



RAPPORTO STATISTICO SULL'ENERGIA

2025

**DIREZIONE AMBIENTE
ENERGIA E TERRITORIO**

SETTORE SVILUPPO
ENERGETICO SOSTENIBILE

EDIZIONE 2026



DIREZIONE AMBIENTE, ENERGIA E TERRITORIO
Settore Sviluppo Energetico Sostenibile
in collaborazione con
l'Ufficio di Statistica Regionale

*Testi e analisi a cura di Silvio De Nigris (capitoli 1-9), Filippo
Baretti (paragrafo 3.3) e Giovanni Nuvoli (capitolo 10)
Approvato con D.G.R. 12-2427/2026*

SOMMARIO

ABBREVIAZIONI.....	4
FONTI INFORMATIVE.....	6
INTRODUZIONE.....	7
1. IL RAPPORTO STATISTICO SULL'ENERGIA IN BREVE.....	8
2. I CONSUMI ENERGETICI.....	11
3. PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE.....	20
3.1 LA CAPACITÀ PRODUTTIVA.....	21
3.2 LA PRODUZIONE ELETTRICA NETTA.....	30
3.3 LE SFIDE FUTURE DEL SISTEMA ELETTRICO IN PIEMONTE.....	41
3.4 LA PRODUZIONE DI CALORE.....	44
4. LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE ED ELETTRICHE.....	48
4.1 LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE.....	51
4.2 LE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE.....	55
5. CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA.....	59
6. PRODOTTI PETROLIFERI.....	69
7. CONSUMI DI GAS NATURALE.....	82
8. MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI DEL PEAR.....	88
8.1 LE FONTI RINNOVABILI.....	89
8.2 L'EFFICIENZA ENERGETICA.....	91
8.3 LE EMISSIONI DI CO ₂	93
9. LE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI.....	98
10. ATTESTATI DI PRESTAZIONE ENERGETICA IN PIEMONTE.....	104
10.1 CONSISTENZA DEL PATRIMONIO INFORMATIVO E TREND IN ATTO.....	105
INDICE DELLE FIGURE.....	110
INDICE DELLE TABELLE.....	113

ABBREVIAZIONI

AUC: Autoconsumo collettivo

CER: Comunità Energetiche Rinnovabili

CFL: Consumo Finale Lordo di Energia

CF: Consumi Finali Energetici

CIL: Consumo Interno Lordo di Energia

DDS 2024 - Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (a cura di TERNA e SNAM)

DE-IT - Distributed Energy Italia

ENEA: Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e per lo sviluppo economico sostenibile

FER: Fonti Energetiche Rinnovabili

FER-T: Fonti Energetiche Rinnovabili Termiche

FER-E: Fonti Energetiche Rinnovabili Elettriche

gCO₂: grammi di anidride carbonica

GA-IT - Global Ambition Italia

GG: Gradi Giorno

GPL: Gas di Petrolio Liquefatto

GSE: Gestore Servizi Energetici

GWh: Gigawattora

HVDC - High Voltage Direct Current

ktep: Kilotep

kWh: Kilowattora

MASE ISSEG: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari

Msm³: Milioni di Standard metri cubi

Mtep: Milioni di tep

Mton: Milioni di tonnellate

MW: Megawatt

NZEB: Nearly Zero Energy Building

PEAR: Piano Energetico Ambientale Regionale del Piemonte

PNIEC- Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

Tep: Tonnellate equivalenti di petrolio

TERNA: Rete Elettrica Nazionale

TWh: Terawattora

FONTI INFORMATIVE

Capitolo	Fonti informative	Anno di aggiornamento
2	ENEA (Bilancio Energetico Regionale), Regione Piemonte (Diagramma Sankey), ARPA Piemonte (Gradi Giorno)	2023
3	TERNA (Potenza e produzione di energia elettrica)	2024
4	GSE (Consumo finale di energia, produzione da fonti rinnovabili)	2023
5	TERNA (Consumi di energia elettrica)	2024
6	MASE ISSEG (vendite di prodotti petroliferi), ARPA Piemonte (Gradi Giorno)	2024
7	SNAM Rete Gas e Distributori locali di energia (consumi di gas naturale), Regione Piemonte (elaborazione dati)	2024
8	GSE, Terna (emissione di CO2 da generazione elettrica), ISPRA JRC (fattori di emissione di CO2), Regione Piemonte (scenari futuri), Eurostat.	2023
9	GSE e MASE	2025
10	Regione Piemonte	2025

INTRODUZIONE

Il Rapporto Statistico sull'Energia aggiorna i principali dati energetici disponibili per il Piemonte all'annualità 2023 o al 2024, attingendo le informazioni alle fonti statistiche ufficiali, quali: ENEA, GSE, TERNA, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

Il documento si apre con una descrizione dei principali elementi del Rapporto e successivamente viene presentato il bilancio energetico regionale, elaborato dall'ENEA, volto a descrivere i principali flussi energetici che insistono sul territorio piemontese e le dinamiche in atto sugli usi finali di energia. Viene quindi trattato il comparto della generazione elettrica, che risulta essenziale per comprendere alcune dinamiche in atto sul fronte delle fonti rinnovabili e sull'andamento delle emissioni di CO₂. Segue poi un'analisi dedicata alle fonti energetiche rinnovabili, che attinge come base informativa al GSE. Tali dati sono stati elaborati utilizzando una metodologia finalizzata a rendicontare gli obiettivi statistici regionali, che si basa sul principio della normalizzazione pluriennale della produzione di alcune fonti energetiche rinnovabili. Successivamente, il documento riporta le principali statistiche relative ai consumi dei vettori energetici di energia elettrica, prodotti petroliferi e gas naturale. Il Rapporto prosegue con un monitoraggio dell'andamento in atto dei principali indicatori energetici alla luce degli obiettivi definiti nel Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR).

Il calcolo delle emissioni si riferisce solo alle emissioni di CO₂ collegate ai consumi energetici. Sono pertanto escluse le emissioni associate a processi di non combustione (ad esempio le emissioni da allevamenti, agricoltura e dal comparto dell'industria chimica) o i processi di sequestro di CO₂ garantiti da programmi di riforestazione.

Rispetto alle edizioni precedenti, vengono introdotte alcune analisi sulle Comunità Energetiche Rinnovabili, a cui viene dedicato un capitolo. Analogamente alle edizioni precedenti il Rapporto presenta un capitolo conclusivo dedicato alla consistenza degli Attestati di Prestazione Energetica degli edifici in Regione Piemonte.

Rapporto statistico sull'energia in breve

Consumo Finale (8,7 Mtep) e Consumo Interno in riduzione (10,6 Mtep) **2023**

Aumenta al 16,7% l'indipendenza da approvvigionamenti extra regionali **2023**

Il settore civile consuma il 47% dell'energia finale, i trasporti il 26% e l'industria il 24% **2023**

La produzione elettrica netta sale a 27,2 GWh trainata dalle rinnovabili (45%) **2024**

Le rinnovabili raggiungono il 20% del Consumo Finale Lordo **2023**

Il Piemonte si distingue in Italia per sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili **2025**

Le emissioni di CO2 da usi energetici continuano a calare (-6% dal 2022) **2023**

1. Consumi energetici – quadro generale (Cap. 2)

Nel 2023 il sistema energetico piemontese registra un'ulteriore contrazione dei consumi. Il **Consumo Finale** si attesta a **8,76 Mtep**, minimo storico dell'intera serie disponibile (-3% rispetto all'anno precedente), mentre il **Consumo Interno Lordo (CIL)** scende a **10,61 Mtep**. Il dato consolida la tendenza alla riduzione avviata nel 2022 e conferma un progressivo ridimensionamento dei fabbisogni energetici regionali, al netto delle anomalie legate al 2020. La produzione interna di energia, pari a **1.771 ktep**, copre circa il **16,7% del Consumo Interno Lordo**, evidenziando una dipendenza dall'esterno ancora superiore all'80%, sebbene in lieve miglioramento rispetto al passato.

2. Consumi energetici – struttura settoriale e mix (Cap. 2)

Il comparto **civile** si conferma il principale utilizzatore di energia con **4,14 Mtep**, seguito da **trasporti** (2,28 Mtep) e **industria** (2,09 Mtep), quest'ultima su un nuovo minimo storico. Il gas naturale rimane la fonte dominante, pur in calo rispetto agli anni precedenti, mentre cresce il contributo delle rinnovabili. La riduzione dei consumi nel settore civile è influenzata anche da fattori climatici favorevoli, come evidenziato dall'analisi sui gradi giorno, suggerendo che gli effetti strutturali dell'efficienza energetica emergeranno più chiaramente nel medio periodo.

3. Produzione di energia elettrica e calore (Cap. 3)

Nel 2024 la produzione elettrica netta regionale raggiunge **27,2 TWh** (+7,6% sul 2023), grazie soprattutto alla forte ripresa dell'**idroelettrico** (**8,7 TWh**) e alla crescita del **fotovoltaico** (**2,7 TWh**). La produzione termoelettrica scende a **15,7 TWh**, riflettendo una minore dipendenza dal gas naturale. Il Piemonte si conferma un esportatore netto di energia elettrica, con una quota di produzione da fonti rinnovabili superiore al **45%**.

4. Fonti rinnovabili termiche ed elettriche – quadro complessivo (Cap. 4)

Nel 2023 le **fonti energetiche rinnovabili (FER)** coprono il **20% dei consumi finali lordi**, in aumento rispetto al 19,4% del 2022 e su valori prossimi al massimo storico. In termini assoluti, il contributo delle FER è pari a **1.818 ktep**, sostenuto soprattutto dalla componente elettrica, mentre le rinnovabili termiche mostrano una maggiore variabilità legata alle condizioni climatiche.

5. Consumi di energia elettrica (Cap. 5)

I consumi di energia elettrica risultano sostanzialmente stabili rispetto all'anno precedente, in un contesto di progressiva riduzione dei consumi complessivi di energia. Il rafforzamento della produzione rinnovabile consente di coprire con FER oltre il **55% dei consumi elettrici regionali**, migliorando il profilo emissivo del settore e riducendo il ricorso alla generazione fossile.

6. Prodotti petroliferi (Cap. 6)

Nel 2024 prosegue la contrazione delle vendite di **prodotti petroliferi**, in particolare nei settori civile e industriale. I trasporti restano il principale ambito di utilizzo, ma senza segnali di crescita

strutturale. Il trend è coerente con la progressiva elettrificazione dei consumi e con le politiche di riduzione dell'uso dei combustibili fossili.

7. Consumi di gas naturale (Cap. 7)

I consumi di **gas naturale** confermano una fase di riduzione, influenzata da fattori climatici, da dinamiche di prezzo e da una maggiore attenzione all'efficienza energetica. Nonostante il calo (-3% tra il 2023 e il 2024), il gas rimane il principale vettore energetico del sistema regionale, soprattutto per il riscaldamento e per la produzione termoelettrica residuale.

8. Monitoraggio degli obiettivi del PEAR (Cap. 8)

Il confronto tra gli indicatori energetici e gli obiettivi del **Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)** evidenzia progressi sul fronte della riduzione dei consumi e delle emissioni di CO₂, ma anche un ritardo strutturale nella crescita delle rinnovabili rispetto ai target europei al 2030. Il settore elettrico mostra le performance migliori, mentre il comparto termico richiede un'accelerazione.

9. Comunità Energetiche Rinnovabili (Cap. 9)

Il Rapporto introduce un primo quadro sulle **Comunità Energetiche Rinnovabili**, che nel 2025 risultano in fase di espansione. Sebbene il contributo quantitativo ai bilanci energetici sia ancora limitato, le CER rappresentano uno strumento strategico per la diffusione del fotovoltaico, l'autoconsumo collettivo e il coinvolgimento diretto dei territori nella transizione energetica e il Piemonte si distingue tra le Regioni italiane come leader, facendo registrare le prestazioni più significative.

10. Attestati di Prestazione Energetica (Cap. 10)

Il patrimonio informativo degli **Attestati di Prestazione Energetica (APE)** in Piemonte continua ad ampliarsi, consentendo una lettura più dettagliata delle caratteristiche energetiche del parco edilizio. I trend confermano un lento ma costante miglioramento delle prestazioni medie degli edifici, elemento chiave per la riduzione dei consumi nel settore civile nel medio-lungo periodo.



Riqualificazione
energetica - Scuola
Borgofranco d'Ivrea

2 I CONSUMI ENERGETICI

Nel 2023 il sistema energetico piemontese conferma una fase di contrazione dei consumi, con il Consumo Finale¹ (CF) che scende a 8,76 Mtep, registrando il valore più basso dell'intera serie storica disponibile ([Tabella 2.1](#) e [Tabella 2.2](#)). Anche il Consumo Interno Lordo (CIL) prosegue la dinamica discendente, attestandosi a 10,61 Mtep. Il dato del 2023 consolida pertanto il trend di riduzione già emerso nel 2022 e rafforza l'evidenza di un progressivo ridimensionamento dei fabbisogni energetici regionali, al netto degli effetti eccezionali osservati nel 2020 ([Figura 2.5](#)).

Il bilancio energetico regionale elaborato da ENEA consente di ricostruire in modo organico i principali flussi energetici che interessano il territorio piemontese ([Figura 2.1](#)). Nel 2023 la produzione interna di energia, riconducibile in larga parte alle fonti energetiche rinnovabili, ammonta a 1.771 ktep e copre circa il 16,7% del consumo interno lordo regionale ([Figura 2.3](#)). Tale quota risulta in crescita rispetto agli anni immediatamente precedenti e si colloca su valori prossimi ai massimi storici, pur confermando una marcata dipendenza del sistema energetico regionale da fonti esterne, superiore all'80%.

La struttura dell'approvvigionamento energetico rimane fortemente sbilanciata verso le fonti fossili, con il gas naturale che nel 2023 rappresenta ancora la principale fonte di copertura dei consumi interni ([Figura 2.2](#)). Tuttavia, il peso relativo del gas naturale mostra una riduzione rispetto ai livelli raggiunti nel biennio precedente, interrompendo la tendenza alla crescita osservata negli anni antecedenti alla crisi energetica. Tale andamento riflette sia la contrazione dei consumi finali, sia una maggiore diversificazione del mix energetico, con un contributo crescente delle fonti rinnovabili ([Figura 2.4](#)).

Nel 2023, circa 10,8 Mtep di energia costituisce il consumo interno lordo, parte di questa energia viene destinata direttamente agli usi finali (6,6 Mtep) e parte (4,2 Mtep) ai processi di trasformazione, prevalentemente per la produzione di energia elettrica e calore. L'output complessivo di tale processo (1,9 Mtep di energia elettrica e 0,3 Mtep di calore derivato) è reso disponibile per i consumi finali, che complessivamente ammontano a 8,7 Mtep. La differenza tra input e output nella trasformazione è imputabile alle perdite di conversione e ai consumi del settore energetico. Il diagramma di Sankey del bilancio energetico illustra i vari flussi di energia che insistono sul territorio regionale ([Figura 2.1](#)).

L'andamento congiunto del Consumo Interno Lordo e del Consumo Finale Lordo mostra, nel 2023, una dinamica coerente e parallela ([Figura 2.5](#)). Dopo il rimbalzo osservato nel 2021, legato alla ripresa delle attività economiche post-pandemia, il sistema energetico regionale sembra essersi riportato su una traiettoria di progressiva riduzione dei consumi. Tale andamento risulta coerente con gli obiettivi delineati dalla strategia europea "Fit for 55", che prevede una significativa riduzione sia del consumo finale sia del consumo di energia primaria nel prossimo

¹ Il Consumo Finale (CF) si distingue dal Consumo Finale Lordo (CFL) che sarà richiamato nel capitolo sulle fonti rinnovabili. Il CF rileva quanta energia viene effettivamente consumata dai "clienti" finali; il CFL misura quanta energia in totale è richiesta da tutto il sistema economico, comprensiva della parte che, nei bilanci energetici, viene conteggiata prima delle deduzioni di perdite e usi interni.

decennio. In questo contesto, il rafforzamento delle rinnovabili elettriche nei consumi finali e il consolidamento dei processi di efficienza energetica rappresentano leve imprescindibili.

Analizzando la ripartizione dei consumi finali per settore, nel 2023 il comparto civile (domestico e terziario) si conferma il principale utilizzatore di energia, con un consumo pari a 4,14 Mtep, sebbene in ulteriore riduzione rispetto agli anni precedenti ([Tabella 2.2](#) e [Figura 2.7](#)). Seguono i trasporti, con 2,28 Mtep, e l'industria, con 2,09 Mtep. Il settore agricolo e della pesca mantiene un peso marginale sul totale dei consumi finali regionali.

Il settore dei trasporti, dopo la forte contrazione registrata nel 2020, mostra una sostanziale stabilità nel biennio 2022–2023 e si conferma leggermente superiore ai consumi industriali. Il comparto industriale, invece, registra nel 2023 un ulteriore minimo storico dei consumi, confermando una tendenza strutturale alla contrazione già osservata negli ultimi anni. Tale dinamica è coerente con le indicazioni provenienti dai dati settoriali su energia elettrica e gas naturale e riflette sia fattori congiunturali sia processi di riorganizzazione e miglioramento dell'efficienza energetica nei settori produttivi ([Figura 2.6](#)).

Per quanto riguarda il comparto civile, la riduzione dei consumi osservata nel 2023 è in parte riconducibile a fattori climatici. Come evidenziato dall'analisi normalizzata per gradi giorno ([Figura 2.8](#)), una quota rilevante della diminuzione dei consumi termici risente delle condizioni meteorologiche favorevoli, mentre non emerge ancora in modo netto una riduzione strutturale imputabile esclusivamente a interventi di efficienza energetica. Ciò suggerisce che gli effetti degli investimenti realizzati negli ultimi anni, in particolare nel patrimonio edilizio, potrebbero manifestarsi in modo più evidente solo nel medio periodo.

Nel complesso, il quadro che emerge per il 2023 è quello di un sistema energetico regionale caratterizzato da consumi in diminuzione, da una lenta ma progressiva crescita del contributo delle fonti rinnovabili e da una struttura settoriale dei consumi sostanzialmente stabile. Il mantenimento di questa traiettoria nei prossimi anni sarà determinante per il raggiungimento degli obiettivi regionali ed europei in materia di efficienza energetica e decarbonizzazione ([Figura 2.9](#)).

Tabella 2.1 – Bilancio energetico Regionale 2023 (Dati in ktep)

Voce di bilancio	Totale	Comb. solidi	Prodotti petroliferi	Combustibili gassosi	Energie rinnovabili	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
produzione	1.771	0	6	4	1.665	96	0	0
saldo import/export	8.903	0	3.008	5.585	384	0	0	-74
Consumo interno	10.613	0	2.951	5.589	2.051	96	0	-74
Ingressi in trasformazione	9.963	0	6.033	2.596	1.211	80	0	45
Uscite dalla trasformazione	8.952	0	6.189	17	86	0	426	2.235
Settore energia	522	0	323	10	14	0	50	125
Perdite di distribuzione e trasporto	183	0	0	18	0	0	52	113
Disponibilità netta per i consumi finali	8.897	0	2.784	2.983	912	17	324	1.878
Consumi finali non energetici	141	0	135	6	0	0	0	0
Consumi finali energetici	8.757	0	2.649	2.977	912	17	324	1.878
industria	2.091	0	179	907	46	17	83	860
trasporti	2.281	0	2.093	41	95	0	0	54
altri settori	4.384	0	378	2.029	772	0	241	965
civile	4.135	0	201	1.997	769	0	240	928
agricoltura e pesca	245	0	173	32	3	0	1	37
altri settori n.c.a.	4	0	4	0	0	0	0	0

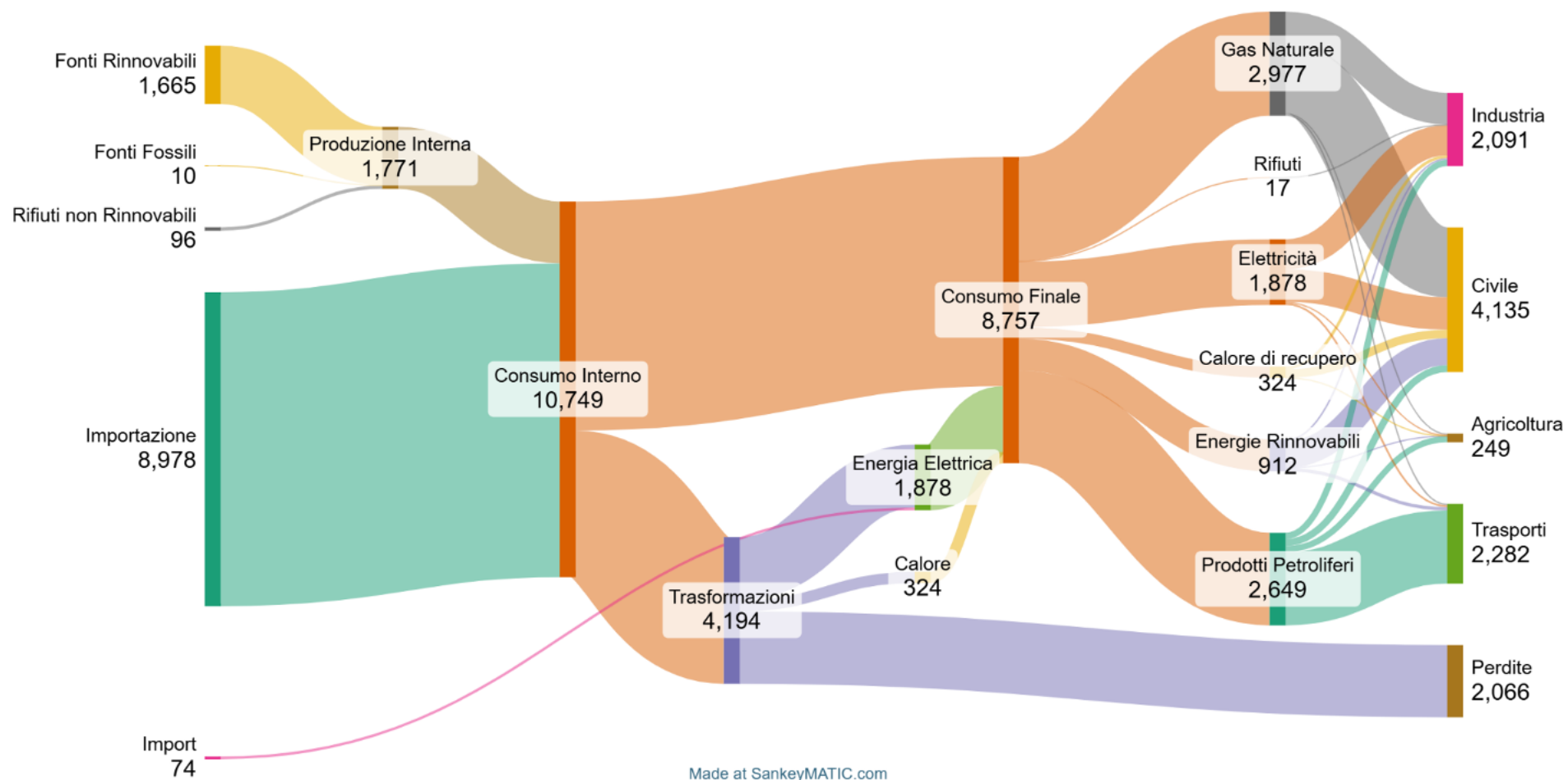
Fonte: ENEA

Tabella 2.2 – Consumi Finali in Piemonte e Consumo Interno Lordo (Dati in ktep)

Settori	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CIL	13.757	13.028	12.527	12.504	11.661	12.499	12.693	13.282	12.879	12.489	11.738	12.273	11.149	10.613
CF	11.009	10.263	9.864	10.280	9.721	10.127	10.276	10.416	10.294	9.695	9.019	9.708	9.057	8.757
industria	2.820	2.516	2.380	2.360	2.297	2.320	2.393	2.381	2.322	2.255	2.208	2.406	2.202	2.091
trasporti	2.794	2.928	2.620	2.791	2.897	2.921	2.847	2.866	2.810	2.678	2.136	2.267	2.291	2.281
civile	5.134	4.558	4.604	4.881	4.285	4.641	4.797	4.931	4.934	4.530	4.439	4.794	4.301	4.135
agr. e pesca	257	258	256	244	239	240	233	234	224	229	235	239	258	245
altri settori	5	3	4	4	4	5	6	4	4	3	2	3	4	4

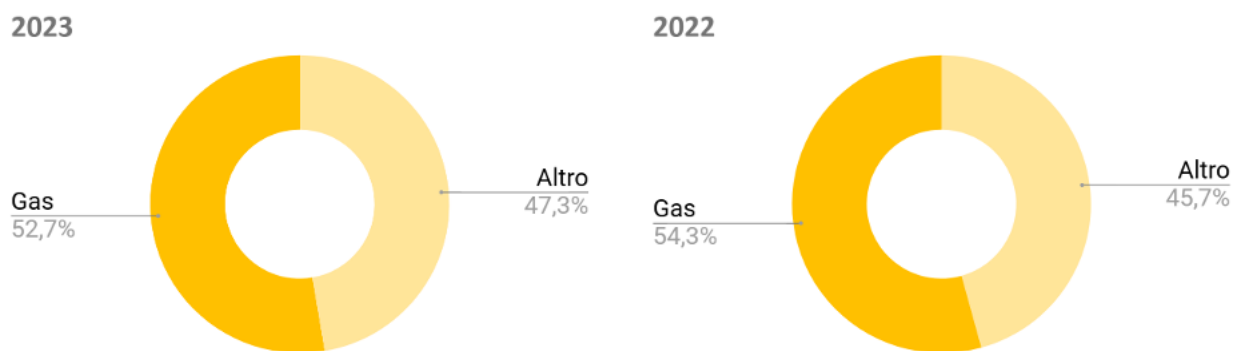
Fonte: ENEA

Figura 2.1 - Diagramma Sankey del Bilancio Energetico Regionale 2022 (dati in ktep con virgola usata come separatore delle migliaia)



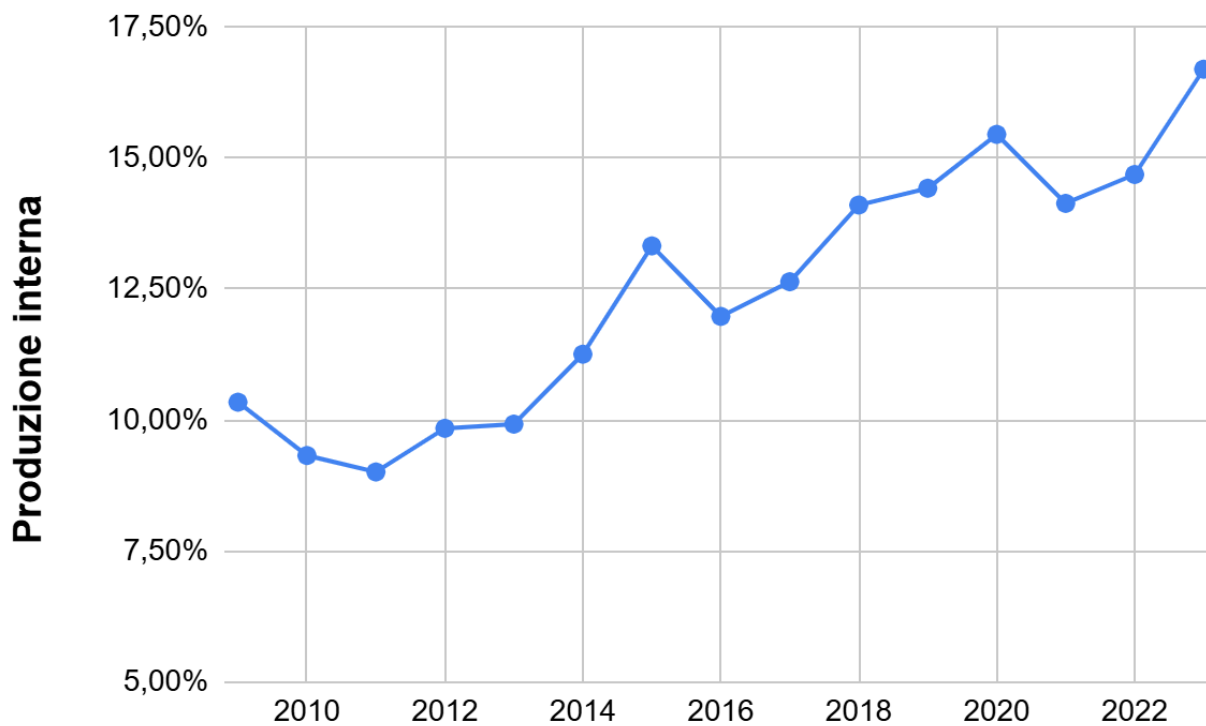
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati ENEA

Figura 2.2 – Dipendenza dal gas naturale



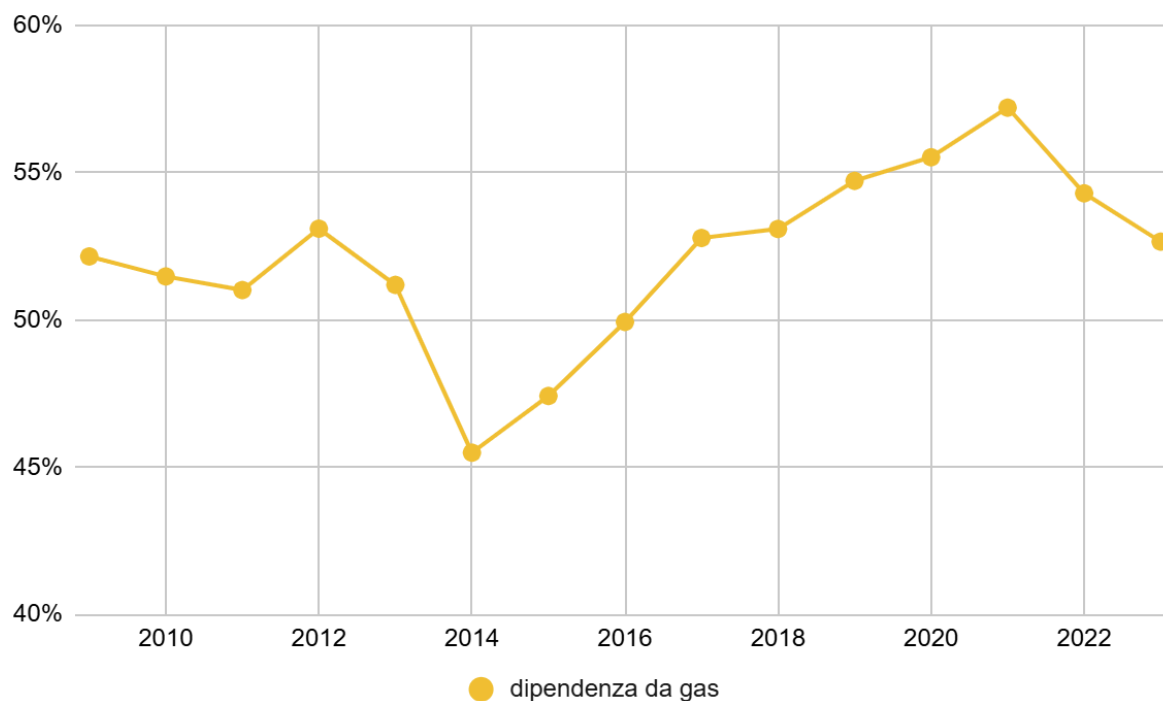
Fonte: ENEA

Figura 2.3 – Autosufficienza del sistema energetico regionale da produzione interna



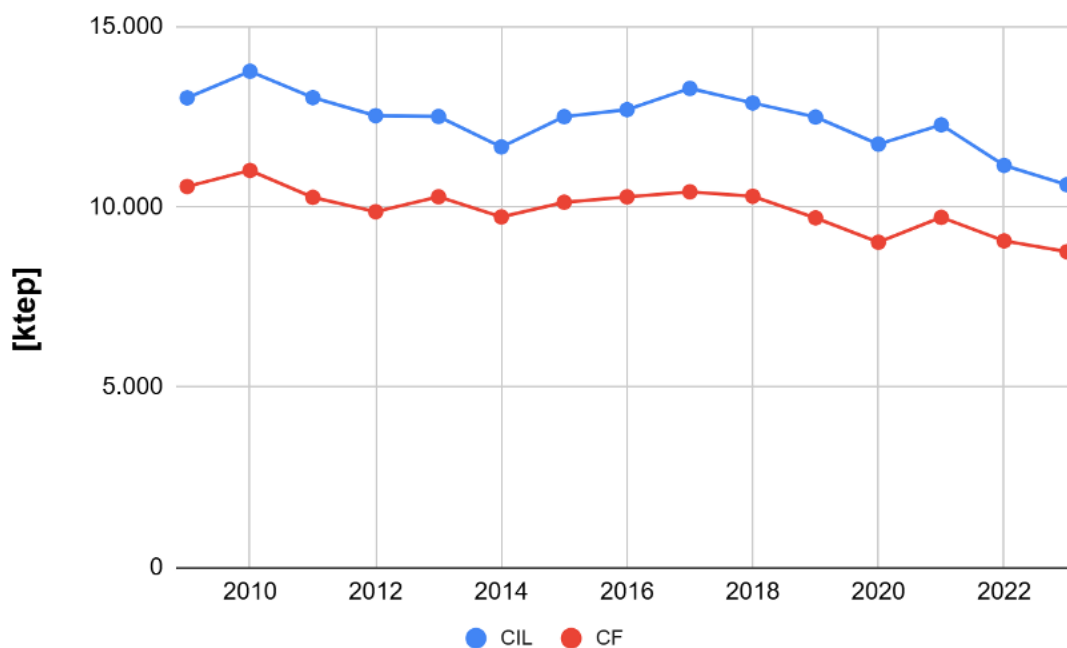
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati ENEA

Figura 2.4 - Dipendenza da gas naturale



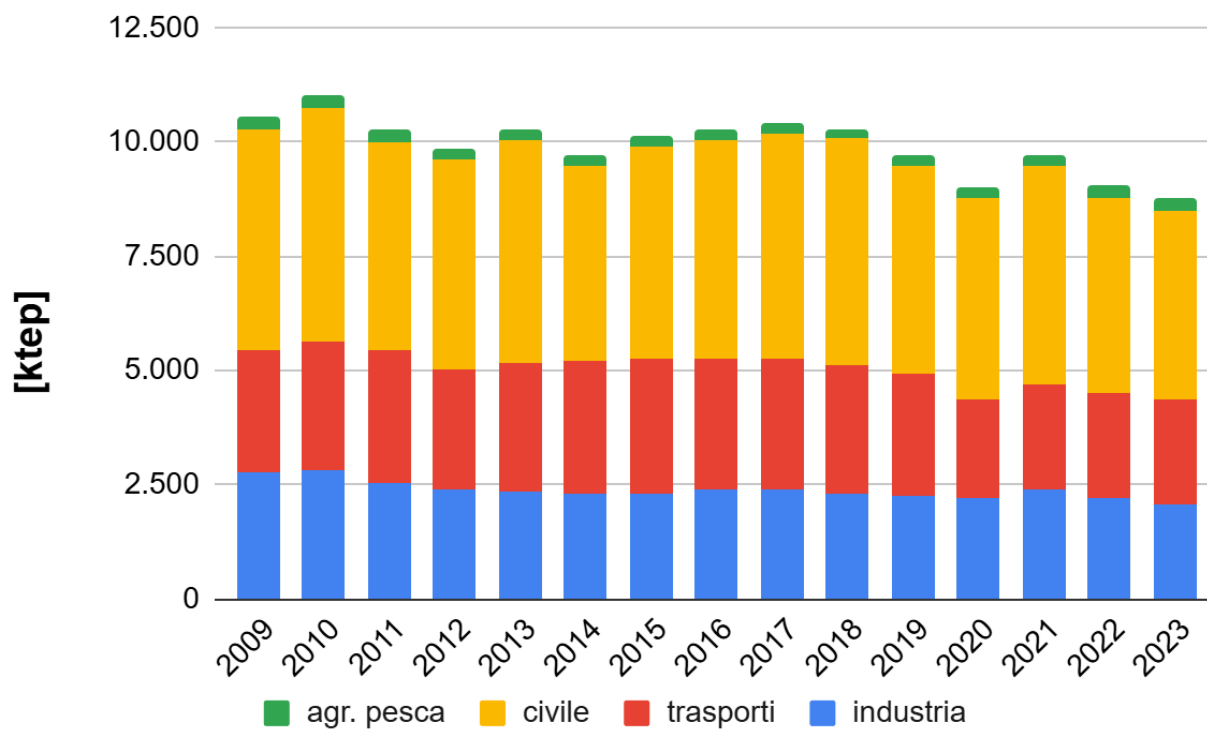
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati ENEA

Figura 2.5 - Consumo Interno e Finale Lordo in Piemonte



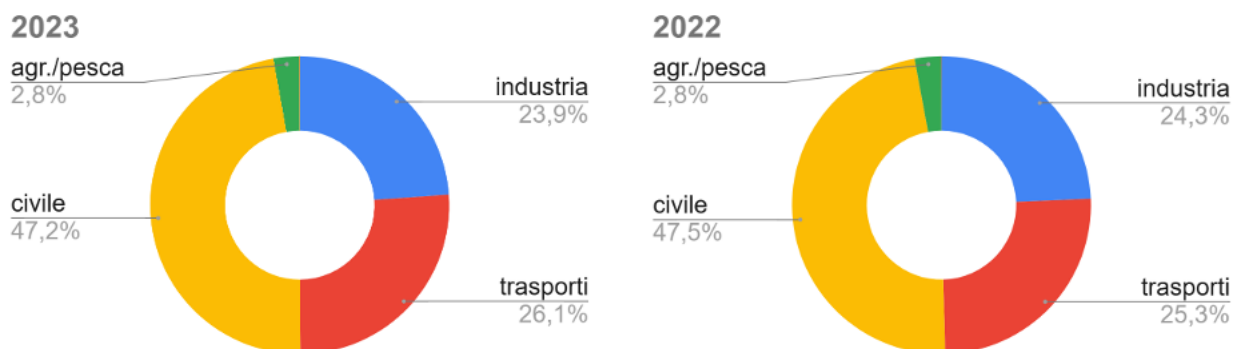
Fonte: ENEA

Figura 2.6 - Andamento dei consumi finali per settori. Valori assoluti



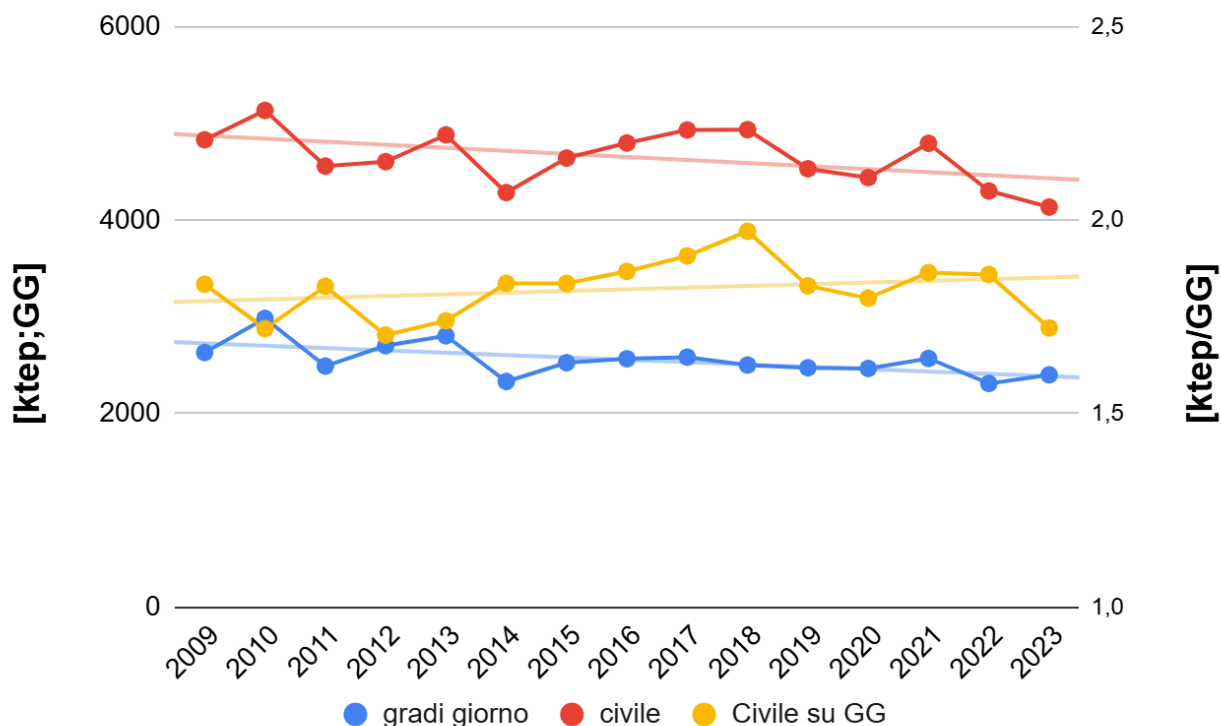
Fonte: ENEA

Figura 2.7 - Ripartizione dei consumi finali lordi per settore



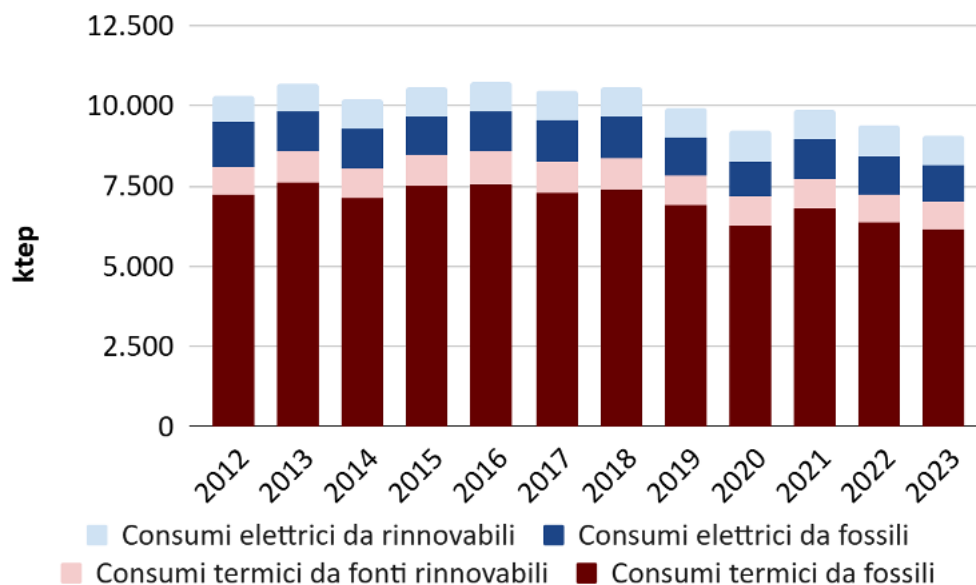
Fonte: ENEA

Figura 2.8 – Andamento del settore civile e gradi giorno



Fonte: Elaborazioni Regione Piemonte su dati ENEA ed ARPA Piemonte

Figura 2.9 – Andamento dei Consumi Finali lordi ripartiti tra fossili e rinnovabili



Fonte: Elaborazioni Regione Piemonte su dati GSE



Centrale Termica
Politecnico

3

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE

3.1 LA CAPACITÀ PRODUTTIVA

Il Piemonte dispone di un parco di generazione elettrica ampio e diversificato, con una potenza efficiente lorda superiore a 12 GW ([Tabella 3.1](#), [Figura 3.1](#) e [Figura 3.2](#)), in crescita di quasi 500 kW rispetto al 2023 grazie all'espansione del fotovoltaico. Quasi la metà della capacità (circa 5 GW) è legata agli impianti termoelettrici, di cui meno di 350 MW alimentati a biomassa. L'idroelettrico rappresenta il 32,3% della potenza complessiva, mentre il fotovoltaico contribuisce per il 25,5%, con un incremento di oltre 1 GWp nel biennio e di oltre 500 MWp nell'ultimo anno. Nessun'altra tecnologia ha registrato aumenti comparabili negli ultimi dieci anni ([Figura 3.7](#)). La capacità idroelettrica ed eolica rimane invece sostanzialmente invariata rispetto al 2023. Dei 3,9 GW di idroelettrico installati, solo 2,8 GW sono considerabili rinnovabili: di conseguenza, con i suoi 3 GWp, il fotovoltaico risulta oggi la tecnologia con la potenza installata più elevata in regione ([Tabella 3.2](#)). A livello territoriale, la maggior parte della capacità termoelettrica si concentra nella Città metropolitana di Torino (62,6%), mentre la provincia di Cuneo detiene il primato nell'idroelettrico (44,7%). Il fotovoltaico risulta distribuito in modo più omogeneo, con quote rilevanti a Cuneo (28,8%), Torino (28,0%) e Alessandria (14,9%) ([Tabella 3.3](#) e [Figura 3.9](#)). Nei prossimi anni la situazione potrebbe evolvere a favore di Alessandria: secondo i dati Terna Econnexion², le richieste di connessione alla rete regionale superano i 4,3 GW (circa l'1,3% del totale nazionale), di cui l'85% relative al fotovoltaico, prevalentemente localizzato proprio in questa provincia (40,3% delle richieste, oltre 1,5 GWp di solare) ([Tabella 3.4](#)). Terna riporta anche le richieste di connessione per sistemi di accumulo, fondamentali per gestire l'intermittenza delle rinnovabili. In Piemonte ammontano a 12,2 GW, pari a circa il 4% del dato nazionale: 11,2 GW riguardano accumuli stand-alone, 0,7 GW impianti di pompaggio e 0,3 GW sistemi integrati al solare.

