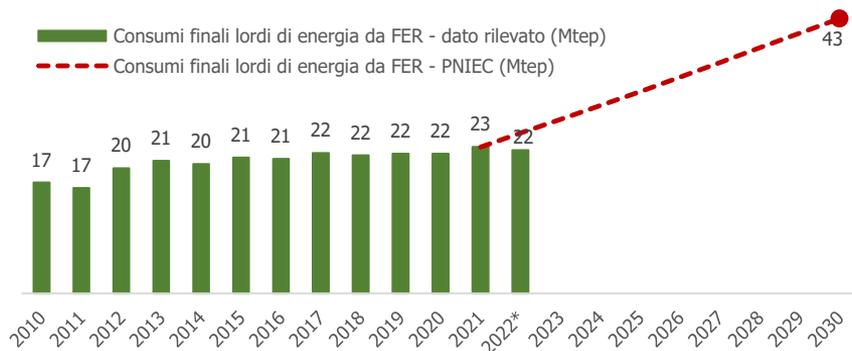


Totale misure art.8: traiettoria di risparmi PNIEC vs tendenziale [Mtep]

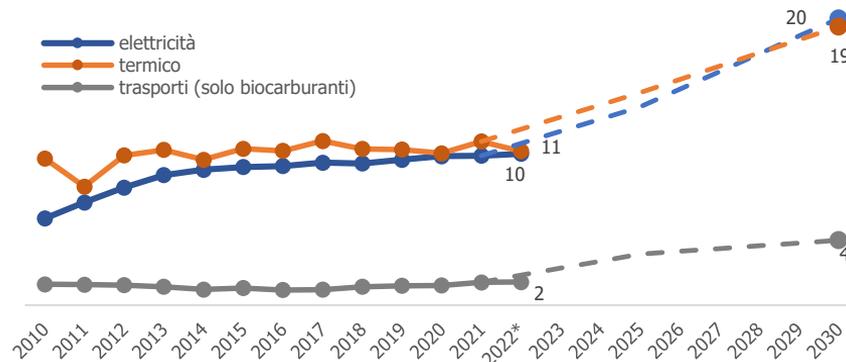


Fonti rinnovabili e consumi finali lordi complessivi

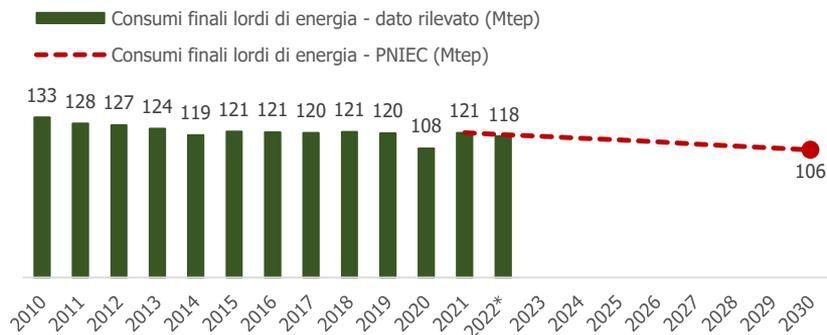
CFL complessivi di energia da FER: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]



CFL di energia da FER per settore: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]



CFL complessivi di energia: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



Quota FER complessiva: dato rilevato e traiettoria PNIEC [%]

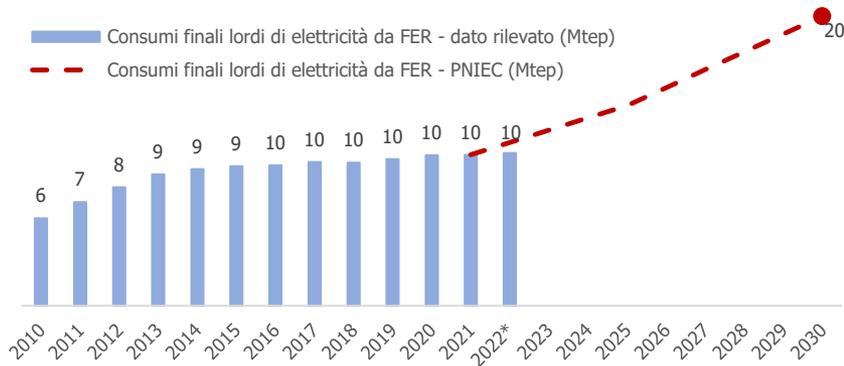


* Dati 2022 preliminari

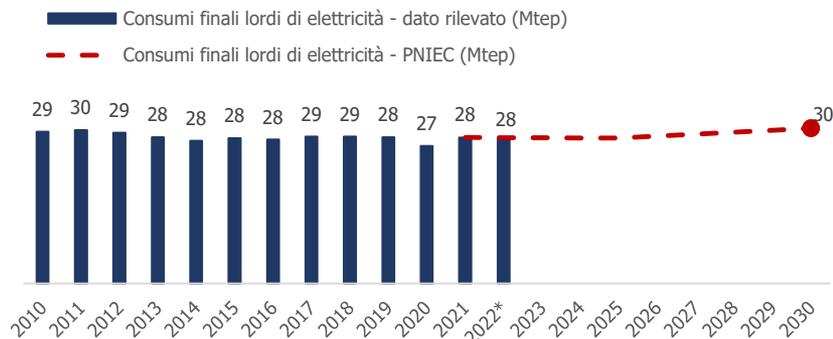
- Nel **2022**, applicando i criteri di monitoraggio della direttiva sulle rinnovabili, si rileva una **leggera contrazione** (-0,8%) dei **consumi elettrici** complessivi, rispetto al 2021 e un **lieve incremento** della **produzione da rinnovabili** (+1%). La **quota FER** nel settore **elettrico** aumenta **da 36,0% del 2021 a 36,7% del 2022**. Il valore dello scenario di policy PNIEC_2023 per il 2030 è pari al 65%
- **Crescita sensibile del fotovoltaico**: a fine **giugno 2023 1,4 milioni di impianti e 27 GW di potenza installata** (+16% di impianti installati e +9% di potenza rispetto a fine 2022, concentrata principalmente nel settore **residenziale**). Lo scenario di policy PNIEC_2023 indica al 2030 una potenza fotovoltaica complessiva di circa 80 GW
- Nel **2022** aumentano gli **impianti eolici** in numero (+3%) e potenza (+5%) rispetto al 2021. Il tasso di crescita dell'installato dovrà aumentare per allinearsi a quello delineato nello scenario di policy PNIEC_2023
- **Aumentano** gli **investimenti** nel settore delle **rinnovabili elettriche** nel 2022 rispetto al 2021 (dai 2 mld€ del 2021 ai 3,8 mld€ del 2022), trainati dal fotovoltaico e dall'eolico. **Nel primo semestre 2023** gli investimenti in queste due fonti si stima superino i **3,3 mld€**
- Nel 2022 **flessione** rilevante della **produzione idroelettrica** (-37% rispetto al 2021), a causa della diminuzione delle precipitazioni
- **DM FER-1**: al 30 giugno 2023 in esercizio oltre **1 GW (64%) eolico**, ma **crescita del fotovoltaico negli ultimi 6 mesi**. Ancora a **progetto 4,5 GW** (53% fotovoltaico, 40% eolico)
- Al 30 giugno 2023 risultano **74 configurazioni di Autoconsumo Collettivo** e **35 Comunità Energetiche Rinnovabili**, per una potenza di 2,7 MW e 825 clienti finali coinvolti
- Continua la **forte crescita del Ritiro Dedicato**, con **1,6 GW in esercizio negli ultimi 12 mesi**, legata in primis agli impianti realizzati con il **Superbonus**
- **Rilevante crescita** anche dello **Scambio sul Posto**, con 85.000 impianti per **835 MW negli ultimi 6 mesi** (e picchi di 180 MW/mese), e complessivi **8,7 GW** al 30/6/2023
- **Oneri di incentivazione FER-E scesi nel 2022 a 6,5 mld€: oltre 4 mld€ in meno del 2021**, a causa dell'aumento del prezzo dell'energia elettrica. Stima di 7,6 mld€ per il 2023

Fonti rinnovabili nel settore elettrico

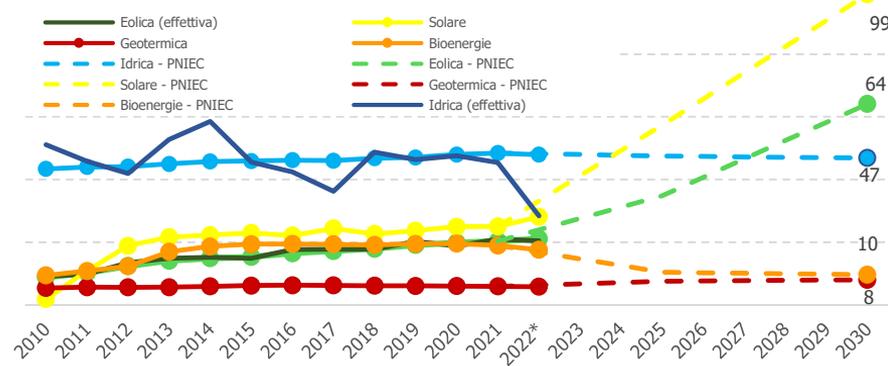
CFL di energia elettrica da FER: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



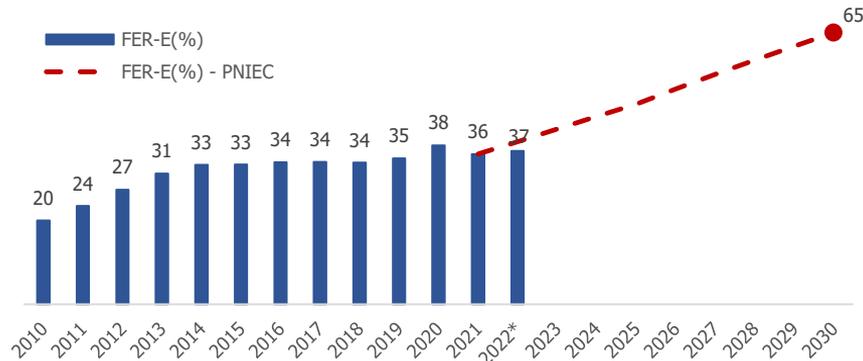
Consumi totali di energia elettrica: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



Produzione elettrica da FER per fonte: dato rilevato e traiettoria PNIEC [TWh]



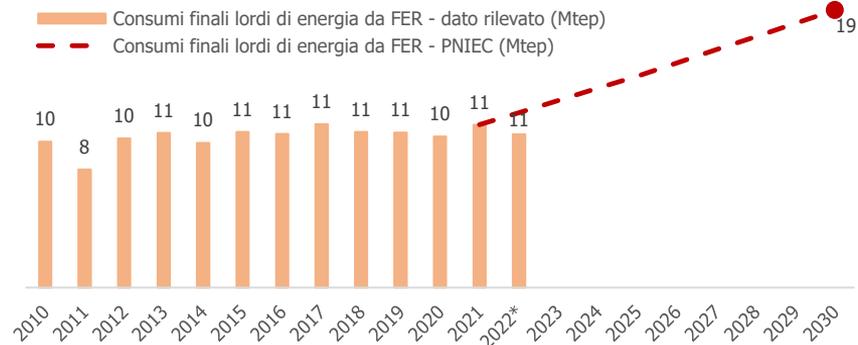
Quota FER nel settore elettrico: dato rilevato e traiettoria PNIEC (%)



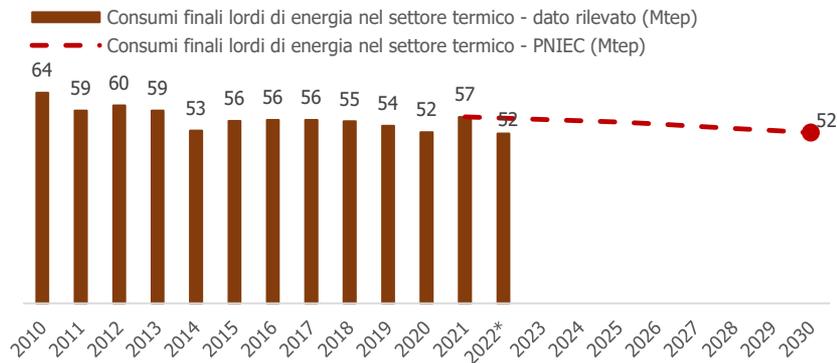
- Avviati i progetti finanziati dalle risorse del PNRR: **“Parco agrisolare”** (7.305 progetti, 618 MW) e **“Bando TLR”** (29 progetti, 253 km di reti)
- Nel 2022* i **Consumi Finali Lordi di energia da FER nel settore termico** sono stimati in **10,5 Mtep**; la **flessione** rispetto al 2021 (-6% circa) è legata principalmente a **condizioni climatiche** mediamente meno fredde
- Nel 2022*, nel **settore termico** la quota stimata dei consumi complessivi coperta da FER si attesta al **20,4%**, leggermente superiore al dato 2021 (19,7%). Il valore dello scenario di policy PNIEC_2023 per il 2030 è pari al 36,7%
- Nel primo semestre 2023 si assiste a una **crescita del 21%** nell'ammontare di **incentivi** riconosciuti per le **FER-H** mediante il **Conto Termico** rispetto al medesimo trimestre del 2022
- I trend complessivi del **Conto Termico** e dei **Certificati Bianchi** si dimostrano per lo più in linea con lo scenario di policy PNIEC_2023

Fonti rinnovabili nel settore termico

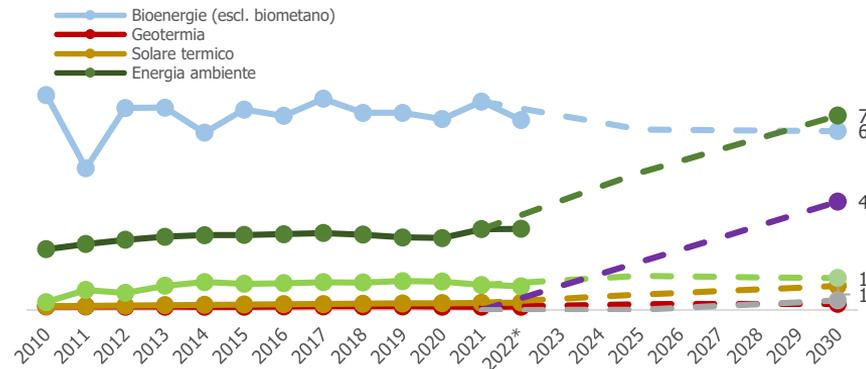
CFL da FER nel settore termico: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



CFL di energia nel settore termico: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



CFL da FER nel settore termico per fonte: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



Quota FER nel settore termico: dato rilevato e traiettoria PNIEC [%]

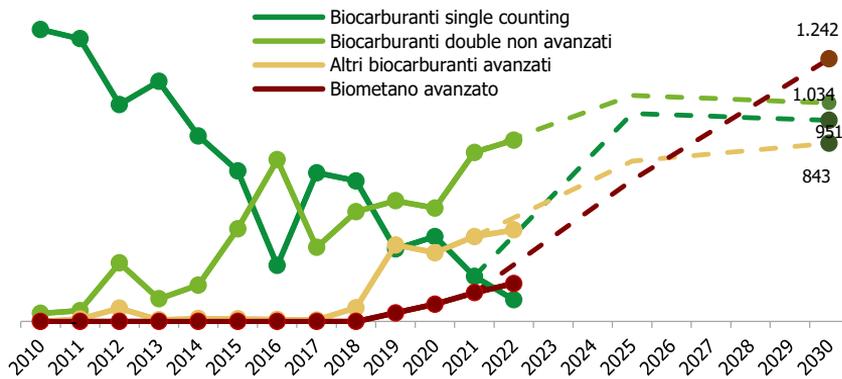


* Dati 2022 preliminari

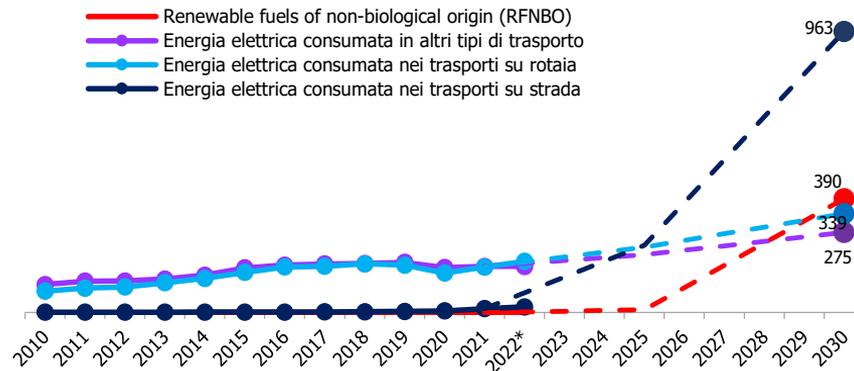
- Nel **settore trasporti**, i consumi stimati di FER nel 2022 ammontano a circa **1,9 Mtep**, valore che sale a 3,5 Mtep applicando i coefficienti premianti per il monitoraggio del target FER; oltre il 90% del totale è costituito da consumi di biodiesel. I **valori indicati per il 2030 dallo scenario di policy PNIEC 2023** sono pari a **6,0 Mtep** e a 12,7 Mtep a seconda che si considerino o meno i coefficienti premianti
- La **quota dei consumi complessivi del settore trasporti** coperta da fonti rinnovabili si attesta, nel 2022, all'**8,2%**, **in linea con il valore rilevato l'anno precedente**; lo scenario di policy PNIEC 2023 indica per il 2030 un valore pari al 30,7%
- Nel 2022 si stima un incremento del **parco circolante ad alimentazione elettrica** in Italia del **46%** rispetto al 2021. Le immatricolazioni del primo semestre 2023 confermano, in linea con il 2022, il primato delle **ibride HEV** (35%) su benzina (28%) e gasolio (19%)
- A inizio luglio 2023 è stata pubblicata la **prima graduatoria** relativa al **DM 15/9/2023**. Sono stati ammessi **60 progetti** di impianti di produzione di **biometano**, nuovi e riconvertiti, per una capacità produttiva totale pari quasi a 30.000 standard metri cubi orari (Smc/h)

Fonti rinnovabili nel settore trasporti

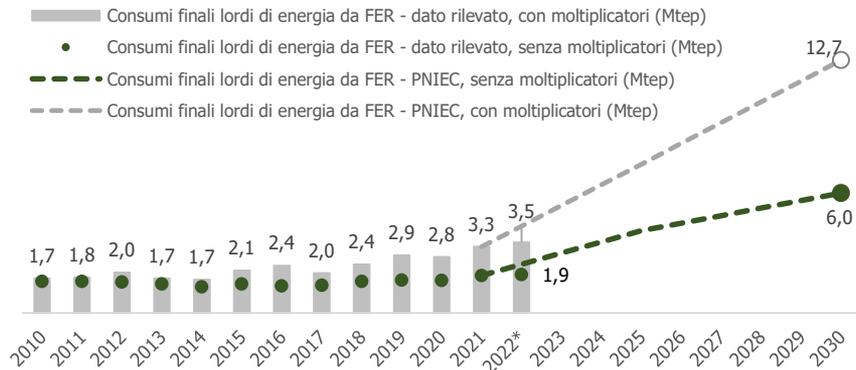
Biocarburanti immessi in consumo: dato rilevato e traiettoria PNIEC [ktep]



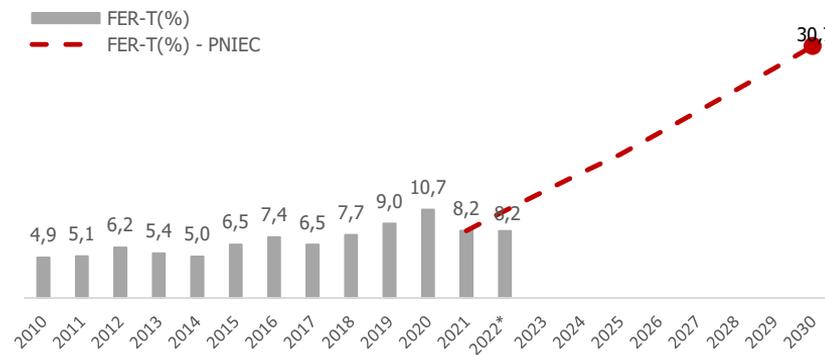
Energia elettrica e RNFB0: dato rilevato e traiettoria PNIEC [ktep]



CFL da FER nel settore trasporti: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



Quota FER nei trasporti: dato rilevato e traiettoria PNIEC [%]



* Dati 2022 preliminari

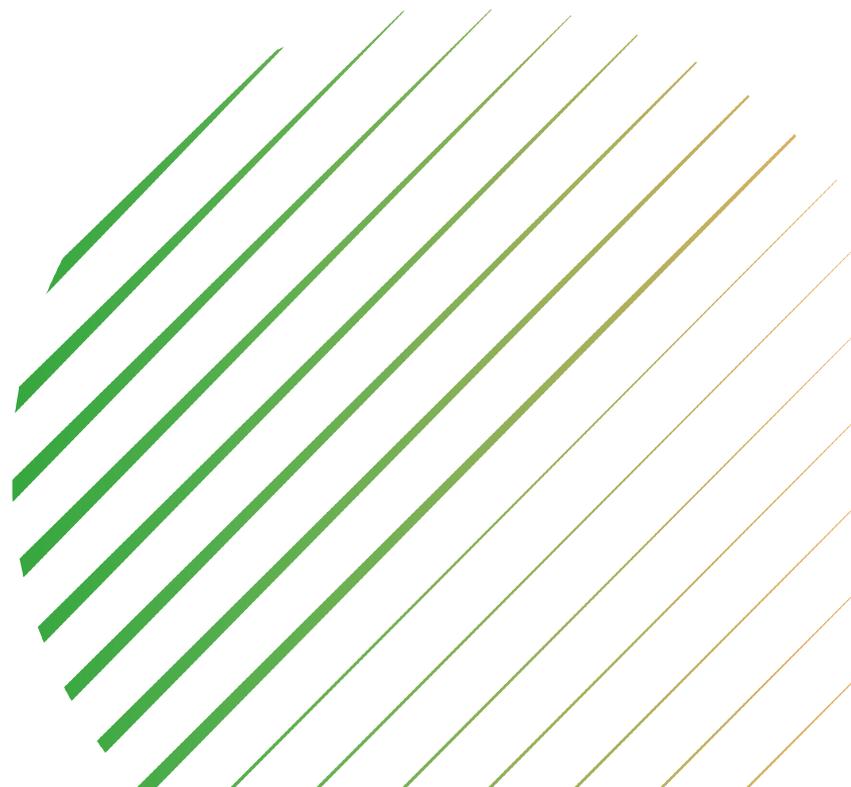


GSE
Gestore
Servizi
Energetici

ENERGIA E CLIMA IN ITALIA

RAPPORTO PERIODICO

PRIMO SEMESTRE 2023



Indice sintetico

1) OBIETTIVI E QUADRO ENERGETICO GENERALE A FINE 2022

Obiettivi energia e clima 2030 e loro monitoraggio – Emissioni di gas serra (ETS, non ETS) – Consumi ed efficienza energetica – Energie rinnovabili – Quadro d’insieme dei meccanismi gestiti dal GSE

2) RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO

Monitoraggio target PNIEC e statistiche – Emissioni evitate – Investimenti e occupati – Focus fotovoltaico ed eolico e scenari tendenziali - Trend dei meccanismi gestiti dal GSE: FER-E, CER, SSP, RID, Agrisolare PNRR – Oneri e scenari – Richieste di autorizzazione e connessione – Costi tecnologie

3) RINNOVABILI TERMICHE ED EFFICIENZA ENERGETICA

Monitoraggio target PNIEC e statistiche – Emissioni evitate – Investimenti e occupati – Trend dei meccanismi gestiti dal GSE: Conto Termico, Certificati Bianchi, TLR PNRR e scenari tendenziali – Costi tecnologie

4) MOBILITA' SOSTENIBILE e BIOMETANO

Monitoraggio target PNIEC e statistiche – Emissioni evitate – Trend dei meccanismi gestiti dal GSE: Biocarburanti, Biometano e scenari tendenziali – Auto immatricolate e circolanti, mobilità elettrica – Investimenti e occupati – Costi tecnologie

5) CONSUMI, MERCATI, SPESA ENERGETICA

Consumi di elettricità e gas – Prezzi delle commodities energetiche – Mercato elettrico – ETS e mercato della CO₂ – Mercato dei Certificati Bianchi – Mercato delle Garanzie di Origine – Spesa energetica delle famiglie e delle imprese

Indice

CAPITOLO 1

Obiettivi e quadro energetico generale

Obiettivi energia e clima 2030.....	22
Emissioni di gas a effetto serra in Italia.....	23
Il settore ETS a livello europeo.....	24
Il settore ETS in Italia	25
Il settore non ETS in Italia (Effort Sharing).....	26
Efficienza: consumi di energia primaria e consumi finali.....	27
Misure efficienza art. 8: risparmi per misura e trend	29
Fonti rinnovabili: consumi soddisfatti dalle FER.....	30
Fonti rinnovabili: quota dei consumi soddisfatti dalle FER.....	31
Fonti rinnovabili: emissioni evitate.....	32
Meccanismi gestiti dal GSE progetti e incentivi.....	33
Meccanismi gestiti dal GSE benefici energetici e ambientali.....	34
Meccanismi gestiti dal GSE investimenti e occupazione.....	35

CAPITOLO 2

Rinnovabili nel settore elettrico

Fonti rinnovabili nel settore elettrico dati di monitoraggio.....	37
Potenza degli impianti FER nel settore elettrico.....	39
Potenza e produzione degli impianti eolici.....	40
Eolico: evoluzione storica e confronto con traiettoria PNIEC.....	41
Potenza e produzione degli impianti fotovoltaici.....	42
Evoluzione della potenza degli impianti fotovoltaici per trimestre.....	43
Potenza e produzione degli impianti fotovoltaici nel 2022.....	44
FV: evoluzione storica e confronto con traiettoria PNIEC.....	45
Emissioni evitate grazie alle rinnovabili elettriche.....	46

Andamento degli investimenti nei settori eolico e fotovoltaico.....	47
Ricadute economiche e occupazionali delle FER Elettriche	48
FER-E: impianti supportati con i meccanismi gestiti dal GSE.....	50
FER-E: energia incentivata ed incentivi GSE.....	51
Scadenza degli impianti IAFR incentivati.....	52
Scenario di riferimento oneri di incentivazione FER.....	53
Sensibilità oneri al variare del prezzo elettricità.....	54
Ripartizione regionale dell'onere di incentivazione 2022.....	55
Ritiro dedicato. Evoluzione impianti in esercizio.....	56
Ritiro dedicato. Impianti in esercizio.....	57
Scambio sul posto. Evoluzione impianti in esercizio.....	58
Scambio sul posto. Impianti in esercizio.....	59
Comunità energetiche e autoconsumo collettivo.....	60
AC/CER: clienti finali e taglia impianti.....	61
DM FER 1. Evoluzione impianti in esercizio.....	62
DM FER 1. Impianti in esercizio.....	63
DM FER 1. Impianti in esercizio che non hanno richiesto incentivi.....	64
Evoluzione annuale potenza FV ed eolico e progetti DM FER-1.....	65
Contributo meccanismi incentivazione all'installato FV ed eolico.....	66
Parco Agrisolare.....	67
Regolazione regionale.....	68
Progetti in procedura di VIA statale.....	69
Analisi trend autorizzativi: focus VIA Statale.....	70
Stima progetti in procedura di PAS comunale.....	71
Richieste di connessione Terna.....	72
Costi delle tecnologie-eolico.....	73
Costi delle tecnologie-fotovoltaico > 20 kW.....	74
Costi delle tecnologie-fotovoltaico < 10 kW.....	75
Costi delle tecnologie-agrivoltaico.....	76

Indice

CAPITOLO 3

Rinnovabili termiche ed efficienza energetica

Fonti rinnovabili nel settore termico - dati di monitoraggio.....	78
Fonti rinnovabili termiche – Energia ambiente per riscaldamento.....	80
Emissioni evitate grazie alle rinnovabili termiche.....	81
Ricadute economiche e occupazionali delle FER termiche.....	82
Ricadute economiche e occupazionali dell'efficienza.....	84
FER-H & EE: progetti supportati con i meccanismi gestiti dal GSE.....	85
FER-H & EE: risparmi energetici ed incentivi GSE.....	86
Conto termico: incentivi riconosciuti per regione.....	87
Conto termico. FER H: numero impianti.....	88
Conto termico. FER H: incentivi.....	89
Conto termico. Efficienza: numero interventi.....	90
Conto termico. Efficienza : incentivi.....	91
Conto termico. Incentivi prenotati dalla PA.....	92
Conto termico. Edilizia sociale.....	93
Conto termico: traiettorie target PNIEC vs trend.....	94
Generatori a biomassa: mercato annuale e contributo CT.....	95
Evoluzione del prezzo delle bioenergie per usi termici.....	96
Conto termico: costi coibentazione e infissi.....	97
Conto termico: costi caldaie e generatori a biomassa.....	98
Conto termico: costi pompe di calore e solare termico.....	99
Certificati bianchi: evoluzione richieste.....	100
Certificati bianchi riconosciuti.....	101
Certificati bianchi: traiettorie target PNIEC vs trend.....	102
Misura PNRR per lo Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento.....	103

CAPITOLO 4

Mobilità sostenibile e biometano

Fonti rinnovabili nel settore trasporti: dati di monitoraggio.....	105
Biocarburanti immessi in consumo: tipologie e materie prime.....	108
Biocarburanti immessi in consumo: Paesi di origine e produzione.....	109
Consumi elettrici nei trasporti su strada.....	110
Autovetture circolanti e immatricolazioni per alimentazione.....	111
Evoluzione mobilità elettrica rispetto a scenario PNIEC.....	112
Agevolazione ricarica elettrica. Delibera 541: richieste.....	113
FER-T: emissioni evitate.....	114
FER-T: energia rinnovabile incentivata.....	115
DM 2 marzo 2018: richieste di qualifica impianti a biometano.....	116
DM 2 marzo 2018: impianti a biometano qualificati.....	117
DM 15 settembre 2022: risultati della prima graduatoria	118
Impianti a biometano e tariffe di conferimento rifiuti.....	119
Biometano: evoluzione storica e confronto con PNIEC.....	120
Ricadute economiche e occupazionali del biometano.....	121

Indice

CAPITOLO 5

Consumi, mercati, spesa energetica

Consumi mensili di energia elettrica.....	124
Disponibilità e consumi mensili di gas naturale.....	125
Consumi mensili di gas naturale.....	126
Prezzi energia elettrica, gas, carbone, CO2.....	127
Mercato elettrico: PUN e prezzi energia elettrica famiglie.....	128
Mercato gas: TTF PSV e prezzi gas naturale famiglie	129
Mercato elettrico: prezzi zonali e orari.....	130
Confronto PUN e costi di generazione fossili e FV.....	131
Mercato elettrico: esiti mercato secondario.....	132
Mercato del gas naturale: prezzi.....	133
Quota di emissione ETS : prezzi.....	134
Quota di emissione ETS : esiti mercato primario.....	135
Quota di emissione ETS per Stato membro dell' UE.....	136
Quote di emissione ETS: esiti mercato secondario.....	137
Mercato certificati bianchi.....	138
Mercato garanzie di origine: offerta di titoli.....	139
Mercato garanzie di origine: esiti di mercato.....	140
Spesa energetica delle famiglie.....	141
Bolletta elettrica della famiglia tipo.....	142
Costo unitario elettricità famiglia tipo.....	143
Bolletta gas naturale della famiglia tipo.....	144
Costo unitario gas naturale famiglia tipo.....	145
Spesa carburanti famiglia tipo.....	146
Costo unitario carburanti famiglia tipo.....	147
Bolletta elettrica imprese 2021 2022.....	148
Evoluzione costo unitario elettricità imprese.....	149

Appendice

Il monitoraggio del PNIEC	150
---------------------------------	-----

OBIETTIVI E QUADRO ENERGETICO GENERALE

Obiettivi energia e clima 2030

	unità di misura	Dato rilevato 2021	Stime 2022	Proposta PNIEC 2023: Scenario di policy ¹ 2030	Obiettivi FF55 RepowerEU 2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-47%	-45%	-62%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	%	-17%	-19%	-35,3% / -37,1%	-43,7% ^{3,4}
Energie rinnovabili					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	%	19,0%	19,0%	40,5%	38,4% - 39%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8,2%	8,2%	30,7%	29% ⁵
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	%	19,7%	20,2%	36,7%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	36,0%	37,1%	65,0%	non previsto
Efficienza energetica					
Consumi di energia primaria	Mtep	145	140	122	112,2 (115 con flessibilità +2,5%)
Consumi di energia finale	Mtep	113	110	100	92,1 (94,4 con flessibilità +2,5%)
Risparmi annui nei consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	Mtep	1,4	3,7 ^{**}	73,4	73,4 ³

1) scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2023, sarà aggiornato con la sottomissione del piano definitivo entro giugno 2024

2) vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea

3) vincolante

4) vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

5) vincolante per gli operatori economici

(*) Stime preliminari, saranno aggiornate appena disponibili i dati definitivi

(**) Nel 2022 sono consuntivate solo le misure rendicontate prima della predisposizione della nuova proposta di PNIEC; non sono quindi incluse le nuove misure che è previsto concorreranno al raggiungimento del target (misure PNRR, Obiettivi PA, F. Kyoto, Requisiti Minimi)

Fonte: proposta di PNIEC 2023, tranne la colonna con le stime 2022

Emissioni di gas a effetto serra in Italia

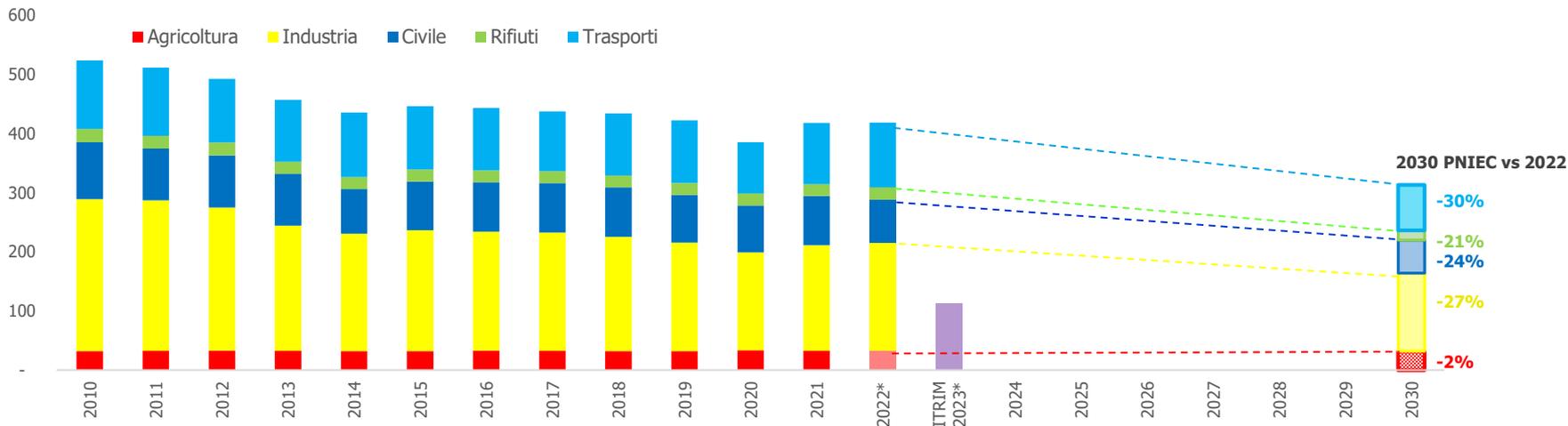
Le **emissioni stimate per l'Italia nel 2022 sono pari a circa 418 mln tCO₂eq**, in linea con quelle del 2021.

Crescono del 5,5% le emissioni del settore trasporti e del 9,6% quelle rilasciate in atmosfera per la produzione di energia elettrica a seguito della maggiore incidenza del carbone nel mix di generazione. Diminuiscono le emissioni del civile e dell'industria manifatturiera.

Nel primo trimestre 2023 si registra un decremento delle emissioni del 5% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno.

Al **2030**, secondo la traiettoria attualmente prevista dallo **scenario con policy del PNIEC** le emissioni potrebbero essere circa **312 mln tCO₂eq** (valore destinato a essere abbassato). Il maggiore contributo è atteso dalle industrie energetiche e dai trasporti.

Andamento emissioni gas ad effetto serra in Italia [mlntCO₂]



* Elaborazione GSE su dati ISPRA ed EUROSTAT

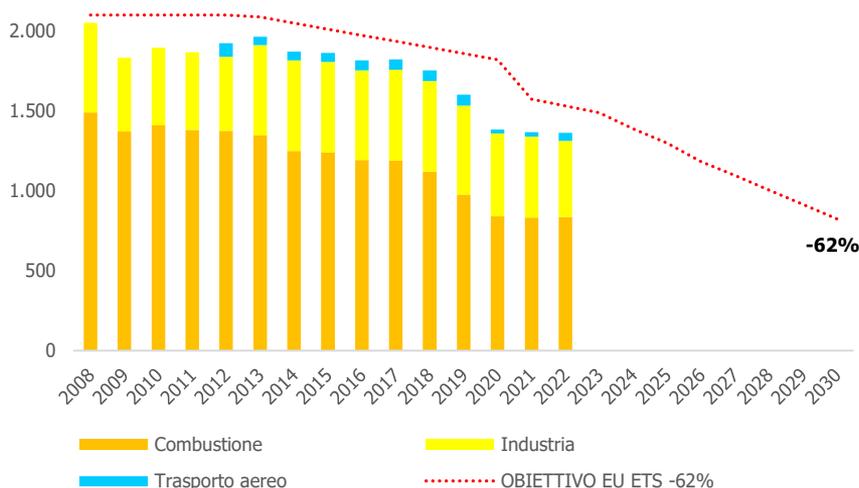
Il settore ETS a livello europeo

La Direttiva ETS fissa l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas effetto serra al 62% a livello europeo, rispetto al 2005 (fattore lineare di riduzione 2,2% per il 2023, 4,3% tra il 2024 e il 2027, 4,4%, tra 2028 e 2030).

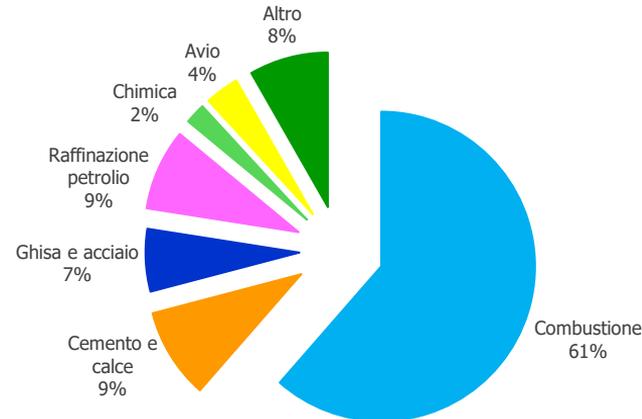
Nel 2022 le emissioni sono state pari a 1,35 mld tCO₂eq in linea con lo scorso anno.

Il 61% delle emissioni deriva dalla combustione principalmente in impianti di produzione di energia elettrica e calore.

Emissioni storiche nei diversi settori ETS a livello europeo [mln tCO₂eq]



Contributo settoriale alle emissioni nel 2022



Fonte: Elaborazione GSE su dati Commissione europea

Il settore ETS in Italia

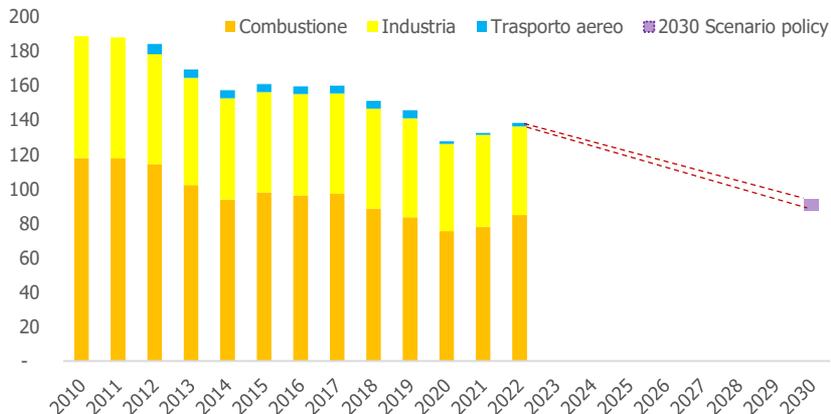
Nel 2022 gli impianti presenti sul territorio nazionale soggetti alla Direttiva ETS sono circa 850.

Le emissioni sono state di **136 mln tCO₂eq** e sono pari al **10% del totale delle emissioni europee**.

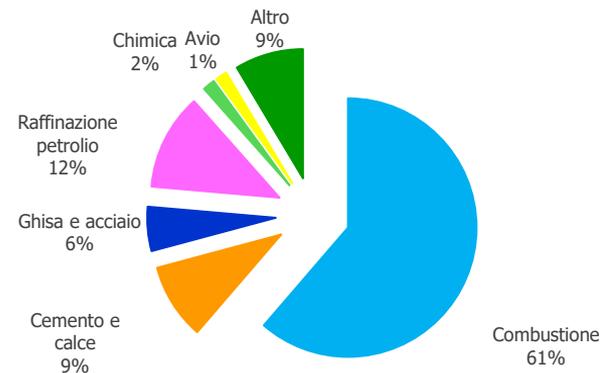
Rispetto al 2021, aumentano le emissioni derivanti dagli impianti di combustione per la produzione di energia elettrica e diminuiscono le emissioni dell'industria manifatturiera (gli elevati prezzi del gas ne hanno diminuito l'impiego).

Le emissioni degli impianti di combustione rappresentano il 61% del totale. Al 2030, secondo quanto previsto dallo scenario con policy del PNIEC, le emissioni ETS potrebbero essere comprese tra **87 e 94 mln tCO₂eq**.

Emissioni storiche nei diversi settori ETS a livello italiano [mln tCO₂]



Contributo settoriale alle emissioni nel 2022



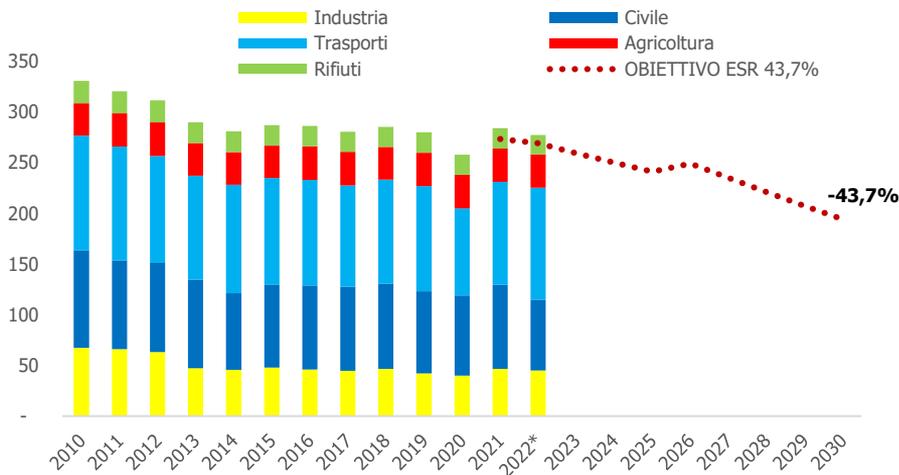
Il settore non ETS in Italia (Effort Sharing)

Le emissioni non ETS stimate **per l'Italia nel 2022 sono pari a circa 277 mln tCO₂eq**, in riduzione rispetto al 2021.

Crescono del 9% le emissioni del settore trasporti. Diminuiscono le emissioni del civile del -16% (temperature miti) e quelle del settore industriale del 3%.

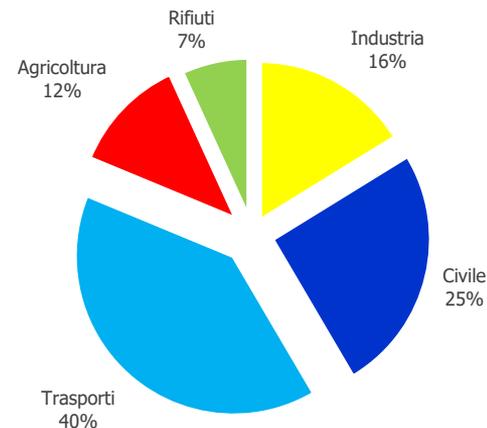
Al 2030, secondo il Regolamento ESR, le emissioni dovrebbero giungere al -43,7% cioè 194 mln tCO₂eq. Le misure individuate nell'attuale scenario di policy del PNIEC conducono a valori intorno a 216 e 223 mln tCO₂eq. Il maggiore contributo è atteso dai trasporti.

Emissioni dei diversi settori non ETS (ESR) a livello italiano [mln tCO₂eq]



Fonte: Elaborazione GSE su dati ISPRA
* Elaborazione GSE su dati ISPRA

Contributo settoriale alle emissioni nel 2022*

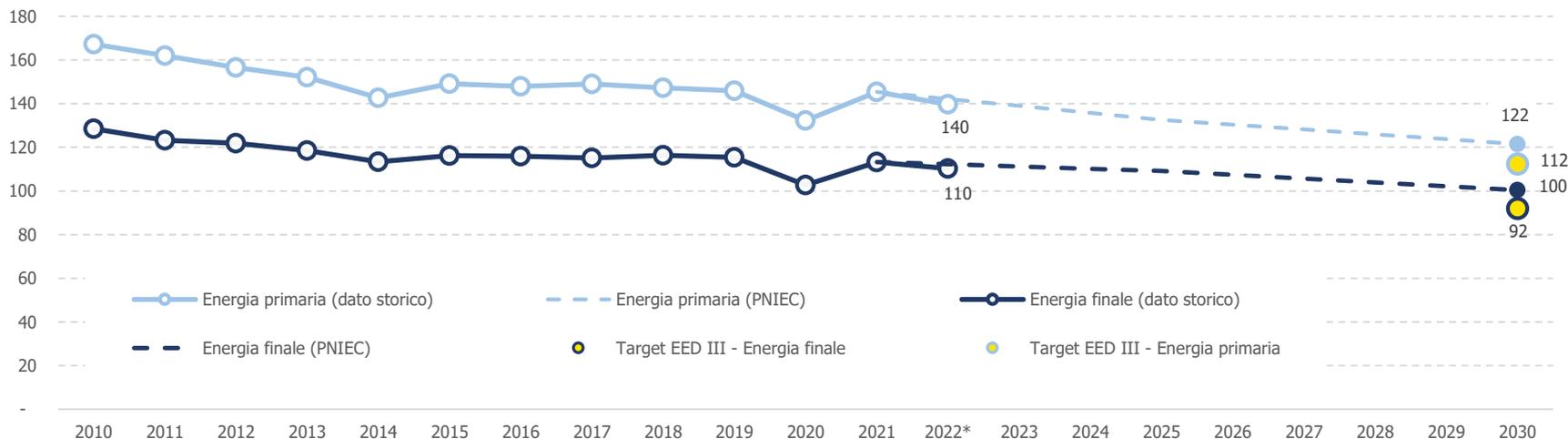


Efficienza: consumi di energia primaria e consumi finali

In Italia si osserva una tendenziale **contrazione dei consumi nazionali di energia**; nel **2022**, in particolare, i consumi stimati di energia **primaria** (esclusi gli usi non energetici) si sono **ridotti del 16% circa rispetto al 2010**, mentre i consumi **finali del 14%**, per effetto sia dell'incremento dell'efficienza energetica sia di dinamiche economiche.

I valori indicati nello **scenario di policy PNIEC 2023 per il 2030** in termini di consumi assoluti sono pari a **122 Mtep** per l'energia primaria e a **100 Mtep** per i consumi finali; per entrambe le grandezze, i dati stimati per il 2022 risultano leggermente inferiori ai valori delle traiettorie PNIEC per lo stesso anno.

Consumi di energia primaria e consumi finali di energia in Italia: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]

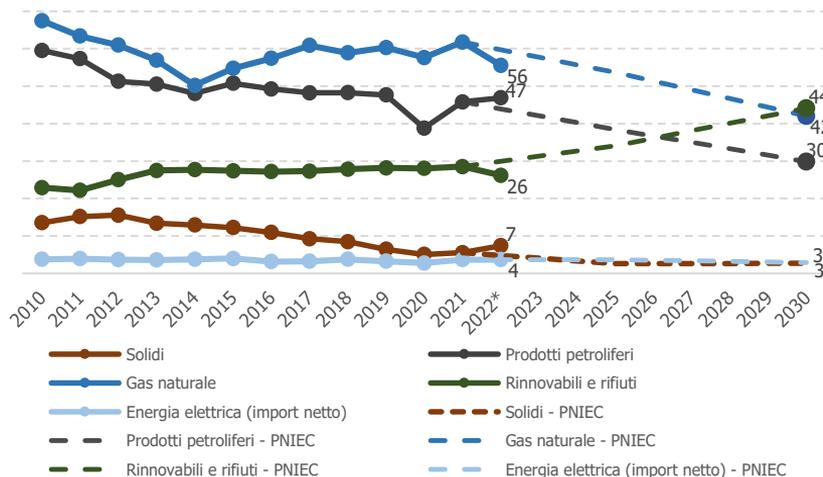


Efficienza: consumi di energia primaria e consumi finali

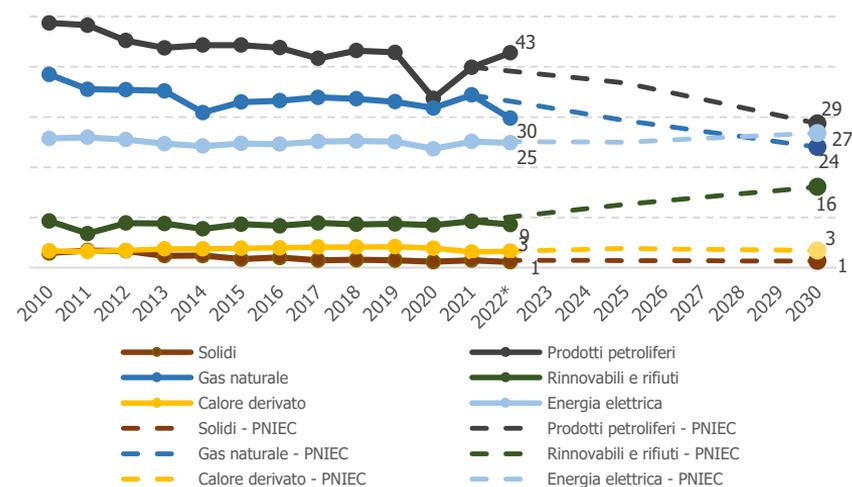
Con riferimento all'**energia primaria**, tra il 2010 e il 2022 i **consumi delle fonti fossili tradizionali (petrolio, gas, carbone/solidi) sono progressivamente diminuiti**; nel 2022, inoltre, i consumi stimati di gas e carbone si attestano su valori inferiori alle traiettorie PNIEC.

Con riferimento ai consumi finali, **le traiettorie PNIEC indicano che il contributo maggiore al 2030 sarà fornito dai prodotti petroliferi**, per i quali si osserva nel 2022 l'unico consumo maggiore rispetto alla traiettoria, a differenza degli altri prodotti energetici.

Consumi di energia primaria per fonte: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]



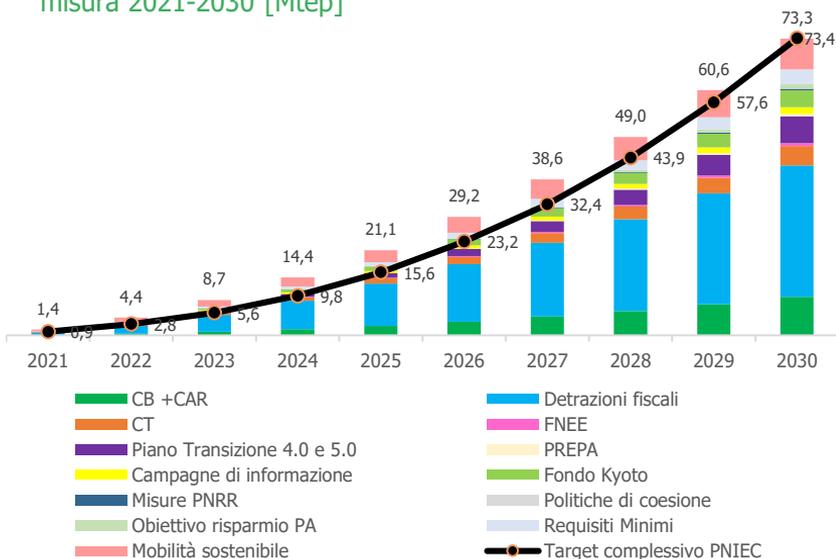
Consumi finali di energia per fonte: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]



Misure efficienza art. 8: risparmi per misura e trend

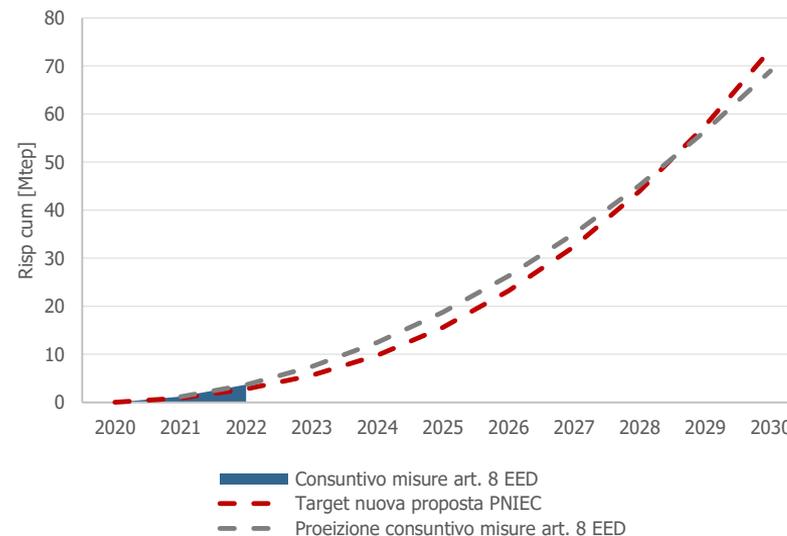
L'obiettivo al 2030, di cui all'art. 8 della revisione della Direttiva 27/2012/CE (EED), prevede il raggiungimento di un risparmio energetico cumulato da misure 2021-2030 pari a **73,4 Mtep** (consumi finali). I risparmi di energia finale riconducibili agli interventi di efficienza energetica promossi tramite le misure che concorrono al raggiungimento del target art.8 EED nel 2022 ammontano a 3,7 Mtep in termini cumulati*.

Target art. 8 EED e scenario PNIEC risparmi attesi cumulati per misura 2021-2030 [Mtep]



Ipotizzando negli anni a seguire un contributo di risparmi dei nuovi interventi incentivati pari alla media mobile biennale, e un mantenimento dei risparmi annui costante per la vita tecnica degli interventi, è possibile disegnare una proiezione del trend di risparmi cumulati attesi. Tale ipotetico trend ad oggi risulta in linea allo scenario di risparmi cumulati 2021-2030 da misure art.8 EED previsto dalla nuova proposta di PNIEC.

