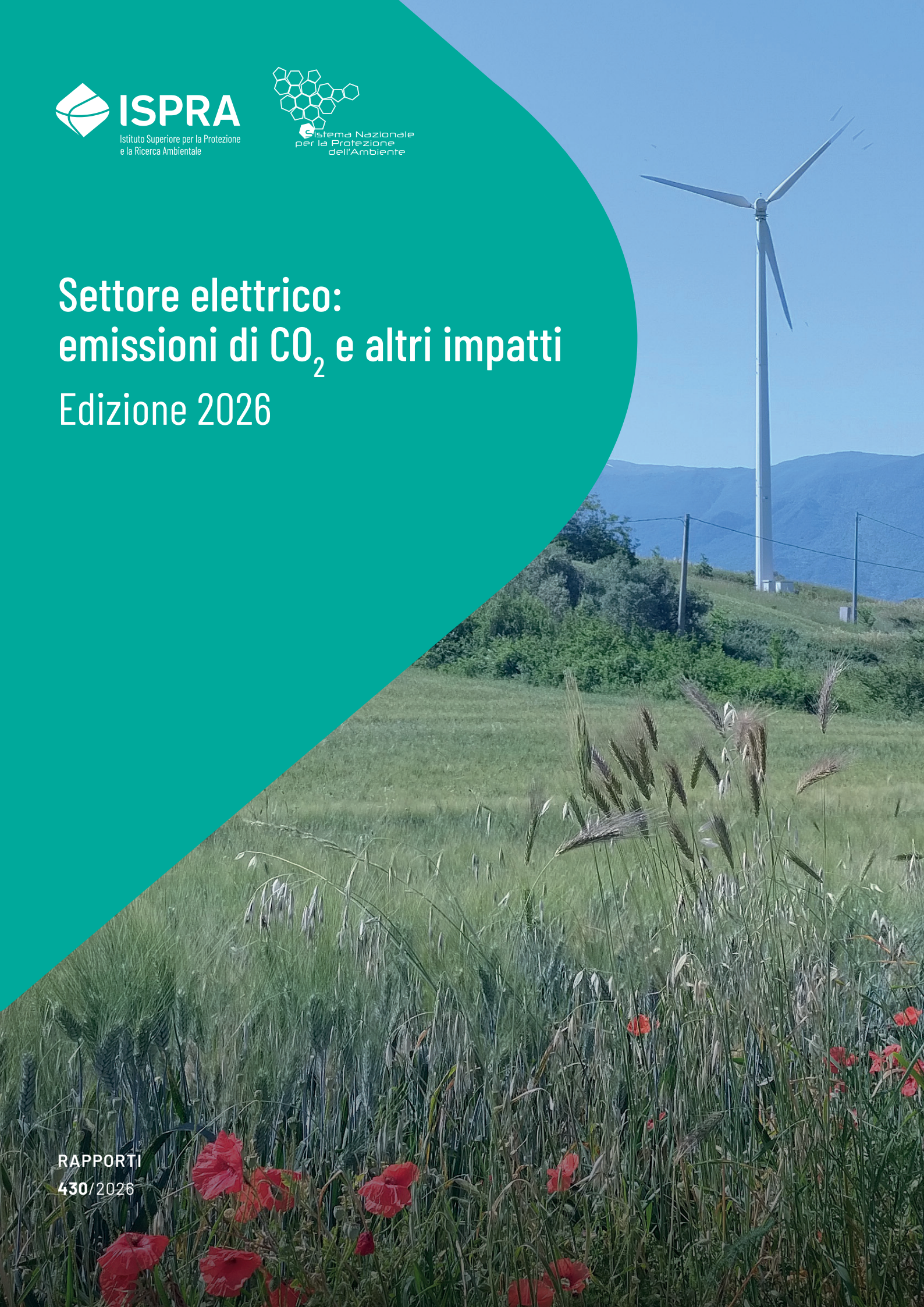
ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Settore elettrico: emissioni di CO_2 e altri impatti

Edizione 2026



RAPPORTI
430/2026

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Settore elettrico: emissioni di CO_2 e altri impatti.

Edizione 2026

RAPPORTI
430/2026

Informazioni legali

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), insieme alle 21 Agenzie Regionali (ARPA) e Provinciali (APPA) per la protezione dell'ambiente, a partire dal 14 gennaio 2017 fa parte del Sistema Nazionale a rete per la Protezione dell'Ambiente (SNPA), istituito con la Legge 28 giugno 2016, n.132.

Le persone che agiscono per conto dell'Istituto non sono responsabili per l'uso che può essere fatto delle informazioni contenute in questa pubblicazione.

ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
Via Vitaliano Brancati, 48 – 00144 Roma
www.isprambiente.gov.it

ISPRA, Rapporti 430/2026
ISBN 978-88-448-0378-0

Riproduzione autorizzata citando la fonte: ISPRA (2026), Settore elettrico: emissioni di CO_2 e altri impatti. Edizione 2026. Rapporti n. 430/26, ISPRA, Roma.

Elaborazione grafica
Grafica di copertina: Alessia Marinelli - ISPRA – Area Comunicazione Ufficio Grafica
Immagine di copertina: Foto di Antonio Caputo.

Coordinamento pubblicazione online:
Alessia Marinelli
ISPRA – Area Comunicazione

Giugno 2026

Autori

Antonio Caputo §1, §2, §4, §5; Irma Lupica §3.

Questo rapporto segue la notazione internazionale dei numeri per il separatore decimale (.) e delle migliaia (,).

Ringraziamenti

Ringrazio Emanuele Peschi per la sua attenta lettura e i numerosi suggerimenti che hanno contribuito a migliorare questo lavoro. Un sincero grazie va inoltre a Michele Munafò, Marco D'Antona e Pasquale Dichicco per la puntuale lettura del capitolo sull'occupazione del suolo degli impianti fotovoltaici ed eolici. Ringrazio i colleghi del GSE, Paolo Liberatore, Luca Benedetti, Martino Dal Verme, Alessandra Aversa, Floriana Furno per la cortese disponibilità ad anticipare i dati del mix energetico iniziale e residuale rispetto alle scadenze, condivise con ISPRA.

Ogni errore residuo è, naturalmente, esclusiva responsabilità degli autori.

Contatti:

Antonio Caputo

Tel. 0650072540
e-mail antonio.caputo@isprambiente.it
Area VAL-ATM
Sezione scenari di emissione, modelli integrati e indicatori



"We obtained electricity from the amorous whisper of the waves! We made a domestic animal out of that sparkling, foaming, rabid one! And in the same manner we domesticated and harnessed the wild element of poetry. Now poetry is no longer the unpardonable whistling of nightingales but a State Service! Poetry is a commodity."
Evgenij Ivanovič Zamjatin, We, 1924.

Foto di Antonio Caputo elaborata con ChatGPT, su un'idea di Vito Angelo Berardi che ringrazio.

INDICE

INTRODUZIONE **6**

1 PRODUZIONE ELETTRICA NAZIONALE ED EMISSIONI DI CO_2 **8**

1.1 Settore elettrico in trasformazioni e perdite 10

1.1.1 Produzione elettrica 11

1.1.2 Energia elettrica da fonti rinnovabili 12

1.1.3 Elettrificazione dei consumi finali 15

1.1.4 Potenza installata 15

1.2 Fattori di emissione di CO_2 per energia primaria dei combustibili 21

1.3 Emissioni di CO_2 e di altri GHG dal settore elettrico e fattori di emissione 23

1.3.1 GHG e altri inquinanti atmosferici nel settore elettrico 33

1.3.2 Decomposizione dei fattori determinanti le emissioni di CO_2 36

1.3.3 Emissioni di gas serra con approccio Lyfe Cycle 39

2 PRODUZIONE ELETTRICA REGIONALE ED EMISSIONI DI CO_2 **45**

2.1 Produzione e consumo di energia elettrica 45

2.1.1 Produzione rinnovabile 46

2.1.2 Consumi elettrici 49

2.2 Emissioni regionali di CO_2: modello concettuale e metodi di calcolo 57

2.2.1 Emissioni di CO_2 e fattori di emissione regionali 60

3 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA RIFIUTI **71**

3.1 Produzione di rifiuti negli inceneritori e coinceneritori 71

4 IDROELETTRICO: POTENZA E PRODUZIONE ELETTRICA **74**

4.1 Potenza installata e produzione idroelettrica 74

5 FOTOVOLTAICO, EOLICO E SUOLO **81**

5.1 Fotovoltaico 81

5.2 Eolico 86

CONCLUSIONI **91**

BIBLIOGRAFIA **94**

INTRODUZIONE

Il settore della generazione elettrica rappresenta uno dei principali attori nel comparto energetico nazionale. Dagli anni '90 le emissioni di gas serra da produzione di energia elettrica sono poco più di un quinto delle emissioni nazionali e i consumi energetici del settore, comprensivi dei consumi per la produzione di calore, rappresentano un terzo del consumo interno lordo di energia. La quota delle emissioni per la generazione elettrica ha fatto registrare una costante diminuzione dal 2008, per il significativo incremento dell'efficienza di trasformazione elettrica dei combustibili e soprattutto per il rilevante incremento delle fonti rinnovabili. Dal 1990 al 2008 la quota media di gas serra da generazione elettrica è stata del 23%, mentre negli ultimi anni la quota è vicina al 15% dei gas serra nazionali.

Il vettore elettrico costituisce una delle principali risorse da sviluppare per la decarbonizzazione del sistema energetico di ogni Paese, se la generazione elettrica avviene da fonti rinnovabili. Il conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 e oltre non può prescindere da una forte elettrificazione dei consumi finali e da una corrispondente crescita della produzione elettrica rinnovabile. La strategia Europea di lungo termine per il 2050 (EC, 2018a, b) esamina diversi scenari di sviluppo e evidenzia come l'elettricità diventerà il principale vettore energetico, dal 22% del consumo energetico finale nel 2015 al 41%-53% nel 2050. Il livello di elettrificazione dei consumi finali in EU27 nel 2024 è stato del 23.4%, il dato nazionale è stato del 22.7%. Nei recenti incontri preparatori per la COP31, da tenere a novembre 2026 in Turchia, si è discussa la proposta della copresidenza di Turchia e Australia di fissare un obiettivo globale di elettrificazione dei consumi finali del 35% entro il 2035 e del 50% entro il 2050.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), trasmesso dall'Italia alla Commissione Europea nel luglio 2024, definisce la traiettoria nazionale per il conseguimento degli obiettivi europei al 2030: riduzione delle emissioni di gas serra, incremento di fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Nell'ottica di un costante monitoraggio delle emissioni dal settore elettrico, il Decreto Ministeriale del MASE n. 224 del 14 luglio 2023, all'art. 8, comma 1, introduce l'obbligo per le società di vendita di energia elettrica di fornire ai clienti finali le informazioni relative a:

"a) composizione del mix di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione dell'energia elettrica fornita nell'anno precedente, anche con riferimento a ciascun contratto, in modo comprensibile e facilmente confrontabile;

b) impatto ambientale, almeno in termini di emissioni di CO_2 e di scorie radioattive risultanti dalla produzione di energia elettrica prodotta mediante il mix energetico complessivo utilizzato dal fornitore nell'anno precedente."