Il fotovoltaico domina nettamente le nuove installazioni annuali ([Figure 3.6](#), [3.7](#) e [3.8](#)), confermandosi il principale driver della transizione dal gas naturale alle fonti rinnovabili nel comparto elettrico, un processo già in atto e atteso in ulteriore accelerazione. L'andamento regionale è inoltre coerente con gli obiettivi nazionali fissati dal DM 21 giugno 2024 sulla definizione delle aree idonee per le rinnovabili, che prevede, entro il 2030, 80 GW di nuova capacità a livello nazionale, di cui 4,9 GW assegnati al Piemonte ([Tabella 3.5](#)).

Per quanto riguarda il parco termoelettrico, gli impianti in assetto non cogenerativo hanno registrato un lieve incremento, superando i 2,2 GW, pur rimanendo su valori molto inferiori rispetto al decennio scorso ([Figura 3.3](#) e [Figura 3.5](#)). L'assetto cogenerativo, dopo una forte espansione negli anni passati, appare invece in fase di stabilità: nel 2024 la potenza complessiva si mantiene di poco oltre i 2,8 GW. Tra le tecnologie installate prevale il ciclo combinato con produzione di calore (72% della potenza cogenerativa), seguito dalla combustione interna (19,1%) ([Figura 3.4](#)).

² <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/econnexion>

Tabella 3.1 - Potenza efficiente lorda installata per tecnologia (dati in MW)

Anno	Eolica	Fotovoltaica	Idroelettrica	Termoelettrica	Geotermoelettrico	Totale
2000		0	3.133	2.399		5.532
2001			3.178	2.541		5.719
2002	0		3.237	2.384		5.621
2003	0		3.246	2.395		5.641
2004			3.268	3.411		6.679
2005			3.430	3.834		7.265
2006			3.444	3.821		7.265
2007		6	3.464	4.362		7.831
2008		33	3.500	5.450		8.983
2009	13	81	3.521	5.478		9.093
2010	14	266	3.544	5.544		9.369
2011	14	1.071	3.637	6.003		10.725
2012	13	1.370	3.681	5.976		11.039
2013	19	1.474	3.716	5.240		10.449
2014	19	1.505	3.725	5.058		10.306
2015	19	1.535	3.752	5.067		10.373
2016	19	1.556	3.785	4.872		10.232
2017	19	1.572	3.804	4.851		10.245
2018	19	1.605	3.825	4.889		10.339
2019	19	1.643	3.837	4.905		10.403
2020	19	1.714	3.854	4.958		10.545
2021	19	1.792	3.864	4.981		10.655
2022	19	1.999	3.886	5.016		10.920
2023	19	2.566	3.913	5.040	25	11.563
2024	19	3.083	3.903	5.072		12.077

Fonte: TERNA

Tabella 3.2 – Potenza efficiente lorda installata nel 2024 per tecnologia e tipologia di fonte (dati in MW)

Tipologia di impianto	Potenza efficiente Lorda		
	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale
Idrico	2.834,9	1.068,0	3.902,9
di cui nel 2024	-9,7	0	-9,7
Termoelettrico	347,0	4.724,5	5.071,5
di cui nel 2024	1,8	29,6	31,4
Eolico	18,8	0,0	18,8
di cui nel 2024	0,0	0,0	0,0
Fotovoltaico	3.083,36	0,0	3.083,36
di cui nel 2024	517,2	0,0	517,2
Totale	6.284,12	5.792,5	12.076,6
di cui nel 2024	509,3	29,6	538,9

Fonte: TERNA

Tabella 3.3 – Potenza efficiente lorda installata nel 2024 per tecnologia e tipologia di fonte ripartita per Provincia (dati in MW)

Provincia	Eolico	Fotovoltaico	Idrico	Termoelettrico	Totale generale
Alessandria	0,0	459,9	39,6	204,7	704,22
Asti	0,0	155,1	5,8	12,0	1.72,91
Biella	0,0	182,1	32,3	29,3	243,73
Cuneo	18,6	889,7	1.745,1	437,1	3.090,49
Novara		222,6	41,3	255,0	518,84
Torino	0,2	863,7	1.130,6	3.174,1	5.168,66
VCO		46,6	865,0	13,3	924,85
Vercelli		263,6	43,1	946,1	1.252,85
Totale generale	18,8	3.083,4	3.902,8	5.071,5	12.076,55

Fonte: TERNA

Tabella 3.4 – Richieste di connessione in Piemonte (Agosto 2025) ripartite per Provincia e tecnologia (dati in MW)

Provincia	Biomassa	Solare	Eolico on-shore	Idroelettrico	Totale
Alessandria	16,00	1.536,37	207,88		1.760,25
Asti					
Biella		405,32			405,32
Cuneo		32,87	171,64	13,05	217,56
Novara		465,74	50,00		515,74
Torino		382,12	41,00	17,27	440,39
VCO				4,90	4,90
Vercelli		897,29	116,00		1013,29
Piemonte	16,00	3.719,71	586,52	35,22	4.357,45

Fonte: TERNA

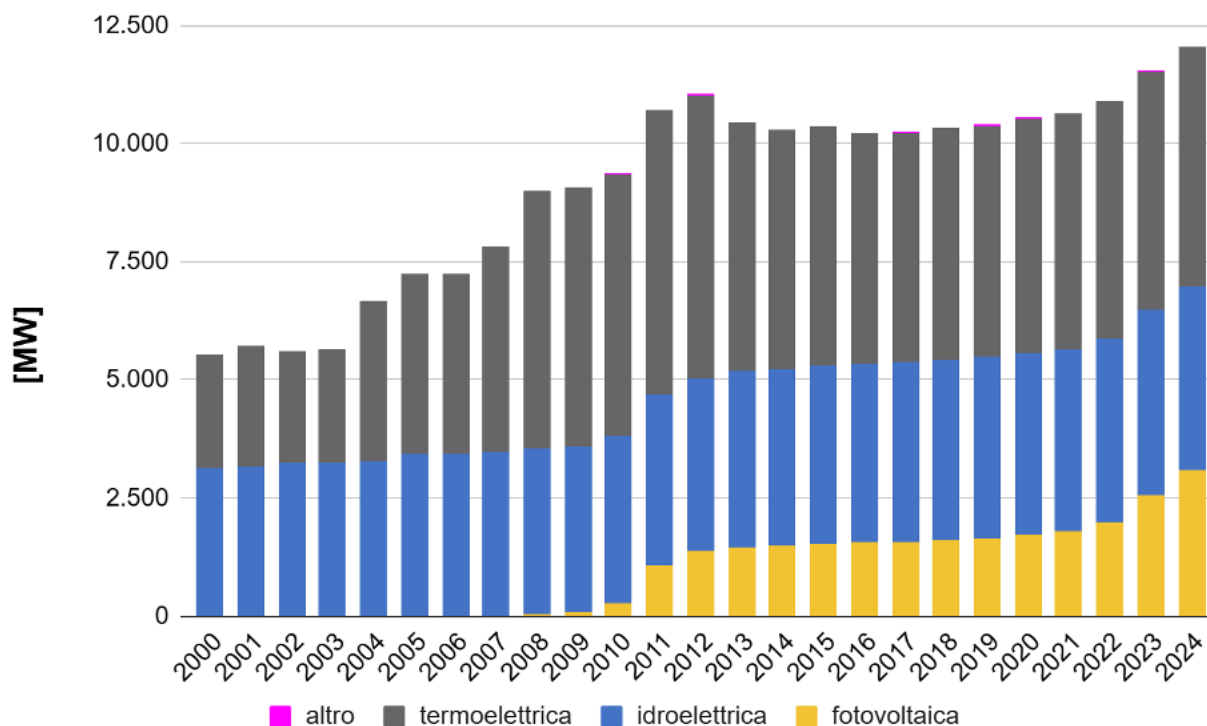
Tabella 3.5 – Confronto tra la potenza installata e i target definiti dal DM 21/06/2024 (dati in MW)

Potenza rinnovabile installata	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Installato reale ³	77	311	912	1.385						
Target DM 21/06/2024	78	285	851	1.098	1.541	2.053	2.645	3.330	4.121	4.991
Installato annuo reale		234	601	473						
Installato annuo target		207	566	247	443	512	592	685	791	870

Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

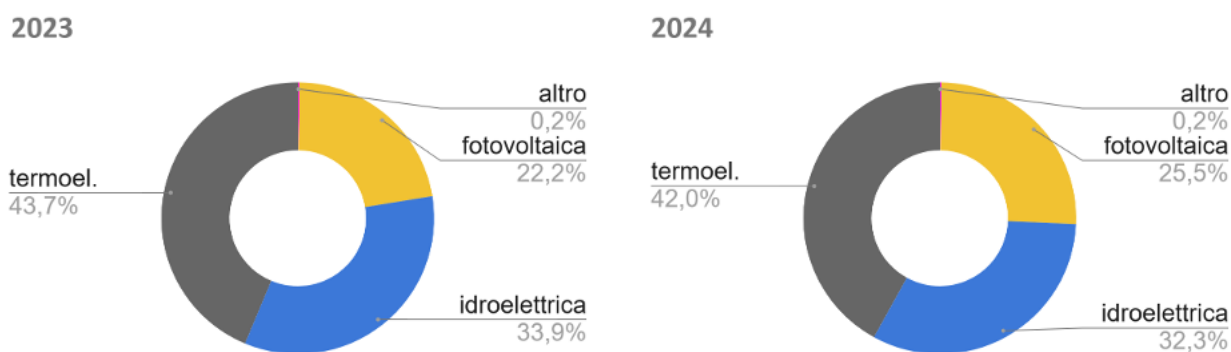
³ Il dato è al netto delle dismissioni.

Figura 3.1 – Potenza efficiente lorda



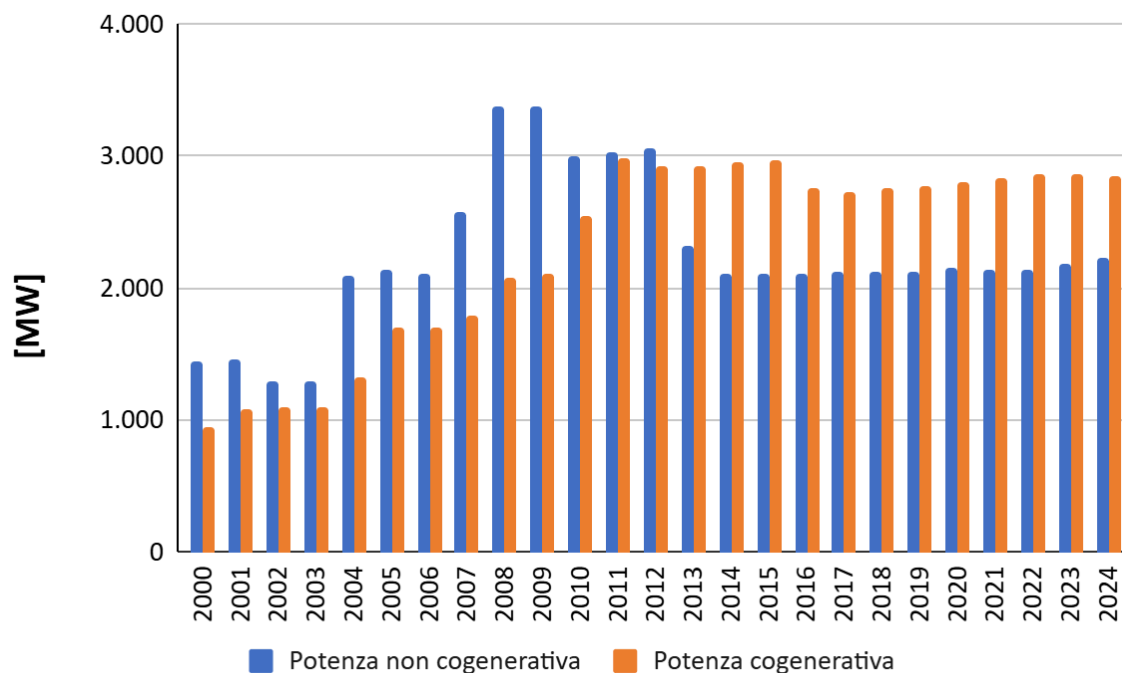
Fonte: TERNA

Figura 3.2 – Ripartizione della potenza efficiente lorda



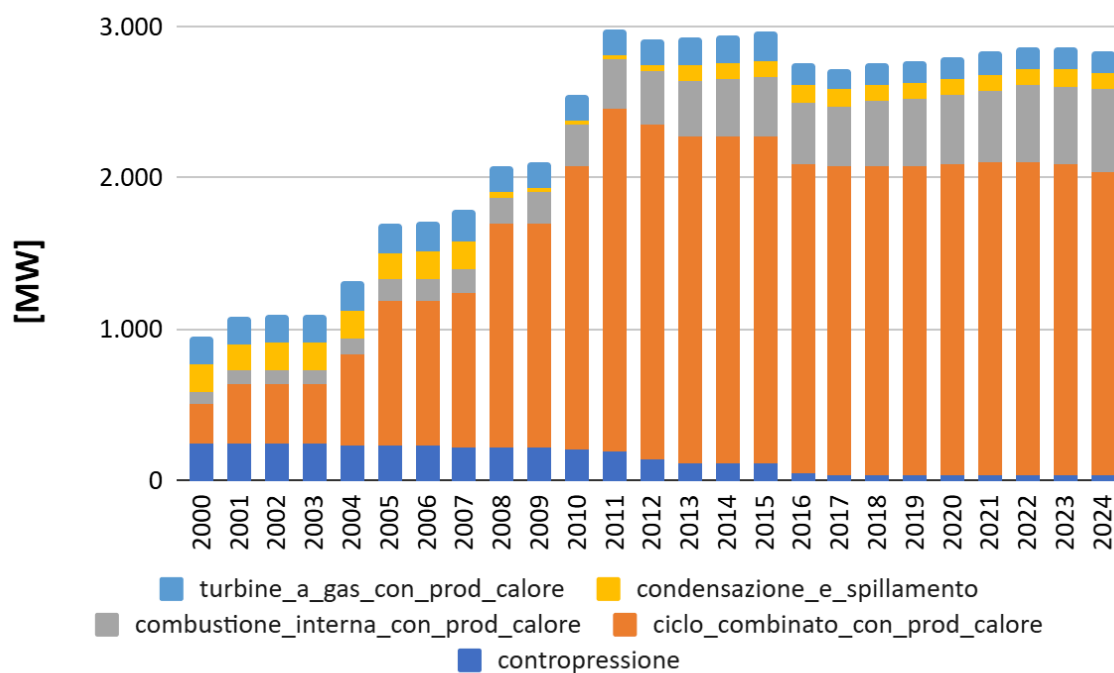
Fonte: TERNA

Figura 3.3 – Potenza efficiente lorda in Piemonte



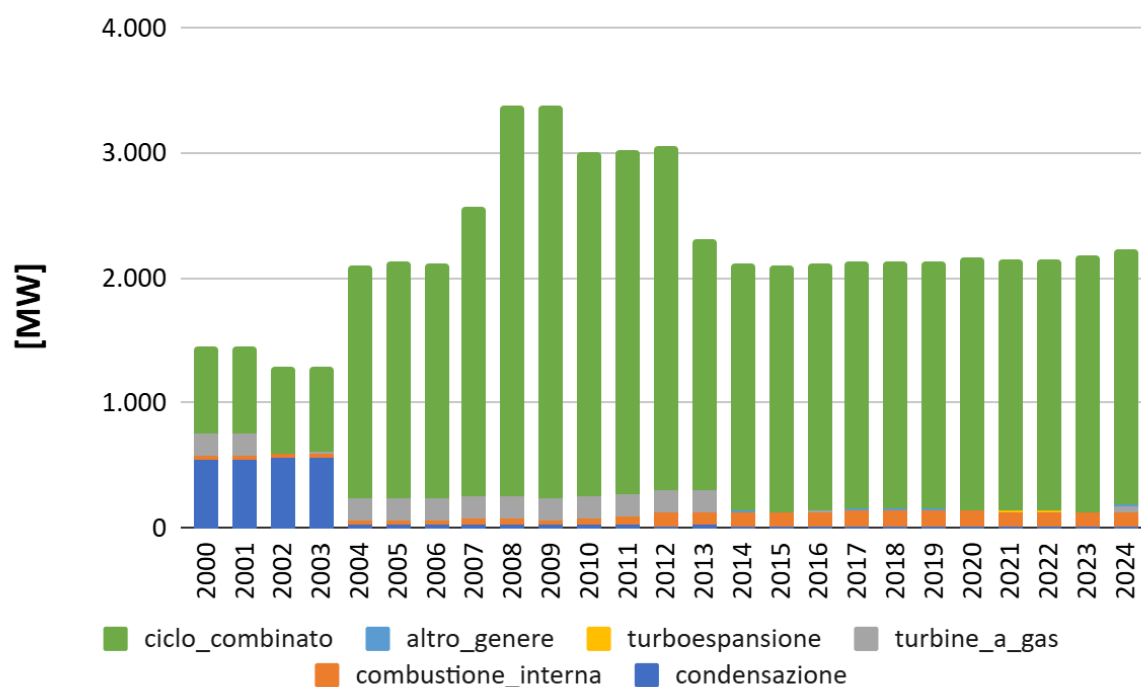
Fonte: TERNA

Figura 3.4 – Potenza efficiente lorda in impianti cogenerativi



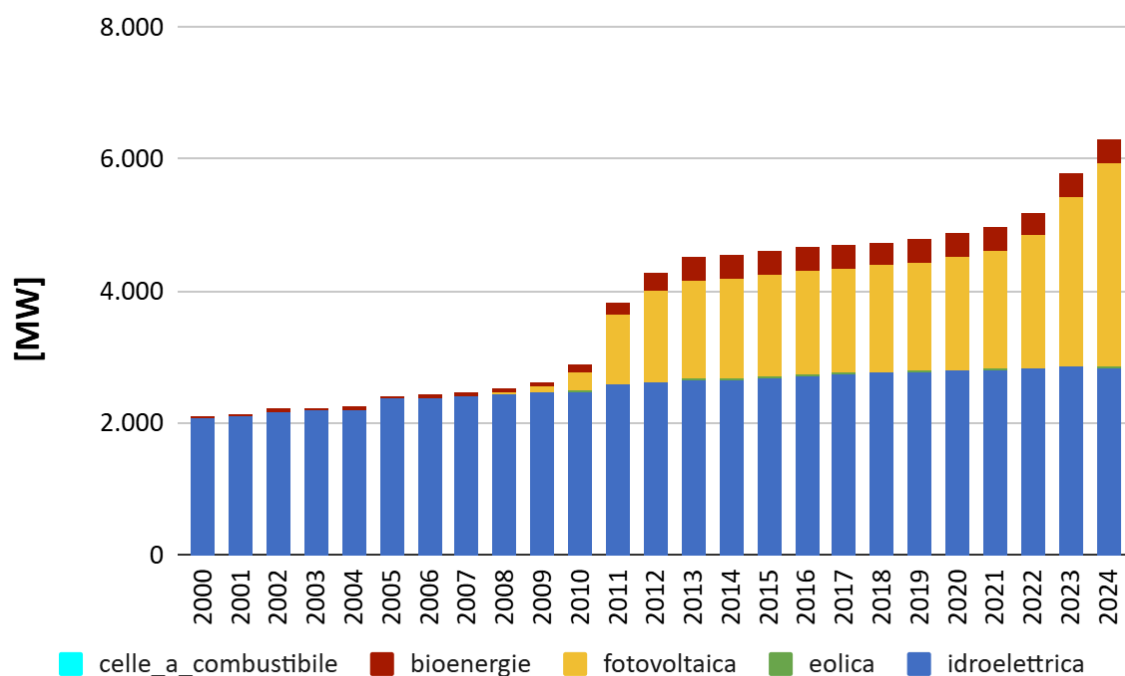
Fonte: TERNA

Figura 3.5 – Potenza efficiente lorda in impianti non cogenerativi



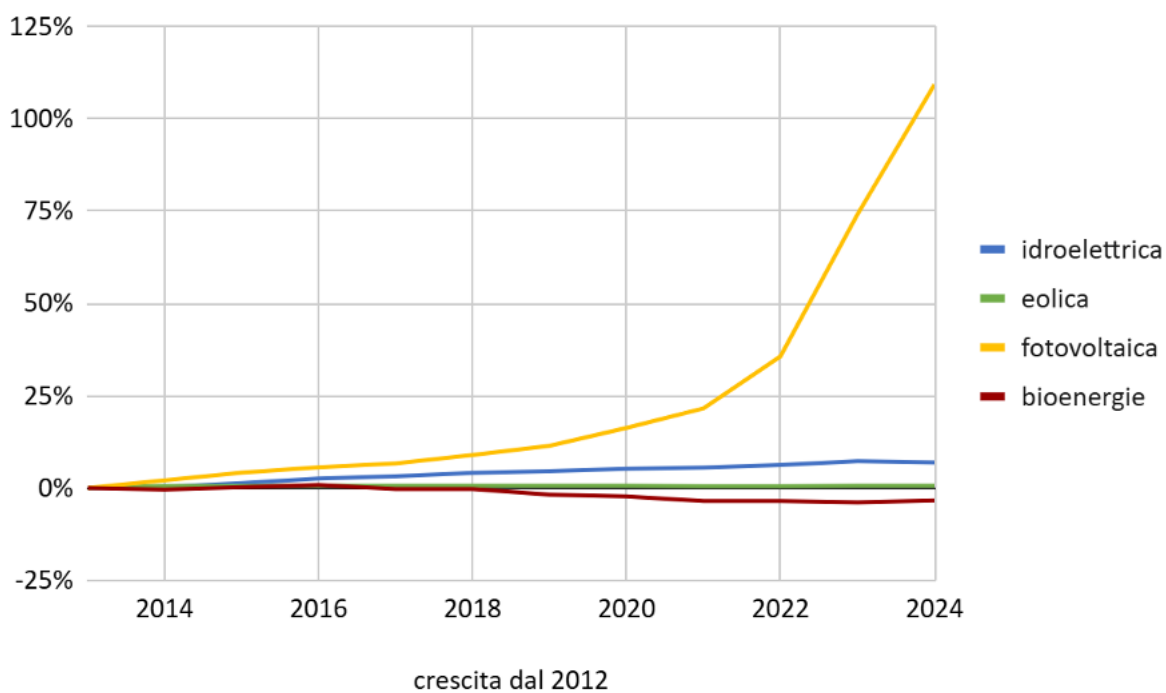
Fonte: TERNA

Figura 3.6 – Potenza efficiente lorda in impianti rinnovabili



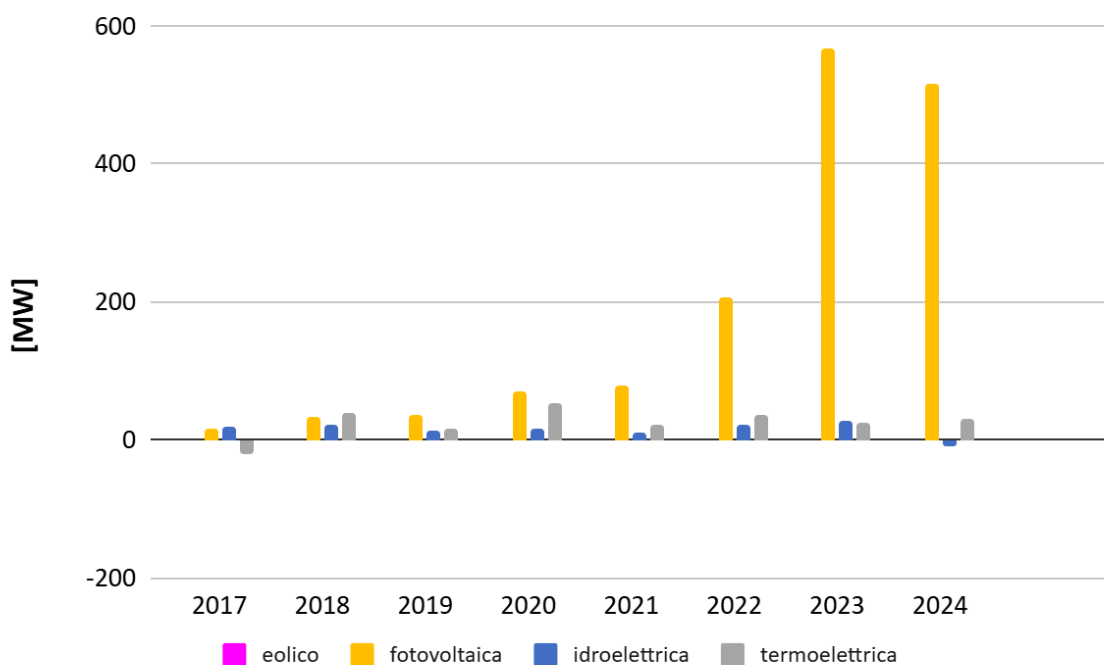
Fonte: TERNA

Figura 3.7 – Variazione della potenza efficiente lorda in impianti rinnovabili rispetto al 2013



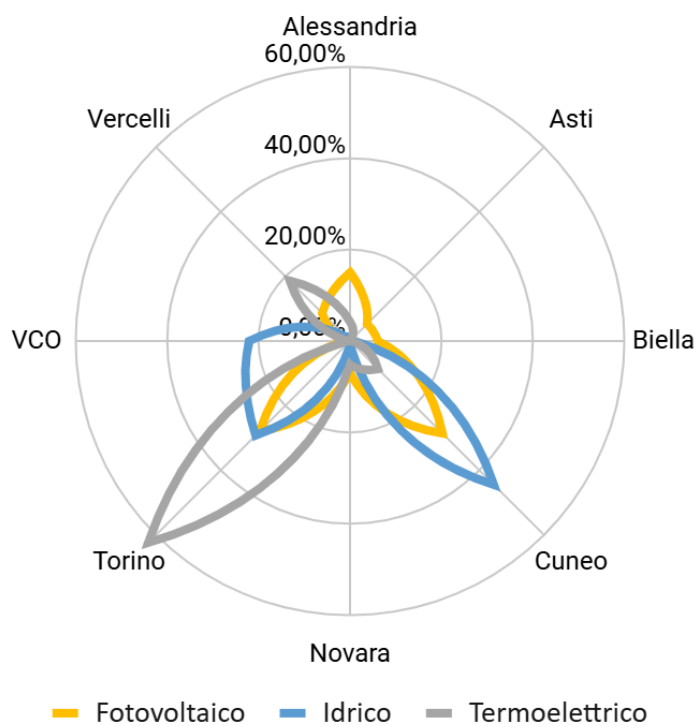
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.8 – Installazione annua della potenza efficiente lorda



Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.9 – Percentuale della potenza efficiente lorda tra province



Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

3.2 LA PRODUZIONE ELETTRICA NETTA

Nel 2024 la produzione netta di energia elettrica in Piemonte si attesta a 27,2 TWh, in netto aumento rispetto al 2023 (+7,6%) e su valori superiori a quelli osservati nel biennio precedente e allineati alla media dell'ultimo quinquennio ([Tabella 3.6](#), [Figure 3.9](#) e [3.11](#)). Il recupero della produzione è riconducibile in larga parte all'andamento particolarmente favorevole della generazione idroelettrica, che nel 2024 raggiunge 8,7 TWh, segnando un incremento molto significativo rispetto al minimo storico del 2022 e ai livelli ancora contenuti del 2023. L'idroelettrico torna così su valori prossimi a quelli osservati nel periodo 2014–2019, confermando il forte legame della tecnologia con la disponibilità della risorsa idrica e, più in generale, con l'andamento climatico ([Figura 3.12](#)).

Il confronto su periodi pluriennali evidenzia come la produzione idroelettrica rimanga strutturalmente più volatile rispetto al passato: se nel quinquennio 2019–2023 la media si colloca attorno a 6,3 TWh, nel quinquennio precedente superava i 7,5 TWh. Le criticità legate alla riduzione delle portate, alla maggiore frequenza di eventi estremi e alla gestione degli invasi continuano pertanto a rappresentare un elemento di attenzione per il sistema elettrico regionale. Nel 2024 si ridimensiona invece il contributo dell'idroelettrico da pompaggio, che nel 2022 aveva fornito un contributo rilevante rispetto alla produzione complessiva, portando la dimensione rinnovabile della produzione idraulica ai massimi della serie storica ([Figura 3.14](#)).

Nel complesso, nel 2024 la produzione regionale supera nuovamente la domanda di energia elettrica, con un saldo positivo che si amplia rispetto all'anno precedente ([Figura 3.18](#)). Il Piemonte conferma quindi il proprio ruolo di area esportatrice netta di energia elettrica, dopo la temporanea inversione di tendenza registrata nel 2022. Tale risultato è ottenuto nonostante la flessione della produzione termoelettrica, che nel 2024 scende a 15,7 TWh, valore inferiore sia al 2023 sia alla media degli ultimi dieci anni. La riduzione del termoelettrico, prevalentemente alimentato a gas naturale, riflette una combinazione di fattori: la maggiore disponibilità di energia rinnovabile, il contesto di mercato e una progressiva razionalizzazione del parco impiantistico ([Figura 3.13](#)). Particolarmente significativa per il 2024 è la quota di domanda elettrica coperta da fonti rinnovabili che supera il 50% ([Figura 3.19](#)).

Prosegue invece con continuità la crescita della produzione fotovoltaica, che nel 2024 raggiunge i 2,7 TWh, con un incremento di circa il 15% rispetto al 2023. L'aumento rappresenta uno dei più rilevanti degli ultimi anni ([Figura 3.12](#)) ed è coerente con l'espansione della potenza installata, favorita sia dagli impianti di piccola taglia sia da quelli di dimensioni medio-grandi. Il fotovoltaico consolida così il proprio ruolo come seconda fonte rinnovabile regionale, rafforzando il processo di decentramento della generazione.

Analizzando le ore teoriche di funzionamento delle diverse tecnologie ([Figura 3.10](#)), nel 2024 il termoelettrico registra un ulteriore calo, attestandosi su valori prossimi alle 3.000 ore equivalenti, confermando un utilizzo meno intensivo rispetto al passato. L'energia fotovoltaica, registrando una rilevante capacità installata nel corso dell'anno presenta un numero di ore equivalenti di

funzionamento più basso, mentre l'idroelettrico è in netto aumento rispetto al picco negativo del 2022.

La quota di produzione elettrica da fonti rinnovabili sul totale prodotto cresce in modo marcato nel 2024, superando il 45% e riportandosi su livelli elevati dopo la flessione osservata nel biennio 2021-2023 ([Figure 3.15](#) e [3.16](#)). Tale indicatore, pur significativo, va interpretato con cautela, poiché la produzione elettrica regionale non è finalizzata esclusivamente alla copertura della domanda interna. Il Piemonte, infatti, rappresenta un nodo rilevante nei flussi di interscambio nazionale e internazionale, grazie ai collegamenti con le regioni confinanti e con altri Paesi europei.

Risulta pertanto particolarmente rilevante il rapporto tra la produzione rinnovabile e i consumi elettrici regionali. Considerando la priorità di dispacciamento delle fonti rinnovabili, è possibile assumere che l'energia prodotta da FER in Piemonte sia integralmente assorbita dalla domanda locale. Nel 2024 tale indicatore mostra un ulteriore miglioramento, collocandosi su valori superiori al 55% ([Figura 3.15](#)), a conferma del contributo crescente delle rinnovabili alla copertura dei fabbisogni elettrici regionali ([Figura 3.17](#)).

Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ associate alla generazione elettrica, i dati più recenti disponibili indicano un significativo miglioramento atteso nel 2024 rispetto al 2022, anno caratterizzato da un elevato ricorso alle fonti fossili e da una ridotta produzione rinnovabile. L'aumento della quota idroelettrica e fotovoltaica e la contestuale riduzione del termoelettrico comportano una diminuzione del fattore di emissione specifico della produzione elettrica regionale ([Figura 3.20](#)), rafforzando il contributo del settore elettrico agli obiettivi di decarbonizzazione.

L'analisi territoriale della produzione elettrica netta nel 2024 ([Figure 3.21](#) e [3.22](#)) evidenzia una distribuzione fortemente differenziata tra le province. La città metropolitana di Torino mantiene un ruolo centrale per la produzione termoelettrica, pur registrando una contrazione rispetto all'anno precedente, mentre le province alpine, in particolare il Verbano-Cusio-Ossola e Cuneo, beneficiano in modo marcato della ripresa dell'idroelettrico ([Tabella 3.7](#)). La [Tabella 3.8](#) mette in evidenza come l'incremento complessivo della produzione regionale tra il 2023 e il 2024 sia attribuibile quasi interamente alla componente idraulica e fotovoltaica, a fronte di un calo diffuso del termoelettrico in diverse aree del territorio.

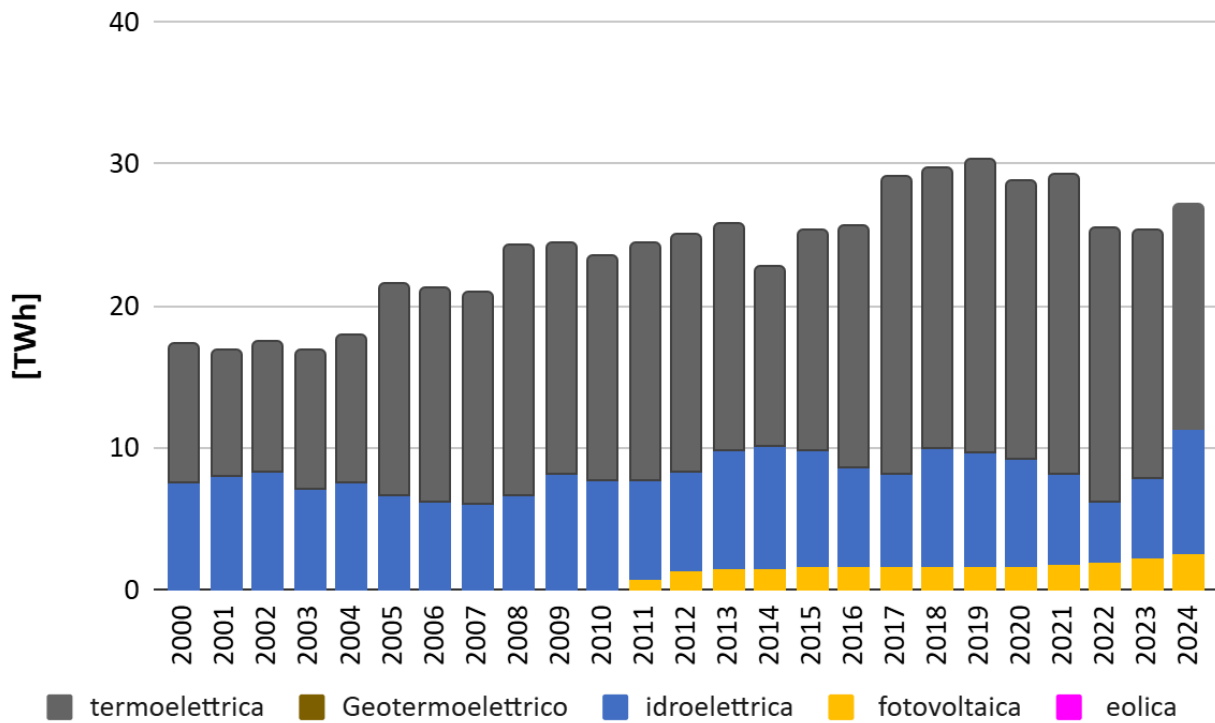
Nel complesso, il 2024 si configura come un anno di rafforzamento del contributo delle fonti rinnovabili e di riequilibrio del mix di generazione elettrica regionale. Permangono tuttavia elementi di incertezza legati alla variabilità climatica e alla dipendenza da fonti fossili per la copertura dei carichi residui o in ore della giornata in cui le rinnovabili non hanno un contributo significativo, che rendono necessario proseguire nel percorso di diversificazione tecnologica, sviluppo delle rinnovabili e potenziamento delle infrastrutture di rete e di accumulo.

Tabella 3.6 – Produzione elettrica netta in Piemonte (Dati in GWh)

Anno	Eolica	Fotovoltaica	Idroelettrica	Geotermoelettrico	Termoelettrica	Totale
2000	-	0,01	7.708,87		9.538,82	17.247,70
2001	-	-	8.127,60		8.780,54	16.908,14
2002	0,05	-	8.393,89		9.015,05	17.408,98
2003	0,01	-	7.254,75		9.542,28	16.797,05
2004	-	-	7.698,25		10.148,40	17.846,65
2005	-	-	6.803,44		14.731,61	21.535,05
2006	-	-	6.334,11		14.848,28	21.182,39
2007	-	2,63	6.135,53		14.721,76	20.859,92
2008	-	11,31	6.722,52		17.580,58	24.314,42
2009	17,62	50,23	8.221,78		16.110,10	24.399,73
2010	21,38	119,74	7.627,27		15.782,25	23.550,66
2011	21,68	820,85	6.892,52		16.678,51	24.413,56
2012	20,33	1.409,61	7.016,44		16.569,66	25.016,04
2013	25,61	1.570,96	8.299,67		15.814,31	25.710,54
2014	25,70	1.613,10	8.640,32		12.391,73	22.670,85
2015	29,90	1.710,76	8.208,48		15.286,96	25.236,09
2016	29,66	1.662,10	6.978,30		16.906,01	25.576,07
2017	26,72	1.785,92	6.489,63		20.739,83	29.042,10
2018	28,74	1.666,33	8.314,06		19.723,62	29.732,75
2019	29,70	1.781,05	7.874,42		20.621,03	30.306,21
2020	25,70	1.799,22	7.457,27		19.440,92	28.723,11
2021	27,00	1.853,40	6.371,10		20.995,10	29.246,60
2022	25,40	2.072,27	4.131,56		19.217,09	25.446,32
2023	24,87	2.356,42	5.603,29		17.281,91	25.266,49
2024	25,82	2.699,39	8.710,17	24,28	15.714,66	27.174,32

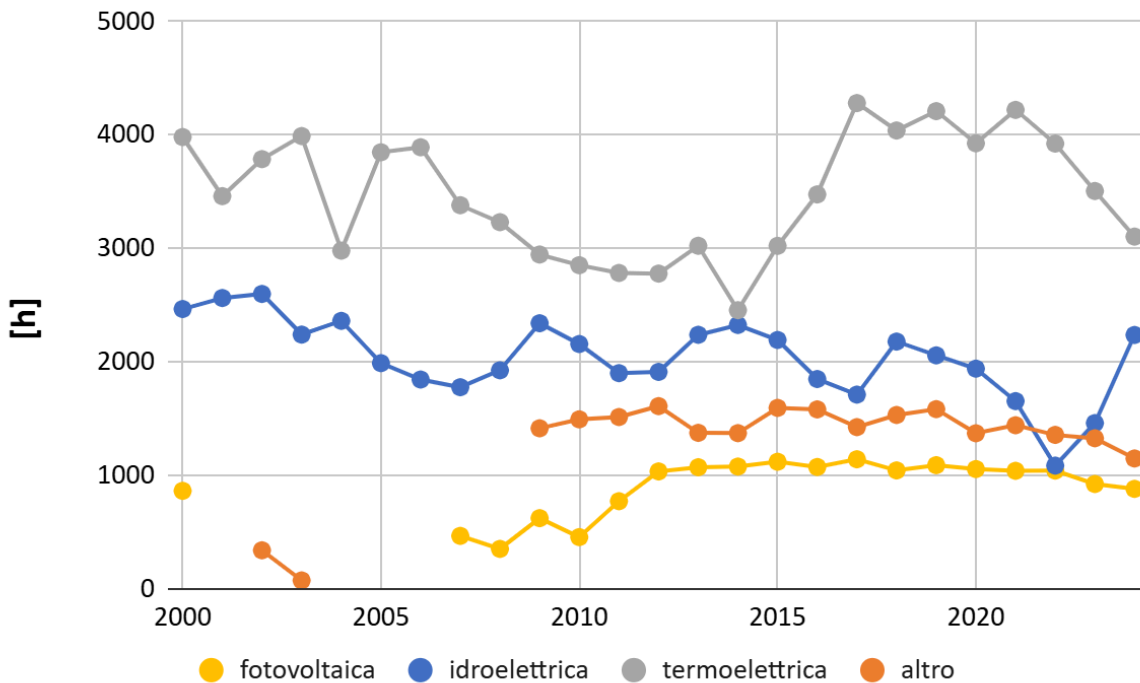
Fonte: TERNA

Figura 3.9 - Andamento della produzione elettrica netta



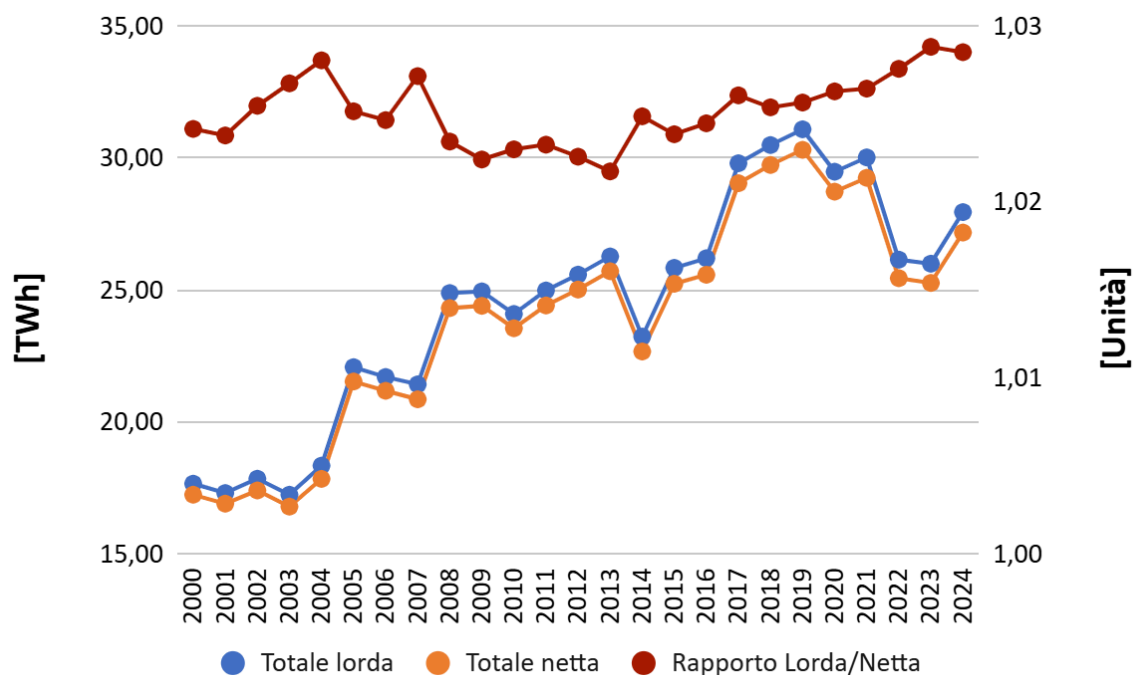
Fonte: TERNA

Figura 3.10 - Andamento delle ore teoriche di funzionamento delle varie tecnologie