Totale misure art.8: traiettoria di risparmi PNIEC vs tendenziale

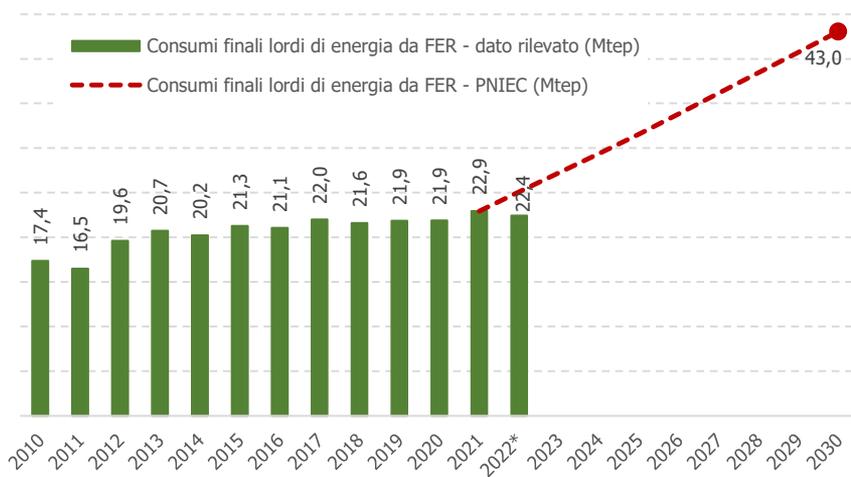


(* Nel 2022 sono consuntivate solo le misure rendicontate prima della predisposizione della nuova proposta di PNIEC; non sono quindi incluse le nuove misure che è previsto concorreranno al raggiungimento del target (misure PNRR, Obiettivi PA, F. Kyoto, Requisiti Minimi)

Fonti rinnovabili: consumi soddisfatti dalle FER

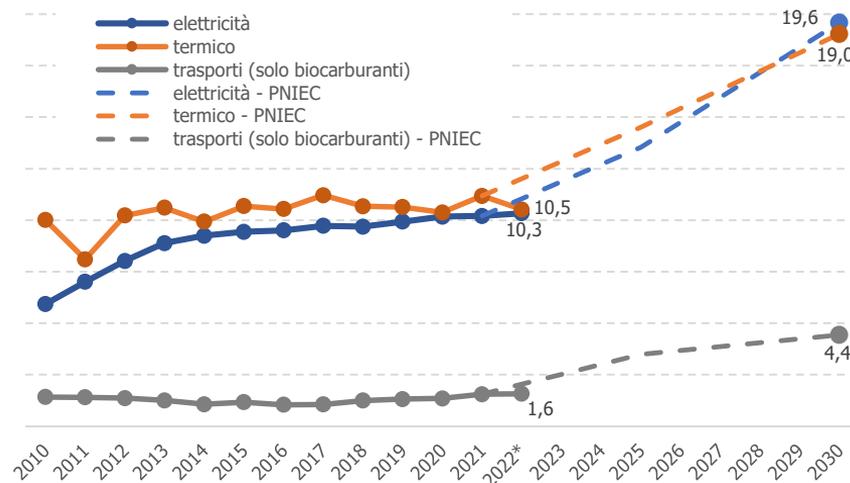
I **Consumi Finali Lordi (CFL) di energia da FER**, calcolati applicando i criteri UE ai fini del monitoraggio dei target UE sulle rinnovabili, nel **2021** sono stimati pari a **22,4 Mtep**, in lieve flessione rispetto al 2021 (-2%); lo scenario di policy PNIEC_2023 al 2030 è pari a 43 Mtep. Il **47%** dei CFL si concentra nel settore **termico**, il **46%** nel settore **elettrico**, il restante **7%** nel settore dei **trasporti**.

CFL complessivi di energia da FER: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]



Per le tre componenti settoriali del CFL da FER, il raggiungimento dei valori indicati nello scenario di policy PNIEC_2023 per il 2030 prevede sensibili ritmi di crescita: i consumi da FER nel settore elettrico dovranno passare da 10,3 Mtep a 19,6 Mtep, quelli nel settore termico da 10,5 Mtep a 19 Mtep, i biocarburanti per i trasporti da 1,6 Mtep a 4,4 Mtep.

CFL di energia da FER per settore: dati rilevati e traiettorie PNIEC [Mtep]



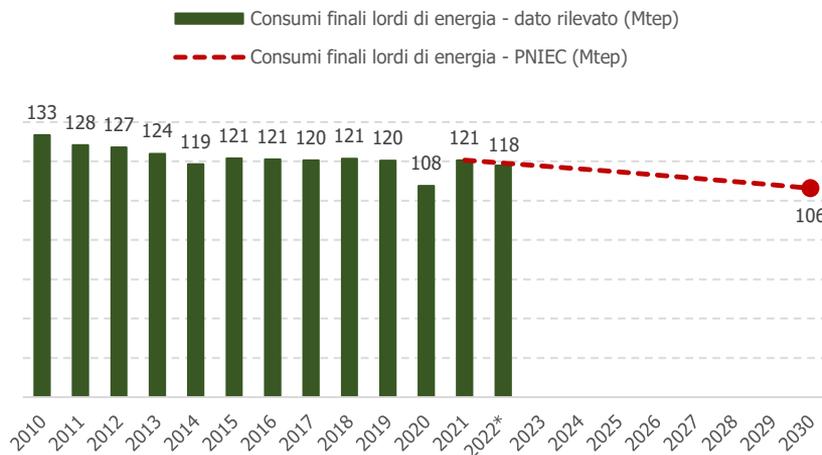
* Il dato 2022 è preliminare. Inoltre, i dati 2021 e 2022 sono rilevati con i criteri previsti dalla RED III, mentre fino al 2020 il monitoraggio dei consumi di FER seguiva la metodologia di calcolo fissata dalla direttiva 2009/28/CE (RED I).

Fonti rinnovabili: quota dei consumi soddisfatti dalle FER

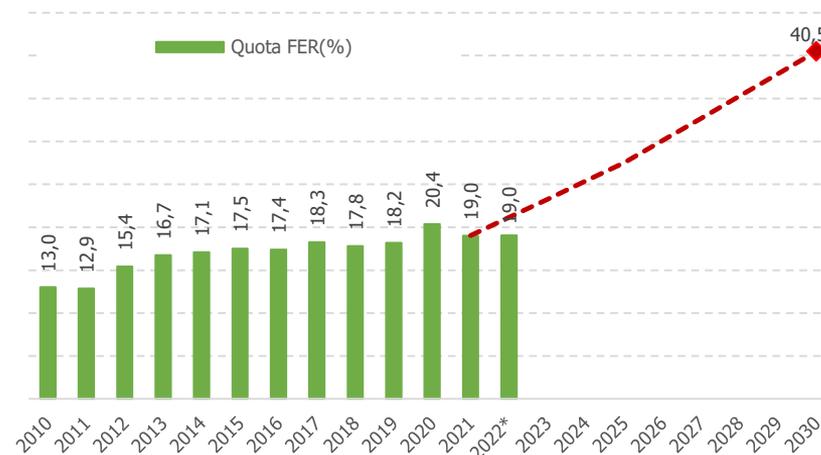
I **Consumi Finali Lordi complessivi di energia**, calcolati applicando i criteri UE ai fini del monitoraggio dei target UE sulle rinnovabili, nel **2022*** si stima siano stati pari a circa **118 Mtep**. Lo scenario di policy del PNIEC_2023 prevede che tale valore scenda a 12 Mtep nel 2030.

Rispetto al 2021 si rileva una flessione (-2% circa) in linea con quella stimata per i CFL da FER: ne consegue che la **quota stimata dei consumi complessivi coperta da FER** nel 2022* si attesti su livelli simili a quelli del 2021, ovvero **intorno al 19%**. Lo scenario di policy PNIEC-2023 per il 2030 indica un valore di 40,5%.

CFL complessivi di energia: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



Quota FER complessiva: dato rilevato e traiettoria PNIEC [%]



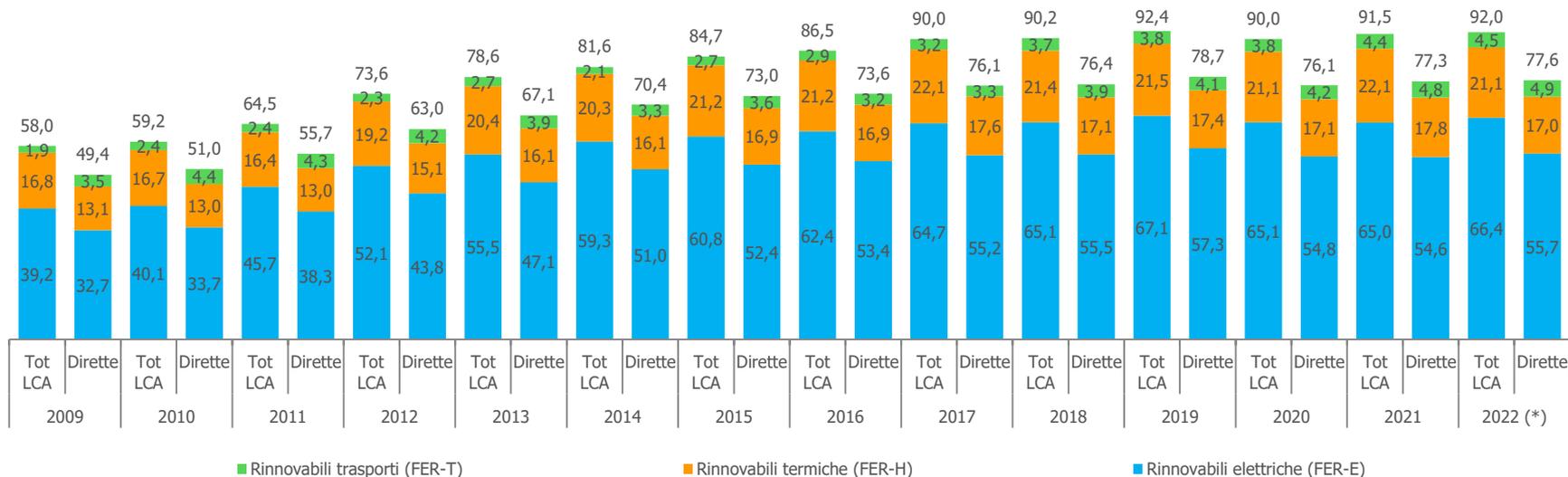
* Il dato 2022 è preliminare. Inoltre, i dati 2021 e 2022 sono rilevati con i criteri previsti dalla RED III, mentre fino al 2020 il monitoraggio dei consumi di FER seguiva la metodologia di calcolo fissata dalla direttiva 2009/28/CE (RED I).

Fonti rinnovabili: emissioni evitate

I consumi di energia da **fonti rinnovabili evitano l'impiego di fonti fossili** che altrimenti sarebbero state utilizzate per soddisfare una analoga quota di consumi. Con una apposita metodologia è possibile stimare le **emissioni virtualmente evitate** grazie all'utilizzo delle FER, riferendosi alla sola fase di esercizio degli impianti (**dirette**) oppure all'intero ciclo di vita (**LCA**) delle risorse. L'entità delle emissioni evitate dipende principalmente dalla quantità

di consumi soddisfatti da FER e dalla «qualità» del mix fossile sostituito (o del mix fossile marginale nel caso dell'elettricità). Considerando l'approccio **LCA**, si valuta si sia passati da 58 MtCO₂eq evitate nel 2009 a circa **92 MtCO₂eq** nel 2022. Considerando le sole emissioni **dirette** si è passati da 49 a **78 MtCO₂eq**. Il contributo principale afferisce al settore **elettrico (72%)** dove si osserva una maggiore penetrazione delle FER.

Emissioni CO₂ evitate (dirette, LCA) dalle rinnovabili per settore energetico 2009-2022 [MtCO₂eq]



Meccanismi gestiti dal GSE – progetti e incentivi

Al 2022, i meccanismi gestiti dal GSE supportano circa **1,3 milioni di progetti** (impianti a fonti rinnovabili, interventi di efficienza energetica, mobilità sostenibile).

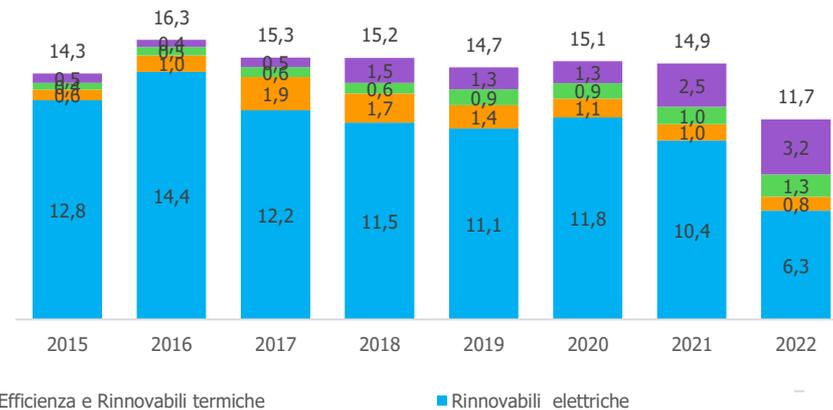
Nel 2022 si registrano circa **12 mld€** di **risorse** destinate alla **sostenibilità** mediante i **meccanismi** gestiti dal **GSE**.

Nel 2022 si è osservato il sensibile incremento del prezzo dell'energia elettrica, che ha comportato una netta **diminuzione degli oneri di incentivazione** calcolati per differenza rispetto al prezzo dell'energia. Si è inoltre osservato **l'aumento del prezzo medio della CO₂** (e dunque dei **ricavi dell'allocazione delle quote ETS**).

N° progetti supportati dai meccanismi gestiti dal GSE [migliaia]



Valore economico (costo di incentivazione, risorse destinate alla sostenibilità) dei meccanismi gestiti dal GSE [mld€]



Meccanismi gestiti dal GSE – benefici energetici e ambientali

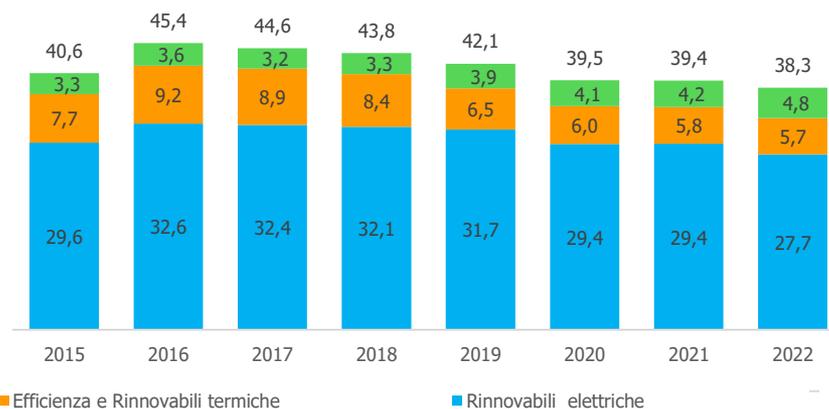
Nel 2022 si stima che i progetti sostenuti dagli incentivi gestiti dal GSE abbiano consentito di evitare l'emissione di **38 MtCO₂** e il consumo di **15 Mtep di energia fossile**, equivalenti ad un risparmio di **110 milioni di barili di petrolio nella bolletta energetica nazionale**. Circa **tre quarti** di questi benefici sono riconducibili al **settore elettrico** dove si concentra la maggior parte

delle risorse e dei meccanismi gestiti dal GSE. Negli ultimi anni questi contributi hanno subito una **lieve flessione**, riconducibile alla **riduzione dell'energia rinnovabile elettrica incentivata** (uscita dai sistemi di incentivazione) e alla diminuzione dei risparmi energetici incentivati nei meccanismi di efficienza energetica

Risparmi di energia primaria fossile imputabili ai progetti supportati dai meccanismi gestiti dal GSE [Mtep]



Emissioni gas serra evitate grazie ai progetti supportati dai meccanismi gestiti dal GSE [MtCO₂eq]



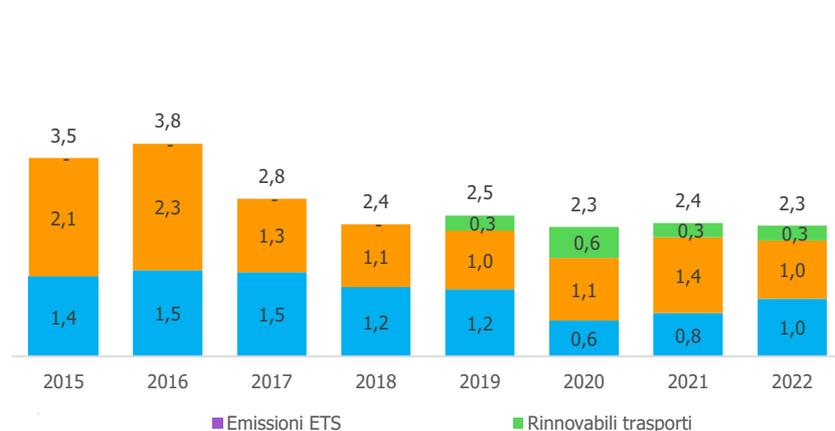
Meccanismi gestiti dal GSE – investimenti e occupazione

I progetti promossi dai meccanismi gestiti dal GSE hanno attivato **nuovi investimenti** per circa **2,3 mld€** nel 2022; ad essi sono correlabili circa 51 mila **unità di lavoro equivalenti** (ULA) temporanee e permanenti dirette e indirette, calcolate secondo la metodologia di monitoraggio adottata dal GSE.

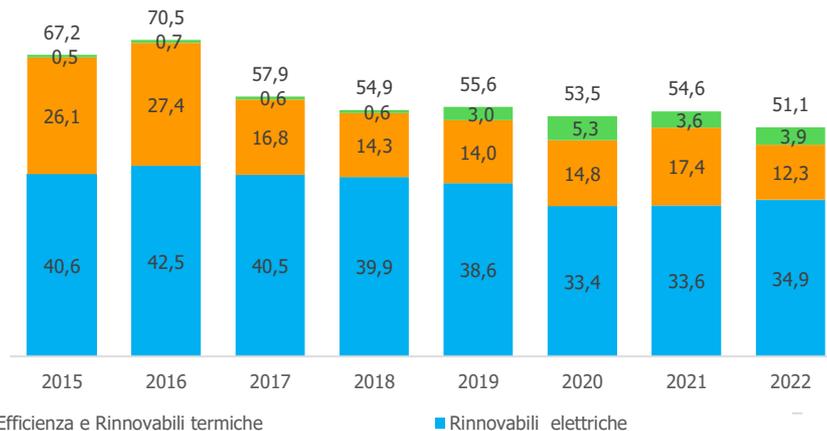
In termini di nuovi investimenti attivati annualmente, nel 2022 si registra un incremento del settore elettrico, legato all'accelerazione

delle installazioni, specialmente fotovoltaiche, supportate da RID e SSP, per 1,0 mld€. Si stimano al contempo investimenti di pari entità nel settore dell'efficienza energetica (ove tramite il Conto Termico, ad esempio, sono stati attivati numerosi piccoli investimenti per la riqualificazione degli edifici).

Investimenti attivati dai nuovi progetti supportati dai meccanismi gestiti dal GSE [mld€]



Occupati temporanei e permanenti correlati ai progetti supportati dai meccanismi gestiti dal GSE [migliaia di ULA dirette e indirette]



RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO

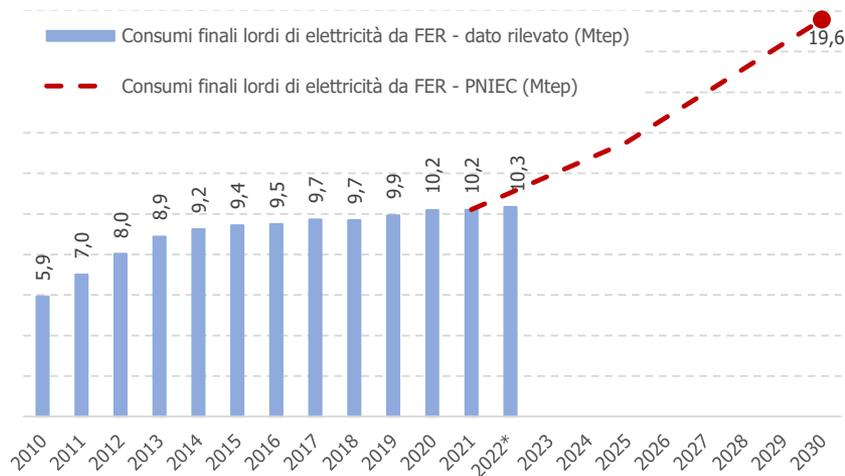
Fonti rinnovabili nel settore elettrico: dati di monitoraggio

Nel 2022 i **Consumi Finali Lordi** stimati di elettricità da FER - che, ai sensi delle direttive UE, corrispondono alla produzione lorda da FER - **umentano** leggermente rispetto all'anno precedente (+1,3%), attestandosi a **10,3 Mtep**.

Il valore da raggiungere al 2030 secondo lo scenario PNIEC_2023 è pari a **19,6 Mtep**.

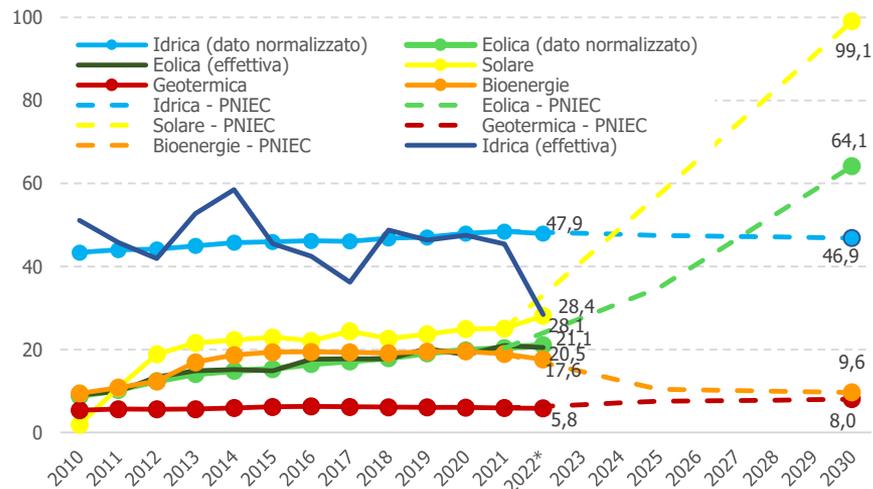
I valori di scenario più elevati per il 2030 sono attribuiti dal PNIEC alla fonte solare e a quella eolica.

CFL di energia elettrica da FER: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



* Il dato 2022 è preliminare.

Produzione elettrica da FER per fonte: dato rilevato e traiettoria PNIEC [TWh]

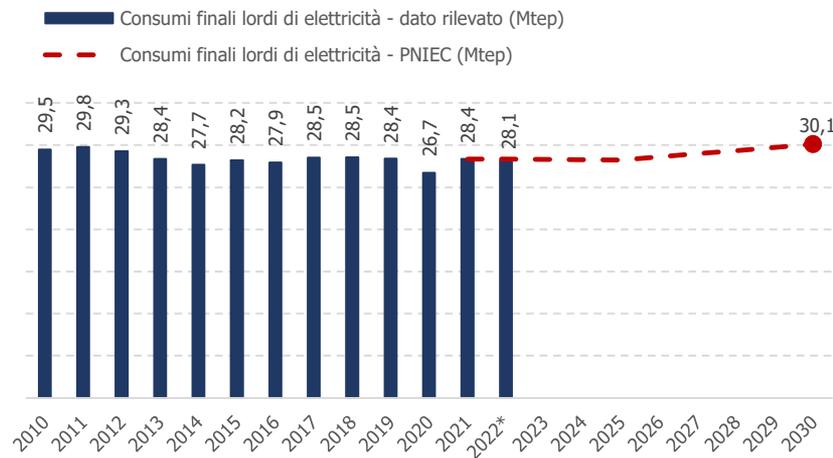


Fonti rinnovabili nel settore elettrico: dati di monitoraggio

I **consumi finali lordi di energia elettrica**, calcolati applicando i criteri fissati dalle direttive RED I e RED II ai fini del monitoraggio dei target UE sulle rinnovabili, nel **2022** sono pari a **28,1 Mtep**. Secondo lo scenario PNIEC_2023, tale valore potrà raggiungere e 30,1 Mtep entro il 2030, in virtù dell'elettificazione dei consumi.

Nel 2022, rispetto al 2021, si rileva una leggera contrazione (-0,8%) dei consumi elettrici complessivi; tale fenomeno, unitamente al leggero aumento della produzione da rinnovabili, porta la **quota FER nel settore elettrico ad aumentare lievemente nel 2022** (da 36,0% a 37,1%). Il valore inserito nello scenario di policy PNIEC_2023 per il 2030 è pari al 65%.

Consumi totali di energia elettrica: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



Quota FER nel settore elettrico: dato rilevato e traiettoria PNIEC (%)



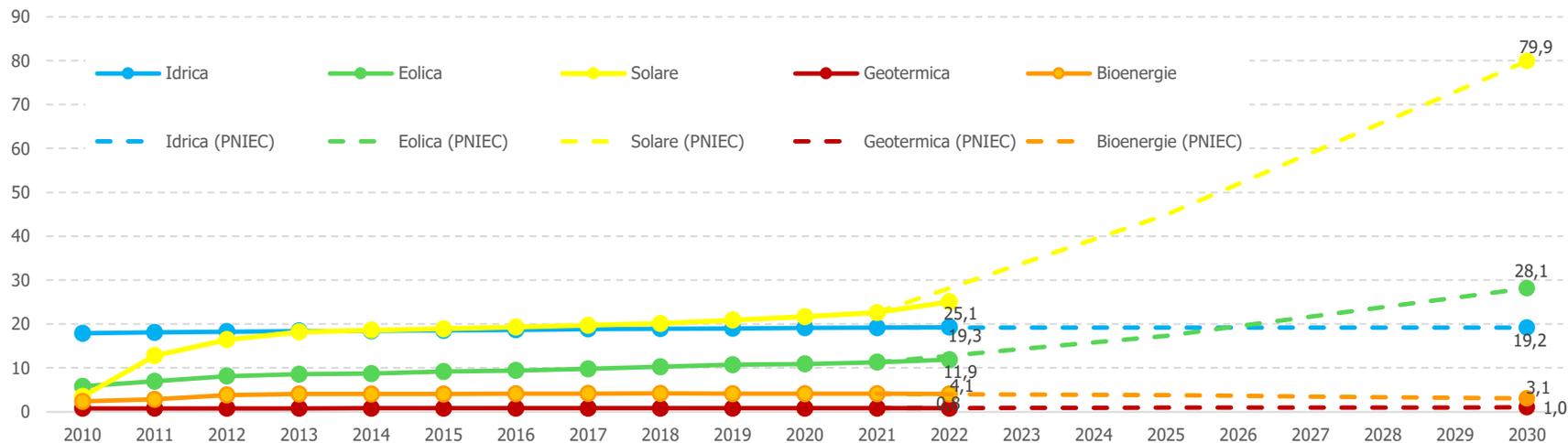
* Il dato 2022 è preliminare.

Potenza degli impianti FER nel settore elettrico

A fine **2022** risultano installati in Italia circa **61 GW** di impianti FER nel settore elettrico; la fonte **solare** concentra la maggiore potenza efficiente lorda (**25 GW**), seguita dalle fonti **idraulica (19 GW)** ed **eolica (12 GW)**.

Lo scenario di policy PNIEC_2023 indica che la fonte **eolica** e la fonte **solare** dovranno raggiungere entro il **2030**, rispettivamente, i valori di circa **28 GW** e circa **80 GW**. Per le altre fonti, invece, lo scenario PNIEC si attesta su valori non distanti da quelli attuali.

Potenza degli impianti FER in esercizio a fine anno nel settore elettrico: dato rilevato e traiettoria PNIEC (GW)

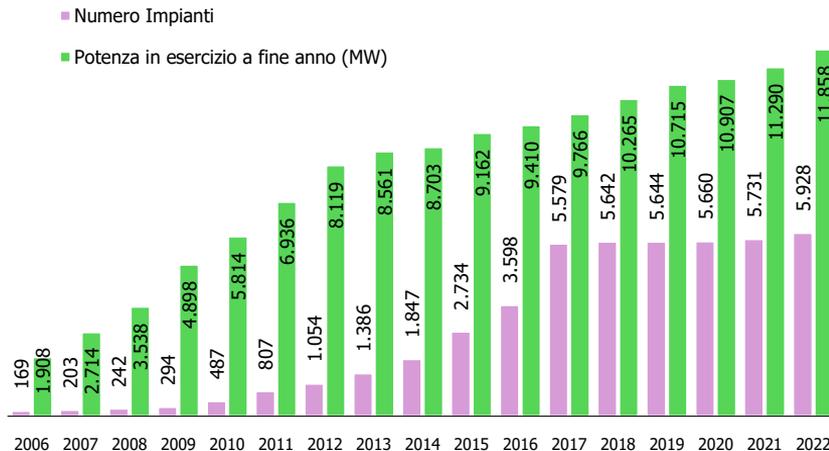


Potenza e produzione degli impianti eolici

A fine **2022 il numero degli impianti eolici** installati in Italia è poco inferiore alle **6.000 unità**, per una **potenza complessiva di circa 11,9 GW**. Si osserva una crescita sostenuta della numerosità degli impianti tra il 2016 e il 2017, generata principalmente dalla forte espansione del micro-eolico, cui è seguita una fase di stabilizzazione.

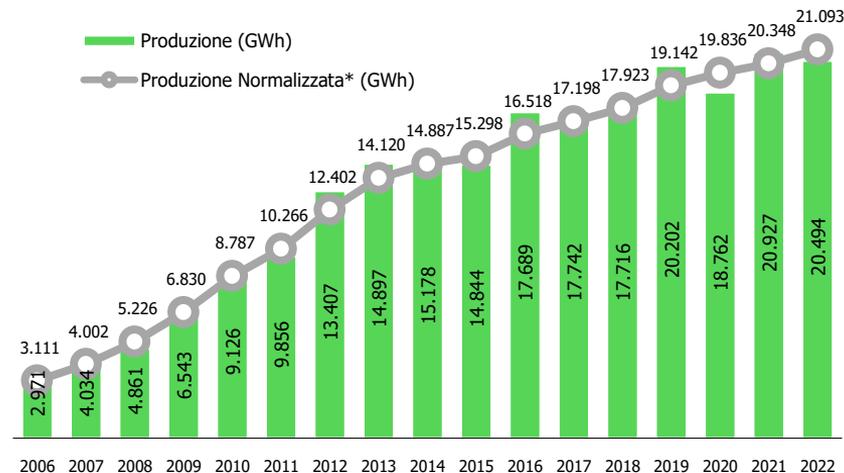
Nel 2022 la produzione di energia eolica è pari a **20,5 TWh**; la **lieve diminuzione** rispetto al dato dell'anno precedente (**-2%**) è legata principalmente a peggiori condizioni di ventosità. La produzione normalizzata, calcolata ai fini del monitoraggio della quota FER sui consumi complessivi, si attesta poco sopra 21 TWh.

Numero e potenza degli impianti eolici



Fonte: TERNA

Produzione annua degli impianti eolici*



Fonte: TERNA, GSE

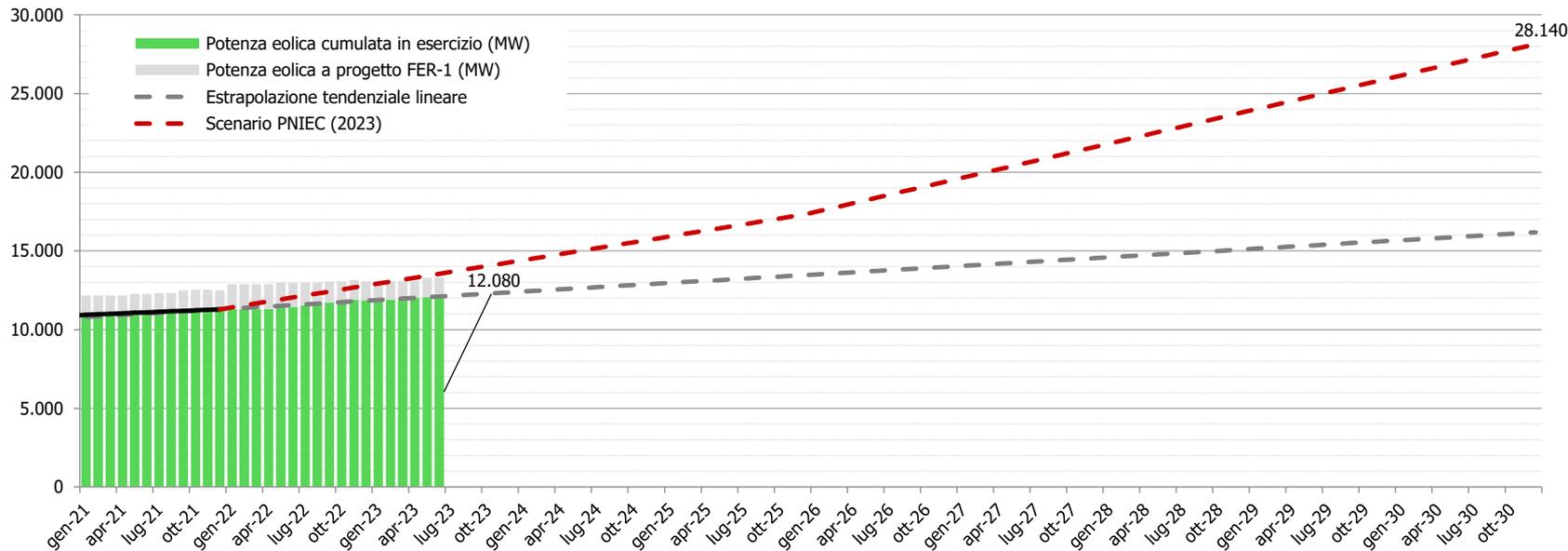
* Il dato 2022 è preliminare.

Eolico: evoluzione storica e confronto con traiettoria PNIEC

L'evoluzione della **capacità eolica in esercizio** può essere messa in relazione con una traiettoria indicativa coerente con lo **scenario evolutivo ipotizzato nella proposta di PNIEC_2023**, che prevede il raggiungimento del target di circa 28,1 GW al 2030 (di cui 2,1 GW offshore)*.

Il confronto mostra una evoluzione attuale della capacità installata inferiore alla traiettoria PNIEC di circa 1,5 GW a giugno 2023. La differenza tra le due traiettorie è parzialmente compensata dalla nuova capacità eolica in posizione utile nelle graduatorie del DM FER-1 non ancora entrata in esercizio (circa 1,2 GW).

Evoluzione potenza eolica cumulata e confronto con obiettivo PNIEC [MW]



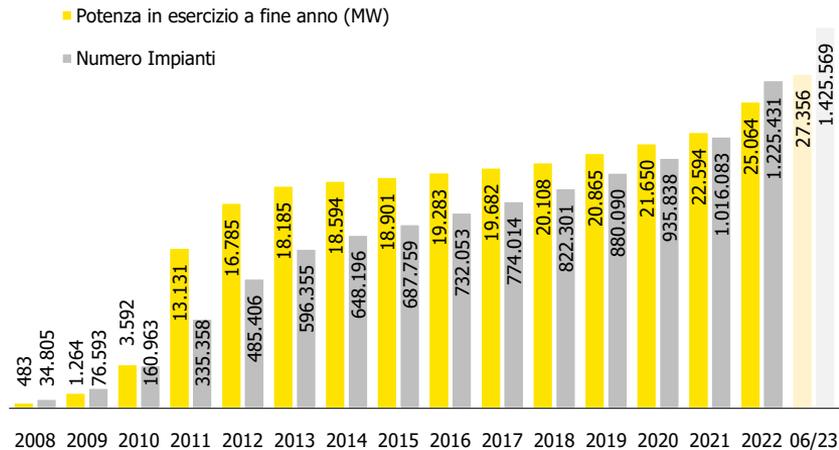
* In termini di potenza eolica installata, lo scenario PNIEC (2023) prefigura una capacità di 17,3 GW al 2025 e un obiettivo di 28,1 GW al 2030, di cui 2,1 GW offshore

Potenza e produzione degli impianti fotovoltaici

Nel **primo semestre 2023** è proseguito il **trend di crescita sostenuta del comparto fotovoltaico**, già osservato nel corso del 2022. Al 30 giugno risultano in esercizio in Italia circa **1.426.000 impianti** (+16,3% rispetto alla fine del 2022), per una potenza complessiva di **27,4 GW** (quasi 2,3 GW incrementali rispetto alla fine del 2022, per una variazione pari a +9,1%).

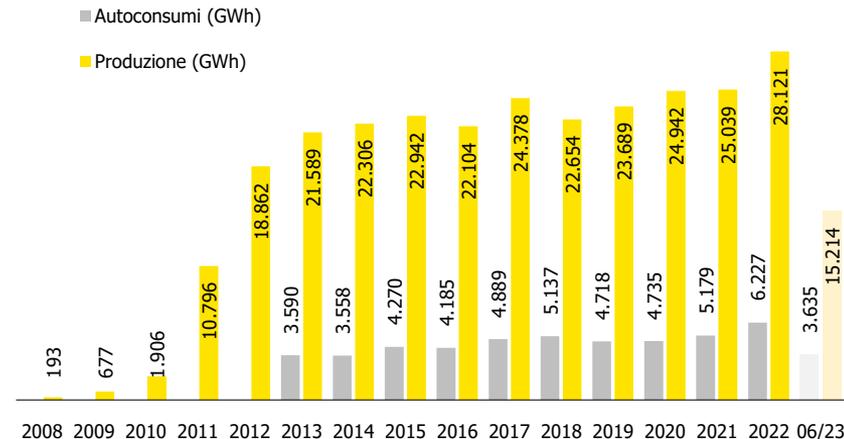
La **produzione** lorda del primo semestre 2023, pari a **15.214 GWh**, è aumentata del 3,4% rispetto allo stesso periodo del 2022. Nel primo semestre 2023 gli **autoconsumi** ammontano complessivamente a **3.635 GWh**, pari al 24,3% della produzione netta di tutti gli impianti fotovoltaici e al 48,1% della produzione netta dei soli impianti che autoconsumano. La variazione rispetto allo stesso semestre dell'anno precedente è pari a **+12,2%**.

Numero e potenza degli impianti fotovoltaici



Fonte: TERNA, GSE

Produzione annua e autoconsumi degli impianti fotovoltaici



Fonte: TERNA, GSE

Evoluzione della potenza degli impianti fotovoltaici per trimestre

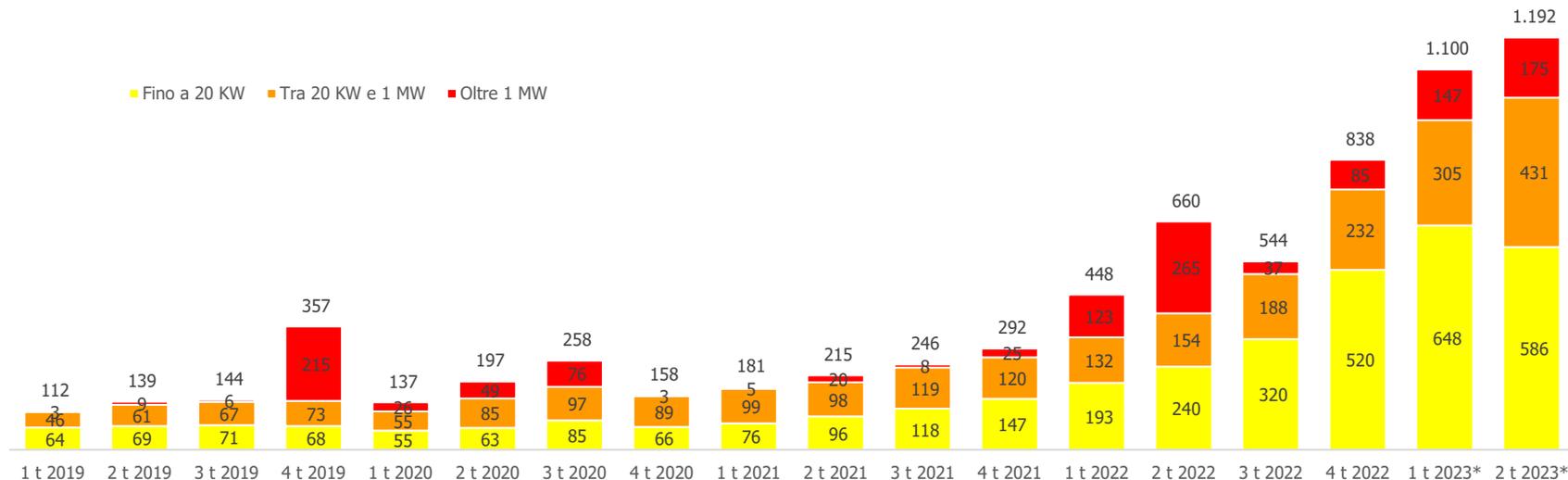
Si osserva in Italia una sensibile **accelerazione delle installazioni** di impianti fotovoltaici, avviata a inizio 2022 e proseguita, su ritmi ancora più sostenuti, anche nei primi 6 mesi del 2023.

La crescita è maggiore per gli **impianti di piccola taglia** (<20 kW), verosimilmente – oltretutto – per la maggior convenienza che emerge in una situazione di prezzi alti dell'energia elettrica – in virtù

degli interventi normativi e fiscali introdotti nel biennio 2021-2022 (quali il Superbonus 110%).

Si rilevano anche **segnali di ripresa tra le installazioni di impianti di grandi dimensioni**, collocati principalmente a terra, che segue una fase di andamento discontinuo.

Potenza degli impianti fotovoltaici installata per trimestre e per taglia [MW]

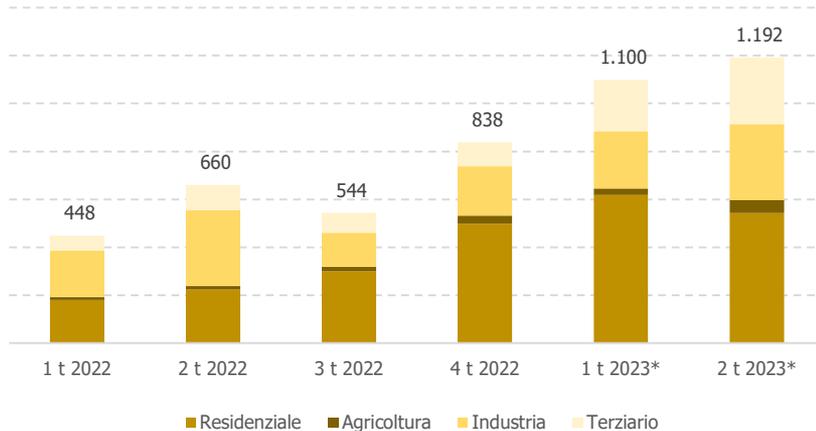


Potenza e produzione degli impianti fotovoltaici nel 2022

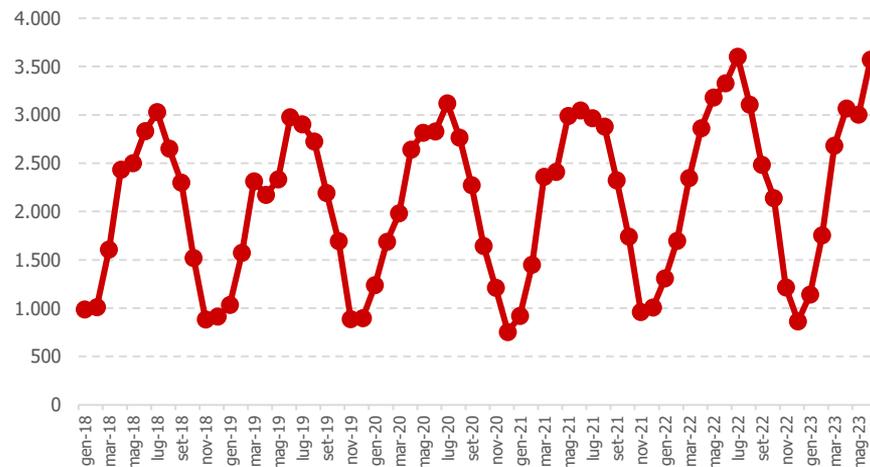
La notevole **crescita** recente della **potenza fotovoltaica** installata in Italia interessa **tutti i settori**, tra cui in primis quello residenziale. Come conseguenza della dinamica positiva recente delle installazioni, anche la **produzione** di energia, il cui andamento è strettamente

correlato alle condizioni di irraggiamento, **nel 2022 mostra valori più elevati rispetto agli anni precedenti**, per la maggior parte dei mesi dell'anno.

Potenza degli impianti fotovoltaici installata nel trimestre per settore [MW]



Produzione lorda degli impianti fotovoltaici per mese [GWh]

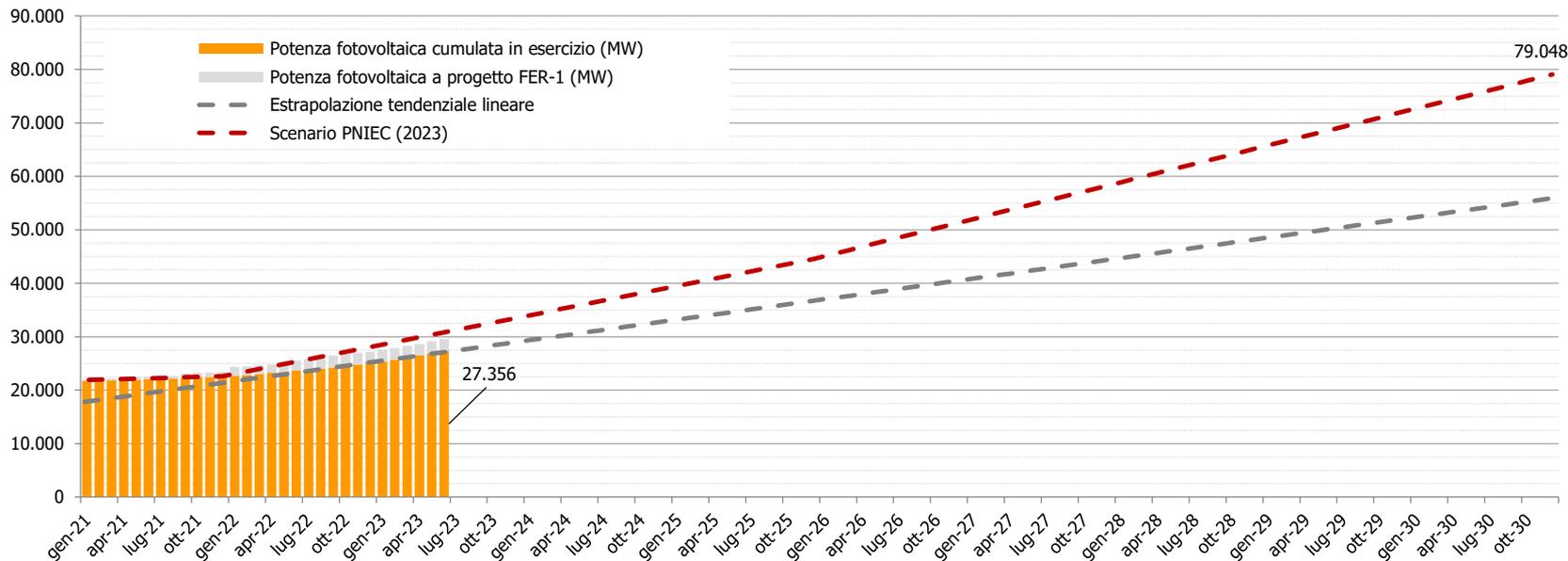


FV: evoluzione storica e confronto con traiettoria PNIEC

L'evoluzione della **capacità fotovoltaica in esercizio** può essere messa in relazione con una traiettoria indicativa coerente con lo **scenario evolutivo ipotizzato nel PNIEC_2023**, che prevede il raggiungimento del target di circa 79 GW al 2030*.

Il confronto mostra, in termini di potenza, un andamento inferiore rispetto alla traiettoria PNIEC di circa 3,5 GW a giugno 2023. Si noti tuttavia che negli ultimi mesi si è osservata una forte accelerazione.

Evoluzione potenza fotovoltaica cumulata e confronto con obiettivo PNIEC [MW]



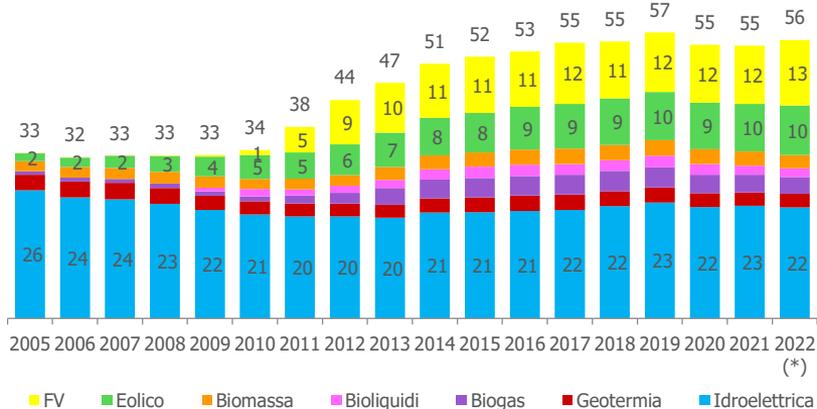
* In termini di potenza fotovoltaica installata, lo scenario PNIEC 2023 prefigura una capacità FV di 44,5 GW al 2025 e un obiettivo di 79,0 GW al 2030

Emissioni evitate grazie alle rinnovabili elettriche

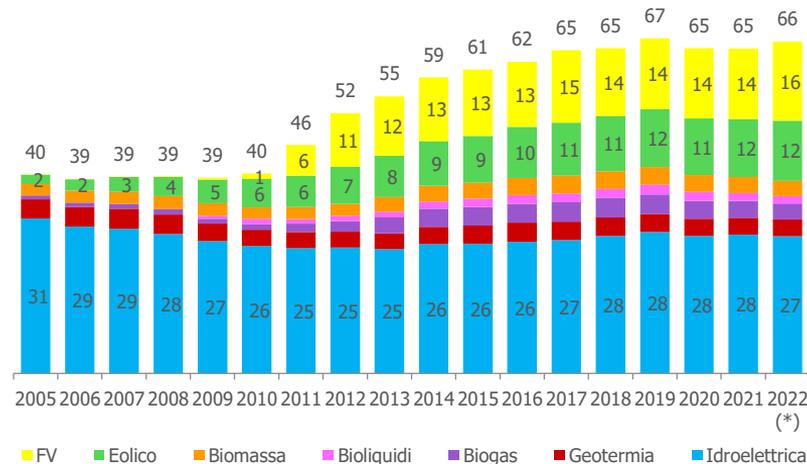
Lo sviluppo delle FER sta contribuendo ad una progressiva decarbonizzazione del settore elettrico. Nel 2022 si calcola che la **produzione elettrica da FER** abbia evitato **56 MtCO₂eq** di emissioni di gas serra, che ammontano a **66 MtCO₂eq** se si considera l'intero **ciclo di vita** (incluso anche le emissioni upstream dei combustibili).

Circa un **40%** di queste **emissioni evitate** è **legato** agli sviluppi promossi nell'ultimo decennio attraverso importanti **misure di incentivazione**, mentre il resto si riferisce a impianti rinnovabili più storicizzati (idroelettrici, geotermia e in parte biomasse). Il **maggior contributo** in termini di emissioni evitate è dato da **idroelettrico, solare ed eolico**.

Emissioni CO₂ evitate dirette dalle rinnovabili nel settore elettrico 2005-2022 [MtCO₂eq]



Emissioni CO₂ evitate (LCA) dalle rinnovabili nel settore elettrico 2005-2022 [MtCO₂eq]

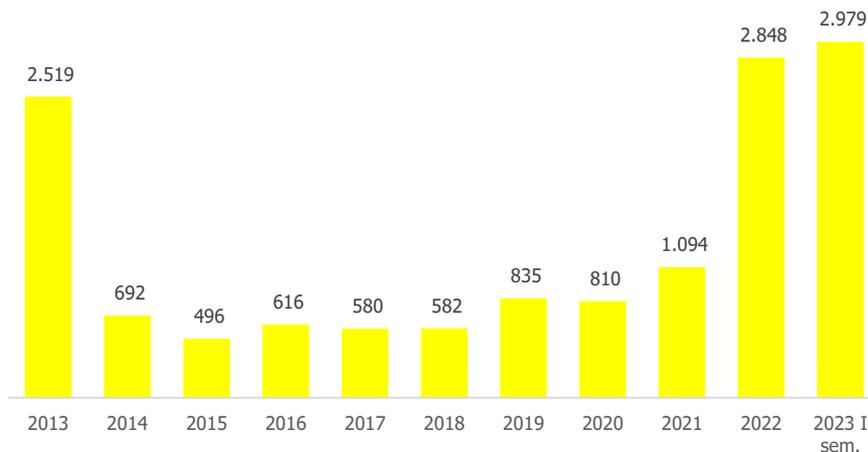


Andamento degli investimenti nei settori eolico e FV

Dopo un periodo di sostanziale stabilità, gli **investimenti nel settore fotovoltaico** sono **cresciuti** da poco più di **1 mld€ nel 2021 a oltre 2,8 mld€ nel 2022**. Nei primi **sei mesi del 2023** si stima che gli investimenti in tale settore sfiorino già i **3 mld€**.

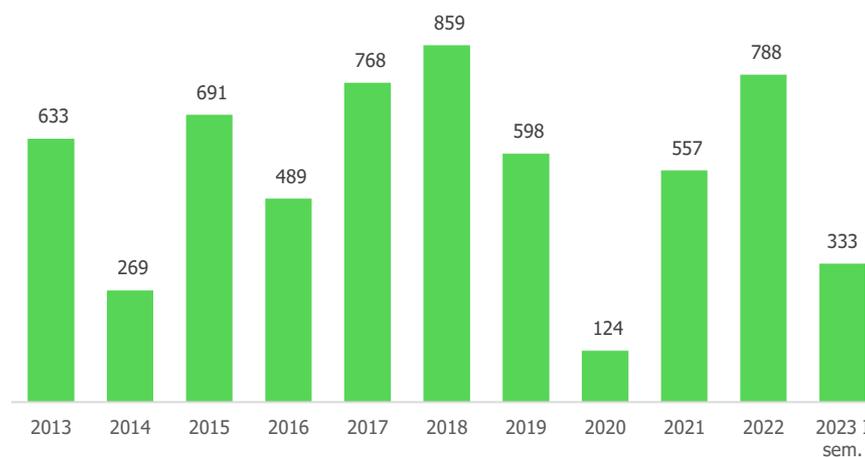
Gli **investimenti nel settore eolico** mostrano un andamento maggiormente oscillante con valori assoluti dal 2020 **inferiori al fotovoltaico**, sino ai circa **330 mln€ stimati** nel primo semestre 2023.