L'art. 8, comma 4, del DM n. 224 prescrive: "Entro il 30 giugno di ogni anno, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), in collaborazione con il GSE, elabora e trasmette al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica uno studio che valuta l'impatto ambientale della produzione di energia elettrica dell'anno precedente. Per le finalità di cui al comma 1, lettera b) del presente articolo, le società di vendita fanno riferimento a tali studi."

In ottemperanza a quanto previsto dalla suddetta normativa, per quanto concerne le emissioni nazionali di CO_2 dal settore elettrico, ISPRA predispone il capitolo 1 di questo rapporto e il file Excel pubblicato nel sito https://emissioni.sina.isprambiente.it/inventario-nazionale/, nella sezione: "Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia". Il file Excel è parte integrante del presente rapporto. Con riferimento all'impatto ambientale delle scorie radioattive, si precisa che dal 2016 la sicurezza nucleare e la radioprotezione non sono più competenza di ISPRA che pertanto non dispone dei dati necessari ad effettuare tale stima. In questo documento saranno utilizzati i dati relativi alla produzione di scorie radioattive per l'European Attribute Mix (EAM). In particolare, per la realtà nazionale sarà utilizzato l'indicatore relativo al mix di fornitura dell'energia elettrica da fonte nucleare. Gli indicatori sono calcolati da AIB (Association of Issuing Bodies), tenendo conto dei bilanci di importazione ed esportazione di energia.

La composizione del mix nazionale di produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano è pubblicata dal GSE entro il 30 giugno di ogni anno, ai sensi dell'art. 8, comma 11, del DM 224

del 14 luglio 2023. Il mix nazionale considerato nel presente rapporto, ai fini del calcolo dei fattori di emissione nazionali, è relativo alla produzione totale di energia elettrica, comprensiva della quota prodotta per autoconsumo, quindi non immessa in rete. Tuttavia, i fattori di emissione specifici per combustibile consentono di elaborare il fattore medio per qualsiasi mix energetico. In merito a tali fattori di emissione, data la tempistica imposta dal DM per il rapporto ISPRA, considerato "t" l'anno in corso, non si dispone di dati che consentano di elaborare fattori specifici per combustibile per l'anno "t-1", richiesto dal DM, poiché non sono disponibili tutte le statistiche energetiche; pertanto, devono essere necessariamente utilizzati i fattori specifici dell'anno "t-2".

Il capitolo 2 esamina il settore elettrico e le emissioni di CO_2 a livello regionale. L'analisi si inserisce nel contesto della normativa sulla promozione delle fonti rinnovabili a livello regionale. In particolare, il decreto legislativo n. 199 del 2021, decreto di attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'energia rinnovabile, stabilisce la ripartizione fra Regioni e Province autonome della potenza minima di impianti alimentati da energia rinnovabile. In seguito al suddetto decreto legislativo, il decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) del 21 giugno 2024, individua la ripartizione fra Regioni e Province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 della potenza aggiuntiva di 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondere ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del "*Fit for 55*", anche alla luce del "*Repower EU*". Il monitoraggio e la verifica degli adempimenti stabiliti dal Decreto del 21 giugno 2024 sono in capo al MASE, con il supporto di GSE e RSE.

Nel contesto più ampio che riguarda la decarbonizzazione del comparto elettrico è quindi utile la conoscenza delle emissioni per la produzione e il consumo di energia elettrica a livello regionale. L'analisi condotta ha pertanto l'obiettivo di definire il quadro emissivo del comparto elettrico di ogni regione, tenendo conto della domanda elettrica e del rapporto tra produzione interna e quota derivante dal saldo con l'estero e con le altre regioni.

L'approccio metodologico adottato, sebbene riferito a un modello concettuale semplificato, mette in evidenza la compensazione tra regioni con surplus e deficit di produzione elettrica rispetto alla domanda interna, al netto del contributo dell'importazione estera. Analogamente alla produzione elettrica, le emissioni di gas serra delle regioni con surplus di produzione sono dovute alla domanda interna di elettricità delle regioni con deficit. In tale contesto è stato messo a punto un algoritmo di calcolo per stimare le emissioni indirette per i consumi regionali di energia elettrica. Nel modello concettuale adottato le emissioni dalle regioni con surplus sono contabilizzate nelle regioni con deficit, in relazione alla domanda elettrica della regione.

Sebbene gli obiettivi di riduzione delle emissioni siano riferiti all'intero Paese, la conoscenza del quadro emissivo delle diverse realtà territoriali può supportare i decisori politici nella definizione di politiche e misure indirizzate al conseguimento degli obiettivi, nell'ottica di una ripartizione equa degli sforzi che ogni regione dovrà sostenere. La metodologia messa a punto nel presente lavoro definisce un quadro semplificato che tuttavia individua un punto di partenza per successivi contributi alla tematica, anche di carattere modellistico.

Dal capitolo 3 al capitolo 5 saranno considerati specifici comparti del settore elettrico in relazione alla produzione di rifiuti dal comparto termoelettrico, al rapporto tra produzione e potenza nel comparto idroelettrico, al consumo di suolo da impianti fotovoltaici ed eolici.

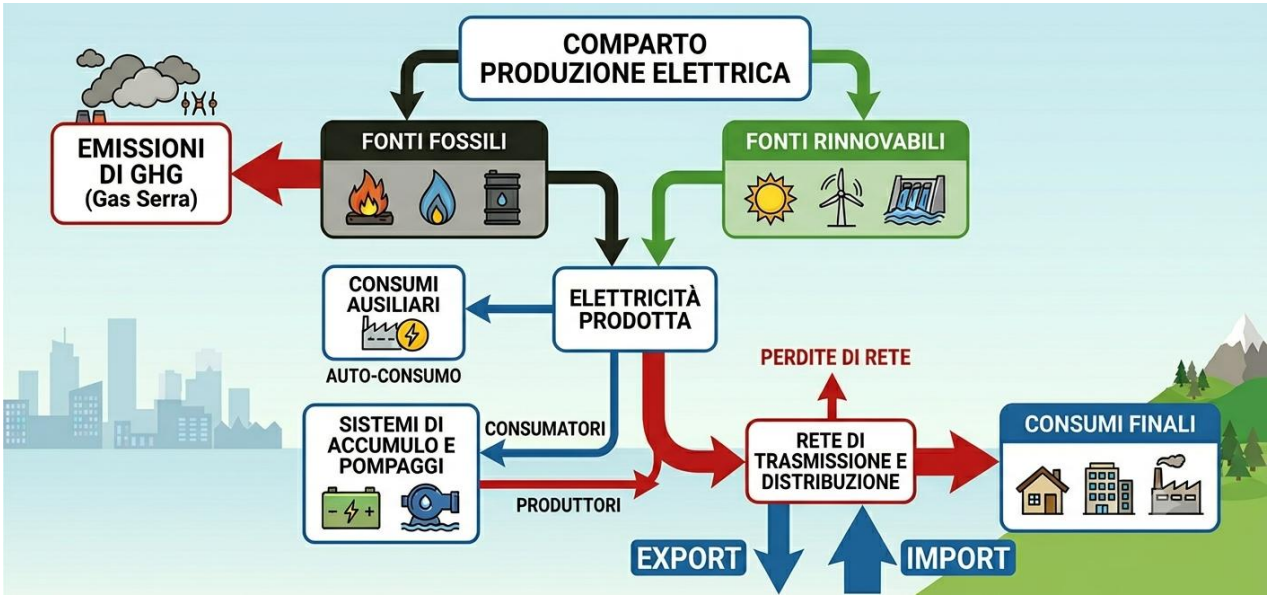
1 PRODUZIONE ELETTRICA NAZIONALE ED EMISSIONI DI CO_2

I dati della potenza degli impianti, produzione e consumo di energia elettrica, sono pubblicati da TERNA con cadenza annuale. Di seguito sono analizzati i dati consuntivi fino al 2024 e le stime preliminari per il 2025. Tali stime sono elaborate da TERNA e GSE nel contesto della Relazione annuale sulla situazione energetica nazionale del MASE (2026). Ulteriori elaborazioni sono eseguite da ISPRA in base ai dati del Rapporto mensile sul sistema elettrico pubblicato da TERNA a gennaio 2026, con dati aggiornati a dicembre 2025 e in base ai dati preliminari dei consumi energetici mensili per i principali combustibili pubblicati dal Ministero dell'ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), pubblicati fino a fine marzo 2026, con dati aggiornati a dicembre 2025.

La quota normalizzata di energia elettrica da fonti rinnovabili è tratta da SHARES aggiornata al 2 febbraio 2026, disponibile al sito https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database/additional-data.

Di seguito è illustrato il diagramma di flusso dei dati analizzati, dalla produzione al consumo di energia elettrica. Lo schema illustra che le emissioni di gas serra sono stimate solo per la fase di combustione di fonti fossili per la produzione di energia elettrica nel territorio nazionale, secondo l'approccio richiesto da UNFCCC per la compilazione degli Inventari Nazionali delle emissioni di gas serra.

Figura 1.1 – Diagramma di flusso della produzione e consumo di energia elettrica.[1]



I combustibili utilizzati dal 1990 nel comparto termoelettrico sono stati raggruppati in 5 macrocategorie, secondo la classificazione adottata da EUROSTAT: combustibili solidi, gas naturale, gas derivati, prodotti petroliferi, rifiuti e bioenergie. In Tabella 2.1 sono illustrati i combustibili secondo le classificazioni adottate da EUROSTAT e TERNA, nonché la classificazione adottata dal DM del MASE n. 224 del 14 luglio 2023.

La classificazione dei combustibili EUROSTAT rende possibile l'elaborazione delle statistiche delle emissioni atmosferiche per l'intera serie storica dal 1990 e garantisce la coerenza con la serie storica pubblicata da EUROSTAT. TERNA presenta le voci "altri combustibili solidi" e "altri combustibili liquidi", dove insieme a rifiuti e bioenergie sono considerati anche altri combustibili fossili, quali gas di sintesi da processi di gassificazione e gas residui da processi chimici, che EUROSTAT include nei "prodotti petroliferi". Secondo EUROSTAT i rifiuti e le altre bioenergie sono aggregati in una voce dedicata.

Nel presente documento, ai fini della stima delle emissioni e dei relativi fattori di emissione dai diversi gruppi di combustibili, sono utilizzate le categorie EUROSTAT, salvo dove diversamente indicato.

[1] Immagine realizzata da Emanuele Peschi con Gemini.