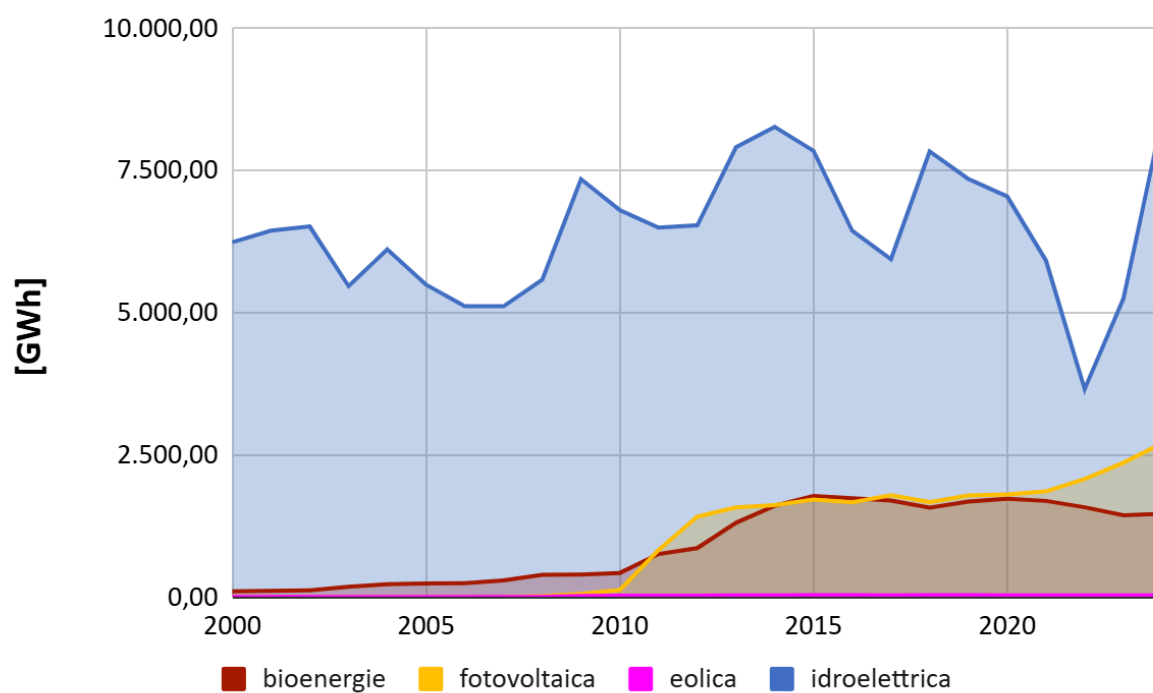
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.11 – Produzione elettrica lorda e netta e rispettiva differenza



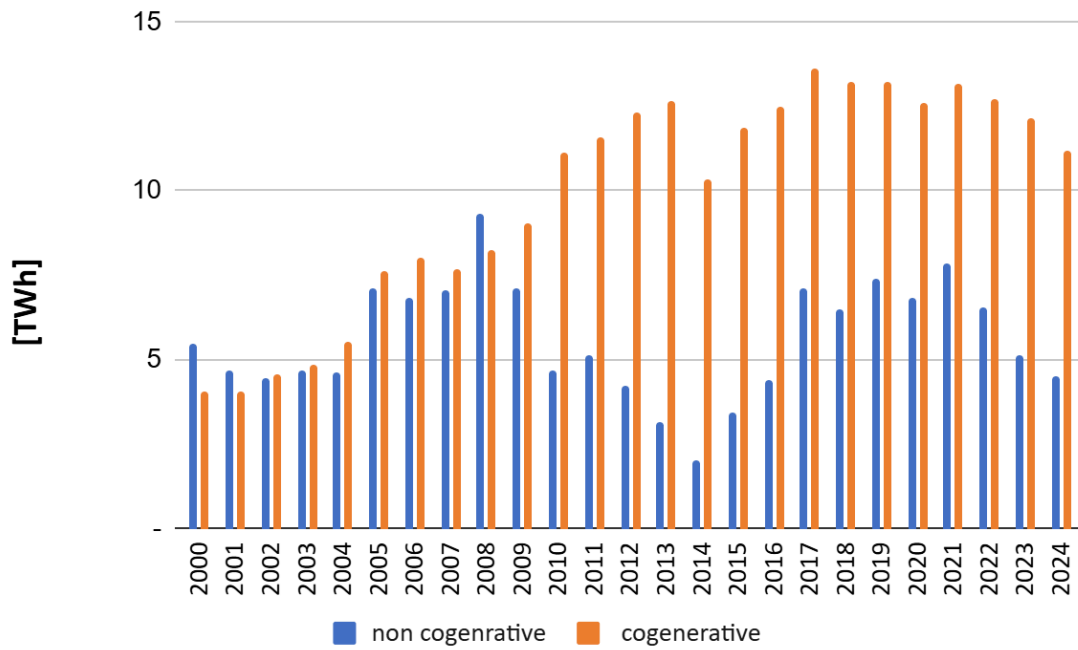
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.12 – Andamento della produzione rinnovabile elettrica netta



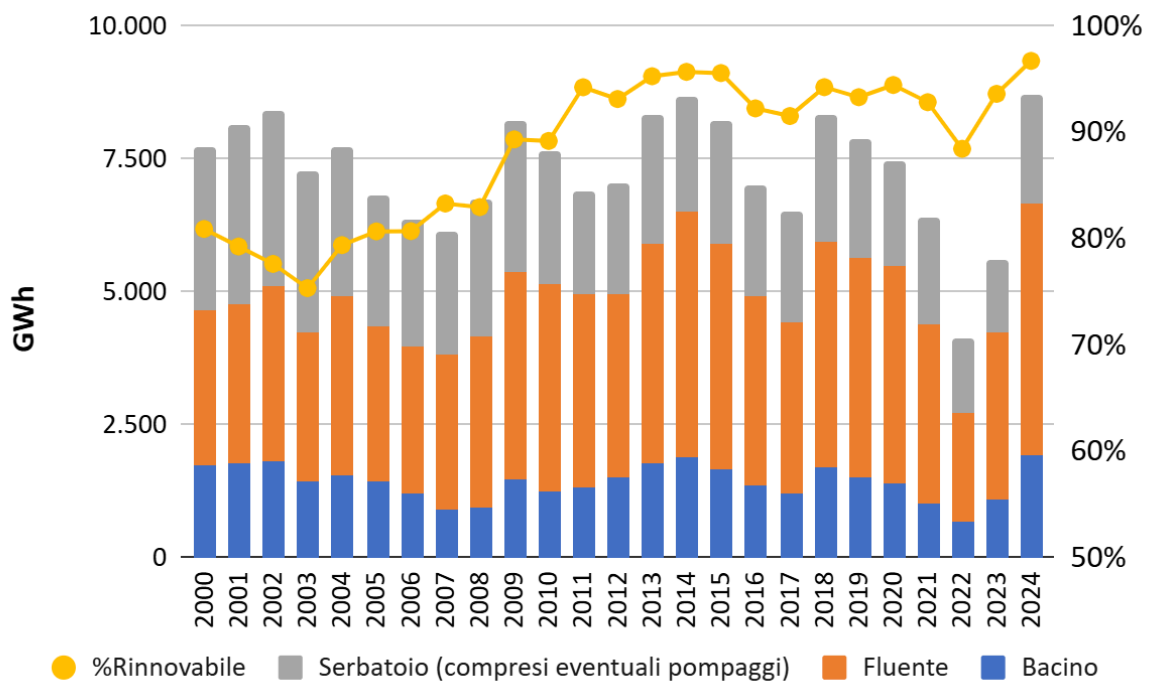
Fonte: TERNA

Figura 3.13 – Produzione termoelettrica netta cogenerativa e non



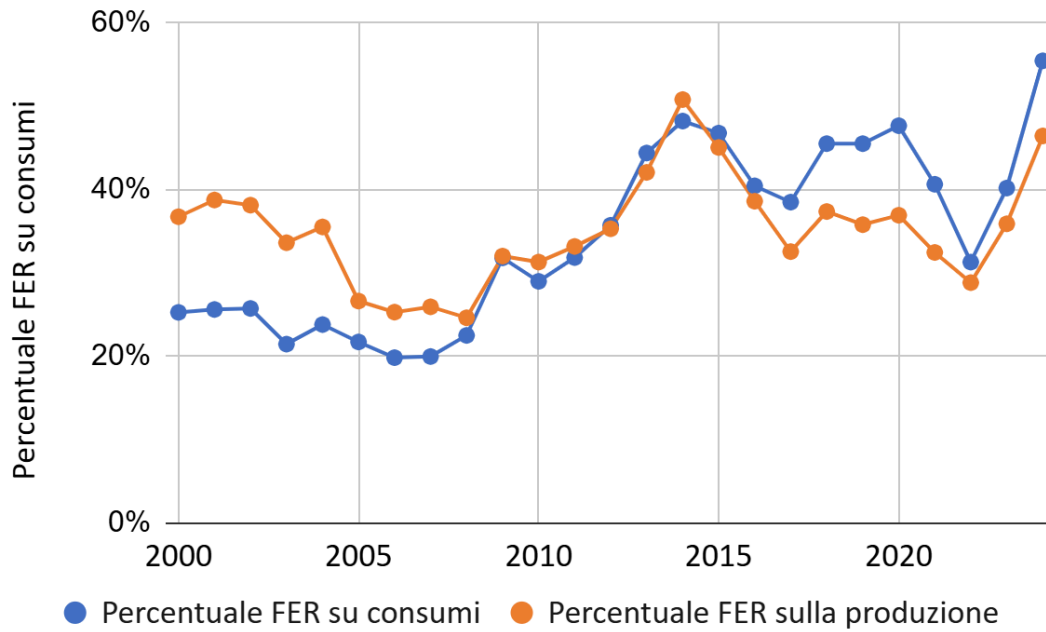
Fonte: TERNA

Figura 3.14 – Andamento della produzione idraulica



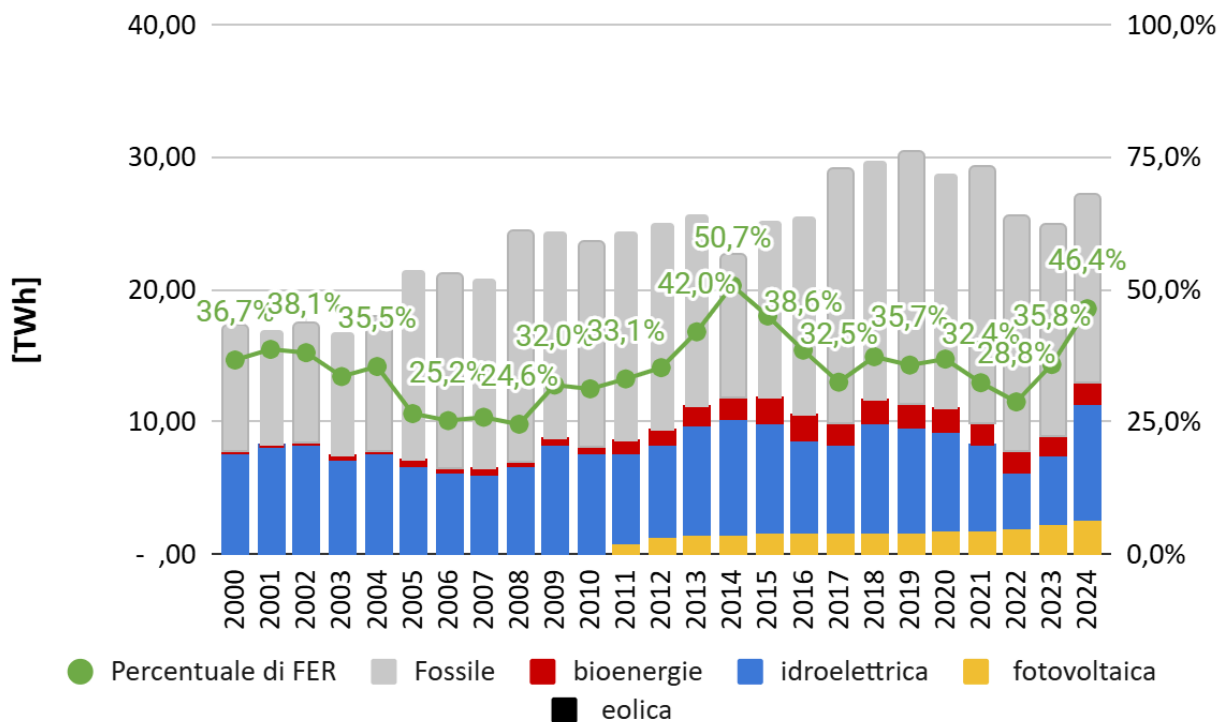
Fonte: TERNA

Figura 3.15 - Contributo delle FER su produzione e consumi elettrici



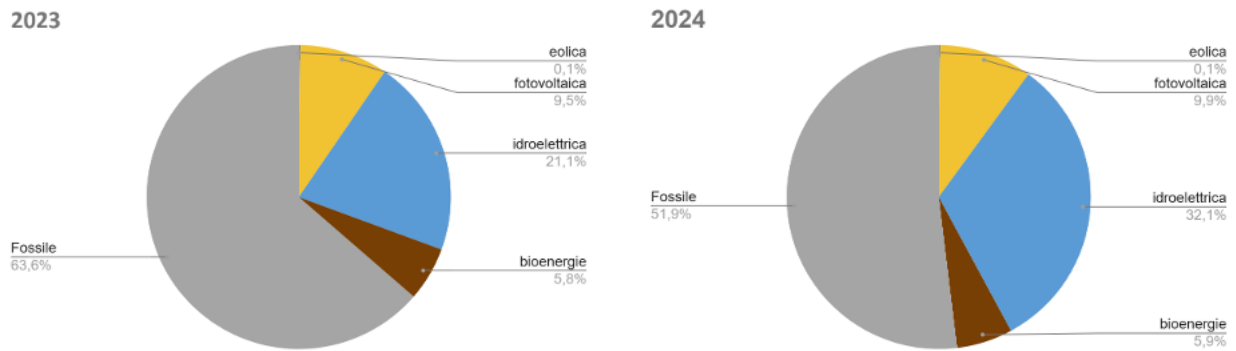
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.16 - Contributo delle FER su produzione elettrica



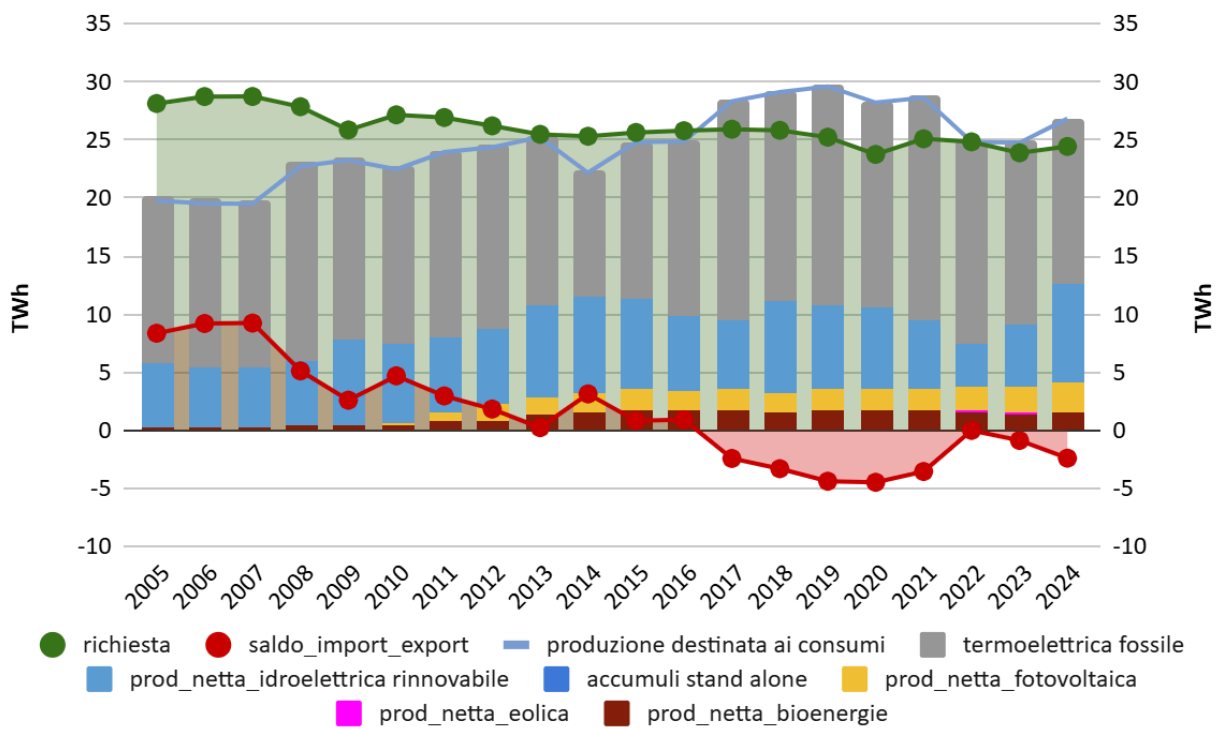
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.17 - Ripartizione della produzione netta per tipologia



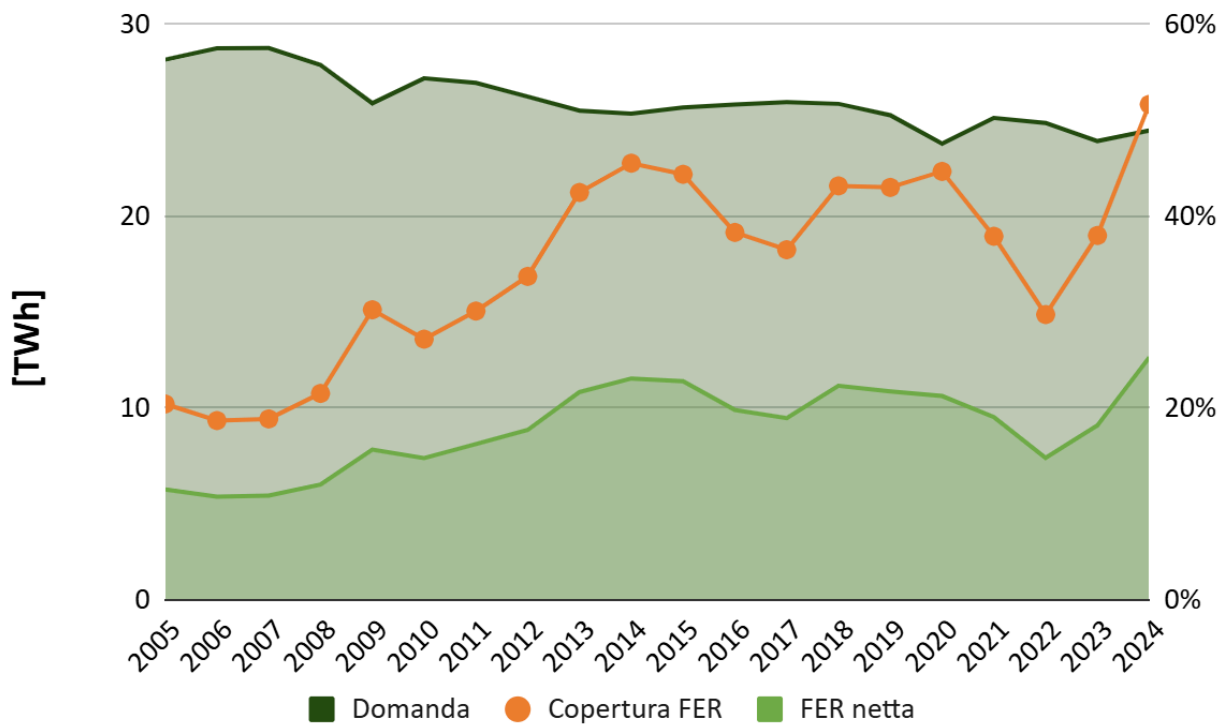
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.18 - Produzione e domanda elettrica in Piemonte



Fonte: TERNA

Figura 3.19 - Domanda elettrica e copertura da FER



Fonte: TERNA

Figura 3.20 - Emissioni di CO2 e fattore di emissione nella generazione elettrica

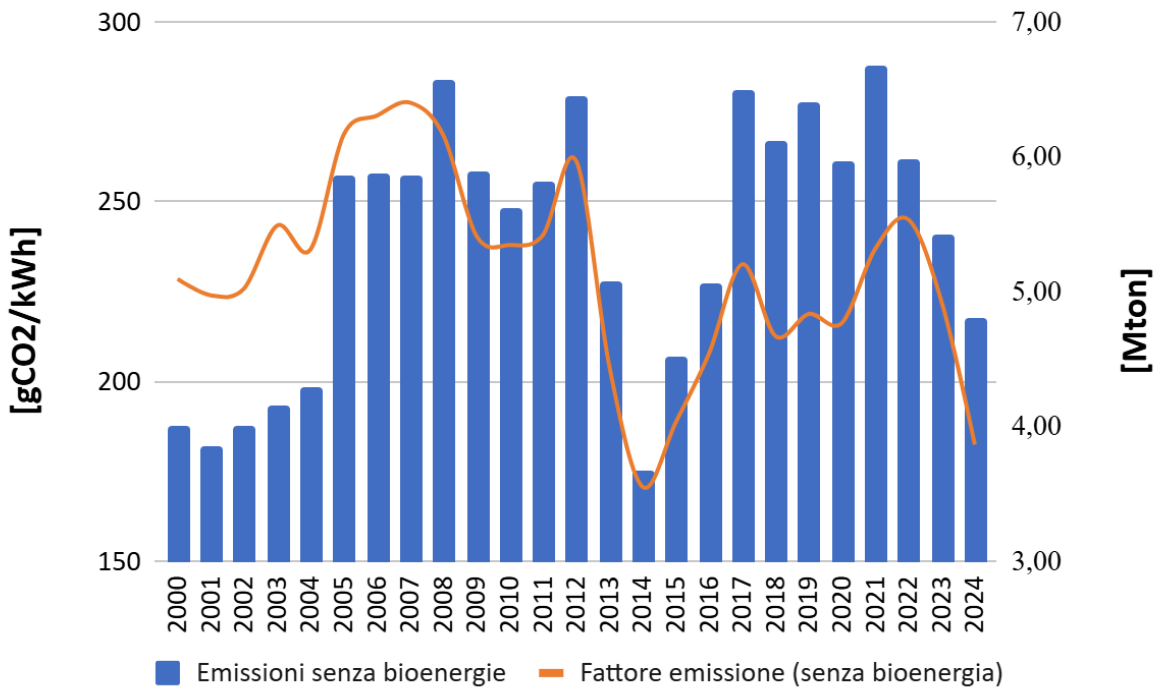


Tabella 3.7 - Produzione elettrica lorda e netta per provincia nel 2024 (Dati in GWh)

Province	Produzione Lorda						Servizi Ausiliari	Produzione Netta
	Idrica	Fotovoltaica	Geotermoelettrica	Eolica	Termoelettrico	Totale		
Alessandria	126,7	436,6	7,3	0,0	990,3	1.560,9	61,6	1.499
Asti	20,8	134,1		0,0	58,5	213,3	5,2	208
Biella	102,1	153,6		0,0	140,8	396,5	11,0	385
Cuneo	2.295,6	823,9		26,0	1.987,3	5.132,8	150,8	4.982
Novara	182,3	185,7			1.388,2	1.756,1	56,7	1.699
Torino	3.046,1	728,8		0,0	8.557,6	12.332,4	338,0	11.994
VCO	2.951,8	33,6			83,8	3.069,2	61,9	3.007
Vercelli	163,1	249,6	17,7		3.057,6	3.488,1	89,8	3.398
Piemonte	8.888,5	2.745,8	25,0	26,0	16.264,1	27.949,3	775,0	27.174,3

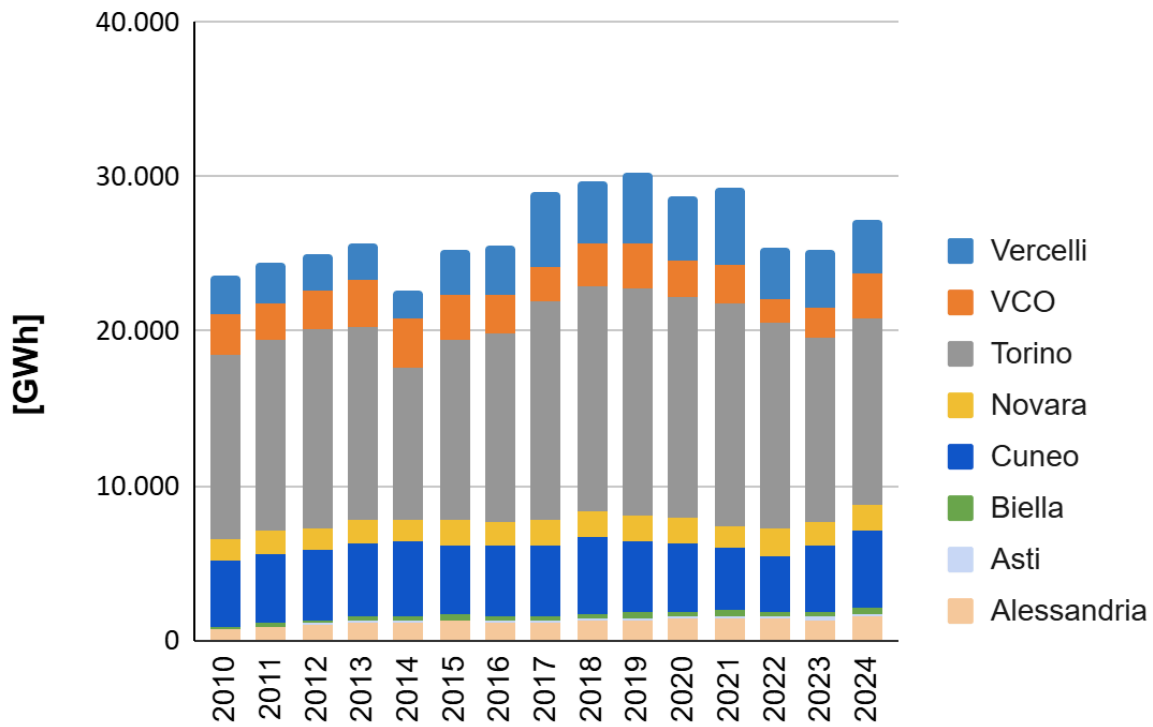
Fonte: TERNA

Tabella 3.8 - Differenza tra la produzione elettrica del 2024 e del 2023 per provincia (Dati in GWh)

Province	Idrica	Fotovoltaica	Eolica	Termoelettrico	Totale	Servizi Ausiliari	Produzione Netta
Alessandria	65,0	61,3	0,0	41,0	174,6	8,1	166,5
Asti	8,6	6,7	0,0	2,4	17,6	1,0	16,6
Biella	50,1	13,3	0,0	7,7	71,1	2,8	68,3
Cuneo	724,0	63,2	1,0	-44,4	743,8	15,3	728,4
Novara	43,8	15,2	0,0	82,7	141,6	8,0	133,6
Torino	1.103,6	78,0	0,0	-1.142,0	39,5	-5,7	45,3
VCO	1.134,6	5,5	0,0	8,1	1.148,2	21,5	1.126,7
Vercelli	34,6	110,0	0,0	-544,0	-381,6	-4,0	-377,6
Piemonte	3.164,3	353,1	1,0	-1.588,5	1.954,8	47,0	1.907,8

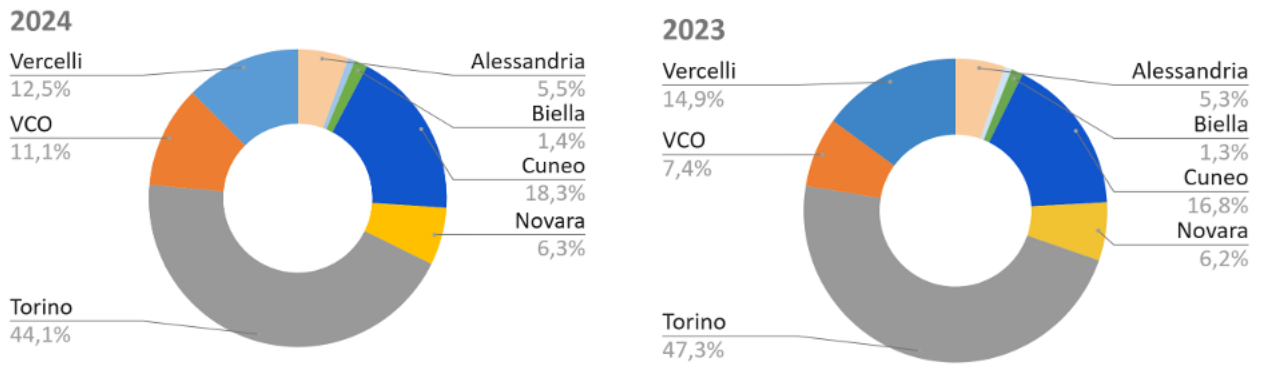
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.21 - Produzione elettrica netta per provincia



Fonte: TERNA

Figura 3.22 - Ripartizione della produzione elettrica netta tra province



Fonte: TERNA

3.3 LE SFIDE FUTURE DEL SISTEMA ELETTRICO IN PIEMONTE

I principali elementi che tradizionalmente interferiscono sullo stato della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), inducendo un adeguamento della stessa in termini di sviluppo e potenziamento, sono:

1. l'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica in un dato tempo;
2. l'evoluzione in un dato orizzonte temporale del parco di generazione elettrica in termini di entità, localizzazione e tipologia degli impianti, con stima della capacità installata;
3. l'evoluzione attesa della capacità d'interconnessione e degli scambi di energia elettrica con l'estero .

Allo stato attuale delle conoscenze e delle previsioni nel breve (2030) e lungo termine (2040), tutti gli elementi elencati presentano connotazioni di futura criticità in relazione all'evoluzione incrementale attesa, lasciando intravedere nei termini temporali indicati la necessità per la rete di far fronte a importanti esigenze di sviluppo e potenziamento. Tra i suddetti elementi riveste primaria importanza la previsione evolutiva del fabbisogno elettrico, inteso come somma dei consumi finali lordi di elettricità e delle perdite di rete ([Tabella 3.9](#)).

Applicando al dato di fabbisogno regionale al 2023, pari a 23,8 TWh, le medesime percentuali di crescita di cui agli scenari nazionali rappresentati nella [Tabella 3.9](#), è possibile ricavare a livello indicativo degli equivalenti valori per il Piemonte⁴. Al trend di crescita già consolidato per effetto del processo di elettrificazione dei consumi finali, principalmente in virtù della diffusione delle pompe di calore per il riscaldamento/raffrescamento degli ambienti, dei veicoli a trazione elettrica, nonché della produzione di H₂, si è recentemente aggiunta la previsione realizzativa di progetti di Data Center, o Centri Elaborazione Dati (CED), caratterizzata in Piemonte da una curva di sviluppo atteso assai ripida e che al 30 novembre 2025 risultava caratterizzata da richieste di connessione alla RTN per complessivi 11,6 GW in ulteriore forte crescita. Sulla base di tali richieste, e assumendo prudenzialmente un tasso di realizzazione dei CED pari al 50% e un esercizio al 70% del carico massimo per 8.760 ore/anno, si otterrà un incremento di fabbisogno aggiuntivo sulla rete piemontese al 2030, correlato ai soli CED, di circa 36 TWh (per un totale di circa 64 TWh nello scenario PNIEC Policy), con una quasi triplicazione del valore richiesto. Tale incremento rischierà inevitabilmente di generare congestioni e sovraccarichi sulla rete, che potranno essere risolti solo a condizione di potenziare gli elementi di rete più sollecitati, aumentando nel contempo la "magliatura" della stessa.

⁴ A fronte di un fabbisogno regionale al 2023 pari a 23,8 TWh, si avrebbero al 2030 rispettivamente 28,1 TWh e 27 TWh in base agli scenari PNIEC Policy e PNIEC Slow, mentre al 2040 i valori 34,1 TWh, 32,3 e 31,4 TWh con riferimento agli scenari DE – IT, GA – IT e PNIEC Slow.

Importanza non secondaria, quale fattore di perturbazione nella gestione e nell'esercizio della RTN piemontese, riveste poi la previsione evolutiva del parco di generazione elettrica, per lo più caratterizzato dall'impetuoso sviluppo degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile, quasi per intero correlato alla fonte solare fotovoltaica (+ 5 GW al 2030 in base all'obiettivo fissato per il Piemonte dall'Allegato Cbis del d.lgs. 190/2024), e complessivamente +12,5 GW⁵ al 2040. In una logica di completa decarbonizzazione anche del fabbisogno aggiuntivo pari a circa 36 TWh per i soli CED, occorrerà poi prevedere nel breve e medio periodo la richiesta di installazione in Piemonte di una potenza fotovoltaica ulteriore rispetto a quanto sopra rappresentato, la cui entità potrebbe aggirarsi intorno a 23 GW, accompagnata da una potenza di accumulo elettrochimico pari almeno a 10 GW, al fine di soddisfare la domanda elettrica nelle ore caratterizzate dalla mancata generazione da fonte solare.

Infine, per quanto riguarda la variazione attesa degli scambi di elettricità con l'estero, in ragione dell'incremento della capacità di scambio e di importazione, in particolare sulla frontiera con la Francia, per effetto dell'entrata in esercizio della nuova interconnessione HVDC in corrente continua tra le Stazioni elettriche di Grand'Île (FR) e Piossasco (IT), le previsioni effettuate da Terna nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2024) stimano per il Piemonte il completamento del consistente incremento (complessivamente pari a circa + 40%) della capacità di scambio con l'estero. L'iniezione di tale nuova energia elettrica d'importazione sul nodo di Piossasco sta già richiedendo un adeguamento della rete, al fine di consentire il trasferimento in sicurezza degli importanti flussi di potenza verso le aree di carico tradizionalmente situate in Lombardia.

Le conclusioni a cui si perviene nell'analisi dei tre principali parametri, che si è assunto essere in grado di condizionare fortemente l'esercizio della RTN, consentono di rappresentare il seguente quadro. La dinamica attesa della domanda elettrica, contraddistinta dal recente innesto di una straordinaria richiesta di elettricità correlata al fenomeno dei CED su un trend già previsto in crescita per effetto dell'elettrificazione dei consumi, determinerà, in linea generale, un forte stress del sistema elettrico regionale, le cui esigenze di adeguamento funzionale e infrastrutturale avranno ripercussioni e interferenze significative anche sul piano territoriale.

Del pari, le previsioni evolutive in termini di entità e di tipologia del parco di generazione in Piemonte, sempre più sbilanciato verso una monocultura da fonte solare fotovoltaica, pur nella permanenza di consistenti presidi di potenza installata di tipo termoelettrico a gas e idroelettrico a bacino, considerata la sua intermittenza e la non programmabilità, comporterà difficoltà crescenti per quanto concerne il bilanciamento della rete, chiamata a soddisfare un fabbisogno in forte aumento mediante una generazione vieppiù non programmabile.

Inutile ribadire come in tale contesto assume importanza sempre maggiore il ruolo strategico del "dispacciamento" chiamato a soddisfare carichi crescenti con il dosaggio di un mix di

⁵ Tale valore è ottenuto mutuando per il Piemonte la stessa percentuale di crescita del FV secondo lo scenario DE – IT su base nazionale.

approvvigionamenti programmabili (parco termoelettrico, impianti idroelettrici a bacino, import) e da fonti intermittenti (impianti fotovoltaici e idroelettrici ad acqua fluente), ricorrendo in misura sempre maggiore alla funzione degli impianti di accumulo sia idrico (impianti di pompaggio), sia elettrochimico (impianti integrati a solare e impianti stand-alone) a loro volta comportanti un carico non trascurabile per il territorio. La funzione esercitata dagli impianti di accumulo diventerà ben presto la “chiave di volta” per il mantenimento in equilibrio del sistema. Tale ruolo è del resto confermato dal trend in atto nella richiesta di connessione alla RTN da parte di impianti di accumulo di elevata capacità. A questo proposito, basti evidenziare come sulla base dei dati pubblicati sui portali Econnexion e TER.R.A. di Terna, al 31 dicembre 2025 sono risultate perfezionate richieste di connessione per una potenza pari a 11,13 GW di accumuli stand alone, 0,25 GW di accumuli integrati con il solare e 0,72 GW di impianti di pompaggio puro.

In ultimo, l’atteso forte incremento realizzativo di CED sul territorio regionale merita alcune considerazioni conclusive. Il carattere fortemente energivoro di siffatte fattispecie di centri di consumo, unitamente al dato di potenza delle richieste di connessione fotografate da Terna, peraltro destinato ad aumentare in modo anche significativo secondo il trend previsionale consolidato, lascia comunque presagire forti ripercussioni critiche, oltre che sul sistema elettrico in generale, anche in rapporto ai seguenti temi: a) la reale capacità del parco di generazione elettrica da FER di soddisfare i futuri fabbisogni elettrici del Piemonte con conseguenti forti disallineamenti rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione; c) il bilancio regionale, chiamato a sopperire mediante i trasferimenti statistici e l’acquisto di quote crescenti di produzione elettrica da FER al mancato conseguimento dell’obiettivo stabilito dal PNIEC di soddisfacimento della percentuale di consumo finale lordo con energia rinnovabile; d) il rischio che aumentino a dismisura i conflitti ambientali generati dalla progressiva occupazione di territorio per effetto non solo dei CED, ma anche delle opere di connessione alla rete, dei nuovi impianti fotovoltaici *utility scale* per soddisfare il forte incremento atteso della domanda, dei nuovi impianti di accumulo per il bilanciamento della rete, dei nuovi elettrodotti e delle stazioni elettriche necessari al potenziamento della RTN a fronte delle esigenze di vettoriamento dei flussi; e) le tensioni sociali che rischiano di prodursi per effetto del rincaro atteso delle bollette elettriche a carico dei consumatori (cittadini e imprese).

Tabella 3.9 – Scenari evolutivi del fabbisogno elettrico in Italia (dati in TWh)⁶

2023	2030		2040		
storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	Distributed Energy I	Global Ambition	PNIEC Slow
306	362	347	439	415	404

Fonte: Terna e Snam – DDS 2024

⁶ Gli scenari rappresentati in tabella non considerano, se non in minima misura, il fenomeno legato all’incremento delle richieste di connessione dei CED.

3.4 LA PRODUZIONE DI CALORE

La produzione di calore in cogenerazione rappresenta un elemento centrale del sistema energetico regionale, in quanto consente di aumentare l'efficienza complessiva di utilizzo dei combustibili primari attraverso la produzione combinata di energia elettrica e calore utile. In Piemonte, la cogenerazione ha storicamente svolto un ruolo strategico sia nel settore industriale sia nel teleriscaldamento urbano, contribuendo alla riduzione dei consumi energetici specifici e delle emissioni climalteranti, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione e sicurezza energetica.

L'analisi della serie storica 2015–2024 mostra come la produzione complessiva di calore in cogenerazione si collochi mediamente intorno ai 9.000 GWh annui ([Tabella 3.10](#)). Dopo un picco nel biennio 2016–2017, la produzione evidenzia una tendenza moderatamente decrescente, con una contrazione più marcata negli ultimi anni della serie storica. In particolare, nel periodo 2022–2024 si osservano valori inferiori alla media storica, con un minimo nel 2023 (circa 7.860 GWh) e una lieve ripresa nel 2024 (8.040 GWh). Questo andamento può essere ricondotto a una combinazione di fattori: riduzione dei fabbisogni termici in alcuni comparti industriali, maggiore efficienza degli impianti finali, condizioni climatiche meno rigide e, più recentemente, alle tensioni sui prezzi energetici che hanno influenzato le strategie di esercizio degli impianti cogenerativi ([Figura 3.23](#)).

Dal punto di vista tecnologico, il panorama piemontese è caratterizzato prevalentemente da impianti di cogenerazione alimentati a gas naturale, spesso di taglia medio-grande, integrati nei poli industriali e nelle reti di teleriscaldamento. Accanto a questi, sono presenti impianti basati su biogas e biomasse, soprattutto in ambito agricolo e forestale, che contribuiscono in modo più contenuto ma strategico alla produzione di calore rinnovabile, rafforzando il legame tra cogenerazione e filiere locali. Negli ultimi anni si osserva una crescente attenzione all'ottimizzazione del funzionamento degli impianti esistenti, più che a una significativa espansione della capacità installata.

Un indicatore particolarmente rilevante per interpretare l'evoluzione della cogenerazione è il rapporto tra produzione di elettricità e calore, che nella serie storica assume valori medi prossimi a 1,43. Questo rapporto mostra una tendenza all'aumento fino al 2023, quando raggiunge il valore massimo di 1,54, segnalando una maggiore enfasi sulla produzione elettrica rispetto a quella termica. Tale dinamica può essere interpretata come una risposta alle condizioni di mercato, con un maggiore sfruttamento della componente elettrica in periodi di elevati prezzi dell'energia, a fronte di una domanda di calore più stabile o in lieve flessione. Nel 2024 il rapporto torna a ridursi (1,39), suggerendo un parziale riequilibrio tra le due produzioni, coerente con una normalizzazione dei mercati energetici ([Tabella 3.10](#) e [Figura 3.25](#)).

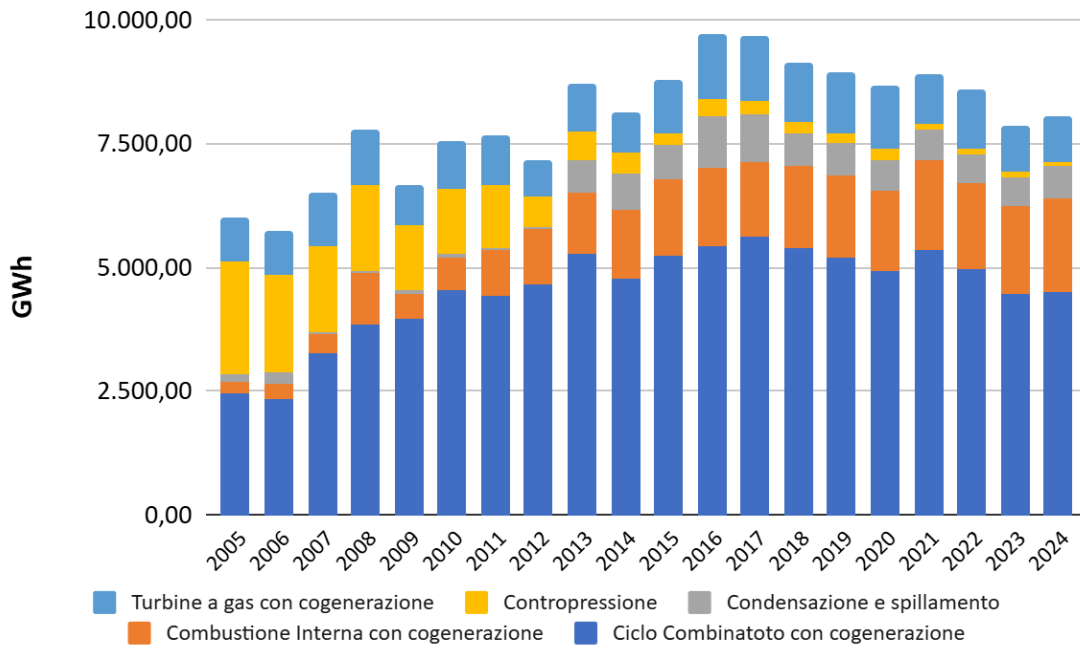
A livello territoriale, la produzione di calore in cogenerazione risulta fortemente concentrata in alcune province. Torino rappresenta stabilmente il principale polo regionale, con valori medi di poco inferiori a 3.800 GWh annui, legati principalmente al sistema di teleriscaldamento e alla presenza di grandi impianti cogenerativi urbani e industriali. Cuneo segue con una produzione mediamente compresa tra 2.000 e 2.300 GWh, mostrando però una riduzione significativa negli ultimi due anni della serie. Novara e Alessandria presentano valori intermedi, con andamenti più variabili e una flessione evidente nel periodo 2022–2023, seguita da una parziale ripresa nel 2024. Le province di Asti, Biella, Vercelli e Verbano-Cusio-Ossola contribuiscono in misura più contenuta, ma mostrano dinamiche interessanti: in particolare Asti evidenzia una crescita progressiva nel tempo, seppur su valori assoluti ridotti, mentre Biella e Vercelli mostrano una contrazione strutturale rispetto alla prima parte della serie storica ([Figura 3.24](#)).