Evoluzione degli investimenti nel settore fotovoltaico nel periodo 2013 – I sem. 2023* [mln€]



Fonte: GSE, TERNA

Evoluzione degli investimenti nel settore eolico nel periodo 2013 – I sem. 2023* [mln€]

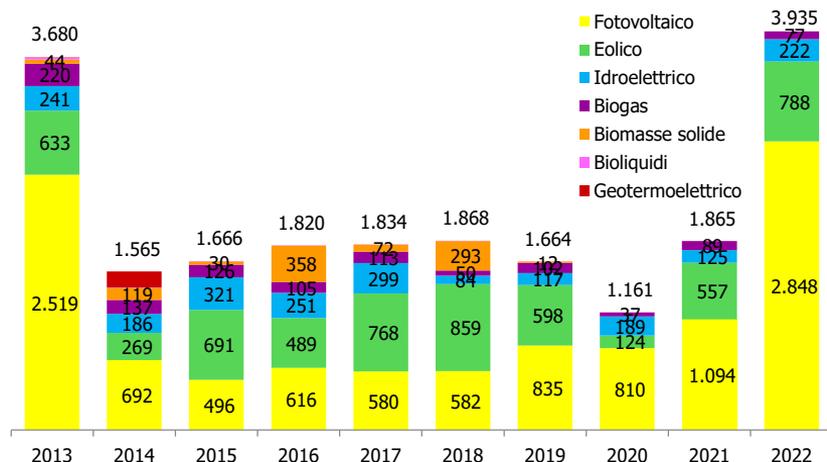


*stime preliminari

Ricadute economiche e occupazionali delle FER Elettriche

Con metodologia **Input/Output**, il GSE monitora le **ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle FER** in Italia. Ad eccezione del 2013, in cui il fotovoltaico è stato in parte trainato dal Conto Energia, **dal 2014 al 2019** gli investimenti, in primis in **eolico e fotovoltaico**, si sono mantenuti intorno a **1,7 mld€ l'anno**.

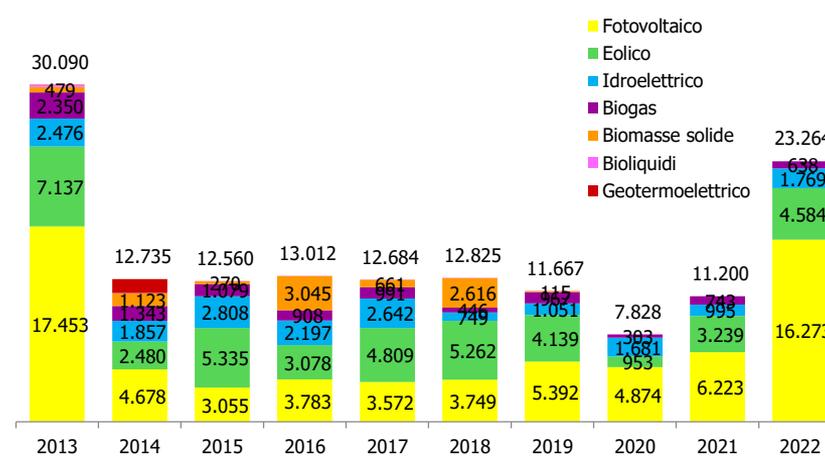
Stima degli investimenti in rinnovabili nel settore elettrico nel periodo 2013 – 2022 [mln€]



Fonte: GSE, TERNA

Dopo la **battuta d'arresto del 2020** per la pandemia e la ripresa nel 2021, nel **2022** si stimano investimenti per oltre **3,9 mld€**. Le **ricadute occupazionali temporanee** dirette e indirette (legate alla costruzione e installazione di nuovi impianti) nel **2022** si stimano a oltre **23 mila ULA** che indicano la **quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno**.

Stima delle Unità di Lavoro [ULA] temporanee nel settore della produzione di energia elettrica da FER dal 2013 al 2022

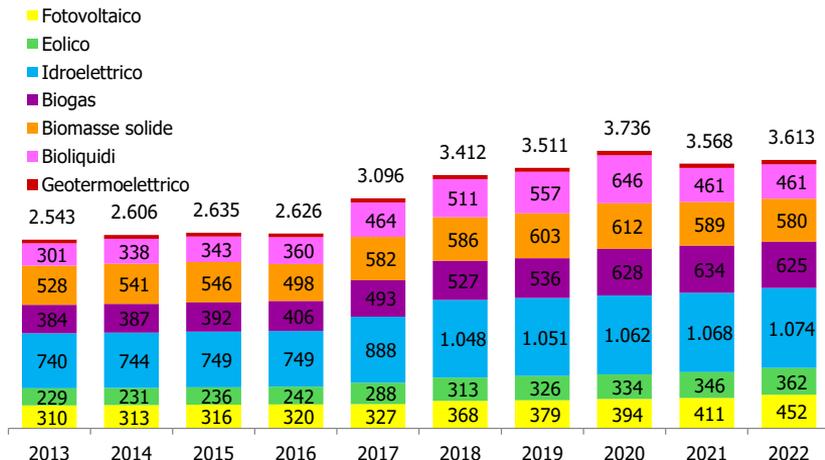


Ricadute economiche e occupazionali delle FER Elettriche

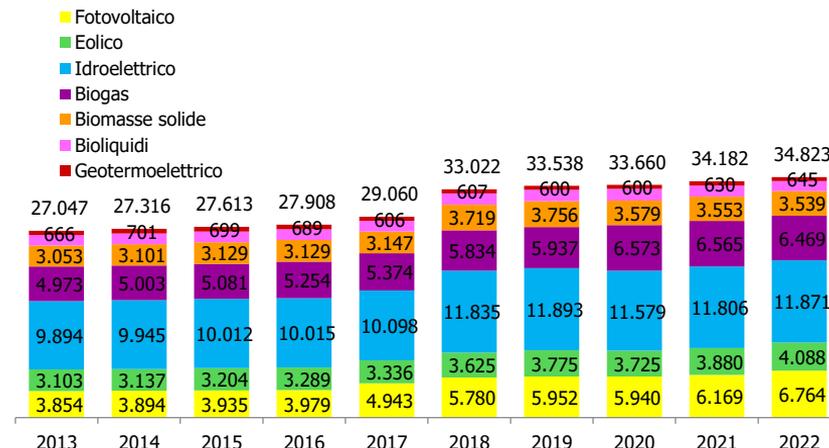
Le spese di **O&M** relative agli impianti FER-E sono cresciute da circa **2,5 mld€** nel **2013** a oltre **3,6 mld€** nel **2022**, per l'entrata in esercizio di nuovi impianti che hanno gradualmente incrementato lo stock esistente. In termini di creazione di nuovo **Valore Aggiunto** per l'economia nazionale, si stima che le FER elettriche nel **2022** contribuiscano per oltre **3,9 mld€**.

Considerando il periodo monitorato (2013-2022), il contributo complessivo stimato è pari a circa 30 mld€. Gli occupati permanenti diretti e indiretti (legati alla gestione e manutenzione degli impianti esistenti), nel **2022**, si stimano pari a circa **35 mila ULA** permanenti.

Stima delle spese O&M in rinnovabili nel settore elettrico nel periodo 2013 – 2022 [mln€]



Stima delle Unità di Lavoro [ULA] permanenti nel settore della produzione di energia elettrica da FER dal 2013 al 2022



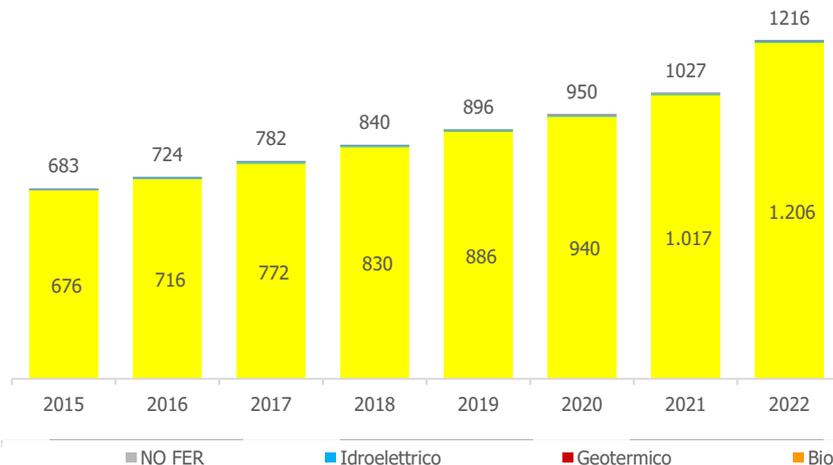
FER-E: impianti supportati con i meccanismi gestiti dal GSE

Nel settore **elettrico** il GSE nel 2022 ha gestito **quasi 1,8 milioni di convenzioni** con soggetti privati e pubblici.

Queste convenzioni supportano l'esercizio di circa **1,2 milioni di impianti** rinnovabili, per una potenza complessiva di circa **40 GW**. Negli ultimi anni il **numero** di impianti rinnovabili incentivati dal GSE

crece principalmente per effetto dei nuovi **piccoli** impianti **FV** supportati mediante **RID e SSP**. Anche in potenza si osserva una crescita, sia pure meno marcata, data la ridotta taglia media delle nuove installazioni supportate.

N° impianti rinnovabili supportati dai meccanismi gestiti dal GSE nel settore elettrico [mln]



Potenza impianti rinnovabili supportati dai meccanismi gestiti dal GSE nel settore elettrico [GW]

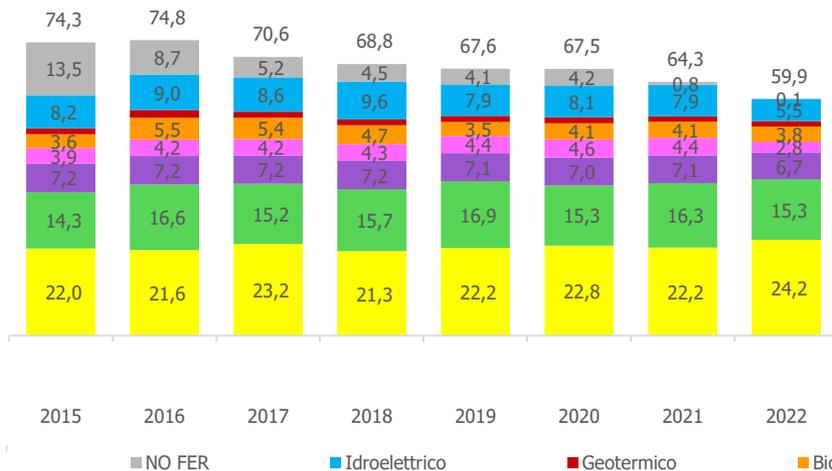


FER-E: energia incentivata e incentivi erogati dal GSE

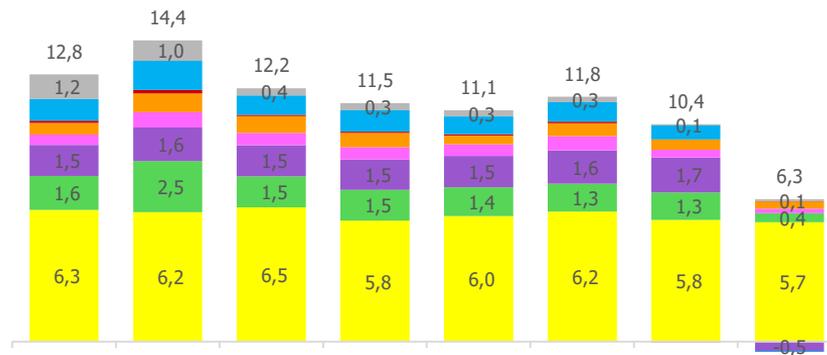
Nel 2022 gli impianti incentivati dal GSE hanno prodotto circa 67 TWh di energia elettrica, di cui 65 TWh rinnovabili. **L'energia rinnovabile incentivata** di tali impianti ammonta a **60 TWh**. La diminuzione rispetto al 2021 è ascrivibile principalmente **al calo della produzione idroelettrica** e a bioliquidi, cui si aggiunge la **scadenza** delle convenzioni dei sistemi di incentivazione più datati.

L'onere complessivo degli **incentivi** per la generazione elettrica ammonta a **6,3 mld€ nel 2022***, in forte riduzione rispetto al 2021, principalmente per via degli elevati prezzi dell'energia nel mercato elettrico, che ha comportato un forte aumento dei ricavi da **vendita dell'elettricità** (da 2,9 mld€ del 2021 a 7,0 mld€)

Energia rinnovabile incentivata con i meccanismi gestiti dal GSE nel settore elettrico [GWh]



Onere di incentivazione correlato ai meccanismi gestiti dal GSE nel settore elettrico [mld€]*



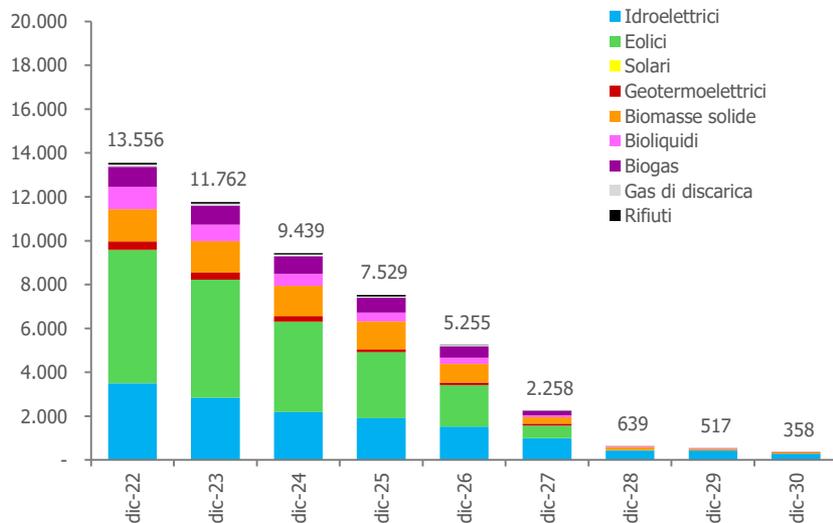
* Onere al netto dell'impegno potenziale delle eccedenze SSP

Scadenza degli impianti IAFR incentivati

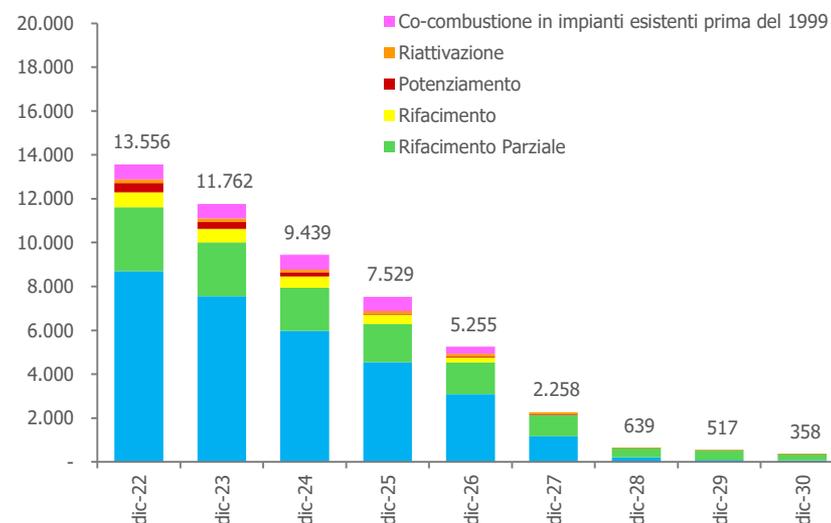
Considerando l'orizzonte temporale al 2030, la stragrande maggioranza delle uscite dal periodo di incentivazione riguarda gli impianti che furono qualificati «IAFR» per l'accesso ai meccanismi dei **Certificati Verdi** (oggi GRIN) e delle **Tariffe Onnicomprensive** (TO).

Dal **2022 al 2028** si osserva una progressiva riduzione della potenza incentivata, con circa **13 GW** di impianti in scadenza, di cui **6 GW di eolico e 3 GW di idroelettrico**. Gran parte della potenza in scadenza (8,7 GW) è riferita a nuove costruzioni, seguite da rifacimenti parziali (2,9 GW).

Evoluzione potenza incentivata IAFR per fonte [MW]



Evoluzione potenza incentivata IAFR per categoria [MW]



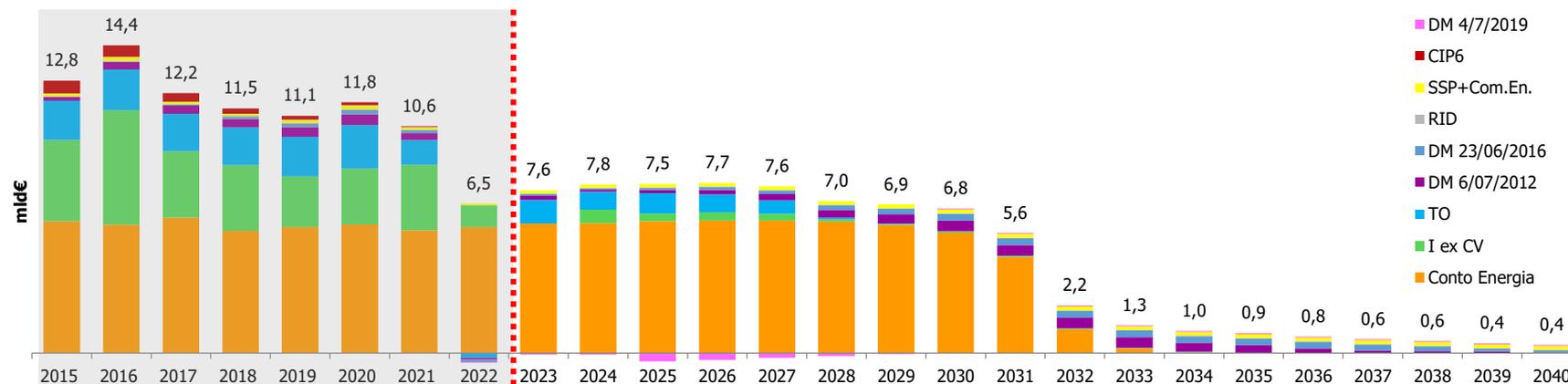
Scenario di riferimento oneri di incentivazione FER

Scenario evolutivo dell'onere A_{SOS}^* per determinate ipotesi:

- **normativa incentivante in vigore**
- **scadenza incentivazione** impianti in esercizio e rimodulazioni
- **prezzo dell'energia**** progressivamente decrescente verso 70 €/MWh (prezzo al 2030 dello scenario PNIEC_2019)
- progressivo **ingresso di impianti a progetto** (DM 4/7/2019)
- impianti FV favoriti da altri meccanismi (SSP, AC/CER, etc.)

Lo scenario mostra, dopo la forte **diminuzione del fabbisogno A_{SOS} nel 2022** per effetto dell'impennata del prezzo dell'energia, un andamento del fabbisogno che non cresce molto fino al 2030, in quanto la risalita del prezzo dell'energia e l'ingresso di nuovi impianti, incentivati con i meccanismi esistenti, appaiono poter essere abbastanza controbilanciati dalle scadenze degli incentivi più datati e onerosi (GRIN e TO).

Scenario fabbisogno A_{SOS} per meccanismo [mld€]*



* La serie storica del fabbisogno A_{SOS} è ricalcolata sulla base dei consuntivi di incentivazione degli anni 2015-2021 aggiornati al 2022.

** L'incentivo ex CV (GRIN), a differenza di altri incentivi calcolati per differenza, dipende dal prezzo dell'energia dell'anno precedente (per esempio l'incentivo GRIN 2023 dipende dal prezzo dell'energia 2022)

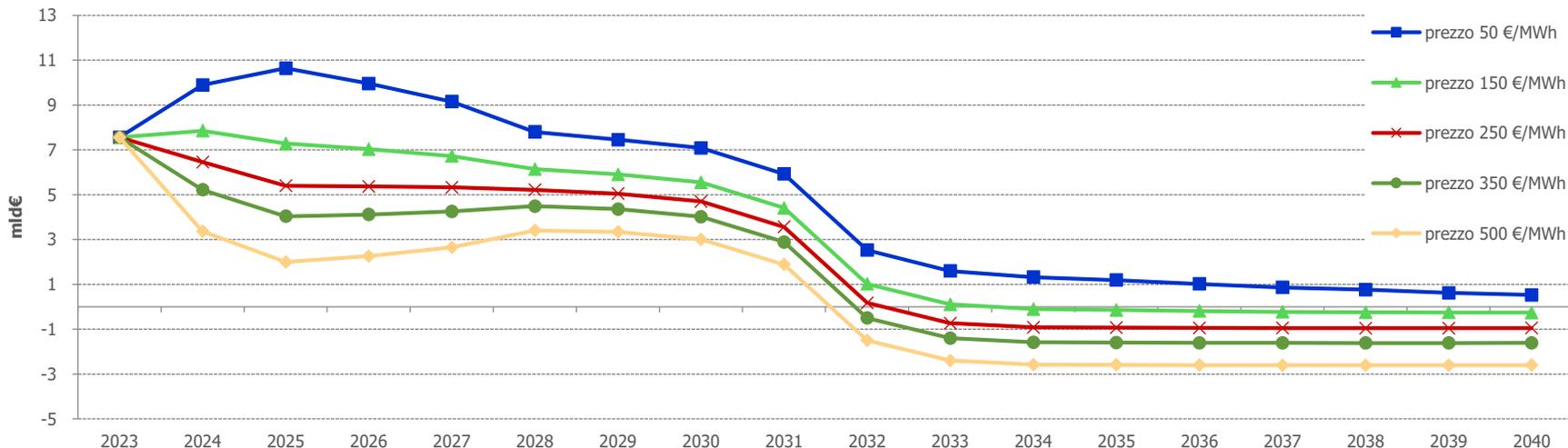
Sensibilità oneri al variare del prezzo elettricità

Data l'elevata incertezza sull'andamento del prezzo dell'energia elettrica, specialmente nel medio-lungo termine, è opportuno effettuare **sensibilità del fabbisogno A_{505} al variare del prezzo dell'elettricità** dal 2024 in poi, in un ampio range di valori*.

I diversi meccanismi incentivanti vigenti dipendono dal prezzo dell'energia in modo diverso: per le **tariffe onnicomprensive** e i **contratti per differenza**, l'**onere diminuisce** linearmente

all'**aumentare del prezzo** dell'energia, sino a diventare negativo nei casi in cui è prevista una tariffa onnicomprensiva o un incentivo per differenza a due vie; nel caso del GRIN (ex CV) si ha una dipendenza lineare, ma con il prezzo dell'energia dell'anno precedente; infine, al **Conto Energia fotovoltaico** corrisponde un onere **quasi interamente indipendente dal prezzo dell'energia**.

Scenari del fabbisogno A_{505} al variare del prezzo dell'energia, a regolazione vigente [mld€]*



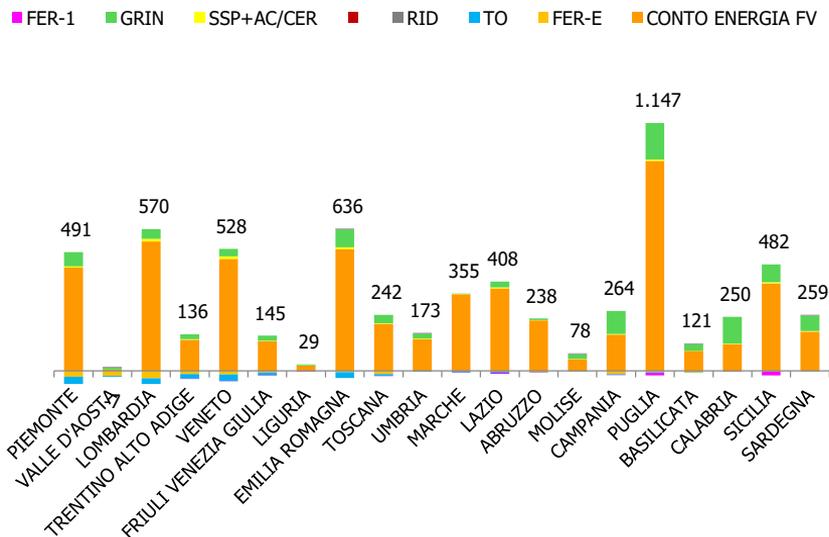
* Per il 2023 si è considerato un prezzo dell'energia di circa 128 €/MWh, sulla base del PUN a consuntivo aggiornato a settembre 2023

Ripartizione regionale dell'onere di incentivazione 2022

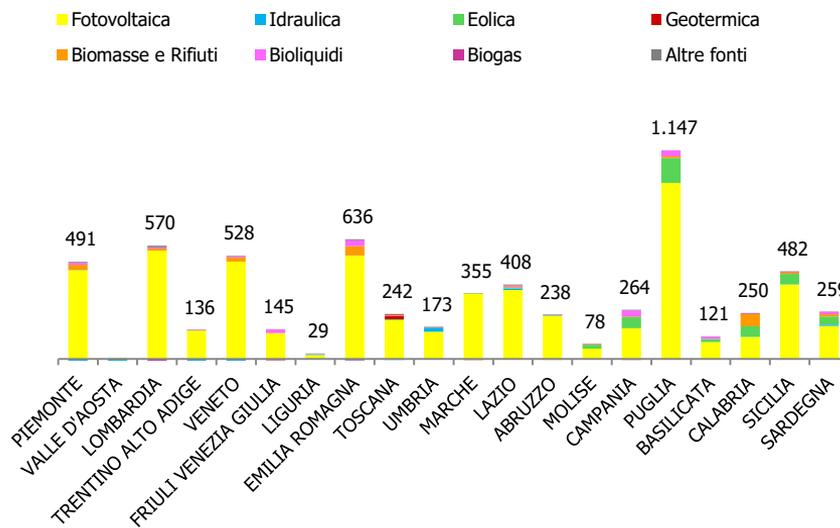
Considerando l'**ubicazione degli impianti incentivati**, la Regione cui sono corrisposti nel 2022 i maggiori incentivi è la **Puglia**, con **1,1 mld€**, poi **Emilia Romagna** e **Lombardia (0,6 mld€)**, Veneto e Piemonte (0,5 mld€).

Gli incentivi per il **Conto Energia fotovoltaico** sono preponderanti e distribuiti in **tutto il territorio nazionale**. L'**eolico** è prevalente nelle Regioni **meridionali** (impianti incentivati con i Certificati Verdi, ora GRIN).

Fabbisogno A_{505} 2022 per Regione e meccanismo [mln€]



Fabbisogno A_{505} 2022 per Regione e fonte [mln€]

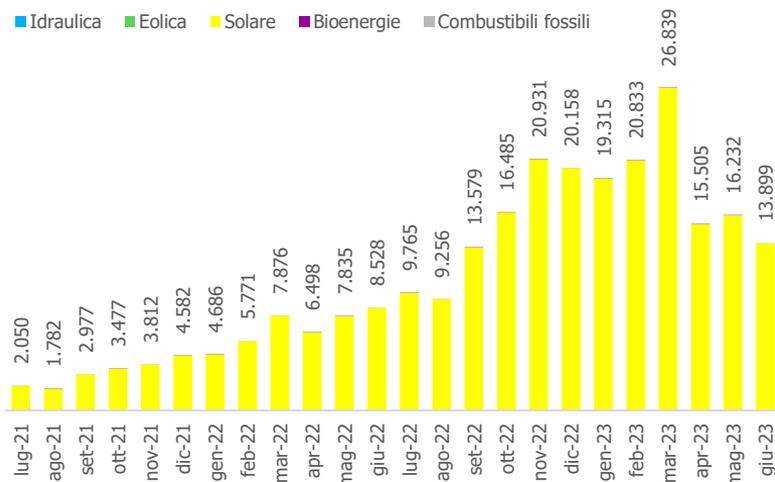


Ritiro dedicato. Evoluzione impianti in esercizio

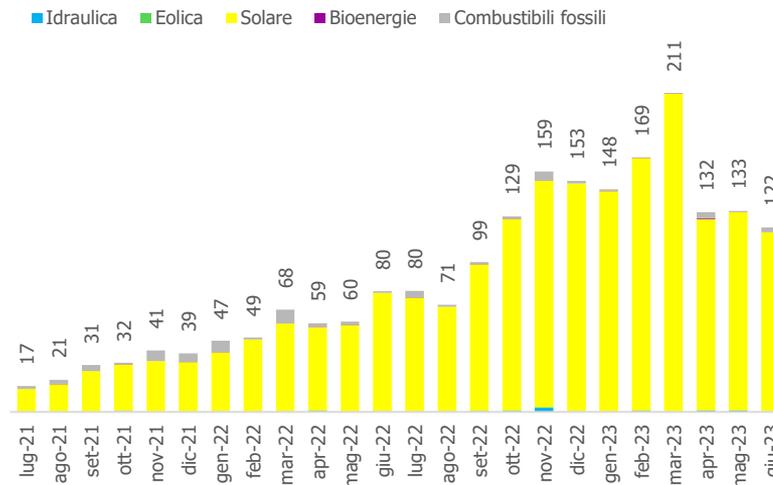
A partire **da inizio 2021** si osserva una **forte crescita** del numero di impianti entrati in esercizio che hanno richiesto di accedere al **Ritiro Dedicato (RID)**, con oltre **200.000 nuovi impianti** nel periodo da luglio 2021 a giugno 2023, in larghissima parte **fotovoltaici**, e un picco nell'ultimo semestre (+112.000).

In termini di potenza, nel medesimo periodo di 24 mesi, risultano entrati in esercizio circa **1,6 GW** di impianti che hanno avuto accesso al regime di **Ritiro Dedicato** (98% fotovoltaici), di cui 915 MW nel primo semestre 2023.

Andamento mensile impianti entrati in esercizio con RID [numero]*



Andamento mensile potenza entrata in esercizio con RID [MW]*



* I dati degli ultimi mesi potrebbero subire lievi aggiustamenti

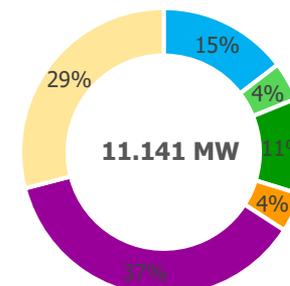
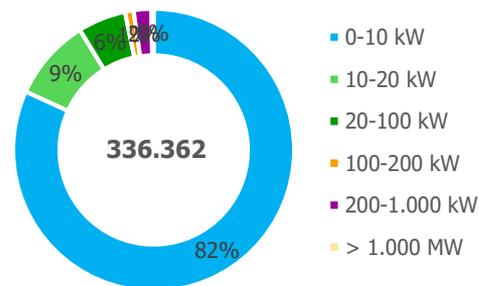
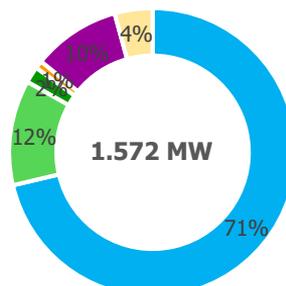
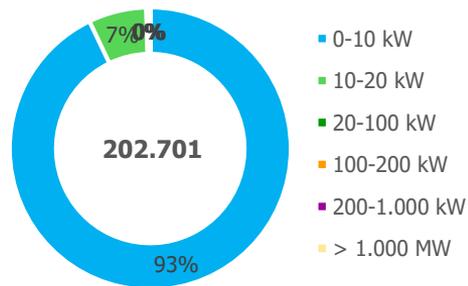
Ritiro dedicato. Impianti in esercizio

Gli impianti fotovoltaici in esercizio che nel periodo **luglio 2022 - giugno 2023** hanno fatto accesso a RID costituiscono oltre il **60%** del totale degli impianti a RID. Il **93%** di tali impianti sono di piccola taglia, **fino a 10 kW**. Tale **recente crescita** è verosimilmente legata agli impianti realizzati con il supporto del Superbonus, che non possono accedere allo Scambio sul Posto.

In termini di potenza, gli impianti di taglia maggiore di 200 kW costituiscono il 15% degli 1,6 GW in esercizio nel periodo luglio 2022 - giugno 2023. Complessivamente, al 30/6/2023 risultano oltre **330.000** impianti a RID, per più di **11 GW**.

Numero e potenza [MW] degli impianti fotovoltaici in esercizio con RID nel periodo luglio 2022 – giugno 2023, per taglia

Numero e potenza [MW] totale degli impianti a RID per taglia al 30/6/2023

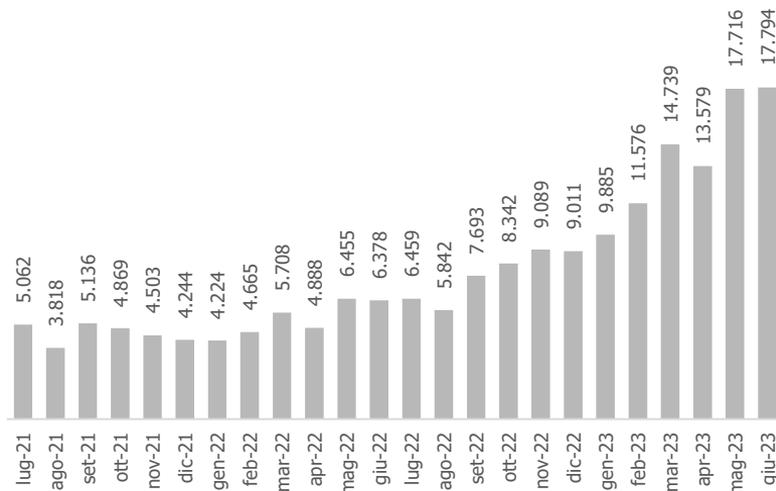


Scambio sul posto. Evoluzione impianti in esercizio

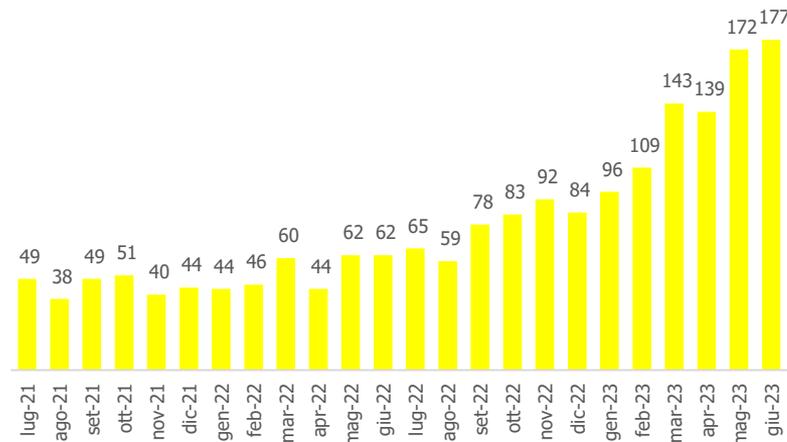
Nel periodo luglio 2022 – giugno 2023 si osserva un **trend fortemente crescente** di impianti in esercizio che hanno fatto accesso allo **Scambio Sul Posto (SSP)** con circa **18.000 impianti al mese nel periodo maggio – giugno 2023**, e per complessivi 131.000 impianti nel periodo luglio 2022 – giugno 2023

In termini di potenza, si osserva una media di circa 175 MW nel periodo maggio – giugno 2023, e complessivi **1,3 GW** nel periodo luglio 2022 – giugno 2023 e **835 MW** nei primi 6 mesi del 2023.

Andamento mensile impianti entrati in esercizio con SSP [numero]*



Andamento mensile potenza entrata in esercizio con SSP [MW]*



* I dati degli ultimi mesi potrebbero subire lievi aggiustamenti

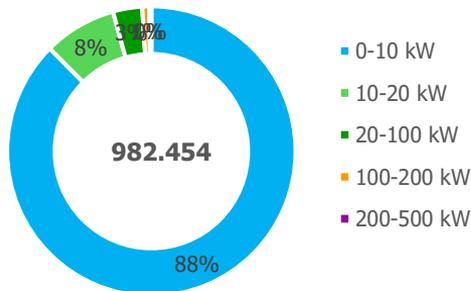
Scambio sul posto. Impianti in esercizio

Complessivamente al **30/06/2023** risultano oltre **982.000 impianti in SSP**. La taglia di potenza nettamente prevalente è quella **fino a 20 kW (96% degli impianti)**

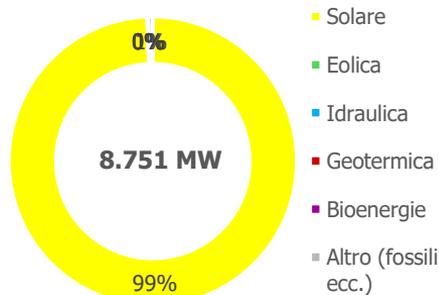
In termini di potenza, si hanno complessivamente **8,7 GW**, di cui quasi il **60% fino a 20 kW**, il 21% tra 20-100 kW, e il 20% oltre 100 kW.

La fonte **solare** costituisce il **99%** della potenza in SSP.

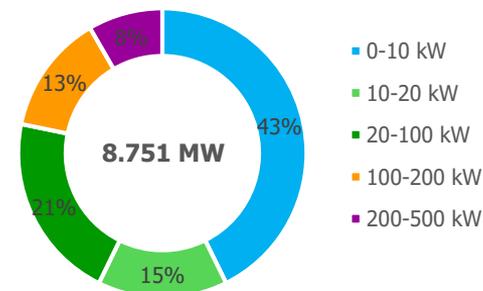
Distribuzione del numero totale di impianti in SSP per taglia al 30/06/2023



Distribuzione della potenza totale in SSP per fonte al 30/06/2023



Distribuzione della potenza totale in SSP per taglia al 30/06/2023

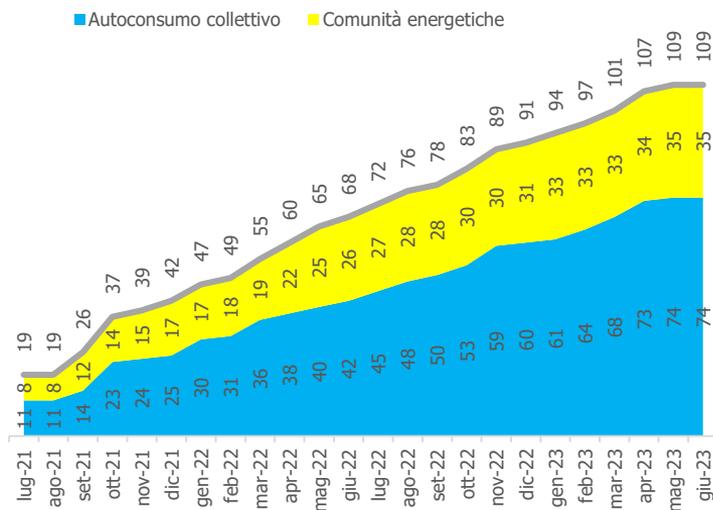


Comunità energetiche e autoconsumo collettivo

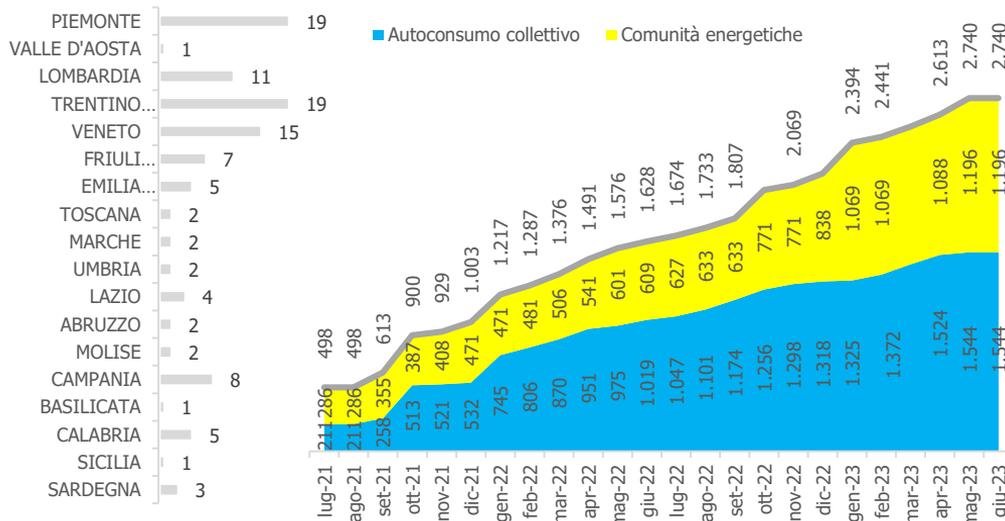
Tra metà 2021 e metà 2023 si osserva un incremento delle configurazioni di **autoconsumo collettivo (AC)** e **comunità energetiche (CER)** in esercizio, che hanno fatto richiesta di incentivazione ai sensi del **DM 16/9/2020**. Complessivamente al **30/06/2023** risultano **74 configurazioni di AC** e **35 CER** per un totale di **109*** configurazioni.

In termini di potenza, al 30/06/2023 risultano **2,7 MW**, tutti da fonte **fotovoltaica**, di cui oltre il 56% relativi a comunità energetiche.

Andamento cumulato delle AC/CER in esercizio al 30/06/23 e distribuzione per Regione [numero]



Andamento cumulato della potenza AC/CER in esercizio al 30/06/23 [kW]



* Si considera l'insieme delle richieste accolte e di quelle in lavorazione alla data di estrazione dei dati.

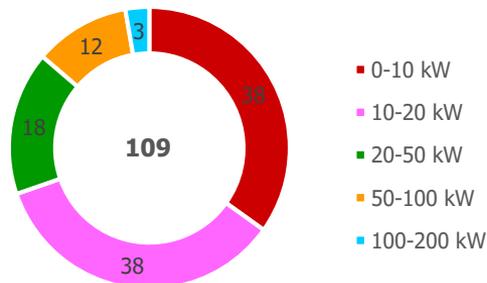
AC/CER: clienti finali e taglia impianti

Complessivamente al 30/06/2023, delle 109 configurazioni in esercizio, quasi il **70%** sono relative a impianti **fino a 20 kW di potenza**.

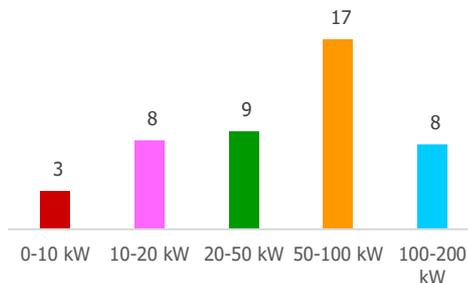
Il **numero medio di clienti finali** facenti parte delle configurazioni è piuttosto **moderato (8)** e non molto variabile con la **taglia** di impianto.

Al 30/06/2023 risultano **825 clienti finali connessi** a configurazioni AC/CER, di cui quasi il **70%** in Autoconsumo Collettivo.

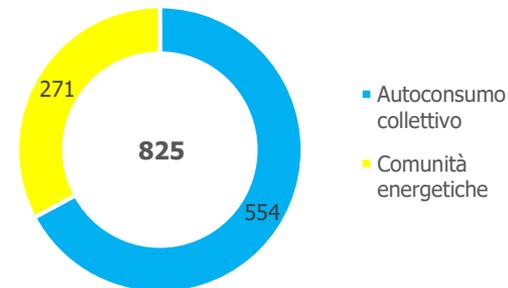
Distribuzione degli impianti FV in AC/CER per taglia di impianto al 30/06/23



Numero medio clienti finali per taglia di impianto FV



Numero clienti finali facenti parte di AC/CER al 30/06/2023

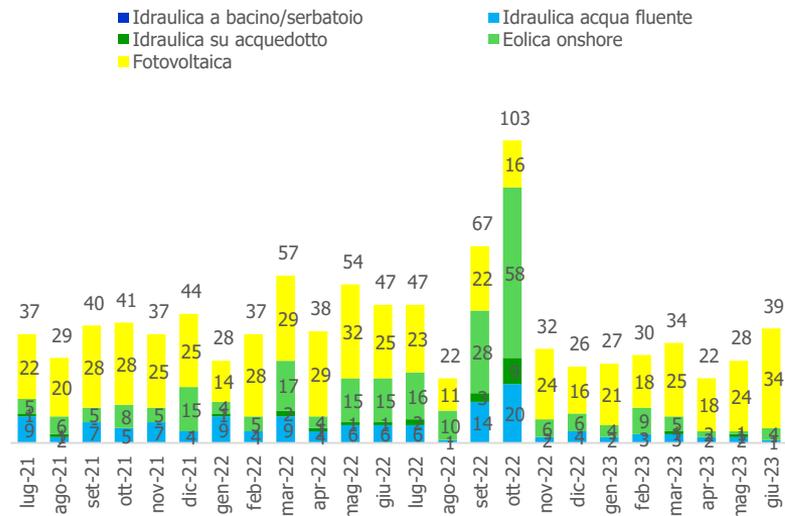


DM FER-1. Evoluzione impianti in esercizio

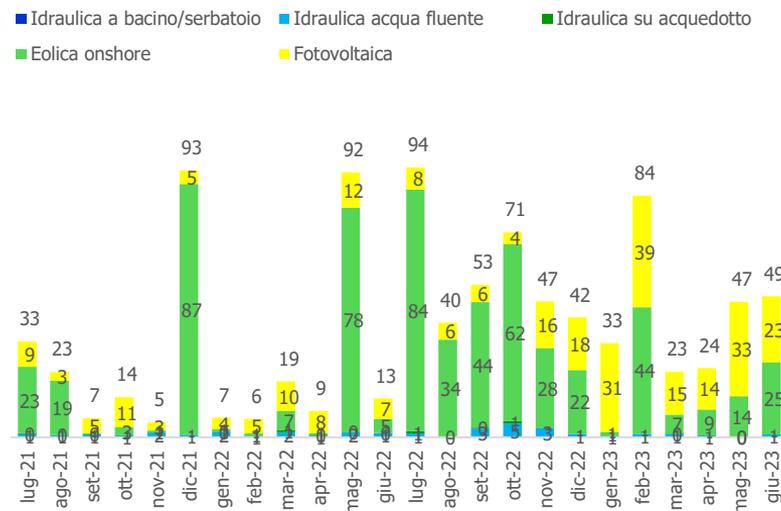
Nel periodo luglio 2022 – giugno 2023, una media di circa **35 impianti al mese*** (per il **70% fotovoltaici**) sono entrati in esercizio e hanno richiesto accesso all’incentivazione del D.M. 4 luglio 2019 (FER-1). Si è registrato un picco di **oltre 100 impianti a ottobre 2022**.

In termini di potenza, l’andamento mostra sensibili oscillazioni, dipendenti in particolare dall’entrata in esercizio di grandi impianti eolici, sebbene negli ultimi mesi le installazioni fotovoltaiche sono prevalenti. Nel periodo luglio 2022 – giugno 2023 risultano entrati in esercizio **580 MW**.

Andamento mensile impianti entrati in esercizio DM FER-1 [numero]*



Andamento mensile potenza entrata in esercizio DM FER-1 [MW]*



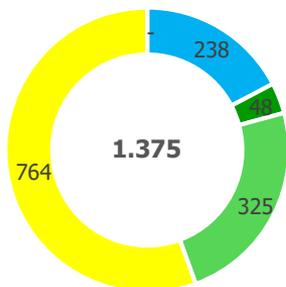
* I dati degli ultimi mesi potrebbero subire lievi aggiustamenti

DM FER-1. Impianti in esercizio

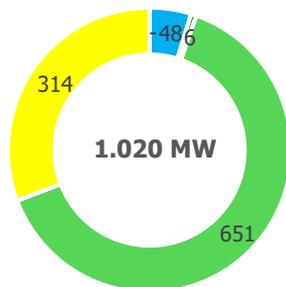
Al 30/06/2023 gli **impianti in esercizio** che hanno richiesto l'incentivazione FER-1 sono complessivamente **1.375**, costituiti per oltre **metà** da impianti **fotovoltaici** (764).

In termini di potenza, si hanno complessivamente **1.020 MW**, di cui oltre il **64%** costituito da grandi impianti **eolici**.

Numero e potenza [MW] totali in esercizio al 30/06/2023
(da inizio meccanismo)



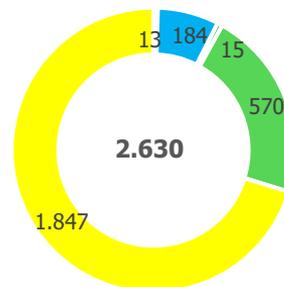
■ Idraulica a bacino/serbatoio



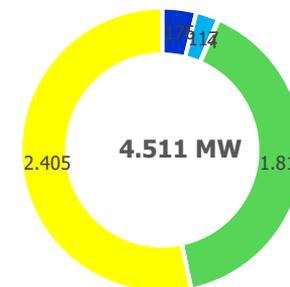
■ Idraulica acqua fluente

Al 30/06/2023, la maggioranza degli impianti FER-1 risulta ancora a **progetto**, cioè è in posizione utile nelle graduatorie ma non ha ancora fatto richiesta di incentivi: si tratta di **2.630 impianti**, di cui 1.847 fotovoltaici. In termini di potenza, sono a progetto **4.511 MW** (3.982 MW nuovi), di cui il 53% relativo a impianti fotovoltaici e il 40% relativo agli eolici.

Numero e potenza [MW] totali a progetto al 30/06/2023
(da inizio meccanismo)



■ Idraulica su acquedotto



■ Eolica onshore

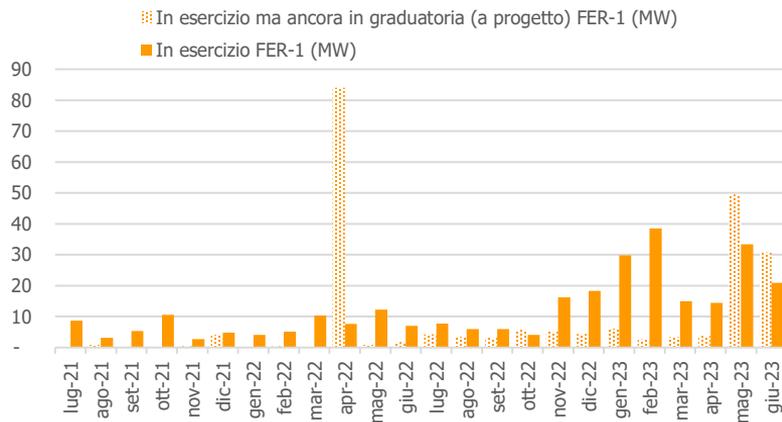
■ Fotovoltaica

DM FER-1. Impianti in esercizio che non hanno richiesto incentivi

Al 30/06/2022 **314 MW** di impianti **fotovoltaici** sono entrati in **esercizio** e hanno richiesto l'accesso agli **incentivi FER-1**. Alla stessa data, su un totale di **2.405 MW** di potenza fotovoltaica in posizione utile nelle **graduatorie FER-1**, ne risultavano circa **215 MW** entrati in **esercizio** che **non** avevano ancora richiesto l'**accesso** agli incentivi.

Al 30/06/2023 **651 MW** di impianti **eolici** sono entrati in **esercizio** e hanno richiesto l'accesso agli **incentivi FER-1**. Alla stessa data, su un totale di **1.811 MW** di potenza eolica in posizione utile nelle

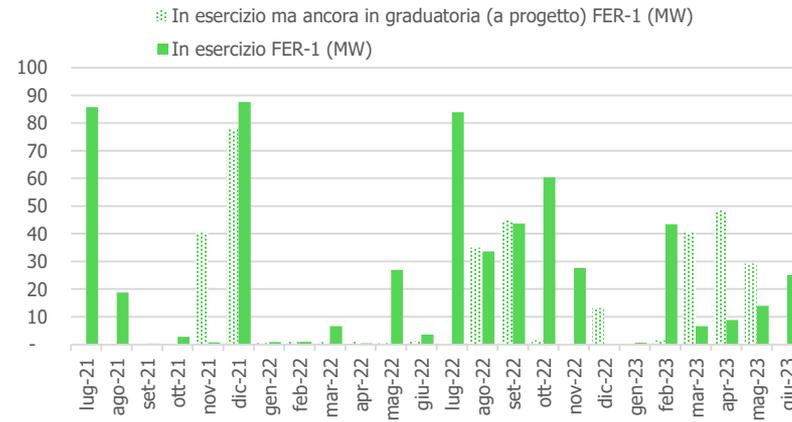
Potenza fotovoltaica FER-1 in esercizio e potenza FER-1 in esercizio che non ha ancora richiesto accesso agli incentivi al 30/06/2023 [MW]



graduatorie FER-1, ne risultavano circa **338 MW** entrati in **esercizio** che **non** avevano ancora richiesto l'**accesso** agli incentivi.

E' probabile che una parte degli impianti in posizione utile nelle graduatorie che al 30/06/2023 sono entrati in esercizio, non abbiano immediatamente richiesto l'accesso agli incentivi (meccanismo per differenza a due vie) per poter, almeno momentaneamente, beneficiare delle favorevoli condizioni dei prezzi sul mercato dell'energia.

Potenza eolica FER-1 in esercizio e potenza FER-1 in esercizio che non ha ancora richiesto accesso agli incentivi al 30/06/2023 [MW]



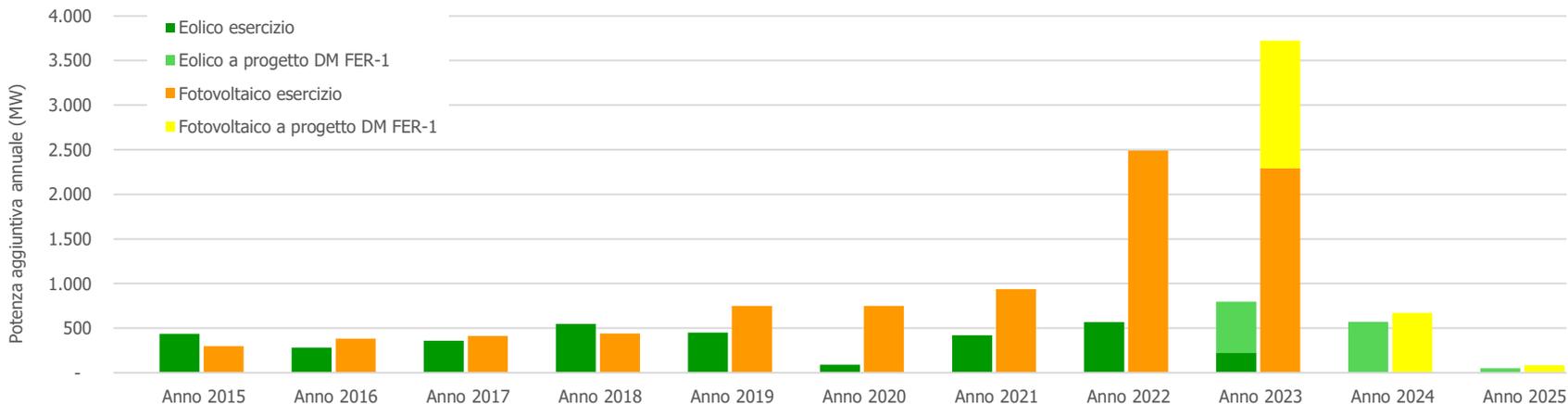
Evoluzione annuale potenza FV ed eolica e progetti DM FER-1

L'andamento storico della potenza totale fotovoltaica ed eolica installata annualmente dal 2015 a giugno 2023 (tutta la potenza installata, indipendentemente dall'aver avuto accesso o meno a un meccanismo di incentivazione) mostra un sensibile **incremento della potenza fotovoltaica nel 2022 e 2023**.