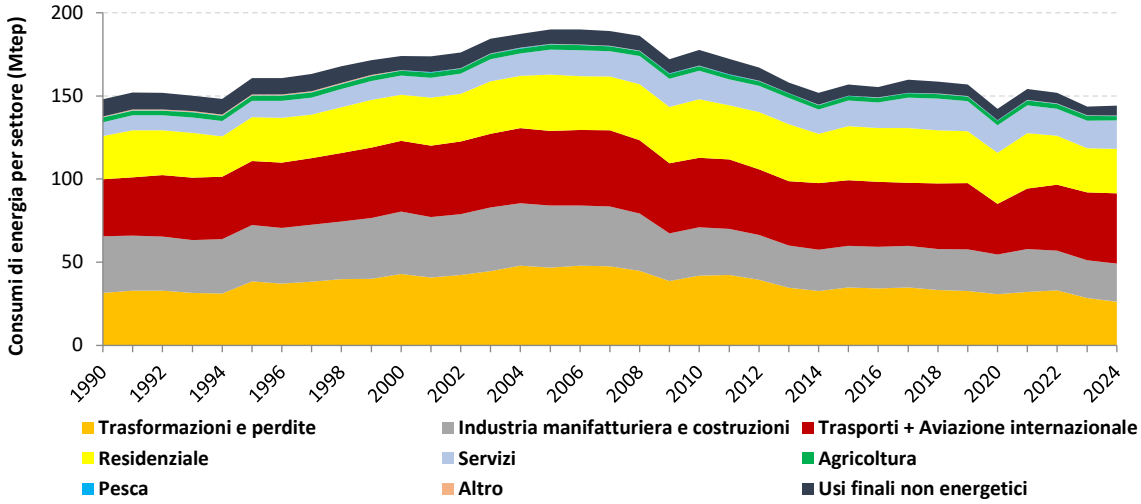
Tabella 1.1 – Raggruppamento dei combustibili secondo le categorie utilizzate da TERNA, EUROSTAT e secondo il DM 224. Nelle successive tabelle e grafici sono utilizzate le categorie EUROSTAT se non diversamente indicato.

TERNA		EUROSTAT		DM 224
Solidi	Carbone	**Solidi**	C0129 - Other bituminous coal	**Carbone**
	Carbone sub-bituminoso	**Solidi**	C0210 - Sub-bituminous coal	**Carbone**
	Lignite	**Solidi**	C0220 - Lignite	**Lignite**
Gas naturale	Gas naturale	**Gas naturale**	G3000 - Natural gas	**Gas naturale**
Gas derivati	Gas da acciaieria a ossigeno	**Gas derivati**	C0379 - Other recovered gases	**Altre fonti**
	Gas da estrazione	**Petroliferi**	O4699 - Other oil products n.e.c.	**Altre fonti**
	Gas d'altoforno	**Gas derivati**	C0371 - Blast furnace gas	**Altre fonti**
	Gas di cokeria	**Gas derivati**	C0350 - Coke oven gas	**Altre fonti**
Petroliferi	Benzina	**Petroliferi**	O4699 - Other oil products n.e.c.	**Prodotti petroliferi**
	Cherosene	**Petroliferi**	O4669 - Other kerosene	**Prodotti petroliferi**
	Coke di petrolio	**Petroliferi**	O4694 - Petroleum coke	**Prodotti petroliferi**
	Gas di petrolio liquefatto	**Petroliferi**	O4630 - Liquefied petroleum gases	**Prodotti petroliferi**
	Gas di raffineria	**Petroliferi**	O4610 - Refinery gas	**Prodotti petroliferi**
	Gasolio	**Petroliferi**	O4671XR5220B - Gas oil and diesel oil (excluding biofuel portion)	**Prodotti petroliferi**
	Liquidi da gas naturale	**Petroliferi**	O4699 - Other oil products n.e.c.	**Prodotti petroliferi**
	Nafta	**Petroliferi**	O4640 - Naphtha	**Prodotti petroliferi**
	Olio combustibile	**Petroliferi**	O4680 - Fuel oil	**Prodotti petroliferi**
	Orimulsion	**Petroliferi**	O4695 - Bitumen	**Prodotti petroliferi**
	Petrolio grezzo	**Petroliferi**	O4100_TOT - Crude oil	**Prodotti petroliferi**
Altri combustibili (solidi)	Altri bioliquidi	**Rifiuti e bioenergie**	R5290 - Other liquid biofuels	**Fonti rinnovabili**
	Altri combustibili solidi	**Petroliferi**	O4699 - Other oil products n.e.c.	**Altre fonti**
	Biodiesel	**Rifiuti e bioenergie**	R5220P - Pure biodiesels	**Fonti rinnovabili**
	Biomasse da rifiuti completamente biodegradabili	**Rifiuti e bioenergie**	R5110-5150_W6000RI - Primary solid biofuels	**Fonti rinnovabili**
	Biomasse solide	**Rifiuti e bioenergie**	R5110-5150_W6000RI - Primary solid biofuels	**Fonti rinnovabili**
	CDR	**Rifiuti e bioenergie**	W6210_W6220 - Renewable and non-renewable municipal waste	**Fonti rinnovabili (res) / Altre fonti (non res)**
	Gas di sintesi da processi di gassificazione	**Petroliferi**	O4699 - Other oil products n.e.c.	**Altre fonti**
	Gas residui di processi chimici	**Petroliferi**	O4699 - Other oil products n.e.c.	**Altre fonti**
	Oli vegetali grezzi	**Rifiuti e bioenergie**	R5290 - Other liquid biofuels	**Fonti rinnovabili**
	Rifiuti generici CER non altrove classificati	**Rifiuti e bioenergie**	W6210_W6220 - Renewable and non-renewable municipal waste	**Fonti rinnovabili (res) / Altre fonti (non res)**
	Rifiuti industriali non biodegradabili	**Rifiuti e bioenergie**	W6100 - Industrial waste (non-renewable)	**Altre fonti**
	Rifiuti liquidi biodegradabili	**Rifiuti e bioenergie**	R5290 - Other liquid biofuels	**Fonti rinnovabili**
	RSU/RSAU	**Rifiuti e bioenergie**	W6210_W6220 - Renewable and non-renewable municipal waste	**Fonti rinnovabili (res) / Altre fonti (non res)**
Altri combustibili (gassosi)	Altri combustibili gassosi	**Petroliferi**	O4699 - Other oil products n.e.c.	**Altre fonti**
	Biogas da attività agricole e forestali	**Rifiuti e bioenergie**	R5300 - Biogases	**Fonti rinnovabili**
	Biogas da deiezioni animali	**Rifiuti e bioenergie**	R5300 - Biogases	**Fonti rinnovabili**
	Biogas da fanghi di depurazione	**Rifiuti e bioenergie**	R5300 - Biogases	**Fonti rinnovabili**
	Biogas da FORSU	**Rifiuti e bioenergie**	R5300 - Biogases	**Fonti rinnovabili**
	Biogas da rifiuti non RSU	**Rifiuti e bioenergie**	R5300 - Biogases	**Fonti rinnovabili**
	Biogas da RSU smaltiti in discarica	**Rifiuti e bioenergie**	R5300 - Biogases	**Fonti rinnovabili**
	Gas da pirolisi o gassificazione di biomasse/rifiuti	**Rifiuti e bioenergie**	R5300 - Biogases	**Fonti rinnovabili**

1.1 Settore elettrico in trasformazioni e perdite

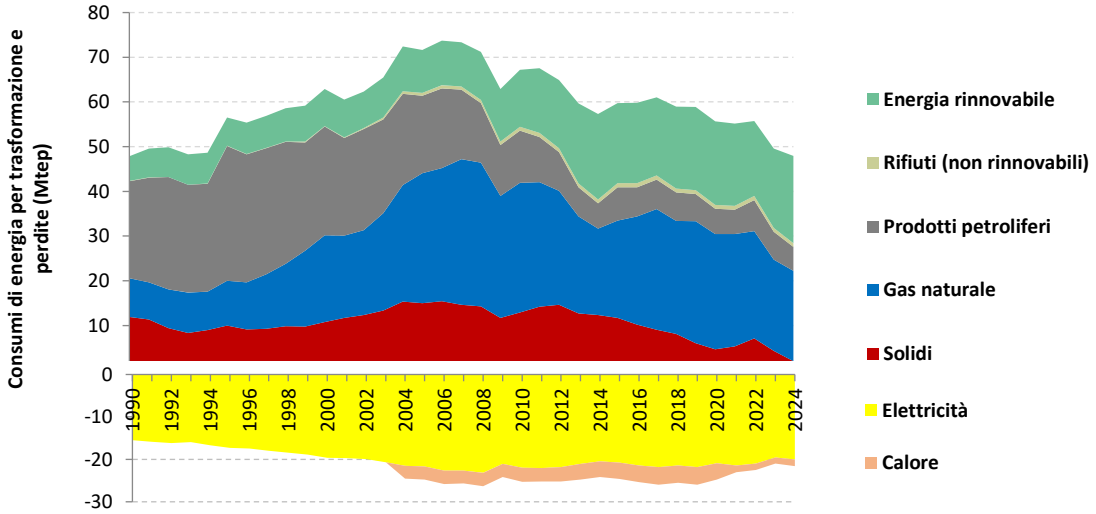
Nel bilancio energetico nazionale il settore elettrico fa parte delle trasformazioni e perdite, i cui consumi energetici sono definiti dall'energia in ingresso meno l'energia in uscita più l'energia autoconsumata nello stesso settore e le perdite di distribuzione. Nel contesto del fabbisogno energetico nazionale i consumi per le trasformazioni e perdite rappresentano mediamente il 22.8% del consumo interno lordo di energia dal 1990 al 2024. Dei consumi in trasformazioni e perdite, come sopra definiti, il settore elettrico rappresenta oltre il 70%. In Figura 1.2 è mostrato l'andamento dei consumi per trasformazioni e perdite e nei settori dei consumi finali.

Figura 1.2 – Consumi energetici per trasformazioni e perdite e nei consumi finali.



La Figura 1.3 focalizza l'attenzione sulle trasformazioni e perdite e illustra l'andamento dei consumi per combustibile e di elettricità e calore, mentre in Figura 1.4 è illustrato l'andamento delle quote di energia in ingresso e in uscita per elettricità e calore in trasformazioni e perdite.