Tabella 3.10 – Produzione di calore per Province (Dati in GWh)

Provincia	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Alessandria	1.095	1.064	1.050	1.001	1.067	1.051	1.086	1.080	909	987
Asti	10	7	9	16	23	21	25	30	39	42
Biella	195	201	195	192	183	187	108	77	112	122
Cuneo	2.161	2.550	2.341	2.250	2.084	2.130	2.282	2.190	2.165	1.887
Novara	1.238	1.378	1.385	1.321	1.403	1.261	903	1.230	802	1.041
Torino	3.580	3.799	3.902	3.960	3.884	3.716	4.211	3.705	3.546	3.658
VCO	38	84	98	110	115	100	119	113	109	118
Vercelli	457	635	693	279	178	224	170	169	175	186
Totale generale	8.775	9.718	9.674	9.129	8.938	8.689	8.903	8.594	7.858	8.042
Rapporto elettricità/calore	1,37	1,23	1,45	1,42	1,45	1,45	1,48	1,48	1,54	1,39

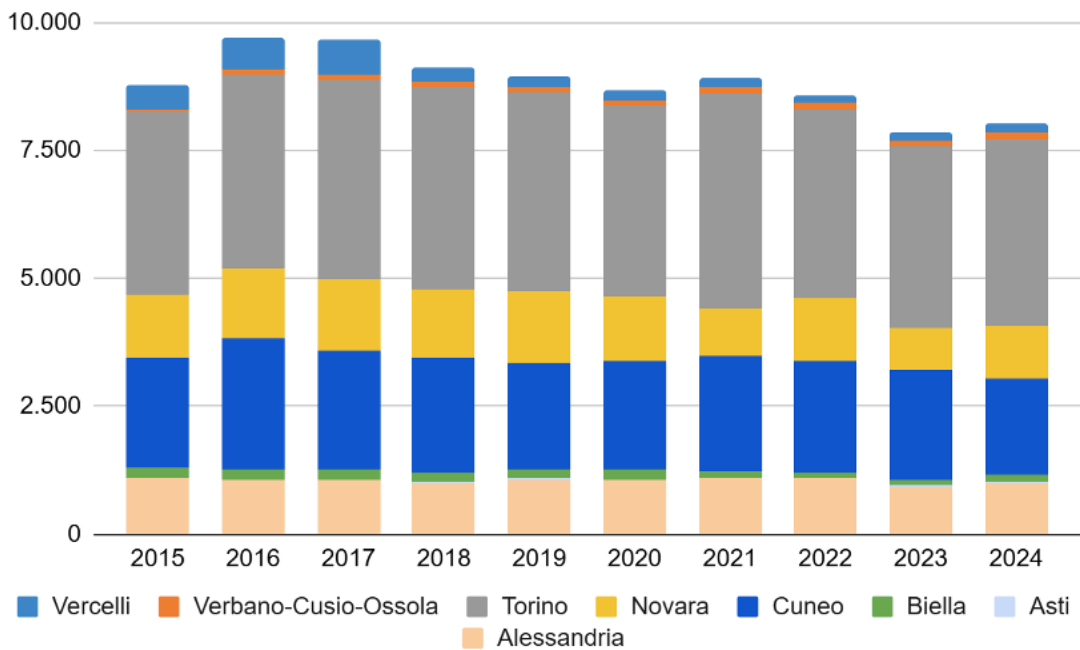
Fonte: TERNA ed elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 3.23 – Produzione di calore per tipologia di tecnologia



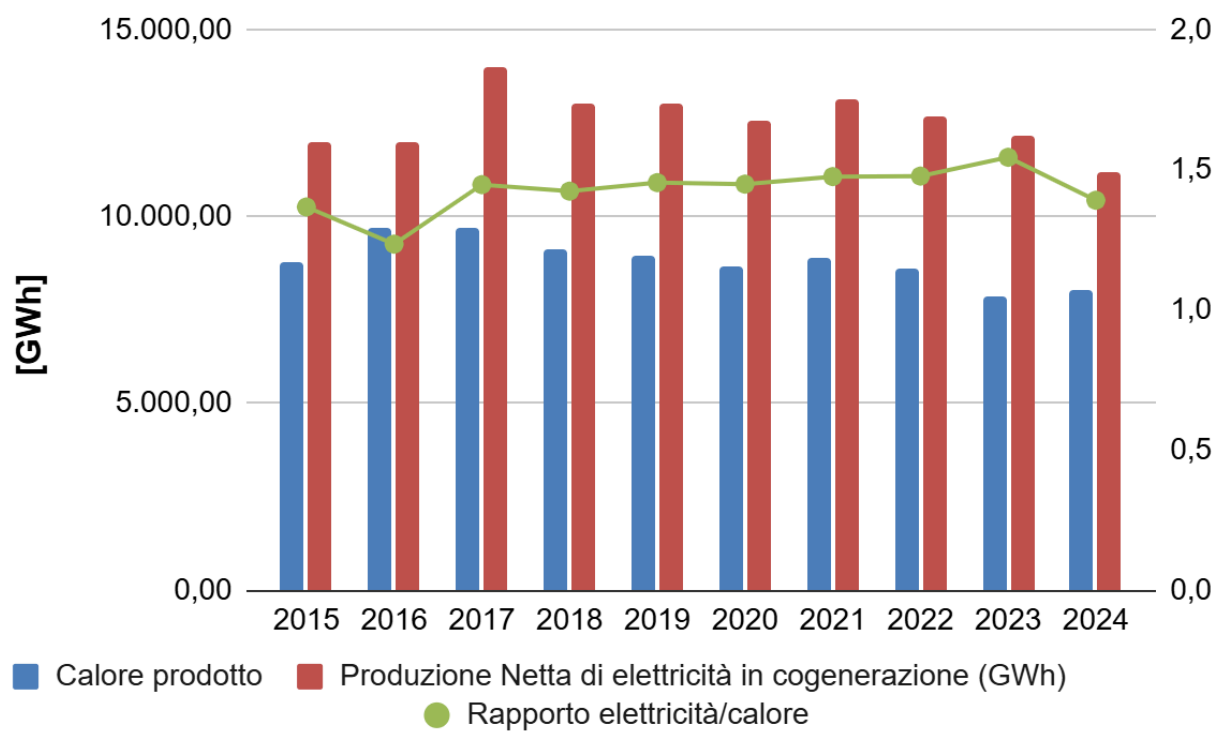
Fonte: TERNA

Figura 3.24 – Produzione di calore per Province



Fonte: TERNA

Figura 3.25 - Produzione di calore ed elettricità in cogenerazione



Fonte: TERNA



impianto a biogas -
Germania

4

LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE ED ELETTRICHE

Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) mette a disposizione delle Regioni i dati necessari alla verifica del grado di raggiungimento degli obiettivi regionali in materia di consumo di energia da fonti rinnovabili. Il GSE è responsabile del calcolo dei consumi regionali di energia da fonti rinnovabili e, per quanto riguarda l'energia elettrica e il calore prodotti da impianti cogenerativi, utilizza i dati forniti da TERNA; ENEA è invece responsabile del calcolo dei consumi regionali di energia da fonti fossili. Il presente capitolo utilizza pertanto i dati GSE⁷ ed è focalizzato sulla valutazione del contributo delle fonti rinnovabili al sistema energetico regionale.

È opportuno precisare che i dati riportati in questo capitolo non coincidono, per l'energia idroelettrica ed eolica, con quelli presentati nella sezione dedicata alla produzione elettrica. In quest'ultimo caso, infatti, si tratta di dati annuali reali, mentre nel presente capitolo sono utilizzati valori normalizzati su base pluriennale, come previsto dalla Direttiva 2009/28/CE (Allegato II), al fine di attenuare le oscillazioni interannuali dovute a fattori climatici. Per garantire la continuità delle serie storiche con le edizioni precedenti del Rapporto, la voce "Biomasse solide e rifiuti rinnovabili", introdotta dal GSE a partire dal 2021, viene considerata come somma delle precedenti categorie: "Frazione biodegradabile dei rifiuti", "Biomasse solide (residenziale)" e "Biomasse solide (non residenziale)".

Nel 2023 la quota di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) sui consumi finali lordi (CFL) in Piemonte si attesta al 20%, in aumento rispetto al 19,4% del 2022 e su valori prossimi al massimo registrato nel 2020 (20,6%) ([Figura 4.2](#)). In termini assoluti, il contributo delle FER risulta inferiore ai livelli di picco della metà degli anni Novanta; tuttavia, la riduzione dei consumi finali lordi complessivi osservata nel periodo recente ha determinato un incremento progressivo dell'incidenza percentuale delle rinnovabili. L'ulteriore crescita attesa delle fonti rinnovabili, in particolare nel comparto elettrico, lascia prevedere un rafforzamento di tale rapporto anche nei prossimi anni ([Tabella 4.1](#) e [Figura 4.1](#)).

Nel 2023 le fonti rinnovabili elettriche si collocano su valori sostanzialmente in linea con la media dell'ultimo quinquennio, attestandosi a 953 ktep, con un incremento di circa il 21% rispetto al 2012. Le fonti rinnovabili termiche mostrano invece una dinamica più irregolare e fortemente condizionata dalle condizioni climatiche annuali: il valore registrato nel 2023, pari a 865 ktep, rientra tra i più bassi dell'intera serie storica.

⁷ Il servizio di monitoraggio è stato mantenuto attivo anche dopo il 2020, termine per il monitoraggio degli obiettivi di Burden Sharing nonostante la metodologia di rappresentazione dei dati sia cambiata. Fino al 2020 è stata applicata la metodologia di monitoraggio definita dalla direttiva 2009/28/CE (RED I), la cui declinazione a livello regionale è stata approvata con il Decreto 11 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo economico. A partire dal 2021 viene invece applicata la metodologia di monitoraggio definita dalla direttiva (UE) 2018/2001 (RED II). Le variazioni tra il 2020 e gli anni successivi possono pertanto essere legate ad aspetti metodologici, oltre che all'andamento effettivo dei fenomeni oggetto di rilevazione. Per gli anni di monitoraggio fino al 2020, nel calcolo delle quote FER regionali non erano considerati i consumi di biocarburanti per i trasporti. Per garantire continuità e confrontabilità tra i dati in serie storica, tale approccio è mantenuto anche per gli anni a partire dal 2021.

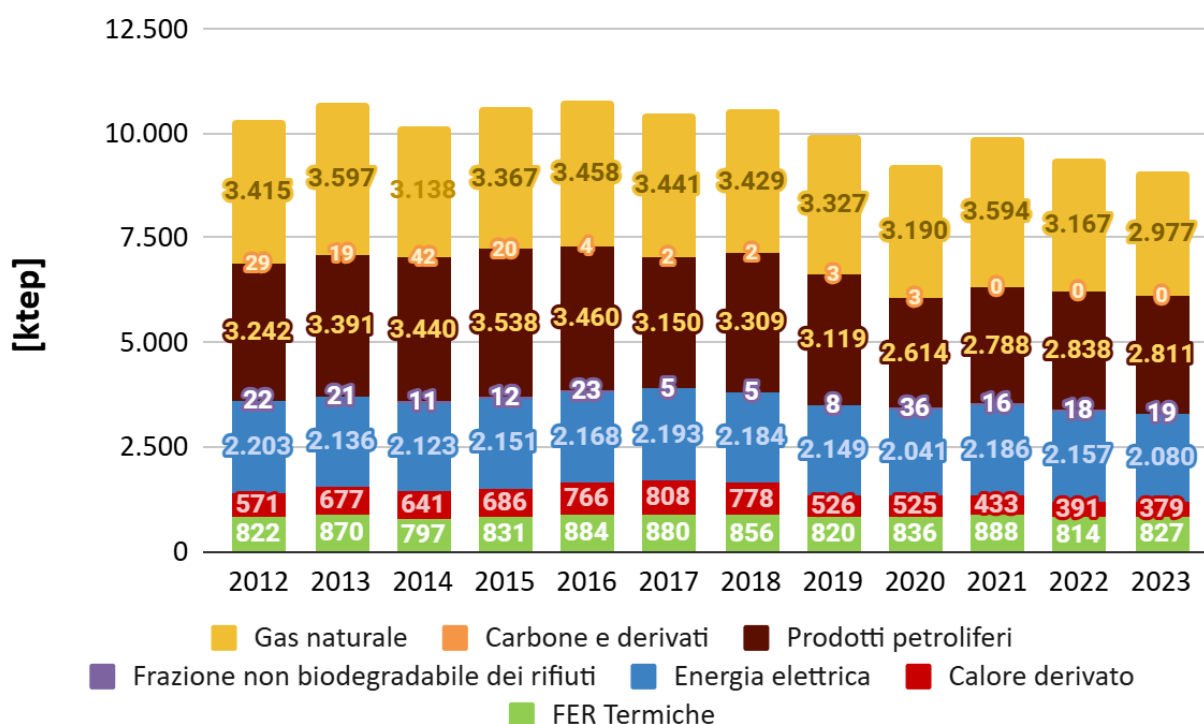
Come già evidenziato nelle precedenti edizioni del Rapporto Statistico sull'Energia, le tendenze attuali non appaiono coerenti con il raggiungimento degli obiettivi fissati dalla strategia europea al 2030, che prevede una quota di energie rinnovabili pari ad almeno il 40% dei consumi finali. Risulta pertanto necessario rafforzare ulteriormente le politiche e le misure volte a incrementare la diffusione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico regionale, con particolare attenzione ai settori ancora caratterizzati da una bassa incidenza.

Tabella 4.1 – Consumi Finali Lordi e contributo delle fonti rinnovabili in Piemonte (Dati in ktep)

Indicatore	2012	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Consumo finale lordo (CFL)	10.303	10.605	10.763	10.478	10.563	9.953	9.244	9.905	9.385	9.093
Fonti rinnovabili elettriche (FER-E)	788	930	921	925	917	941	964	967	969	953
Fonti rinnovabili termiche (FER-T)	865	958	1.021	1.017	956	820	836	888	814	827
Calore derivato (FER)	43	127	137	137	110	99	105	34	34	38
Fonti rinnovabili Totali (FER)	1.653	1.888	1.943	1.941	1.882	1.860	1.906	1.888	1.815	1.818
Percentuale FER/CFL (%)	16,0	17,8	18,1	18,5	17,8	18,7	20,6	19,1	19,4	20,0

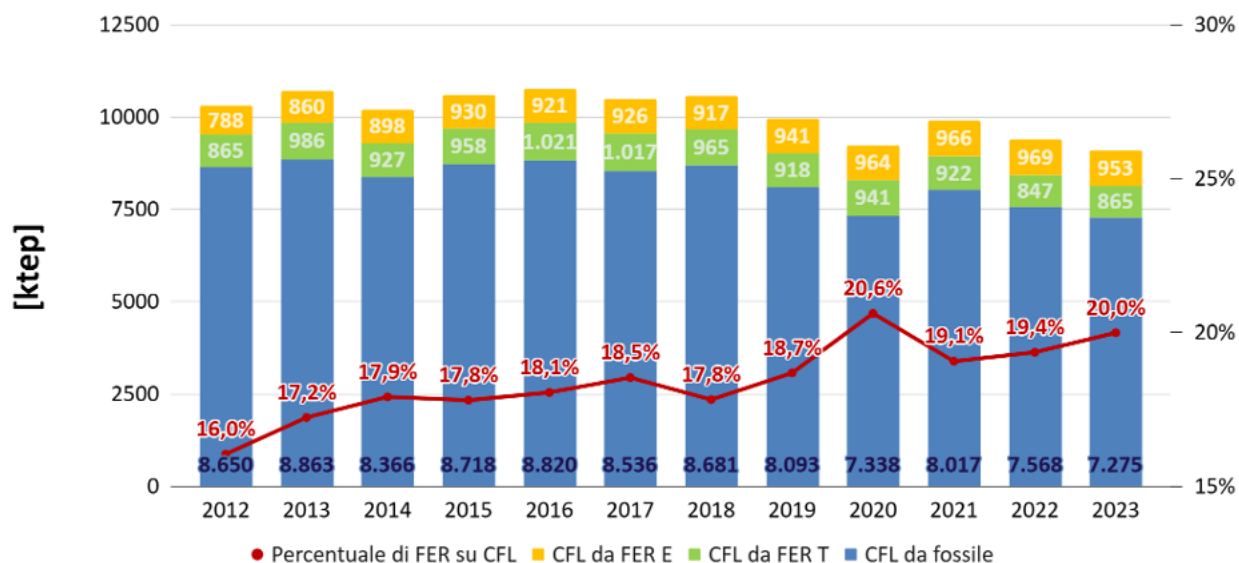
Fonte: GSE

Figura 4.1 – Consumi Finali di energia – Ripartizione per vettori energetici in Piemonte



Fonte: GSE

Figura 4.2 – Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e percentuale sui Consumi Finali Lordi



Fonte: GSE

4.1 LE FONTI RINNOVABILI TERMICHE

La riduzione dell'uso diretto delle fonti rinnovabili termiche osservata negli ultimi anni è in larga misura riconducibile alle condizioni climatiche, che influenzano in modo significativo i fabbisogni di riscaldamento. Il quadro complessivo descrive tuttavia un settore in fase di trasformazione, caratterizzato dal progressivo ridimensionamento del ruolo delle biomasse a uso residenziale e, parallelamente, dalla crescita costante di tecnologie quali le pompe di calore, che assumono un peso sempre più rilevante nel mix energetico regionale.

Nel 2023 il contributo delle pompe di calore supera il 30% del totale delle fonti rinnovabili termiche (Figura 4.4), confermandosi come l'unica tecnologia con una dinamica di crescita strutturale, sostanzialmente indipendente dalle oscillazioni stagionali. Le biomasse utilizzate per la produzione di calore – comprendenti biomasse solide, bioliquidi, biogas, frazione biodegradabile dei rifiuti e biometano immesso in rete – a fronte di valori medi storici prossimi a 630 ktep, nel 2023 si attestano poco sopra i 530 ktep (Tabella 4.2). Nonostante la flessione, esse rimangono la principale fonte rinnovabile termica, con una quota di poco inferiore al 62% del totale (Figura 4.4).

Considerando anche il calore derivato da fonti rinnovabili, nel 2023 il totale delle FER termiche risulta pari a circa 865 ktep, valore che si colloca tra i più bassi della serie storica⁸ (Tabella 4.2 e Figura 4.3). Rapportando la produzione termica da FER al consumo finale lordo di energia non

⁸ La comparazione con i dati precedenti al 2020 deve essere letta con cautela per il citato cambiamento metodologico per la rilevazione statistica che ha influenzato in particolare il comparto termico delle Fonti Energetiche Rinnovabili.

elettrica, si ottiene un indicatore del grado di copertura dei fabbisogni termici mediante fonti rinnovabili: nel 2023 tale valore si attesta al 12,3%, in aumento rispetto agli anni precedenti ([Figura 4.5](#)). Anche se i consumi soddisfatti con fonti fossili si riducono in modo più che proporzionale rispetto a quelli garantiti da fonti rinnovabili, la sostanziale stabilità di questo indicatore evidenzia come la diffusione delle rinnovabili nel comparto termico non stia crescendo in misura rilevante.

L'utilizzo dei gradi giorno medi forniti da ARPA Piemonte⁹ consente di normalizzare i consumi finali termici rispetto alle condizioni climatiche. Il rapporto tra le due grandezze mostra un andamento tendenzialmente in riduzione, anche se con importanti oscillazioni annuali ([Figura 4.6](#)). Ciò sta a significare che si osserva una progressiva riduzione del fabbisogno termico degli edifici, probabile effetto degli interventi di riqualificazione energetica attuati nel corso degli ultimi anni sul comparto edilizio. Sarebbe auspicabile osservare una dinamica più marcata nei prossimi anni.

Nel contesto nazionale, per il decennio in corso sono previsti tassi medi annui di incremento della quota di rinnovabili nel riscaldamento e raffrescamento pari allo 0,8% nel periodo 2021–2025 e ad almeno l'1,1% nel periodo 2026–2030. I dati regionali evidenziano pertanto la necessità di un'accelerazione significativa per allinearsi a tali traiettorie.

Nel dettaglio delle singole tecnologie ([Tabella 4.2](#)), il contributo del geotermico rimane marginale e sostanzialmente stabile. Il solare termico mostra una crescita graduale e continua, passando da valori prossimi a 11 ktep all'inizio della serie a oltre 20 ktep negli anni più recenti. Le biomasse solide, pur rappresentando la componente principale, evidenziano una flessione progressiva. Le pompe di calore e l'energia ambientale registrano invece l'espansione più significativa, passando da valori inferiori a 170 ktep a oltre 260 ktep, delineando un chiaro processo di ristrutturazione del comparto termico rinnovabile.

⁹ Per utilizzare un dato rappresentativo dell'intera Regione è stata fatta la media aritmetica dei dati di tutte le stazioni meteo presenti nella Città di Torino. Tale approssimazione, sebbene non ottimale, pone a riferimento il dato del Comune in cui si concentrano una parte rilevante dei consumi regionali. E' pertanto da intendersi in modo puramente indicativo.

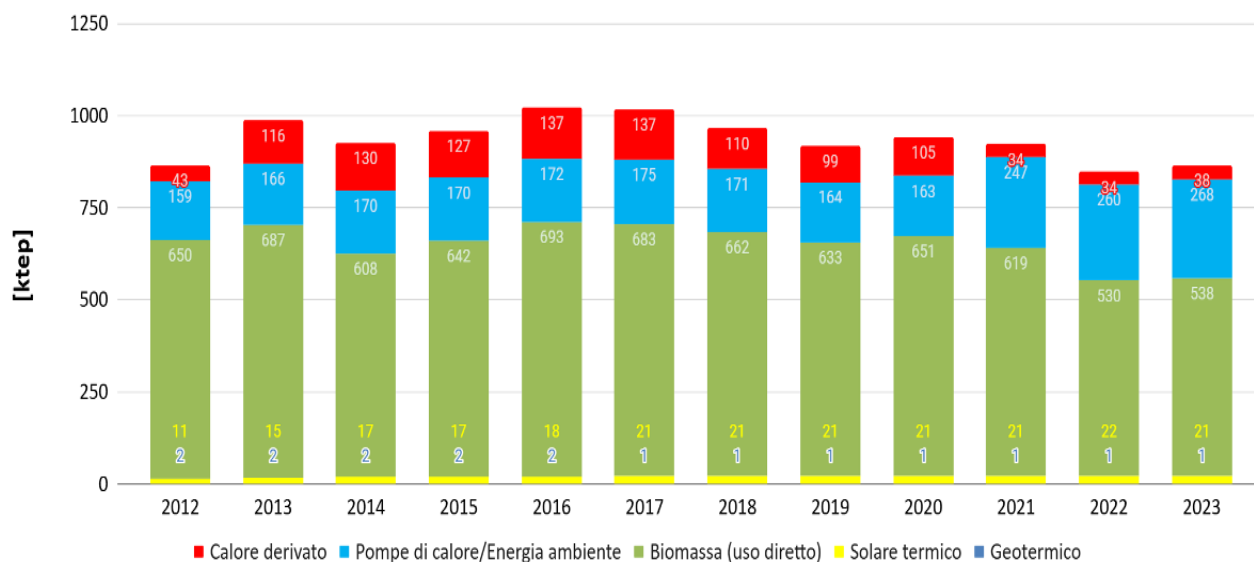
Tabella 4.2 – Fonti Energetiche Rinnovabili termiche (Dati in ktep)

FER termica	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Geotermico	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Solare termico	11	15	17	17	18	21	21	21	21	21	22	21
Biomassa (uso diretto)	650	687	608	642	693	683	662	633	651	619	530	538
Pompe di calore	159	166	170	170	172	175	171	164	163	247	260	268
Calore derivato	43	116	130	127	137	137	110	99	105	34	34	38
Totale FER termiche	865	986	927	958	1.021	1.017	965	918	941	922	847	865

(* dato modificato rispetto a quello pubblicato nell'edizione precedente¹⁰)

Fonte: GSE

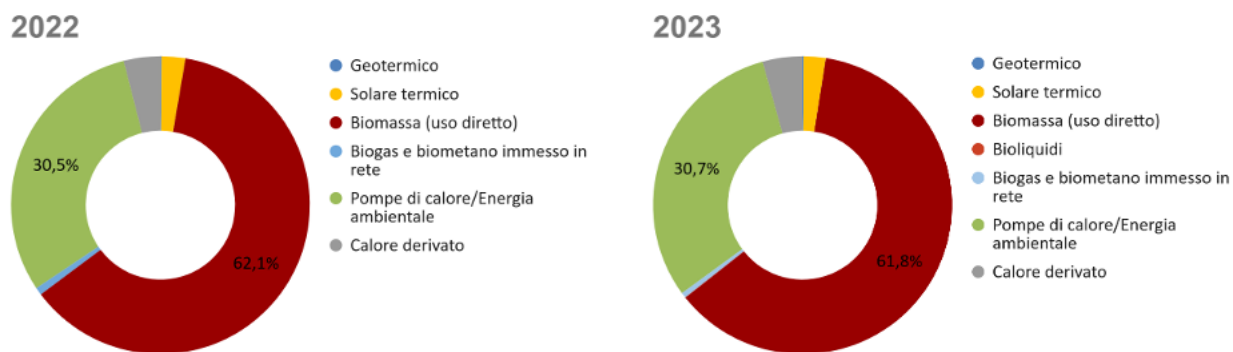
Figura 4.3 – Produzione termica da fonti rinnovabili



Fonte: GSE

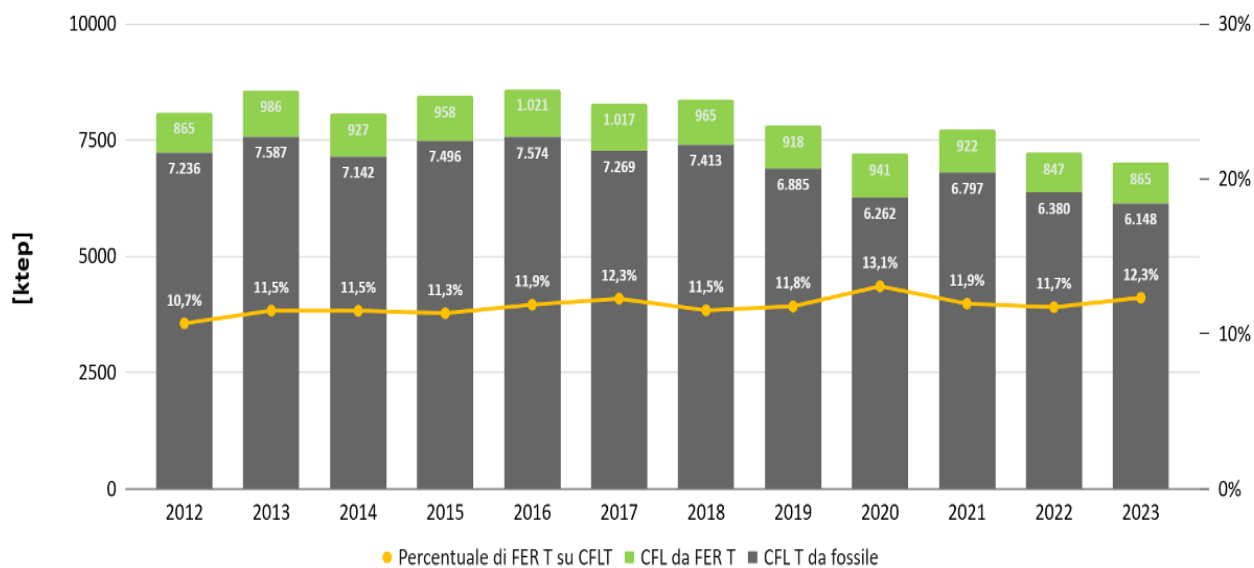
¹⁰ Fino al 2020 è applicata la metodologia di monitoraggio definita dalla direttiva 2009/28/CE (RED I), la cui declinazione a livello regionale è stata approvata con il Decreto 11 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo economico. A partire dal 2021 viene invece applicata la metodologia di monitoraggio definita dalla direttiva (UE) 2018/2001 (RED II). Le variazioni tra il 2020 e gli anni successivi possono pertanto essere legate ad aspetti metodologici, oltre che all'andamento effettivo dei fenomeni oggetto di rilevazione

Figura 4.4 – Ripartizione delle fonti rinnovabili termiche



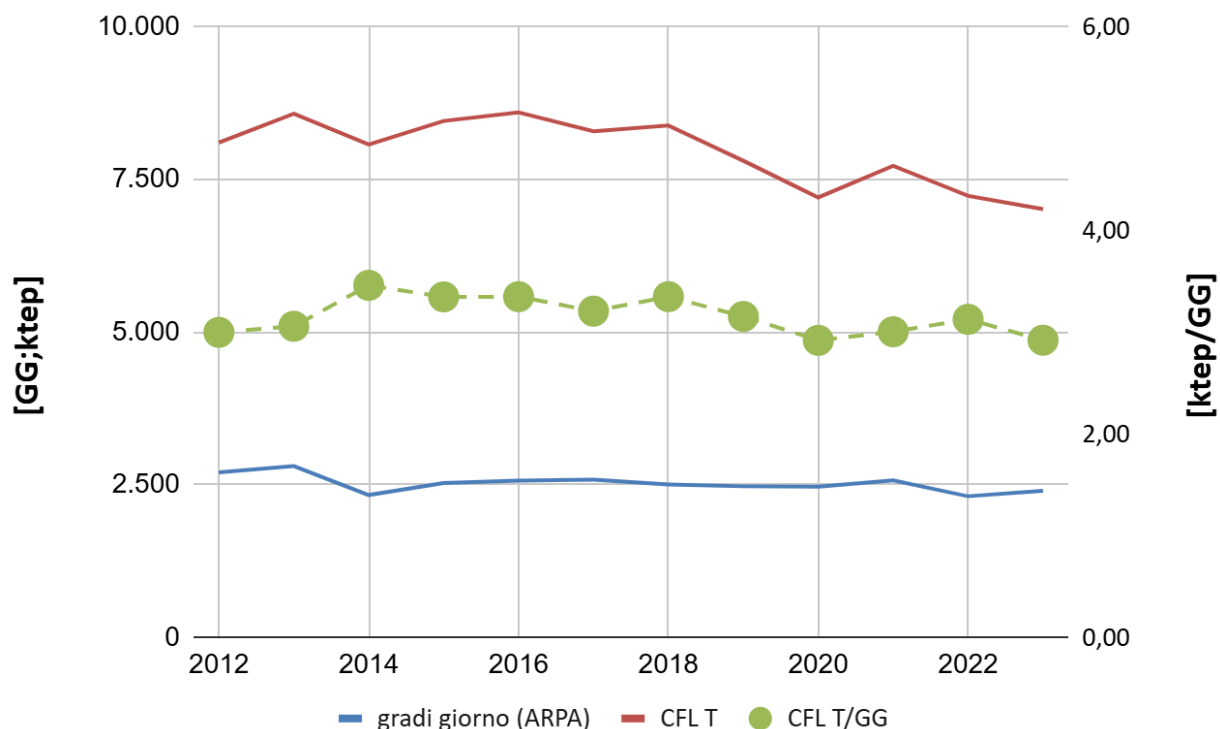
Fonte: GSE

Figura 4.5 – Contributo delle rinnovabili termiche sul Consumo Finale Lordo termico



Fonte: GSE

Figura 4.6 – Andamento del Consumo Finale Lordo termico rispetto ai gradi giorno



Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati GSE ed ARPA Piemonte

4.2 LE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE

La produzione elettrica da fonti rinnovabili destinata al consumo registra nel 2023 uno dei valori più elevati della serie storica; il tasso di crescita pluriennale risulta tuttavia inferiore a quanto necessario per conseguire gli obiettivi di medio-lungo periodo. Secondo le rilevazioni del GSE, nel 2023 la produzione elettrica da FER si attesta a 953 ktep, in lieve diminuzione rispetto al 2022 ma superiore alla media del quinquennio precedente ([Tabella 4.3](#)).

All'interno di questa dinamica, assume particolare rilievo l'andamento dell'idroelettrico. I valori normalizzati oscillano nel tempo prevalentemente in funzione della disponibilità idrica e non riflettono una crescita strutturale della capacità installata che ha già raggiunto livelli ragguardevoli. Dopo le annate caratterizzate da bassa produzione nel 2022 e nel 2023, è prevedibile che nei prossimi anni anche il valore medio mobile utilizzato dal GSE calerà. Al contrario, il fotovoltaico presenta prospettive di crescita molto più consistenti, in linea con l'espansione osservata nel 2023 e 2024 (vedi Capitolo 3) e con le ulteriori installazioni attese nel breve e medio periodo ([Tabella 4.3](#) e [Figura 4.7](#)).

Nel periodo 2012–2023 le fonti rinnovabili elettriche crescono complessivamente di circa il 21%, con contributi differenziati tra le diverse tecnologie. La produzione fotovoltaica rappresenta il principale motore di crescita, passando da 123 ktep nel 2012 a oltre 200 ktep nel 2023, e consolidando il proprio ruolo di seconda fonte rinnovabile regionale ([Figure 4.7](#) e [4.8](#)).

Rapportando la produzione elettrica da FER al consumo finale lordo di energia elettrica regionale, si osserva un incremento della quota rinnovabile, che passa da circa il 36% nel 2012 a valori prossimi al 46% nel 2023 (Figura 4.9). Questo indicatore evidenzia un progressivo rafforzamento del contributo delle rinnovabili alla copertura dei consumi elettrici, pur in presenza di margini di miglioramento.

L'eolico mantiene un ruolo marginale, con valori stabili compresi tra 2 e 3 ktep. Le biomasse elettriche mostrano un andamento più articolato: le biomasse solide crescono fino alla metà del periodo considerato, per poi ridursi progressivamente; il biogas, dopo aver rappresentato una componente rilevante, registra un ridimensionamento negli ultimi anni. Nel complesso, il contributo delle biomasse elettriche passa da una fase di espansione iniziale a una successiva fase di contrazione.

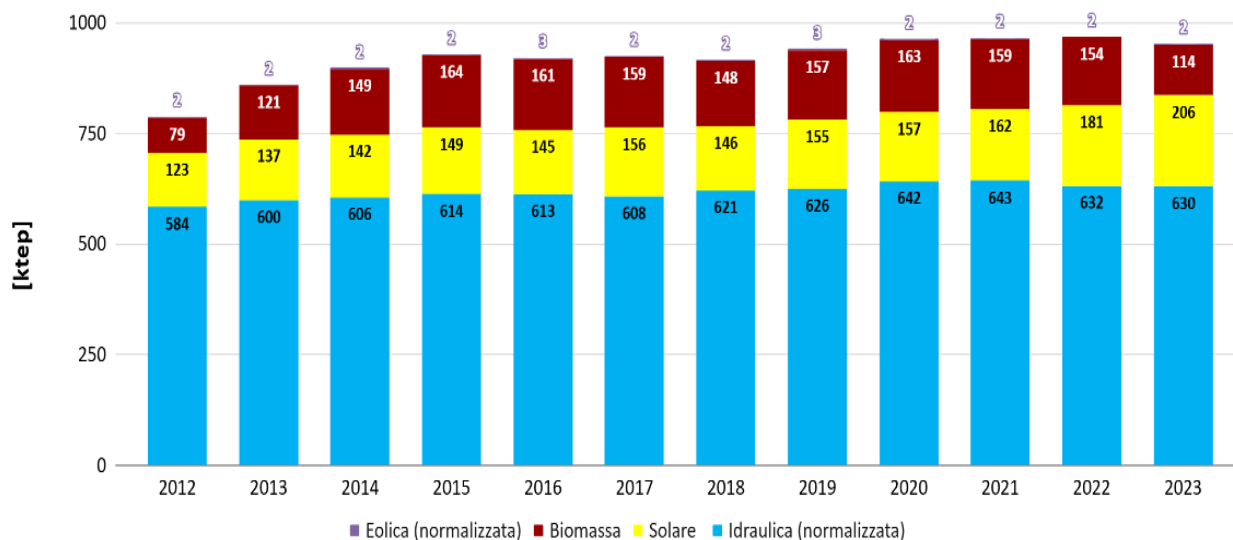
Nel quadro complessivo, l'idroelettrico continua a rappresentare la colonna portante della produzione rinnovabile elettrica regionale, ma senza evidenti margini di crescita strutturale. La spinta principale deriva dal fotovoltaico, mentre le altre fonti si collocano in una fase di sostanziale stabilità o lieve declino. Tale configurazione conferma la necessità di sostenere ulteriormente lo sviluppo delle rinnovabili elettriche, in particolare delle tecnologie più scalabili e integrate nel territorio.

Tabella 4.3 – Fonti Energetiche Rinnovabili elettriche (Dati in ktep)

FER elettriche	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Idraulica (normalizzata)	584	600	606	614	613	607	621	626	642	643	632	630
Eolica (normalizzata)	2	2	2	2	3	2	2	3	2	2	2	2
Solare	123	137	142	149	145	156	146	155	157	162	181	206
Geotermica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse solide	22	29	46	60	62	64	56	52	58	56	55	47
Biogas	54	82	87	90	89	88	87	88	88	88	88	60
Bioliquidi sostenibili	3	10	15	14	10	7	5	17	17	15	11	8
Totale FER elettriche	788	860	898	930	921	926	917	941	964	966	969	953

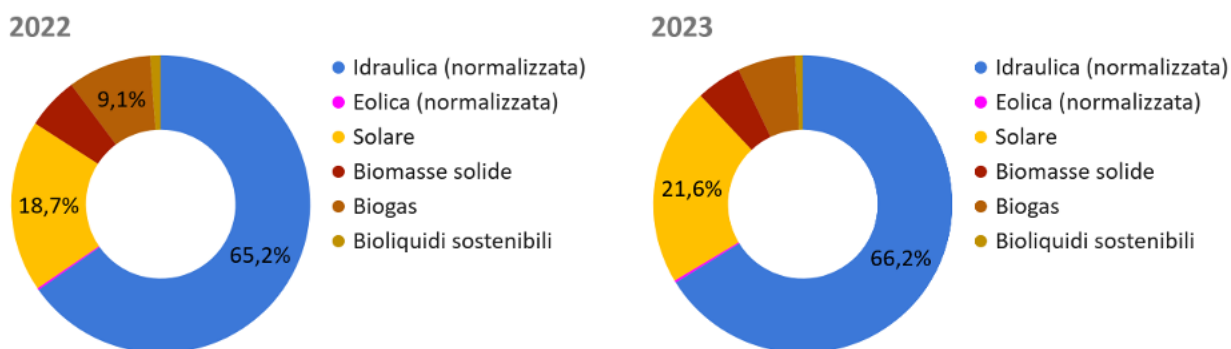
Fonte: GSE

Figura 4.7 – Produzione elettrica da fonti rinnovabili



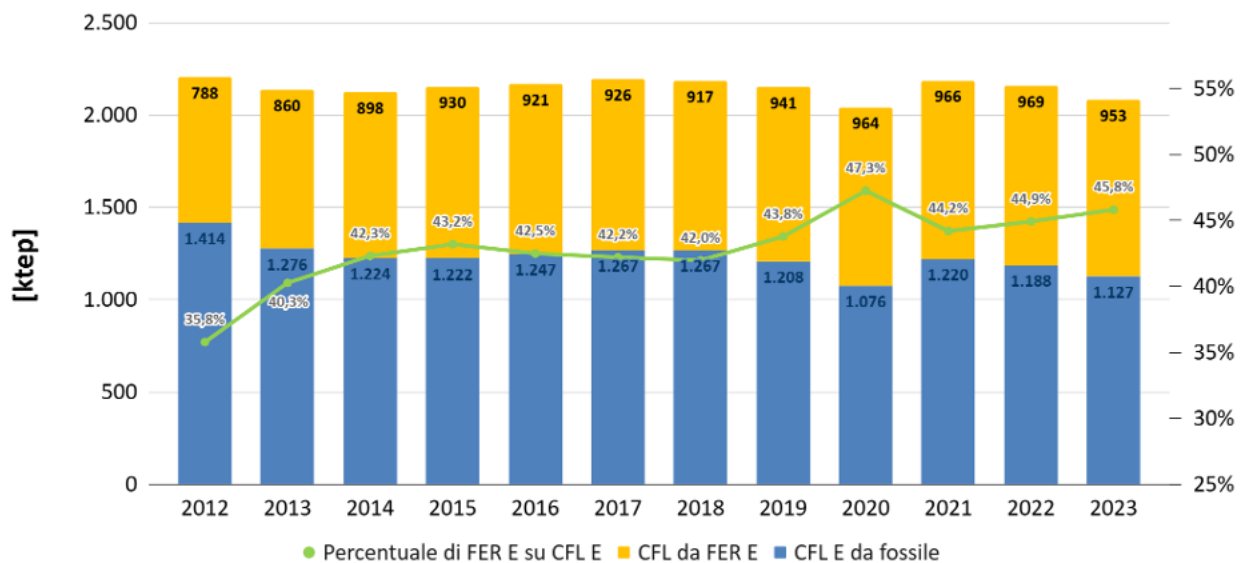
Fonte: GSE

Figura 4.8 – Ripartizione delle fonti rinnovabili elettriche

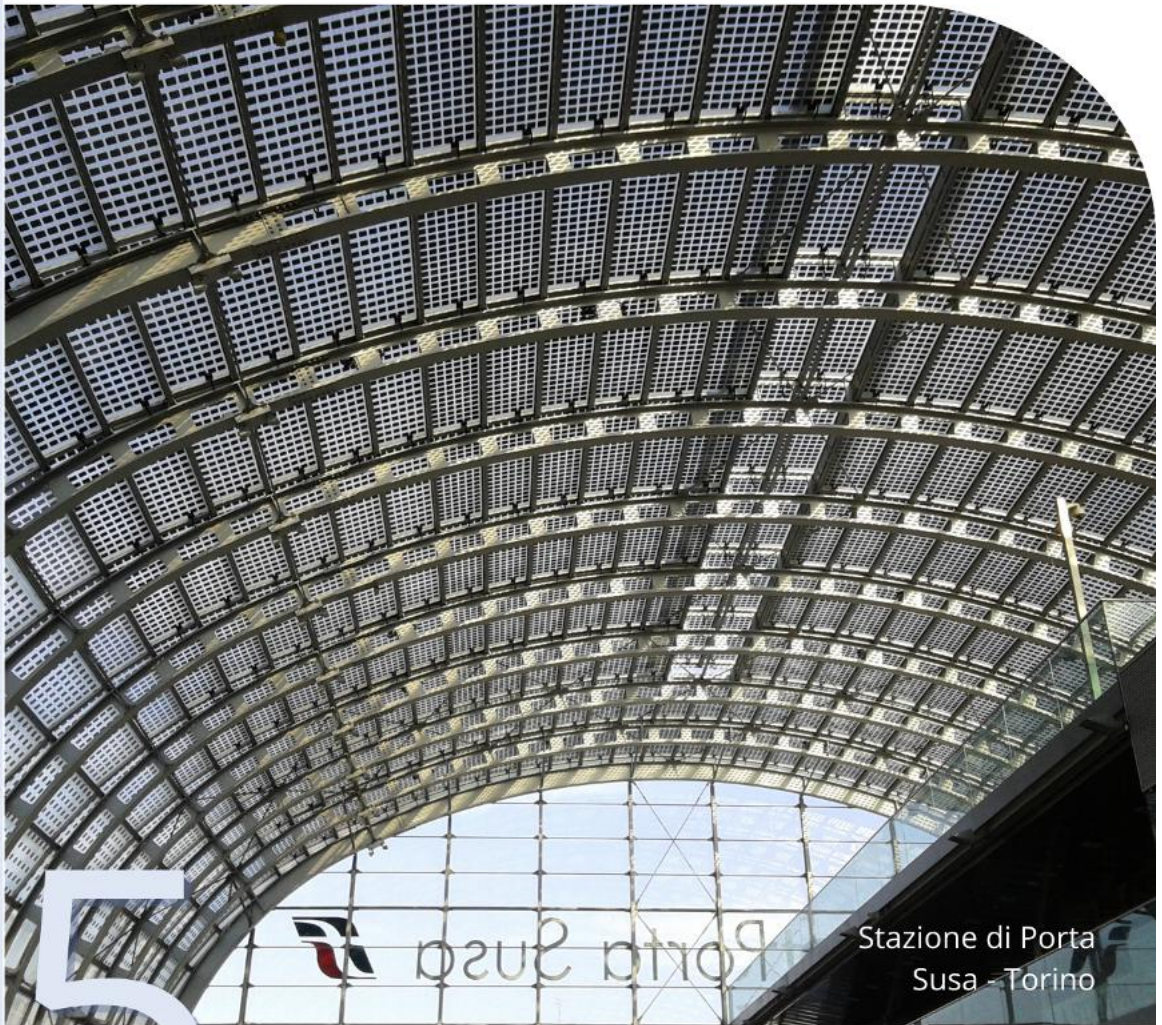


Fonte: GSE

Figura 4.9 – Contributo delle rinnovabili elettriche sul Consumo Finale Lordo elettrico



Fonte: GSE



5

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

Per quanto concerne i consumi di energia elettrica (fonte TERNA), i dati disponibili indicano per il 2024 un consumo finale pari a circa 22,8 TWh, a fronte di una domanda complessiva di 24,4 TWh. Per domanda di energia elettrica si intende la somma dei consumi presso gli utilizzatori finali e delle perdite di trasmissione e distribuzione. Come già evidenziato nelle precedenti edizioni del Rapporto, l'evoluzione dei consumi elettrici in Piemonte negli ultimi vent'anni è caratterizzata da una prima fase di crescita moderata fino al 2008, seguita da un progressivo ridimensionamento, con una brusca contrazione nel 2020 in corrispondenza della pandemia. Gli anni successivi mostrano un parziale recupero, che tuttavia non riporta i consumi sui livelli pre-pandemici: i valori stabilmente superiori ai 24 TWh, osservati fino alla fine degli anni duemila, appaiono difficilmente raggiungibili anche nel medio periodo ([Tabella 5.1](#), [Figure 5.1](#) e [5.2](#)). Tale andamento suggerisce la presenza di fattori strutturali che incidono sulla domanda elettrica regionale, tra cui i processi di efficientamento energetico, la trasformazione del sistema produttivo e l'evoluzione dei comportamenti di consumo.

L'analisi per settore di utilizzo conferma dinamiche differenziate. Il settore industriale, pur rimanendo il principale comparto di consumo elettrico, continua a mostrare una tendenza di lungo periodo alla riduzione. Nel 2024 i consumi si attestano su valori prossimi a 11,2 TWh, inferiori di oltre il 25% rispetto ai livelli del 2000 e leggermente al di sotto del dato del 2023. Il confronto con il rimbalzo del 2021 evidenzia come il calo non sia riconducibile esclusivamente a fattori congiunturali, ma rifletta cambiamenti strutturali nel tessuto produttivo regionale.