Nel grafico sottostante, per il 2023-2025 si rappresenta anche la **potenza a progetto al 30/06/2023 in posizione utile nei primi 11 bandi del DM FER-1, che si presume possa entrare in esercizio negli anni 2023-2025** sulla base di ipotesi statistiche

(coerenti con quelle utilizzate per il contatore degli oneri di incentivazione). Si noti che tale **proiezione non intende rappresentare una previsione della potenza complessivamente in esercizio nel 2023-2025, in quanto non sono incluse previsioni degli impianti realizzati senza incentivazione o con meccanismi diversi dal DM FER-1** (ad es. SSP, RID, Comunità energetiche, nuove procedure competitive).

Evoluzione della potenza eolica e fotovoltaica annualmente in esercizio e proiezione di quella degli impianti a progetto DM FER-1



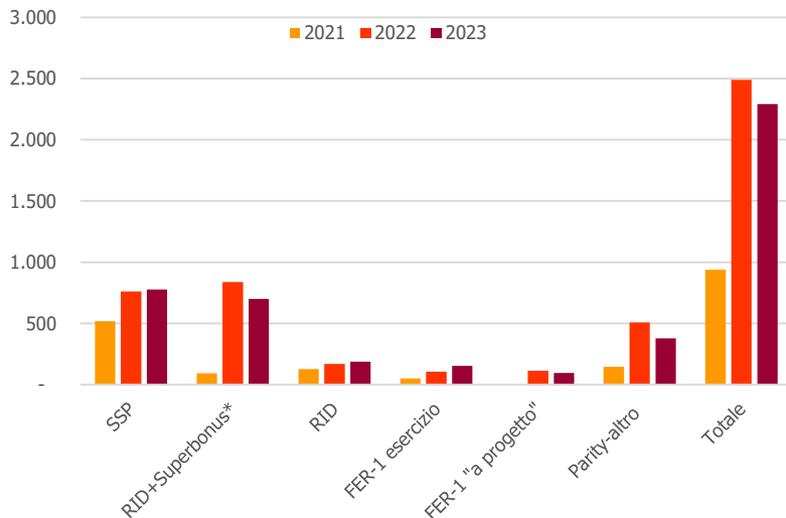
Contributo meccanismi incentivazione all'installato FV ed eolico

La **potenza FV** installata nei primi sei mesi del **2023** è circa 2,3 GW, quasi pari all'installato **2022 (2,5 GW)** che è stato notevolmente **superiore** al **2021 (0,9 GW)**. I maggiori contributi derivano dal **Ritiro Dedicato** (specialmente in accoppiamento al Superbonus), ma anche dallo **Scambio sul Posto**. E' anche

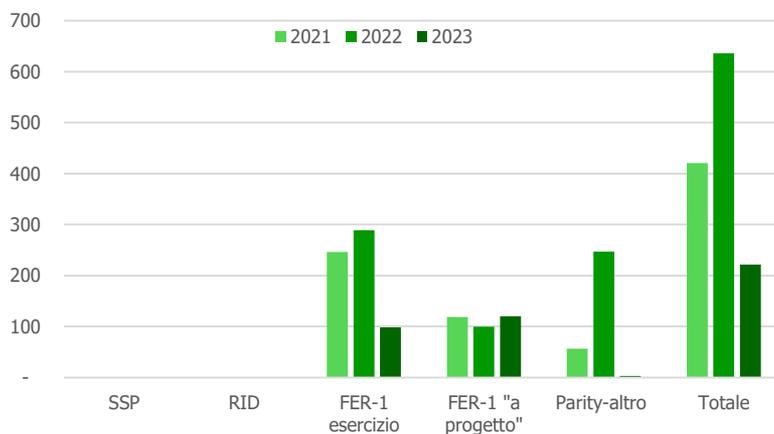
creciuta la potenza che non risulta avere beneficiato di meccanismi GSE.

Per l'**eolico**, il 2022 ha visto una crescita della potenza (640 MW) **superiore** a quella dell'anno precedente (400 MW) e nel primo semestre 2023 si hanno circa 220 MW, soprattutto tramite FER-1.

Potenza FV annualmente installata e sue componenti [MW]



Potenza eolica annualmente installata e sue componenti [MW]



* Stime GSE aggiornate al 12 settembre 2023

Parco Agrisolare

La **misura PNRR «Parco Agrisolare»** ha previsto 1,5 mld€ di risorse per il supporto alla realizzazione di impianti fotovoltaici di potenza tra 6 e 500 kW su edifici a uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale, anche accoppiati a interventi di riqualificazione energetica delle strutture.

In seguito alle richieste presentate nel 2022 e ai successivi provvedimenti di ammissione/rinuncia, **al 30/06/2023 risultavano 7.305 progetti validi**, di cui il 39% con i lavori di realizzazione avviati. Quasi l'85% di tali progetti afferisce ad aziende agricole attive nella

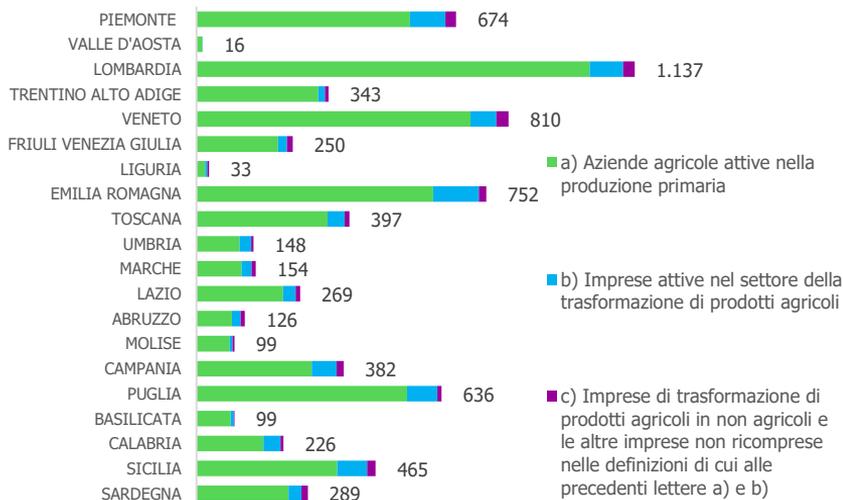
produzione primaria, con prevalenza nelle Regioni del Nord.

A tali progetti corrispondono **618 MW** (superando il target di 375 MW complessivi), e un contributo in conto capitale di **504 mln€**.

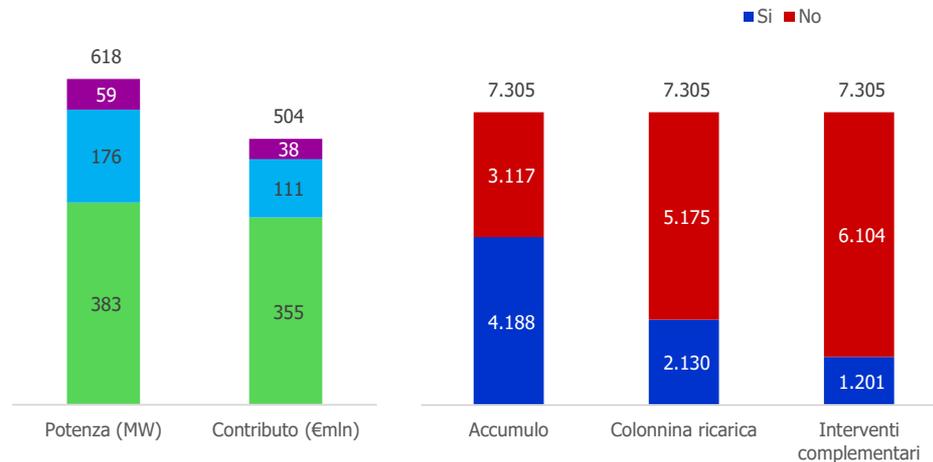
Oltre la metà dei progetti accolti hanno previsto l'installazione di sistemi di **accumulo**, e minori percentuali hanno richiesto l'accoppiamento con colonnine di ricarica per la mobilità elettrica o con interventi complementari di riqualificazione energetica.

La suddetta fotografia è aggiornata al 30/06/2023, non tenendo dunque in considerazione successive rinunce.

Progetti validi al 30/06/2023 per tipologia di attività: numero, potenza, contributo



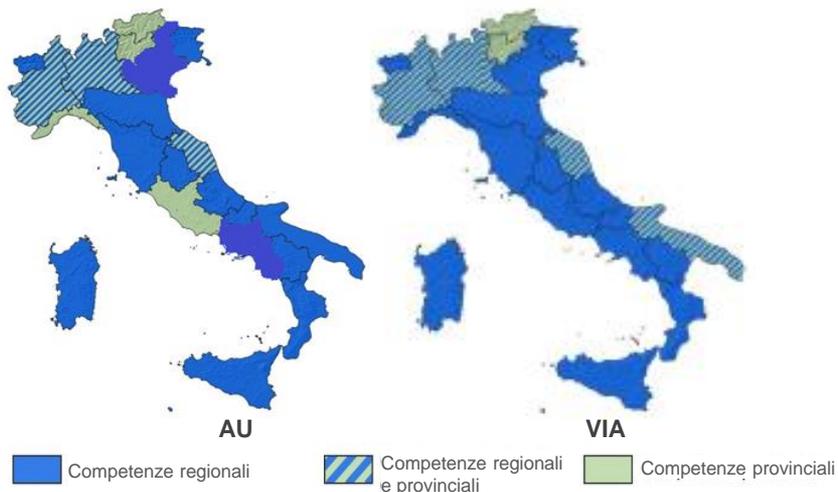
Richieste di accumuli, colonnine e altri interventi



Regolazione regionale

A giugno 2023, sono **67** le amministrazioni (**19 Regioni, 2 Province autonome e 46 Province**) che esercitano le funzioni amministrative del **procedimento unico** per il rilascio dell'autorizzazione agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; alla stessa data sono **52** le amministrazioni (**19 Regioni, 2 Province autonome e 31 Province**) che svolgono le funzioni di autorità competente per le procedure di **VIA**, connesse alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da FER.

Attribuzione delle competenze per AU e VIA – FER-E



Quasi tutte le Regioni, ricorrendo talvolta a moratorie temporanee, hanno provveduto a individuare le **aree non idonee** ai sensi del DM 10/9/2010 (il **D.Lgs. 199/2021** ha poi previsto anche l'individuazione delle **aree idonee**).

Negli ultimi tre anni, numerosi sono stati gli interventi normativi nazionali tesi a **semplificare** i procedimenti amministrativi inerenti l'installazione degli impianti FER (ad es. ampliamento delle casistiche rientranti nella procedura di **PAS*** o di **DILA***).

Recenti atti regionali in materia di definizione di aree idonee e non idonee



*Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) e Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA). Per maggiori informazioni, consultare il rapporto GSE «Regolazione regionale delle generazione elettrica da fonti rinnovabili»

Progetti in procedura di VIA Statale

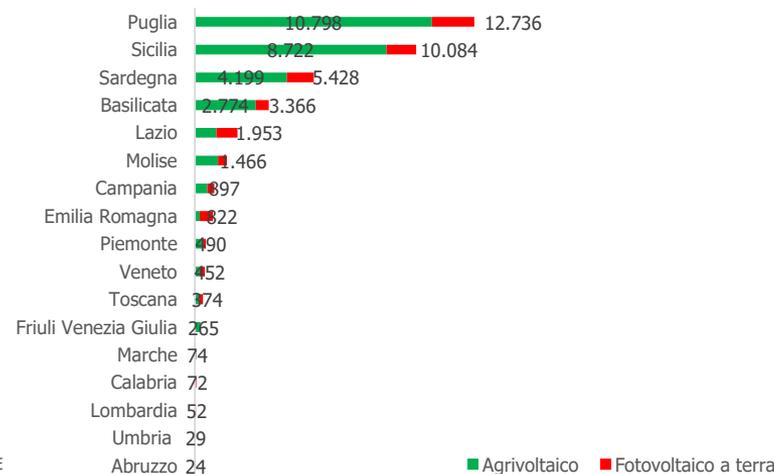
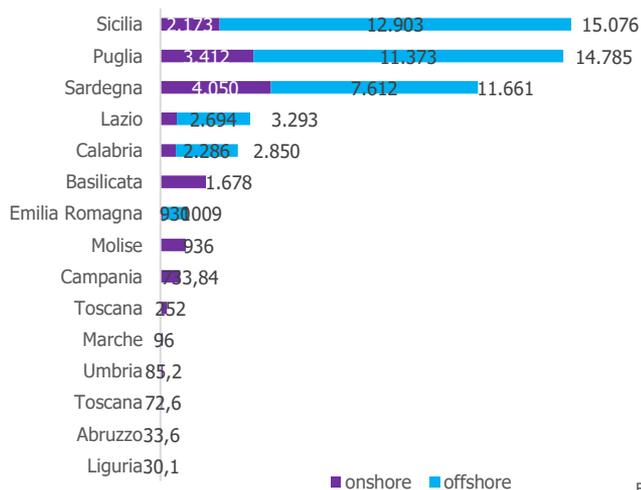
I **DD.LL. Semplificazioni n.77/2021 e 13/2023** hanno previsto che gli impianti **fotovoltaici** di potenza **>20 MW** siano assoggettati alla **VIA** di competenza **statale** (a cura della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC), come già accadeva agli impianti **eolici on shore** di potenza **>30 MW** e all'**eolico off shore**.

Al **30/06/2023** la commissione PNRR-PNIEC del MASE ha avviato l'iter di valutazione di **1.203 progetti** di impianti **FER per 91 GW** di **capacità complessiva**, di cui:

- **37,2 GW eolici off shore**
- **28,8 GW agrivoltaici**
- **14,8 GW eolici on shore**
- **10,4 GW fotovoltaici a terra**

Eolico: potenza per Regione in VIA statale al 30/06/2023 [MW]

Fotovoltaico: potenza per Regione in VIA statale al 30/06/2023 [MW]



Fonte: stima preliminare GSE su dati MASE

■ Agrivoltaico ■ Fotovoltaico a terra

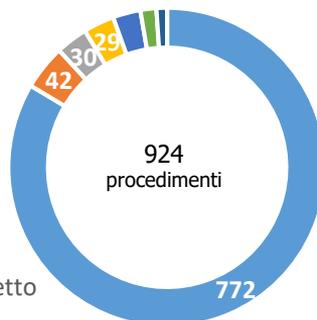
Analisi trend autorizzativi: focus VIA Statale

Al **30 giugno 2023**, i progetti trasmessi al MASE per le competenti Valutazioni di Impatto Ambientale in corso, riguardanti impianti fotovoltaici ed eolici, sono così articolati:

- **772** in **istruttoria tecnica**
- **42** con **parere della CT emesso**, in attesa del parere MIC
- **30** in **Verifica amministrativa**
- **29 Sospesi**
- **26** procedimento in corso **presso CdM**
- **15** provvedimenti **in predisposizione**
- **10** in attesa **determinazione ufficio di gabinetto**.

Valutazione Impatto Ambientale PNIEC-PNRR (numero): fase amministrativa al 30/06/2023

- Istruttoria tecnica
- Parere CT emesso, atteso parere MIC
- Verifica amministrativa
- Sospesi
- Procedimento in corso presso CdM
- provvedimento in predisposizione
- in attesa determinazione ufficio di gabinetto

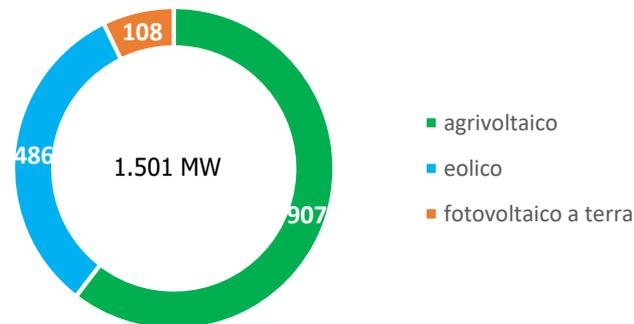


La Commissione PNIEC-PNRR del MASE ha espresso, nel **primo semestre 2023**, **pareri favorevoli su 29 progetti per 1,5 GW di potenza**, così ripartiti:

- **907 MW agrivoltaici**
- **486 MW eolici**
- **108 MW fotovoltaico a terra**

Al **31/12/2022**, risultavano pareri favorevoli su **4,4 GW** per **104** progetti (56 agrivoltaici, 14 fotovoltaici, 31 eolici e 3 pompaggi). I pareri favorevoli non sono ancora autorizzazioni, né decreti di VIA positiva.

Valutazione Impatto Ambientale PNIEC-PNRR (MW): pareri favorevoli dal 01/01/2023 al 30/06/2023



Stima progetti in procedura di PAS comunale

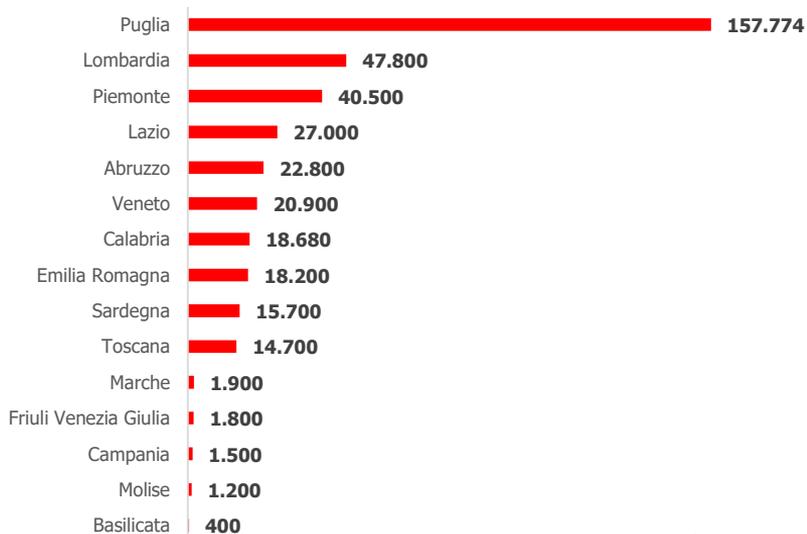
Gli interventi di **semplificazione** normativa dell'ultimo triennio hanno ampliato in modo considerevole la possibilità di ricorrere alla **PAS** comunale per impianti **fotovoltaici**, secondo casistiche specifiche legate a **soglia** e **sito** di installazione.

Da aprile 2023 al 30 settembre 2023, è stato possibile monitorare sui BUR*, 129 PAS per una potenza fotovoltaica complessiva di oltre 390 MW.

La **Puglia** si conferma protagonista in termini di **numerosità** e **potenza delle PAS, oltre che degli iter di AU e VIA statale**.

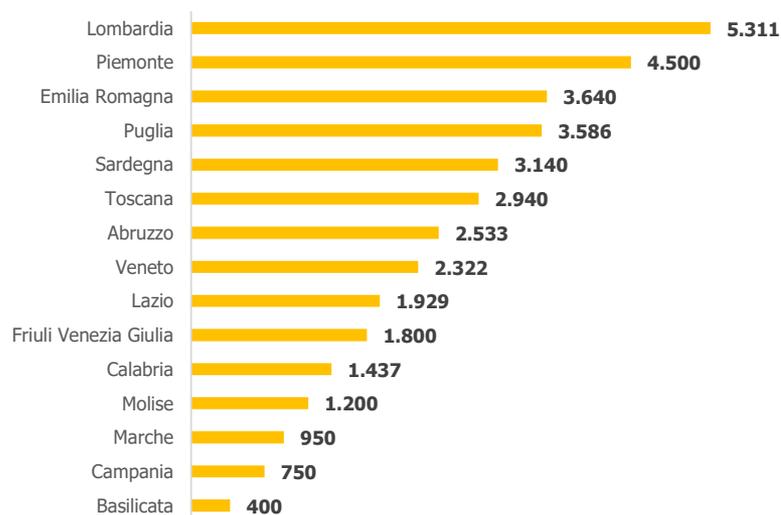
Si rileva una crescita di istanze per impianti che ricorrono alla PAS nelle Regioni del **Nord (Lombardia e Piemonte in primis)**, su aree agricole e non, in alcuni casi per impianti agrivoltaici.

PAS: potenza per Regione monitorata sui BUR al 30/09/2023 [kW]



* Stima preliminare sui BUR comunali (non da considerarsi esaustiva)

PAS: potenza media regionale degli impianti monitorati al 30/09/2023 [kW]



Richieste di connessione TERNA

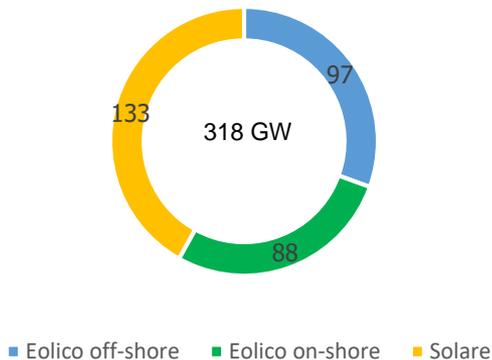
Nel corso del **2023**, **Terna** ha registrato un trend in forte crescita di nuovi progetti di impianti FER che hanno fatto **richieste di connessione** alla rete di trasmissione nazionale.

Al 30 giugno 2023, con 5.054 richieste, sono stati raggiunti i **317,7 GW** di potenza (di cui il **58%** da fonte **eolica** e il **42%** da fonte **solare**). Quelle relative all'**eolico off shore** hanno raggiunto una potenza pari a circa **97 GW**.

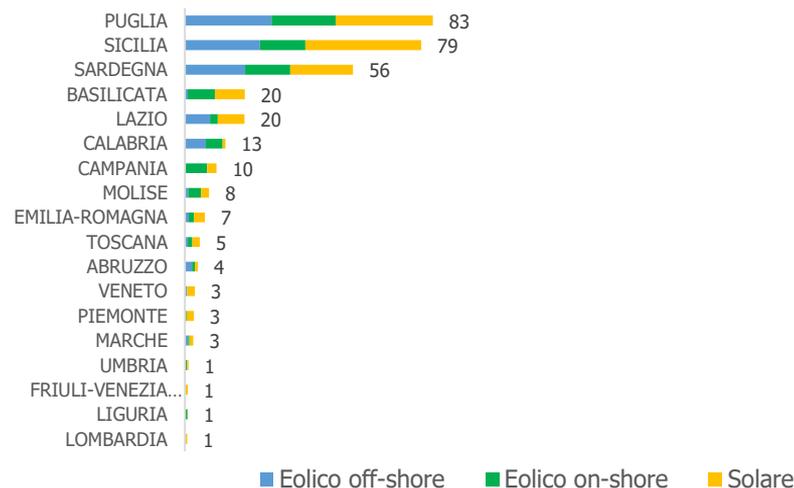
Alla stessa data, le **Stmg** (Soluzioni tecniche minime generali) **accettate** ammontano a **180,5 GW**.

L'**82%** delle richieste è localizzato nel **Mezzogiorno** e nelle **Isole maggiori**. In particolare, in **Puglia** e **Sicilia** è concentrata oltre la metà della capacità FER delle richieste di connessione, in primis per impianti **agrivoltaici** ed **eolici off shore**.

Richieste di connessione per fonte al 30/06/2023 [GW]



Capacità FER da richieste di connessione per Regione [GW]



Costi delle tecnologie - eolico

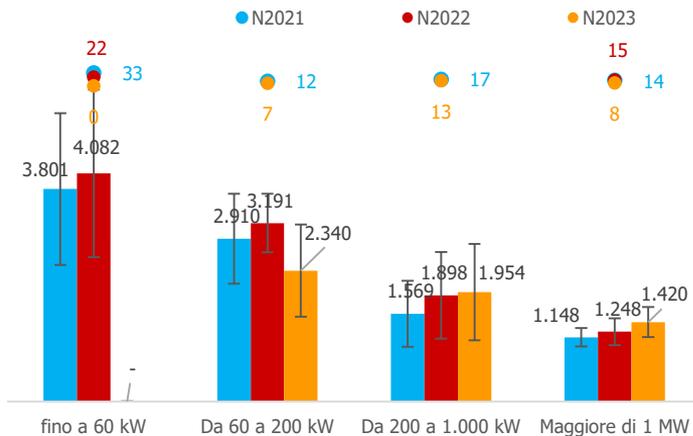
Il GSE raccoglie i dati di costo degli impianti (investimento, O&M) **dichiarati dagli operatori** in fase di accesso ai meccanismi di incentivazione.

Per quanto riguarda l'**eolico**, nel periodo 2021 - 2023, risultano dati di costo relativi a 285 impianti in accesso al DM FER-1. Nonostante la bassa numerosità di alcuni campioni di dati oggetto di analisi, il **costo di investimento** risulta chiaramente **decescente con la taglia**.

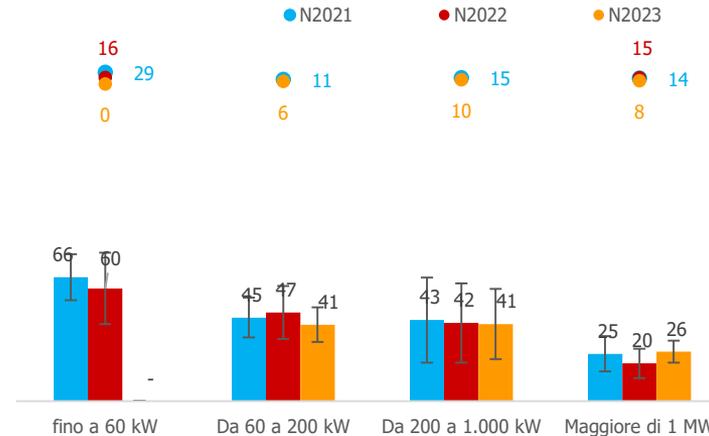
Tra il 2021 e il 2023 si osserva un **aumento del costo di investimento**.

Per quanto riguarda il costo di **O&M**, si osservano valori decrescenti con la taglia di impianto, senza una marcata variazione nel tempo.

Evoluzione dei costi di investimento eolico ter taglia [€/kW]*



Evoluzione dei costi di O&M eolico per taglia [€/kW]*



* Gli istogrammi rappresentano il valore medio, con indicazione della deviazione standard (barre). In alto si riporta la numerosità del campione oggetto di analisi

Costi delle tecnologie - fotovoltaico > 20 kW

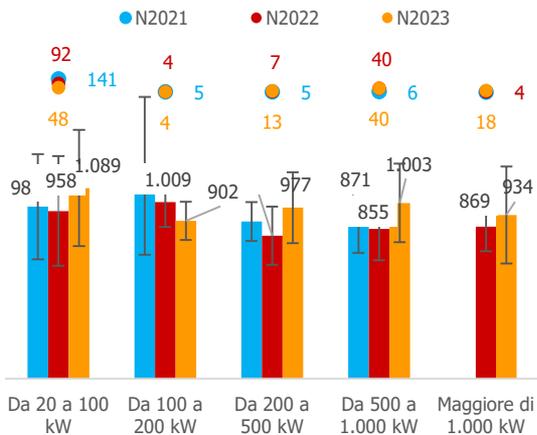
Per il **fotovoltaico**, nel periodo 2021–2023, risultano dati di costo relativi a **765 impianti** in accesso al DM FER-1.

Nel caso in cui l'intervento comprenda la **rimozione della copertura in amianto**, risultano **costi di investimento fino al 50% superiori** nella taglia di impianto più rappresentativa (20-100 kW).

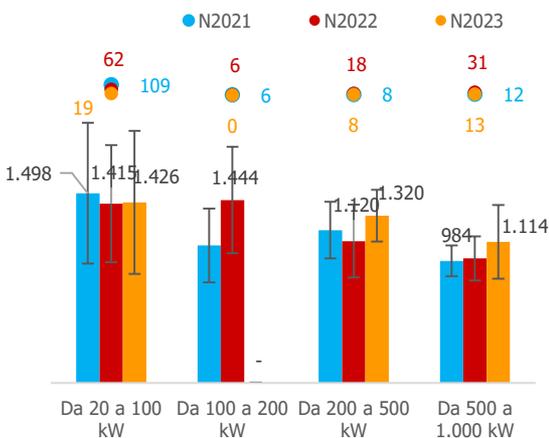
In alcune taglie (quali ad esempio 20-100 kW), risulta un **incremento** del valore medio in particolare per gli impianti installati nel **primo semestre 2023 rispetto al 2022**.

Il trend temporale non è tuttavia omogeneo. Per quanto riguarda il costo di O&M, si osservano valori lievemente decrescenti con la taglia di impianto, senza una marcata variazione nel tempo.

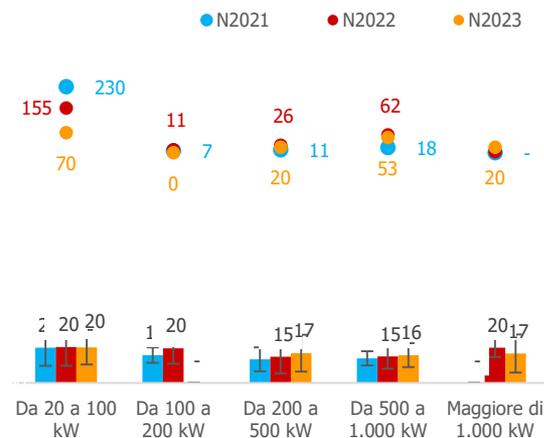
Evoluzione dei costi di investimento fotovoltaico senza rimozione amianto [€/kW]*



Evoluzione dei costi di investimento fotovoltaico con rimozione amianto [€/kW]*



Evoluzione dei costi di O&M fotovoltaico per taglia [€/kW]*



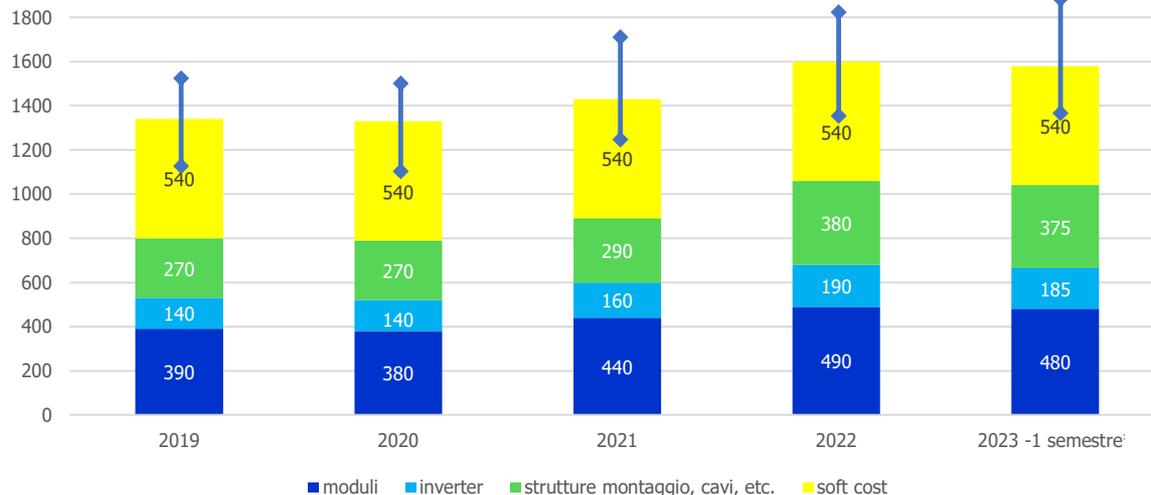
* Gli istogrammi rappresentano il valore medio, con indicazione della deviazione standard (barre). In alto si riporta la numerosità del campione oggetto di analisi

Costi delle tecnologie – fotovoltaico < 10 kW

Nell'ambito del fotovoltaico residenziale, dal 2021 si inverte il trend di diminuzione dei prezzi chiavi in mano per una molteplicità di fattori, quali la carenza delle materie prime, l'aumento del costo delle stesse e l'aumento del costo dell'energia. Dal 2021 si registra un aumento del costo dei moduli, mentre a fine 2021 inizia l'aumento del costo degli inverter, parallelamente all'aumento dei costi dei sistemi di montaggio, dei cavi, etc. (costi «hardware»).

La parte dei cosiddetti «soft cost» (progettazione, installazione, permitting, etc.) è quella che, mediamente, risulta essere mutata di meno, anche se presenta elevata variabilità (parte della quale si manifesta con taluni fenomeni speculativi legati probabilmente anche alla presenza di forme di supporto in conto capitale). La stima dei costi del **primo semestre 2023** indica valori **per lo più stabili rispetto al 2022**.

Evoluzione dei prezzi FV < 10 kW chiavi in mano esclusa IVA [€/kWp]*



* Interviste effettuate dal GSE agli operatori nell'ambito della partecipazione ai gruppi di lavoro dell'International Energy Agency, Photovoltaic Power System Programme (IEA PVPS). Gli istogrammi rappresentano il valore medio, con indicazione della variabilità totale

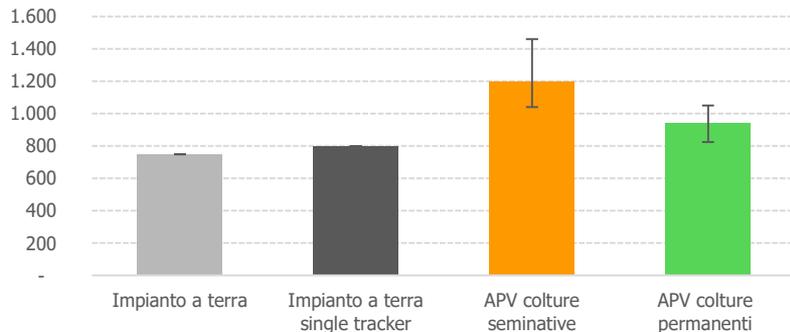
Costi delle tecnologie - agrivoltaico

In carenza di dati numerosi e strutturati sui costi dei sistemi agrivoltaici in esercizio in Italia, è possibile effettuare **analisi di letteratura** di casi che, in prima approssimazione, si possono considerare virtuosi in termini di caratteristiche tecniche e **sinergia con l'attività agricola**.

In via sintetica, possono essere prese in considerazione due principali macro-tipologie di sistemi agrivoltaici:

- quelli relativi a **colture seminative** quali orzo, mais, frumento ecc., caratterizzati da strutture di montaggio con elevata altezza dal suolo, circa 4-6 m, tale da consentire il passaggio di mezzi agricoli sotto i moduli;

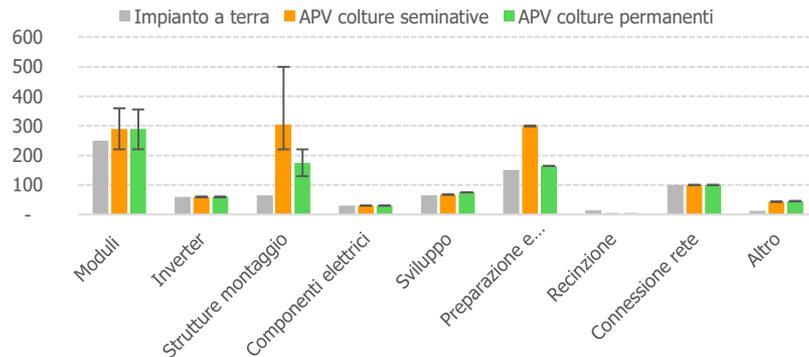
Costi di investimento [€/kW] dei sistemi agrivoltaici di taglia 1 MW e confronto con omologhi impianti a terra



- quelli relativi a **colture permanenti/speciali**, quali vite, frutti di bosco, ortaggi ecc., con strutture di montaggio più basse, circa 2-3 m.

Per i suddetti casi, **l'analisi di letteratura***, mostra costi di circa **1.200 €/kW** per sistemi a colture seminative (con variabilità di circa 375 €/kW) e **950 €/kW** per sistemi a colture permanenti (con variabilità di circa 270 €/kW). Mediamente si ha dunque, rispetto a un impianto tradizionale con strutture fisse a terra, un incremento del 60% per un sistema a colture seminative, e del **25%** nel caso di un sistema a colture permanenti.

Breakdown dei costi di investimento dei sistemi agrivoltaici [€/kW]



* Linee guida in materia di impianti Agrivoltaici, MiTE, giugno 2022; Schindele et al., Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications, Applied Energy, 2020 <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/APV-Guideline.pdf>

ENERGIA E CLIMA IN ITALIA – Primo Semestre 2023

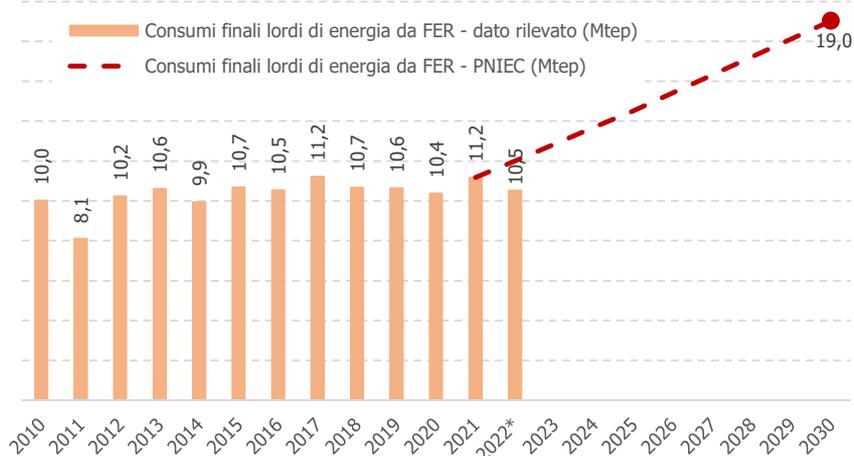
RINNOVABILI TERMICHE ED EFFICIENZA ENERGETICA



Fonti rinnovabili nel settore termico: dati di monitoraggio

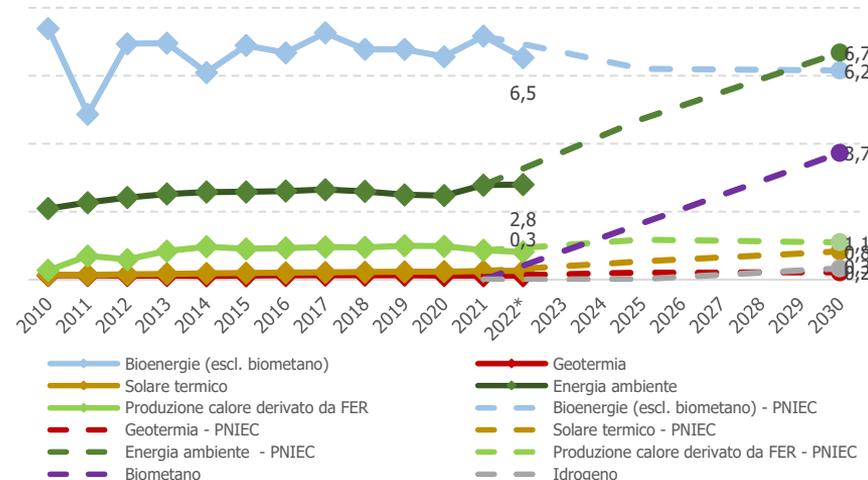
Nel 2022 i **Consumi Finali Lordi di energia da FER nel settore termico**, calcolati applicando i criteri UE per il monitoraggio delle FER, sono stimati in **10,5 Mtep**; la **flessione rispetto al 2021** (-6% circa) è legata principalmente a **condizioni climatiche** mediamente meno fredde.

CFL da FER nel settore termico: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



I valori più sfidanti indicati per il 2030 dallo scenario di policy PNIEC_2023 sono attribuiti al calore-ambiente (sfruttato da apparecchi a pompa di calore) e al biometano.

CFL da FER nel settore termico per fonte: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



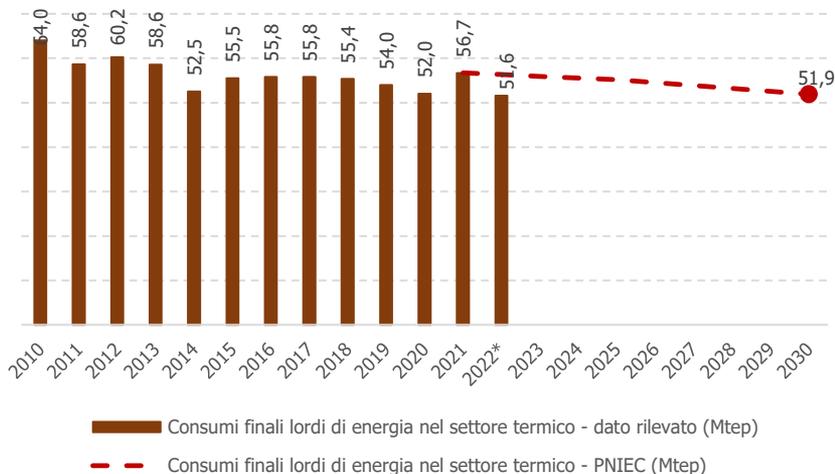
* Il dato 2022 è preliminare. Inoltre, i dati 2021 e 2022 sono rilevati con i criteri previsti dalla RED III, mentre fino al 2020 il monitoraggio dei consumi di FER seguiva la metodologia di calcolo fissata dalla direttiva 2009/28/CE (RED I).

Fonti rinnovabili nel settore termico: dati di monitoraggio

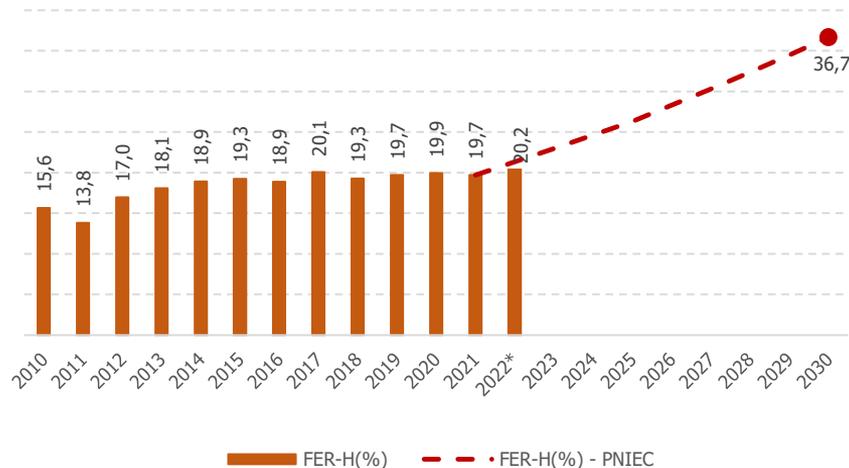
Nel 2022 i **consumi finali lordi complessivi di energia nel settore termico** sono stimati pari a **51,6 Mtep** (un valore in linea con il valore indicato per il 2030 dallo scenario di policy PNIEC_2023); rispetto al 2021 si rileva una **riduzione del 9% circa**, principalmente legata a condizioni climatiche meno fredde e alla conseguente contrazione della domanda di calore.

La suddetta contrazione dei CFL termici complessivi è, in proporzione, più rilevante di quella osservata per i consumi finali lordi da fonti rinnovabili nel settore termico: ne segue che la quota stimata dei **consumi termici coperta da FER (20,2%)** risulti superiore a quella rilevata nel 2021 (19,7%). Per tale quota, il valore indicato nello scenario di policy PNIEC_2023 per il 2030 è pari al 36,7%.

CFL di energia nel settore termico: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



Quota FER nel settore termico: dato rilevato e traiettoria PNIEC [%]



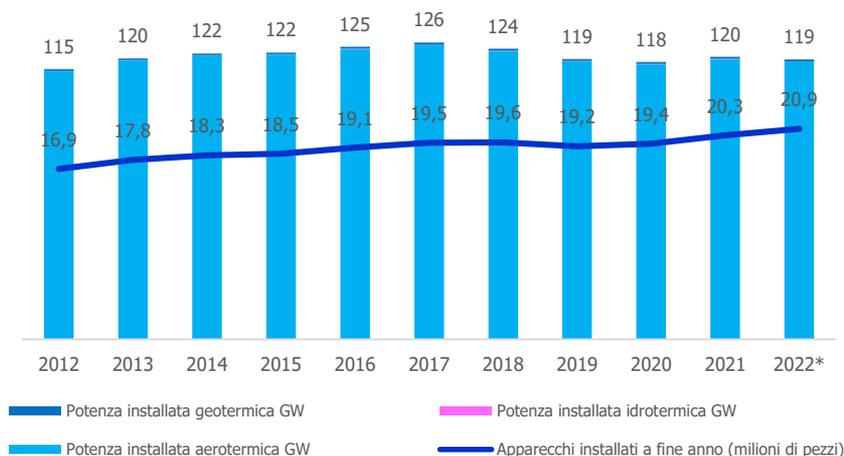
* Il dato 2022 è preliminare. Inoltre, i dati 2021 e 2022 sono rilevati con i criteri previsti dalla RED III, mentre fino al 2020 il monitoraggio dei consumi di FER seguiva la metodologia di calcolo fissata dalla direttiva 2009/28/CE (RED I).

Fonti rinnovabili termiche – Energia ambiente per riscaldamento

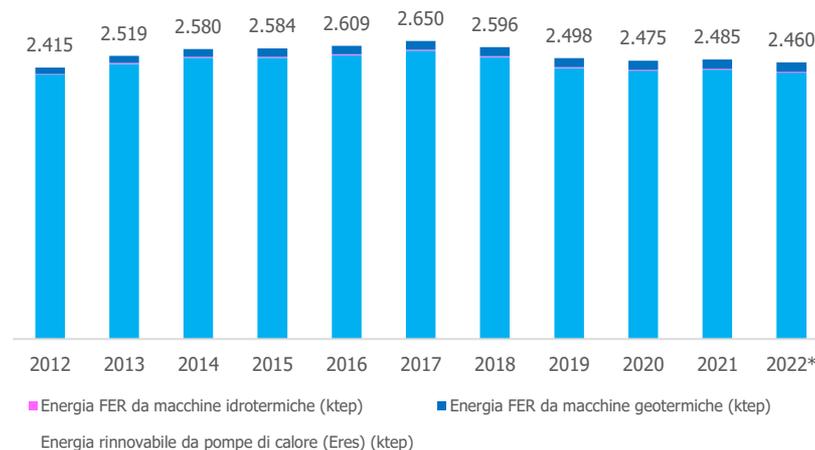
In Italia gli apparecchi a **pompa di calore**, e in particolare quelli reversibili in grado sia di riscaldare gli ambienti nei mesi invernali sia di raffrescarli nei mesi estivi, sono molto diffusi: nel 2022 si stimano poco meno di **21 milioni di apparecchi**, per una potenza complessiva di **119 GW**. La stragrande **maggioranza** degli

apparecchi è alimentata dal calore contenuto nell'**aria-ambiente**; solo una parte residuale cattura il calore contenuto nell'acqua o nel terreno. L'energia rinnovabile fornita annualmente dalle pompe di calore in esercizio in Italia si attesta poco al di sotto di **2,5 Mtep**.

Apparecchi a pompa di calore installati in Italia [GW]



Energia rinnovabile fornita da apparecchi a pompa di calore [ktep]



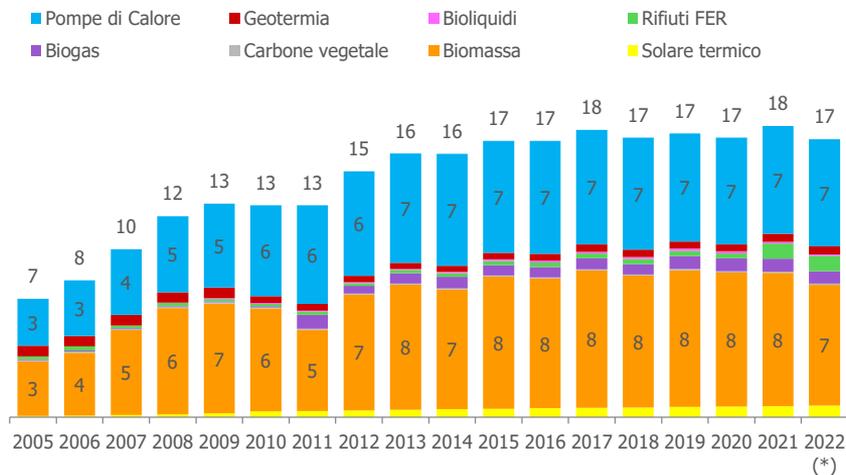
Emissioni evitate grazie alle rinnovabili termiche

La penetrazione delle **FER negli usi termici** contribuisce ad **evitare** quantitativi crescenti di **emissioni di gas serra** nei settori della trasformazione e dei consumi finali (industriale, servizi, residenziale, altri usi finali).

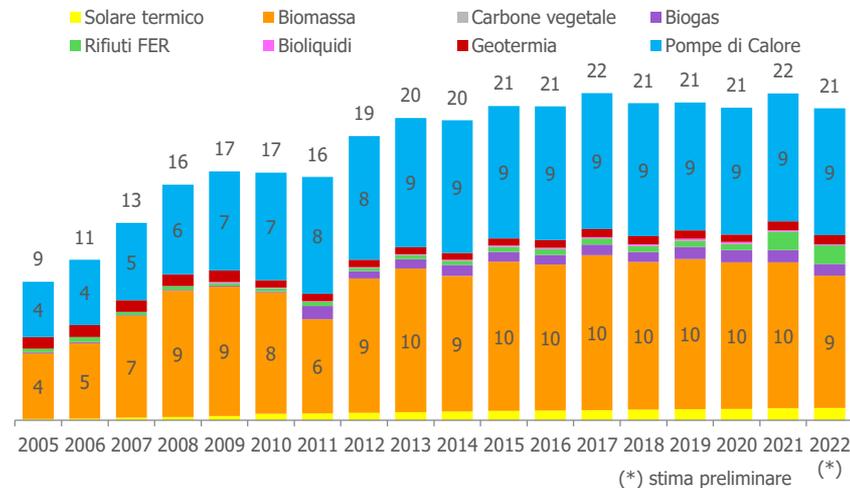
Il **principale contributo** a tale quantitativo di potenziali emissioni GHG evitate è legato alla diffusione di **pompe di calore** nel settore **terziario** e all'uso delle **biomasse** nel settore **residenziale**.

Negli **ultimi anni** le emissioni GHG evitate grazie all'uso delle rinnovabili termiche è piuttosto **stabile** e pari a circa **17-18 MtCO₂**, considerando le emissioni dirette, e **21-22 MtCO₂** considerando l'analisi del **ciclo di vita**.

Emissioni CO₂ evitate dirette dalle rinnovabili nel settore termico 2005-2022 [MtCO₂eq]



Emissioni CO₂ evitate (LCA) dalle rinnovabili nel settore termico 2005-2022 [Mt CO₂eq]



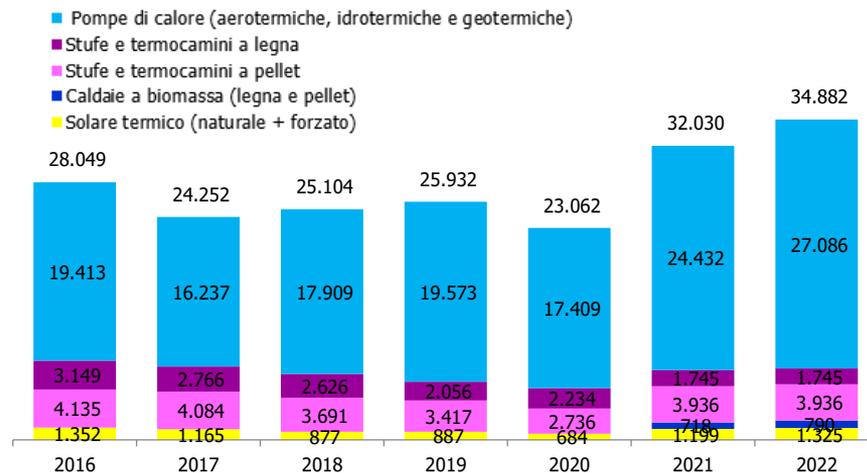
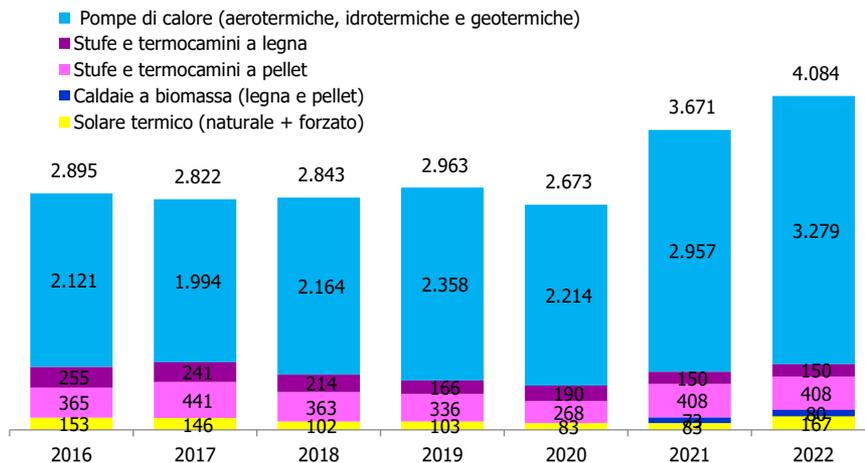
Ricadute economiche e occupazionali delle FER termiche

Con metodologia input-output, il GSE monitora le ricadute economiche e occupazionali delle FER nel settore termico. Tra il **2016 e il 2020, i nuovi investimenti** in apparecchi per la **produzione di energia termica** da FER si sono mantenuti nell'ordine dei **2,8 mld€ all'anno**. Nel **2021** si stima un **incremento di oltre il 35%** rispetto al 2020. I dati preliminari 2022 **confermano la tendenza di crescita** (+11% rispetto al 2021).

Le **tecnologie trainanti** sono le **pompe di calore**, essenzialmente quelle elettriche di tipo aria-aria, e le **stufe e i termocamini alimentati a pellet**. Le ricadute occupazionali dirette e indirette (occupati equivalenti a tempo pieno **temporanei legati alla costruzione e installazione** dei nuovi impianti), nel 2022, si stimano in via preliminare pari a **circa 35 mila ULA**.