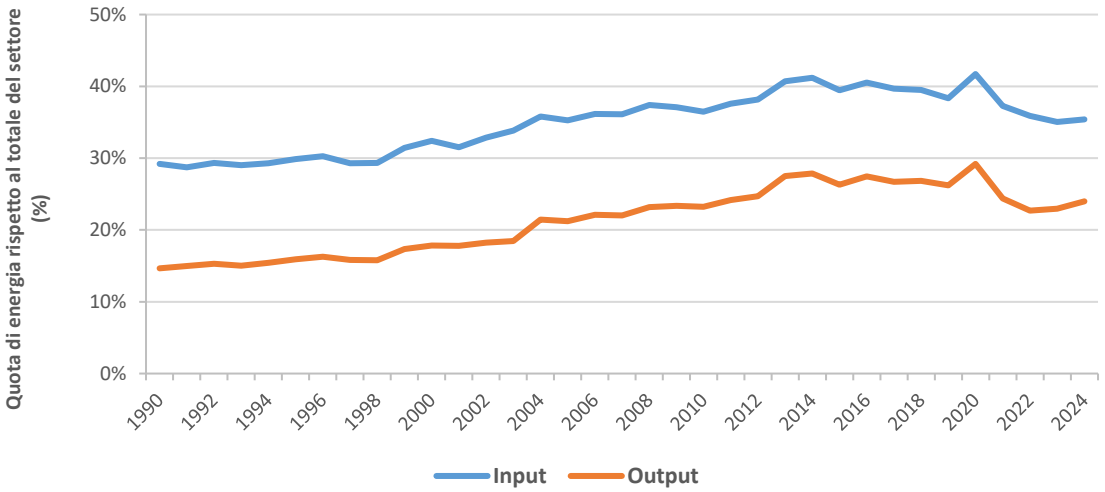
Figura 1.3 – Consumi di energia per combustibile per trasformazione e perdite.



Nel 2024 i consumi di energia in ingresso nel settore elettrico hanno inciso per il 35% dei consumi in ingresso per trasformazioni e perdite, mentre i consumi in uscita hanno inciso per il 24%. Le suddette

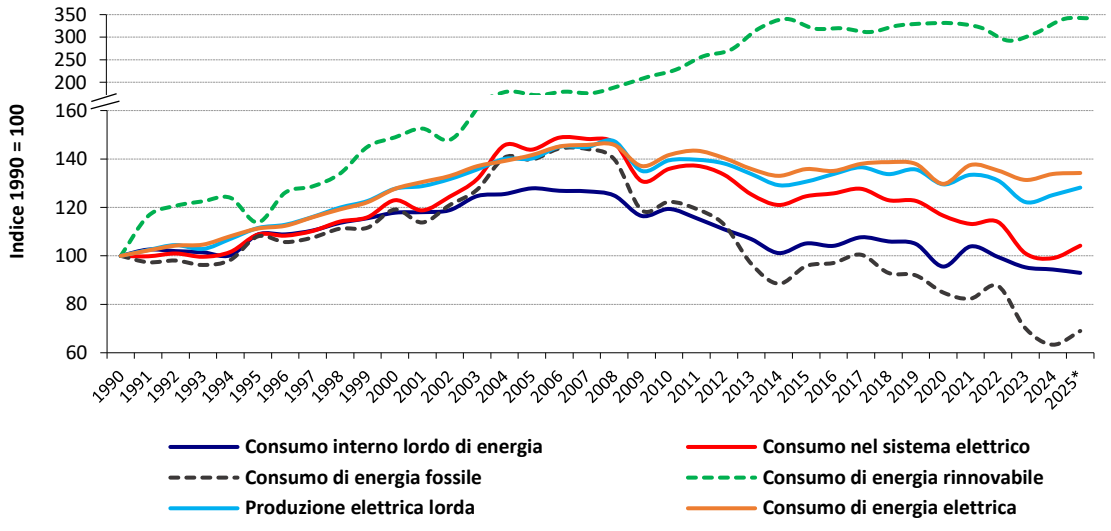
quote erano rispettivamente 29% e 15% nel 1990 e hanno registrato un notevole incremento dal 1990 al 2014, seguito da un andamento oscillante e in lieve diminuzione.

Figura 1.4 – Quota dei consumi di energia in ingresso e in uscita per elettricità e calore in trasformazioni e perdite.



La crescente elettrificazione dei consumi finali di energia rende il settore della generazione elettrica uno dei principali attori del sistema energetico nazionale, anche alla luce degli obiettivi di elettrificazione dei consumi finali. Dal 2001 il consumo di energia per la produzione elettrica è aumentato a tassi superiori a quelli registrati per il consumo interno lordo di energia. L'incremento del consumo di energia rinnovabile è speculare alla diminuzione di energia fossile.

Figura 1.5 – Andamenti indicizzati del consumo interno lordo di energia, del consumo di energia nel settore elettrico per la produzione di elettricità e calore, della produzione e consumo di energia elettrica.



* Dati preliminari

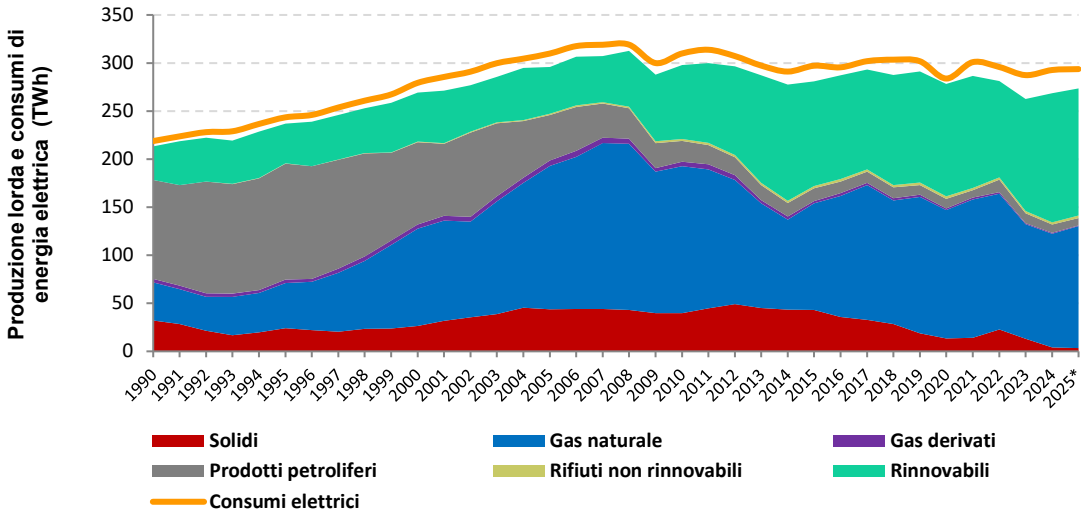
1.1.1 Produzione elettrica

La produzione lorda di energia elettrica è passata dal 1990 al 2024 da 216.6 TWh a 271 TWh (+25.1%). Nello stesso periodo, il consumo di energia elettrica è passato da 218.8 TWh a 292.7 TWh (+33.8%). I dati preliminari del 2025 mostrano un incremento di ≈2.5% per la produzione lorda, con consumi in lieve incremento rispetto al 2024.

Dopo una crescita costante della produzione e del consumo lordo di energia elettrica fino al 2008, si registra la drastica contrazione dovuta alla crisi economica, i cui effetti hanno avuto durata fino al 2014 (Figura 1.6). Successivamente si registra una lieve ripresa della produzione e del consumo di energia elettrica, seguita dalla contrazione nel 2020 per le misure di lockdown per fermare la pandemia di SARS-CoV-2. Nel 2021 aumenta la produzione elettrica, seguito dalla riduzione fino al 2023. Nel 2024 la produzione e i consumi aumentano rispetto all'anno precedente: +2.4% per la produzione lorda e +1.9% per i consumi. La quota media del saldo import/export dal 1990 al 2024 è il 15.1% dei consumi di energia elettrica, con ampie fluttuazioni comprese nell'intervallo ±3%. Nel 2024 il saldo import/export è stato il 17.4% dei consumi, mentre nel 2025 la quota diminuisce a ≈16%.

Per quanto riguarda il mix energetico, è evidente l'incremento dal 1990 della quota di gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi; 43.7% della produzione elettrica da gas naturale e 3.2% da prodotti petroliferi nel 2024, mentre nel 1990 le due percentuali erano rispettivamente del 18.3% e del 47.4%. I combustibili solidi nel 2024 hanno contribuito all'1.5% della produzione elettrica e, fatto salvo l'incremento osservato nel 2022, la quota è in costante diminuzione dal 2012, quando ha toccato il picco della serie storica, con 16.4%. I dati preliminari del 2025 mostrano l'ulteriore contrazione dei prodotti petroliferi (≈2.8%) e dei combustibili solidi (≈1.2%) e il lieve incremento del gas naturale (≈45.7%).

Figura 1.6 – Produzione lorda di energia elettrica per fonte e consumi elettrici.



* Dati preliminari

Tabella 1.2 – Produzione elettrica lorda per fonte energetica (TWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024	*2025**
Solidi	32.0	24.1	26.3	43.6	39.7	43.2	13.4	14.0	22.6	13.2	3.9	*3.4*
Gas naturale	39.7	47.0	101.4	149.3	152.7	110.9	133.7	144.0	141.4	119.0	118.6	*126.9*
Gas derivati	3.7	3.4	4.3	5.8	4.7	2.2	1.7	1.9	1.6	1.2	0.8	*0.7*
Prodotti petroliferi	102.7	120.8	85.9	47.1	21.7	13.4	10.0	7.7	12.9	10.2	8.6	*7.8*
Rifiuti e bioenergie	0.1	0.4	1.9	6.2	11.6	21.8	22.0	21.5	20.0	18.4	19.6	*20.6*
di cui bioenergie	*0.1*	*0.3*	*1.5*	*4.8*	*9.4*	*19.4*	*19.6*	*19.1*	*17.6*	*16.0*	17.2	*18.1*
Altre fonti di energia[1]	0.0	0.4	0.8	1.1	0.8	0.6	0.5	0.6	0.7	0.6	0.7	*0.7*
Totale	**178.3**	**196.1**	**220.5**	**253.1**	**231.2**	**192.1**	**181.3**	**189.7**	**199.2**	**162.6**	**152.1**	***159.9***

[1] le altre fonti di energia sono associate alla produzione termoelettrica, ma non assimilabili a un combustibile.
* Dati preliminari.