Il settore terziario presenta un andamento più articolato. Dopo una crescita pressoché continua fino al 2018, negli anni successivi i consumi si sono ridotti, con un crollo negli anni del COVID, per poi crescere progressivamente e riportarsi nel 2024 (circa 6,8 TWh) ai livelli pre pandemici ([Figura 5.2](#)).

Il settore domestico conferma una tendenza di lungo periodo alla diminuzione dei consumi. Nel 2024 il valore si mantiene poco sopra i 4,3 TWh, risultando allineato al dato del 2023 e inferiore ai livelli osservati all'inizio degli anni Duemila. Nel complesso, la riduzione rispetto al 2000 è dell'ordine dell'8%. Tale dinamica riflette una combinazione di fattori, tra cui il miglioramento dell'efficienza degli elettrodomestici, l'attenzione ai consumi da parte delle famiglie e, più recentemente, l'impatto dei prezzi dell'energia sui comportamenti degli utenti finali.

Il comparto agricolo, pur rappresentando una quota marginale dei consumi complessivi, mostra nel lungo periodo una tendenza alla crescita ([Figura 5.2](#)). Nel 2024 i consumi si attestano attorno a 450 GWh, in lieve aumento rispetto al 2023, facendo registrare il secondo dato più elevato della serie storica. Tale andamento si colloca in controtendenza rispetto agli altri settori e riflette l'evoluzione delle pratiche produttive e l'aumento dell'elettrificazione di alcune attività agricole.

Nel complesso, nonostante il calo registrato negli ultimi anni, l'industria si conferma il settore con i maggiori consumi elettrici regionali, rappresentando nel 2024 circa la metà del totale. Seguono il settore terziario, con una quota prossima al 30%, e il settore domestico, che si colloca attorno al 19%, mentre l'agricoltura incide per una quota residuale.

In termini di quote di mercato, la [figura 5.3](#) evidenzia la tendenziale scomparsa del mercato tutelato a vantaggio del mercato libero e dell'autoconsumo. Quest'ultimo aumenta di circa il 30% dal 2015.

L'analisi territoriale dei consumi evidenzia una marcata concentrazione nell'area metropolitana di Torino, che nel 2024 assorbe poco più del 40% dei consumi elettrici complessivi regionali, in linea con quanto osservato negli anni precedenti. Il peso relativo della provincia di Torino varia sensibilmente a seconda del settore di utilizzo: supera il 50% nel terziario, si colloca attorno al 50% nel settore domestico e scende a circa il 25% nel comparto agricolo ([Figure 5.4](#), [5.5](#), [5.6](#), [5.7](#)). Tale distribuzione riflette la struttura socio-economica del territorio e la concentrazione delle attività produttive e dei servizi.

Un approfondimento specifico riguarda i consumi elettrici del settore pubblico. Per quanto concerne la Pubblica Illuminazione, si osserva una dinamica di riduzione strutturale dei consumi a partire dal 2015 in tutte le province piemontesi, con diminuzioni cumulative comprese tra circa il 20% e il 32% a seconda dei territori ([Figure 5.8](#) e [5.9](#)). Questo andamento è riconducibile principalmente alla progressiva sostituzione delle tecnologie tradizionali con sistemi di illuminazione a LED e agli interventi di ammodernamento delle reti realizzati dai Comuni. Si tratta di una dinamica strutturale che, come già evidenziato nelle edizioni precedenti del Rapporto, è destinata a proseguire anche nei prossimi anni.

Diversa appare la situazione dei consumi elettrici associati agli edifici della Pubblica Amministrazione. In questo caso, l'andamento risulta più eterogeneo a livello provinciale: nella maggior parte dei territori si osserva una tendenza all'aumento nel medio periodo. Solo le province di Asti ed Alessandria mostrano un leggero calo dei consumi nell'arco temporale analizzato ([Figure 5.10](#) e [5.11](#)).

Nel complesso, il quadro dei consumi elettrici regionali evidenzia una progressiva stabilizzazione su livelli inferiori rispetto al passato, con dinamiche settoriali e territoriali differenziate. I trend osservati confermano il ruolo crescente dell'efficienza energetica e dei cambiamenti strutturali dell'economia regionale nel determinare l'evoluzione dei consumi.

Tabella 5.1 – Consumi di energia elettrica per settori (Dati in GWh)

Anno	Industria	Agricoltura	Terziario ¹¹	Domestico	Totale
2000	15.383	237	4.372	4.632	24.625
2001	15.632	249	4.538	4.716	25.135
2002	15.636	234	4.724	4.749	25.343
2003	15.706	264	5.079	4.833	25.882
2004	15.717	299	5.285	4.919	26.219
2005	15.253	302	5.536	4.886	25.977
2006	15.376	316	5.955	4.974	26.621
2007	15.508	311	6.003	4.873	26.696
2008	14.734	289	6.203	4.950	26.176
2009	12.451	309	6.374	4.994	24.560
2010	13.153	309	6.501	5.070	25.434
2011	13.160	325	6.558	4.973	25.017
2012	12.234	330	6.805	4.920	24.290
2013	11.992	321	6.845	4.776	23.933
2014	11.729	304	6.854	4.579	23.466
2015	11.879	327	7.022	4.627	23.854
2016	11.994	335	7.070	4.539	23.937
2017	12.047	354	7.134	4.554	24.089
2018	11.776	345	7.249	4.556	23.926
2019	11.507	358	6.954	4.545	23.364
2020	11.020	381	5.838	4.623	21.862
2021	12.178	449	6.191	4.535	23.353
2022	11.815	466	6.322	4.411	23.014
2023	11.308	434	6.142	4.267	22.152
2024	11.166	452	6.242	4.303	22.342

Fonte: TERNA

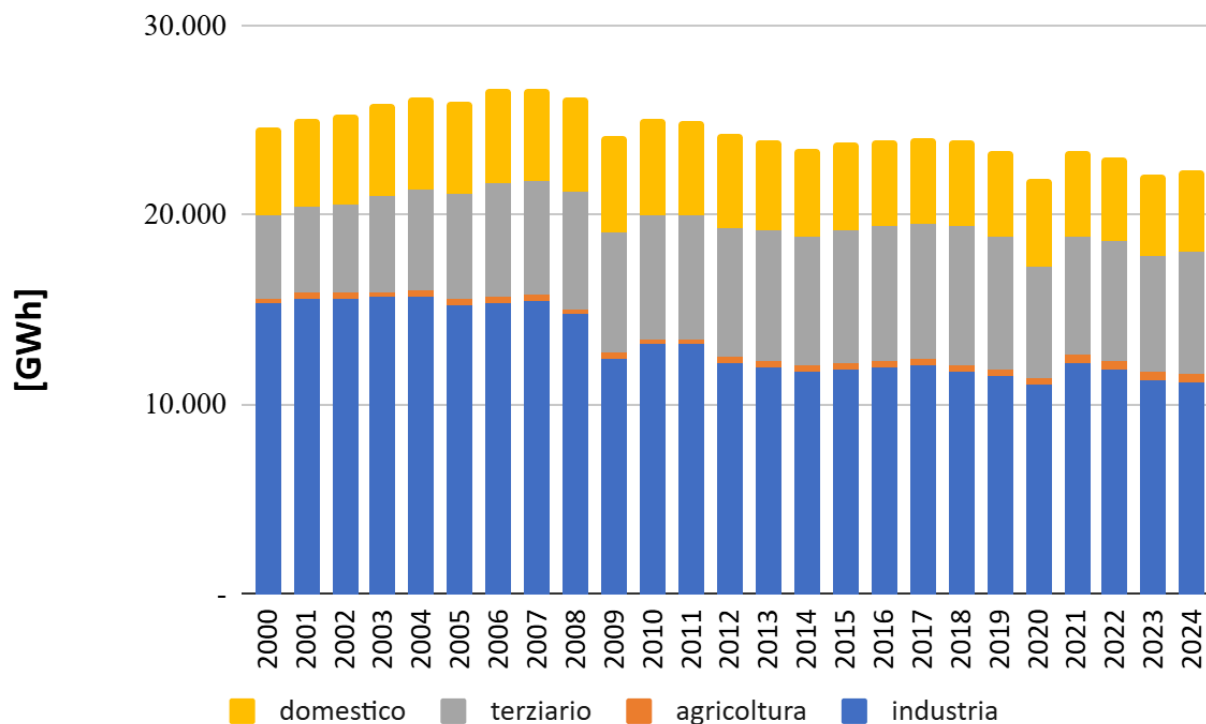
Tabella 5.2 – Consumi di energia elettrica per province (Dati in GWh)

PROVINCE	2010	2021	2022	2023	2024
ALESSANDRIA	2.987	2.928	2.837	2.698	2.726
ASTI	1.036	1.008	982	954	948
BIELLA	1.151	1.022	1.038	1.011	1.004
CUNEO	4.700	4.349	4.194	4.105	4.148
NOVARA	2.526	2.498	2.498	2.389	2.460
TORINO	11.102	9.804	9.706	9.288	9.316
V.C.O.	932	786	799	775	784
VERCELLI	999	958	960	933	957
PIEMONTE	25.434	23.353	23.014	22.152	22.342

Fonte: TERNA

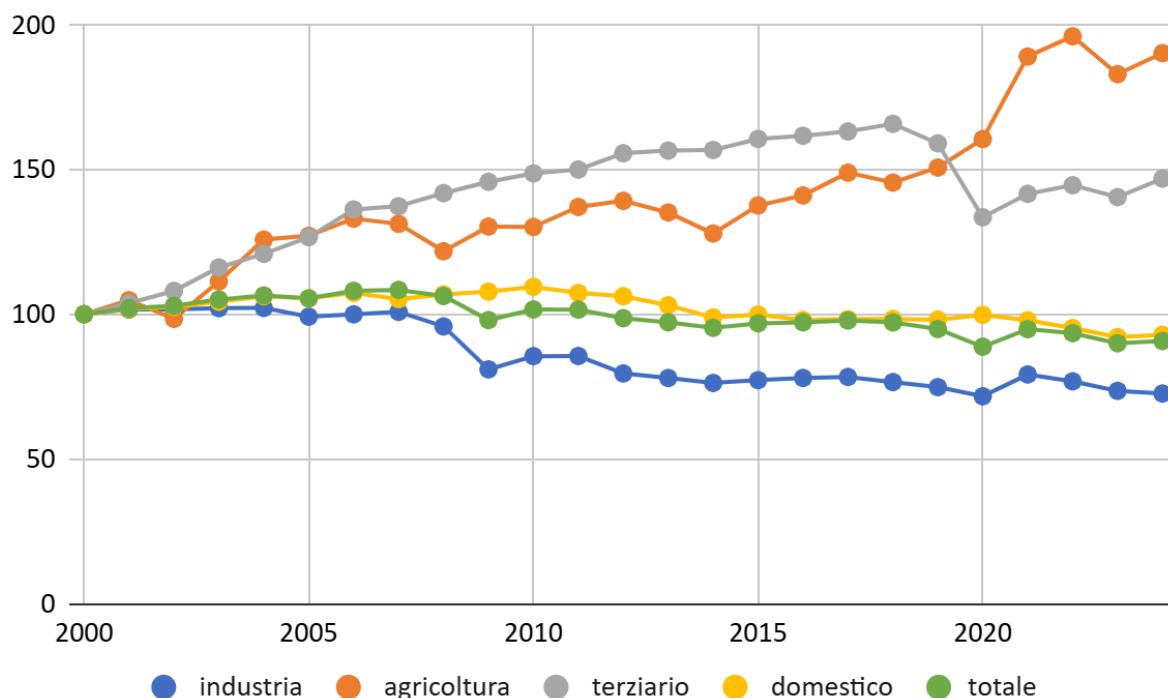
¹¹ Ad esclusione dei consumi FS.

Figura 5.1 - Andamento dei consumi di energia elettrica nei settori di utilizzo



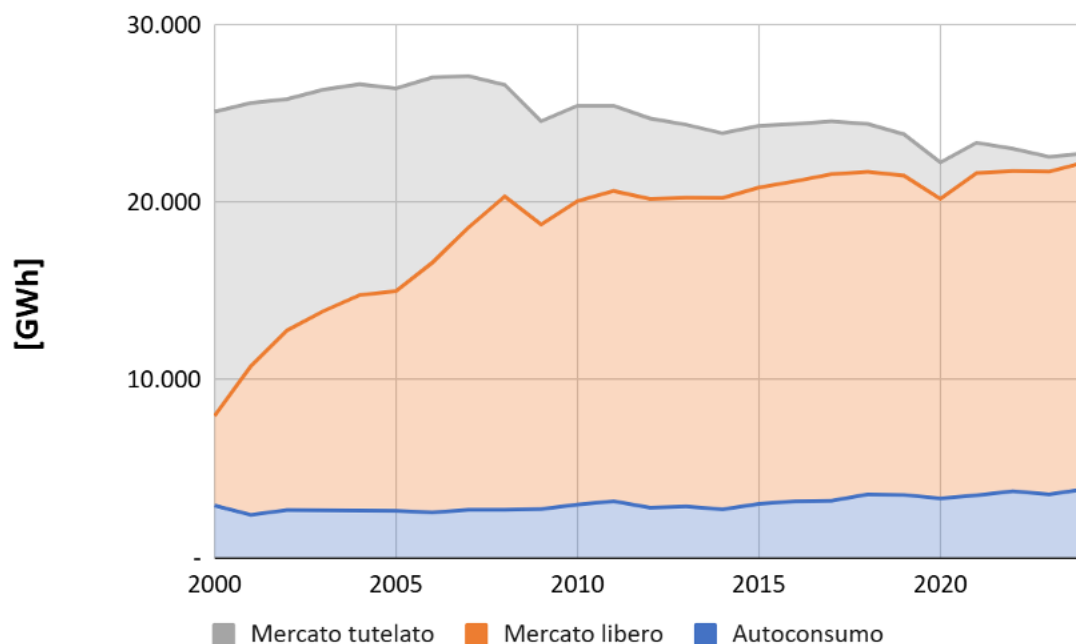
Fonte: TERNA

Figura 5.2 - Andamento dei consumi di energia elettrica rispetto al 2000



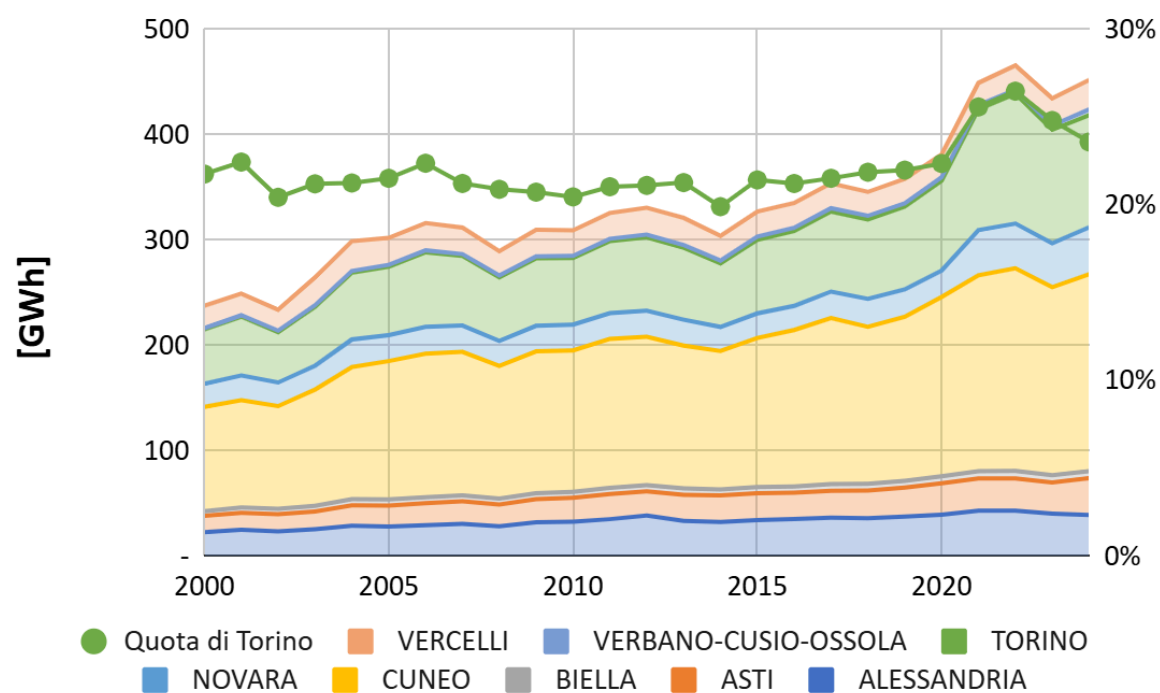
Fonte: TERNA

Figura 5.3 - Consumi di energia elettrica per tipologia di mercato



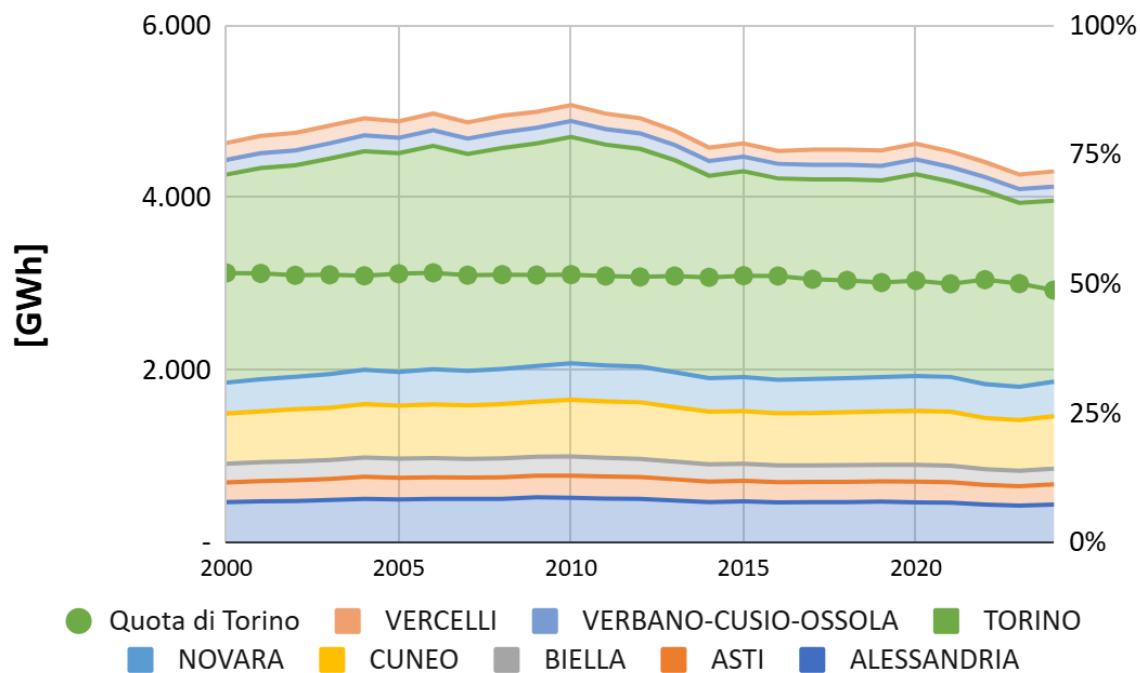
Fonte: TERNA

Figura 5.4 - Consumi di energia elettrica nel settore agricolo, suddivisi per Province



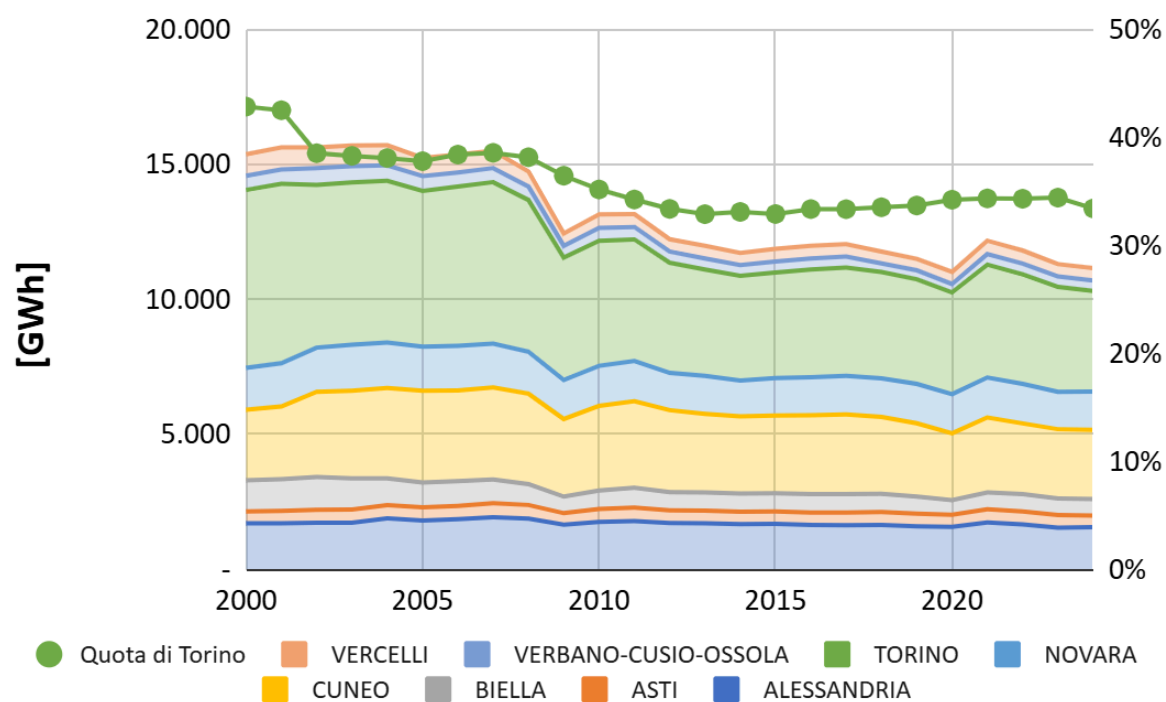
Fonte: TERNA

Figura 5.5 - Consumi di energia elettrica nel settore domestico, suddivisi per Province



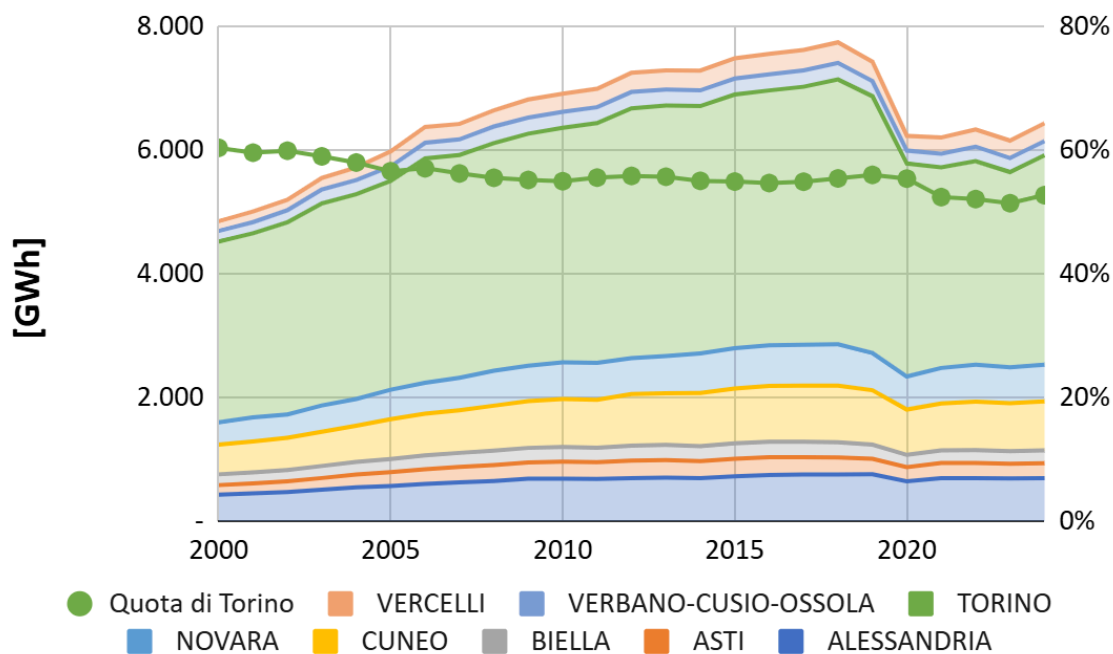
Fonte: TERNA

Figura 5.6 - Consumi di energia elettrica nel settore industria, suddivisi per Province



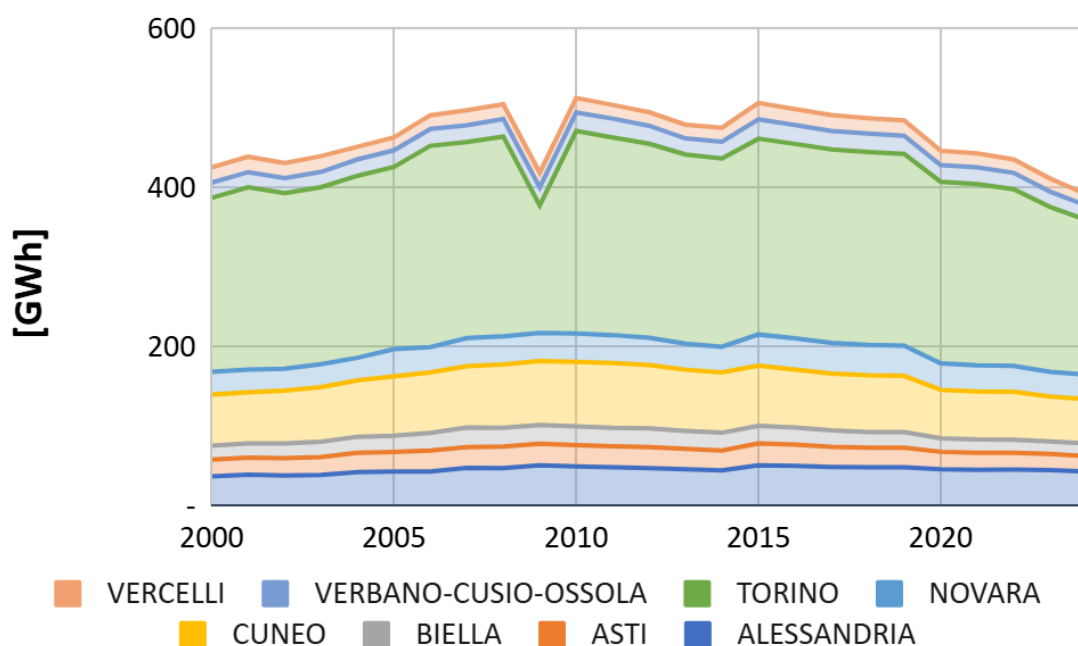
Fonte: TERNA

Figura 5.7 - Consumi di energia elettrica nel settore terziario, suddivisi per Province



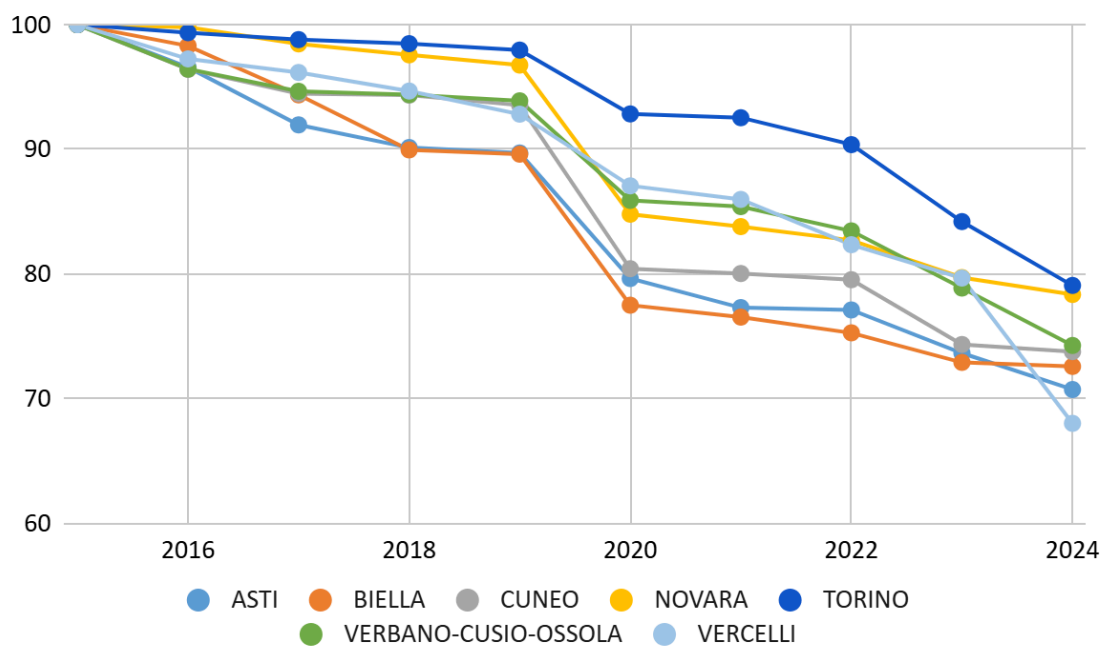
Fonte: TERNA)

Figura 5.8 - Consumi di energia elettrica per Pubblica Illuminazione nelle Province Piemontesi



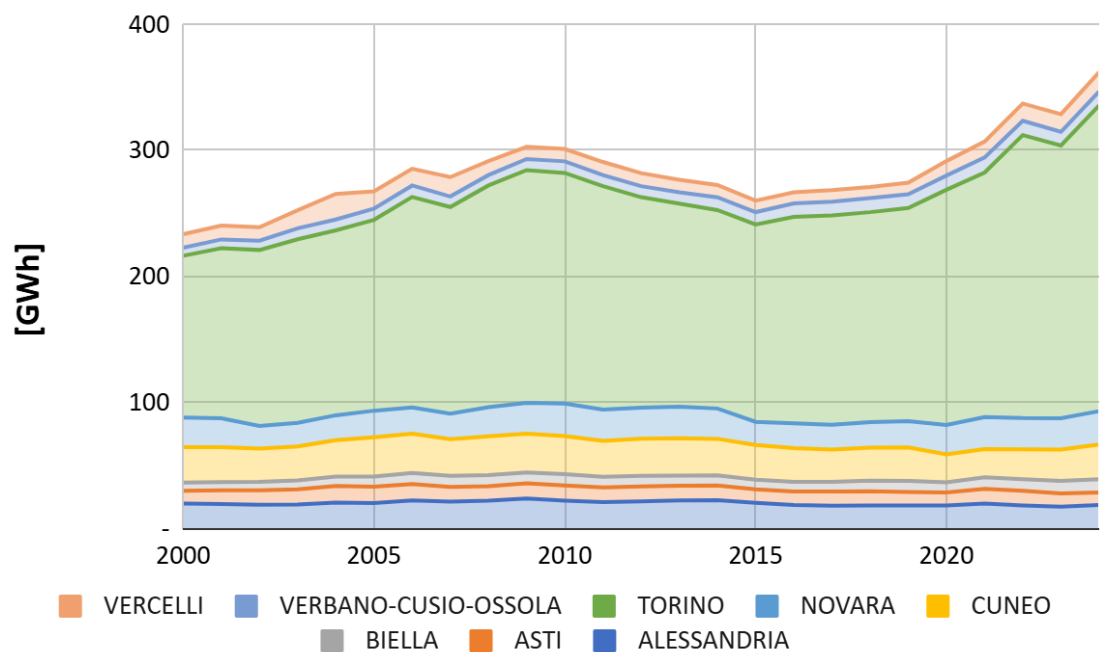
Fonte: TERNA

Figura 5.9 - Andamento dei consumi di energia elettrica per Pubblica Illuminazione rispetto al 2015



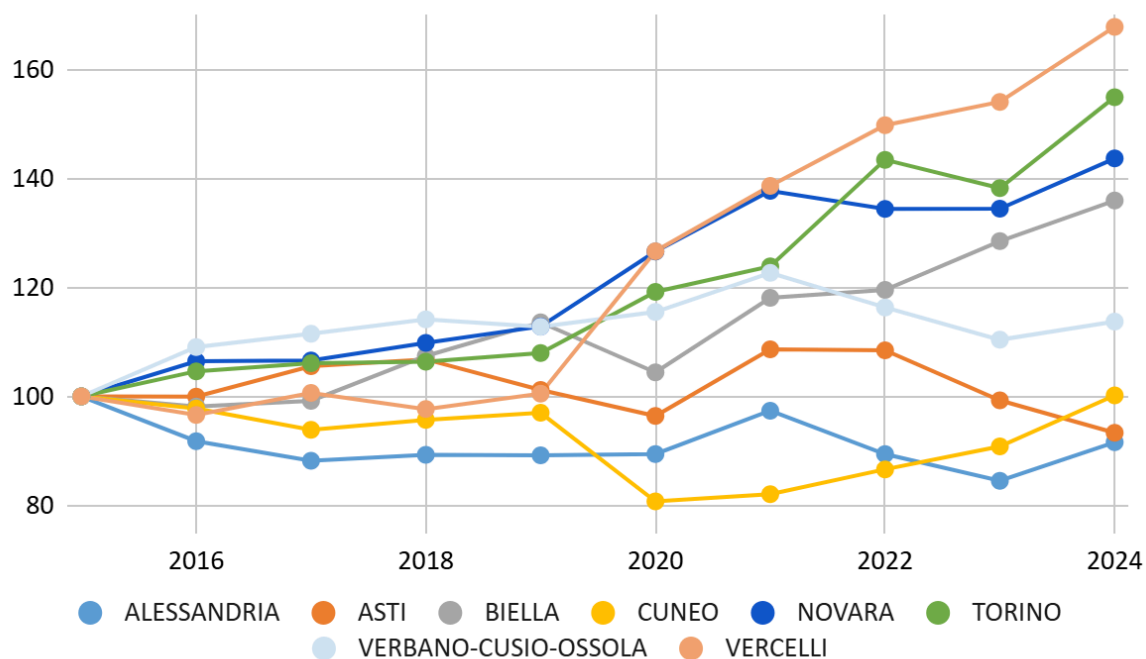
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA

Figura 5.10 - Consumi di energia elettrica per Pubblica Amministrazione nelle Province Piemontesi



Fonte: TERNA

Figura 5.11 - Andamento dei consumi di energia elettrica per Pubblica Amministrazione rispetto al 2015



Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati TERNA



6 PRODOTTI PETROLIFERI

I prodotti petroliferi considerati nell'analisi comprendono gasolio, benzina, GPL e olio combustibile. Le informazioni statistiche utilizzate derivano dal Bollettino Petrolifero pubblicato dal Ministero competente, che fornisce dati di vendita con dettaglio regionale e provinciale, consentendo un'analisi articolata sia per tipologia di prodotto sia per settore di utilizzo.

Nel periodo di osservazione più recente, e in particolare nel 2024, i prodotti petroliferi confermano il ruolo ancora rilevante nel sistema energetico regionale, pur all'interno di una tendenza strutturale di progressiva contrazione dei consumi complessivi. Le vendite totali si attestano infatti a circa 2,55 Mtep, in diminuzione rispetto al 2023 e significativamente inferiori sia ai livelli pre-pandemici sia, ancor più, ai valori di inizio decennio. Nel confronto con il 2010 la riduzione complessiva supera il 25%, evidenziando un ridimensionamento strutturale della domanda di questi vettori energetici ([Tabella 6.1](#)).

Il gasolio rimane di gran lunga il prodotto petrolifero più utilizzato, rappresentando nel 2024 circa il 63% delle vendite complessive ([Figura 6.1](#)), pur a fronte di una lieve flessione in termini assoluti ([Tabella 6.1](#)). Tale predominanza è legata alla sua elevata versatilità d'impiego, in particolare nel settore dell'autotrazione, che assorbe la parte preponderante dei consumi ([Figura 6.2](#) e [Figure 6.7, 6.8, 6.9, 6.10, 6.11](#)). La Città metropolitana di Torino si conferma l'area con i maggiori volumi di vendita, concentrando oltre il 40% dei consumi regionali, seguita a distanza dalle province di Alessandria e Cuneo ([Figura 6.6](#)). La distribuzione territoriale delle vendite risulta nel complesso stabile nel tempo, riflettendo la diversa intensità delle attività economiche e della mobilità nelle varie aree del Piemonte ([Tabella 6.2](#)).

L'autotrazione costituisce l'uso largamente prevalente dei prodotti petroliferi, assorbendo circa il 90% delle vendite complessive. Tale quota rimane sostanzialmente invariata lungo tutto il periodo analizzato, a conferma della forte dipendenza del settore dei trasporti dai combustibili fossili di origine petrolifera ([Figura 6.4](#)). Tuttavia, anche in questo comparto emerge una tendenza di medio periodo alla riduzione dei consumi: rispetto al 2010, le vendite per autotrazione risultano inferiori di circa il 18%, con un calo solo parzialmente compensato dal rimbalzo osservato nel 2021 dopo la fase più acuta della pandemia ([Figura 6.3](#)).

Di particolare interesse è l'evoluzione dei consumi di prodotti petroliferi per il riscaldamento, che mostrano una contrazione ancora più marcata. Nel periodo 2010-2024 la riduzione supera il 45%, riflettendo sia l'effetto di lungo periodo della metanizzazione e della sostituzione tecnologica, sia il progressivo miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici. Negli anni più recenti, una volta esaurito l'effetto di sostituzione nei comuni serviti dalla rete del gas naturale, l'andamento dei consumi per riscaldamento appare meno sensibile alle variabili climatiche, come evidenziato dal confronto con i gradi giorno ([Figura 6.5](#)).

Le benzine rappresentano circa un quarto delle vendite complessive di prodotti petroliferi e oltre il 28% dei consumi per autotrazione. Dopo la forte contrazione registrata nel 2020, le vendite hanno mostrato una ripresa nei due anni successivi, raggiungendo nel 2023 un valore in aumento rispetto al periodo immediatamente precedente; nel 2024 si osserva una lieve flessione, pur

mantenendo livelli superiori a quelli del quinquennio 2015-2019. Tale andamento riflette dinamiche complesse, legate sia alla ripresa della mobilità privata sia all'evoluzione del parco veicolare ([Figure 6.12](#) e [6.13](#)).

All'interno della composizione dei prodotti petroliferi, il GPL continua a rivestire un ruolo non trascurabile e in graduale consolidamento. Nel 2023 le vendite hanno superato il 9% del totale regionale e nel 2024 si registra un ulteriore lieve incremento, in controtendenza rispetto alla dinamica complessiva. Il GPL mantiene una duplice funzione, sia nel settore del riscaldamento nelle aree non metanizzate, sia come carburante per autotrazione, contribuendo in parte alla diversificazione dei consumi energetici nel comparto dei trasporti ([Figure 6.14](#), [6.15](#), [6.16](#) e [6.17](#)).

L'olio combustibile, infine, riveste un ruolo ormai del tutto marginale nel bilancio energetico regionale. Le vendite risultano molto contenute e caratterizzate da forte variabilità annuale, spesso riconducibile a utilizzi specifici e residuali di tipo industriale o impiantistico. Nel 2024 il consumo si colloca su valori minimi storici, confermando il progressivo abbandono di questo vettore ([Figure 6.18](#) e [6.19](#)).

Nel complesso, il quadro che emerge conferma una progressiva riduzione del peso dei prodotti petroliferi nel sistema energetico piemontese. Le dinamiche osservate riflettono cambiamenti strutturali nei comportamenti di consumo, l'evoluzione tecnologica nel settore dei trasporti, le politiche di decarbonizzazione e l'aumento dell'efficienza energetica, elementi destinati a incidere in modo sempre più significativo anche negli anni futuri.