Stima degli investimenti in rinnovabili nel settore termico nel periodo 2016 – 2022* [mln€]

Stima delle Unità di Lavoro [ULA] temporanee nel settore della produzione di energia termica da FER dal 2016 al 2022*



A partire dal 2021 sono incluse nel monitoraggio le caldaie a legna e a pellet

(*) stima preliminare

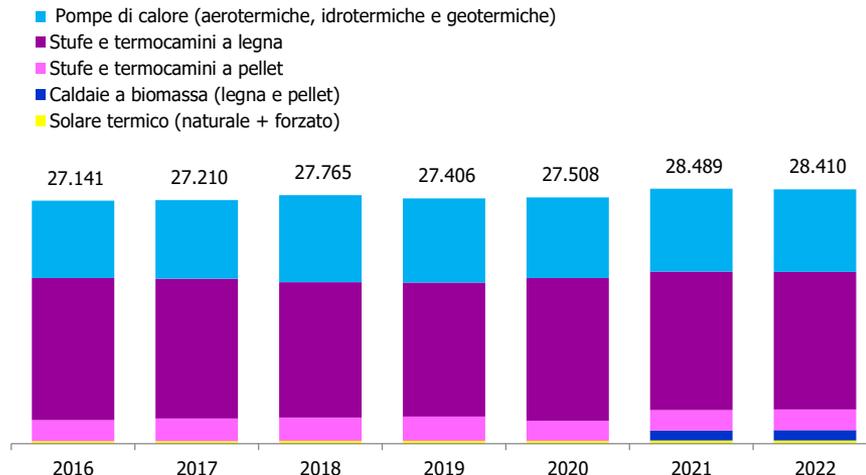
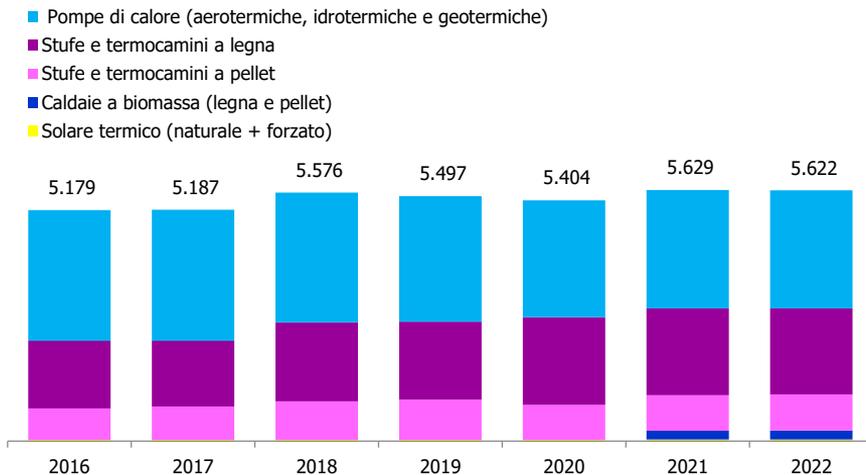
Ricadute economiche e occupazionali delle FER termiche

Tra il **2016 e il 2022**, le **spese di O&M** correlate alle rinnovabili termiche si sono mantenute piuttosto costanti, intorno a **5,5 mld€**. Le spese sono in buona parte imputabili alle **stufe e ai termocamini a legna**, il cui stock in Italia è molto consistente, e alle **pompe di calore**.

In termini di creazione di nuovo **valore aggiunto** per l'economia nazionale, le rinnovabili nel settore termico nel **2022** contribuiscono per circa **5,3 mld€**. Gli **occupati equivalenti permanenti** diretti e indiretti (legati alla **gestione e manutenzione degli impianti esistenti**) si stimano intorno alle **28.000 ULA**, in gran parte legati alla **filiera degli apparecchi alimentati a biomasse**.

Stima delle spese O&M in rinnovabili nel settore termico nel periodo 2016 – 2022* [mln€]

Stima delle Unità di Lavoro [ULA] permanenti nel settore della produzione di energia termica da FER dal 2016 al 2022*



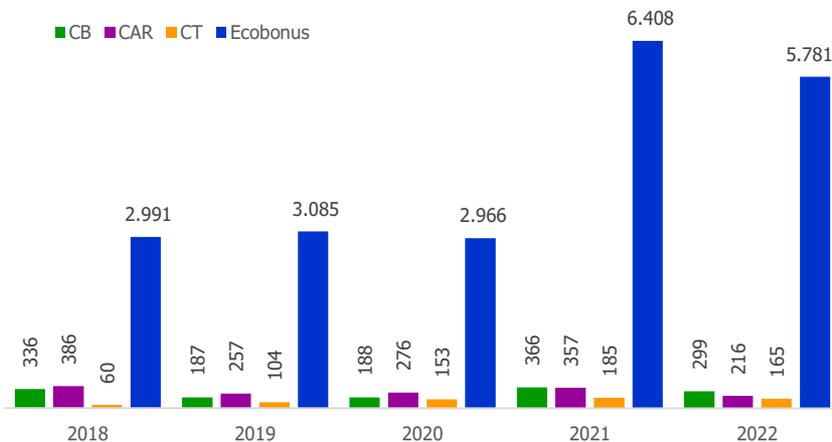
A partire dal 2021 sono incluse nel monitoraggio le caldaie a legna e a pellet

(*) stima preliminare

Ricadute economiche dei principali meccanismi per l'efficienza

Prendendo in considerazione alcuni dei principali meccanismi di promozione dell'efficienza energetica dell'ultimo quinquennio (Ecobonus, Certificati Bianchi, Cogenerazione ad alto rendimento, Conto Termico), si stimano investimenti in crescita, dai circa **3,8 mld€ del 2018** ai circa **6,5 mld€ del 2022**, trainati dall'**Ecobonus***. Per quanto riguarda gli investimenti della **pubblica amministrazione**, da segnalare che, con il meccanismo del **Conto Termico**, essi sono cresciuti del 175%, passando da 60 mln€ nel 2018 a 165 mln€ nel 2022.

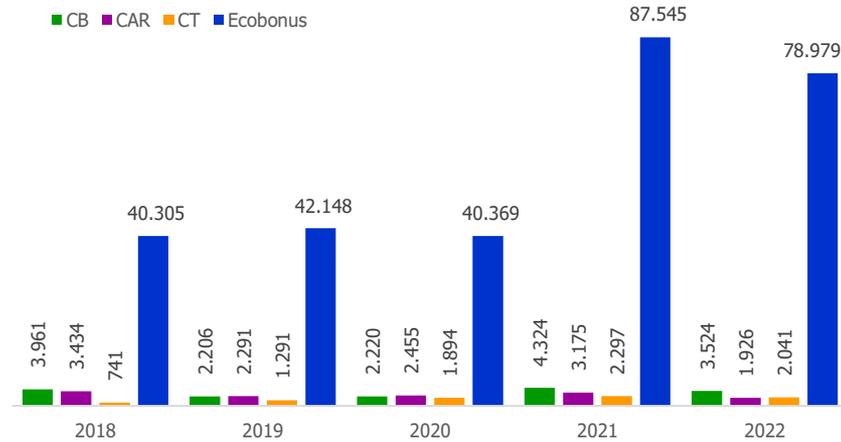
Stima degli investimenti correlati alla promozione dell'efficienza energetica tra il 2018 e il 2022 [mln€]



Dal punto di vista della valutazione degli **impatti occupazionali** correlati ai suddetti 6,5 mld€ di investimenti, nel 2022 si stimano oltre **86 mila ULA** (Unità di Lavoro Annuali temporanee dirette e indirette).

Al quadro descritto, nell'ultimo biennio si aggiunge quanto corrispondente al Superbonus, per il tramite del quale, dalla fine del 2020 al **31 dicembre 2022** sono stati complessivamente ammessi interventi cui sono correlati investimenti per circa **61 mld€**, dei quali però circa il 17% riconducibili alle FER

Stima delle Unità di Lavoro [ULA] correlate alla promozione dell'efficienza energetica tra il 2018 e il 2022



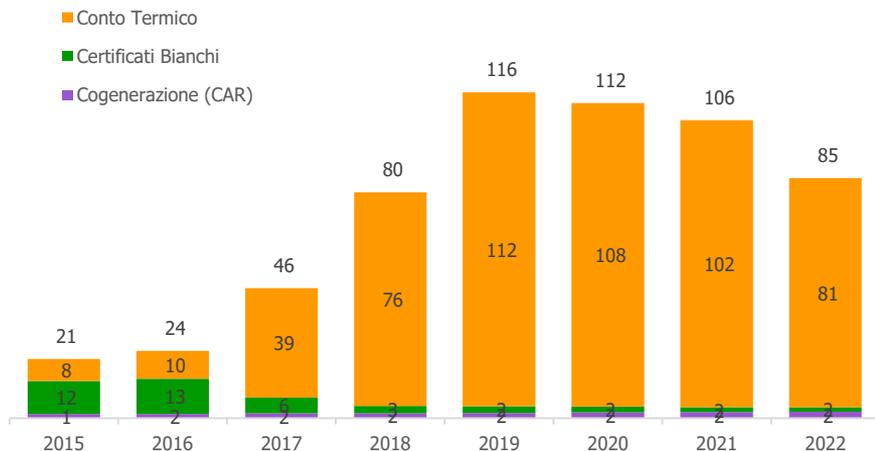
* Dagli investimenti supportati dall'Ecobonus sono stati sottratti quelli riconducibili con certezza alla FER, ad esempio nel 2022 gli investimenti totali dell'Ecobonus ammontano a oltre 6,8 mld€. Per maggiori dettagli si veda il rapporto annuale dell'ENEA sulle detrazioni fiscali.

FER-H & EE: progetti supportati con i meccanismi gestiti dal GSE

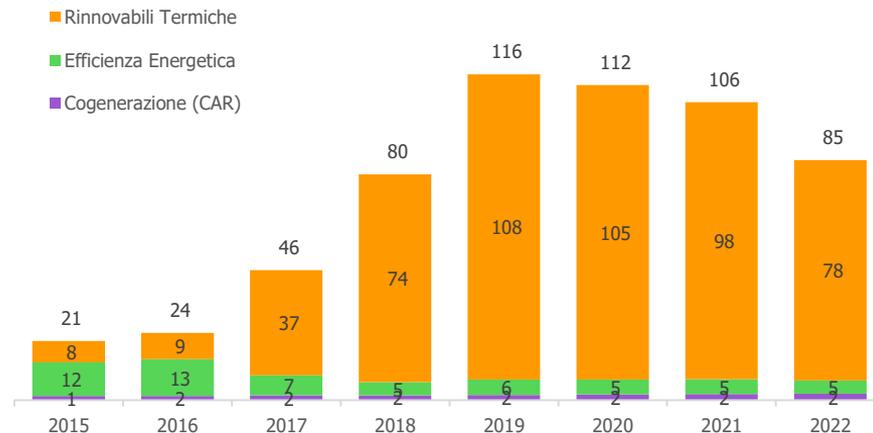
Nel settore dell'efficienza energetica e delle rinnovabili termiche il **GSE** ha **riconosciuto incentivi** nel 2022 per circa **85 mila progetti**, dei quali circa **7 mila** si riferiscono a interventi di **efficienza** energetica, il resto ad impianti alimentati a rinnovabili

termiche. Il numero dei progetti supportati è aumentato significativamente tra il 2016 e il 2019, soprattutto per effetto dei nuovi interventi promossi dal Conto Termico

Numero interventi supportati dai meccanismi gestiti dal GSE, per meccanismo di supporto [migliaia]



Numero interventi supportati dai meccanismi gestiti dal GSE, per tipologia di intervento [migliaia]



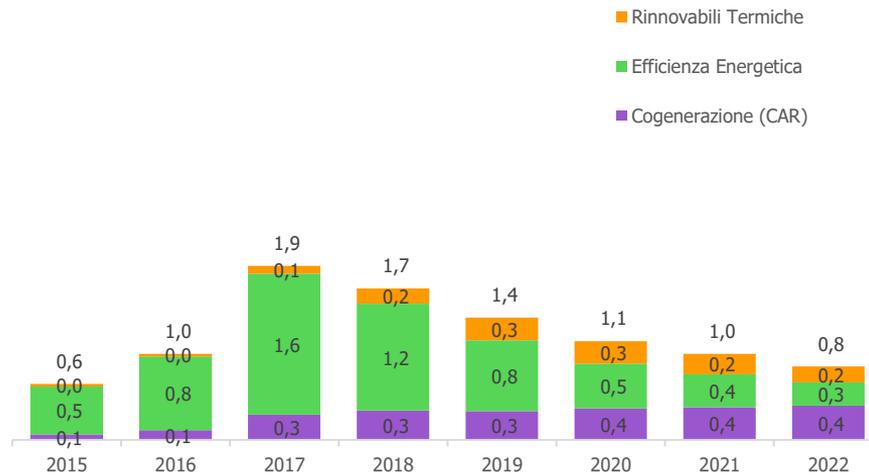
FER-H & EE: risparmi energetici ed incentivi GSE

Agli impianti **rinnovabili termici** e agli interventi di **efficienza energetica** sostenuti dai meccanismi gestiti dal **GSE**, si stima corrisponda nel 2022 un **risparmio** di circa **2,3 Mtep** di energia e l'**emissione evitata** di gas ad effetto serra per **5,7 Mt CO₂eq**.

Il **valore** degli **incentivi** riconosciuti nel 2022 dal GSE per efficienza energetica e FER termiche ammonta a **circa 800 mln€**, di cui 235 mln€ riconosciuti mediante **Conto Termico** e la restante parte valutata come **controvalore dei CB** emessi nell'ultimo anno solare (2,2 mln CB inclusi quelli CAR) considerando un valore medio di mercato di 258 €/CB

Risparmi correlati agli interventi supportati con i meccanismi gestiti dal GSE, per tipologia di intervento [Mtep]

Valore degli incentivi riconosciuti con i meccanismi gestiti dal GSE, per tipologia di intervento [mln€]

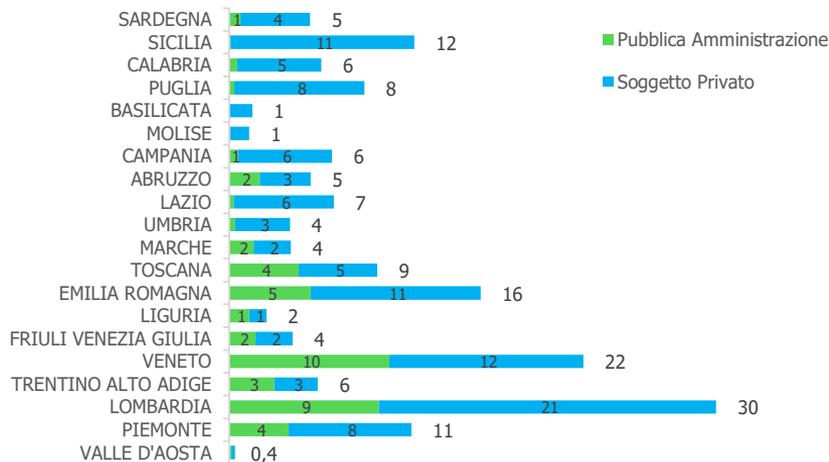


Conto termico: incentivi riconosciuti per regione

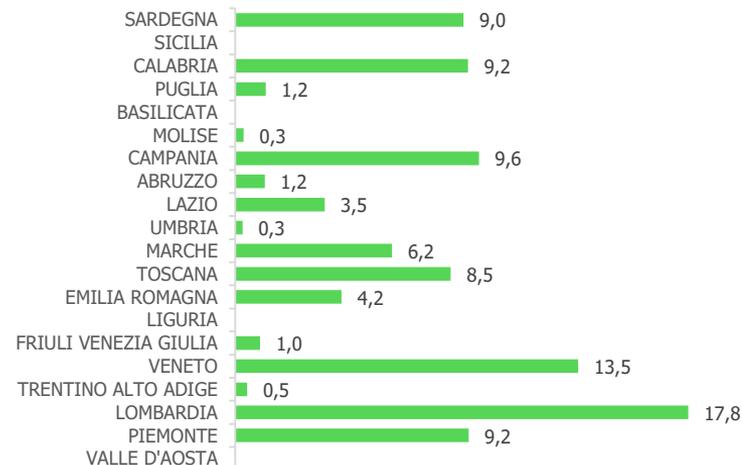
Nel **primo semestre 2023** sono stati riconosciuti in accesso diretto*, mediante il Conto Termico, oltre **160 milioni di euro** di incentivi, di cui oltre **115 mln€** a soggetti **privati** per la produzione di energia termica da **FER-H** e oltre **44 mln€** per interventi di **efficientamento energetico** e produzione termica da **FER-H** negli edifici della **Pubblica Amministrazione**.

Circa il **57%** degli incentivi afferiscono a interventi nelle Regioni del **Nord**, in particolare in **Lombardia e Veneto**. Le Regioni del **Centro** hanno ottenuto circa il **15%** degli incentivi, mentre al **Sud** è stato riconosciuto il restante **28%** (in prevalenza per interventi di produzione di energia termica da **FER-H** in **Puglia e Sicilia**). Gli **incentivi prenotati**** nel primo semestre 2023 ammontano a circa **95 mln€**, in particolare per edifici **nZEB** (circa 78 mln€).

Incentivi del Conto Termico riconosciuti in accesso diretto per tipologia di soggetto e per Regione nel primo semestre 2023 [mln€]



Incentivi del Conto Termico prenotati dalla Pubblica Amministrazione per Regione nel primo semestre 2023 [mln€]



* L'accesso agli incentivi può avvenire tramite: a) «Accesso Diretto»: la richiesta deve essere presentata entro 60 giorni dalla fine dei lavori; b) «Prenotazione»: per interventi ancora da realizzare, nella titolarità delle PA, è possibile prenotare l'incentivo prima che l'intervento sia realizzato e ricevere un acconto delle spettanze all'avvio dei lavori, mentre il saldo è riconosciuto a fine lavori.

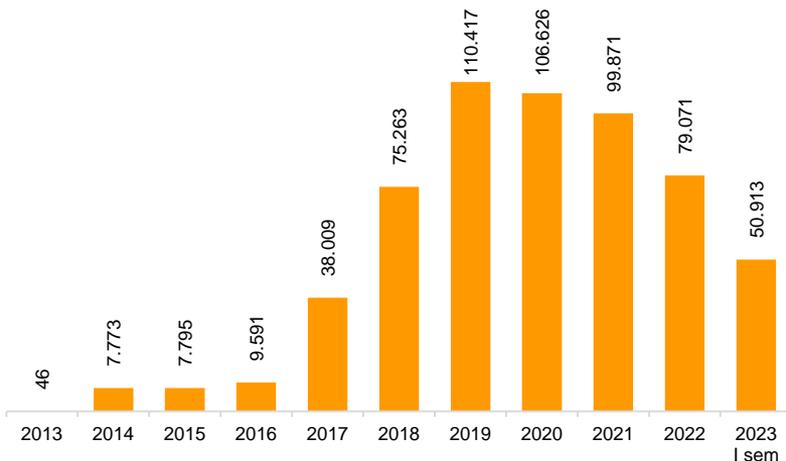
** Per incentivi prenotati si intendono gli importi autorizzati in prenotazione nell'anno di riferimento (tali importi sono soggetti a variazioni dipendenti da eventuali evoluzioni delle pratiche)

Conto Termico. FER-H: numero impianti

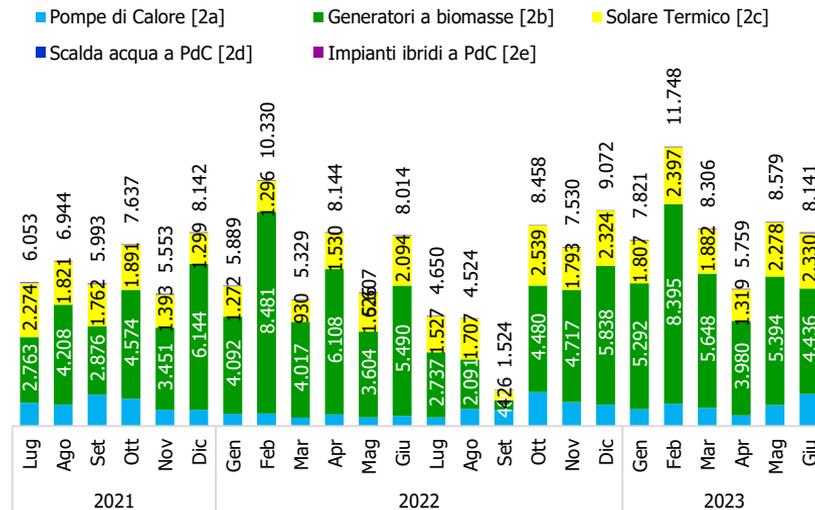
Tra il 2013 e il primo semestre 2023 risultano contrattualizzate in accesso diretto circa **585 mila richieste** di incentivazione con il Conto Termico per impianti per la produzione di energia termica da **FER-H**, in particolare **generatori a biomasse** (circa 355 mila interventi), impianti **solari** termici (oltre 156 mila interventi) e **pompe di calore** (oltre 70 mila interventi).

Nel **primo semestre 2023** si assiste a una **crescita del 16%** nel **numero di impianti FER-H** contrattualizzati nell'ambito del meccanismo del Conto Termico, rispetto allo stesso semestre del 2022; tale andamento è trainato in particolare dalle **pompe di calore** (+89%) e dal **solare** (+37%). L'evoluzione del settore degli impianti a **biomassa** si mantiene pressoché costante sui livelli sostenuti del passato.

Numero di interventi FER-H riconosciuti dal Conto Termico (2013- I sem 2023)



Numero di interventi FER-H riconosciuti dal Conto Termico, per tipologia (II sem 2021 – I sem 2023)

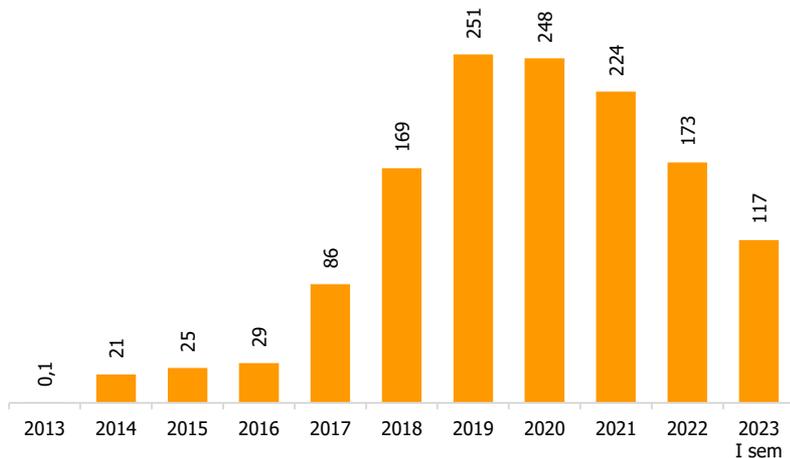


Conto Termico. FER-H: incentivi

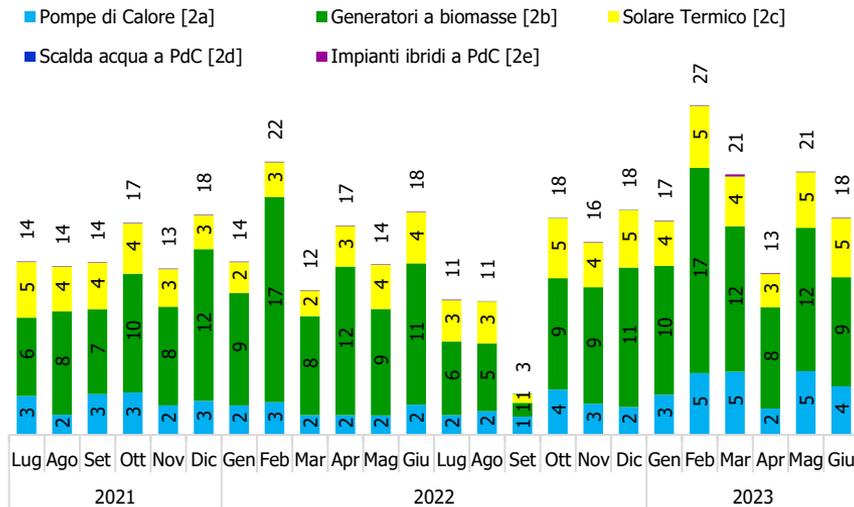
Tra il 2013 e il primo semestre 2023 sono stati riconosciuti in accesso diretto incentivi pari a oltre **1,34 mld€** per la produzione di energia termica da **FER-H** con il Conto Termico, in particolare **generatori a biomasse** (circa 772 mln€), impianti **solari termici** (circa 336 mln€) e **pompe di calore** (circa 230 mln€).

Nel **primo semestre 2023** si assiste ad una **crescita del 21%** nell'ammontare di incentivi riconosciuti per le FER-H mediante il Conto Termico, rispetto al medesimo trimestre del 2022.

Incentivi del Conto Termico riconosciuti ad interventi FER-H (2013 – I sem. 2023) [mln€]



Incentivi del Conto Termico riconosciuti ad interventi FER-H, per tipologia (II sem. 2021 – I sem. 2023) [mln€]

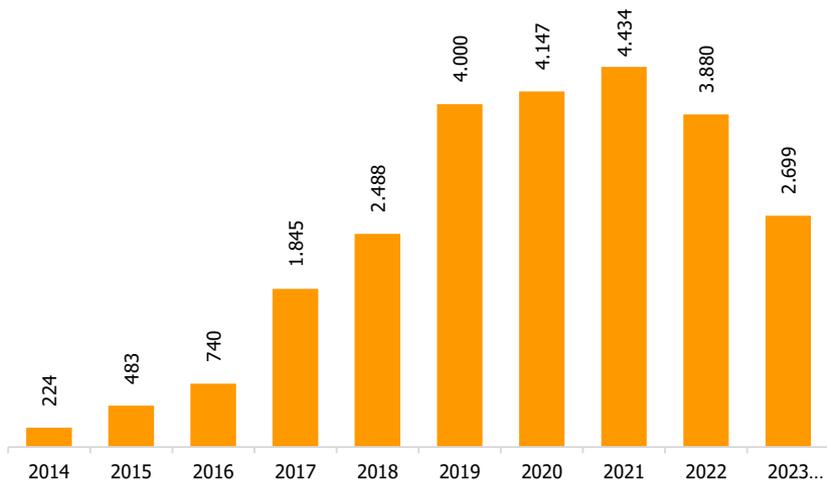


Conto Termico. Efficienza: numero interventi

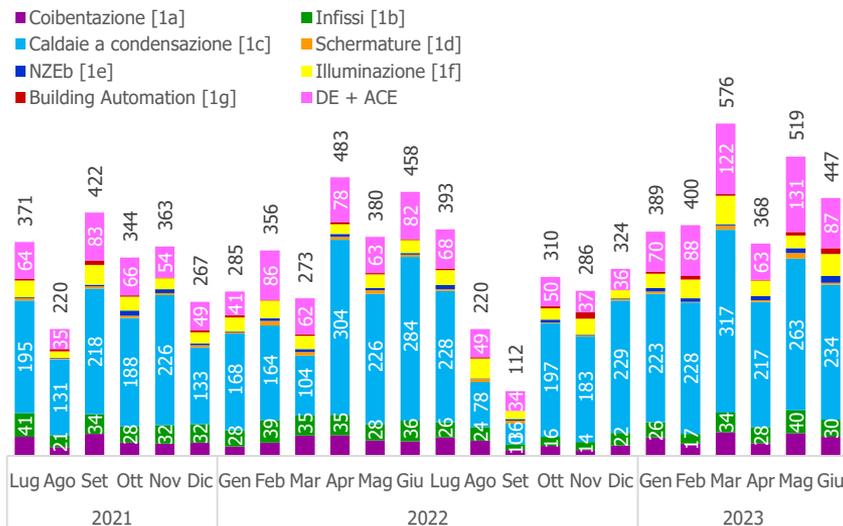
Tra il 2013 e il primo semestre 2023 risultano contrattualizzati in **accesso diretto** oltre **24 mila interventi di efficientamento energetico di edifici della Pubblica Amministrazione** mediante il meccanismo del Conto Termico, tra cui si segnalano: **caldaie a condensazione** (circa 13.700 interventi), **infissi** (circa 2.000) e **coibentazione** degli involucri (oltre 1.900 interventi).

Nel **primo semestre 2023** le **caldaie a condensazione** si confermano essere l'intervento più frequentemente realizzato (circa 1.500 interventi), seguito dalla **coibentazione** degli involucri (188 interventi) e dalla sostituzione degli **infissi** (175 interventi).

Numero di interventi di efficienza energetica supportati dal Conto Termico (2013 – I sem. 2023)



Numero di interventi di Efficienza Energetica supportati dal Conto Termico, per tipologia (II sem. 2021 – I sem. 2023)

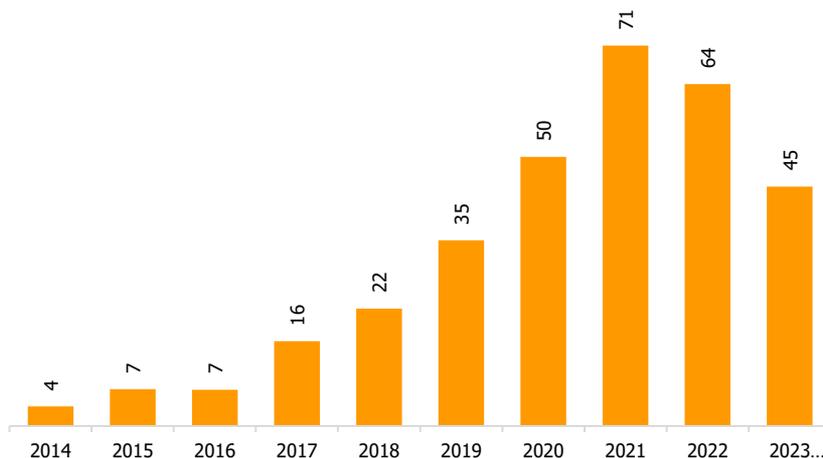


Conto Termico. Efficienza: incentivi

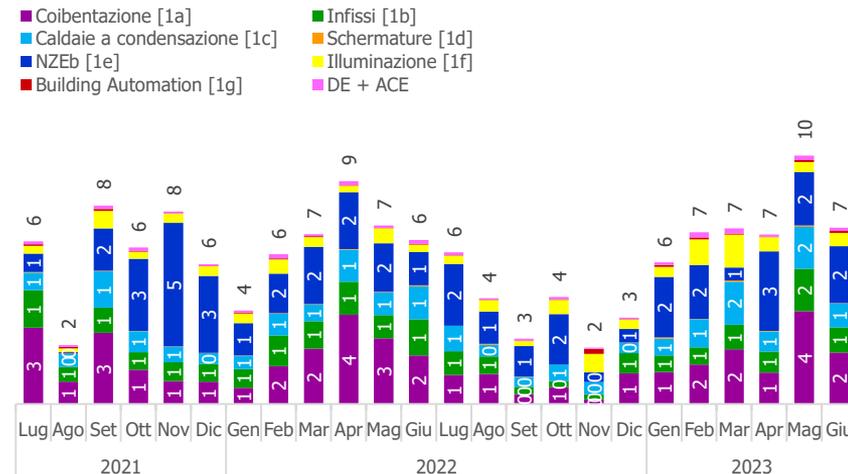
Tra il 2013 e il primo semestre 2023 sono stati riconosciuti incentivi in **accesso diretto** per circa **320 milioni di euro per interventi di efficientamento energetico di edifici della Pubblica Amministrazione** mediante il meccanismo del Conto Termico, in particolare per interventi di **coibentazione** (oltre 94 milioni di euro), **edifici ad energia quasi zero** (nZEB – circa 74 milioni di euro) e **infissi** (circa 51 milioni di euro).

Nel **primo semestre 2023** agli **edifici ad energia quasi zero** e agli interventi di **coibentazione** sono stati riconosciuti gli **importi più elevati** (complessivamente circa 12 milioni di euro). Nel primo semestre del 2023, rispetto al medesimo periodo del 2022, si assiste ad una **crescita** degli incentivi riconosciuti per interventi di efficientamento energetico di edifici della Pubblica Amministrazione (+11%).

Incentivi del Conto Termico riconosciuti ad interventi di Efficienza Energetica (2014 – I sem. 2023) [mln€]



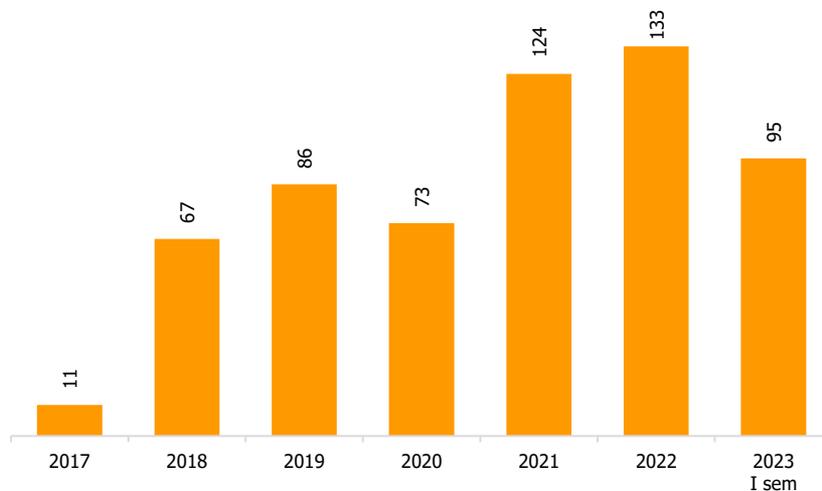
Incentivi del Conto Termico riconosciuti ad interventi di Efficienza Energetica, per tipologia (II sem. 2021 – I sem. 2023) [mln€]



Conto Termico. Incentivi prenotati dalla PA

Tra il **2017** e il **primo semestre 2023**, a fronte di oltre **2.200 richieste**, sono stati **prenotati* dalla PA** incentivi per **circa 590 milioni di euro**, quasi esclusivamente per interventi di **efficientamento energetico** di edifici, in particolare per **edifici ad energia quasi zero** (nZEB – circa 439 milioni di euro) interventi di **coibentazione** (oltre 80 milioni di euro) e **infissi** (circa 33 milioni di euro).

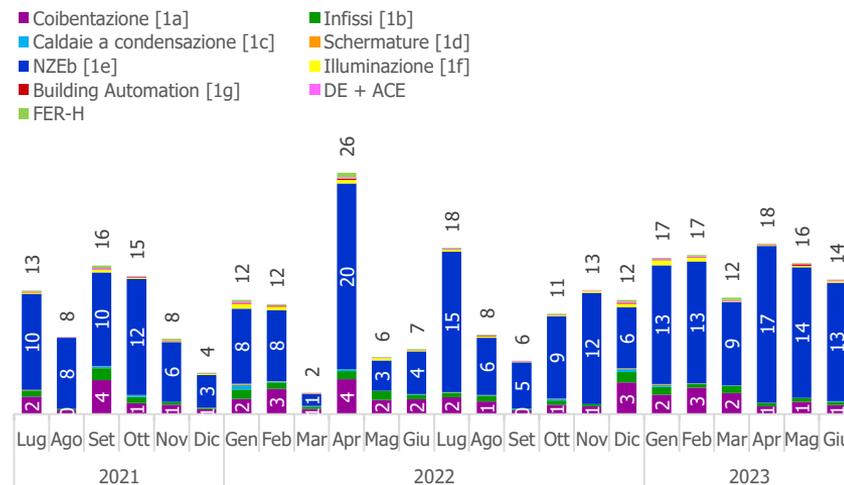
Incentivi del Conto Termico prenotati (2014 – I sem. 2023) [mln€]



Nel **primo semestre 2023** gli importi più elevati sono stati prenotati per **edifici ad energia quasi zero** (complessivamente circa 78 milioni di euro).

Nel primo semestre del 2023, rispetto al medesimo periodo del 2022, si assiste ad una **forte crescita degli incentivi prenotati dalla Pubblica Amministrazione (+46%)**.

Incentivi del Conto Termico prenotati, per tipologia (II sem. 2021 – I sem. 2023) [mln€]



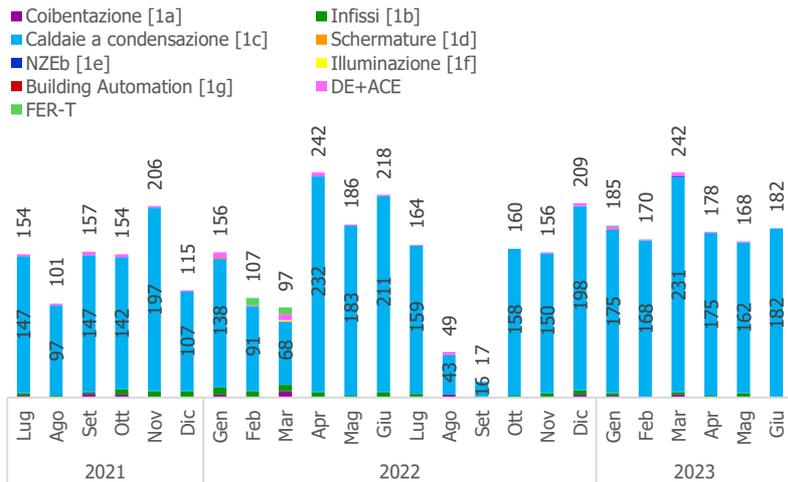
* Per incentivi prenotati si intendono gli importi autorizzati in prenotazione nell'anno di riferimento (tali importi sono soggetti a variazioni dipendenti da eventuali evoluzioni delle pratiche)

Conto Termico. Edilizia Sociale

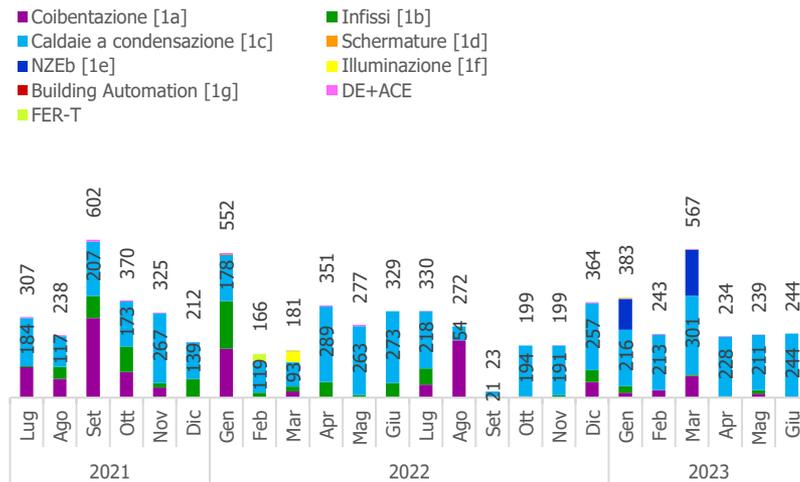
Tra il **II semestre 2021 e il I semestre 2023** sono stati contrattualizzati circa **3.800 interventi su edilizia sociale** con il Conto Termico (su un totale, nel medesimo periodo, di oltre 178 mila interventi supportati, di cui circa 8.600 inerenti l'efficienza energetica). Nel **95%** dei casi si tratta dell'installazione di **caldaie a condensazione** (circa 3.600 interventi), sostituzione di **infissi** (88 interventi) e **coibentazione degli involucri** (36 interventi).

Nel periodo monitorato, su un totale di circa 590 mln€ riconosciuti in accesso diretto dal Conto Termico, **7,2 mln€** sono stati destinati all'edilizia sociale, dei quali il **65%** alle **caldaie a condensazione**, il **18%** alla **coibentazione degli involucri** degli edifici, e il **12%** alla sostituzione degli **infissi**. Nello stesso periodo (II sem. 2021 – I sem. 2023), sono stati **prenotati** incentivi per circa **140 mila euro** in particolare per interventi di **coibentazione degli involucri**

Numero di interventi realizzati su edilizia sociale supportati dal Conto Termico (II sem. 2021 – I sem. 2023), per tipologia



Incentivi del Conto Termico riconosciuti ad interventi su edilizia sociale (II sem. 2021 – I sem. 2023), per tipologia [k€]



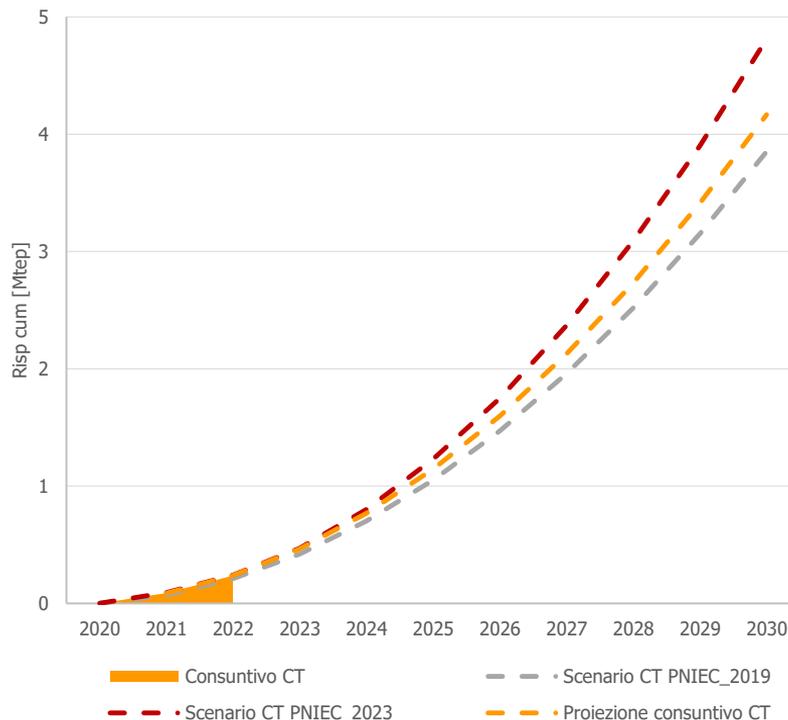
Conto Termico: traiettorie target PNIEC vs trend

La verifica del conseguimento del **target di efficienza energetica al 2030 (art.8 EED)** richiede di **monitorare i risparmi** generati dalle varie **misure di promozione dell'efficienza energetica** nel periodo **2021-2030**.

I **risparmi** di energia finale riconducibili agli interventi realizzati con il **Conto Termico** nel **2021** ammontano a **0,086 Mtep**, mentre i risparmi in virtù dei nuovi interventi realizzati e supportati nel **2022** sono pari a **0,065 Mtep** che su base **cumulata 2021-2022** portano ad un risparmio di **0,237 Mtep**.

Ipotizzando negli anni a seguire un contributo di risparmi dai nuovi interventi incentivati dal Conto Termico pari alla media mobile biennale di quanto consuntivato, e un mantenimento dei risparmi annui costante per la vita tecnica degli interventi, è possibile disegnare una proiezione del trend di risparmi cumulati; tale ipotetico trend (per ora basato sulla proiezione nel futuro del consuntivo medio del biennio 2021-2022), risulta in linea con il contributo assegnato al Conto Termico dallo scenario contenuto nella nuova proposta PNIEC_2023, apparendo solo lievemente al di sotto negli anni finali della traiettoria. Il trend è invece lievemente superiore al contributo ipotizzato per il Conto Termico nella versione precedente del PNIEC_2019.

Conto Termico: traiettorie dei risparmi (proiezione tendenziale, PNIEC_2019, PNIEC_2023)

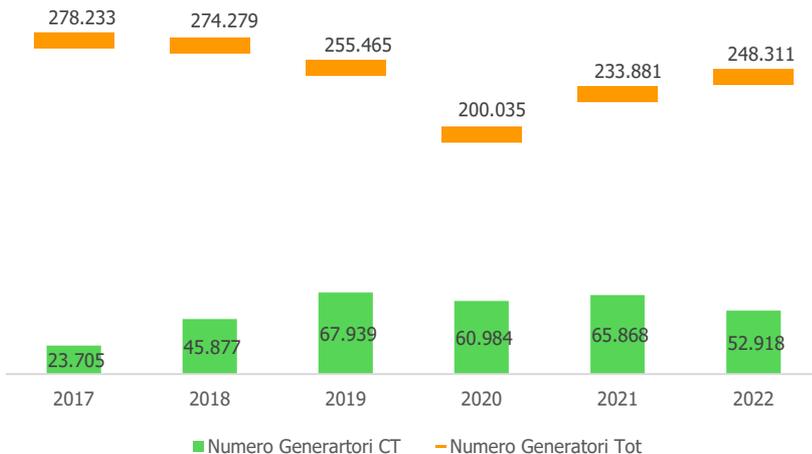


Generatori a biomassa: mercato annuale e contributo CT

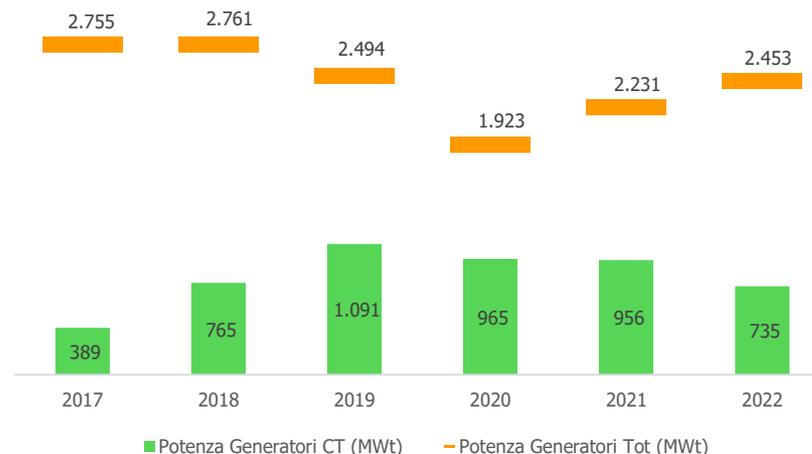
Negli ultimi anni, le vendite annuali dei generatori a biomassa si stima abbiano oscillato dalle 278 mila del 2017, alle 200 mila del 2020, alle 248 mila del 2022. Il **Conto Termico** si è rivelato un **meccanismo incisivo nel settore dei generatori a biomassa**.

Nel 2022 si valuta che gli apparecchi incentivati mediante il Conto Termico abbiano costituito circa il 21% del venduto in termini di numerosità e circa il 30% del venduto in termini di potenza.

Stima numero dei generatori a biomassa venduti in Italia



Stima potenza dei generatori a biomassa venduti in Italia [MWt]



Evoluzione del prezzo delle bioenergie per usi termici

Dopo la crescita sostenuta del 2022, si è registrata in tutta Europa un calo progressivo dei **prezzi** dei principali **biocombustibili** destinati al **riscaldamento**.

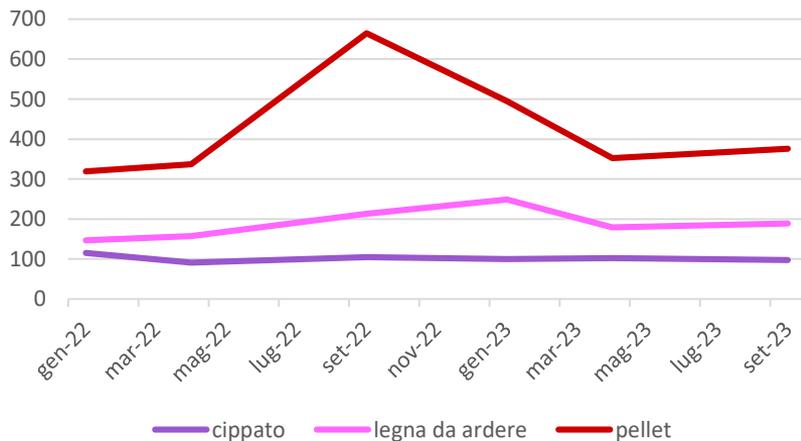
I prezzi di **legna da ardere** e **cippato** appaiono sovente essere influenzati da dinamiche di approvvigionamento locale, marcata **stagionalità** e **variabilità geografica**.

Si stima che oltre l'**80%** del fabbisogno italiano di **pellet** dipenda dalle **importazioni** (circa 2 milioni di tonnellate nel 2021, in primis

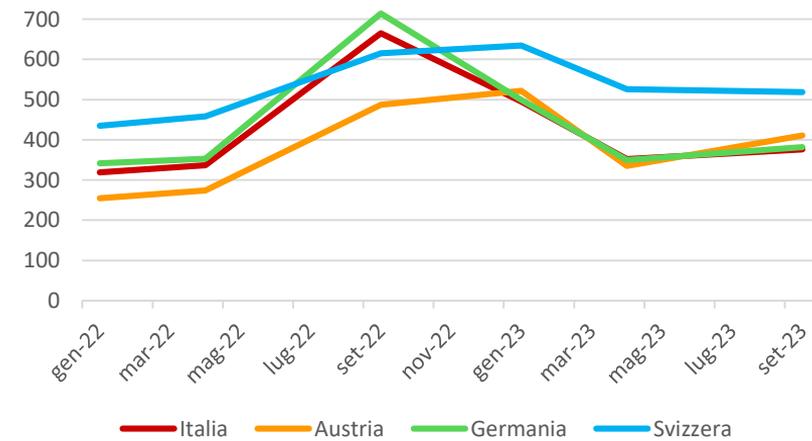
da Austria, Germania, Croazia e Repubblica Ceca).

Dopo gli aumenti registrati nel corso del 2022, anche a causa delle criticità nell'approvvigionamento dai mercati dell'Europa orientale, nel primo semestre del 2023 si nota nei mercati dei Paesi vicini, dopo un mercato **calo**, un lieve **rialzo** dei prezzi, coincidente con il periodo di diffuso approvvigionamento per la successiva stagione termica.

Prezzi medi di cippato, legna da ardere e pellet in Italia [€/t]



Prezzo medio del pellet in Italia, Austria, Germania e Svizzera [€/t]



Conto Termico: costi coibentazione e infissi

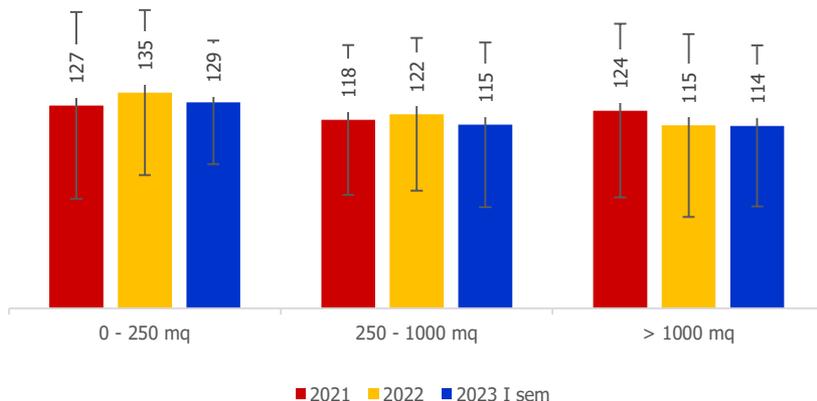
Per quanto riguarda la **coibentazione dell'involucro** degli edifici della Pubblica Amministrazione, è stato esaminato un campione di circa **630 interventi** realizzati mediante Conto Termico tra il 2021 e il I sem 2023; oltre il 50% riguarda edifici con superficie utile >1.000 mq e circa il 40% si riferisce a edifici con superficie compresa tra 250 e 1.000 mq. L'analisi dei **costi dichiarati** evidenzia una **certa stabilità** nel periodo considerato.

Relativamente alla **sostituzione degli infissi** in edifici della PA, il

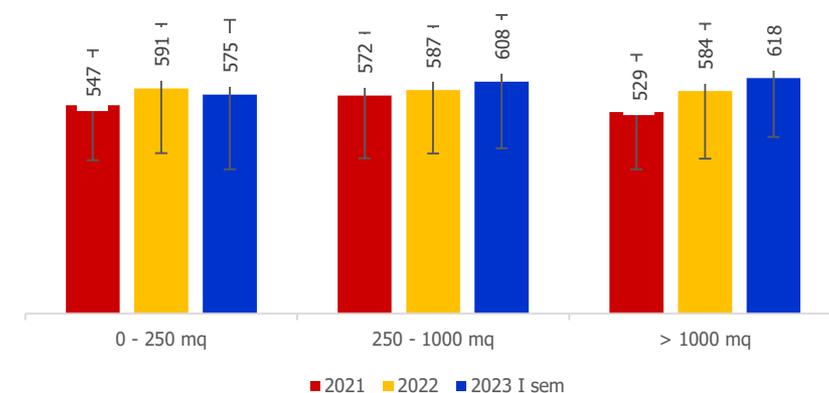
campione è costituito da circa **730 interventi**, distribuiti equamente nel periodo e nelle classi di superficie considerate; per tale fattispecie i costi si mostrano **lievemente crescenti** o costanti nel tempo al variare della classe considerata.

I costi di investimento analizzati sono espressi in €/mq di intervento e **comprendono anche spese provvisoriale ed accessorie**, quali ad esempio: fornitura e messa in opera di materiali e apparecchi, opere accessorie, demolizioni, smaltimenti e spese professionali.

Costi medi di investimento* in interventi di coibentazione per anno e classe di superficie utile degli edifici [€/mq].



Costi medi di investimento* in infissi per anno e classe di superficie utile degli edifici [€/mq].

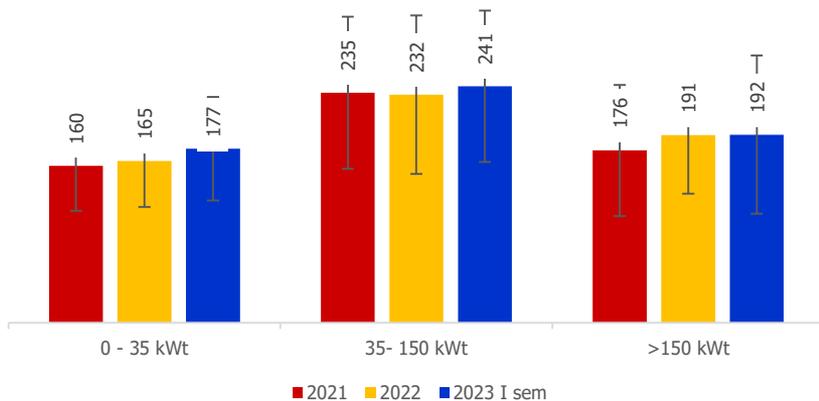


* I costi analizzati sono comprensivi di IVA, le barre riportate sugli istogrammi rappresentano la deviazione standard riscontrata nell'analisi dei campioni

Conto Termico: costi caldaie e generatori a biomassa

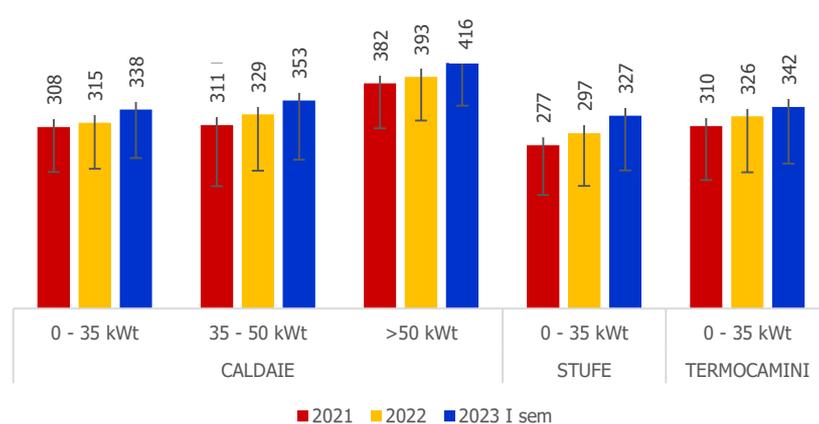
Per le **caldaie a condensazione** negli edifici della PA è stato esaminato un campione di circa **6.000 interventi**; l'**87%** riguarda apparecchi con potenza termica **<35kWt**. Dai dati dichiarati si evincono **costi medi di investimento più elevati** nella classe compresa **tra 35 e 150 kWt**, probabilmente dovuti ad una maggiore complessità degli interventi necessari all'installazione di impianti di medie dimensioni. Rispetto al suddetto segmento, i costi appaiono inferiori nella classe >150 kWt, presumibilmente per effetto di economie di scala.

Costi medi di investimento* in interventi di installazione di caldaie a condensazione per anno e classe di potenza degli apparecchi [€/kWt].



Nel caso dei **generatori a biomassa**, il campione è costituito da circa **138 mila interventi**, il **73%** riguardanti **stufe a legna o pellet**. La maggioranza degli interventi (o la quasi totalità nel caso di stufe e termocamini) riguarda impianti con potenza **<35 kWt**, con costi in media nell'intorno dei **300 €/kWt**, in crescita nel periodo in esame. I costi analizzati non si riferiscono solo all'acquisto dell'apparecchio per la generazione del calore, ma **comprendono spese accessorie**, quali ad esempio: smontaggio e dismissione dell'impianto esistente, installazione del nuovo apparecchio, demolizioni, smaltimenti e spese professionali.