1.1.2 Energia elettrica da fonti rinnovabili

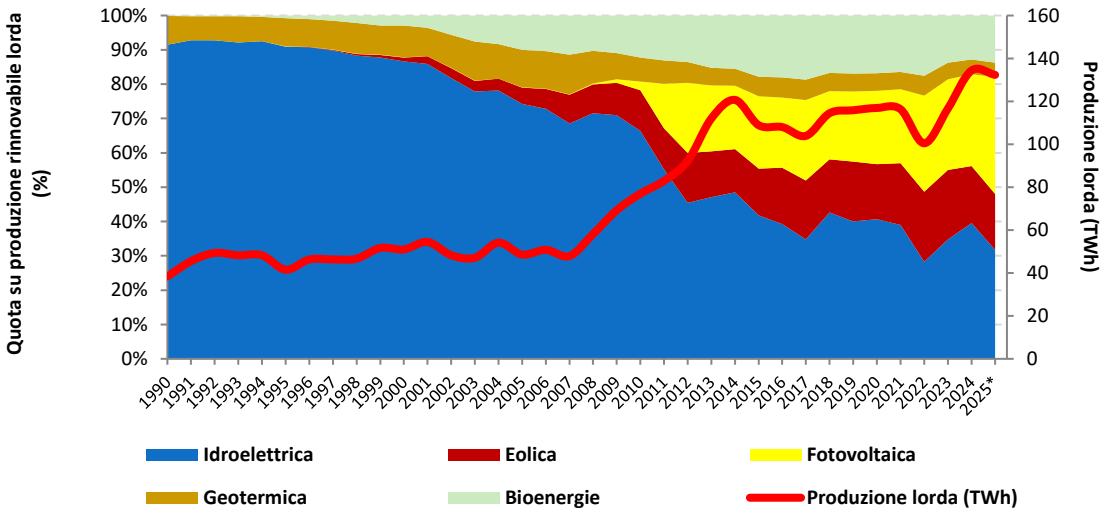
In merito all'energia elettrica da fonti rinnovabili, i settori idroelettrico e geotermico hanno fornito la quasi totalità dell'energia elettrica rinnovabile fino alla prima metà degli anni 2000; la fonte idroelettrica

rappresentava il 90.6% nel 1990 (Tabella 1.3, Figura 1.7). Una quota marginale era fornita dal settore termoelettrico, con la combustione di bioenergie. Dal 2005 si registra l'incremento della quota da fonte eolica e dal 2011 da fonte fotovoltaica. Nel 2024 la fonte idrica, al netto dei pompaggi, ha fornito il 39.5% dell'elettricità rinnovabile. I dati preliminari del 2025 mostrano una contrazione del settore idrico, con un contributo di ≈32%. La quota di energia idroelettrica è estremamente variabile in relazione alle condizioni meteorologiche.

Tabella 1.3 – Produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile. La produzione idroelettrica è riportata al netto della produzione da pompaggi (TWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024	*2025x*
Idroelettrica	31.6	37.8	44.2	36.1	51.1	45.5	47.6	45.4	28.4	40.5	53.1	*42.0*
0 - 1 MW	-	*1.4*	*1.6*	*1.5*	*2.2*	*2.6*	*3.2*	*3.1*	*2.1*	*2.9*	*3.7*	*2.9*
1 - 10 MW	-	*6.0*	*6.6*	*6.1*	*8.7*	*8.3*	*9.0*	*8.5*	*5.3*	*9.3*	*11.6*	*9.2*
> 10 MW	-	*30.3*	*36.1*	*28.5*	*40.2*	*34.7*	*35.4*	*33.8*	*21.1*	*28.3*	*37.8*	*29.9*
Eolica	0.0	0.0	0.6	2.3	9.1	14.8	18.8	20.9	20.5	23.6	22.3	*21.6*
Fotovoltaica	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	22.9	24.9	25.0	28.1	30.7	36.0	*45.0*
Geotermica	3.2	3.4	4.7	5.3	5.4	6.2	6.0	5.9	5.8	5.7	5.7	*5.7*
Bioenergie	0.1	0.3	1.5	4.8	9.4	19.4	19.6	19.1	17.6	16.0	17.2	*18.1*
Solidi	-	*0.2*	*0.9*	*3.6*	*4.3*	*6.3*	*6.8*	6.8	6.7	5.8	6.4	*6.7*
Biogas	-	*0.1*	*0.6*	*1.2*	*2.1*	*8.2*	*8.2*	8.1	7.8	7.5	7.5	*7.9*
Bioliquidi	-	*0.0*	*0.0*	*0.0*	*3.1*	*4.9*	*4.7*	4.1	3.1	2.8	3.4	*3.5*
Totale	**34.9**	**41.5**	**51.0**	**48.6**	**77.0**	**108.9**	**116.9**	**116.3**	**100.5**	**116.6**	**134.4**	***132.3***

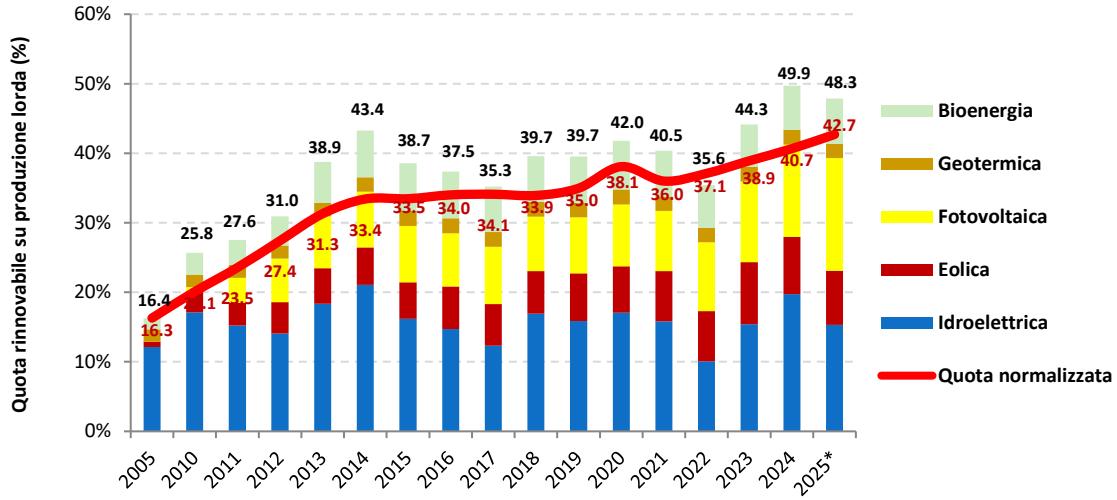
Figura 1.7 – Quota di produzione elettrica lorda per fonte rinnovabile e produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili.



* Dati preliminari.

Nel 2005 la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili rappresentava il 16.4% della produzione nazionale (Figura 1.8), al netto degli apporti da pompaggio. Dopo il 2007 la quota rinnovabile è salita fino al 2014, quando ha raggiunto il 43.4%, cui è seguita una sensibile diminuzione, con una quota media inferiore al 40% fino 2022. Nel 2024 la quota rinnovabile nella produzione elettrica, al netto degli apporti da pompaggio e accumuli *stand alone*, è stata del 49.9%. I dati preliminari del 2025 mostrano una diminuzione della quota rinnovabile, intorno al 48%.

Figura 1.8 – Quota di produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili per fonte (etichette nere) e quota normalizzata di energia rinnovabile rispetto al consumo finali lordo di energia elettrica (linea ed etichette rosse) ai sensi della direttiva 2009/28/CE fino al 2020 e della direttiva (UE) 2018/2001 dal 2021.

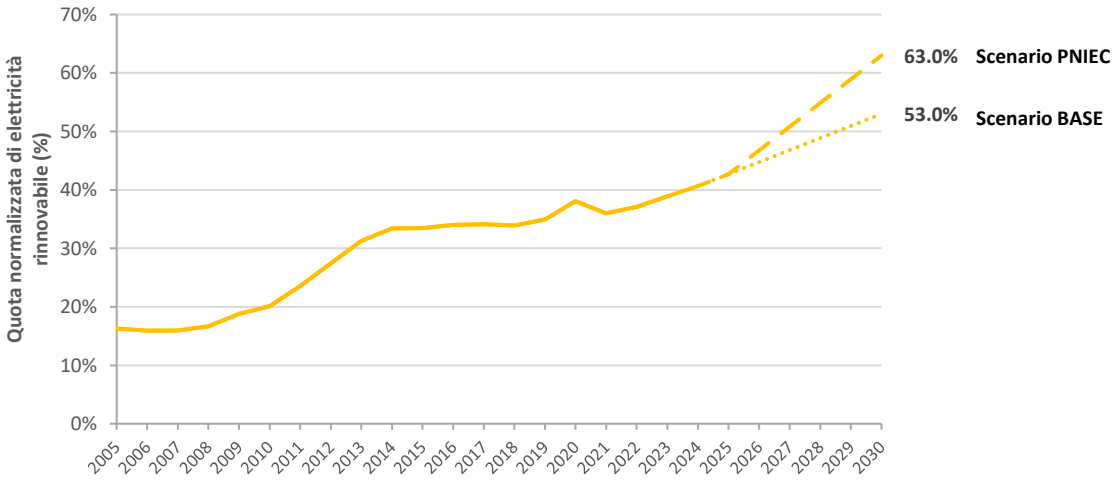


* Dati preliminari.

Secondo la metodologia di monitoraggio degli obiettivi europei per il 2020 (Direttiva 2009/28/CE), nel 2020 la quota normalizzata di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto al consumo finale lordo di energia elettrica è stata del 38.1%. Dal 2021 la quota normalizzata è calcolata secondo la Direttiva (UE) 2018/2001 e registra un costante incremento: 40.7% nel 2024 e ≈43% del 2025 (MASE, 2026).

In merito agli obiettivi europei al 2030 la quota di elettricità da fonti rinnovabili rappresenta un obiettivo indicativo, sebbene essenziale al raggiungimento dell'obiettivo obbligatorio della quota complessiva di consumi da fonti rinnovabili. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, 2024) fissa gli obiettivi nazionali della quota di elettricità da fonti rinnovabili secondo lo scenario di riferimento e lo scenario con politiche aggiuntive. In Figura 1.9 sono riportati l'andamento storico dal 2005 al 2025 e le traiettorie lineari fino al 2030 per gli obiettivi secondo i due scenari.

Figura 1.9 – Quota normalizzata di energia rinnovabile sul consumo finale lordo di energia elettrica ai sensi della direttiva 2009/28/CE fino al 2020 e della direttiva (UE) 2018/2001 dal 2021. Dal 2026 sono riportate le traiettorie lineari per raggiungere gli obiettivi stabiliti dal PNIEC secondo lo scenario di riferimento (BASE) e lo scenario con politiche aggiuntive (scenario PNIEC).



Sebbene la quota rinnovabile nel settore elettrico non abbia un obiettivo obbligatorio, è evidente che per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dal PNIEC è necessario accelerare il tasso annuale rispetto al passato. L'aumento medio annuo è stato di 1.32 punti percentuali all'anno dal 2005 al 2025. Il tasso

annuale richiesto per raggiungere i livelli riportati nel PNIEC dal 2026 al 2030 dovrebbe essere di 2.06 punti per lo scenario di riferimento e di 4.06 punti per lo scenario con politiche aggiuntive.