Tabella 6.1 – Vendite di prodotti petroliferi (tutti gli usi) (Dati in ktep)

Prodotti Petroliferi	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Gasolio	2.189	1.902	1.919	1.925	2.009	1.937	1.559	1.686	1.697	1.660	1.594
GPL	255	200	225	223	221	225	214	239	246	242	252
Olio combustibile	115	42	33	20	19	14	10	69	18	18	12
Benzina	887	657	683	610	618	654	511	611	666	734	692
Totale	3.446	2.801	2.861	2.779	2.866	2.830	2.294	2.605	2.627	2.654	2.550

Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati MASE

Tabella 6.2 - Vendite di prodotti petroliferi nelle Province Piemontesi (Dati in ktep)

PROVINCE	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ALESSANDRIA	630	519	614	452	474	536	401	454	467	489	480
ASTI	416	417	397	371	367	177	105	118	117	123	121
BIELLA	106	83	82	87	89	87	76	90	94	99	95
CUNEO	462	315	326	357	388	410	347	375	377	375	350
NOVARA	254	195	200	205	224	232	194	272	228	229	222
TORINO	1.348	1.100	1.076	1.136	1.143	1.188	1.016	1.123	1.164	1.153	1.100
VCO	86	69	68	67	69	85	61	68	76	76	72
VERCELLI	145	103	97	105	112	115	94	105	105	111	110
PIEMONTE	3.446	2.801	2.861	2.779	2.866	2.830	2.294	2.605	2.627	2.654	2.550

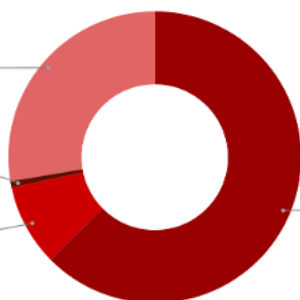
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati MASE

Figura 6.1 - Ripartizione dei prodotti petroliferi in Piemonte

2023

Benzina
27,7%

Olio comb.
0,7%
GPL
9,1%

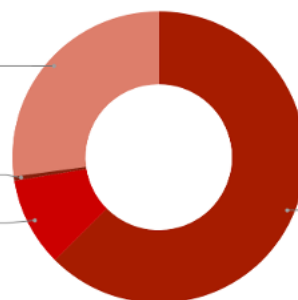


Gasolio
62,5%

2024

Benzina
27,1%

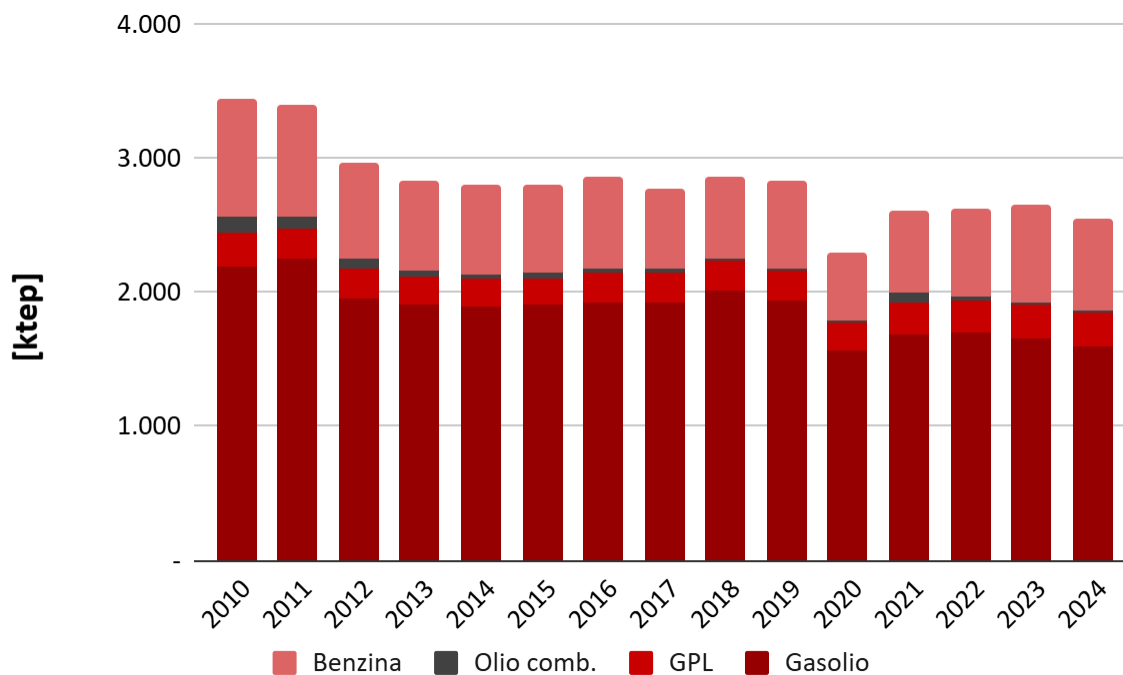
Olio comb.
0,5%
GPL
9,9%



Gasolio
62,5%

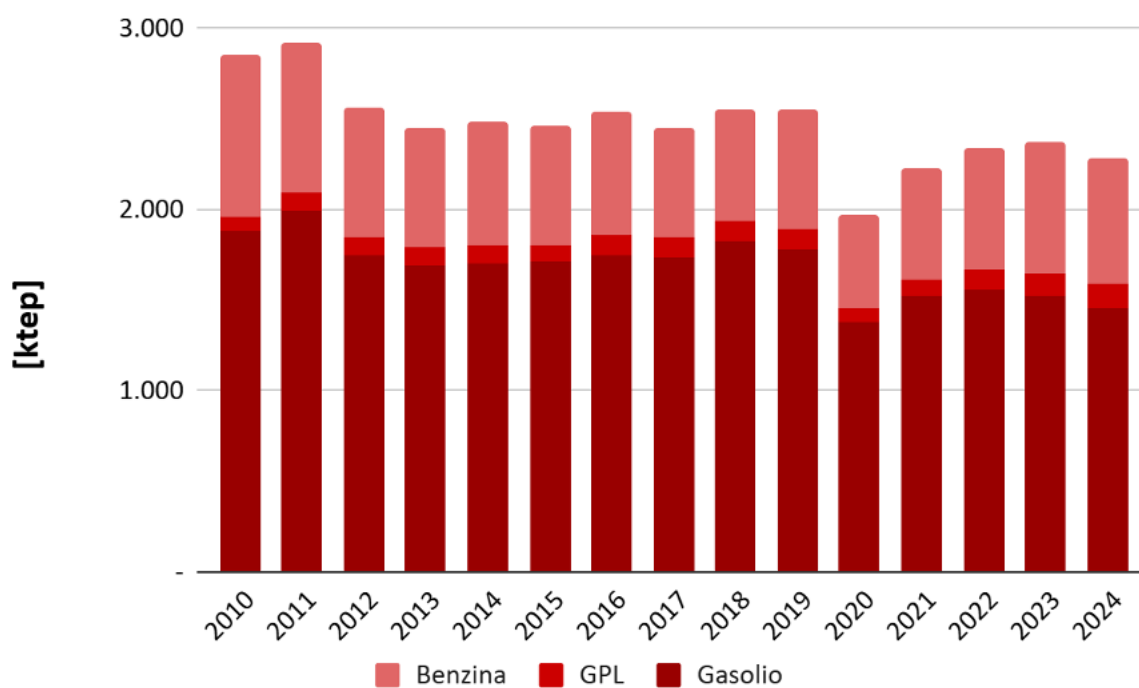
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati MASE

Figura 6.2 - Andamento delle vendite di prodotti petroliferi (tutti gli usi)



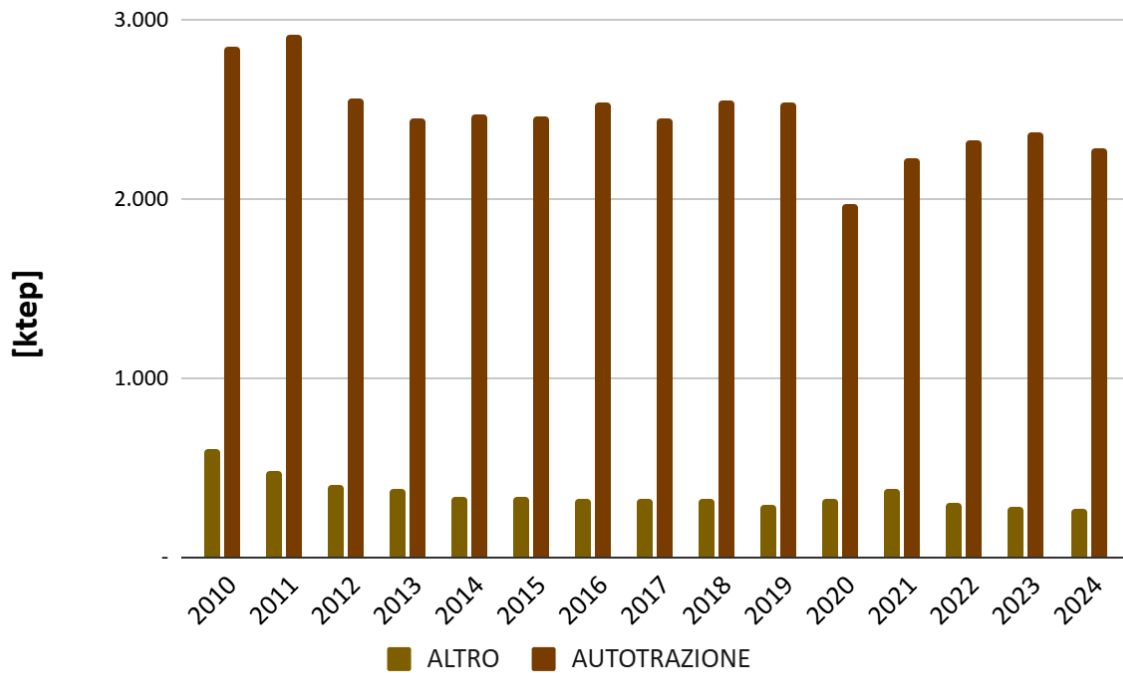
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati MASE

Figura 6.3 - Andamento delle vendite di prodotti petroliferi (autotrazione)



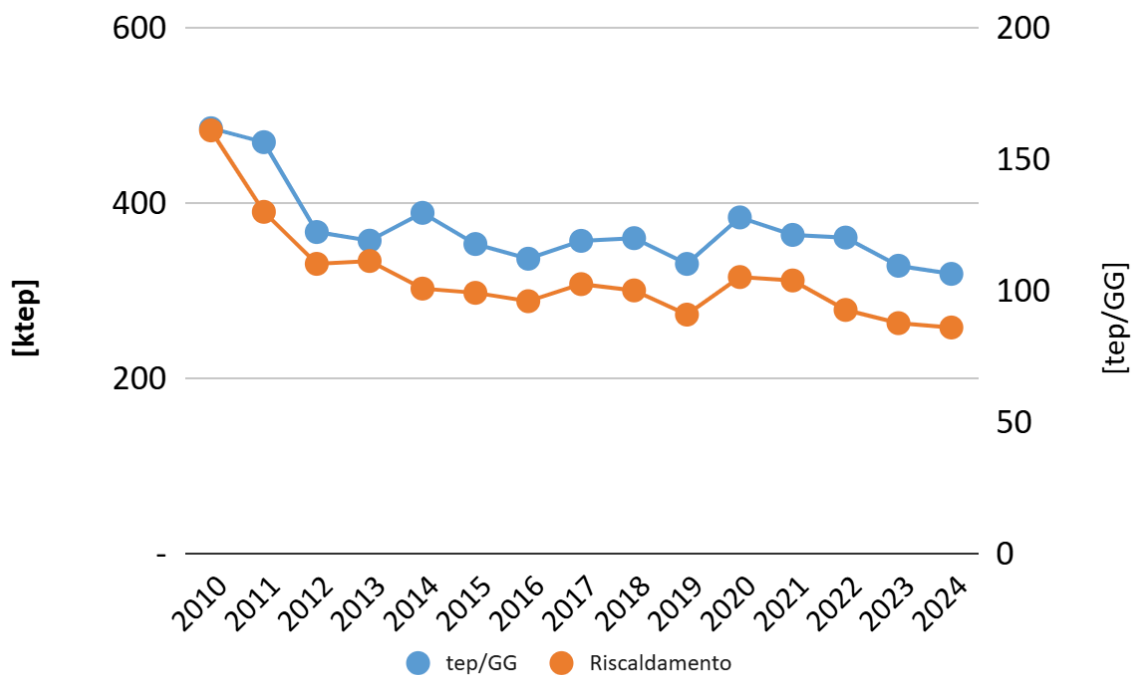
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati MASE

Figura 6.4 - Andamento delle vendite di prodotti petroliferi (Autotrazione e altro)



Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati MASE

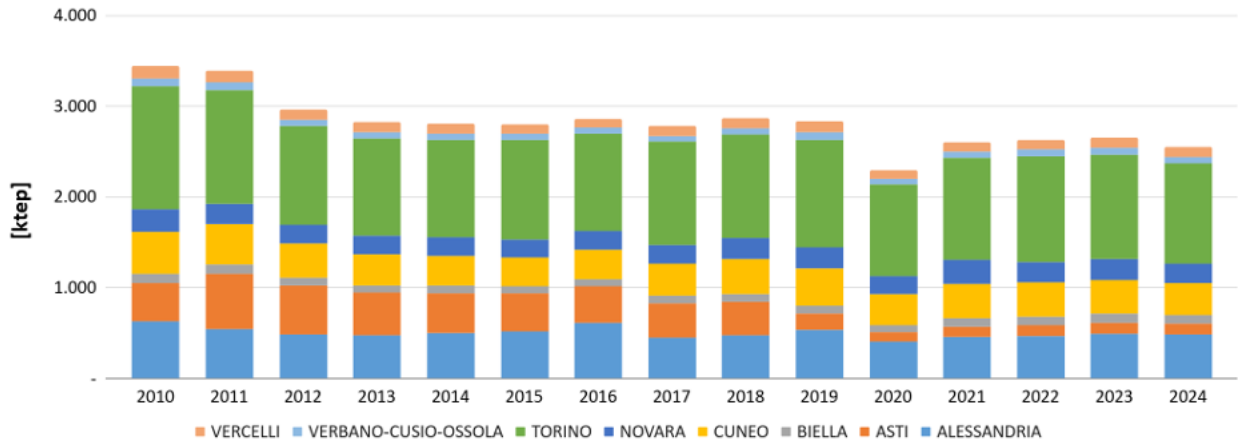
Figura 6.5 - Andamento dei consumi dei prodotti petroliferi per riscaldamento e gradi giorno



Elaborazione Regione Piemonte su dati MASE ed ARPA

Fonte:

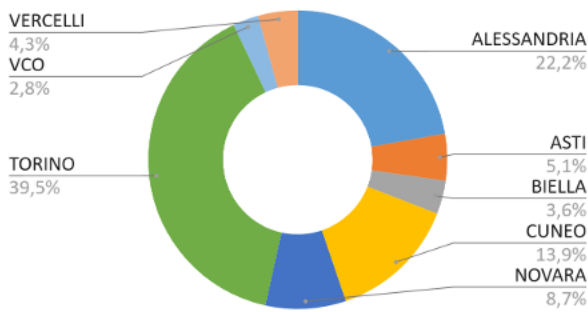
Figura 6.6 - Andamento delle vendite di prodotti petroliferi nelle Province Piemontesi



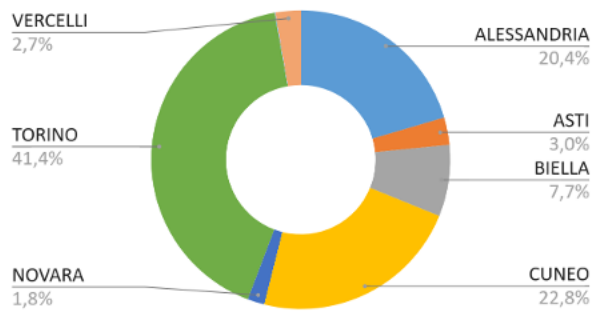
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati MASE

Figura 6.7 - Vendite di gasolio in Piemonte per tipologia di utilizzo e Province nel 2024

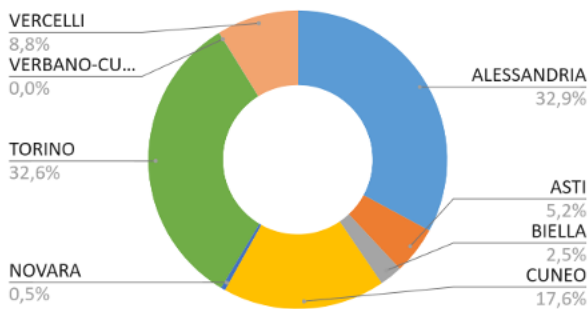
Vendite di gasolio per autotrazione



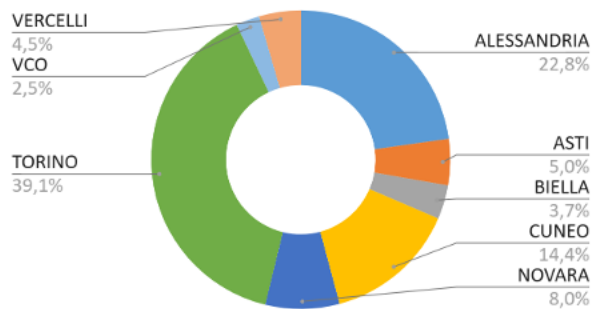
Vendite di gasolio per riscaldamento



Vendite di gasolio agricolo

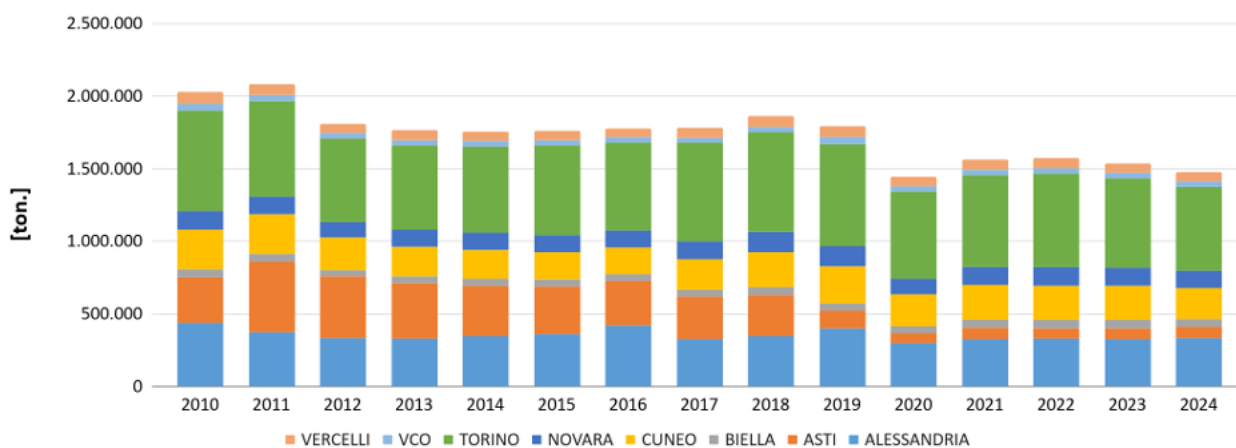


Vendite di gasolio complessive



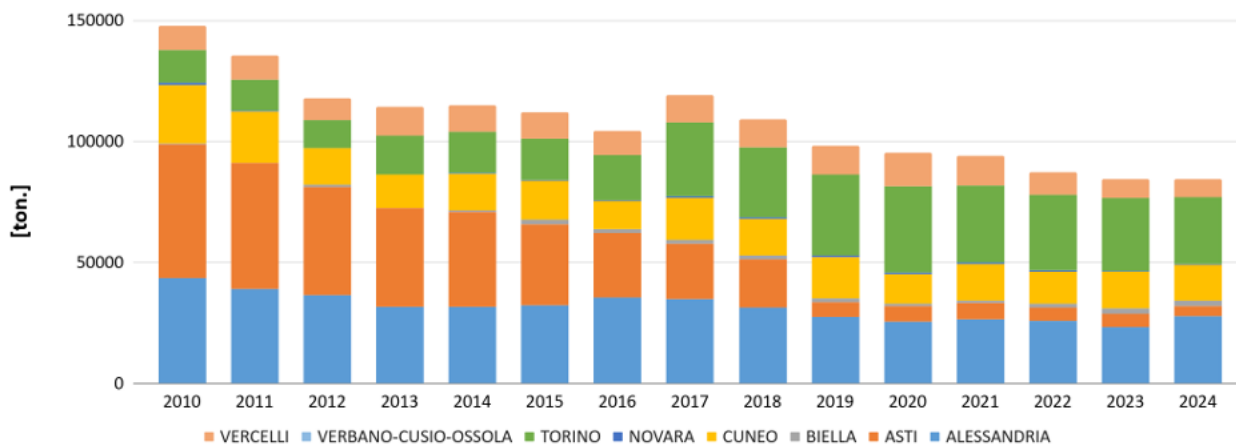
Fonte: MASE

Figura 6.8 - Vendite complessive di gasolio nelle Province Piemontesi



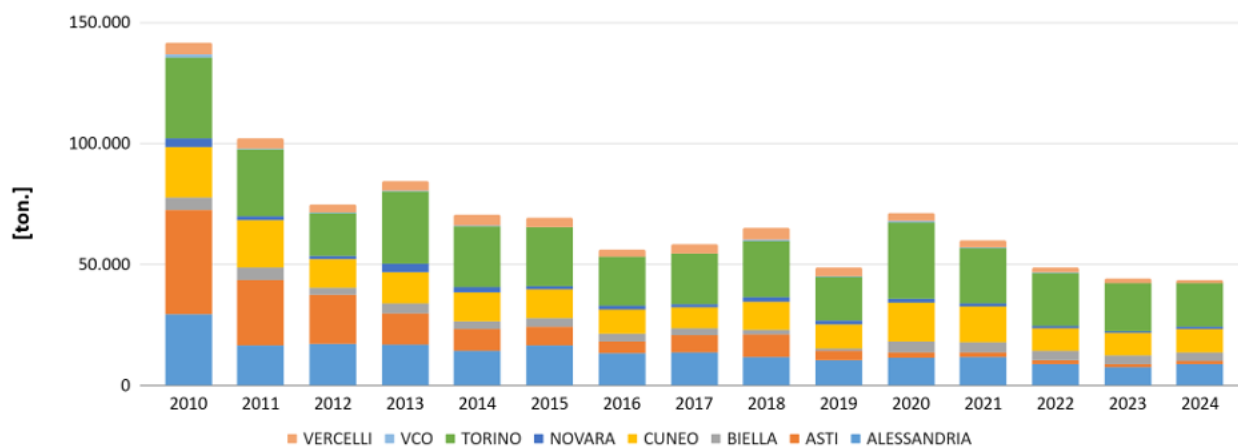
Fonte: MASE

Figura 6.9 - Vendite di gasolio per uso agricolo nelle Province Piemontesi



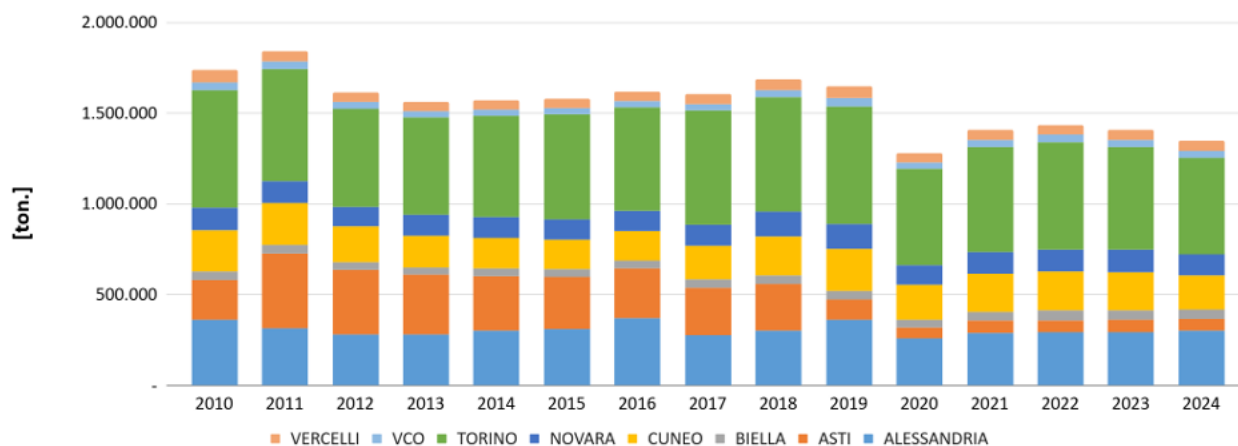
Fonte: MASE

Figura 6.10 - Vendite di gasolio per uso riscaldamento nelle Province Piemontesi



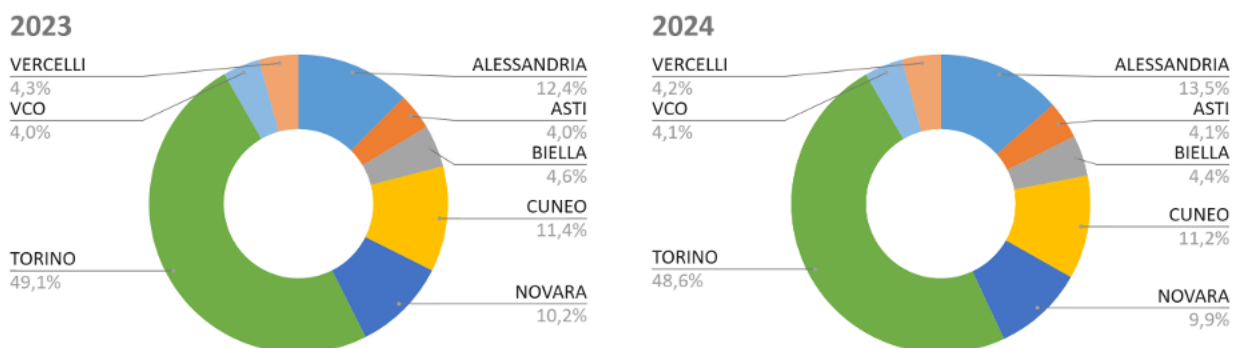
Fonte: MASE

Figura 6.11 - Vendite di gasolio per uso autotrazione nelle Province Piemontesi



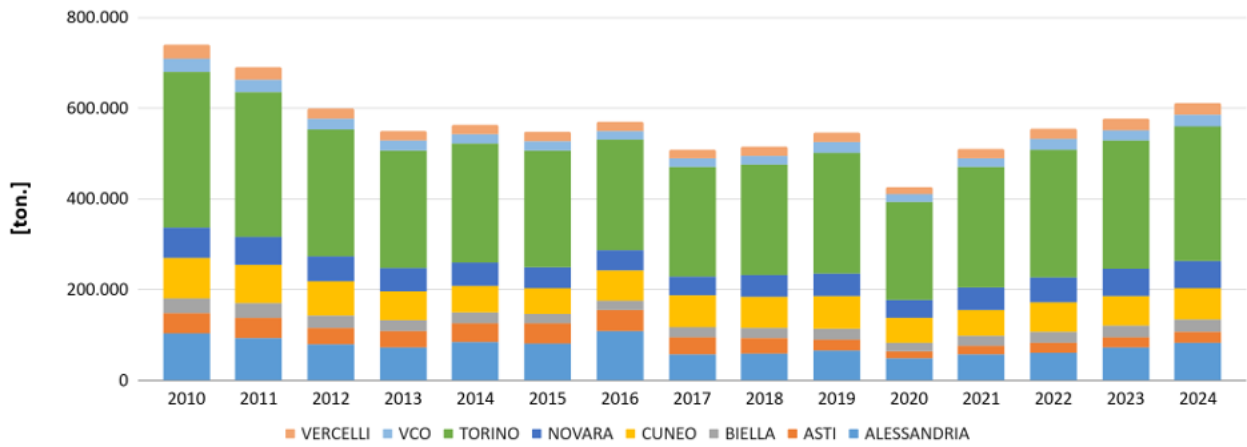
Fonte: MASE

Figura 6.12 - Vendite di benzina in Piemonte per Provincia



Fonte: MASE

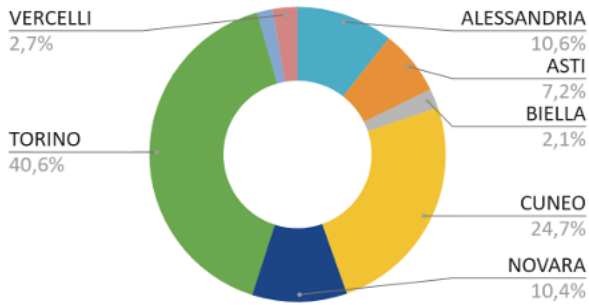
Figura 6.13 - Andamento delle vendite di benzina in Piemonte per Provincia



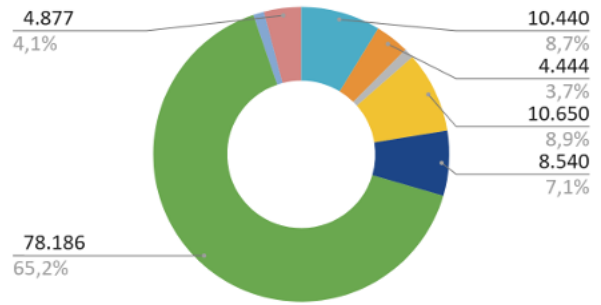
Fonte: MASE

Figura 6.14 - Vendite di GPL nel 2024. Ripartizione per Provincia nei diversi usi

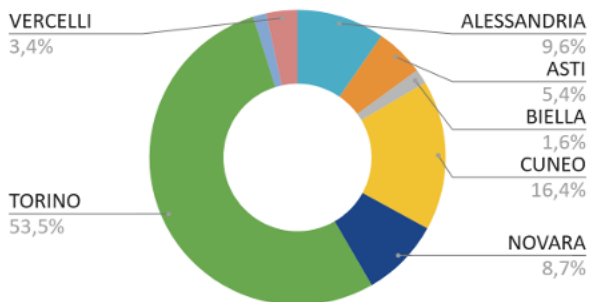
Vendite di GPL riscaldamento



Vendite di GPL trasporti

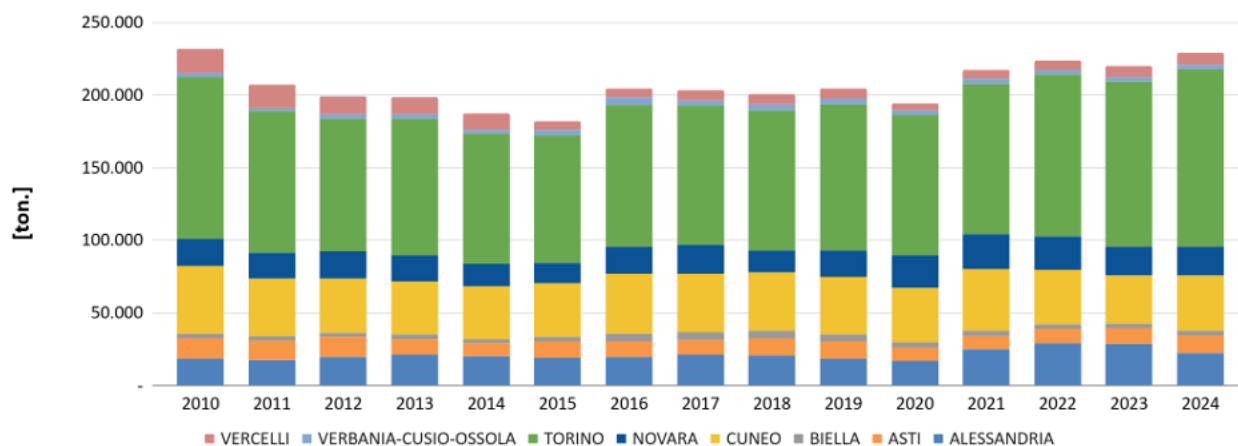


Vendite di GPL totali



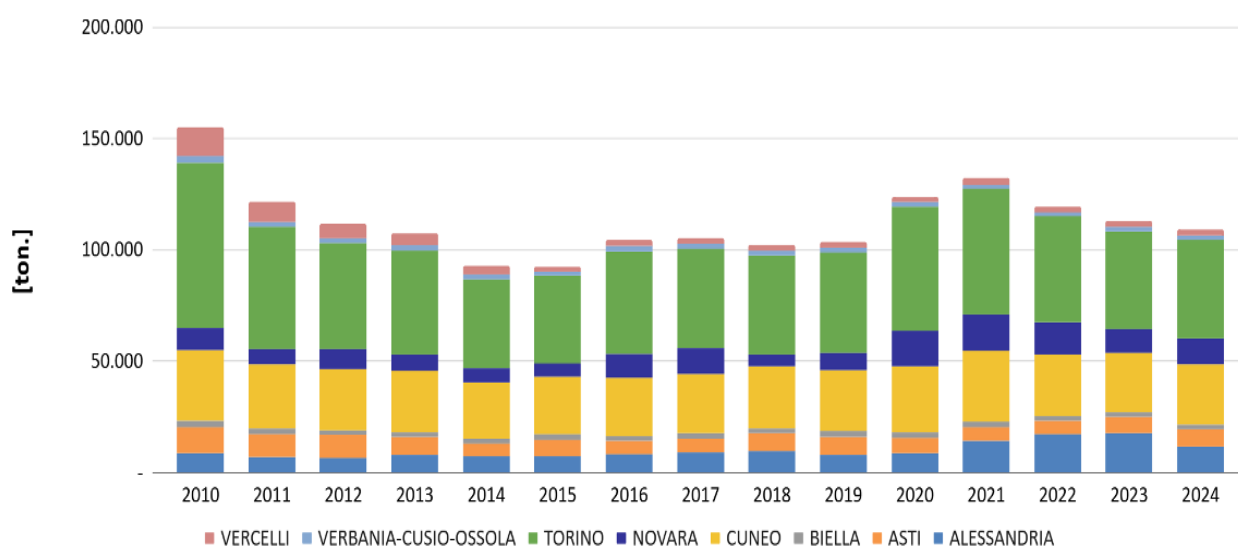
Fonte: MASE

Figura 6.15 - Andamento delle vendite complessive di GPL



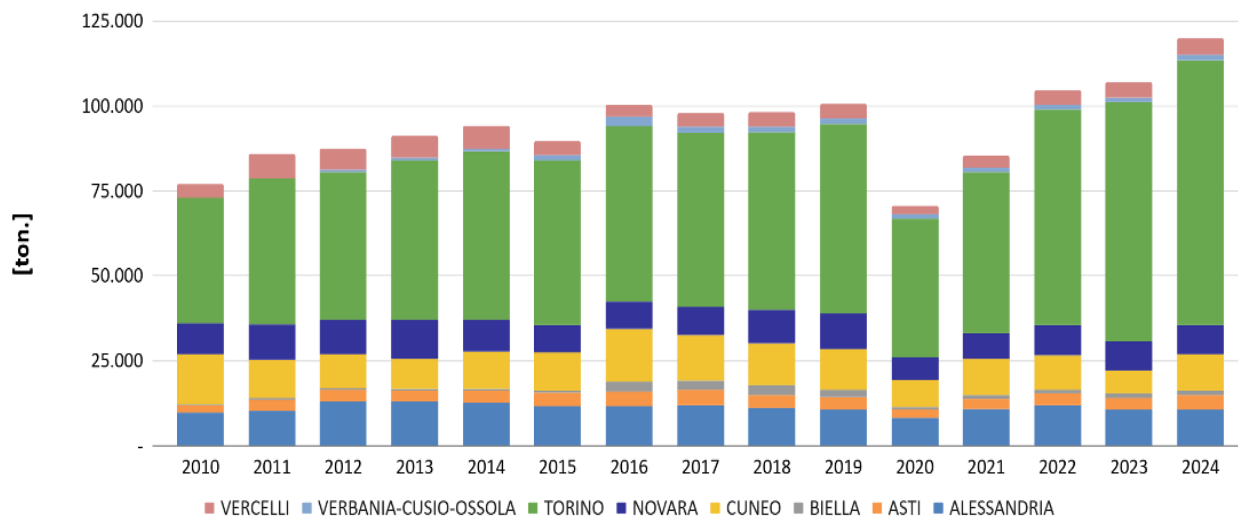
Fonte: MASE

Figura 6.16 - Andamento delle vendite di GPL per uso riscaldamento



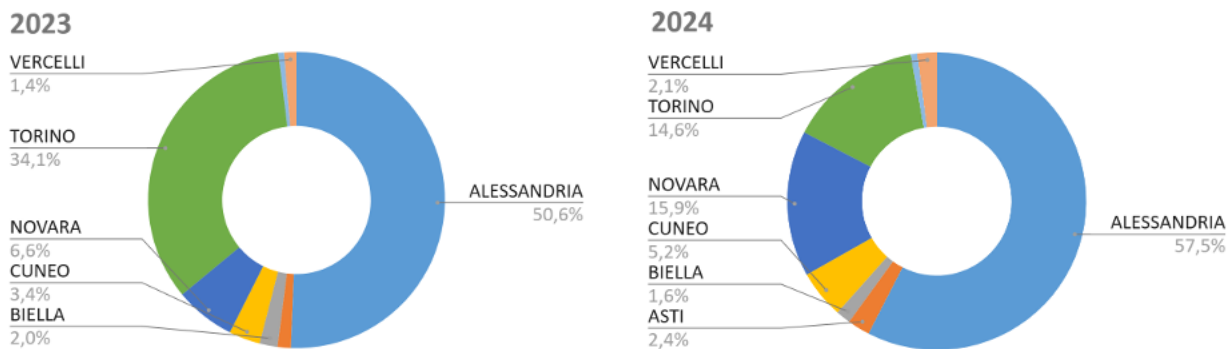
Fonte: MASE

Figura 6.17 - Andamento delle vendite di GPL per uso autotrazione



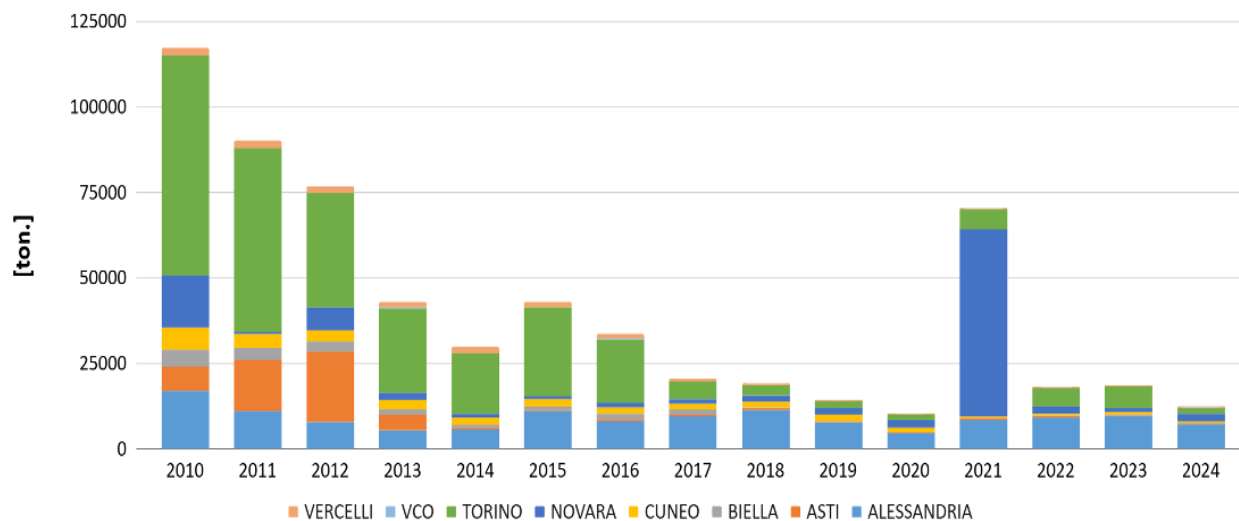
Fonte: MASE

Figura 6.18 - Ripartizione delle vendite di olio combustibile nelle Province Piemontesi



Fonte: MASE

Figura 6.19 - Andamento delle vendite di olio combustibile nelle Province Piemontesi



Fonte: MASE



7

CONSUMI DI GAS NATURALE

I dati di consumo di gas naturale presentati in questo capitolo derivano da una capillare e articolata attività di raccolta svolta annualmente presso tutti i distributori operanti sul territorio regionale e presso la società nazionale di trasporto (SNAM). Tale sistema informativo consente di ricostruire con elevato grado di affidabilità l'evoluzione dei consumi complessivi e la loro articolazione territoriale e settoriale, permettendo analisi di medio periodo particolarmente significative.

Nel periodo 2020-2024 emerge con chiarezza una tendenza strutturale alla riduzione dei consumi regionali di gas naturale. Dopo il forte rimbalzo del 2021, legato alla ripresa post-pandemica, i consumi hanno registrato tre anni consecutivi di contrazione marcata, toccando nel 2024 il minimo storico di 6,5 miliardi di metri cubi. Nel confronto con il 2020 la riduzione complessiva supera il 15%, evidenziando un cambiamento strutturale nei modelli di utilizzo del gas ([Tabella 7.1](#), [Figura 7.1](#)).

La diminuzione dei consumi interessa la quasi totalità delle province piemontesi. La Città metropolitana di Torino, che da sola concentra circa la metà del consumo regionale, passa dai 3,9 miliardi di metri cubi del 2020 a poco più di 3,1 miliardi nel 2024, con una contrazione particolarmente rilevante nel comparto termoelettrico. Analoghi andamenti, seppure su scale dimensionali diverse, si riscontrano nelle province di Alessandria, Cuneo e Novara. Fa eccezione la provincia di Vercelli, caratterizzata da una maggiore volatilità dei consumi, in larga parte riconducibile alla presenza di impianti di produzione elettrica ([Tabelle 7.1, 7.2 e 7.3](#), [Figure 7.2 e 7.3](#)).

Dal punto di vista settoriale, la produzione termoelettrica continua a rappresentare la quota principale dei consumi regionali, pur mostrando una riduzione molto marcata: dai 3,2 miliardi di metri cubi del 2018 si scende a circa 2,4 miliardi nel 2024, con un calo superiore al 25%. Tale dinamica riflette sia la minore produzione elettrica da gas sia il crescente contributo delle fonti rinnovabili e, più in generale, una diversa allocazione del mix di generazione ([Tabella 7.2](#) e [Figure 7.3, 7.4 e 7.5](#)).

Anche gli usi finali mostrano una contrazione significativa, sebbene più graduale. Il settore industriale, che rimane il principale utilizzatore finale, scende sotto i 2 miliardi di metri cubi nel 2023, con una lieve ripresa nel 2024, ma su livelli comunque inferiori rispetto al periodo pre-crisi energetica. Il settore domestico evidenzia una riduzione particolarmente accentuata nel biennio 2022-2023, legata sia a condizioni climatiche favorevoli sia agli effetti dei prezzi elevati dell'energia e alle politiche di contenimento dei consumi; nel 2024 si osserva un parziale recupero, pur restando ben al di sotto dei valori del 2018-2019. Il terziario segue una dinamica analoga, mentre il consumo nel settore dei trasporti rimane marginale ([Figure 7.4 e 7.5](#)).

Nel complesso, il quadro che emerge è quello di un sistema energetico regionale in fase di transizione, caratterizzato da una progressiva riduzione del consumo di gas naturale. Le dinamiche osservate nel periodo più recente suggeriscono che, al di là delle fluttuazioni congiunturali, siano in atto trasformazioni strutturali legate all'efficienza energetica,

all'elettrificazione dei consumi e alla crescente diffusione delle fonti rinnovabili, con effetti destinati a consolidarsi anche nel medio periodo.

Tabella 7.1 - Consumo di gas naturale totale (Dati in MSm3)

Province	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ALESSANDRIA	799	696	702	698	704	688	676	742	672	596	616
ASTI	249	208	213	215	212	207	202	222	208	182	189
BIELLA	181	188	180	161	163	158	146	175	160	165	166
CUNEO	1.181	1.020	1.062	1.092	1.096	1.036	965	1.051	952	905	925
NOVARA	699	623	663	714	716	702	701	676	617	576	594
TORINO	4.319	3.465	3.779	4.177	4.097	4.044	3.893	4.173	3.758	3.322	3.159
VERBANIA	260	185	196	199	198	197	187	207	182	172	181
VERCELLI	751	695	780	1.102	946	1.053	935	1.096	768	819	707
TOTALE	8.439	7.079	7.575	8.358	8.131	8.085	7.704	8.341	7.317	6.737	6.535

Fonte: SNAM

Tabella 7.2 - Consumo di gas naturale per produzione termoelettrica (Dati in MSm3)

Province	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ALESSANDRIA	66	70	70	66	80	78	81	83	82	75	73
ASTI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0
BIELLA	8	0	0	0	0	0	0	0	10	0,0	0
CUNEO	393	359	323	188	199	209	202	212	218	201	156
NOVARA	16	158	130	167	165	154	151	131	151	155	151
TORINO	1.716	1.438	1.727	2.116	2.068	2.118	2.029	2.166	2.040	1.709	1.494
VERBANIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VERCELLI	467	491	563	863	719	833	721	871	580	645	538
TOTALE	2.667	2.516	2.812	3.400	3.230	3.391	3.184	3.463	3.082	2.784	2.411

Fonte: SNAM

Tabella 7.3 - Consumo di gas naturale negli usi finali (Dati in MSm3)

USI FINALI	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ALESSANDRIA	733	626	632	632	624	611	595	659	590	521	543
ASTI	249	208	213	215	212	207	202	222	208	182	189
BIELLA	173	188	180	161	163	158	146	175	150	165	166
CUNEO	788	661	739	905	897	827	762	839	734	705	769
NOVARA	683	465	533	547	552	548	549	546	466	421	443
TORINO	2.603	2.027	2.052	2.061	2.029	1.927	1.865	2.007	1.717	1.614	1.665
VERBANIA	260	185	196	199	198	197	187	207	182	172	181
VERCELLI	283	204	217	239	227	220	214	224	188	174	169
TOTALE	5.772	4.563	4.763	4.958	4.902	4.694	4.520	4.878	4.235	3.953	4.124

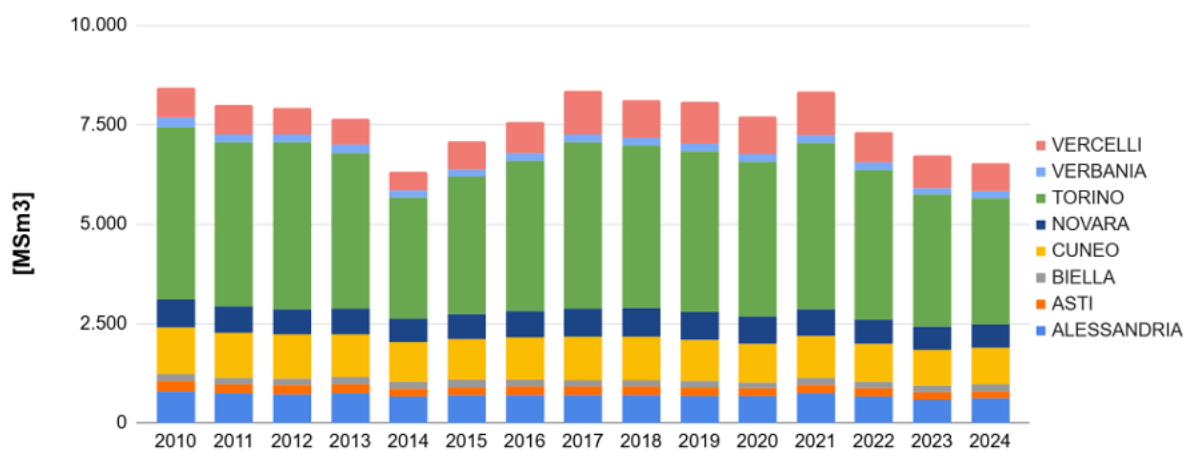
Fonte: SNAM

Tabella 7.4 - Consumo di gas naturale. Ripartizione per settori di impiego (Dati in MSm3)

Ripartizione per settori	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Domestico	1.953	1.849	1.818	1.899	1.616	1.462	1.520
Terziario	641	615	606	705	615	559	573
Industria	2.284	2.207	2.079	2.248	1.992	1.918	2.017
Trasporto	24	22	17	27	12	14	15
Termoelettrico	3.230	3.391	3.184	3.463	3.082	2.784	2.411
Totale	8.131	8.085	7.704	8.341	7.317	6.737	6.535

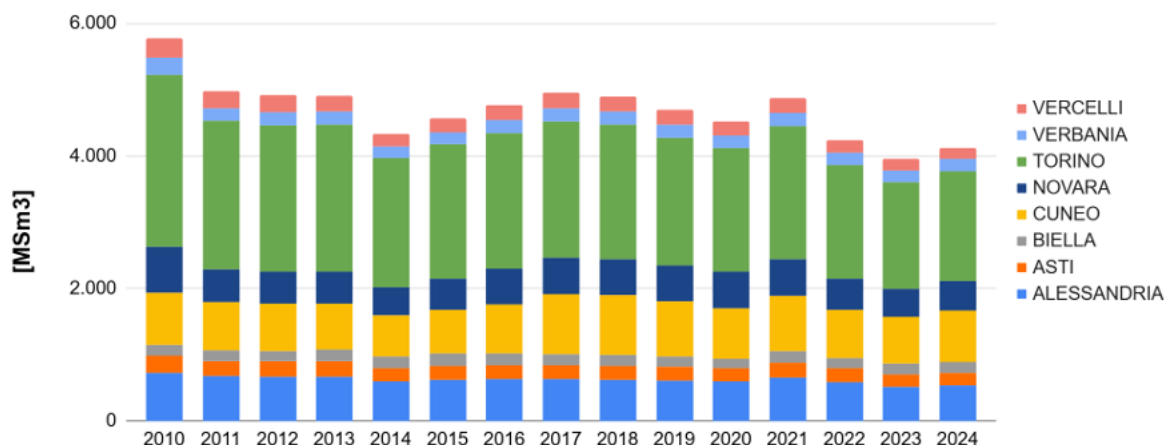
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati SNAM e distributori di gas

Figura 7.1 - Consumo di gas naturale totale per provincia (Dati in MSm3)



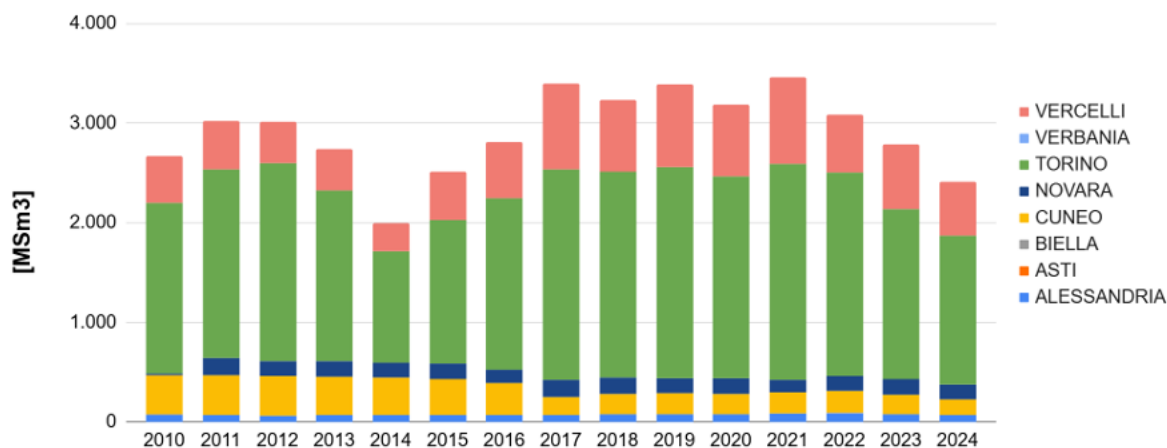
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati SNAM

Figura 7.2 - Consumo di gas naturale per usi finali per provincia (Dati in MSm3)



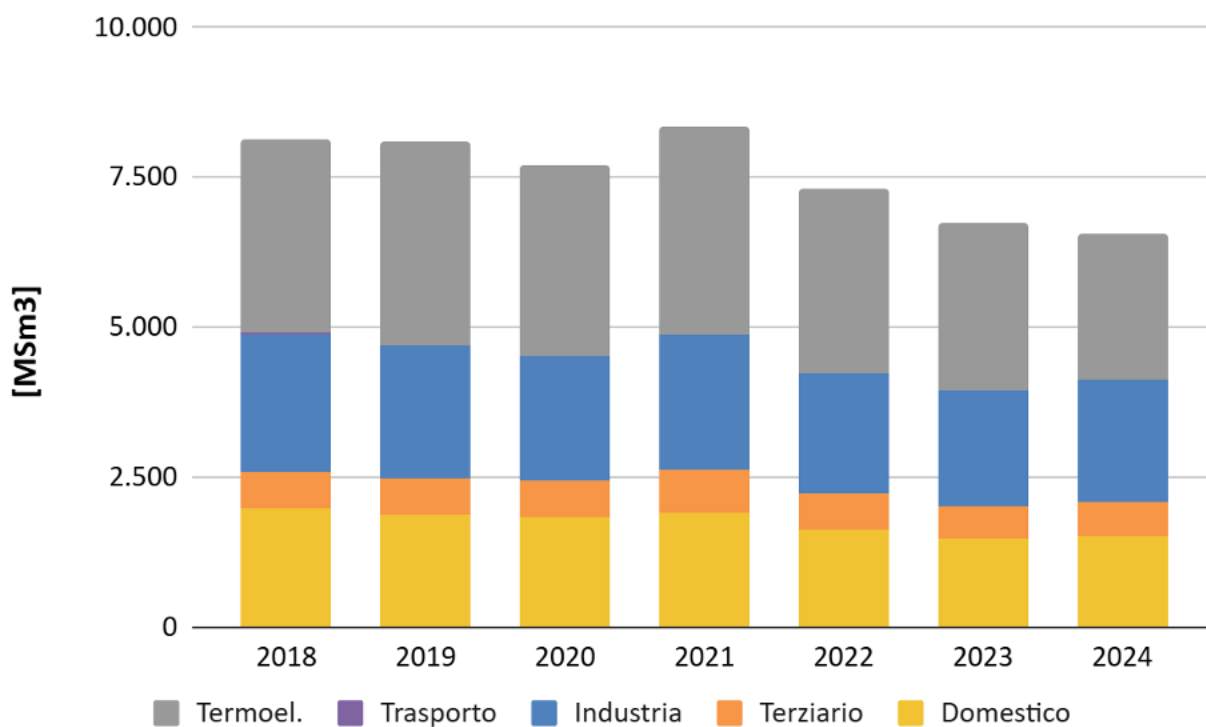
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati SNAM

Figura 7.3 - Consumo di gas naturale per produzione termoelettrica per provincia (Dati in MSm3)



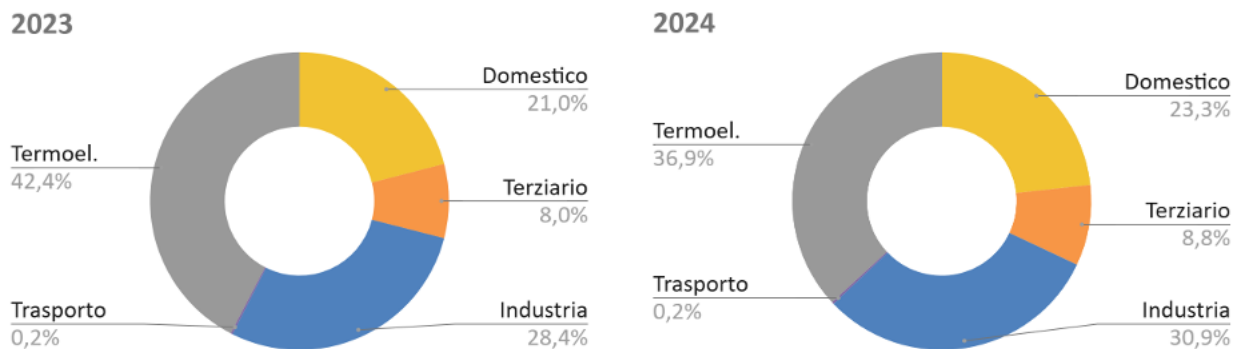
Fonte: Elaborazione Regione Piemonte su dati SNAM.