Costi medi di investimento* in interventi di installazione di generatori a biomassa per anno e classe di potenza degli apparecchi [€/kWt].



* I costi analizzati sono comprensivi di IVA, le barre riportate sugli istogrammi rappresentano la deviazione standard riscontrata nell'analisi dei campioni

Conto Termico: costi pompe di calore e solare termico

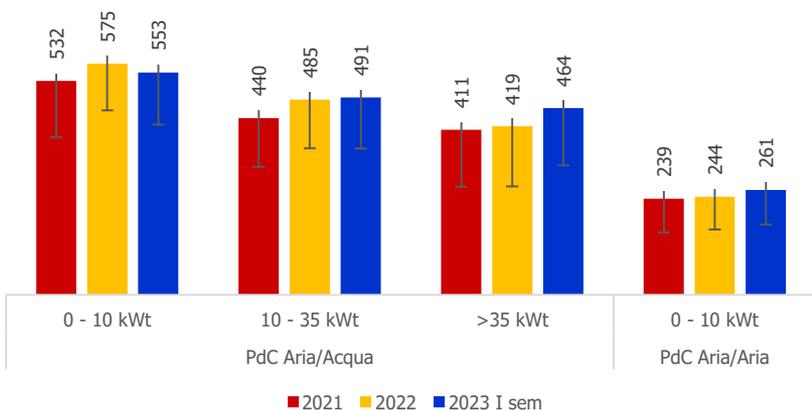
Per le **Pompe di Calore** è stato esaminato un campione di circa **50 mila interventi**; l'**87%** riguarda **PdC elettriche** di tipo **aria/aria**, in particolare (79%) con potenza termica <10kWt, il 7% riguarda PdC elettriche aria/acqua, per le quali prevale la classe compresa tra 10 e 35 kWt. Si nota una **evidente differenza nei costi medi di investimento** delle due applicazioni analizzate, che sono **maggiori** nel caso delle **PdC aria/acqua**, meno diffuse sul mercato, ma con volumi di vendita in crescita.

Per gli impianti **solari termici** (non abbinati al solar cooling), il campione è costituito da circa **56 mila interventi**, l'**89%** a circolazione

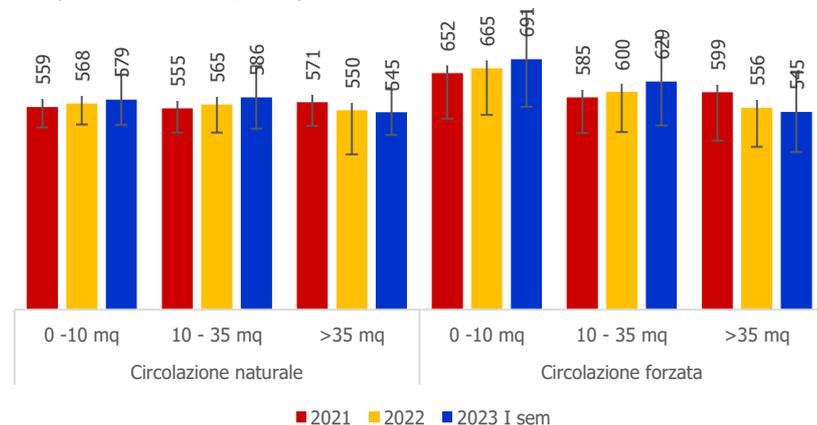
naturale e 11% a circolazione forzata. Si tratta per lo più, o quasi totalmente nel caso della circolazione naturale, di impianti con **superficie solare <10 mq**, con costi in media nell'intorno di **550 €/mq** nel caso della **circolazione naturale**, e di **670 €/mq** nel caso della **circolazione forzata**.

I **costi dichiarati** dagli operatori **non si riferiscono al solo apparecchio** per la generazione termica, ma **comprendono altre spese accessorie**, quali ad esempio: smontaggio e dismissione dell'impianto esistente, installazione del nuovo impianto, opere accessorie, demolizioni, smaltimenti e spese professionali.

Costi medi di investimento* in pompe di calore elettriche per anno e classe di potenza degli apparecchi [€/kWt].



Costi medi di investimento* in impianti solari termici per anno e classe di superficie solare [€/mq].



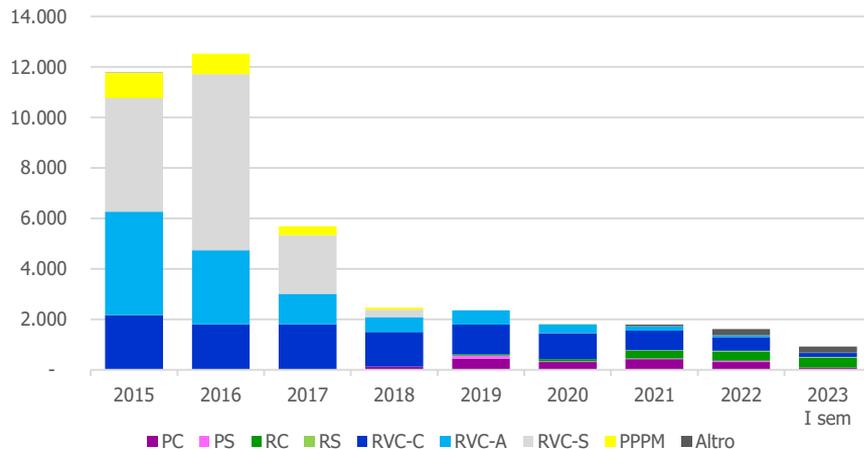
* I costi analizzati sono comprensivi di IVA, le barre riportate sugli istogrammi rappresentano la deviazione standard riscontrata nell'analisi dei campioni

Certificati Bianchi: evoluzione richieste

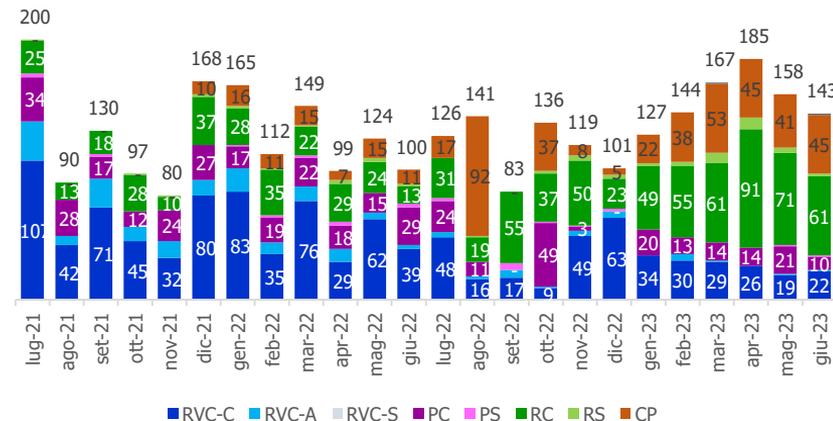
Il **numero delle richieste** presentate nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi negli ultimi 5 anni è dell'ordine delle **2 mila l'anno**, in calo tendenziale. Nel **primo semestre 2023** le nuove richieste presentate sono state circa 900.

Nel periodo luglio 2021 – giugno 2023 l'andamento del numero delle richieste evidenzia volumi che **oscillano** intorno ad una media di **131 richieste mensili**.

Numero richieste annuali CB per tipologia di richiesta 2015 - I sem. 2023



Numero richieste mensili CB per tipologia di richiesta



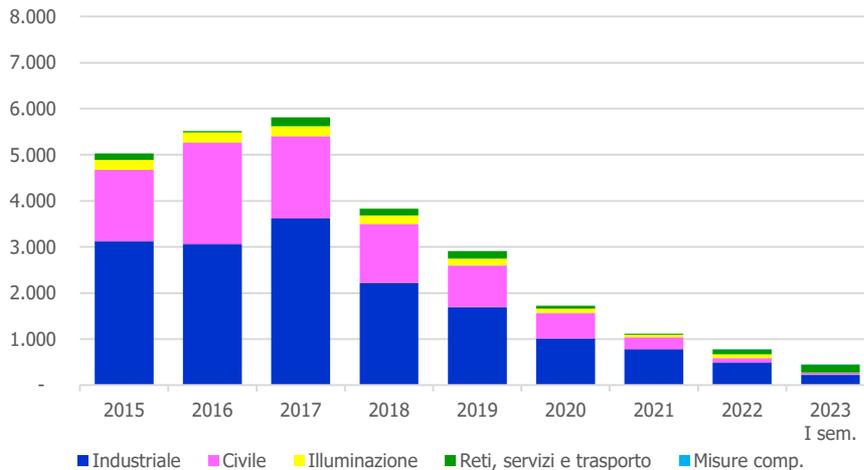
Certificati Bianchi riconosciuti

Il trend annuale evidenzia una contrazione dell'emissioni di Certificati Bianchi a partire dal 2017.

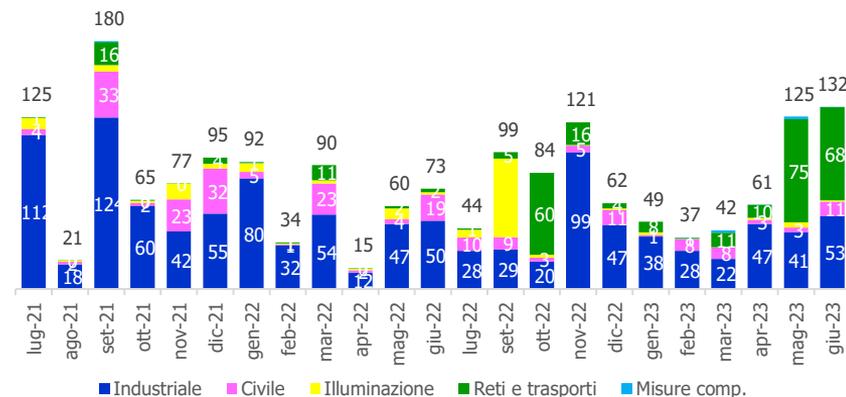
Nel **primo semestre 2023** sono stati emessi **447 mila CB**.

In termini settoriali, prevalgono i TEE riconosciuti a progetti realizzati nel **settore industriale, pari al 51%** nel primo semestre 2023

TEE emessi annualmente per settore 2015 - I sem. 2023 [migliaia CB]



TEE emessi mensilmente per settore lug. 21- giu. 23 [migliaia CB]

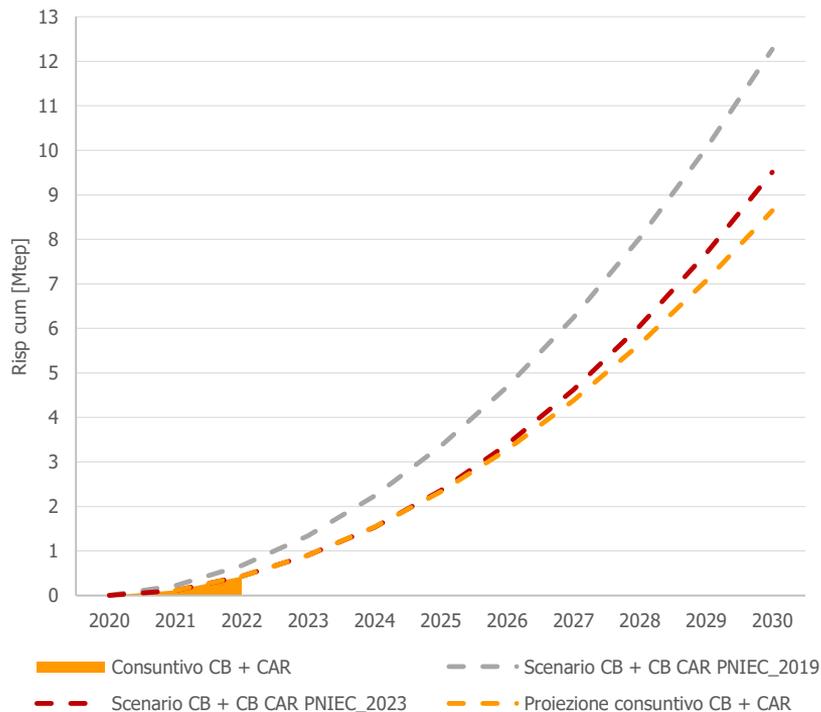


Certificati Bianchi: traiettorie target PNIEC vs trend

I **risparmi di energia finale** riconducibili ai nuovi interventi di efficienza energetica promossi tramite **CB e CB CAR**, nel corso del **2022** ammontano a **0,162 Mtep** (di cui **54 ktep CB** e **108 ktep CAR**). Su base **cumulata 2021-22** i risparmi generati dai due meccanismi ammontano a **0,429 Mtep**.

Ipotizzando negli anni a seguire un contributo di risparmi dai nuovi interventi incentivati dai CB e CB CAR pari alla media mobile biennale di quanto consuntivato, e un mantenimento dei risparmi annui costante per la vita tecnica degli interventi, è possibile disegnare una proiezione del trend di risparmi cumulati; tale ipotetico trend (per ora basato sulla proiezione nel futuro del consuntivo medio del biennio 2021-2022), risulta in linea con il contributo assegnato ai Certificati Bianchi dallo scenario contenuto nella nuova proposta PNIEC_2023. Il trend è invece inferiore al contributo ipotizzato per CB e CB CAR nella versione precedente del PNIEC_2019.

Certificati Bianchi e CAR: traiettorie dei risparmi (proiezione tendenziale, PNIEC_2019, PNIEC_2023)



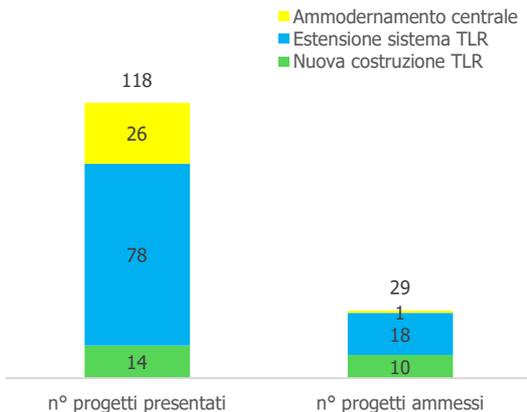
Misura PNRR per lo Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento

La misura (M2C3-9) del **PNRR destina 200 mln€** per lo sviluppo di sistemi di **teleriscaldamento**. Il 23 dicembre 2022 sono state **approvate le graduatorie** dei progetti TLR che hanno presentato domanda per l'Avviso pubblico del 28 luglio 2022, n.94 finalizzato alla selezione dei progetti TLR eleggibili.

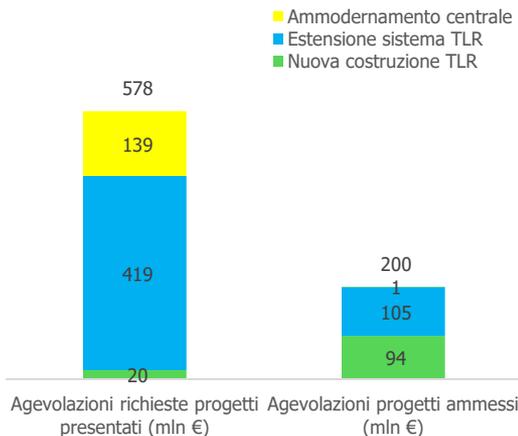
Il bando ha visto una **notevole partecipazione**: le richieste di agevolazione hanno superato quasi di **3 volte i fondi** dando luogo a una significativa competizione nelle graduatorie.

Sono risultati **ammessi** alle agevolazioni **29 progetti di TLR** efficiente, di cui **oltre la metà** relativi a **estensione di reti esistenti**. I progetti ammessi alle agevolazioni incrementeranno l'estensione complessiva delle reti TLR di **253 km** e la capacità termica delle centrali di **366 MWt**. I **risparmi** di energia primaria fossile attesi dai progetti ammontano a **oltre 70 ktep/anno** superando il target prefissato per la misura.

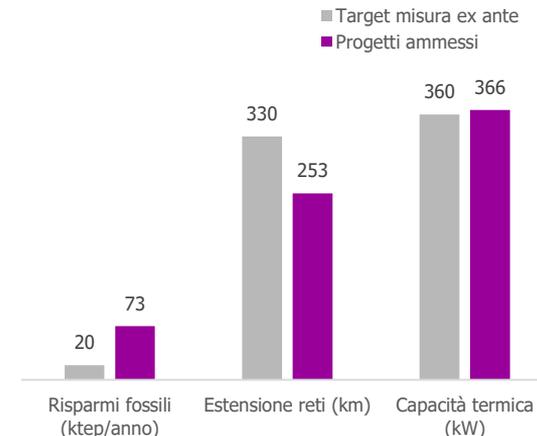
Numero progetti presentati ed ammessi per tipologia di progetto TLR



Agevolazioni richieste e riconosciute per tipologia di progetto TLR



Confronto tra target misura PNRR e risultati attesi per i progetti ammessi



ENERGIA E CLIMA IN ITALIA – Primo Semestre 2023

MOBILITA' SOSTENIBILE E BIOMETANO

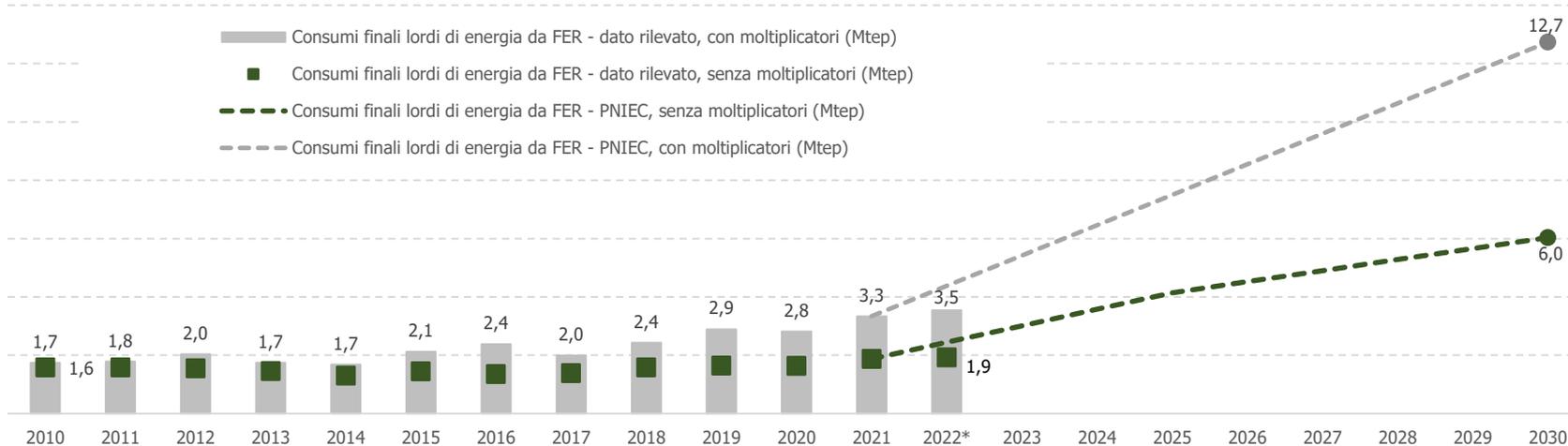


Fonti rinnovabili nel settore trasporti: dati di monitoraggio

Nel 2022 i consumi stimati di FER nei trasporti **ammontano a circa 1,9 Mtep**, valore che sale a **3,5 Mtep applicando i coefficienti premianti previsti dalle Direttive UE (RED)** per il monitoraggio dell'obiettivo di rinnovabili nei trasporti; oltre il 90% del totale è

costituito da consumi di **biodiesel**. I valori indicati per il 2030 dallo scenario di policy PNIEC 2023 sono pari, rispettivamente, a **6,0 Mtep** e a **12,7 Mtep** a seconda che si considerino o meno i coefficienti premianti.

Consumi finali lordi di energia da FER nel settore trasporti: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]

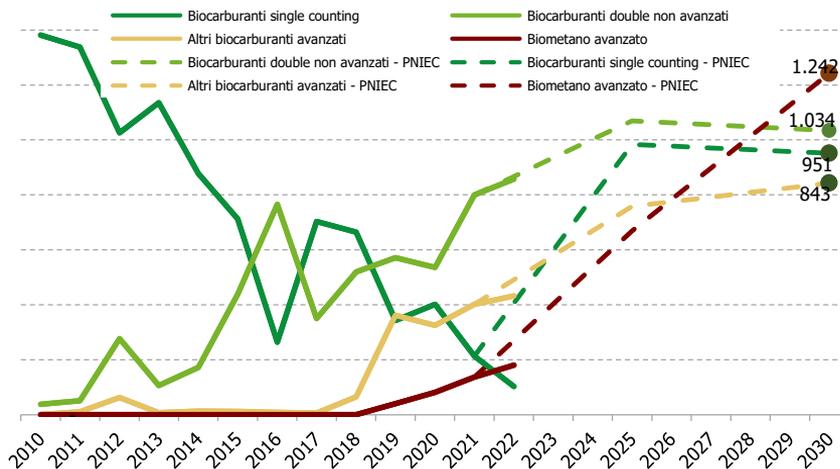


* Il dato 2022 è preliminare. Inoltre, i dati 2021 e 2022 sono rilevati con i criteri previsti dalla RED III, mentre fino al 2020 il monitoraggio dei consumi di FER seguiva la metodologia di calcolo fissata dalla direttiva 2009/28/CE (RED I).

Fonti rinnovabili nel settore trasporti: dati di monitoraggio

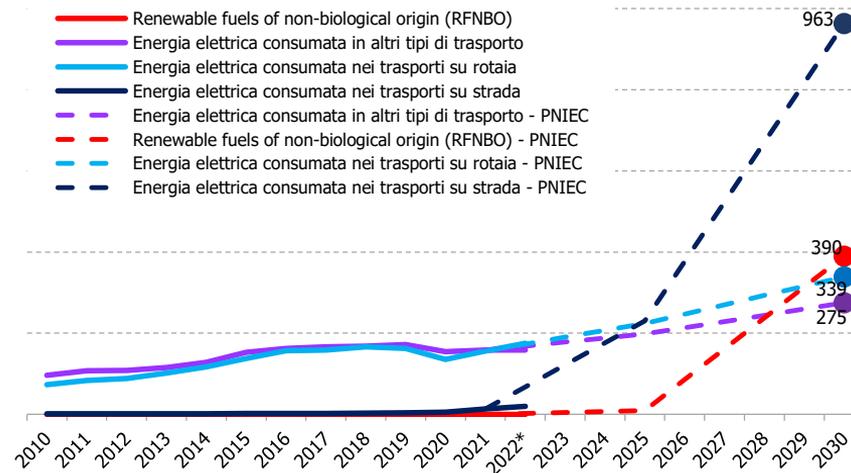
Nel 2022 il **contenuto energetico dei biocarburanti immessi in consumo** in Italia ammonta a circa **1,57 Mtep**; si tratta principalmente di biocarburanti double counting non avanzati (55%). Lo scenario di policy PNIEC 2023 per il 2030 indica **aumenti rilevanti** degli impieghi di tutte le tipologie di biocarburanti, in particolare del biometano avanzato e dei biocarburanti single

Biocarburanti immessi in consumo: dato rilevato e traiettoria PNIEC [ktep]



counting. Rispetto ai consumi attuali, lo scenario di policy PNIEC 2023 indica per il 2030 valori di rilievo anche per gli impieghi di **energia elettrica** nei trasporti su strada (20 ktep nel 2022) e per **l'idrogeno**, il cui impiego è, per il momento, ancora modesto.

Energia elettrica e RNFB0: dato rilevato e traiettoria PNIEC [ktep]



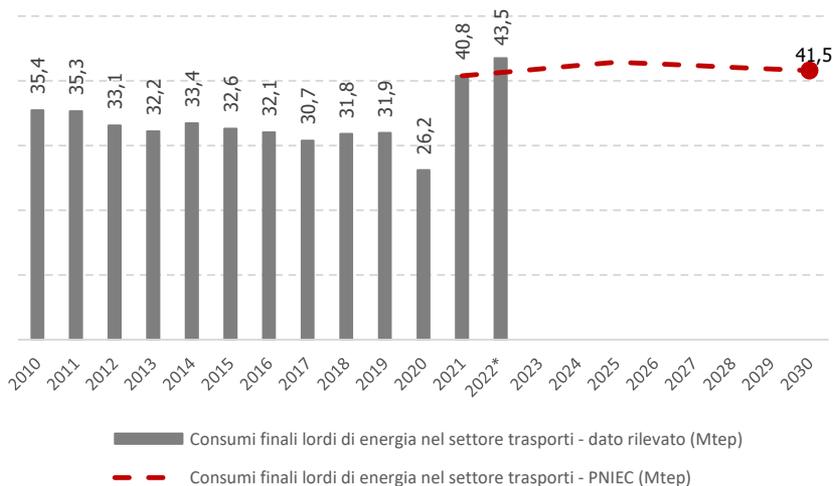
* Il dato 2022 è preliminare. Inoltre, i dati 2021 e 2022 sono rilevati con i criteri previsti dalla RED III, mentre fino al 2020 il monitoraggio dei consumi di FER seguiva la metodologia di calcolo fissata dalla direttiva 2009/28/CE (RED I).

Fonti rinnovabili nel settore trasporti: dati di monitoraggio

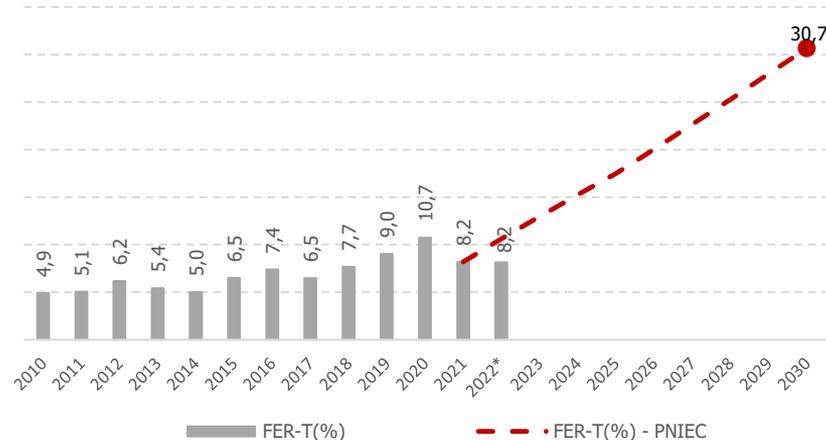
Nel **2022** i consumi complessivi di energia nel settore dei trasporti in Italia sono stimati in circa **43,5 Mtep**, un valore **in crescita del 7%** rispetto all'anno precedente e superiore di circa 2 Mtep rispetto allo scenario di policy PNIEC 2023 per il 2030.

La **quota dei consumi settoriali complessivi coperta da fonti rinnovabili** si attesta, nel 2022, all'**8,2%**, in linea con il valore rilevato l'anno precedente; lo scenario di policy PNIEC 2023 indica per il 2030 un valore pari al 30,7%.

CFL di energia nel settore trasporti: dato rilevato e traiettoria PNIEC [Mtep]



Quota FER nei trasporti: dato rilevato e traiettoria PNIEC [%]



* Il dato 2022 è preliminare. Inoltre, i dati 2021 e 2022 sono rilevati con i criteri previsti dalla RED III, mentre fino al 2020 il monitoraggio dei consumi di FER seguiva la metodologia di calcolo fissata dalla direttiva 2009/28/CE (RED I).

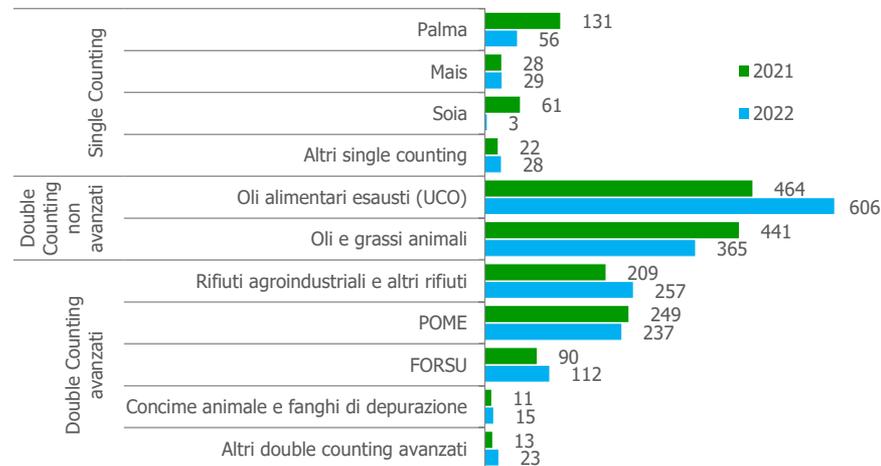
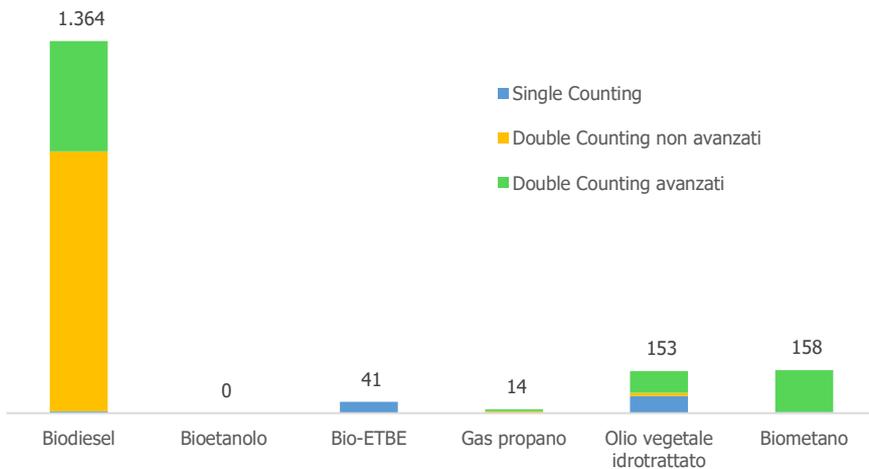
Biocarburanti immessi in consumo: tipologie e materie prime

Nel 2022 si stima siano state immesse in consumo in Italia oltre **1,7 milioni di tonnellate di biocarburanti** sostenibili, un dato lievemente superiore a quello dell'anno precedente (+1%); si tratta in gran parte di **biodiesel**, ma anche biometano e oli vegetali idrotrattati sono prodotti in quantità significative. Le materie prime

maggiormente utilizzate per la produzione dei biocarburanti nel 2022 risultano gli **oli per cucina usati** (UCO) e gli **oli e grassi animali** (entrambi double counting non avanzati) Tra i double counting avanzati, i principali sono i rifiuti industriali e il POME; tra i single counting, l'olio di palma.

Biocarburanti immessi in consumo in Italia nel 2022 per tipologia e caratteristiche del biocarburante [kton]

Biocarburanti immessi in consumo in Italia per materia prima [migliaia di tonnellate – convenzioni Direttiva Rinnovabili]

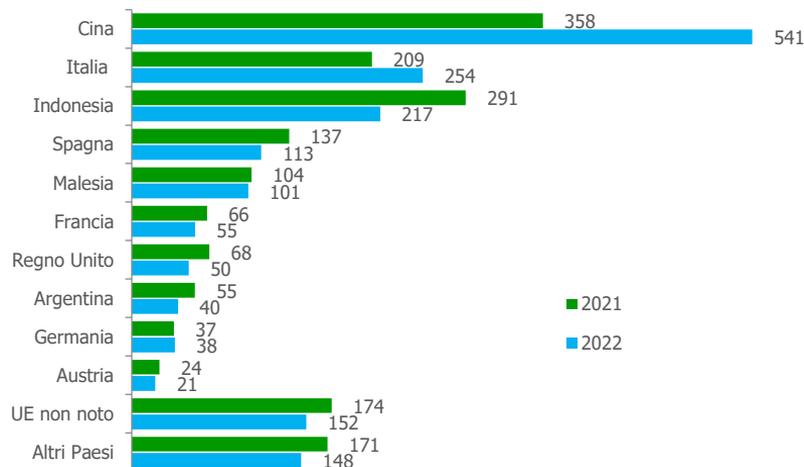


Biocarburanti immessi in consumo: Paesi di origine e produzione

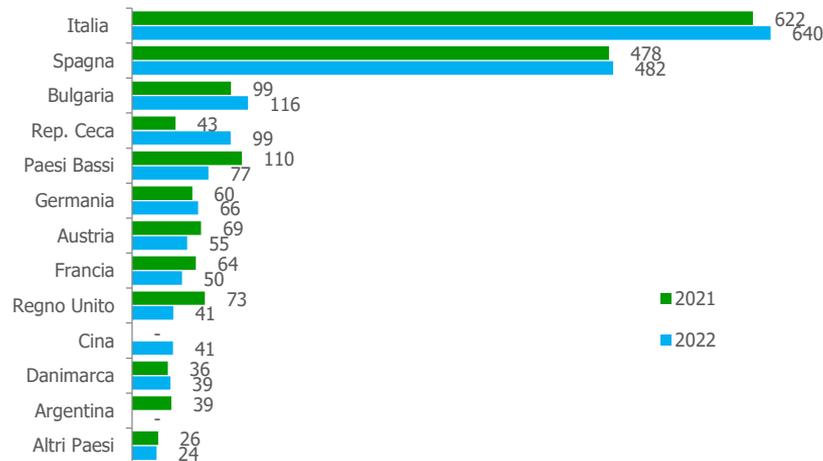
Le **materie prime** con cui sono prodotti i biocarburanti immessi in consumo in Italia provengono prevalentemente dalla **Cina** (31% del totale), dalla stessa Italia (15%) e dell'**Indonesia** (13%). Nello stesso anno sono stati invece **prodotti in Italia il 37%** dei biocarburanti immessi in consumo nel 2021 (erano il 36% nel 2021 e

il 42% nel 2020). Il Paese dal quale l'Italia **importa** maggiori volumi di biocarburanti è la **Spagna** (28% dei carburanti totali, in linea con l'anno precedente), seguita da Bulgaria (7%), Repubblica Ceca (6%) e Paesi Bassi (4%).

Biocarburanti immessi in consumo in consumo in Italia per Paese di origine della materia prima (migliaia di tonnellate – convenzioni RED) [kton]



Biocarburanti immessi in consumo in Italia per Paese di produzione (migliaia di tonnellate – convenzioni RED) [kton]

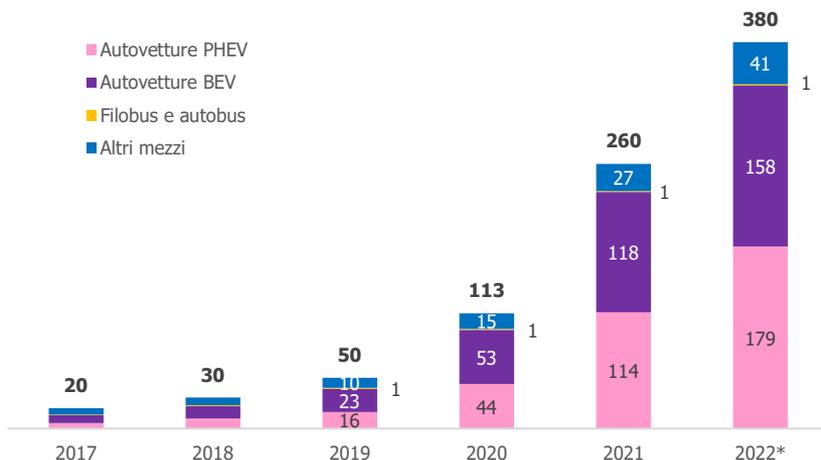


Consumi elettrici nei trasporti su strada

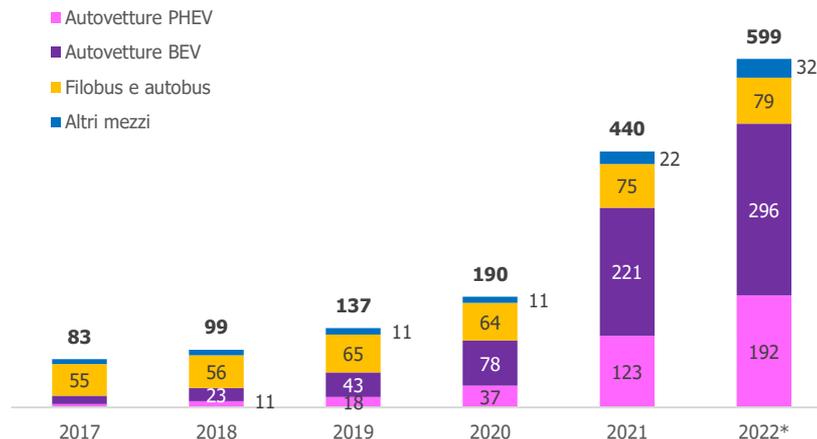
A fine 2022 il **parco circolante ad alimentazione elettrica** in Italia è stimato in circa **380.000 unità**, in notevole crescita rispetto agli anni precedenti; la diffusione dei veicoli ibridi plug in (PHEV) è leggermente superiore a quella dei veicoli full electric (BEV). L'**energia elettrica** complessivamente consumata nei trasporti su

strada è stimabile, nel 2022, in **circa 600 GWh**. La quota maggiore è associata ai veicoli full electric; a fronte del ridotto numero di unità circolanti, la quota associata a filobus e autobus elettrici, caratterizzati da elevato chilometraggio, assume un peso piuttosto significativo.

Mezzi circolanti ad alimentazione elettrica in Italia [migliaia di unità]



Consumi di energia elettrica nei trasporti su strada [GWh]



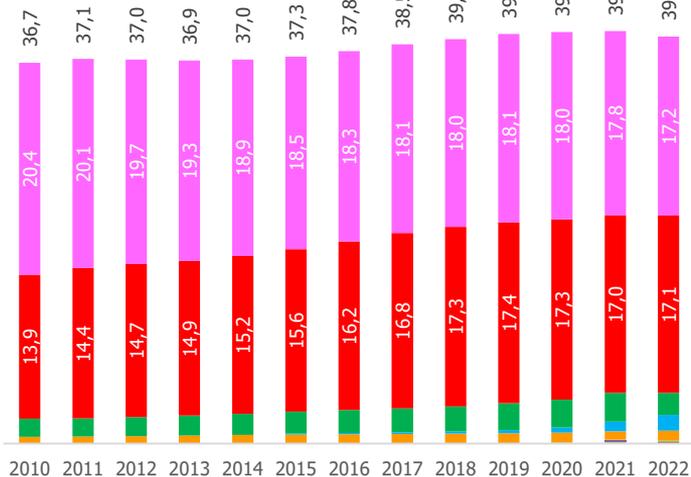
Autovetture circolanti e immatricolazioni per alimentazione

Nel **2022** il parco totale **circolante** in Italia è pari a **39,2 mln** autovetture.

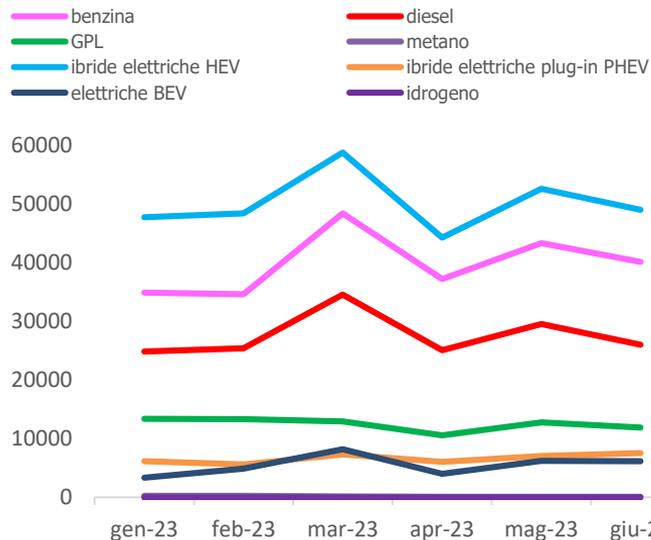
Le autovetture a **benzina** sono **17,2 mln**, a **gasolio 17,1**, le GPL 2,0 mln, le ibride HEV 1,5 mln, quelle a metano 900 mila, le ibride PHEV 174 mila e le elettriche BEV 158 mila.

Le **immatricolazioni** del **primo semestre 2023** confermano il primo posto delle **ibride HEV (35%)** sulle **benzina (28%)** e gasolio (19%), seguite dalle GPL (9%), PHEV (5%) e BEV (4%).

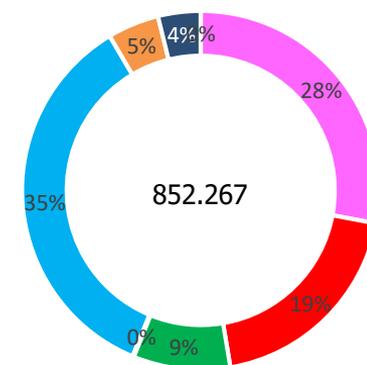
Evoluzione parco circolante autovetture per alimentazione [mln]



Immatricolazioni autovetture I sem-2023



Immatricolazioni I sem-2023

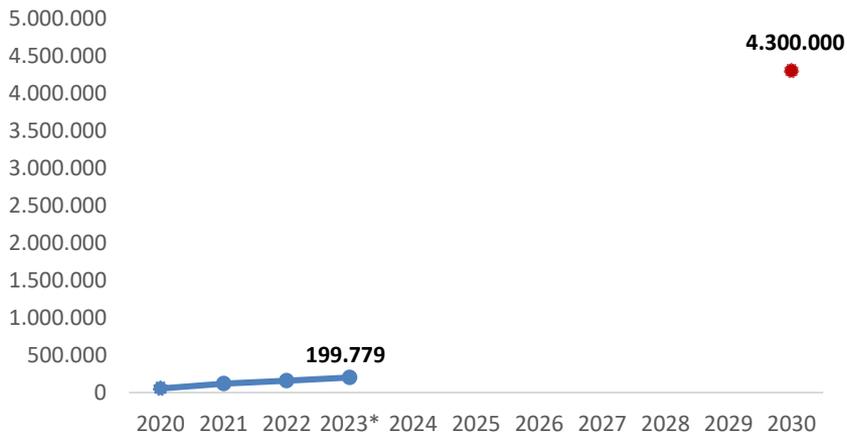


Evoluzione mobilità elettrica rispetto a scenario PNIEC

Al 2030, è atteso un importante contributo dai **veicoli elettrici puri (BEV)** e **ibridi elettrici plug-in (PHEV)**, che appaiono essere una opzione in particolare per la mobilità urbana privata, in grado di contribuire alla diminuzione dei consumi finali nei trasporti privati a parità di percorrenza e di favorire l'integrazione della produzione da rinnovabili elettriche.

Nel PNIEC si prospetta una diffusione complessiva di quasi **6,6 milioni** di veicoli ad alimentazione elettrica al **2030** di cui circa **4,3 milioni** di veicoli **elettrici puri**.

Traiettorie evoluzione mobilità elettrica BEV 2020-2030



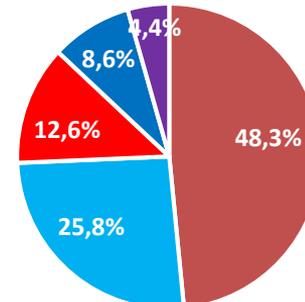
*Dato al 30/06/2023

Al **30 giugno 2023**, il parco circolante di **auto BEV** conta **199.779** vetture; nel **primo semestre 2023**, sono state immatricolate **32.684 BEV**, per una quota di mercato del **3,9%**.

Nei primi 6 mesi del 2023, sono state immatricolate **39.753 PHEV**. Analizzando i **canali di vendita** del segmento elettrico **BEV**, si nota come oltre il **48%** interessa i **privati**, seguito dal noleggio a lungo termine con il 26%.

Canali di vendita BEV - I semestre 2023

- Privati
- Rivenditori
- Noleggio lungo termine
- Flotte aziendali



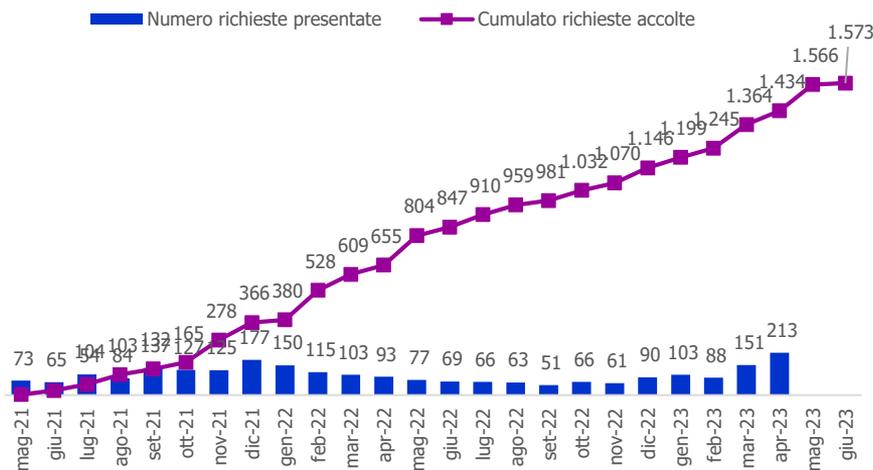
Agevolazione ricarica elettrica. Delibera 541: richieste

Con la **Delibera 541/2020**, l'ARERA ha avviato un'iniziativa sperimentale per **agevolare la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico**, prevedendo per i soli clienti in bassa tensione (BT) e con potenza impegnata compresa tra 2 e 4,5 kW, dal 1° luglio 2021 al 31 dicembre 2023 la possibilità di ricaricare la propria auto elettrica fino a 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 sostenere i relativi costi.

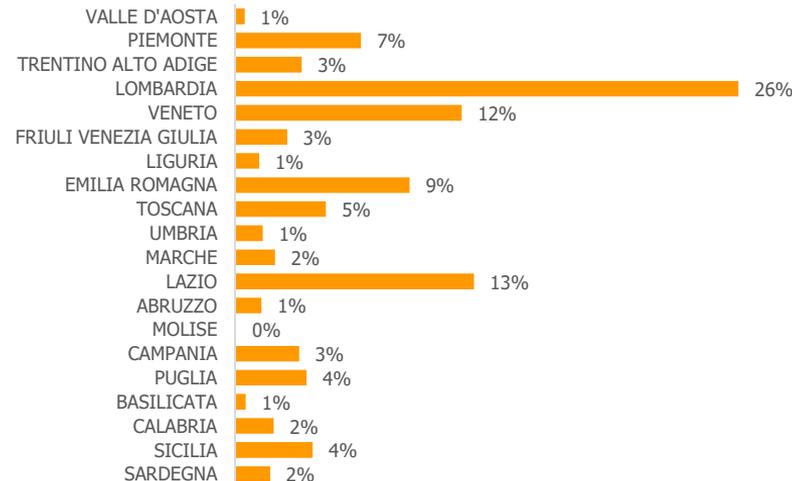
Il 30/04/2023 è stato il termine ultimo per presentare richiesta di accesso alla sperimentazione, con **2.451 richieste presentate**. Al 30/06/2023 sono state **accolte** complessivamente **1.573 richieste di agevolazione**.

Circa il **26%** delle richieste accolte sono relative a dispositivi di ricarica installati in **Lombardia**, seguita da Lazio (13%) e Veneto (12%).

Trend mensile delle richieste presentate e degli accoglimenti (numero)



Distribuzione regionale delle richieste accolte al 30/06/2023

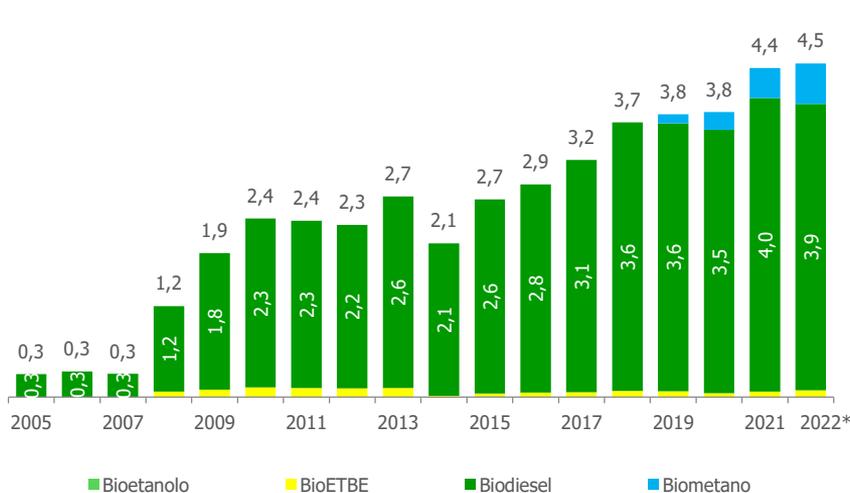


FER-T: Emissioni evitate

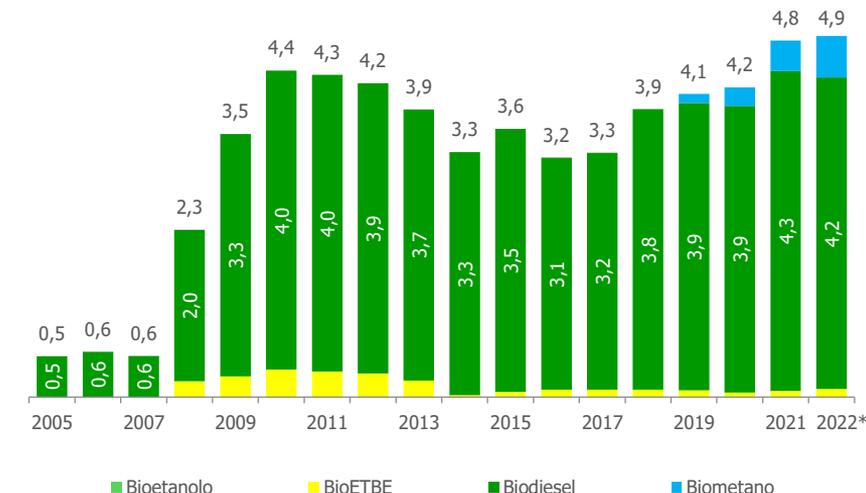
Nel 2022, si stima che il consumo di **biocarburanti** nel settore dei trasporti, sostituendosi in parte a quello di combustibili fossili, abbia virtualmente **evitato emissioni di gas serra per 4,5 Mt** considerando solo le emissioni **dirette** e **4,9 Mt** considerando l'approccio **LCA**.

Quasi il **90%** del contributo in termini di emissioni evitate è riconducibile ai **biodiesel**, che rappresenta la tipologia di biocarburante di gran lunga prevalente. Si nota anche una crescita del contributo del **biometano**.

Emissioni dirette GHG evitate dai biocarburanti per fonte 2005-2022 [MtCO₂eq]



Emissioni LCA GHG evitate dai biocarburanti per fonte 2005-2022 [MtCO₂eq]



Ai fini di questa elaborazione non vengono calcolate le emissioni evitate imputabili alla quota rinnovabile dell'elettricità consumata nel settore dei trasporti, poiché tale quota è inclusa nel calcolo delle emissioni evitate imputabili al settore della generazione elettrica (vedasi sezione relativa slide 46)

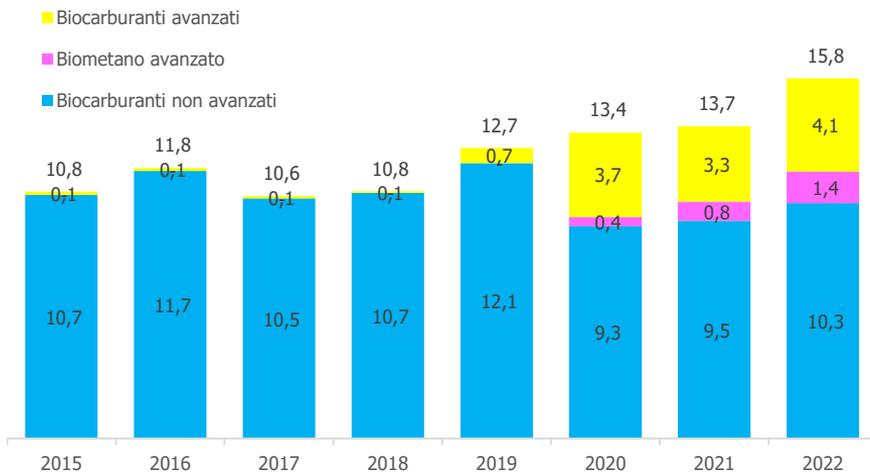
FER-T: Energia rinnovabile incentivata

Nel settore delle rinnovabili impiegate nei trasporti, il GSE nel **2022** ha corrisposto circa **3 milioni di CIC** (Certificati di Immissione in Consumo) per **15,8 mln di Gcal** di biocarburanti miscelati con carburanti convenzionali immessi in consumo nel 2020.

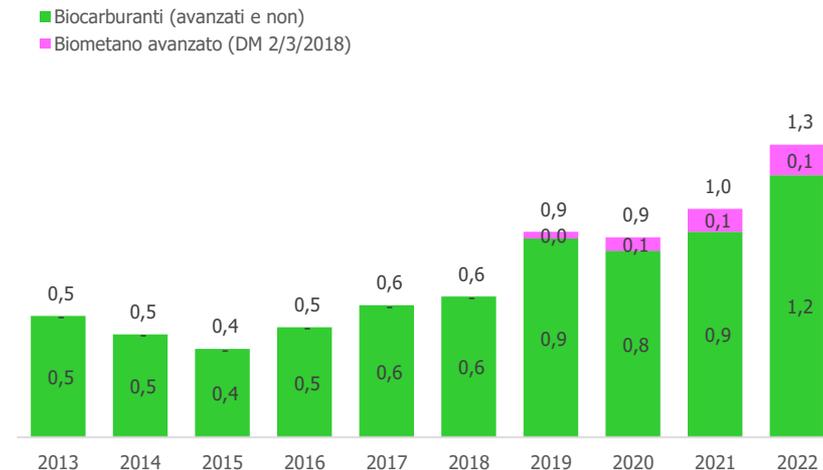
Considerando un **prezzo di mercato** medio dei CIC di **436 €/CIC**, valutato come prezzo medio ponderato tra i CIC negoziati (444

€/CIC - fonte elaborazioni GSE) e i CIC relativi a biocarburanti oggetto di ritiro del GSE (375 €/CIC), si stima che il **costo complessivo dello schema d'obbligo** dei biocarburanti sia **circa 1,3 mld€** a carico dei fornitori di carburanti (verosimilmente interiorizzato nei prezzi alla pompa).