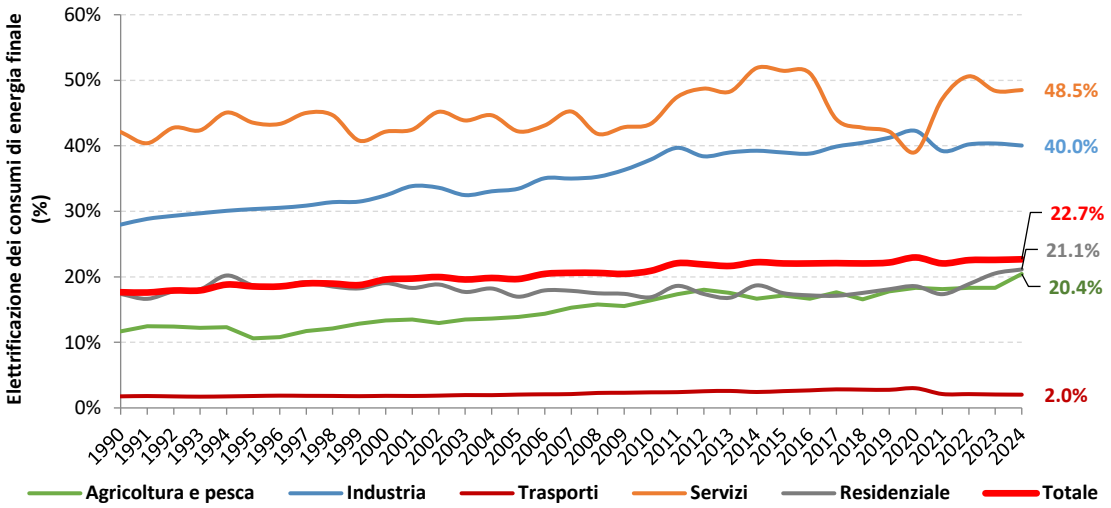
1.1.3 Elettrificazione dei consumi finali

In merito ai consumi di energia elettrica, la Figura 1.10 illustra l'andamento del livello nazionale e settoriale di elettrificazione dei consumi finali. L'elettrificazione dei consumi finali è una strategia fondamentale di mitigazione delle emissioni di gas serra, a condizione che venga perseguita parallelamente alla produzione di elettricità da fonti rinnovabili. La quota nazionale di elettricità nei consumi finali è aumentata dal 1990 e ha raggiunto il 22.7% nel 2024.

I diversi settori presentano livelli di elettrificazione molto differenti. Il settore dei servizi ha la quota più elevata di consumo elettrico, con un aumento significativo dal 2008, fino a superare il 50% dei consumi finali del settore dal 2014 al 2016. Dal 2017 la quota è diminuita fino al 2020, ed è tornata a crescere nell'anno successivo. Le brusche variazioni menzionate sono dovute principalmente a ragioni contabili: dal 2017 l'Italia ha iniziato a riportare nei bilanci energetici nazionali il consumo finale di calore fornito dalle pompe di calore, dato che in precedenza non veniva incluso, mentre il forte incremento registrato dal 2021 è dovuto all'attribuzione a questo settore dei consumi elettrici nei servizi idrici, precedentemente contabilizzati nell'industria. Il livello di elettrificazione del settore nel 2024 è stato del 48.5%.

Nel settore industriale, l'elettrificazione è aumentata costantemente dal 1990. Nel 2024 l'elettricità rappresenta il 40% dei consumi finali del settore. La diminuzione osservata nel 2021, speculare all'aumento registrato nei servizi, è riconducibile ai menzionati motivi contabili. Il settore residenziale presenta un rilevante aumento dell'elettrificazione negli ultimi anni e nel 2024 la quota dell'elettricità raggiunge il 21.1%. L'elettrificazione dei consumi nell'agricoltura e pesca è del 20.4% con un incremento di lungo temine dal 1990. D'altra parte, i trasporti fanno registrare il livello più basso di elettrificazione dei consumi finali, 2% nel 2024, senza significative variazioni nel lungo periodo.

Figura 1.10 – Elettrificazione dei consumi finali per settore.

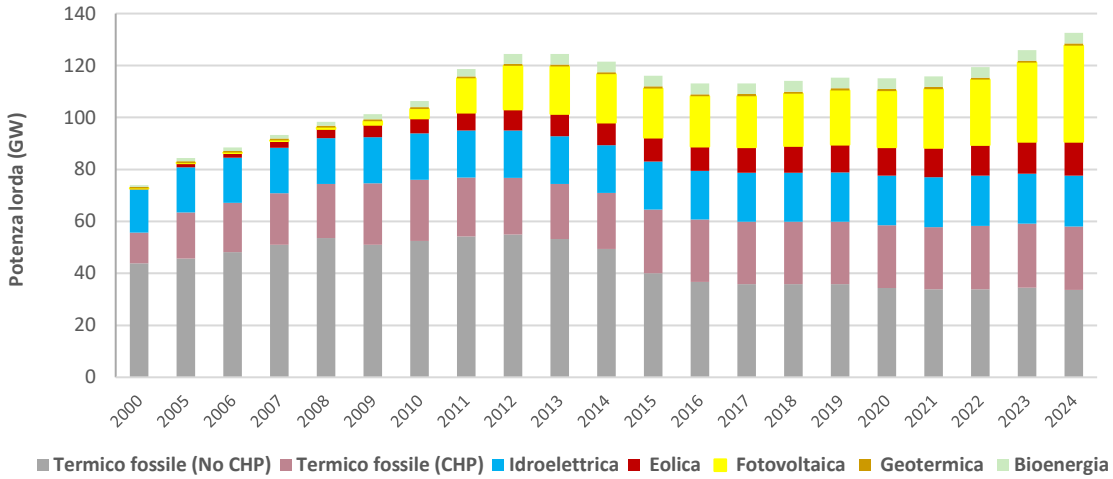


1.1.4 Potenza installata

La potenza termoelettrica lorda nel 2024 è 62.1 GW con una forte contrazione dal 2012, quando la capacità installata raggiunse il picco di 80.6 GW. Gli impianti a ciclo combinato, indipendentemente dalla cogenerazione o dalla sola produzione di energia elettrica, evidenziano un significativo incremento della potenza efficiente lorda, passando da 7.9 GW nel 2000 a un massimo di 43.4 GW nel 2011-2012. Nel 2024 la potenza di questi impianti è stata di 42.5 GW.

La potenza degli impianti CHP è aumentata del 13.5% dal 2012, mentre gli impianti che producono solo energia elettrica sono diminuiti del 37.9%, dimostrando che la quasi totalità dei nuovi impianti è in cogenerazione.

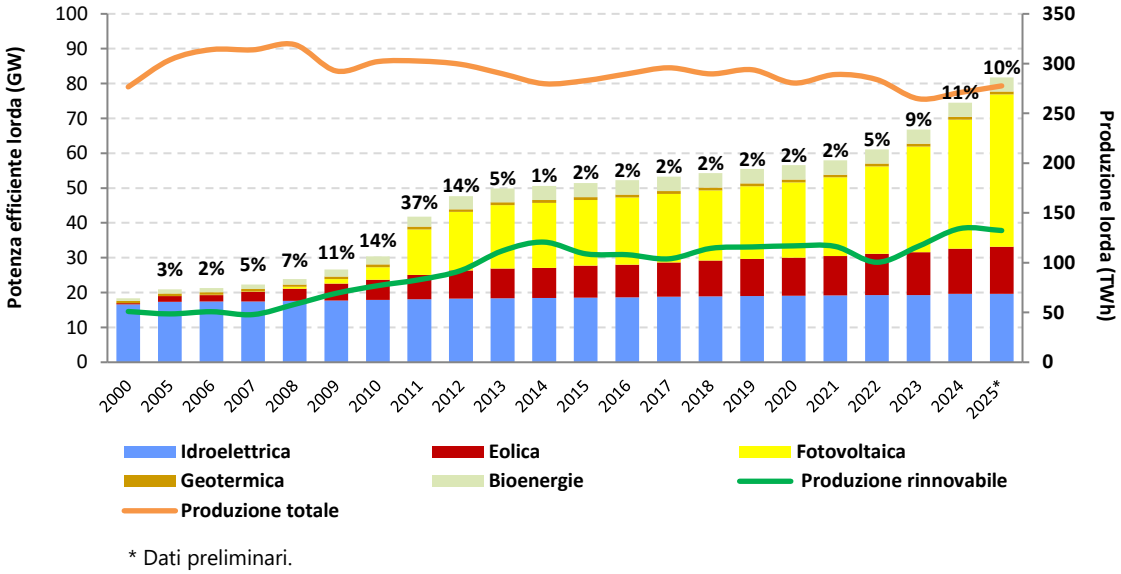
Figura 1.11 – Potenza efficiente lorda.



Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, in Figura 1.12 si osserva l'aumento significativo della potenza installata dal 2000. Il tasso di crescita annuo più elevato è stato registrato nel 2011, quando la nuova potenza rispetto all'anno precedente è stata di 11.4 GW, di cui 9.5 GW di impianti fotovoltaici e 1.1 GW di impianti eolici. Dopo il 2014, la potenza aggiuntiva all'anno è stata di ≈1 GW fino al 2021. Dal 2022 si registra un maggiore incremento della potenza aggiuntiva annua: 3.1 GW nel 2022, 5.8 GW nel 2023, 7.7 GW nel 2024. L'incremento osservato è prevalentemente dovuto a impianti fotovoltaici. L'eolico offshore in Italia entra in attività dal 2023, con l'unico parco operativo a Taranto (31 MW). La potenza complessiva degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel 2024 è stata 74.5 GW.

I dati preliminari di TERNA mostrano che la nuova potenza nel 2025 è ≈7.2 GW, di cui 6.7 GW fotovoltaici. La potenza fotovoltaica del 2025 dovrebbe pertanto essere di ≈43.7 GW, mentre quella eolica è ≈13.5 GW. La potenza rinnovabile totale nel 2025 dovrebbe essere ≈81.7 GW.

Figura 1.12 – Potenza efficiente lorda degli impianti rinnovabili (asse a sinistra) e produzione elettrica lorda (asse a destra). La percentuale si riferisce al tasso medio annuo di variazione della potenza totale.



* Dati preliminari.

Per quanto riguarda gli impianti alimentati da bioenergia, va sottolineato il rapido aumento dal 2008 al 2013 e la conseguente stabilizzazione della potenza efficiente lorda con nuove installazioni di pochi MW all'anno fino al 2018 e una diminuzione negli ultimi anni. Gli impianti alimentati a biogas sono passati da 0.37 GW nel 2008 a 1.47 GW nel 2024. La crescita degli impianti alimentati con bioliquidi nel periodo 2008-2013 è particolarmente rapida, passando da 0.12 GW a 1.04 GW, per poi ridursi a 0.91 GW nel 2024. Gli impianti alimentati da biomasse solide e rifiuti sono aumentati da 1.07 GW nel 2008 a 1.73 GW nel 2018. Dal 2018 tale fonte mostra un andamento oscillante e nel 2024 la potenza è 1.68 GW, di cui 0.92 alimentati da rifiuti. Le tendenze osservate possono essere spiegate dalla riduzione degli incentivi per questi impianti, il cui sviluppo non sembra indipendente da qualche forma di incentivazione.

Di seguito sono riportate le mappe che illustrano la distribuzione regionale della potenza efficiente lorda installata e della produzione elettrica lorda totale per fonte nel 2024.