Figura 7.4 - Consumo di gas naturale ripartito per settori (Dati in MSm3)



Fonte: Elaborazioni Regione Piemonte su dati distributori e SNAM

Figura 7.5 - Ripartizione del consumo di gas naturale in Piemonte per settore di utilizzo



Fonte: Elaborazioni Regione Piemonte su dati distributori e SNAM



MONITORAGGIO DEGLI OBIETTIVI DEL PEAR

In questo capitolo si forniscono indicazioni sui tre principali obiettivi prefigurati in linea con la strategia europea sull'energia: aumento del contributo delle rinnovabili ai consumi finali, riduzione dei consumi energetici e riduzione delle emissioni climalteranti.

8.1 LE FONTI RINNOVABILI

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al consumo finale lordo regionale continua a mostrare una tendenza complessivamente positiva, raggiungendo nel 2023 un valore pari al 20%. Nel corso dell'ultimo decennio l'aumento medio annuo si è attestato intorno allo 0,4%, evidenziando una crescita costante ma moderata. Tale andamento, pur confermando la progressiva diffusione delle rinnovabili nel sistema energetico piemontese, risulta tuttavia insufficiente per il pieno conseguimento degli obiettivi fissati dalla strategia europea "Fit for 55" al 2030, che prevede un contributo delle rinnovabili al consumo finale lordo significativamente più elevato, pari ad almeno il 42,5%.

Negli anni più recenti, inoltre, la dinamica di crescita delle FER appare meno pronunciata rispetto alla fase precedente, segnalando una possibile fase di rallentamento che interessa in particolare alcuni comparti tecnologici e applicativi. Questo fenomeno può essere ricondotto a una pluralità di fattori, tra cui il progressivo esaurimento delle opportunità di sviluppo più facilmente accessibili, una generalizzata minore produzione idraulica, le criticità autorizzative e territoriali, nonché le incertezze legate all'evoluzione del quadro normativo e degli incentivi. Su alcune di queste variabili i dati preliminari del 2024 sembrano lasciar ipotizzare qualche segnale positivo.

Con riferimento agli obiettivi delineati dal PEAR per il 2030, il divario complessivo da colmare ammonta a 564 ktep, di cui circa 265 ktep attribuibili alle fonti rinnovabili elettriche e 299 ktep alle rinnovabili termiche ([Tabella 8.1](#) e [Figura 8.1](#)). Considerando l'orizzonte temporale residuo, ciò implicherebbe un incremento medio annuo di circa 81 ktep, un valore superiore alla crescita osservata negli ultimi anni ma comunque potenzialmente raggiungibile, soprattutto alla luce delle prospettive di sviluppo delle rinnovabili elettriche, in particolare del fotovoltaico.

In termini relativi, ossia in rapporto all'andamento del consumo finale lordo, il raggiungimento dell'obiettivo del 27,5% fissato dal PEAR presuppone una crescita delle FER accompagnata da una contestuale riduzione dei consumi energetici complessivi. In questo scenario, la percentuale obiettivo appare tecnicamente conseguibile, qualora vengano mantenute e rafforzate le attuali politiche di sostegno e accelerazione degli investimenti.

Va tuttavia sottolineato come il quadro di riferimento sia mutato in modo sostanziale a seguito dell'aggiornamento della politica energetica europea. La strategia "Fit for 55" introduce infatti un obiettivo al 2030 decisamente più ambizioso, che si colloca in un intervallo compreso tra il 42,5% e il 45% di contributo delle rinnovabili al consumo finale lordo ([Figura 8.2](#)). Tale revisione rende necessario un aggiornamento delle analisi e delle traiettorie previste dal PEAR, anche alla luce

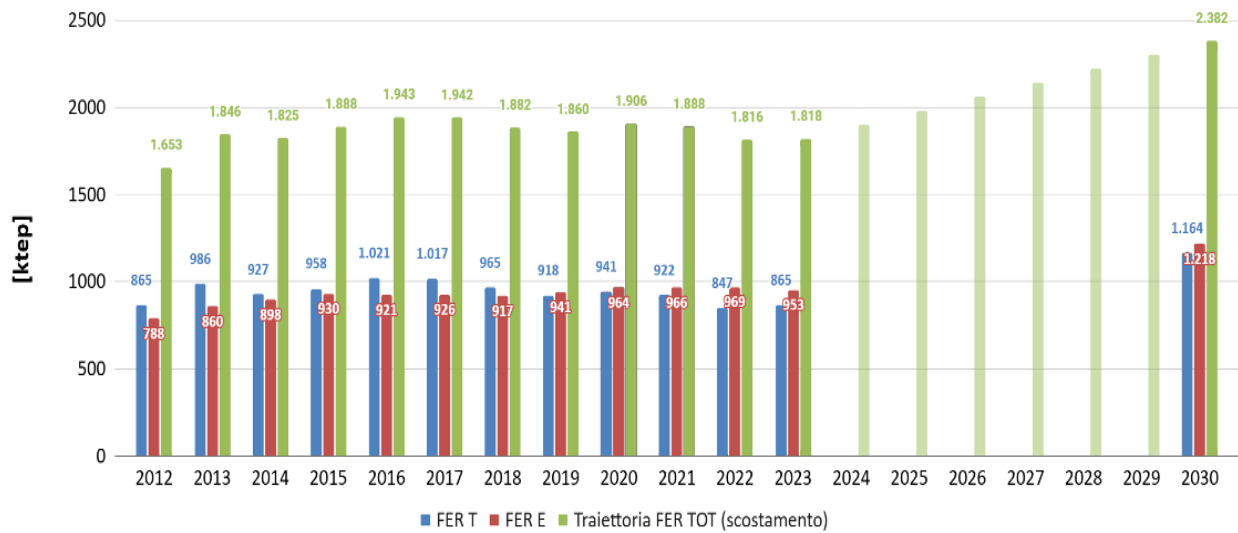
delle future indicazioni ministeriali e dei nuovi strumenti di pianificazione nazionale, al fine di garantire la coerenza tra gli obiettivi regionali e quelli europei.

Tabella 8.1 - Andamento delle FER e obiettivi al 2030

Obiettivi proposta PEAR	2012	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030*
FER T	865	958	1.021	1.017	965	918	941	922	847	865	1.164*
FER E	788	930	921	926	917	941	964	966	969	953	1.218*
FER TOT	1.653	1.888	1.943	1.942	1.882	1.860	1.906	1.888	1.816	1.818	2.382*

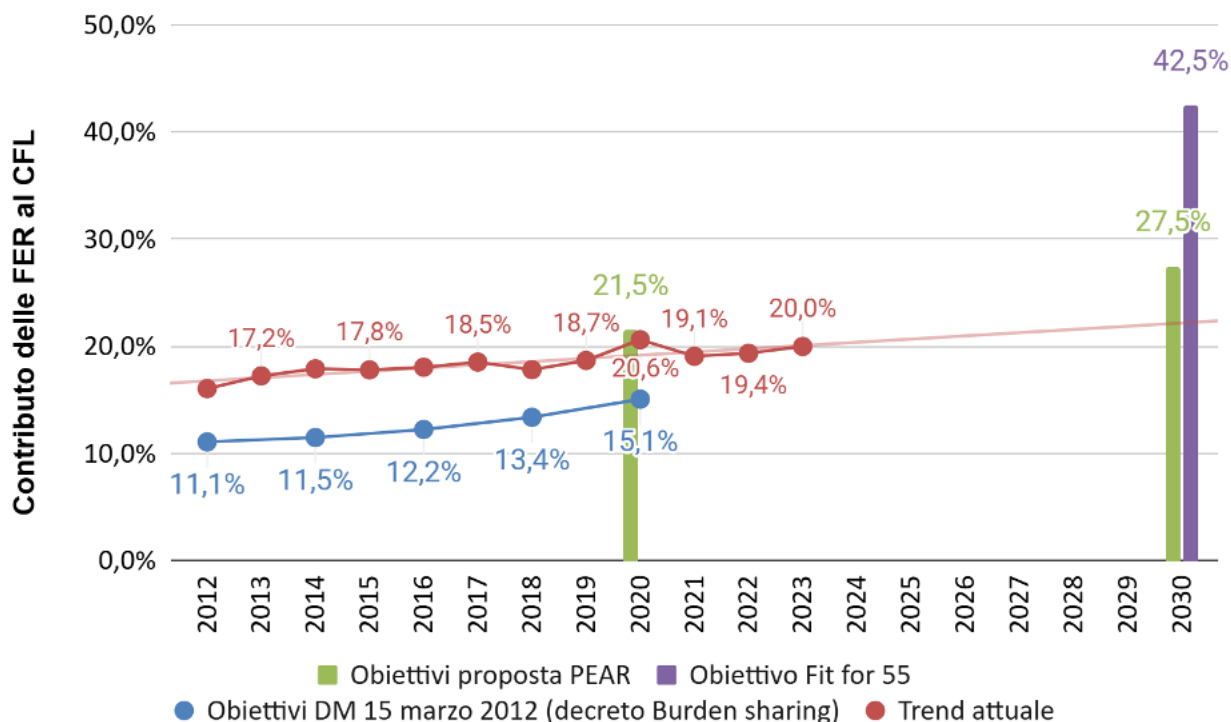
Fonte: GSE e Regione Piemonte (obiettivo*)

Figura 8.1 – Confronto con gli obiettivi del PEAR. Fonti Energetiche Rinnovabili



Fonte: Regione Piemonte

Figura 8.2 – Confronto tra diversi obiettivi sulle rinnovabili. Fonti Energetiche Rinnovabili



Fonte: Regione Piemonte

8.2 L'EFFICIENZA ENERGETICA

Dopo la fase di ripresa successiva alla pandemia, nel 2023 i consumi finali lordi (CFL) in Piemonte hanno registrato una nuova e significativa contrazione, scendendo al di sotto dei 9,1 Mtep, un livello inferiore al consumo osservato nel 2020. I dati preliminari disponibili per il 2024 relativi a gas naturale, energia elettrica, calore e prodotti petroliferi suggeriscono di ipotizzare un valore di consumi allineato con il 2023, anche se tale stima dovrà essere confermata dai dati definitivi del bilancio energetico regionale. In particolare, nel 2024, come illustrato nei capitoli precedenti, si osserva un consumo finale di gas naturale leggermente superiore a quello dell'anno precedente. Stessa cosa si osserva per l'energia elettrica e il calore derivato, mentre i prodotti petroliferi fanno registrare un calo del 4%. Questi andamenti inducono a ipotizzare che il valore del consumo finale lordo possa stabilizzarsi intorno ai 9 Mtep anche per il 2024.

Nel complesso, il quadro che emerge risulta coerente con le traiettorie definite dal PEAR, che stimava un CFL pari a 9.952 ktep nel 2020 e 8.645 ktep nel 2030. Per conseguire l'obiettivo al 2030 sarà tuttavia necessario consolidare e rendere strutturale il percorso di riduzione attualmente in atto ([Tabella 8.2](#) e [Figura 8.3](#)).

Anche in questo ambito assume particolare rilevanza il quadro europeo delineato dalla strategia "Fit for 55", che prevede una revisione della direttiva sull'efficienza energetica e ribadisce il principio dell'"energy efficiency first", ossia la priorità dell'efficienza energetica nelle politiche di

pianificazione. A livello europeo l'obiettivo è una riduzione del 39% del consumo di energia primaria e del 36% del consumo finale lordo rispetto alle traiettorie di consumo stimate nel 2007.

La declinazione di tali obiettivi a scala regionale non è ancora stata formalmente definita, ma le indicazioni disponibili suggeriscono livelli di consumo non dissimili da quelli già ipotizzati nel PEAR. In particolare, i dati Eurostat relativi all'Italia indicano, per il 2030, valori medi di CFL e CIL rispettivamente inferiori di circa il 15% e il 20,4% rispetto al 2015¹², il che si tradurrebbe per il Piemonte in valori prossimi ai 9 Mtep di CFL e 10 Mtep di CIL.

Ad oggi, l'impatto complessivo degli investimenti pubblici destinati all'efficienza energetica, in particolare nel settore edilizio, non risulta ancora pienamente visibile nei dati aggregati sui consumi. I risparmi più strutturali continuano infatti a concentrarsi nei settori dell'industria e dei trasporti. In questo contesto, il continuo monitoraggio rappresenta un elemento chiave per valutare l'efficacia degli interventi realizzati e per comprendere in che misura le politiche di efficienza energetica siano in grado di incidere in modo duraturo sui consumi regionali.

Tabella 8.2 - Andamento dei consumi interni e finali lordi e obiettivi al 2030

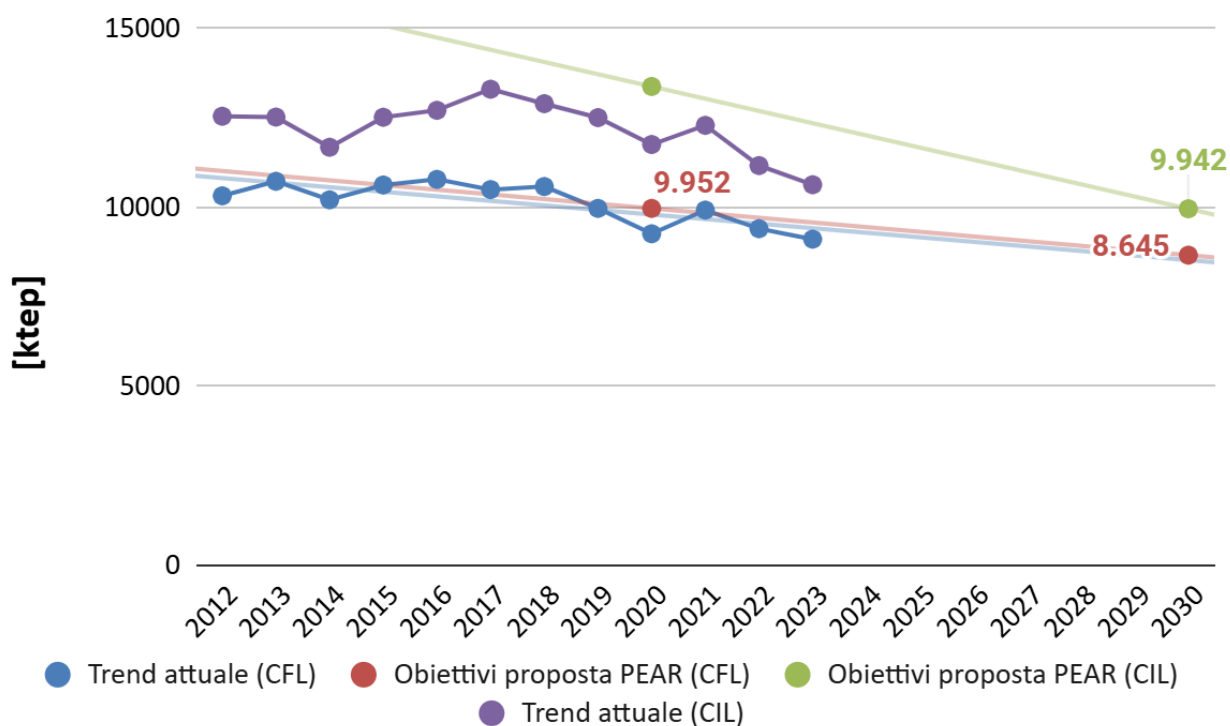
Obiettivi proposta PEAR	2012	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030*
Trend attuale (CFL)	10.303	10.605	10.763	10.478	10.563	9.953	9.244	9.905	9.385	9.093	
Obiettivi proposta PEAR (CFL)							9.952				8.645*
Trend attuale (CIL)	12.527	12.499	12.693	13.282	12.879	12.489	11.738	12.273	11.149	10.613	
Obiettivi proposta PEAR (CIL)							13.359				9.942*

Fonte: ENEA e Regione Piemonte (obiettivo*)

¹²

https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/policy-scenarios-delivering-european-green-deal_en

Figura 8.3 – Monitoraggio degli obiettivi del PEAR. Consumo Finale Lordo e Consumo Interno Lordo



Fonte: Regione Piemonte, ENEA e GSE

8.3 LE EMISSIONI DI CO₂

Nel 2023 le emissioni di CO₂ in Piemonte proseguono il percorso di riduzione già osservato negli anni precedenti, attestandosi su un valore pari a 22,4 milioni di tonnellate¹³ (Tabella 8.3). Tale livello rappresenta il minimo della serie storica considerata e conferma una tendenza strutturale alla diminuzione delle emissioni climalteranti, al di là di effetti congiunturali osservabili in anni specifici. Rispetto al 2022, la riduzione risulta particolarmente significativa e consente di collocare la Regione su una traiettoria compatibile con gli obiettivi di lungo periodo.

Nel 2023 le emissioni erano scese al di sotto della soglia dei 23 Mton, facendo registrare un calo del 6% rispetto all'anno precedente, consolidando il trend discendente degli ultimi anni, che, se

¹³ In linea con quanto descritto nell'allegato 5 del PEAR, la metodologia di calcolo è basata sul principio di responsabilità. Pertanto, per quanto riguarda l'energia elettrica, le emissioni di CO₂ vengono calcolate attribuendone il fattore di emissione specifico regionale fino al raggiungimento della quota di produzione di energia elettrica netta e il fattore di emissione nazionale, depurato dalla produzione regionale per il deficit. In caso di surplus (dal 2017 in poi), le emissioni prodotte localmente vengono decurtate utilizzando il fattore di emissione nazionale desunto dalle statistiche Terna. Il dato è espresso in CO₂ e non in CO₂ equivalente. Come anticipato, precedentemente, i valori di CO₂ sono stati aggiornati rispetto al calcolo presentato nelle edizioni precedenti al fine di allinearli con le indicazioni di EUROSTAT. Le emissioni di CO₂ per la combustione delle bioenergie sono considerate nulle anche per il comparto di generazione elettrica.

mantenuto nel tempo, permetterebbe di raggiungere e stabilizzare l'obiettivo fissato dal PEAR per il 2030. In termini di dinamica annuale, il conseguimento dell'obiettivo regionale richiede una riduzione media delle emissioni di circa il 3% all'anno, mentre l'allineamento agli obiettivi europei più ambiziosi, pari a una riduzione del 55% rispetto ai livelli del 1990, comporterebbe un ritmo di diminuzione più sostenuto, prossimo al 5% annuo ([Figura 8.4](#)).

L'andamento delle emissioni regionali risulta coerente con quanto osservato su scala nazionale ed europea. Utilizzando il 1990 come anno base (indice 100), nel 2022 la riduzione delle emissioni è pari al 29% in Italia, al 34% nell'UE-27 e al 28% in Piemonte ([Figura 8.5](#)). Il dato piemontese si colloca quindi nella media nazionale, confermando come i processi di decarbonizzazione regionali seguano traiettorie analoghe a quelle del contesto di riferimento più ampio.

Dal punto di vista delle emissioni pro capite, il Piemonte registra un valore pari a 5,5 tonnellate per abitante, leggermente superiore sia alla media nazionale (3,9 ton/ab) sia a quella europea (4.6 ton/ab) ([Figura 8.6](#)). Tale differenza è in parte riconducibile alla struttura produttiva regionale e alla presenza di comparti industriali ad alta intensità energetica, così come a condizioni climatiche sicuramente più rigide della media nazionale, ma evidenzia al contempo la necessità di proseguire con decisione le politiche di riduzione delle emissioni.

La lettura integrata dell'andamento delle emissioni di CO₂, dei consumi energetici e della dinamica economica regionale consente di valutare l'evoluzione dei processi di efficienza energetica e di decarbonizzazione del sistema energetico. In questo quadro, l'intensità energetica del PIL rappresenta un indicatore di particolare rilevanza, in quanto misura la quantità di energia necessaria per generare un'unità di prodotto interno lordo e fornisce una sintesi del grado di sostenibilità del sistema economico.

Negli ultimi dieci anni, a livello europeo e nazionale, si osserva una progressiva riduzione dell'intensità energetica del PIL, risultato di una combinazione di fattori strutturali. Tra questi si annoverano i miglioramenti tecnologici, la diffusione di soluzioni più efficienti nei settori industriale, civile e dei trasporti, l'incremento del contributo delle fonti rinnovabili e l'attuazione di politiche mirate alla promozione dell'efficienza energetica. Tali elementi hanno contribuito in modo significativo al disaccoppiamento tra crescita economica e consumi energetici.

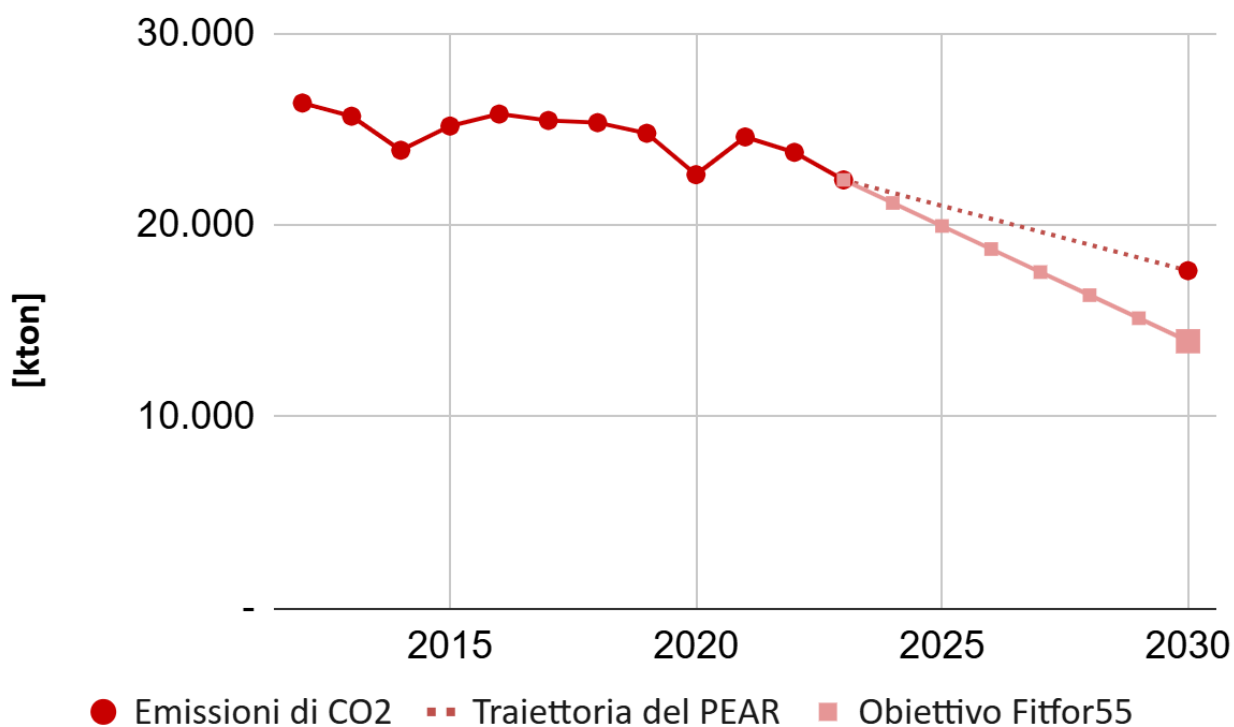
Anche in Piemonte si riscontra una dinamica analoga: il PIL regionale continua a crescere a fronte di consumi energetici in diminuzione, determinando una riduzione tendenziale dell'intensità energetica del PIL. Questo fenomeno risulta particolarmente evidente nel 2022 e trova ulteriore conferma nel 2023, rafforzando l'evidenza di un processo di transizione energetica in corso ([Figura 8.7](#)). Pur in presenza di segnali positivi, il mantenimento di questa traiettoria richiede un impegno costante e il rafforzamento delle politiche strutturali di decarbonizzazione nel medio-lungo periodo.

Tabella 8.3 - Andamento delle emissioni di CO₂ e obiettivi al 2030

	2012	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030
Emissioni di CO ₂	26.399	25.193	25.821	25.486	25.372	24.816	22.653	24.625	23.820	22.379	17.636*

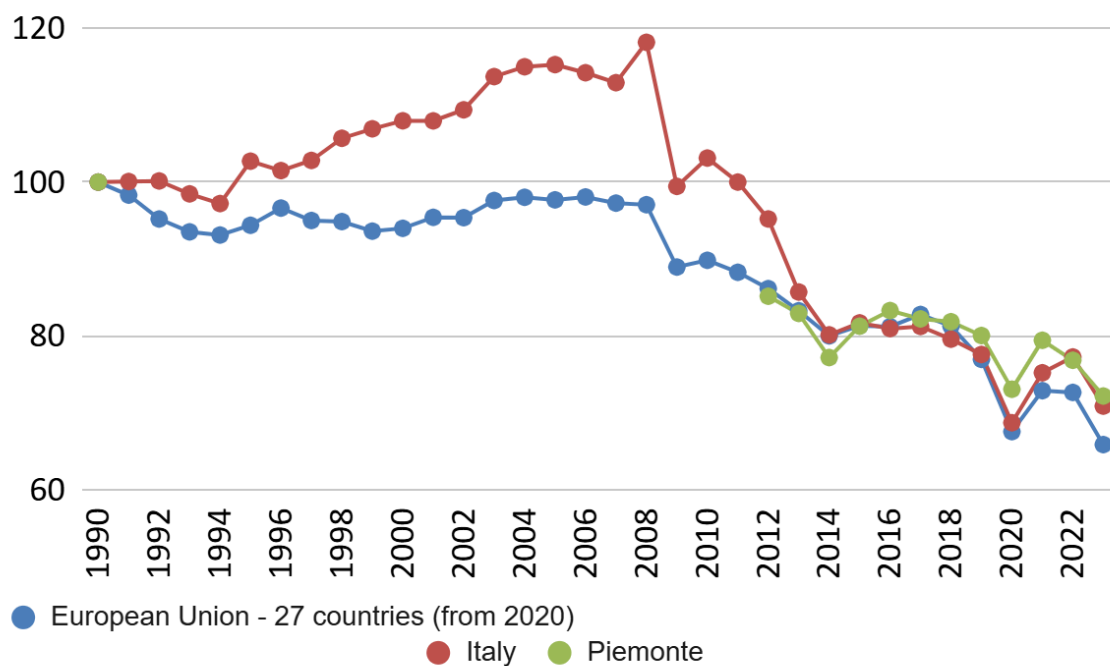
Fonte: Regione Piemonte (obiettivo*)

Figura 8.4 - Monitoraggio degli obiettivi del PEAR. Emissioni di CO₂



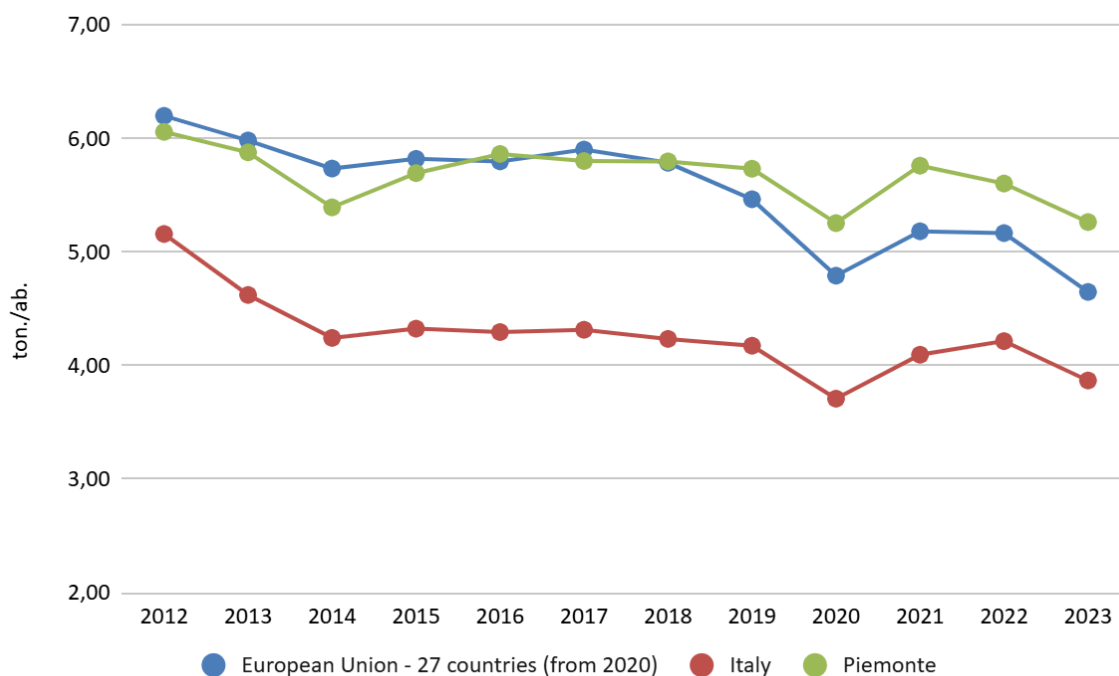
Fonte: Regione Piemonte

Figura 8.5 – Andamento delle emissioni di CO₂. Comparazione con l'Unione Europea e l'Italia



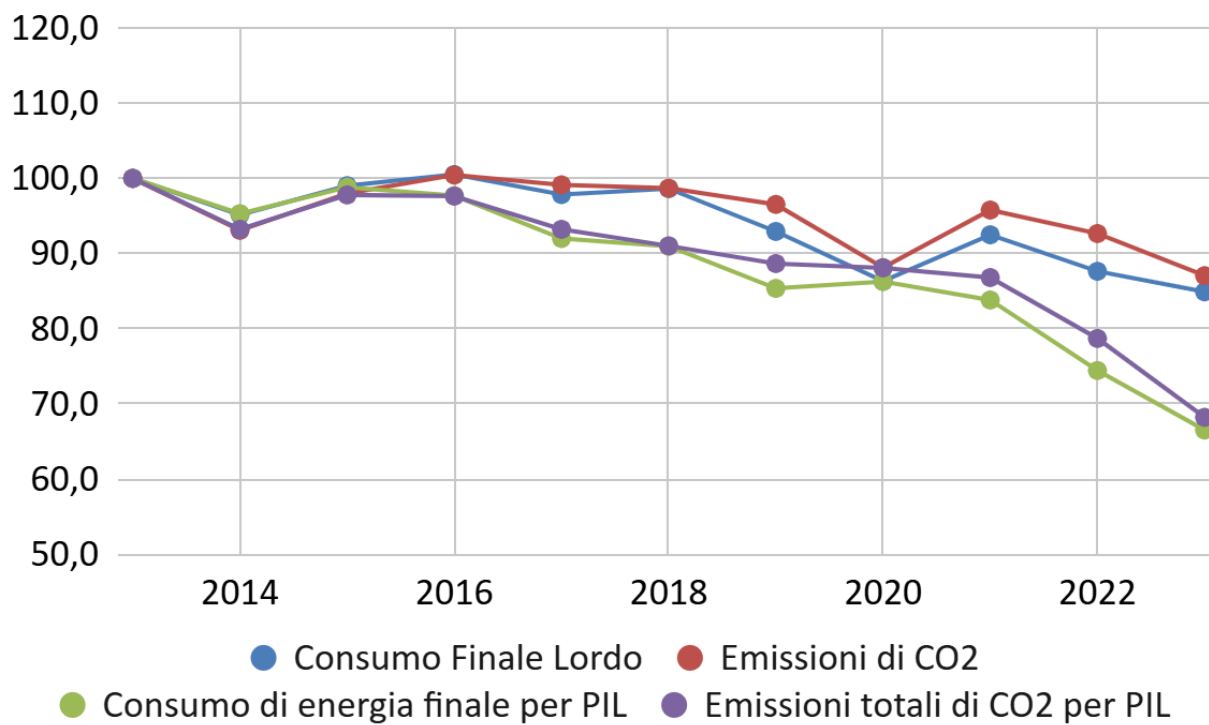
Fonte: Regione Piemonte ed elaborazioni Regione Piemonte su dati Eurostat

Figura 8.6 - Emissioni procapite di CO₂. Comparazione con l'Unione Europea e l'Italia



Fonte: Regione Piemonte ed elaborazioni Regione Piemonte su dati Eurostat e ISTAT

Figura 8.7 - Andamento delle emissioni di CO₂ e dei consumi energetici rispetto al PIL.



Fonte: Regione Piemonte ed elaborazioni Regione Piemonte su dati Eurostat e ISTAT



9

LE COMUNIÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

Una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) è un soggetto giuridico autonomo costituito da persone fisiche, piccole e medie imprese, enti locali e altre organizzazioni che si associano per produrre, condividere e consumare energia elettrica da fonti rinnovabili con benefici ambientali, economici e sociali per i membri e per l'area locale in cui operano. Insieme alle Configurazioni per l'Autoconsumo Collettivo e Comunità Energetiche (CACER), le CER rappresentano una delle principali configurazioni di autoconsumo diffuso previste dal quadro normativo italiano che consente la condivisione di energia rinnovabile tra più utenti.

Il quadro normativo europeo è stato definito dalla Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II) che ha introdotto il concetto di comunità energetica, successivamente recepito in Italia con il Decreto Legislativo 199/2021. Recentemente il Decreto Ministeriale 414/2023 (Decreto CACER) ha disciplinato l'accesso agli incentivi per autoconsumo diffuso e comunità energetiche, definendo criteri, modalità operative e incentivi economici per facilitare la loro diffusione. Il fenomeno delle comunità energetiche è nuovo e in rapida crescita in Italia, grazie anche ai meccanismi di incentivo amministrati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e ai contributi del PNRR che stimolano la realizzazione di impianti per autoconsumo collettivo e condivisione di energia rinnovabile.

La nuova legge regionale del Piemonte sulle energie rinnovabili e l'autoconsumo, approvata all'unanimità nel dicembre 2025, aggiorna e sostituisce la normativa del 2018, consolidando il ruolo delle comunità energetiche rinnovabili e dell'autoconsumo collettivo. Il testo, suddiviso in tredici articoli, incentiva la produzione, lo scambio e l'accumulo di energia pulita, punta a contrastare la povertà energetica e ridurre i consumi di rete, e coinvolge Comuni, cittadini e realtà locali come protagonisti della transizione energetica. Per l'attuazione sono stanziati 1,2 milioni di euro per il biennio 2026–2027, mentre dal 2028 la dotazione sarà definita annualmente con la legge di bilancio regionale.

Il Piemonte si distingue a livello nazionale per numero di CACER ([Tabella 9.1](#)), ma soprattutto per potenza installata e incentivata ([Tabella 9.2](#)), così come indicano le elaborazioni grafiche riportate di seguito ([Figure 9.1, 9.2, 9.3, 9.4, 9.5](#)). In particolare, in Piemonte risulta installata più del 27% di tutta la potenza nazionale. Il tasso di crescita delle installazioni e delle configurazioni in Piemonte è aumentato in modo più che proporzionale rispetto al resto del Paese a partire da Ottobre del 2025. Il primato nazionale acquisito su questo tipo di configurazioni è sicuramente frutto di un insieme di attività di assistenza tecnica e finanziamento complementare alle misure nazionali attuate da numerose istituzioni sul territorio, spesso con il coordinamento regionale.

Rapportando i dati relativi alle CACER (numerosità, potenza e clienti) con il numero di comuni e la popolazione residente, emerge come il Piemonte si distingua rispetto all'Italia e ad altre Regioni, soprattutto per gli indicatori pro capite ([Figura 9.6](#)).