Biocarburanti incentivati* nel settore trasporti [mlnGcal]



Controvalore incentivi riconosciuti [mld€]



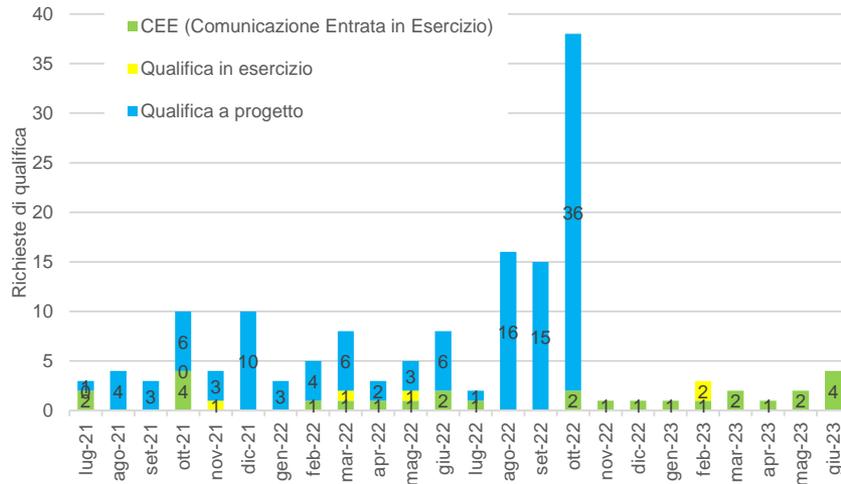
* Il volume di biocarburanti è rappresentato per anno di incentivazione, che segue di un anno l'immissione fisica in consumo

DM 2 marzo 2018: richieste di qualifica impianti a biometano

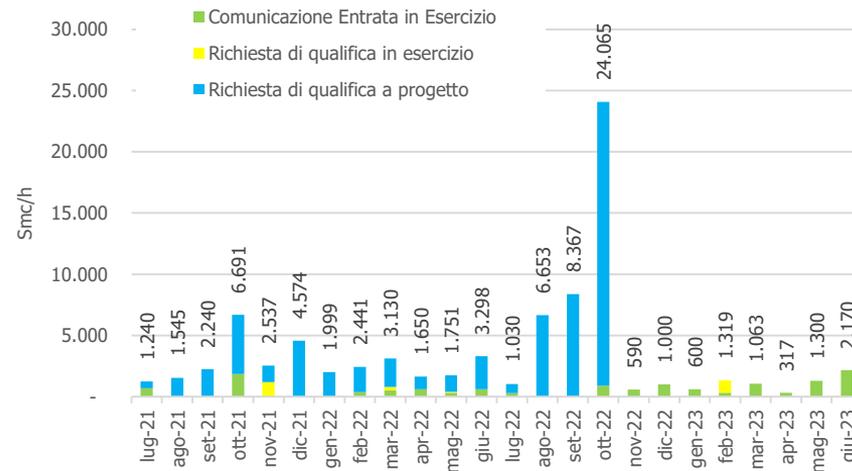
Al 30 giugno 2023 risultano entrati in esercizio **58** impianti a biometano, per una capacità produttiva di **48.643 Smc/h**, dei quali **13 impianti** negli ultimi 6 mesi. Alla stessa data, gli **impianti qualificati a progetto** e non ancora entrati in esercizio sono **106** per una capacità produttiva di **56.902 Smc/h**.

L'approssimarsi della scadenza per ottenere la qualifica a progetto ha comportato un incremento delle richieste nella seconda parte del 2022.

Andamento mensile richieste di qualifica [numero]



Andamento mensile richieste di qualifica [Smc/h]

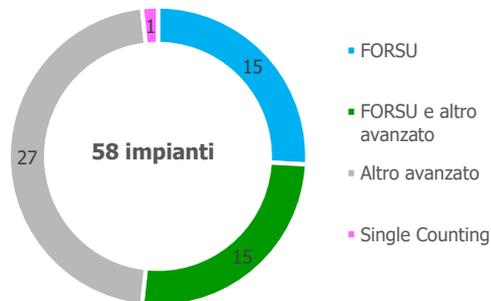


DM 2 marzo 2018: impianti a biometano qualificati

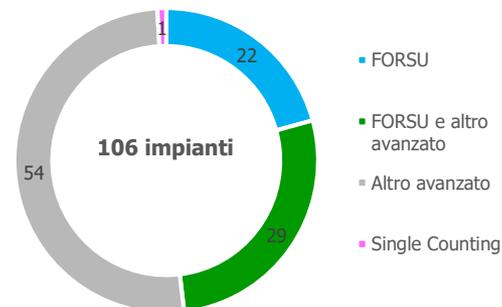
Al 30 giugno 2023, dei **58 impianti in esercizio**, **15** sono alimentati esclusivamente a **FORSU**, per una capacità produttiva di circa 24.270 Smc/h, e altri **15** utilizzano **FORSU e altre materie prime avanzate** per una capacità produttiva di circa 8.000 Smc/h. Alla stessa data, dei **106 impianti qualificati a progetto** non

ancora entrati in esercizio, **22** sono previsti essere alimentati esclusivamente a **FORSU**, per una capacità produttiva di circa 12.000 Smc/h, mentre **29** utilizzeranno **FORSU e altre materie prime avanzate** per una capacità di circa 19.000 Smc/h.

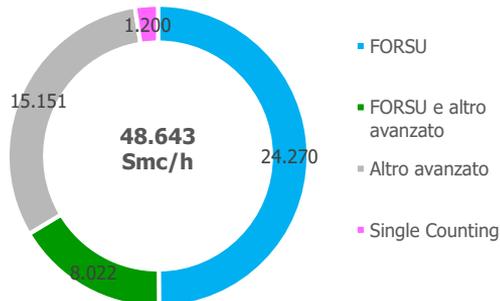
Impianti in esercizio



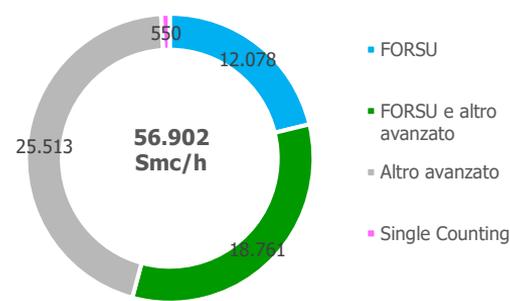
Impianti qualificati a progetto



Capacità produttiva impianti in esercizio



Capacità produttiva impianti in esercizio



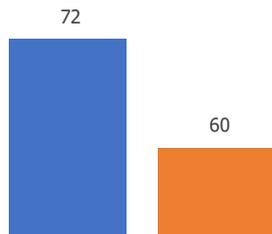
DM 15 settembre 2022: risultati della prima graduatoria

Dal 30 gennaio al 31 marzo 2023 si è svolta la prima procedura competitiva pubblica ai sensi del **DM 15 settembre 2022**. Il DM prevede un target pari a una produzione aggiuntiva di biometano di almeno **2,3 miliardi di m3 entro il 30 giugno 2026**, perseguibile attraverso 1,73 mld€ resi disponibili dal PNRR.

A inizio luglio 2023, è stata pubblicata la relativa graduatoria. Delle **72 richieste pervenute** sono stati **ammessi 60 progetti** di impianti di produzione di biometano, nuovi e riconvertiti, per una capacità produttiva totale pari quasi a 30.000 standard metri cubi orari (Smc/h).

Richieste pervenute e ammesse in posizione utile

■ Richieste inviate ■ Richieste ammesse in posizione utile



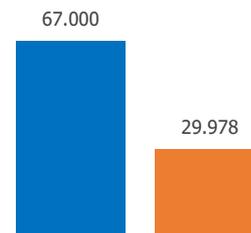
Tipologia di impianti ammessi



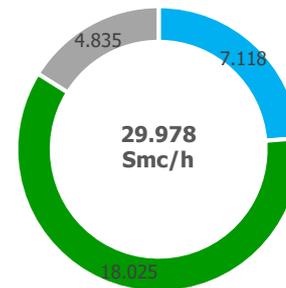
- Nuova costruzione di impianto a rifiuti organici
- Nuova costruzione di impianto agricolo
- Riconversione di impianto agricolo

Capacità produttiva disponibile e ammessa in posizione utile

■ Contingente [Smc/h] ■ Capacità produttiva ammessa [Smc/h]



Capacità produttiva ammessa per tipologia di impianto



- Nuova costruzione di impianto a rifiuti organici
- Nuova costruzione di impianto agricolo
- Riconversione di impianto agricolo

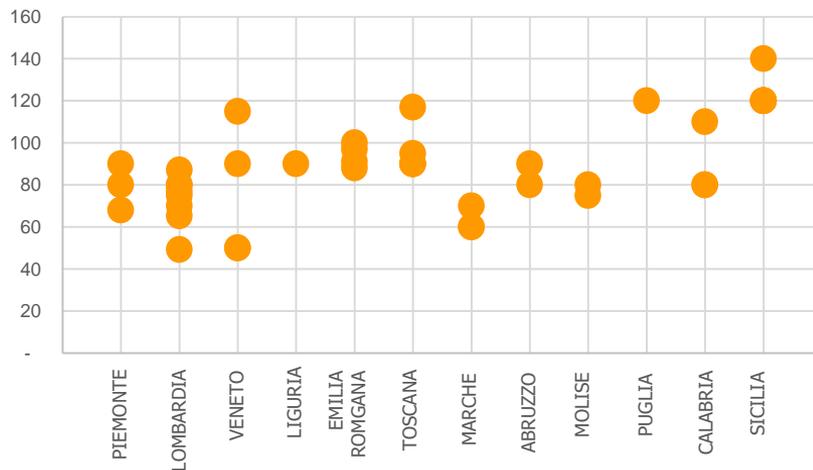
Impianti a biometano e tariffe di conferimento rifiuti

Il GSE raccoglie dati, inerenti i costi degli impianti e le tariffe di conferimento dei rifiuti, comunicati dagli operatori in fase di qualifica degli impianti di biometano avanzato ai sensi del DM 2 marzo 2018. Dall'analisi delle tariffe dichiarate, per quanto riguarda la **FORSU**, si nota una prevalenza di valori compresi **tra 60 €/t e 90 €/t**.

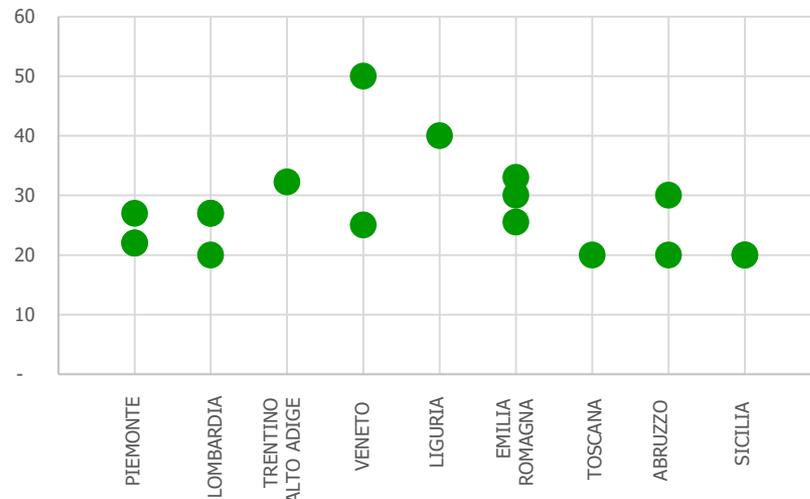
Si evidenziano valori mediamente più elevati in Puglia, Calabria e Sicilia.

Per quanto riguarda le tariffe di conferimento di **sfalci e assimilati** si evincono valori prevalentemente compresi **tra 20 €/t e 30 €/t**.

Tariffe di conferimento FORSU dichiarate [€/t]



Tariffe di conferimento sfalci e assimilati dichiarate [€/t]

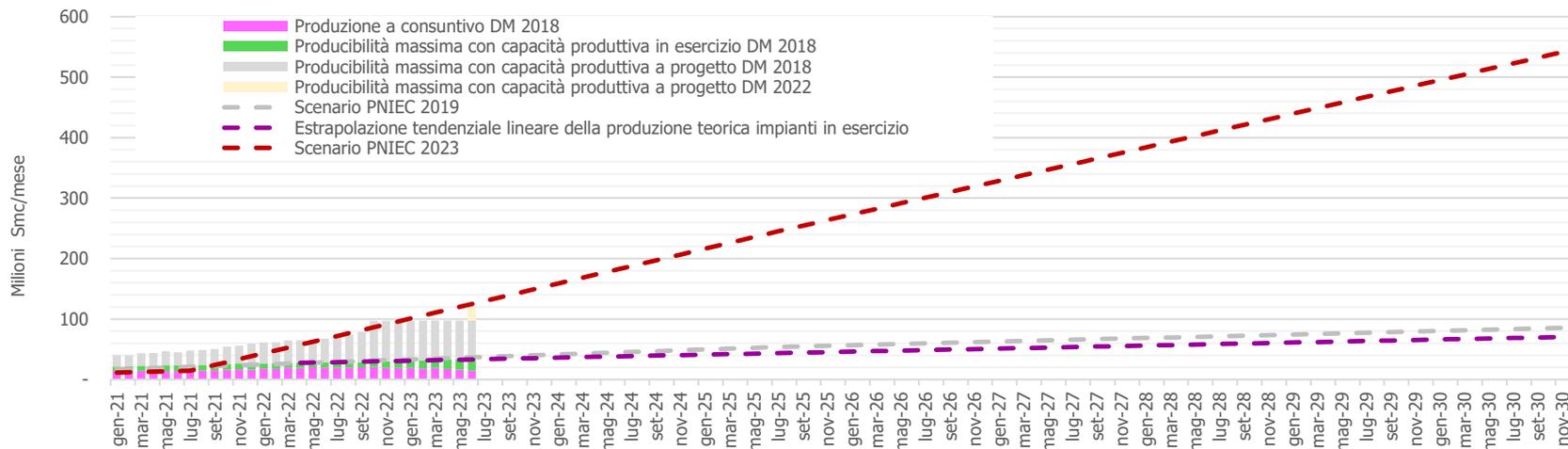


Biometano: evoluzione storica e confronto con PNIEC

Sulla base dei dati preliminari disponibili, si può osservare come, al momento, l'ipotetica **evoluzione** tendenziale di produzione di biometano degli impianti in esercizio, appaia in linea con lo **scenario** evolutivo che era stato tracciato nella versione del PNIEC 2019, mentre, come previsto, occorre evidentemente una accelerazione per attestarsi sui livelli di ambizione della versione del PNIEC elaborata nel 2023.

D'altro canto risulta che gli impianti in esercizio non stanno ancora producendo tutti a livelli ottimali e che vi è un cospicuo numero di impianti qualificati a progetto la cui produzione potrebbe contribuire in modo sensibile al raggiungimento degli obiettivi. Lo scenario PNIEC 2023 include l'utilizzo del biometano sia nel settore **trasporti** sia nel settore **termico**.

Andamento cumulato teorico della producibilità massima di biometano e confronto con traiettoria PNIEC 2019 e PNIEC 2023 [milioni Smc/mese]

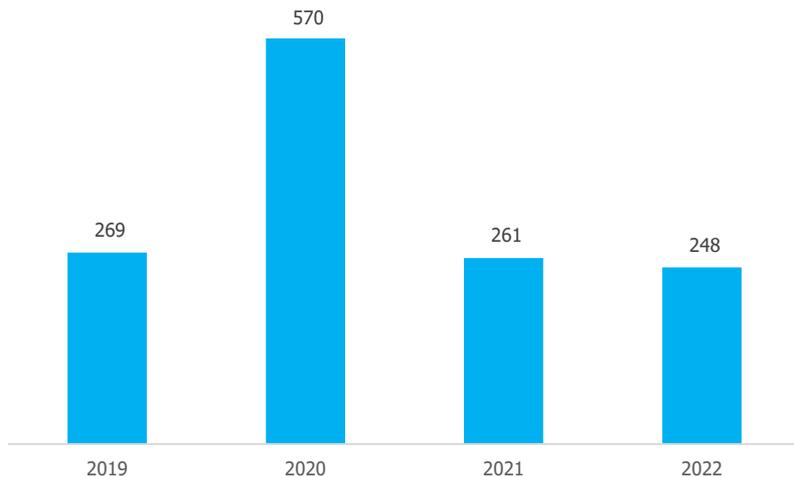


Ricadute economiche e occupazionali del biometano

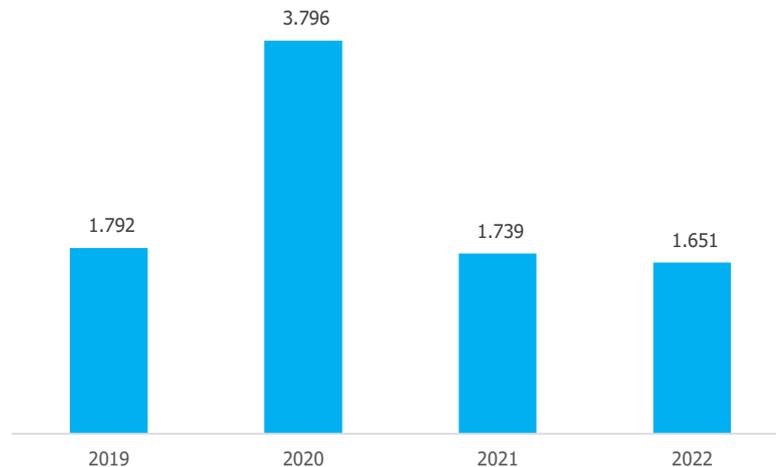
La metodologia input-output elaborata dal GSE per il monitoraggio delle rinnovabili nel settore elettrico e termico e dell'efficienza energetica è utilizzabile anche per la valutazione delle ricadute dello sviluppo della filiera di produzione di **biometano** e di **biometano avanzato**.

Gli **investimenti** in nuovi impianti per la produzione di biometano nel **2022** sono stimati in circa **248 mln€**, in linea con il dato dell'anno precedente. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2022 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a **oltre 1.600 unità di lavoro annue** (ULA) dirette e indirette.

Stima degli investimenti in nuovi impianti per la produzione di biometano 2018 – 2022 [mln€]



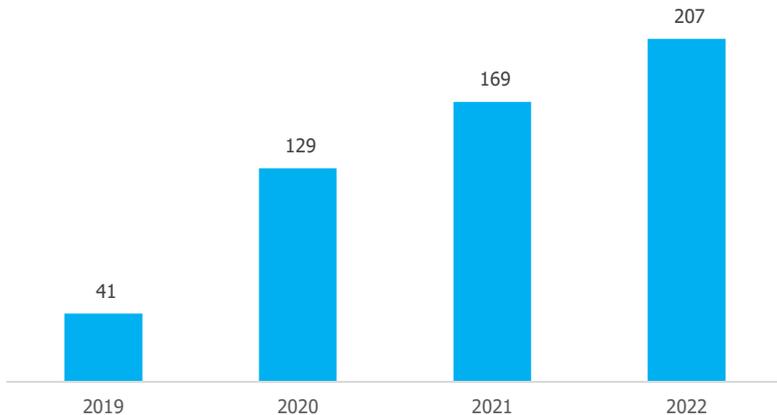
Stima delle Unità di Lavoro [ULA] temporanee nel settore del biometano dal 2018 al 2022



Ricadute economiche e occupazionali del biometano

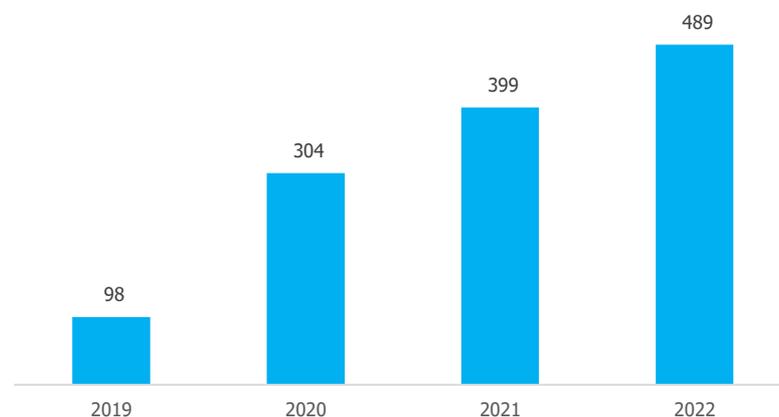
Le **spese di esercizio e manutenzione** degli impianti a biometano esistenti (O&M) si stima che siano cresciute fino a superare i **200 mln€ nel 2022**, in virtù dell'incremento del parco impianti. In termini di creazione di nuovo **Valore aggiunto** per l'economia nazionale, si calcola che il biometano contribuisca nel **2022** per circa **310 mln€**.

Stima delle spese di O&M in impianti per la produzione di biometano 2018 – 2022 [mln€]



Gli **occupati "permanenti"** diretti e indiretti (legati alla gestione e manutenzione degli impianti esistenti e alla filiera corrispondente) nel periodo di monitoraggio considerato si stima siano passati da circa **100 ULA** nel **2018** a circa **490 ULA** nel **2022**.

Stima delle Unità di Lavoro [ULA] permanenti nel settore del biometano dal 2018 al 2022



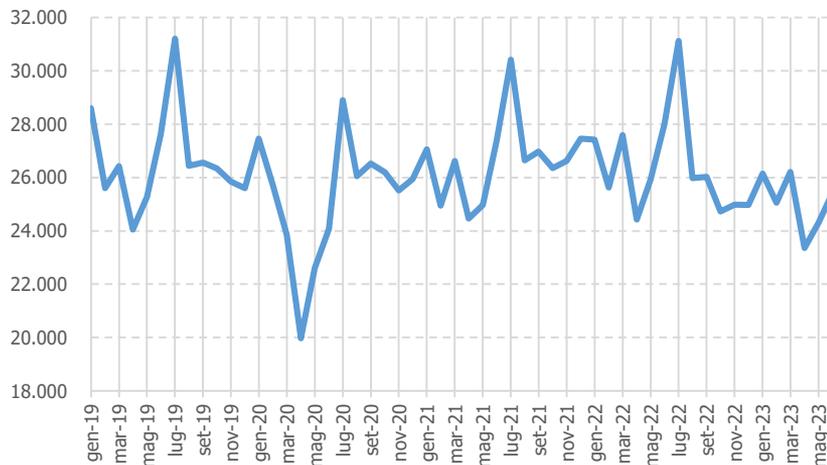
MERCATI CONSUMI SPESA ENERGETICA

Consumi mensili di energia elettrica

Con l'**eccezione del 2020**, fortemente condizionato dagli effetti della pandemia da Covid-19, negli anni più recenti l'andamento mensile dei **consumi** complessivi di energia elettrica in Italia appare piuttosto **regolare**, con **picchi estivi** generalmente associati all'andamento delle temperature.

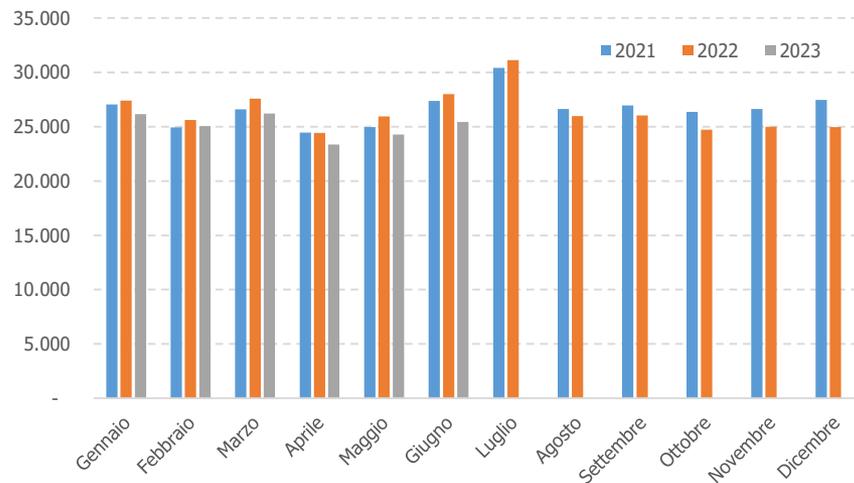
Nel **2022** si sono rilevate variazioni **positive** rispetto agli analoghi mesi dell'anno precedente nei primi **7 mesi** dell'anno, **negative** nei successivi **5 mesi**; nel complesso, tra i due anni i consumi totali restano **stabili** (-1%). Con l'eccezione di febbraio, invece, in ciascuno dei **primi 6 mesi del 2023** si rilevano **consumi più bassi** rispetto agli stessi mesi dei due anni precedenti.

Richiesta mensile di energia elettrica 2019-2023 [GWh]



Fonte: Eurostat

Richiesta mensile di energia elettrica 2021-2023 [GWh]

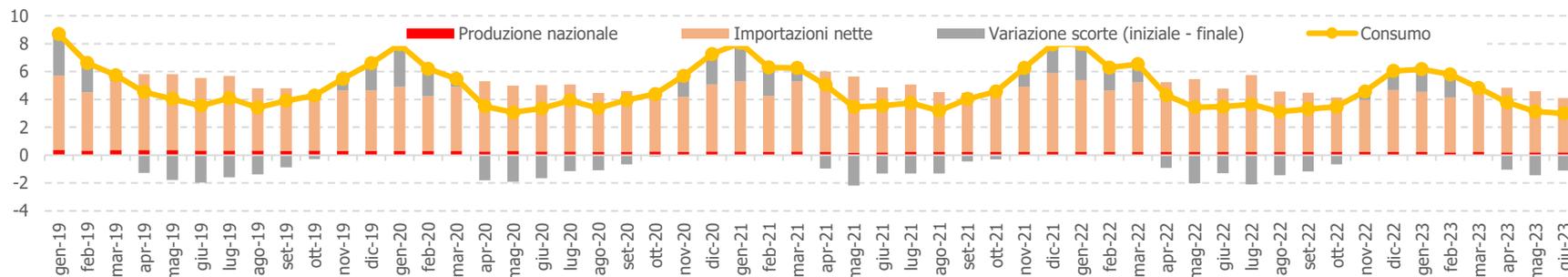


Disponibilità e consumi mensili di gas naturale

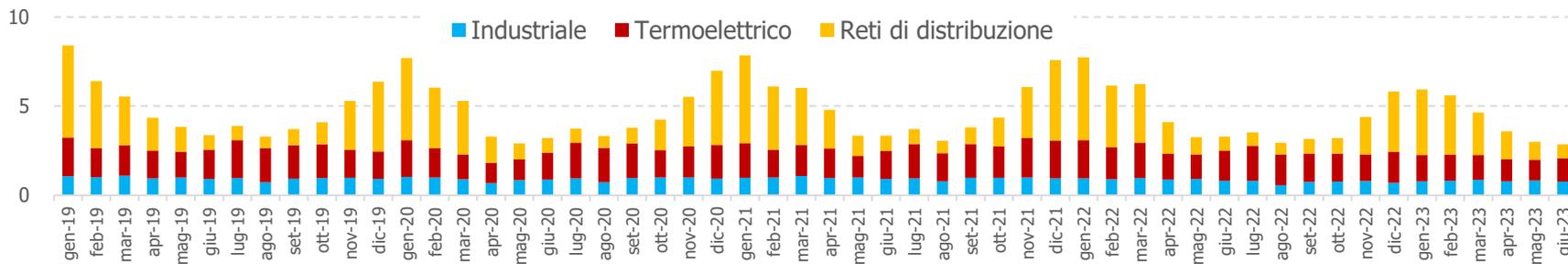
Tra dicembre e febbraio oltre il 25% del consumo di gas naturale viene soddisfatto attingendo agli stoccaggi, il cui

riempimento (barre negative) avviene tra aprile e ottobre, in corrispondenza dei mesi caratterizzati da minore consumo.

Approvvigionamenti mensili di gas naturale in Italia [Mtep]



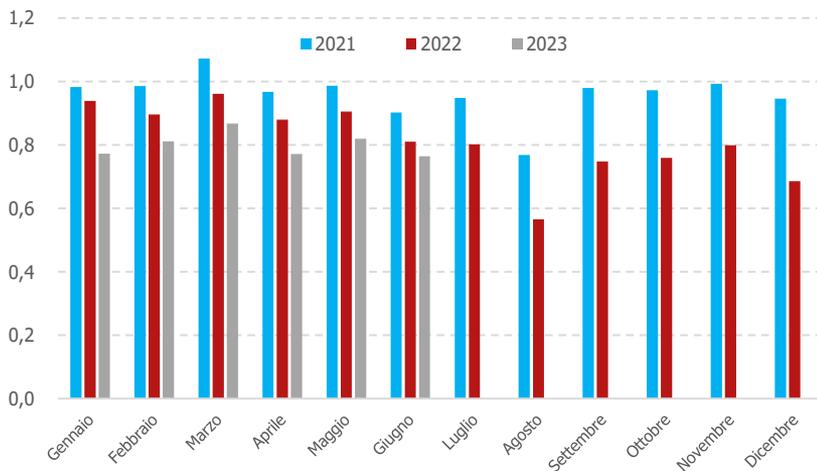
Andamento dei consumi mensili di gas naturale in Italia [Mtep]



Consumi mensili di gas naturale

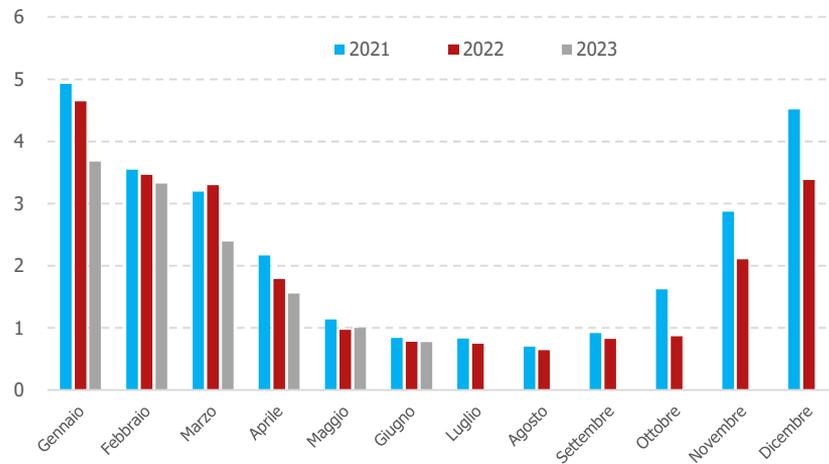
Nel 2022 le utenze industriali hanno **consumato il 16% di gas in meno rispetto all'anno precedente**; questa **tendenza** risulta particolarmente **evidente** nella **seconda parte dell'anno**. Nel **2023 la dinamica si rafforza ulteriormente**: in tutti i primi 6 mesi dell'anno si rilevano infatti **consumi significativamente inferiori a quelli rilevati** negli stessi mesi dei due anni precedenti. I **consumi** di gas consegnato da SNAM alle **reti di distribuzione**

Utenze industriali: consumi mensili di gas (Mtep)



presentano una **forte variabilità stagionale**, con picchi invernali. Nel 2022 si era rilevata una **variazione dei consumi complessivi, rispetto all'anno precedente, pari a -13%**. Anche nel 2023 la contrazione si conferma: nei primi 6 mesi del 2023, i consumi risultano più bassi del 15%, rispetto al primo semestre 2022 e del 20% rispetto al primo semestre 2021.

Reti di distribuzione (civile + PMI): consumi mensili di gas (Mtep)

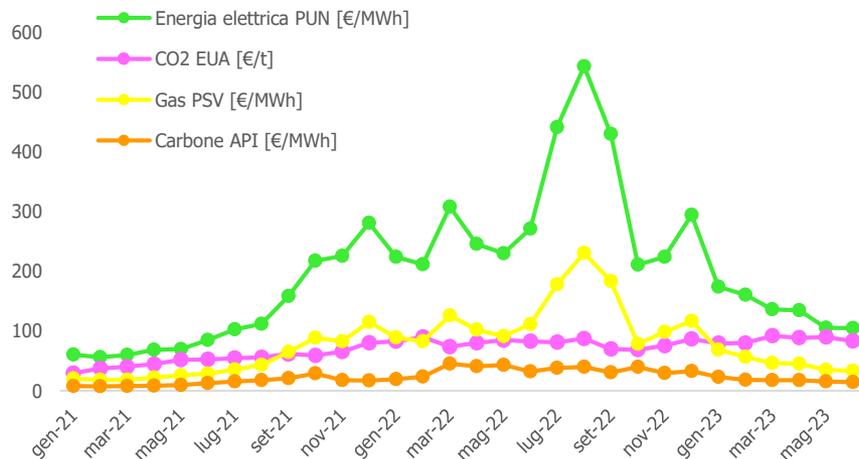


Prezzi energia elettrica, gas, carbone, CO₂

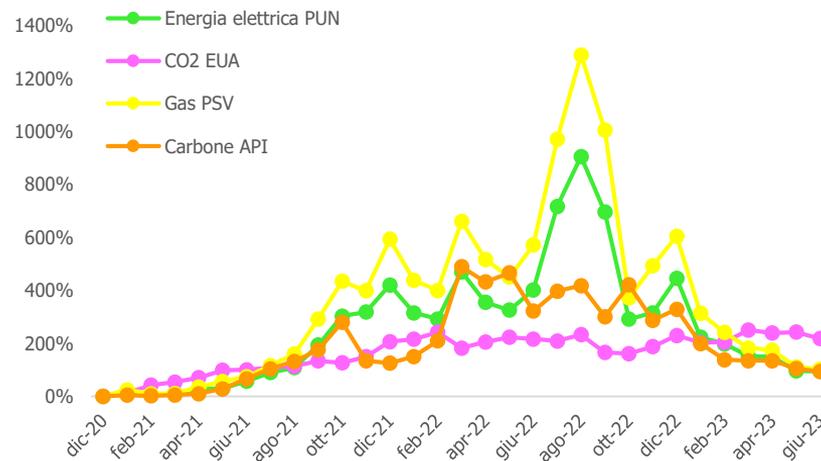
Nel **2023** i **prezzi delle commodities energetiche** si sono **stabilizzati rispetto al periodo precedente**, contraddistinto da elevata volatilità a seguito dell'inizio del conflitto Russia- Ucraina.

Nel primo semestre 2023, infatti, il **prezzo medio del PSV* è stato pari a 48 €/MWh** (-53%), del **PUN 136 €/MWh** (-45%) e del carbone pari a circa 18 €/MWh (-47%), rispetto allo stesso periodo nel 2022. In controtendenza, il **prezzo medio** delle quote di emissione è aumentato a **86 €/tCO₂** (+4%).

Andamento dei prezzi prodotti energetici [€]



Variazione % prezzi dei prodotti energetici

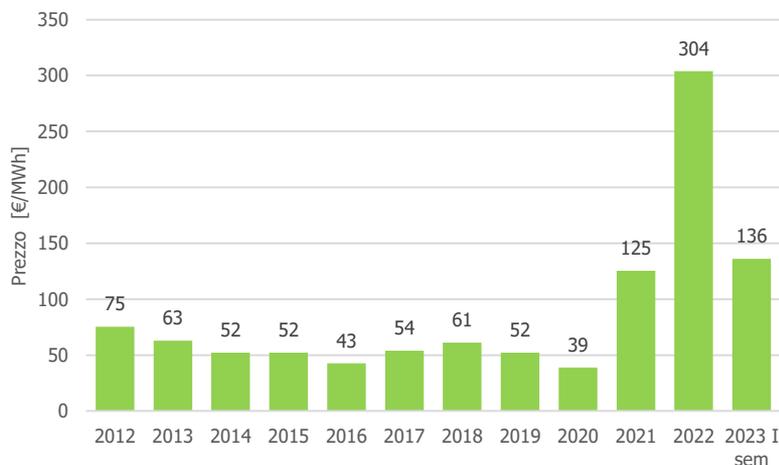


Mercato elettrico: PUN e prezzi energia elettrica famiglie

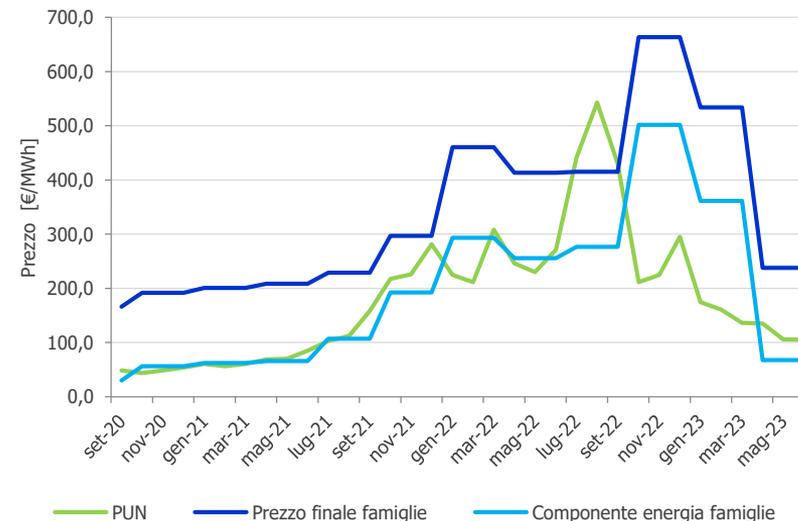
Dall'estate 2021 il **PUN** ha mostrato una **crescita senza precedenti** nel mercato elettrico, riconducibile perlopiù all'**incremento dei prezzi del gas**, che determinano il più delle volte il **costo di generazione elettrica marginale**. Il PUN medio annuo nel **2022** è di oltre **304 €/MWh**, con **picchi** nell'estate 2022 al di sopra dei **500 €/MWh**. Nel **primo semestre 2023** il PUN si è attestato intorno a **135 €/MWh**.

L'aumento del PUN ha comportato un incremento del **prezzo finale dell'elettricità**. Ad esempio, per le **famiglie** il prezzo finale è passato **da 20 c€/kWh, fino al 2021, a oltre 50 c€/kWh raggiunti nel secondo semestre 2022**, nonostante gli interventi di mitigazione sulla bolletta (es. annullamento oneri), per poi riscendere a circa **25c€/kWh nel secondo trimestre 2023** (anche in seguito alla compensazione del primo trimestre 2023).

Medie annuali PUN 2012-2023 [€/MWh]



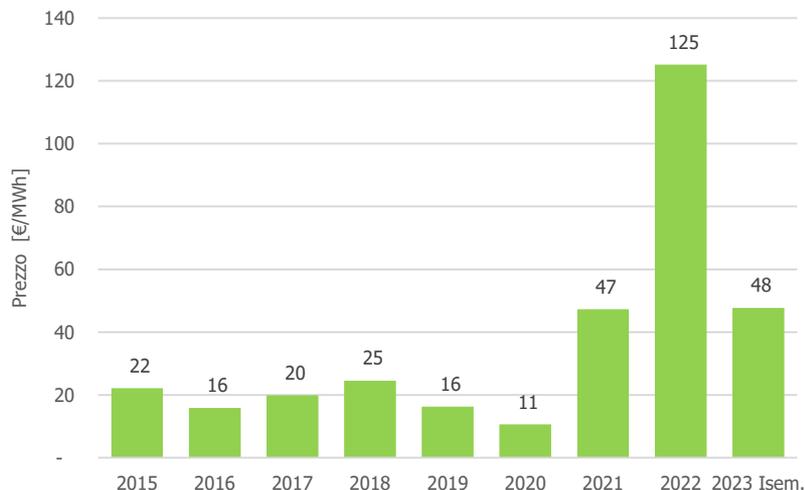
PUN e prezzi elettricità famiglie negli ultimi 24 mesi [€/MWh]



Mercato gas: TTF PSV e prezzi gas naturale famiglie

Il **prezzo medio annuo del gas all'ingrosso** nel **2022** (utilizzando PSV come riferimento del mercato spot nazionale) è stato straordinariamente **elevato** (pari a **125 €/MWh**), con **picchi** nell'estate 2022 dell'ordine dei **250 €/MWh**, per poi **diminuire nel 2023**. La situazione di elevata incertezza e criticità sui prezzi all'inizio della stagione termica 2022-23 ha portato **ARERA** a **rivedere** da ott-22 l'**indicizzazione delle tariffe**, materia energia

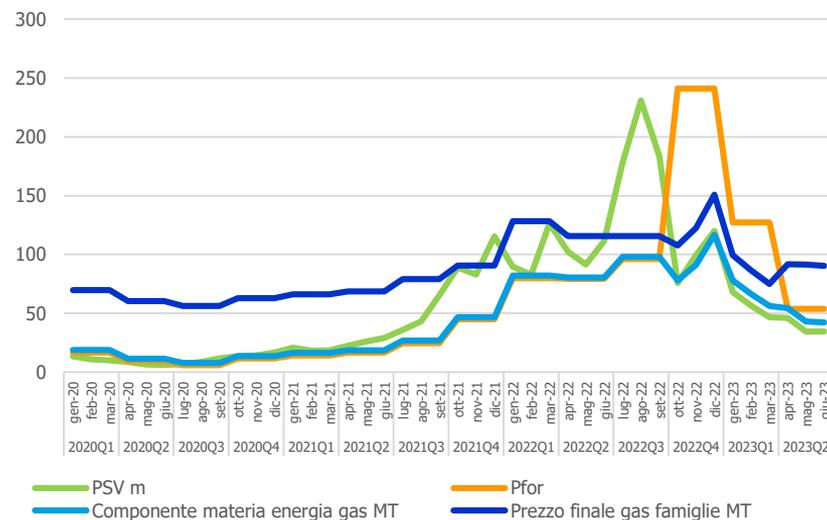
Medie annuali PSV 2015-2023 [€/MWh]



(*) per le famiglie sul mercato libero la situazione è stata molto più eterogenea: alcuni hanno risparmiato molto potendo godere di contratti a prezzo fisso definiti prima dei picchi che hanno seguito la guerra in Ucraina, altri hanno speso molto di più per via degli indicizzati che in alcuni casi sono rimasti ancorati al Pfor

gas, da trimestrali previsionali (agganciate ai prezzi forward trimestrali TTF, indice Pfor) a mensili a consuntivo (riferimento PSV). Tale intervento si è dimostrato particolarmente efficace poiché **nell'ultimo trimestre 2022** ha consentito di **dimezzare** per gli utenti del mercato tutelato (*) i prezzi **materia prima gas** (80% del prezzo finale) che si sarebbero verificati mantenendo la precedente indicizzazione.

PSV mensile Pfor e prezzi gas famiglie negli ultimi 36 mesi [€/MWh]

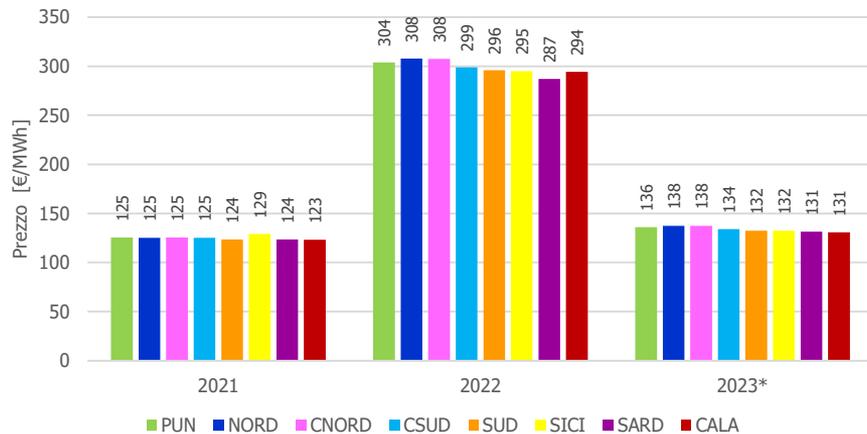


Mercato elettrico: prezzi zionali e orari

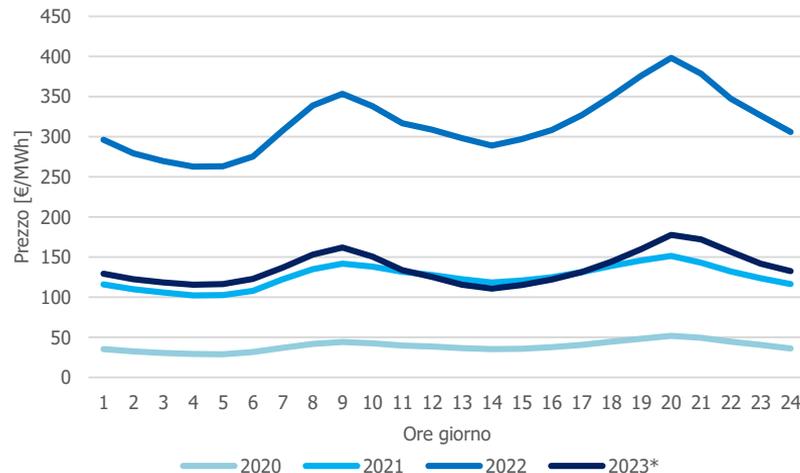
Le regole di determinazione del prezzo di mercato elettrico basate sul **marginal price** (riconducibile quasi sempre alla produzione elettrica nazionale da fonti fossili) rendono **l'eventuale contributo delle FER a una mitigazione dei prezzi molto limitato**.

È possibile osservare un significativo **spread nel profilo di prezzo giornaliero** in corrispondenza delle ore diurne (massima producibilità FV) e in parte minore nelle **zone di mercato meridionali** (caratterizzate da maggior penetrazione delle FER)

Evoluzione prezzi zionali 2021-2023 [€/MWh]



Evoluzione profili orari PUN 2020-2023 [€/MWh]



Confronto PUN e costi di generazione fossili e FV

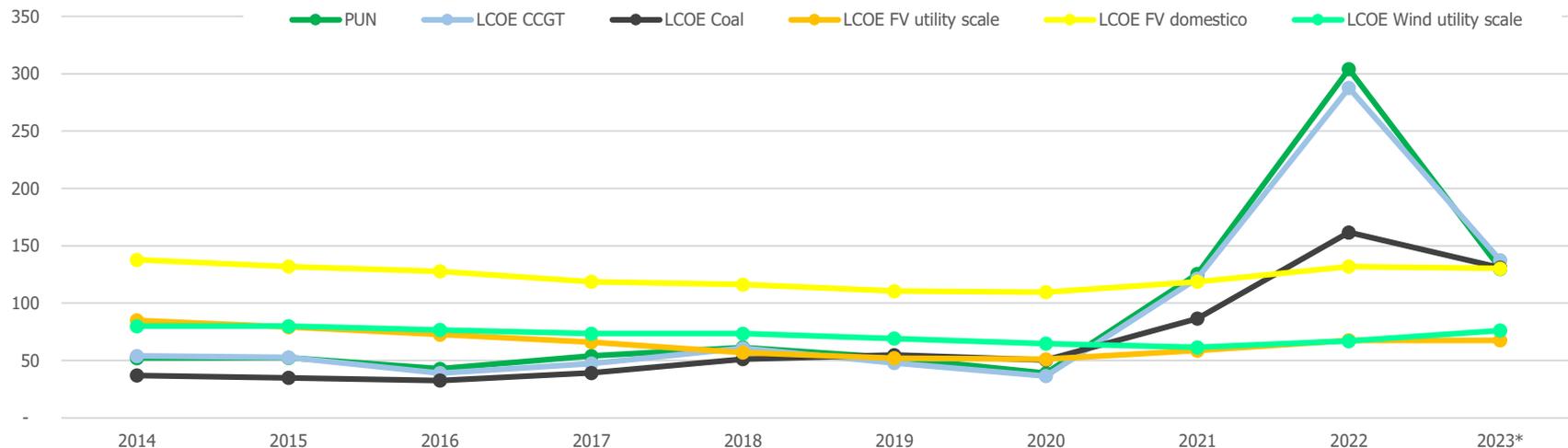
Il **PUN** risulta aver seguito piuttosto fedelmente l'andamento del **costo di generazione dei cicli combinati a gas**, tecnologia **marginale** prevalente negli ultimi anni. Tale accoppiamento si osserva anche nel **forte incremento del 2021 e 2022 e poi nel 2023**.

Nonostante il **costo di generazione del** fotovoltaico utility scale

abbia registrato una **tendenza a rialzo nel 2021-2023**, dal 2021 tale costo risulta nettamente **inferiore rispetto al costo di generazione da fonte fossile e al PUN**.

Il costo di generazione del **fotovoltaico domestico** risulta ad oggi in linea con il costo di generazione da fonte fossile (specialmente a gas) e con il PUN.

Confronto tra il PUN e il costo di generazione delle principali tecnologie [€/MWh]



* Note metodologiche LCOE: Per gli impianti termoelettrici alimentati a gas e carbone sono stati considerati i soli costi di produzione variabili senza considerare l'investimento, assumendo che sia stato già ammortato nel tempo e che non sia considerato nel pricing dell'offerta di produzione fossile. I costi variabili di produzione sono calcolati come somma dei costi per l'approvvigionamento di combustibile (gas prezzi PSV con rendimento 50%, carbone prezzi ICE con rendimenti 39%), per l'acquisto dei permessi di emissione CO₂, e per O&M (assunti pari a 5 e 10 €/MWh rispettivamente). Per le rinnovabili i costi LCOE tengono conto invece dei costi di investimento ed O&M. Per quanto riguarda i costi del 2022 del FV l'ultima rilevazione risale a set-22 e potrebbe essere oggetto di futuri aggiornamenti.

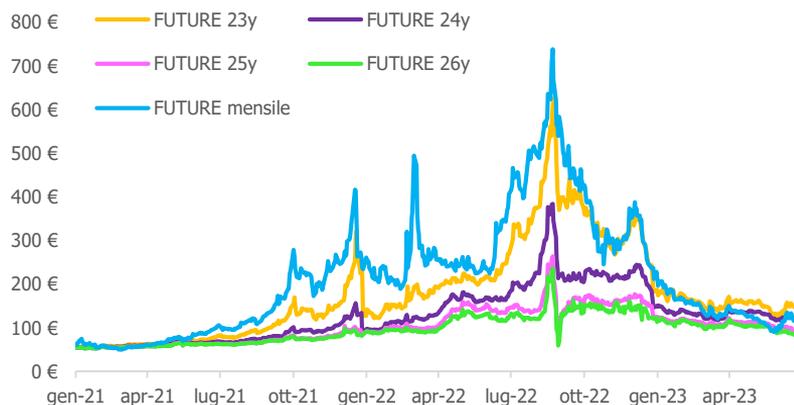
Mercato elettrico: esiti mercato secondario

Nel **2023**, i **prezzi dei futures sull'energia elettrica** scambiati sulla **piattaforma EEX sul mercato secondario** hanno subito una **riduzione** in linea con l'andamento dei prezzi del gas.

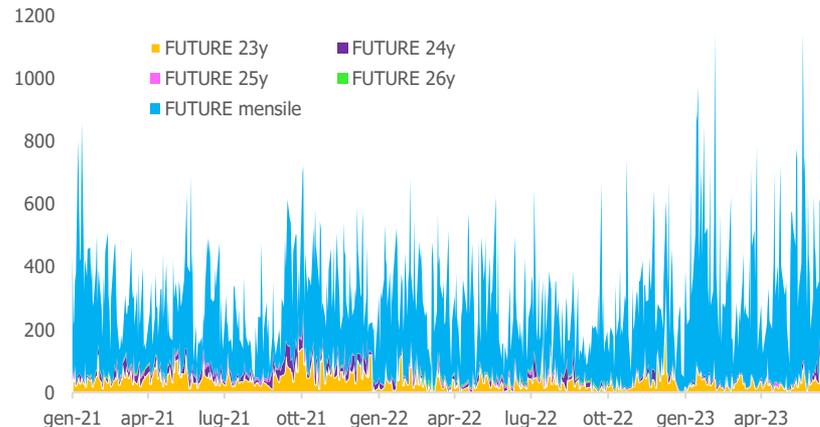
Sebbene il prezzo del future con scadenza mensile sia sempre stato più elevato rispetto alle diverse contrattazioni annuali, nel mese di maggio si osserva un deprezzamento.

Nel corso del **2023** si registra un **aumento** nei **volumi contrattati sul mercato secondario** in particolar modo sui contratti più vicini alla scadenza (+55% vs I semestre 2022).

Andamento dei prezzi nel mercato secondario [€]



Andamento dei volumi nel mercato secondario [MW]



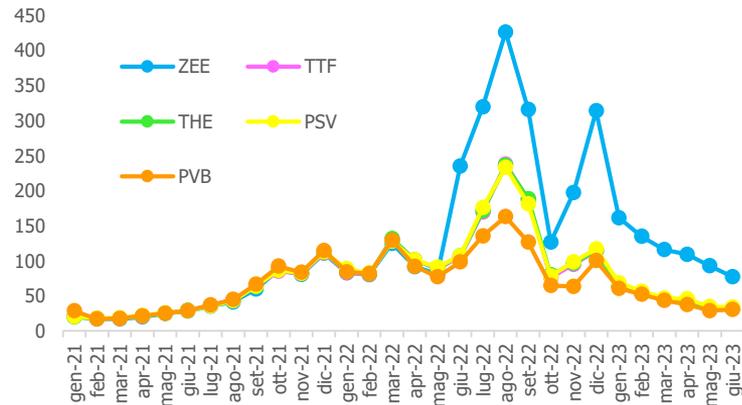
* Per y si intendono i futures con scadenza a dicembre di ciascun anno.

Mercato del gas naturale: prezzi

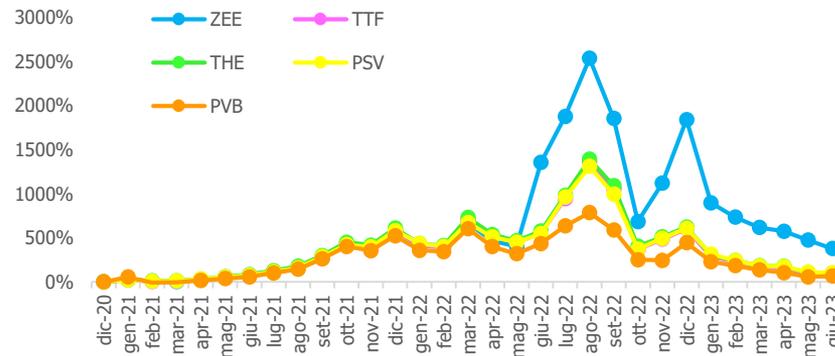
Nel primo semestre 2023 il **PSV*** scende rispetto ai periodi precedenti, attestandosi su una media di **48 €/MWh**; il **TTF*** scende a 44 €/MWh; il **THE*** a 45€/MWh; il **PVB*** a 42 €/MWh. Il prezzo dello **ZEE*** rimane alto, intorno ai 115 €/MWh.

Prosegue dunque nel 2023 la decrescita del prezzo iniziata alla fine del 2022 in concomitanza con l'accordo raggiunto il 19 dicembre sulla proposta del meccanismo di correzione degli eccessivi prezzi del gas e supportata dalla minore domanda e dalle temperature miti.