Figura 1.13 – Mappe regionali della potenza efficiente e della produzione elettrica lorda totale nel 2024.

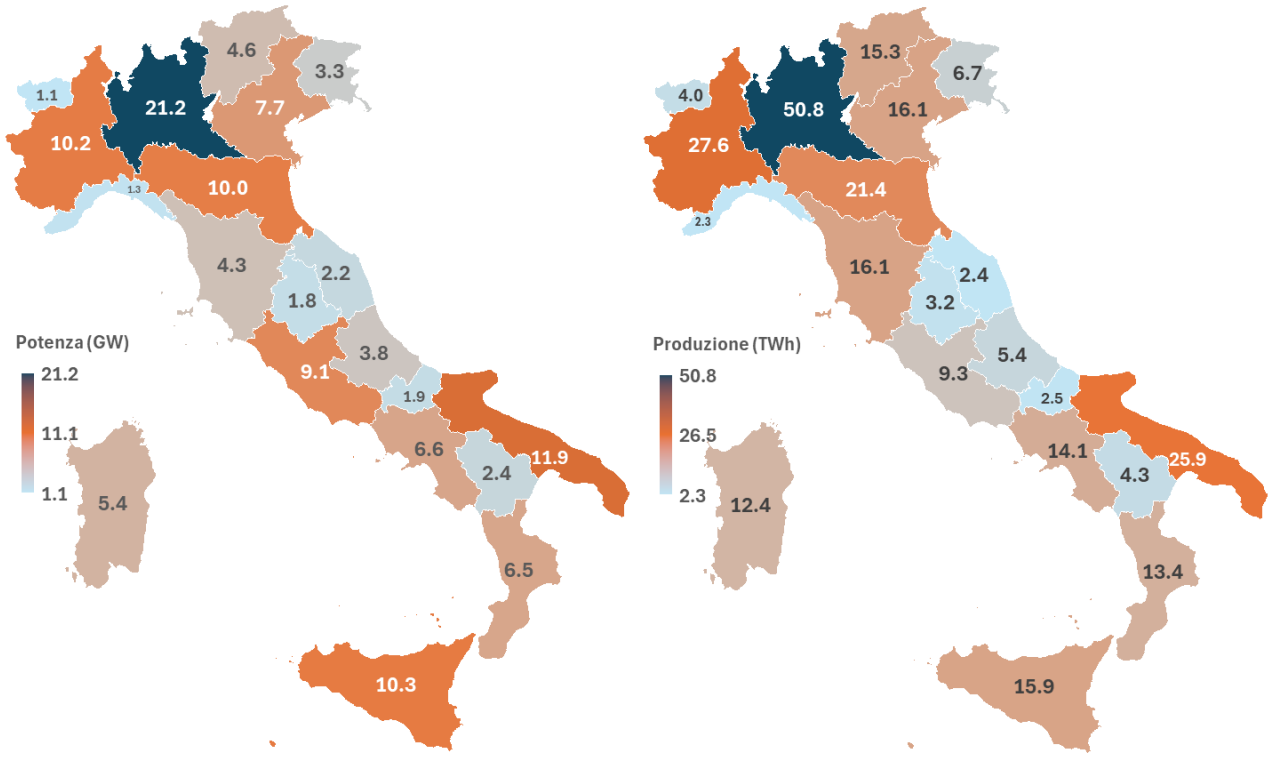


Figura 1.14 – Mappe regionali della potenza efficiente e della produzione elettrica lorda da impianti termoelettrici (fossile) nel 2024.

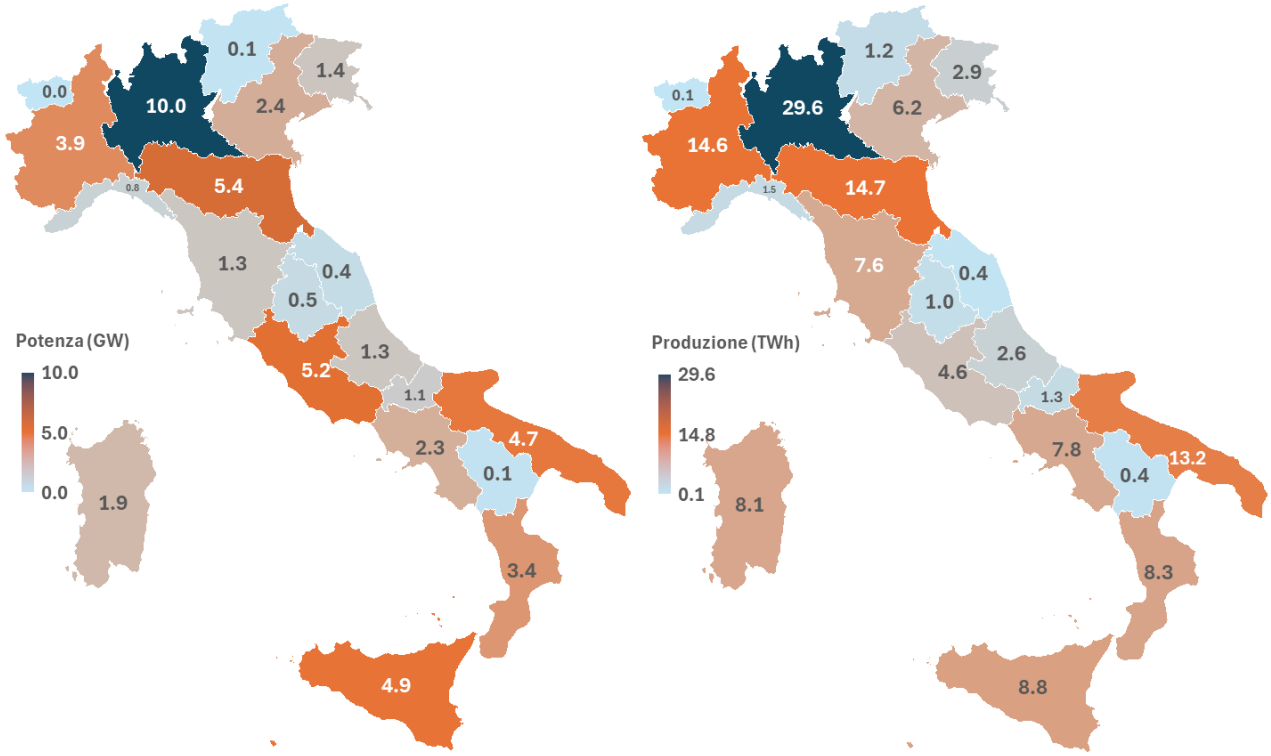


Figura 1.15 – Mappe regionali della potenza efficiente e della produzione elettrica lorda da impianti idroelettrici (al netto dei pompaggi) nel 2024.

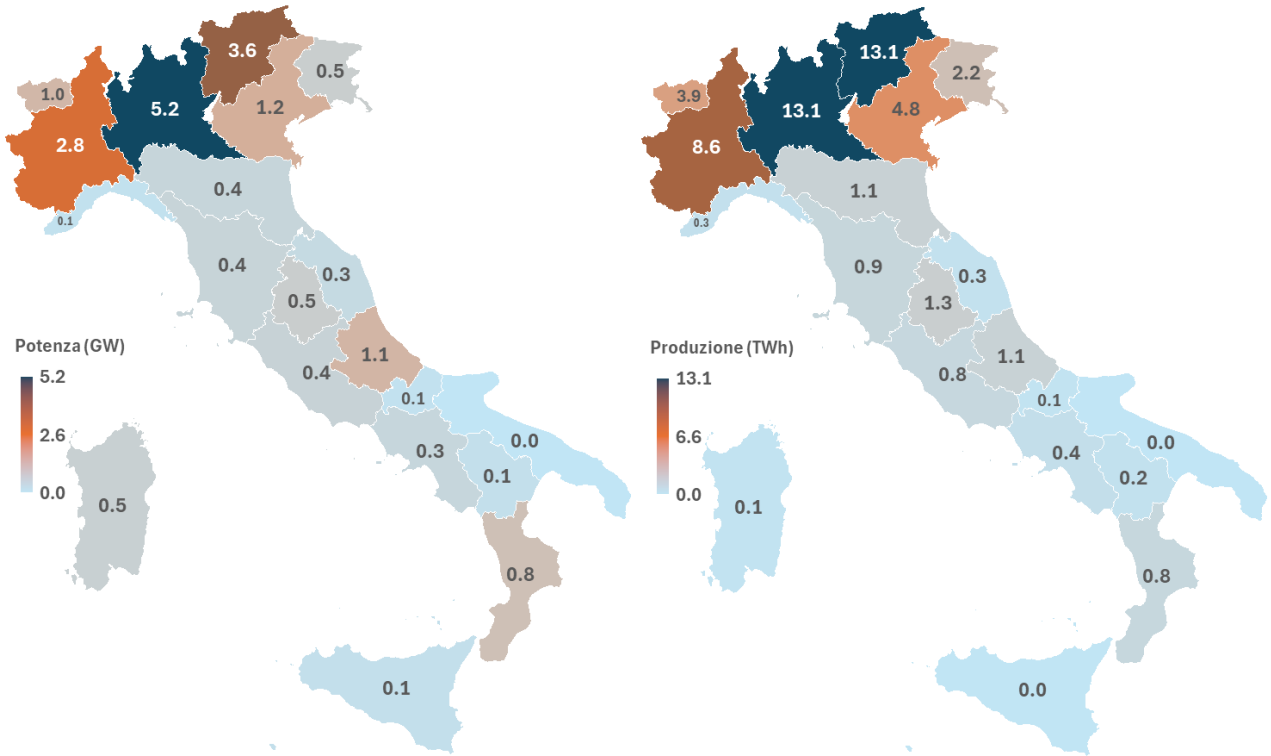


Figura 1.16 – Mappe regionali della potenza efficiente e della produzione elettrica lorda da impianti eolici nel 2024.