Tabella 9.1 - Numero di CACER in Italia e in Piemonte nel 2025

Ambito		marzo	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
Italia	CER	539	950	1136	1248	1339	1530	1660	1805
Italia	AUC		333	362	373	392	409	422	429
Italia	Altro		319	374	397	420	464	515	545
Italia	Totale		1602	1872	2018	2151	2403	2597	2779
Piemonte	CER	72	116	140	154	172	217	251	288
Piemonte	AUC	47	54	59	60	65	68	71	74
Piemonte	Altro	14	19	22	23	25	26	27	30
Piemonte	Totale	133	189	221	237	262	311	349	392
Piemonte	CACER mese			32	16	25	49	38	43
%CER PIE/ITA			12,21%	12,32%	12,34%	12,85%	14,18%	15,12%	15,96%
%CACER PIE/ITA			11,80%	11,81%	11,74%	12,18%	12,94%	13,44%	14,11%

I mesi antecedenti a giugno, ad eccezione di marzo, non sono disponibili

Fonte: GSE ed elaborazioni Regione Piemonte

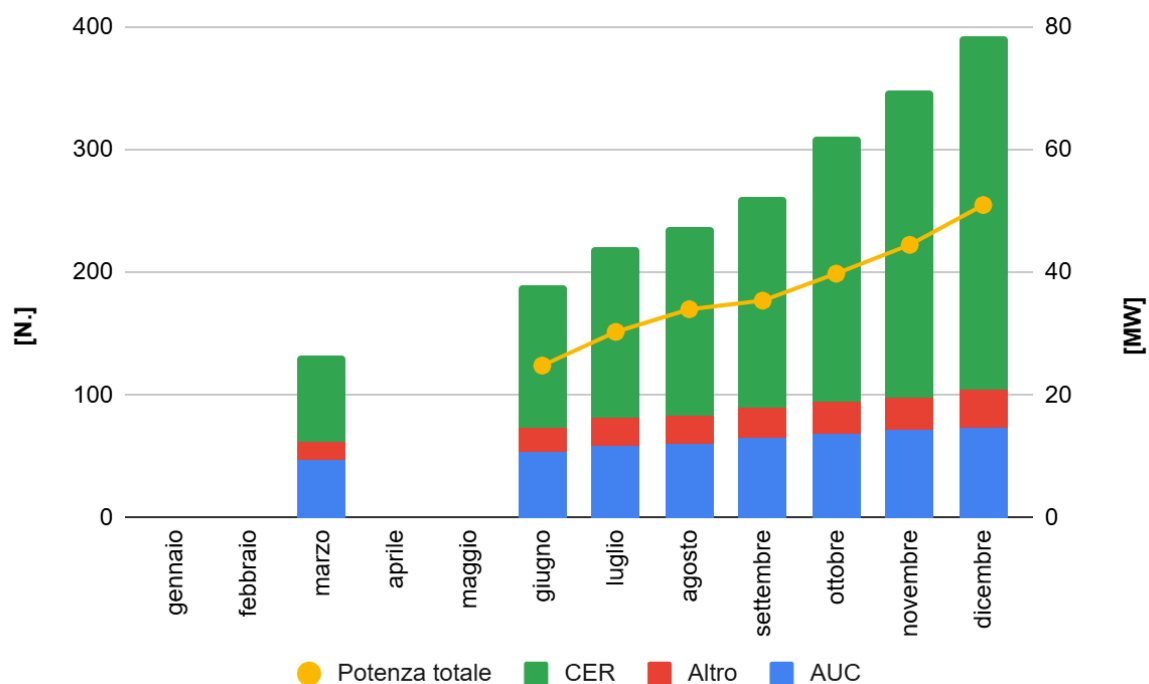
Tabella 9.2 - Potenza installata nelle CACER in Italia e in Piemonte nel 2025 (dati in MW)

Ambito	Potenza (MW)	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
Italia	CER	94,5	114,2	125,5	130,3	142,6	157	174,5
Italia	AUC	7,7	8,8	9,1	9,3	9,7	10,2	10,3
Italia	Altro	49,8	53,4	55,2	55	58,5	61,8	67,2
Italia	Totale	102,2	123	134,6	139,6	152,3	167,2	184,8
Piemonte	CER	23,3	28,7	32,4	33,7	37,9	42,4	48,8
Piemonte	AUC	1,5	1,6	1,6	1,7	1,9	2,1	2,2
Piemonte	Altro	4,1	4,2	4,3	4,4	4,3	4,6	5,2
Piemonte	Potenza totale	24,8	30,3	34	35,4	39,8	44,5	51
Piemonte	Potenza mese		5,5	3,7	1,4	4,4	4,7	6,5
%CER PIE/ITA		24,66%	25,13%	25,82%	25,86%	26,58%	27,01%	27,97%
%CACER PIE/ITA		24,27%	24,63%	25,26%	25,36%	26,13%	26,61%	27,60%

I mesi antecedenti a giugno non sono disponibili

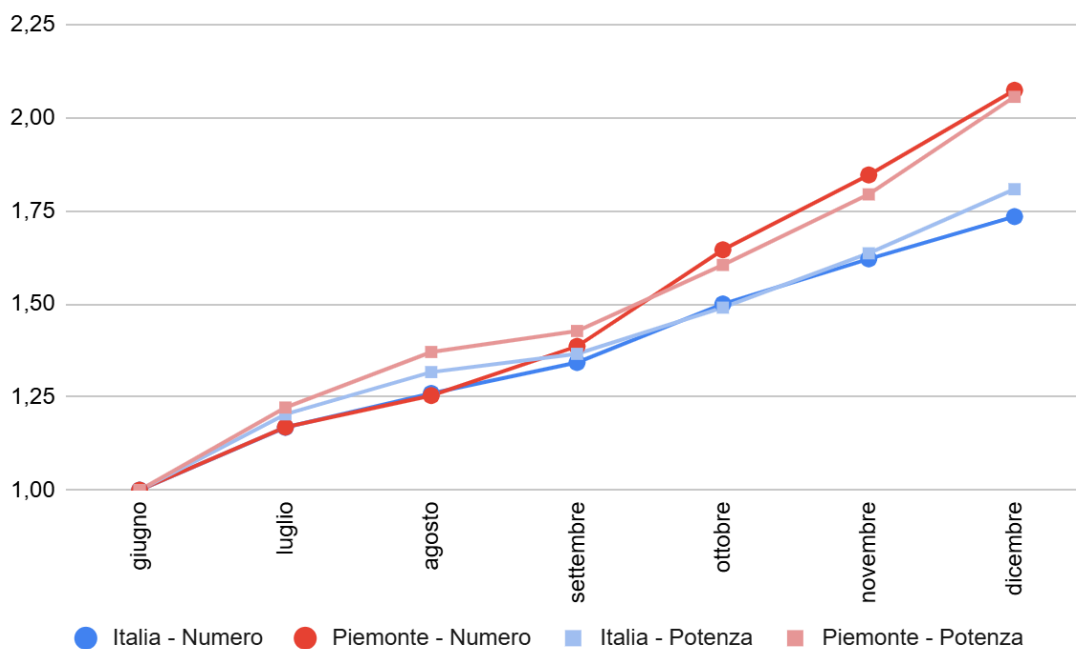
Fonte: GSE ed elaborazioni Regione Piemonte

Figura 9.1 - Andamento mensile delle CACER e della relativa potenza installata e incentivata



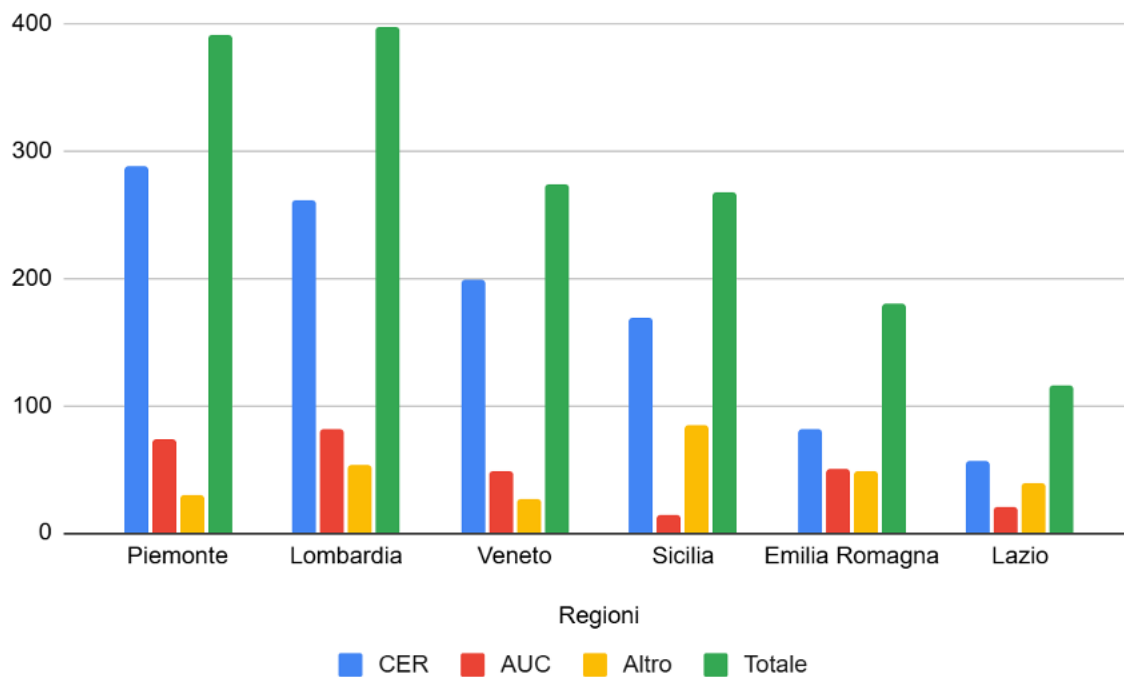
Fonte: GSE ed elaborazioni Regione Piemonte

Figura 9.2 - Tasso di crescita mensile delle CACER in Piemonte e in Italia



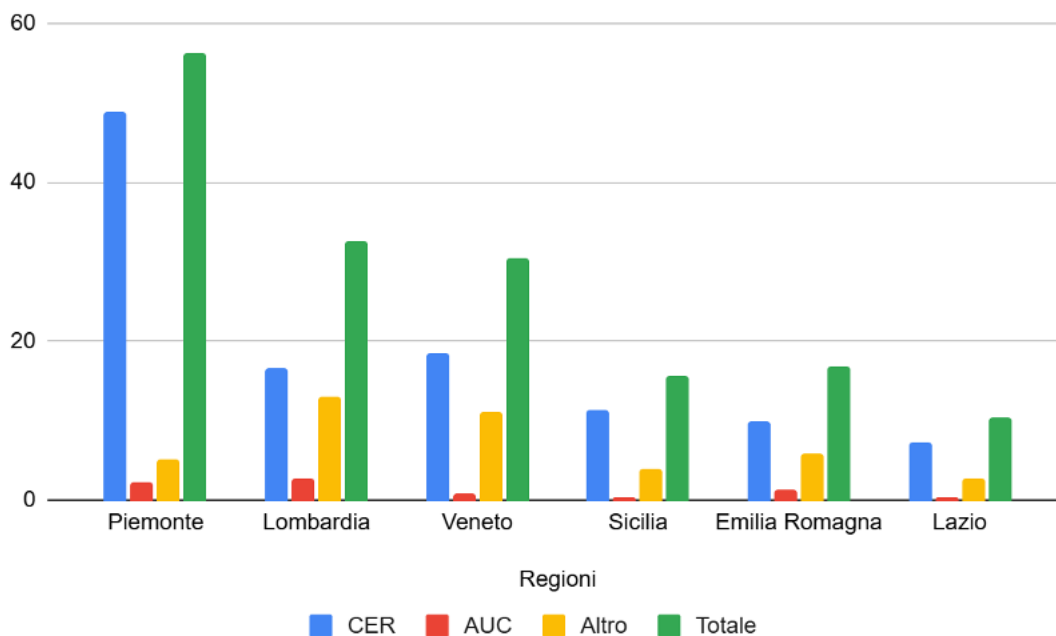
Fonte: GSE ed elaborazioni Regione Piemonte

Figura 9.3 - Numero di CACER in Piemonte e alcune Regioni Italiane



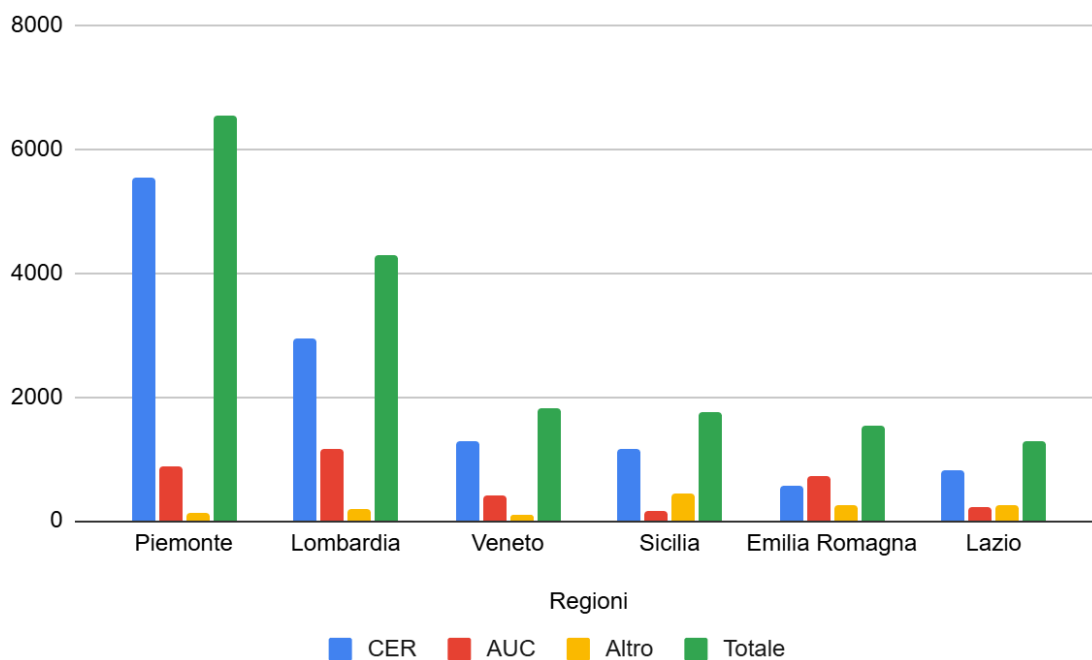
Fonte: GSE ed elaborazioni Regione Piemonte

Figura 9.4 - Potenza installata e incentivata nelle CACER in Piemonte e alcune Regioni Italiane



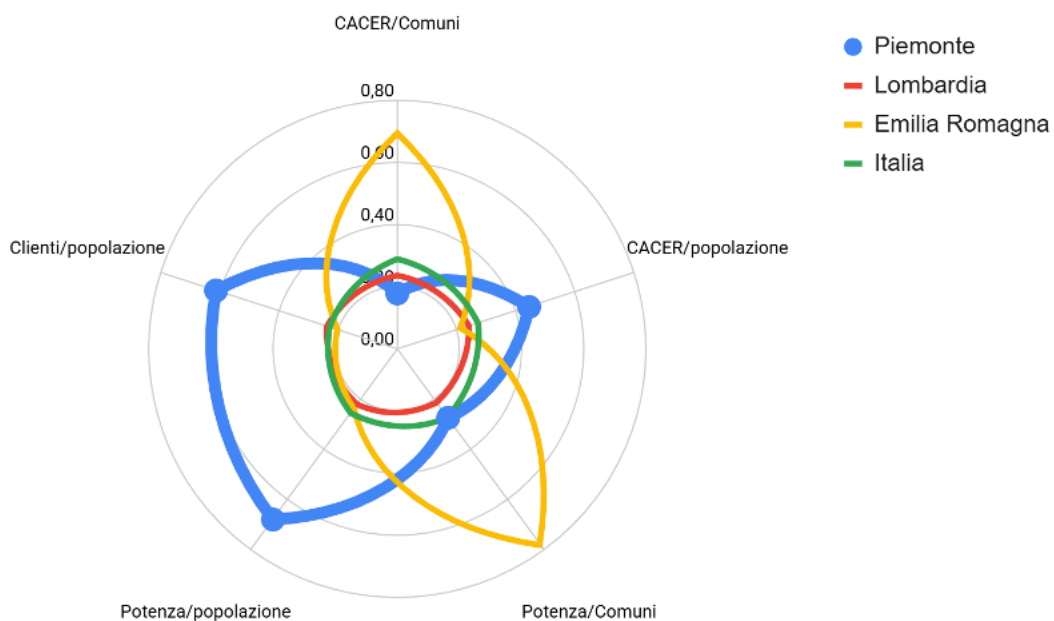
Fonte: GSE ed elaborazioni Regione Piemonte

Figura 9.5 - Numero di clienti nelle CACER in Piemonte e alcune Regioni Italiane



Fonte: GSE ed elaborazioni Regione Piemonte

Figura 9.6 - Indicatori sulle CACER in Piemonte e alcune Regioni Italiane



Fonte: Elaborazioni Regione Piemonte su dati GSE ed ISTAT



Energy Center

10

ATTESTATI DI PRESTAZIONE ENERGETICA IN PIEMONTE

10.1 CONSISTENZA DEL PATRIMONIO INFORMATIVO E TREND IN ATTO

Alla fine del 2025 risultano depositati nel Sistema Informativo per la Prestazione Energetica degli Edifici della Regione Piemonte (SIPEE) 898.339 Attestati di Prestazione Energetica (APE) in corso di validità. La classe energetica più rappresentata è la F e l'80% del patrimonio certificato appartiene alle classi energetiche meno performanti (D-G). Analizzando in modo comparato il 2023 con il 2025, si può notare un aumento complessivo degli attestati (in media +28%) con un aumento più marcato nelle classi C e D (+37%) o A4 (+36%) ([Fig. 10.1](#)). Quest'ultima è sicuramente la classe energetica interessata dalle nuove costruzioni, mentre le due classi energetiche intermedie dagli interventi di riqualificazione energetica ([Figura 10.4](#)).

Il numero complessivo di APE validi rilasciati nel corso dell'anno solare 2025 è pari a 132.968. Tale valore si colloca in linea con le medie storiche ed è sostanzialmente equivalente, seppur con una lieve flessione, alle 133.676 unità del 2023. Appare superato il picco di 155.165 unità depositate nel 2024, probabilmente legato al completamento delle pratiche di detrazione fiscale Ecobonus ad aliquota maggiorata (Superbonus 110%). Il DM 6 agosto 2020 prevede infatti l'obbligo di dotazione dell'APE ordinario per le unità coinvolte nel processo di efficientamento, oltre agli APE convenzionali ante e post intervento.

Il totale degli APE presentati nel corso del 2025 comprende, come di consueto, sia gli APE redatti ex novo sia quelli sostituiti per aggiornamento della prestazione energetica o per la correzione di errori materiali. Si conferma una sostanziale stabilità del numero di APE rispetto alla media storica (circa 125.000 APE/anno). Con riferimento al numero complessivo di APE validi, va inoltre considerato che il sistema elimina automaticamente gli attestati in base alla data di validità stabilita dal certificatore al momento del rilascio. La scadenza è normalmente decennale, ma può essere anticipata alla fine di dicembre dell'anno successivo all'emissione in presenza di criticità relative alla regolarità dell'impianto termico, tipicamente riconducibili all'assenza o all'incompleta compilazione del Libretto di Impianto e/o alla presenza di raccomandazioni non ottemperate, nonché a carenze nella manutenzione e nel controllo.

Con riferimento alla classificazione energetica, il patrimonio complessivo certificato appartiene prevalentemente alle classi meno performanti. Nelle classi meno efficienti (E, F, G) si osserva come il maggior numero di immobili residenziali certificati si concentri nella classe F e come la somma degli attestati in queste tre classi sia diminuita dal 66,7% (Rapporto 2024) al 61,6%: nel 2025 le classi E-F-G ammontano a 81.934 unità e confermano, in linea con quanto rilevato nelle analisi ENEA sul SIAPE, un lievissimo miglioramento del dato complessivo ([Figura 10.1](#) e [Tabella 10.1](#)). Tale andamento non rappresenta tuttavia una prova di miglioramento dell'intero patrimonio edilizio, ma risulta più verosimilmente attribuibile alla maggiore incidenza di attestati relativi a edifici oggetto di interventi di efficientamento, per i quali è generalmente previsto l'aggiornamento o il rilascio dell'APE.

Considerando le casistiche di rilascio (Nuova costruzione, Ristrutturazione importante e Riqualificazione energetica), si rileva una quota complessiva pari al 10,3%, a fronte delle più tradizionali e consolidate motivazioni di "Locazione" e "Passaggio di proprietà", che rappresentano l'89,7%. In passato, la quota riferita alle sole transazioni immobiliari e ad altre motivazioni residuali, in assenza di interventi migliorativi su involucro e/o impianti, si è mantenuta stabilmente al di sopra del 90%, evidenziando un utilizzo prevalente dell'APE quale adempimento normativo. Si prende atto del ritorno a volumi annui considerabili ordinari rispetto al picco associato al Superbonus: la marcata riduzione della quota di APE legati a interventi rispetto agli anni 2023–2024 conferma che nel 2025 l'APE torna a essere prevalentemente connesso a passaggi di proprietà e locazioni, più che a esiti di riqualificazione.

Analizzando complessivamente le tre motivazioni (Nuova costruzione, Ristrutturazione importante e Riqualificazione energetica), emerge una netta prevalenza delle classi di efficienza più elevate nel nuovo costruito, con il 78% di A4/NZEB su un totale di 1.804 edifici, mentre nel caso della sola Riqualificazione energetica prevalgono le classi C, D ed E. Per la Ristrutturazione importante si osserva invece una quota significativa di edifici che conseguono un miglioramento rilevante, con quasi il 20% che raggiunge la classe A4. Tale evidenza conferma come l'obiettivo del doppio salto di classe previsto dal Superbonus fosse scarsamente sfidante, soprattutto in relazione all'intensità dell'incentivo ([Fig. 10.3](#) e [10.4](#)).

La transizione verso le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi di gestione e il miglioramento del comfort abitativo si confermano come driver concreti per il mantenimento del valore immobiliare nel tempo e per un migliore posizionamento nel mercato dell'usato. La distribuzione degli attestati per anno di costruzione dichiarato evidenzia che il patrimonio più inefficiente, numericamente più rilevante e maggiormente interessato da transazioni e locazioni risale al periodo 1961–1975, caratterizzato dalla forte urbanizzazione del boom economico postbellico ([Tab. 10.1](#) e [Fig. 10.2](#)). Una quota significativa di tale patrimonio dovrà progressivamente essere oggetto di interventi di riqualificazione o sostituzione, risultando attualmente inadeguata al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, al rispetto dei requisiti minimi di comfort interno e al contenimento dei costi di gestione ([Figura 10.5](#)). Tale esigenza è inoltre funzionale al mantenimento del valore immobiliare, come evidenziato da studi di settore e dalle indicazioni della BCE in merito alla valutazione del rischio nella concessione di mutui per immobili cosiddetti "brown" rispetto a quelli "green".¹⁴

A tal proposito, si segnala che non risulta trasmessa la proposta di NBRP (Piano Nazionale di Ristrutturazione degli Edifici), prevista dall'art. 9 della Direttiva (UE) 2024/1275 sull'efficienza

¹⁴ European Commission, Joint Research Centre (JRC), Zancanella P., Bertoldi P., Boza-Kiss B. (2018), Energy efficiency, the value of buildings and the payment default risk (Science for Policy report).

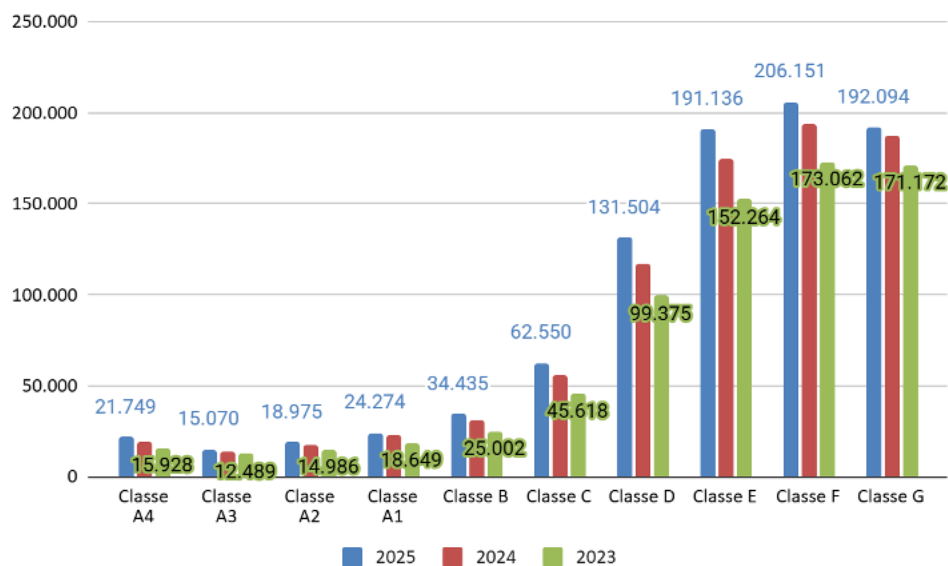
European Central Bank (ECB/SSM) (2020), Guide on climate-related and environmental risks: supervisory expectations relating to risk management and disclosure.

European Central Bank (ECB) (2025), press release 29 July 2025: ECB to adapt collateral framework to address climate-related uncertainties

European Banking Authority (EBA) (2023), EBA report on green loans and mortgages (EBA/REP/2023/38).

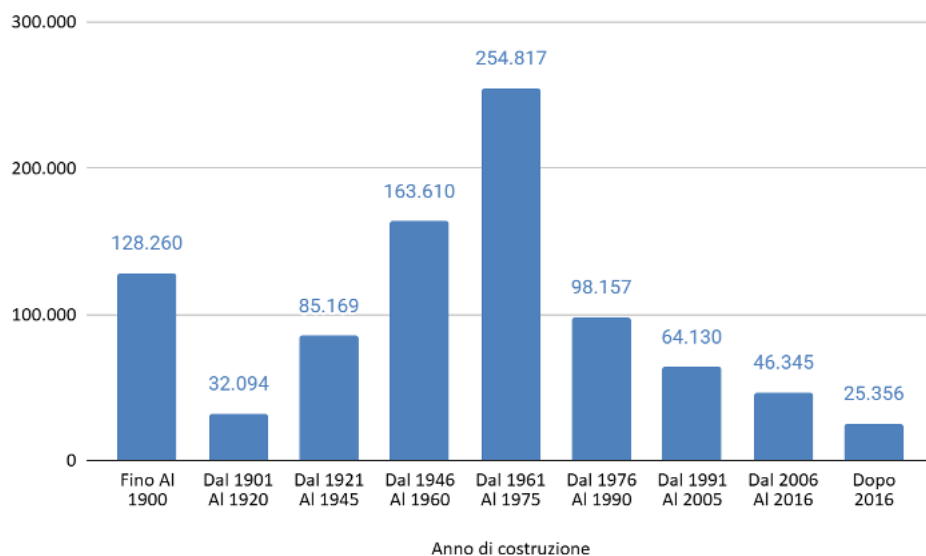
energetica degli edifici, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale il 9 maggio 2024. Gli Stati membri disponevano infatti di tempo fino al 31 dicembre 2025 per inviare alla Commissione tale proposta, nella quale avrebbero dovuto essere delineati i target tendenziali da conseguire attraverso interventi strutturali di riduzione dei consumi finali di energia nel settore edilizio.

Figura 10.1 - Numero di APE in corso di validità per classe energetica (2023-2025)



Fonte: Regione Piemonte

Figura 10.2 - Numero di APE in corso di validità nel 2025 per anno di costruzione dell'edificio



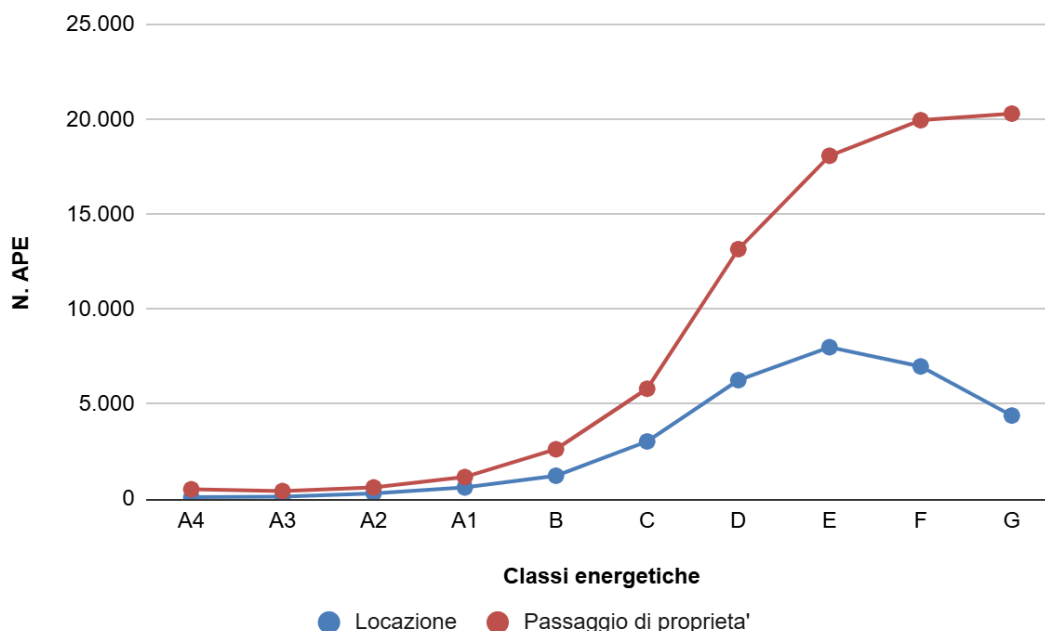
Fonte: Regione Piemonte

Tabella 10.1 – Numero di APE per destinazione d’uso e anno di costruzione rilasciati nel 2025

DESTINAZIONE D'USO	ANNO COSTRUZIONE	A4	A3	A2	A1	B	C	D	E	F	G	TOT
RESIDENZIALE	1: prima del 1945	600	463	402	528	851	1.907	4.319	6.708	8.429	11.910	36.117
	2: 1946-1976	724	434	762	1.163	1.711	4.084	9.333	13.376	13.589	8.720	53.896
	3: 1977-1991	148	77	208	337	459	903	2.266	3.090	2.930	1.683	12.101
	4: 1992-2005	63	57	103	143	360	1.126	2.513	1.770	765	287	7.187
	5: 2006-2015	143	140	268	532	1.211	1.305	1.193	460	130	53	5.435
	6: 2016-2019	66	55	46	49	44	22	16	12	3	5	318
	7: 2020	1.915	353	214	144	82	48	42	38	27	29	2.892
	TOTALE	3.659	1.579	2.003	2.896	4.718	9.395	19.682	25.454	25.873	22.687	117.946
NON RESIDENZIALE	1: prima del 1945	43	45	70	105	229	539	883	914	761	855	4.444
	2: 1946-1976	67	72	69	145	235	556	1.026	1.104	1.001	1.257	5.532
	3: 1977-1991	32	30	43	51	114	185	345	313	349	464	1.926
	4: 1992-2005	23	50	65	80	151	252	372	277	202	259	1.731
	5: 2006-2015	14	26	51	121	186	172	153	67	42	41	873
	6: 2016-2019	8	15	11	13	10	14	5	3	2	1	82
	7: 2020	194	58	49	77	17	18	13	2	2	4	434
	TOTALE	381	296	358	592	942	1.736	2.797	2.680	2.359	2.881	15.022
TOTALE	4.040	1.875	2.361	3.488	5.660	11.131	22.479	28.134	28.232	25.568	132.968	

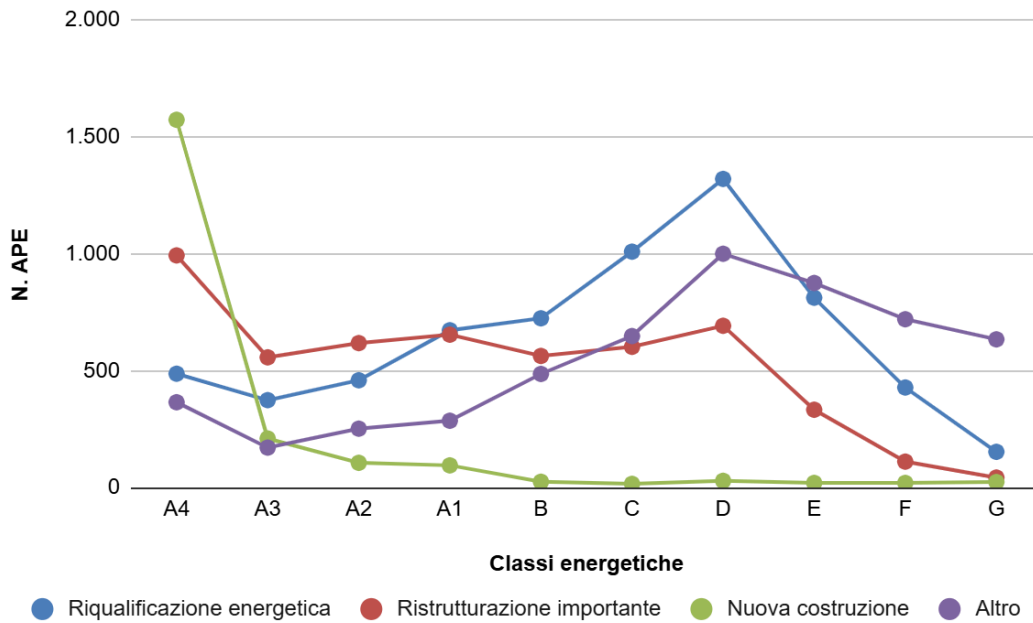
Fonte: Regione Piemonte

Figura 10.3 - Motivazione di emissione dell’APE per classe energetica nel 2025



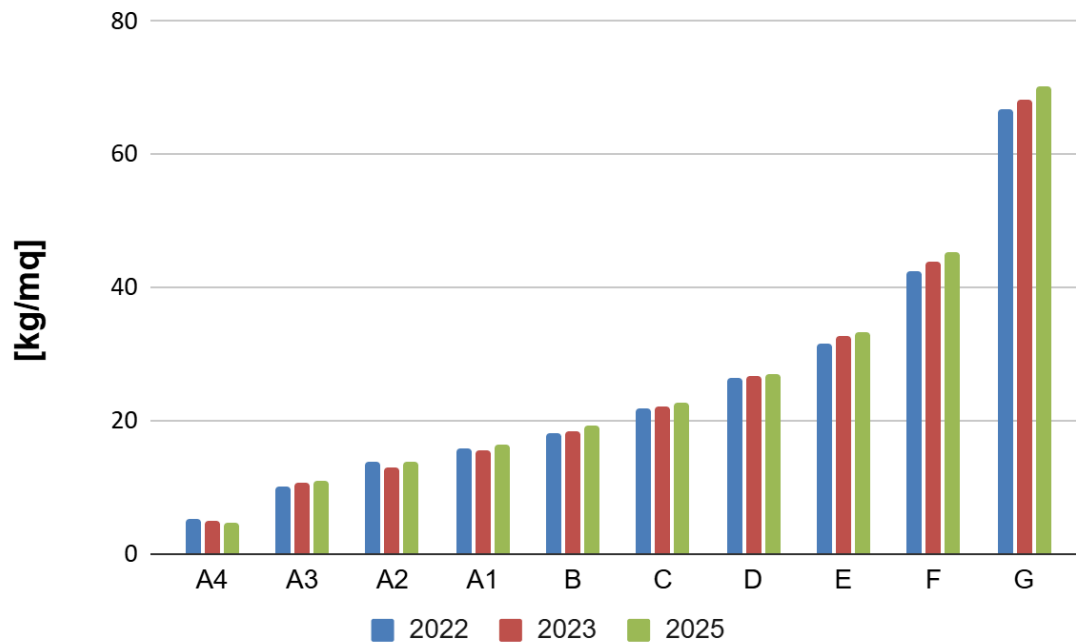
Fonte: Regione Piemonte

Figura 10.4 - Motivazione di emissione dell'APE per classe energetica nel 2025



Fonte: Regione Piemonte

Figura 10.5 - Emissioni mediana di CO2 per classe energetica. Confronto tra anni.



Fonte: Regione Piemonte

INDICE DELLE FIGURE

Figura 2.1 – Diagramma Sankey del Bilancio Energetico Regionale 2022 (dati in ktep con virgola usata come separatore delle migliaia).....	13
Figura 2.2 – Dipendenza dal gas naturale.....	14
Figura 2.3 – Autosufficienza del sistema energetico regionale da produzione interna.....	14
Figura 2.4 – Dipendenza da gas naturale.....	15
Figura 2.5 – Consumo Interno e Finale Lordo in Piemonte.....	15
Figura 2.6 – Andamento dei consumi finali per settori. Valori assoluti.....	16
Figura 2.7 – Ripartizione dei consumi finali lordi per settore.....	16
Figura 2.8 – Andamento del settore civile e gradi giorno.....	17
Figura 2.9 – Andamento dei Consumi Finali lordi ripartiti tra fossili e rinnovabili.....	17
Figura 3.1 – Potenza efficiente lorda.....	23
Figura 3.2 – Ripartizione della potenza efficiente lorda.....	23
Figura 3.3 – Potenza efficiente lorda in Piemonte.....	24
Figura 3.4 – Potenza efficiente lorda in impianti cogenerativi.....	24
Figura 3.5 – Potenza efficiente lorda in impianti non cogenerativi.....	25
Figura 3.6 – Potenza efficiente lorda in impianti rinnovabili.....	25
Figura 3.7 – Variazione della potenza efficiente lorda in impianti rinnovabili rispetto al 2013.....	26
Figura 3.8 – Installazione annua della potenza efficiente lorda.....	26
Figura 3.9 – Percentuale della potenza efficiente lorda tra province.....	27
Figura 3.9 – Andamento della produzione elettrica netta.....	31
Figura 3.10 – Andamento delle ore teoriche di funzionamento delle varie tecnologie.....	31
Figura 3.11 – Produzione elettrica lorda e netta e rispettiva differenza.....	32
Figura 3.12 – Andamento della produzione rinnovabile elettrica netta.....	32
Figura 3.13 – Produzione termoelettrica netta cogenerativa e non.....	33
Figura 3.14 – Andamento della produzione idraulica.....	33
Figura 3.15 – Contributo delle FER su produzione e consumi elettrici.....	34
Figura 3.16 – Contributo delle FER su produzione elettrica.....	34
Figura 3.17 – Ripartizione della produzione netta per tipologia.....	35
Figura 3.18 – Produzione e domanda elettrica in Piemonte.....	35
Figura 3.19 – Domanda elettrica e copertura da FER.....	36
Figura 3.20 – Emissioni di CO2 e fattore di emissione nella generazione elettrica.....	36
Figura 3.21 – Produzione elettrica netta per provincia.....	38
Figura 3.22 – Ripartizione della produzione elettrica netta tra province.....	38
Figura 3.23 – Produzione di calore per tipologia di tecnologia.....	44
Figura 3.24 – Produzione di calore per Province.....	44
Figura 3.25 – Produzione di calore ed elettricità in cogenerazione.....	45
Figura 4.1 – Consumi Finali di energia – Ripartizione per vettori energetici in Piemonte.....	48
Figura 4.2 – Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e percentuale sui Consumi Finali Lordi.....	49
Figura 4.3 – Produzione termica da fonti rinnovabili.....	51

Figura 4.4 – Ripartizione delle fonti rinnovabili termiche.....	52
Figura 4.5 – Contributo delle rinnovabili termiche sul Consumo Finale Lordo termico.....	52
Figura 4.6 – Andamento del Consumo Finale Lordo termico rispetto ai gradi giorno.....	53
Figura 4.7 – Produzione elettrica da fonti rinnovabili.....	55
Figura 4.8 – Ripartizione delle fonti rinnovabili elettriche.....	55
Figura 4.9 – Contributo delle rinnovabili elettriche sul Consumo Finale Lordo elettrico.....	56
Figura 5.1 - Andamento dei consumi di energia elettrica nei settori di utilizzo.....	61
Figura 5.2 - Andamento dei consumi di energia elettrica rispetto al 2000.....	61
Figura 5.3 - Consumi di energia elettrica per tipologia di mercato.....	62
Figura 5.4 - Consumi di energia elettrica nel settore agricolo, suddivisi per Province.....	62
Figura 5.5 - Consumi di energia elettrica nel settore domestico, suddivisi per Province.....	63
Figura 5.6 - Consumi di energia elettrica nel settore industria, suddivisi per Province.....	63
Figura 5.7 - Consumi di energia elettrica nel settore terziario, suddivisi per Province.....	64
Figura 5.8 - Consumi di energia elettrica per Pubblica Illuminazione nelle Province Piemontesi.....	64
Figura 5.9 - Andamento dei consumi di energia elettrica per Pubblica Illuminazione rispetto al 2015....	65
Figura 5.10 - Consumi di energia elettrica per Pubblica Amministrazione nelle Province Piemontesi.....	65
Figura 5.11 - Andamento dei consumi di energia elettrica per Pubblica Amministrazione rispetto al 2015	66
Figura 6.1 - Ripartizione dei prodotti petroliferi in Piemonte.....	70
Figura 6.2 - Andamento delle vendite di prodotti petroliferi (tutti gli usi).....	70
Figura 6.3 - Andamento delle vendite di prodotti petroliferi (autotrazione).....	71
Figura 6.4 - Andamento delle vendite di prodotti petroliferi (Autotrazione e altro).....	71
Figura 6.5 - Andamento dei consumi dei prodotti petroliferi per riscaldamento e gradi giorno.....	72
Figura 6.6 - Andamento delle vendite di prodotti petroliferi nelle Province Piemontesi.....	72
Figura 6.7 - Vendite di gasolio in Piemonte per tipologia di utilizzo e Province nel 2024.....	73
Figura 6.8 - Vendite complessive di gasolio nelle Province Piemontesi.....	73
Figura 6.9 - Vendite di gasolio per uso agricolo nelle Province Piemontesi.....	74
Figura 6.10 - Vendite di gasolio per uso riscaldamento nelle Province Piemontesi.....	74
Figura 6.11 - Vendite di gasolio per uso autotrazione nelle Province Piemontesi.....	75
Figura 6.12 - Vendite di benzina in Piemonte per Provincia.....	75
Figura 6.13 - Andamento delle vendite di benzina in Piemonte per Provincia.....	75
Figura 6.14 - Vendite di GPL nel 2024. Ripartizione per Provincia nei diversi usi.....	76
Figura 6.15 - Andamento delle vendite complessive di GPL.....	76
Figura 6.16 - Andamento delle vendite di GPL per uso riscaldamento.....	77
Figura 6.17 - Andamento delle vendite di GPL per uso autotrazione.....	77
Figura 6.18 - Ripartizione delle vendite di olio combustibile nelle Province Piemontesi.....	77
Figura 6.19 - Andamento delle vendite di olio combustibile nelle Province Piemontesi.....	78
Figura 7.1 - Consumo di gas naturale totale per provincia (Dati in MSm3).....	82
Figura 7.2 - Consumo di gas naturale per usi finali per provincia (Dati in MSm3).....	83
Figura 7.3 - Consumo di gas naturale per produzione termoelettrica per provincia (Dati in MSm3).....	83
Figura 7.4 - Consumo di gas naturale ripartito per settori (Dati in MSm3).....	84

Figura 7.5 - Ripartizione del consumo di gas naturale in Piemonte per settore di utilizzo.....	84
Figura 8.1 - Confronto con gli obiettivi del PEAR. Fonti Energetiche Rinnovabili.....	87
Figura 8.2 - Confronto tra diversi obiettivi sulle rinnovabili. Fonti Energetiche Rinnovabili.....	88
Figura 8.3 - Monitoraggio degli obiettivi del PEAR. Consumo Finale Lordo e Consumo Interno Lordo....	90
Figura 8.4 - Monitoraggio degli obiettivi del PEAR. Emissioni di CO2.....	92
Figura 8.5 - Andamento delle emissioni di CO2. Comparazione con l'Unione Europea e l'Italia.....	93
Figura 8.6 - Emissioni procapite di CO2. Comparazione con l'Unione Europea e l'Italia.....	93
Figura 8.7 - Andamento delle emissioni di CO2 e dei consumi energetici rispetto al PIL.....	94
Figura 9.1 - Andamento mensile delle CACER e della relativa potenza installata e incentivata.....	98
Figura 9.2 - Tasso di crescita mensile delle CACER in Piemonte e in Italia.....	98
Figura 9.3 - Numero di CACER in Piemonte e alcune Regioni Italiane.....	99
Figura 9.4 - Potenza installata e incentivata nelle CACER in Piemonte e alcune Regioni Italiane.....	99
Figura 9.5 - Numero di clienti nelle CACER in Piemonte e alcune Regioni Italiane.....	100
Figura 9.6 - Indicatori sulle CACER in Piemonte e alcune Regioni Italiane.....	100
Figura 10.1 - Numero di APE in corso di validità per classe energetica (2023-2025).....	104
Figura 10.2 - Numero di APE in corso di validità nel 2025 per anno di costruzione dell'edificio.....	104
Figura 10.3 - Motivazione di emissione dell'APE per classe energetica nel 2025.....	105
Figura 10.4 - Motivazione di emissione dell'APE per classe energetica nel 2025.....	106
Figura 10.5 - Emissioni mediana di CO2 per classe energetica. Confronto tra anni.....	106

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2.1 – Bilancio energetico Regionale 2023 (Dati in ktep).....	12
Tabella 2.2 – Consumi Finali in Piemonte e Consumo Interno Lordo (Dati in ktep).....	12
Tabella 3.1 – Potenza efficiente lorda installata per tecnologia (dati in MW).....	20
Tabella 3.2 – Potenza efficiente lorda installata nel 2024 per tecnologia e tipologia di fonte (dati in MW)..	21
Tabella 3.3 – Potenza efficiente lorda installata nel 2024 per tecnologia e tipologia di fonte ripartita per Provincia (dati in MW).....	21
Tabella 3.4 – Richieste di connessione in Piemonte (Agosto 2025) ripartite per Provincia e tecnologia (dati in MW).....	22
Tabella 3.5 – Confronto tra la potenza installata e i target definiti dal DM 21/06/2024 (dati in MW).....	22
Tabella 3.6 – Produzione elettrica netta in Piemonte (Dati in GWh).....	30
Tabella 3.7 – Produzione elettrica lorda e netta per provincia nel 2024 (Dati in GWh).....	37
Tabella 3.8 – Differenza tra la produzione elettrica del 2024 e del 2023 per provincia (Dati in GWh).....	37
Tabella 3.9 – Scenari evolutivi del fabbisogno elettrico in Italia (dati in TWh).....	41
Tabella 3.10 – Produzione di calore per Province (Dati in GWh).....	43
Tabella 4.1 – Consumi Finali Lordi e contributo delle fonti rinnovabili in Piemonte (Dati in ktep).....	48
Tabella 4.2 – Fonti Energetiche Rinnovabili termiche (Dati in ktep).....	51
Tabella 4.3 – Fonti Energetiche Rinnovabili elettriche (Dati in ktep).....	54
Tabella 5.1 – Consumi di energia elettrica per settori (Dati in GWh).....	60
Tabella 5.2 – Consumi di energia elettrica per province (Dati in GWh).....	60
Tabella 6.1 – Vendite di prodotti petroliferi (tutti gli usi) (Dati in ktep).....	69
Tabella 6.2 – Vendite di prodotti petroliferi nelle Province Piemontesi (Dati in ktep).....	70
Tabella 7.1 – Consumo di gas naturale totale (Dati in MSm3).....	82
Tabella 7.2 – Consumo di gas naturale per produzione termoelettrica (Dati in MSm3).....	82
Tabella 7.3 – Consumo di gas naturale negli usi finali (Dati in MSm3).....	83
Tabella 7.4 – Consumo di gas naturale. Ripartizione per settori di impiego (Dati in MSm3).....	83
Tabella 8.1 - Andamento delle FER e obiettivi al 2030.....	88
Tabella 8.2 - Andamento dei consumi interni e finali lordi e obiettivi al 2030.....	90
Tabella 8.3 - Andamento delle emissioni di CO2 e obiettivi al 2030.....	93
Tabella 9.1 - Numero di CACER in Italia e in Piemonte nel 2025.....	98
Tabella 9.2 - Potenza installata nelle CACER in Italia e in Piemonte nel 2025.....	98
Tabella 10.1 – Numero di APE per destinazione d’uso e anno di costruzione rilasciati nel 2025.....	106