Andamento dei prezzi del gas sui principali mercati [€/MWh]



Variazione % prezzi del gas



*PSV: Punto di Scambio Virtuale
 *TTF: Title Transfer Facility
 *THE: Trading Hub Europe
 *ZEE: hub belga
 *PVB: hub spagnolo

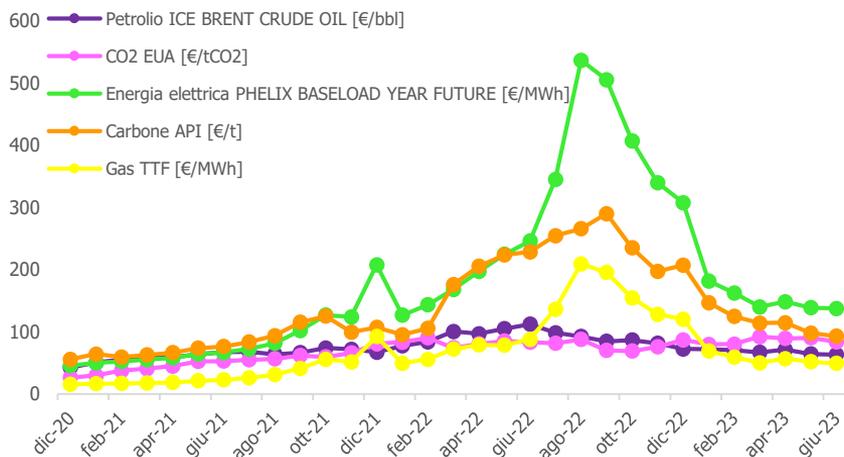
Fonte: Elaborazione GSE su dati Refinitiv

Quota di emissione ETS: prezzi

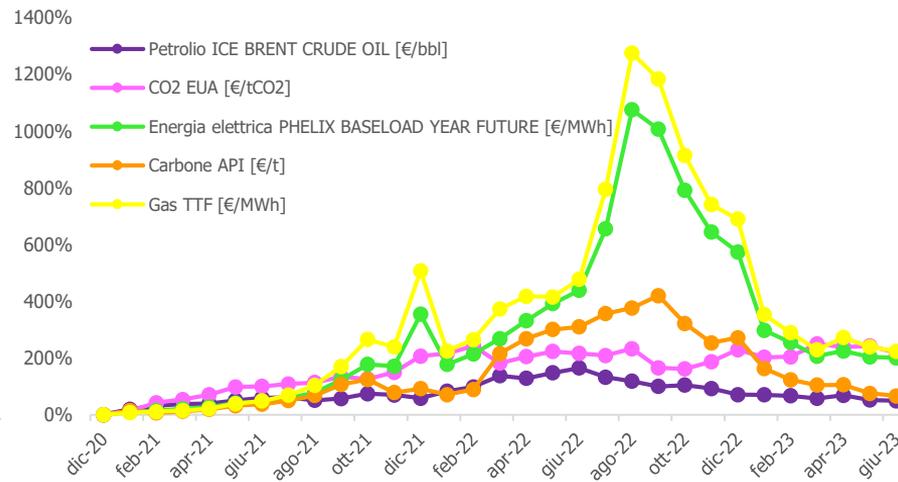
Nel **I trimestre 2023** il **prezzo delle quote EUA è aumentato**, giungendo mediamente a **84 €/tCO₂**, in vista dell'approssimarsi della compliance per gli impianti in EU ETS. Nel secondo trimestre il prezzo della quota è rimasto mediamente intorno a **87,6 €/tCO₂**.

Mentre nel I trimestre la quota ha mostrato una correlazione inversa con tutte le commodities energetiche, nel secondo trimestre, si denota un riallineamento.

I prezzi della CO₂ e le sue determinanti [€]



Variazione % dei prezzi della CO₂ e delle sue determinanti



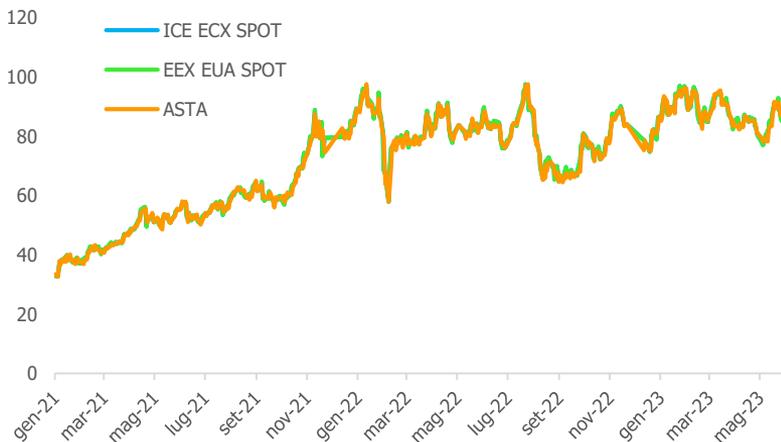
Fonte: Elaborazione GSE su dati Refinitiv

Quota di emissione ETS: esiti mercato primario

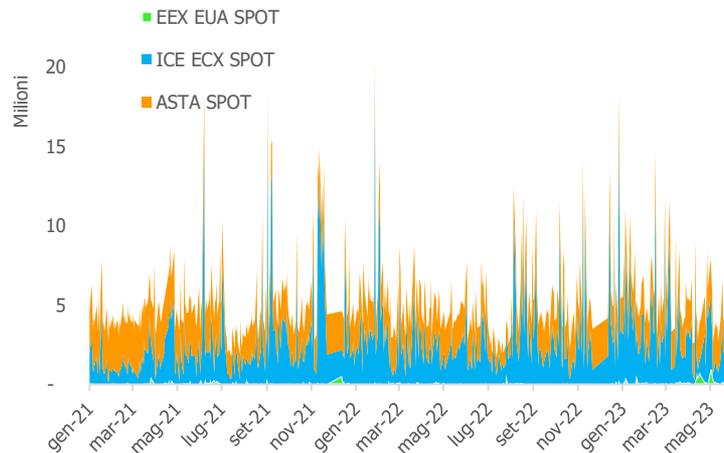
Nel corso del **2023** i **volumi dello spot** contrattato su ICE, in aumento, sono stati pari a **341 milioni**. I volumi contrattati sulla piattaforma EEX, pur rimanendo inferiori (13 milioni), mostrano un tasso di incremento ancor più elevato.

Il **differenziale asta-spot** si è **ridotto** notevolmente passando da una media di circa 0,50€ nel secondo semestre 2022 a 0,15€ nel primo semestre 2023.

Andamento prezzi EUA [€]



Andamento dei volumi scambiate nelle piattaforme EEX e ICE [mln]



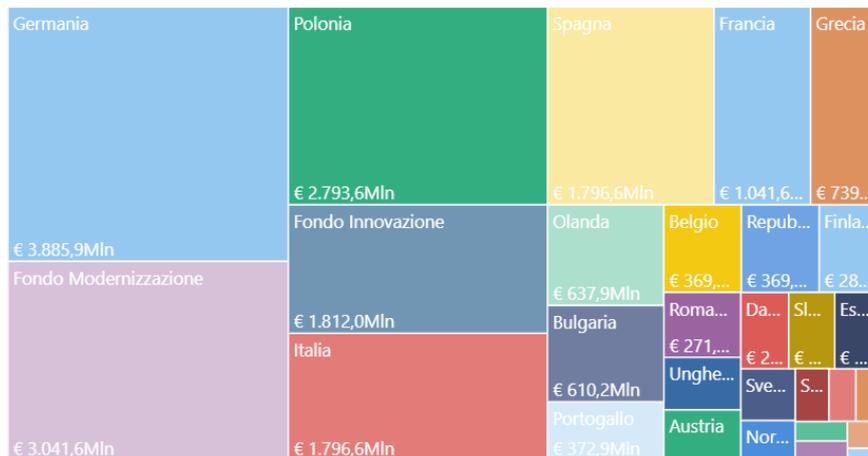
Fonte: Elaborazione GSE su dati ICE e EEX

Quota di emissione ETS per Stato membro dell'UE

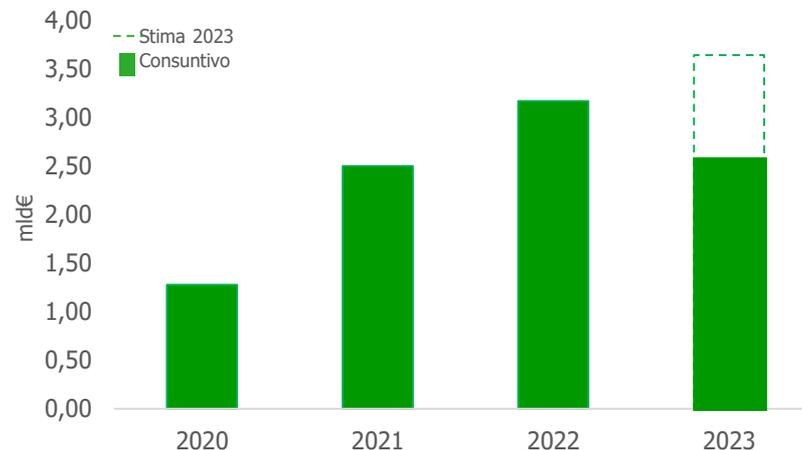
Considerando tutte le piattaforme operative nel primo semestre 2023 le **EUA hanno generato proventi per 1,8 mld€**. Rispetto allo stesso periodo nel 2022, i proventi complessivi sono aumentati del 7,5% a seguito della crescita dei prezzi di aggiudicazione delle quote all'asta.

L'**Italia** si posiziona tra gli Stati Membri con **maggiori proventi** derivanti dalla messa all'asta dopo Germania e Polonia.

Distribuzione dei proventi derivanti da quote EUA



Proventi italiani derivanti dal collocamento delle aste [mld€]



Fonte: Elaborazione GSE

Quota di emissione ETS: esiti del mercato secondario

Nel **primo semestre 2023** i **volumi scambiati sul mercato secondario** sono stati pari a **oltre 3 mld€**, 2,6 mld€ per il contratto a scadenza 2023, 322 mln€ per la scadenza 2024, 83 mln€ per la scadenza 2025, infine 11 mln€ per la scadenza 2026. Nel corso del semestre, il **prezzo è oscillato tra 77 € e 114 €**.

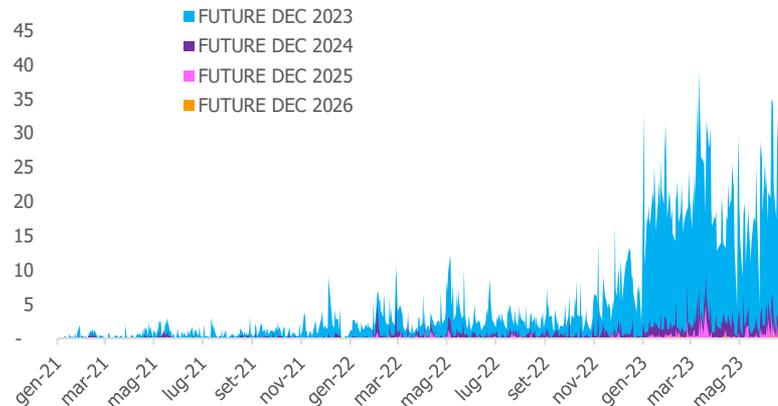
Nel I semestre 2023 si osserva un maggiore interesse nelle contrattazioni, frutto della maggiore ambizione promossa nella nuova revisione del meccanismo ETS.

Rispetto al I semestre 2022, le contrattazioni sul future con scadenza a fine anno sono aumentate del 64%, passando da 2,9 mld€ a 4,9 mld€.

Andamento dei prezzi nel mercato secondario [€]



Andamento dei volumi nel mercato secondario [mln]

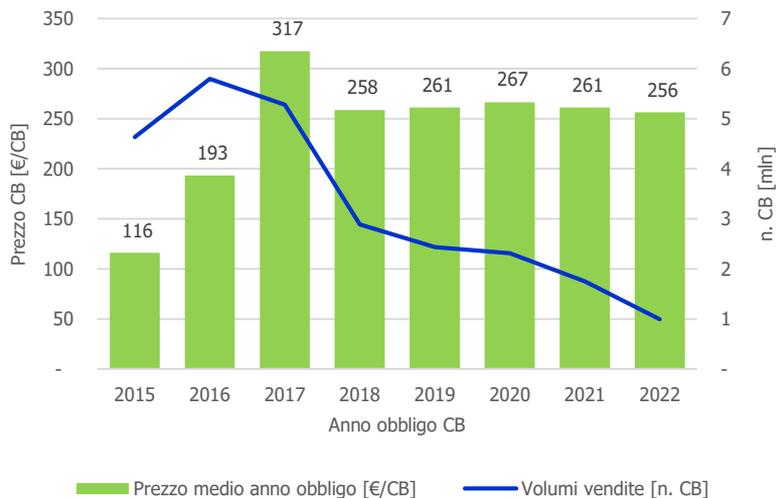


Mercato Certificati Bianchi

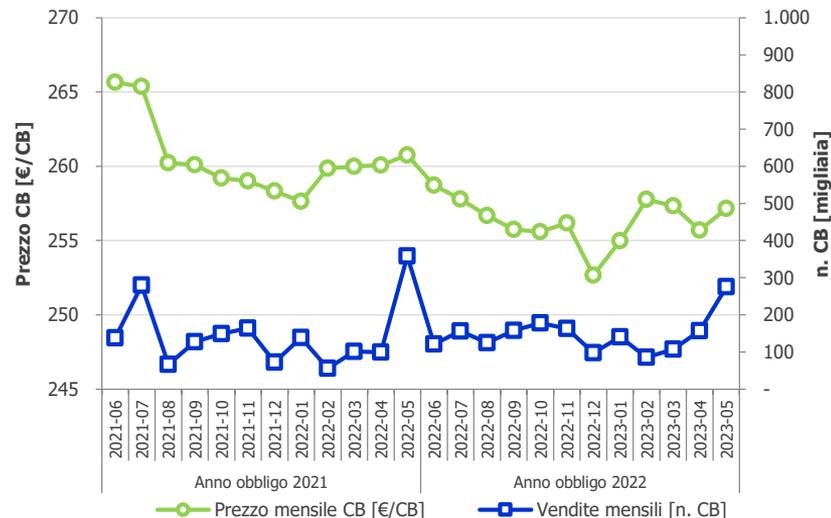
Il **prezzo** dei Certificati Bianchi mostra un **andamento stabile** negli ultimi anni intorno ai **260 €/TEE**, a seguito delle misure regolatorie che hanno dato attuazione a quanto previsto dal DM 10/06/2018, che ha introdotto un cap nella determinazione del contributo tariffario.

Il **volume** di CB scambiati nel mercato mostrano un **trend abbastanza costante** negli ultimi due anni con dei picchi in prossimità della chiusura dell'anno d'obbligo

Prezzi medi e volumi scambiati CB annualmente nel mercato centralizzato GME 2015-2022



Prezzi e vendite mensili CB sul mercato centralizzato GME anni d'obbligo 2021-2022

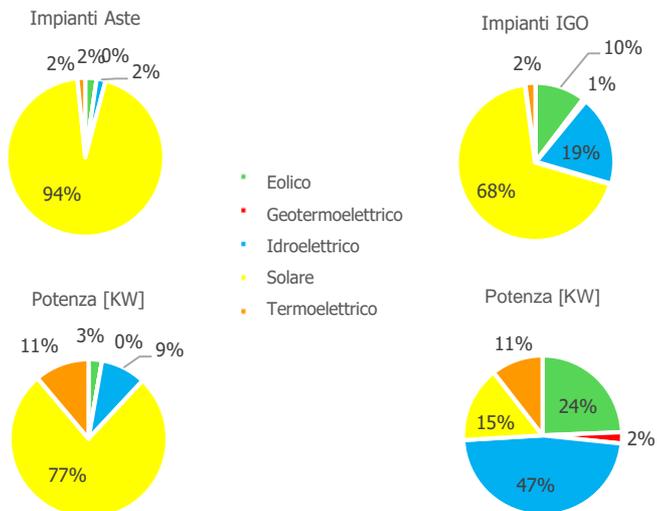


Mercato garanzie di origine: offerta titoli

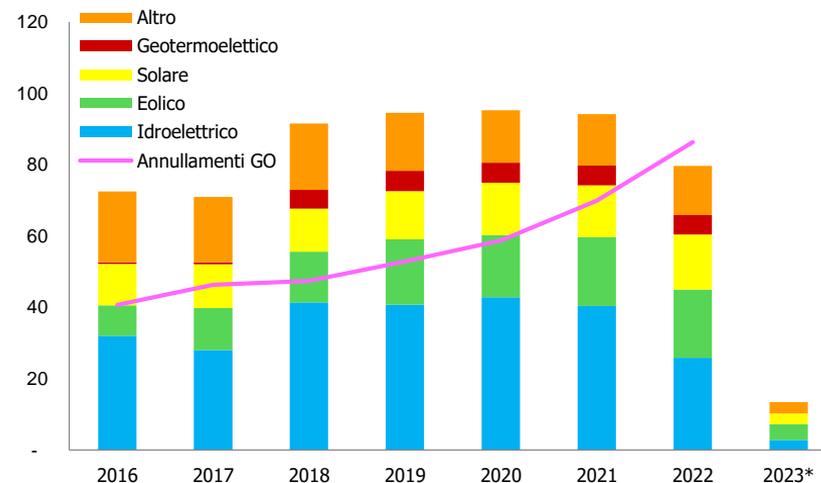
Il GSE mette all'asta le GO emesse sulla base dell'energia rinnovabile prodotta dagli impianti in **RID, SSP e tariffe onnicomprensive** (198.954 impianti per 16 GW principalmente fotovoltaici) e **rilascia un titolo GO per ogni MWh** prodotto da fonti rinnovabili dagli impianti qualificati IGO (5.653 impianti per 40 GW principalmente idroelettrici).

Fino a **giugno 2023** sono state messe all'asta **13.419.179 Garanzie d'Origine**.

Numero e potenza impianti a cui il GSE ritira l'energia e qualificati IGO



Emissioni GO per fonte (incluse aste GSE) [mln]



Garanzie di origine: esiti di mercato

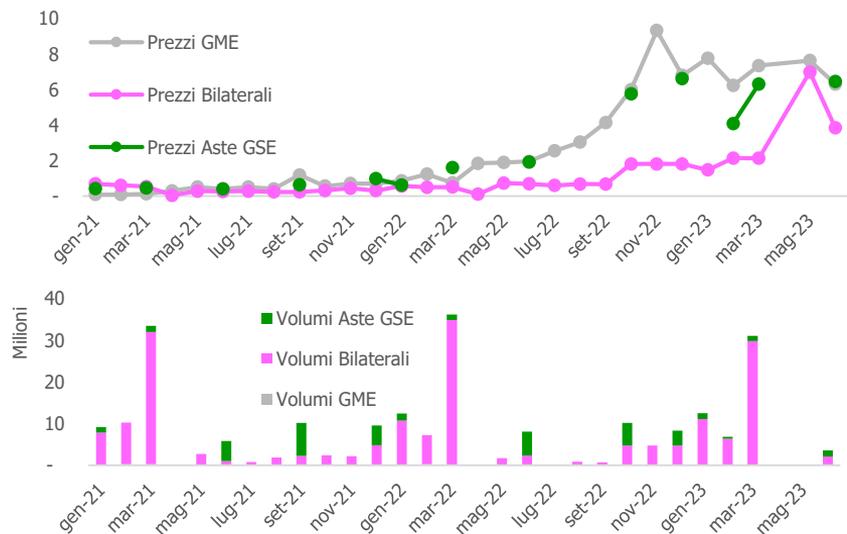
Nel **primo semestre 2023** sono state **scambiate sul bilaterale 49 milioni di GO**, 4 milioni in meno rispetto al I semestre 2022.

Il **GSE** ha messo all'**asta oltre 4 milioni di titoli**, e sulla **piattaforma del GME** sono stati **contrattati circa 473 mila titoli**.

Nel 2023, **idroelettrico** e **bioenergie** sono le fonti con maggiori volumi scambiati nelle **aste** e sulla **piattaforma del GME**. Negli **scambi bilaterali** prevalgono i volumi per **l'eolico** e **l'idroelettrico**.

Le negoziazioni sul bilaterale avvengono a prezzi più bassi rispetto ai prezzi che si formano in esito alle procedure concorsuali e della piattaforma del GME.

Andamento dei mercati delle GO (prezzi e volumi)



Andamento prezzi GO per fonte nel I semestre 2023 (€)

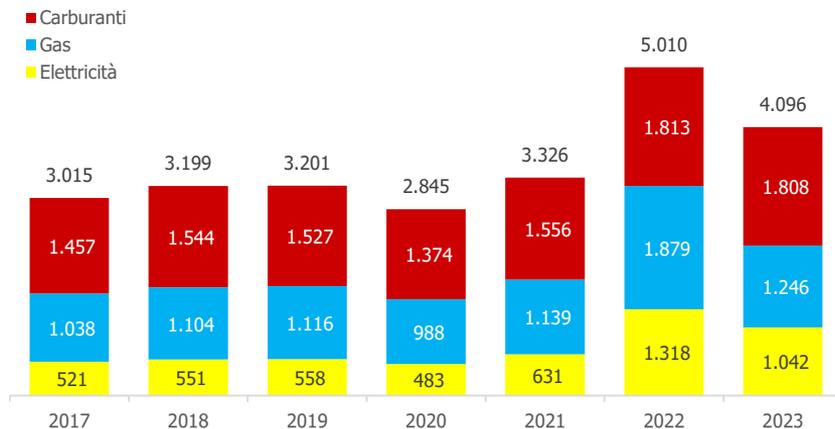
Data	Bioenergie	Eolico	Idroelettrico	Solare	Geotermico
Gennaio	4,90	1,09	0,99	3,25	1,47
Febbraio	2,32	2,62	3,20	1,48	7,34
Marzo	3,54	2,44	1,80	3,10	0,65
Aprile	6,22	7,41	6,25	6,47	6,31
Maggio	1,67	3,11	0,83	2,53	1,48
Giugno	1,51	1,10	0,85	0,96	0,82

Spesa energetica delle famiglie

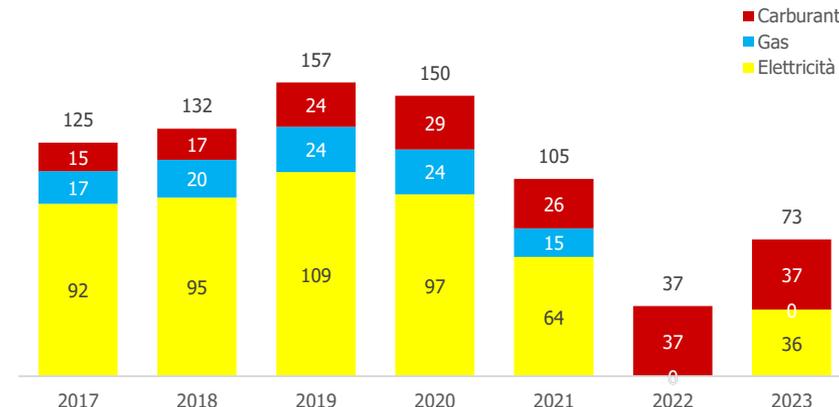
La **spesa energetica annua** di una famiglia tipo oscilla storicamente intorno ai **3.000 €**. Dopo il picco raggiunto nel 2022 con 5.000 € (incremento del 51% rispetto al 2021), nei **primi due trimestri 2023** la spesa annua è **diminuita** attestandosi intorno a **4.100 €** (+37% rispetto alla media storica), di cui: **carburanti 1.800 €, gas 1.250 €, elettricità 1.050 €**.

Per gli **oneri** relativi alla transizione energetica, dopo la **riduzione di 79 € su base annua (-73%)** dal 2021 al 2022, riconducibili agli interventi di mitigazione delle bollette, dal secondo trimestre 2023 sono stati **reintrodotti gli oneri nella bolletta elettrica**, portando a una stima della spesa per la transizione energetica corrispondente a 73 € su base annua.

Spesa annua energetica famiglia tipo [€]



Oneri transizione energetica famiglia tipo [€]



Una «famiglia tipo» consuma circa 1.400 mc di gas naturale e 2.700 kWh di elettricità per i fabbisogni energetici della propria abitazione, e circa 1.000 litri di carburante per spostarsi con i propri mezzi di trasporto

Fonte: Elaborazione GSE su dati ARERA e MASE

Bolletta elettrica della famiglia tipo

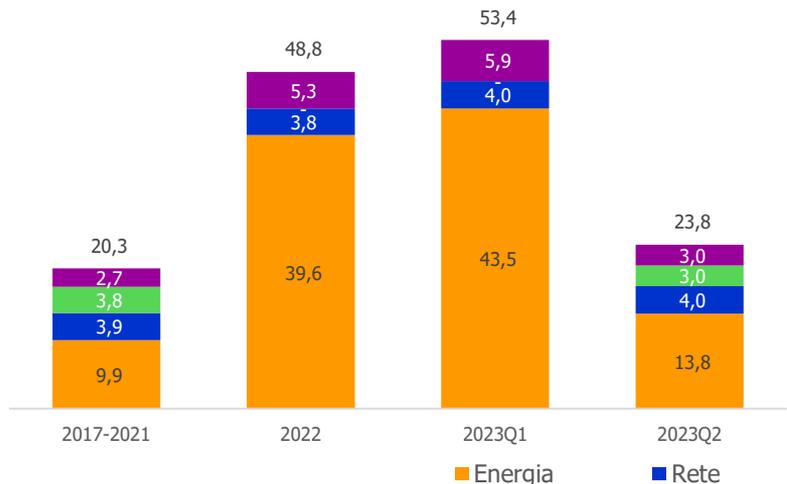
L'evoluzione del costo dell'elettricità* della famiglia tipo (2.700 kWh) fino al II trimestre 2023 evidenzia che:

- il **costo totale** è tornato a valori prossimi alla media storica, a seguito del forte incremento registrato nel 2022 (e primo trim. 2023);
- gli **oneri** relativi alla transizione energetica, dopo l'annullamento

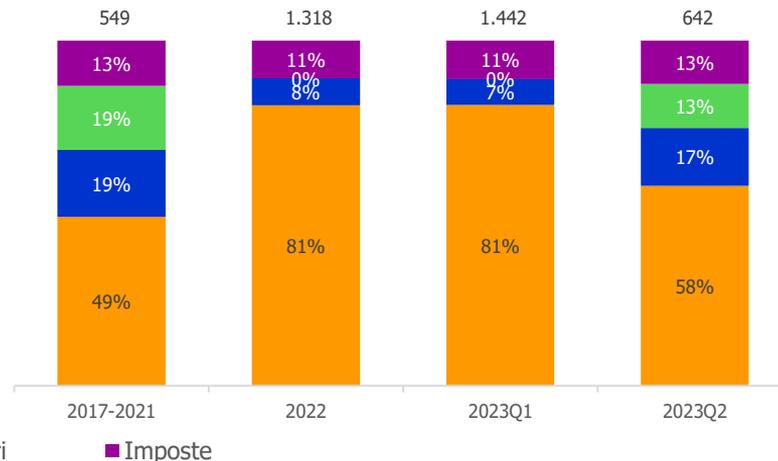
disposto nel 2022 per mitigare gli incrementi delle bollette, sono stati ripristinati, seppure in misura inferiore alla media storica dato anche il minor fabbisogno complessivo;

- le **imposte** risultano, in termini assoluti, tornate a valori per lo più in linea con la media storica.

Evoluzione costo unitario elettricità e sue componenti [c€/kWh]



Evoluzione bolletta elettrica annua [€/anno] e sua composizione



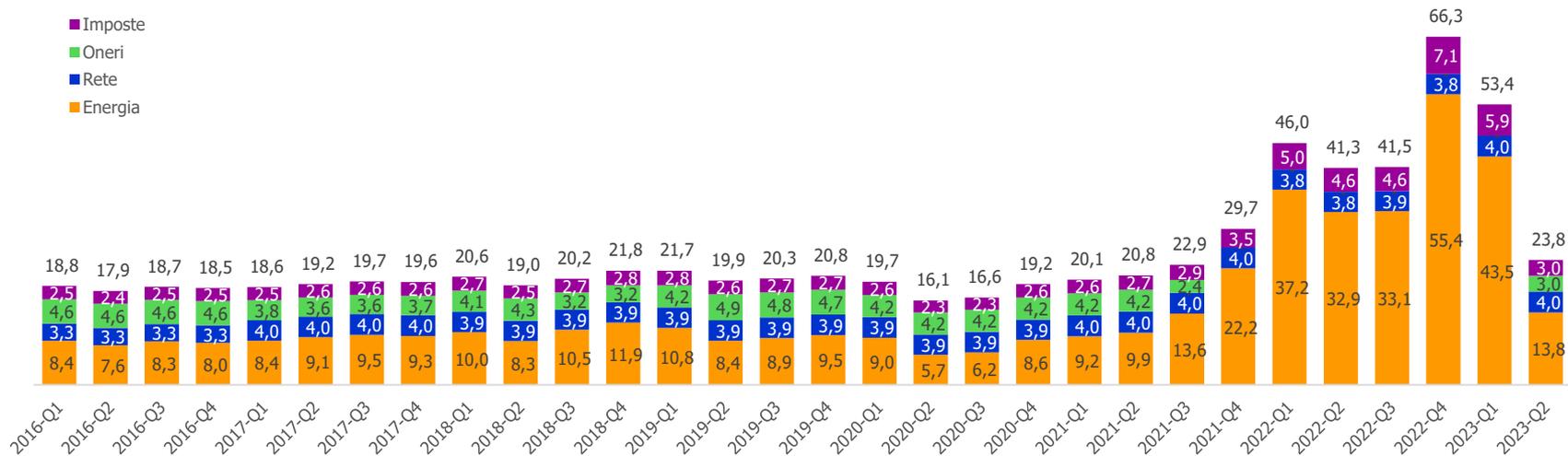
* Applicando le condizioni del mercato tutelato

Costo unitario elettricità famiglia tipo

La serie storica trimestrale del costo unitario dell'elettricità della famiglia tipo evidenzia la **discontinuità** registrata nei prezzi a partire dall'**ultimo trimestre 2021** sia in termini assoluti che di composizione.

Nel secondo trimestre 2023, dopo il forte incremento registrato precedentemente, **il prezzo finale è tornato a valori in linea con la media storica fino al 2021**, anche in termini di singole componenti.

Evoluzione costo unitario bolletta elettrica delle famiglie tipo nei trimestri 2016-2023 [c€/kWh]



Bolletta gas naturale della famiglia tipo

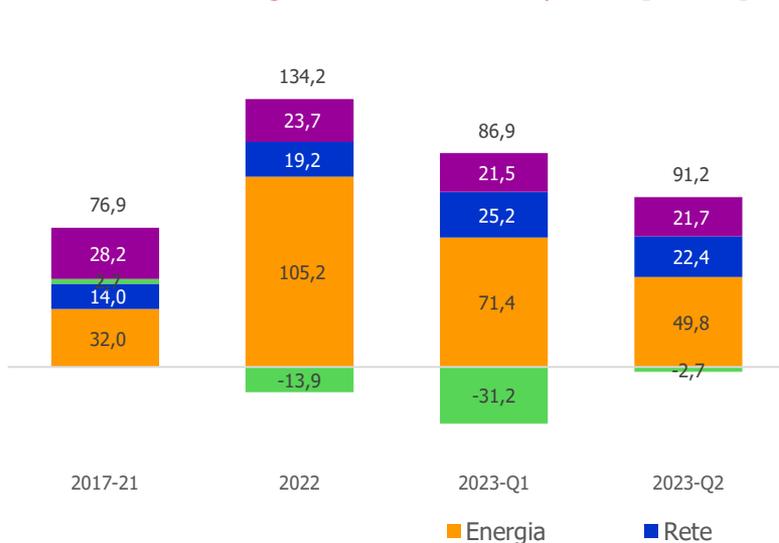
L'evoluzione del costo* del gas della famiglia tipo (1.400 metri cubi**) fino al II trimestre 2023*** evidenzia che:

- dopo il forte incremento registrato nel 2022, il **costo** complessivo nei primi due trimestri 2023 risulta essere circa il **16% in più rispetto alla media storica (2017-2021)**;
- le **imposte** sono state **ridotte** di quasi il 20% ma sono state

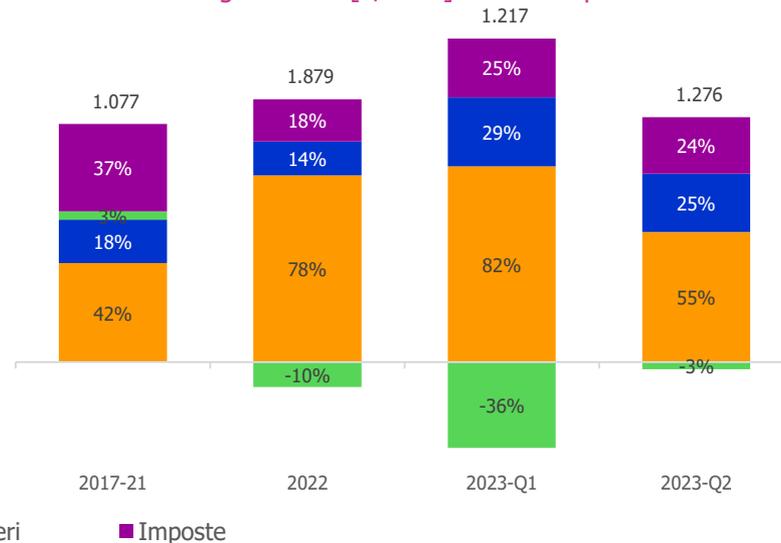
compensate da un **incremento** dei costi di **rete**;

- gli **oneri**, dopo i valori negativi del 2022 (e primo trimestre 2023), introdotti per mitigare l'aumento della bolletta, sono tornati a valori **pressoché nulli** nel secondo trimestre 2023.

Evoluzione costo unitario gas naturale e sue componenti [c€/Smc]



Evoluzione bolletta gas annua [€/anno] e sua composizione



* Applicando le condizioni del mercato tutelato

** Rappresentativo della bolletta di una famiglia in zona E (circa il 60% della domanda di riscaldamento residenziale) che utilizza il gas per usi riscaldamento (impianto autonomo), ACS e cottura

*** Fino al III trim. 2022 gli aggiornamenti dei prezzi del mercato tutelato erano ex ante su base trimestrale, con la Delibera 374/2022/R/gas l'aggiornamento dei prezzi gas avviene su base mensile ex post

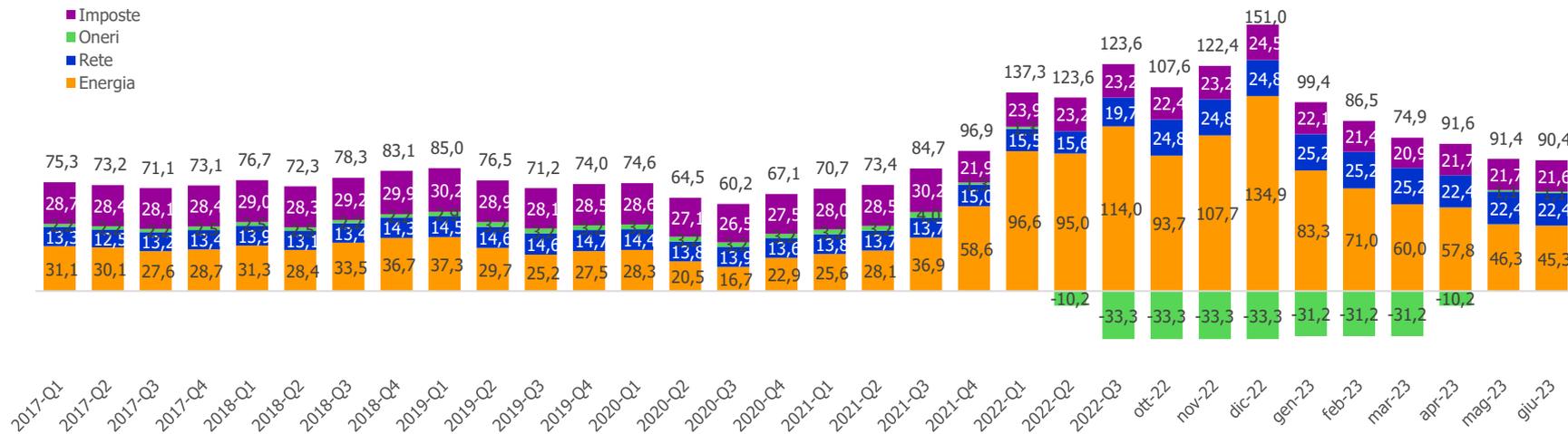
Costo unitario gas famiglia tipo

La serie storica trimestrale del costo unitario del gas della famiglia tipo evidenzia come il **rialzo** dei prezzi si sia verificato in maniera più significativa in corrispondenza del **primo trimestre 2022**, cui sono seguiti dei trimestri ove, grazie a interventi straordinari sulle diverse componenti tariffarie, si è riusciti a limitare l'incremento del

prezzo finale. Nell'ultimo trimestre 2022 i prezzi sono stati aggiornati su base mensile a consuntivo.

Da gennaio 2023 si è osservata una **diminuzione** che ha portato, nel secondo trimestre 2023, a valori in linea con il secondo semestre 2021.

Evoluzione costo unitario bolletta gas delle famiglie tipo nei trimestri 2017-2023 [c€/kWh]



Spesa carburanti famiglia tipo

L'evoluzione del **costo dei carburanti della famiglia tipo** (1.000 litri*) mostra nel **2022** un **incremento** circa del 20% rispetto alla media storica. Il valore si è poi mantenuto per lo più **stabile** nei primi due trimestri **2023**.

Sebbene la componente di **prezzo industriale di benzina e gasolio** risulti praticamente raddoppiata nel 2022 rispetto ai suoi valori storici, la misura di riduzione dell'elevato prelievo **fiscale**

(storicamente predominante nel prezzo finale) ha calmierato gli aumenti. Viceversa nei primi due trimestri 2023 si è osservata una diminuzione di benzina e gasolio, e un incremento del prelievo fiscale.

La componente di **oneri rinnovabili** include i costi sostenuti dai distributori di carburanti e ribaltati sui prezzi finali per l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti (stimati in circa 4 c€/l).

Evoluzione costo unitario carburanti [€/l]



Evoluzione spesa annua carburanti [€/anno] e sua composizione



■ Materia energia e rete

■ Oneri rinnovabili

■ Imposte

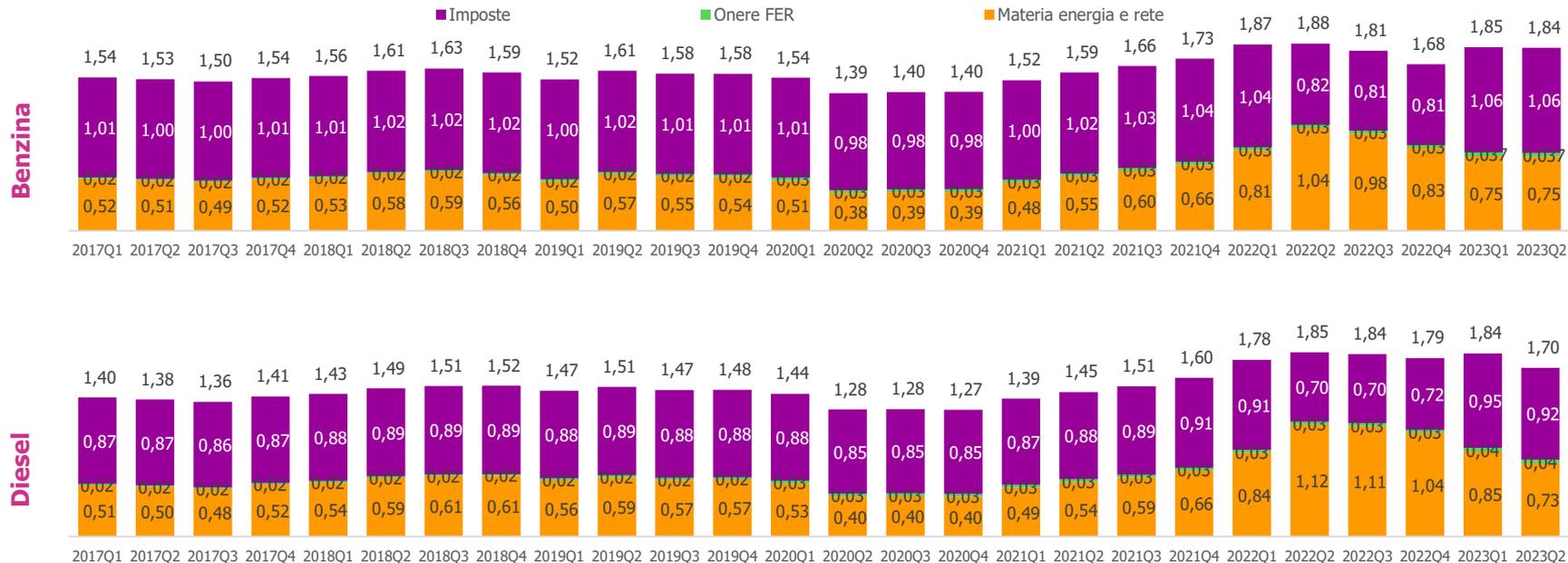
* Assunti per metà costituiti da benzina e per metà da gasolio e corrispondenti ad una percorrenza annua dell'ordine dei 15.000 km.

Costo unitario carburanti famiglia tipo

La serie storica trimestrale del prezzo al litro di benzina e gasolio evidenzia nel **2022** il notevole **aumento del prezzo industriale** e la **riduzione delle imposte** (accise) di circa 20 c€/l, seguite nel **2023** dalla parziale **riduzione del prezzo industriale** e ripresa

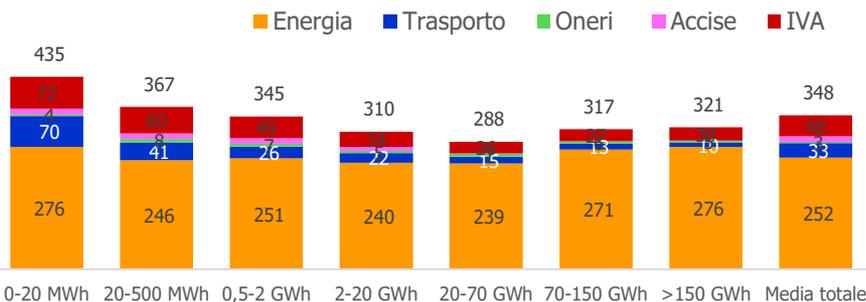
delle imposte. Il **prezzo industriale del diesel** ha subito in alcuni mesi del **2022** degli **incrementi ancor maggiori della benzina** superando il prezzo finale di quest'ultima, per poi tornare **al di sotto della benzina nel 2023**.

Evoluzione costo unitario dei carburanti per le famiglie tipo nei trimestri 2017-2023 [c€/l]

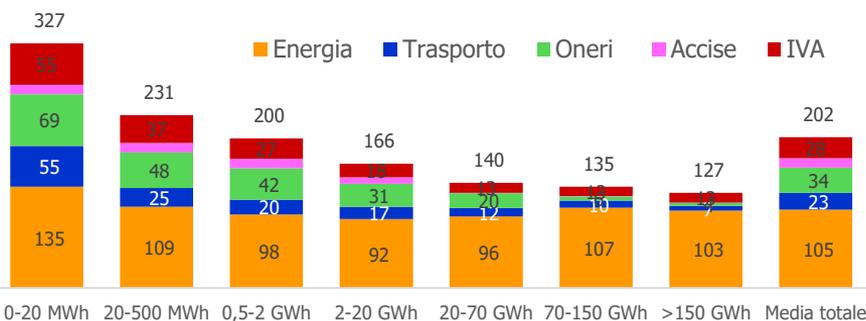


Bolletta Elettrica imprese 2021 - 2022

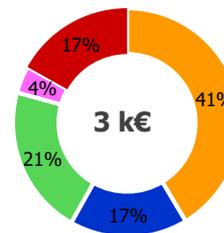
Anno 2022 (€/MWh)



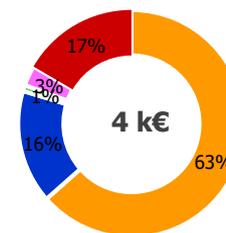
Anno 2021 (€/MWh)



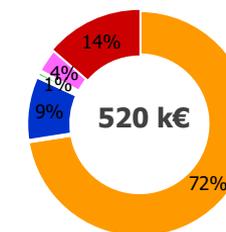
Anno 2021



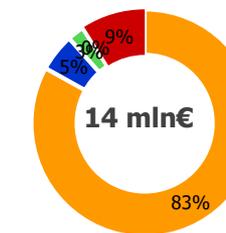
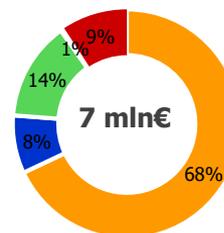
Anno 2022



Bolletta annua
Piccola impresa
(10 MWh)



Bolletta annua
Media impresa
(1500 MWh)



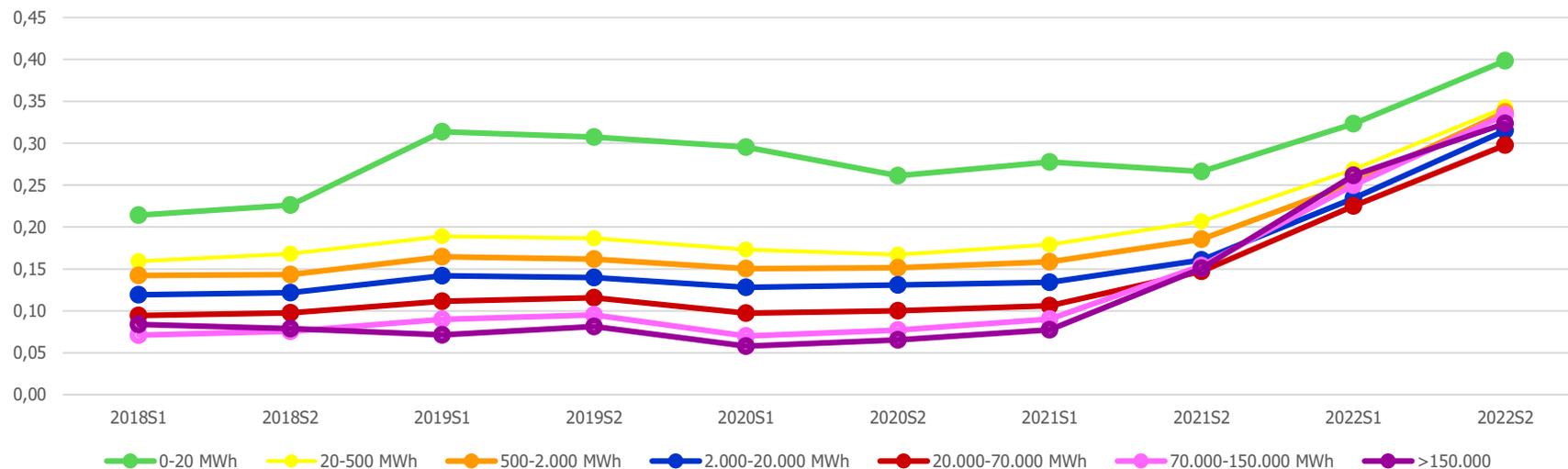
Bolletta annua
Grande impresa
(50 GWh)

Evoluzione costo unitario elettricità imprese

L'**incremento** del prezzo dell'energia elettrica si è avvertito sui prezzi finali delle imprese a partire **dal secondo semestre 2021**. Tale incremento è risultato particolarmente impattante per le imprese con elevati livelli di consumo dove la componente energia è di gran lunga prevalente sul prezzo (rialzi dell'ordine del 300%).

Nelle piccole imprese, per quanto gli incrementi siano stati comunque molto elevati, la misura di annullamento degli oneri (elevati per questa categoria di utenti) ha in parte ridotto l'incremento a cui sarebbero state sottoposte senza tale misura.

Evoluzione semestrale del costo unitario elettricità* al netto di IVA per imprese per fascia di consumo [€/kWh]

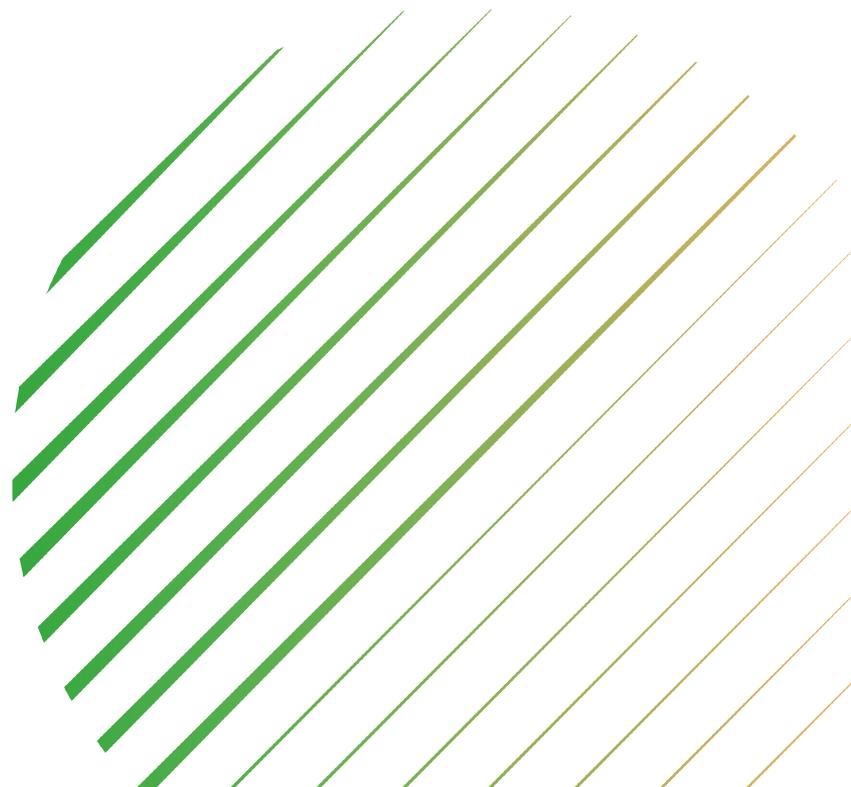


* I prezzi finali non tengono conto dell'introduzione dei crediti di imposta per le imprese

ENERGIA E CLIMA IN ITALIA

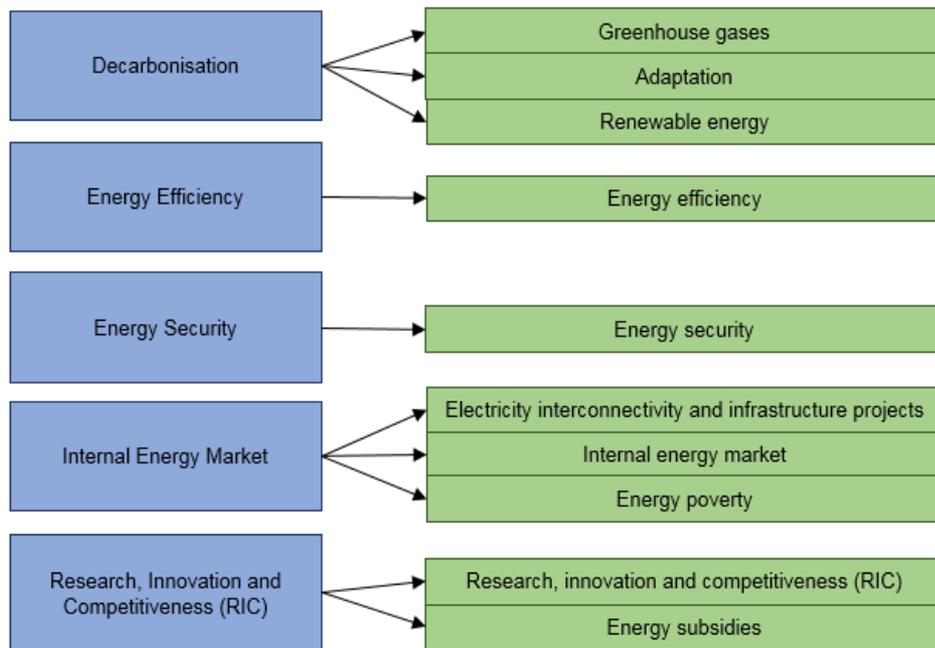
APPENDICE

IL MONITORAGGIO DEL PNIEC



Monitoraggio del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

- Il PNIEC prevede che, per fornire informazioni aggiornate e tempestive a cittadini e pubbliche amministrazioni centrali e locali, il **GSE** realizzi una **PIATTAFORMA DI MONITORAGGIO DEL PIANO** ove far confluire **dati e informazioni di diversa provenienza**
- L'attività di monitoraggio è sviluppata su differenti set di **indicatori** in grado di misurare l'efficacia delle **politiche**, il livello di raggiungimento dei diversi **target**, ma anche **aspetti economici** quali investimenti e impatti occupazionali nei vari settori



Monitoraggio PNIEC, Sistema Statistico Nazionale, Relazioni periodiche

(Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n. 199, articolo 48)

Il GSE aggiorna e potenzia il sistema nazionale di monitoraggio su diversi ambiti:

- monitoraggio degli **obiettivi** e della quota dei **consumi** coperti da fonti **rinnovabili** a livello complessivo e settoriale (settore **elettrico**, **termico**, dei **trasporti**, degli **edifici**), a scala **nazionale** e **regionale**
- **disaggregazione** dei consumi energetici a livello territoriale, settoriale, funzionale
- monitoraggio della **povertà energetica** e della **mobilità sostenibile**
- monitoraggio degli **impianti** sul territorio, dei **progetti**, delle richieste di **autorizzazione** e dei **tempi** dei procedimenti
- monitoraggio degli **investimenti**, delle ricadute industriali, economiche, sociali, **occupazionali**
- monitoraggio dei **costi** delle **tecnologie** e dei costi di **produzione** dei vettori energetici
- monitoraggio dei costi, dell'efficacia, dell'efficienza delle **misure di sostegno** e dell'impatto sui **consumatori**, confrontati con quello di altri Paesi europei
- elaborazione di **scenari** di lungo termine sul **fabbisogno** di incentivazione e sugli **oneri** di sistema
- valutazione delle **emissioni evitate** di gas a effetto serra ed elaborazione degli elementi di input per il piano di **monitoraggio ambientale** del PNIEC e per gli adempimenti in capo a ISPRA
- elaborazione delle informazioni per la predisposizione delle **relazioni periodiche di monitoraggio del PNIEC da inviare alla CE**

La relazione periodica del GSE fornisce informazioni su alcune **variabili che caratterizzano l'evoluzione del quadro energetico nazionale**, con particolare riferimento a **fonti rinnovabili, efficienza energetica, mobilità sostenibile, mercati energetici ed ambientali**.

L'analisi include aggiornamenti su alcuni dei meccanismi gestiti dal GSE ma, compatibilmente con la disponibilità di dati sufficientemente aggiornati, amplia lo sguardo nell'ottica del progressivo **monitoraggio del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, così come previsto dal **PNIEC** e dal **decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199 (articolo 48)**.

Nel dettaglio, la relazione si articola in 5 sezioni:

- Nella prima sezione si fornisce un quadro d'insieme dei principali **obiettivi su energia e clima al 2030** e del percorso in atto.
- Le sezioni dalla seconda alla quarta sono dedicate rispettivamente a: **rinnovabili elettriche, rinnovabili termiche ed efficienza energetica, mobilità sostenibile**. Ognuna di queste sezioni presenta: dati statistici, dati significativi su alcuni dei meccanismi di incentivazione gestiti dal GSE e sui relativi costi, confronto con alcune delle traiettorie previste dal PNIEC, valutazione delle emissioni evitate, degli investimenti, degli impatti economici e occupazionali, ricognizione dei costi di alcune tecnologie.
- La quinta sezione è focalizzata sugli andamenti principali dei **consumi**, dei **mercati energetici** e **ambientali**: combustibili fossili, energia elettrica, mercato della CO₂, mercato dei certificati bianchi, mercato delle garanzie di origine. E' inclusa in questa sezione anche una stima della **spesa energetica**.

Le informazioni contenute nella relazione saranno progressivamente ampliate, rese disponibili in forma più disaggregata a livello territoriale e temporale, nonché rese fruibili digitalmente attraverso la **Piattaforma di Monitoraggio del PNIEC in corso di sviluppo**.