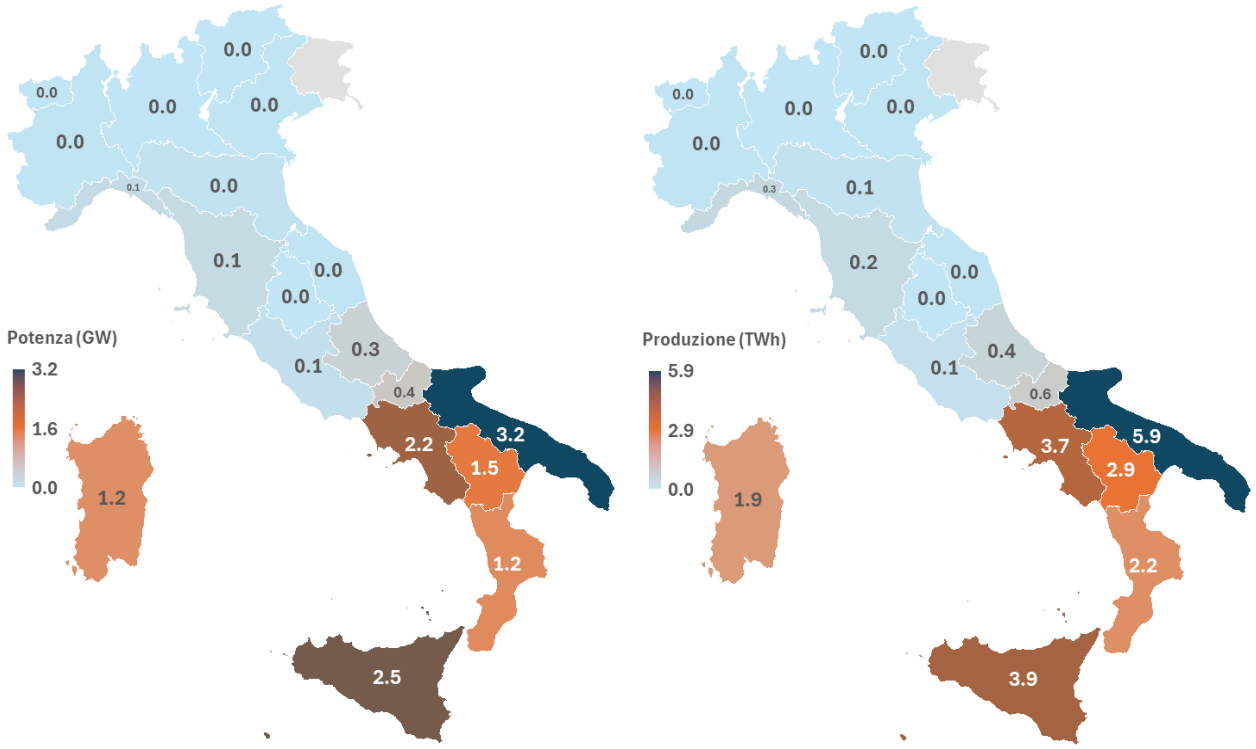


Figura 1.17 – Mappe regionali della potenza efficiente e della produzione elettrica lorda da impianti fotovoltaici nel 2024.

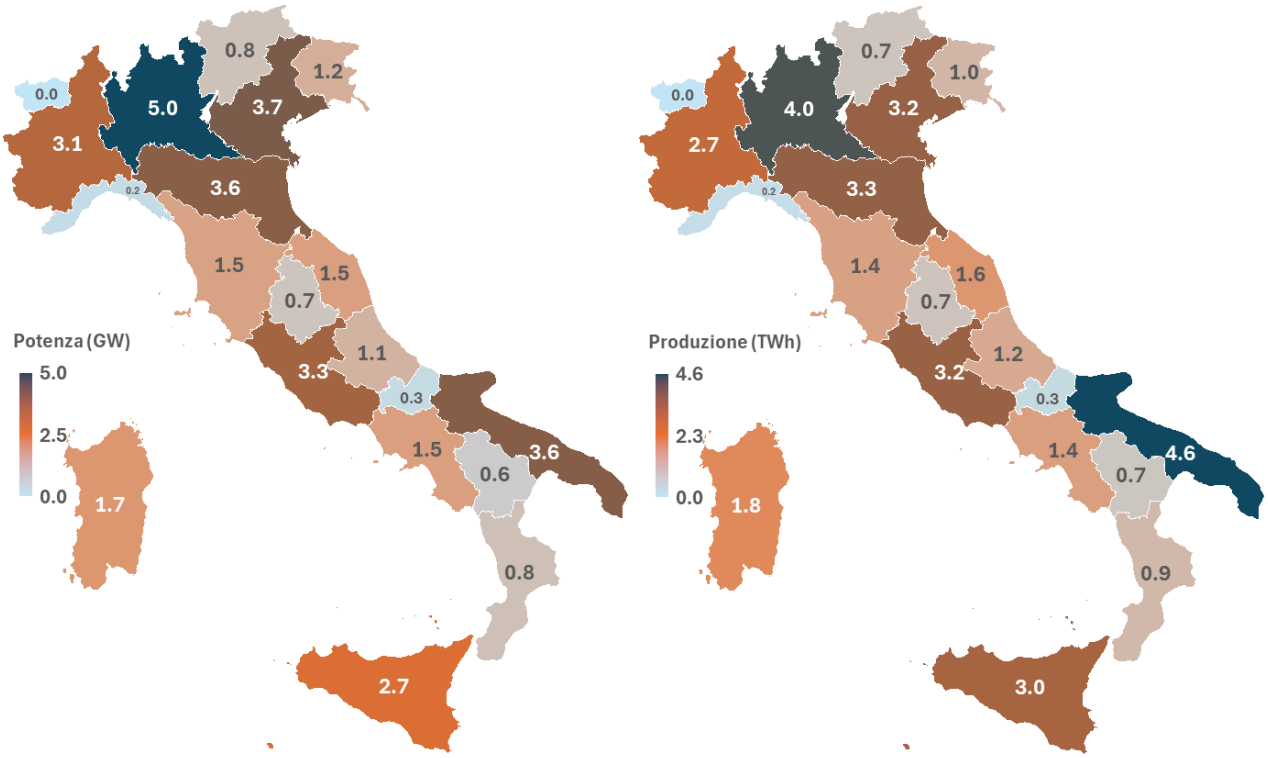
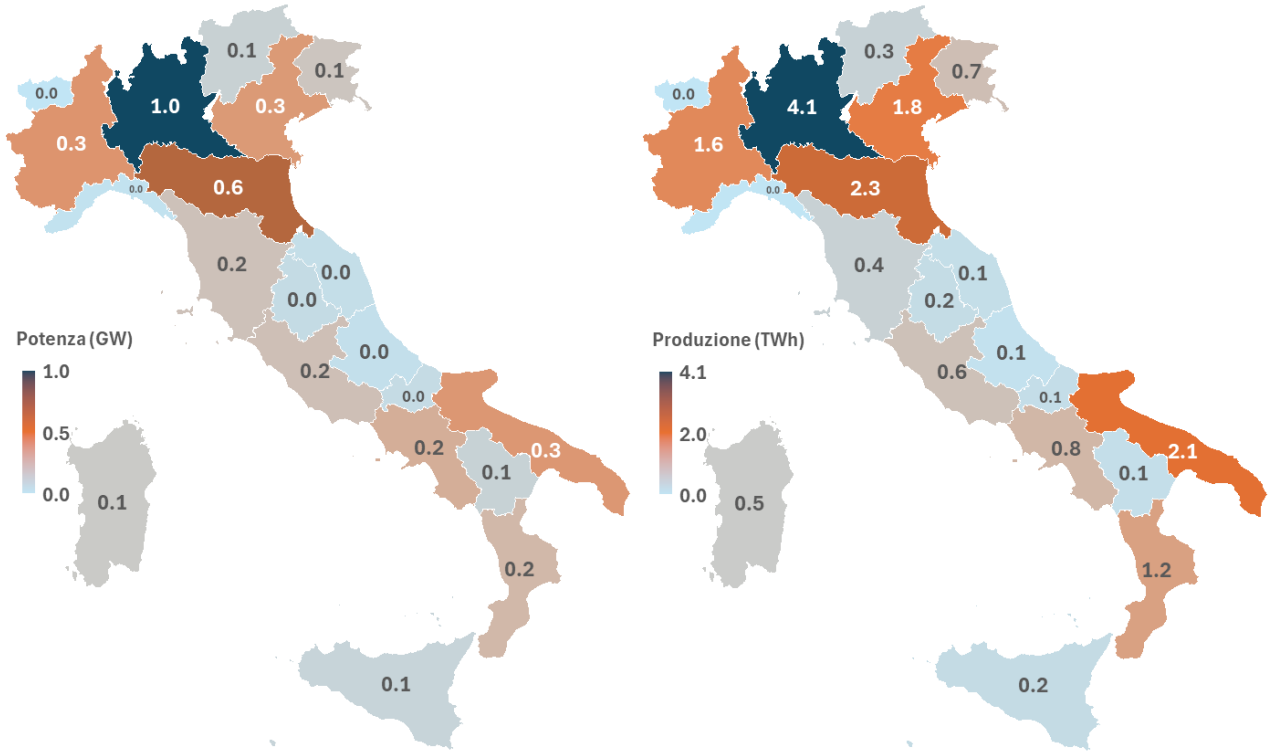


Figura 1.18 – Mappe regionali della potenza efficiente e della produzione elettrica lorda da impianti geotermici nel 2024.



Figura 1.19 – Mappe regionali della potenza efficiente e della produzione elettrica lorda da impianti termoelettrici alimentati da bioenergie nel 2024.



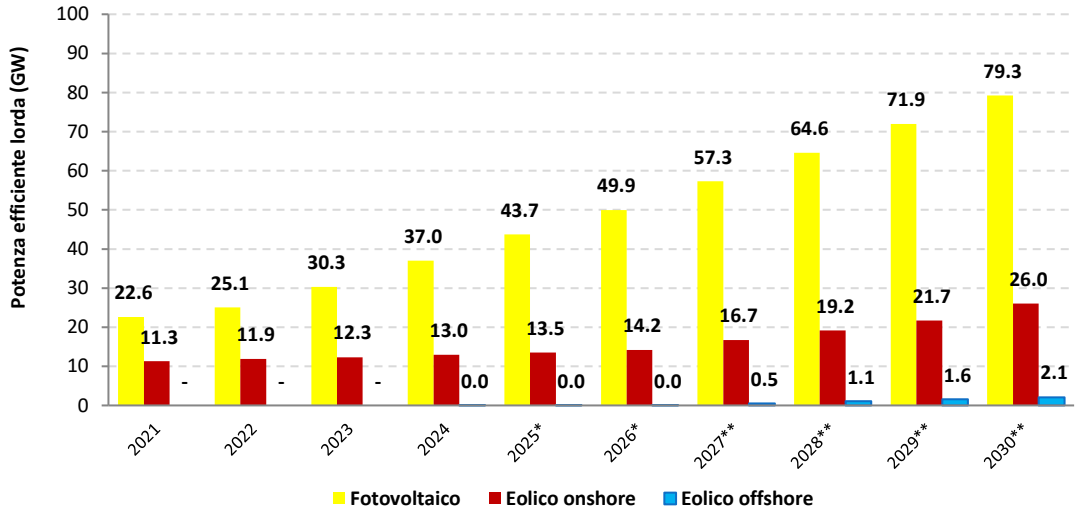
In merito agli obiettivi di potenza rinnovabile al 2030, stabiliti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, 2024), gli impianti fotovoltaici ed eolici costituiscono la principale sfida del Paese. Per gli

impianti fotovoltaici il PNIEC stabilisce che nel 2030 sia operativa una potenza di 79.3 GW, mentre la potenza per gli impianti eolici è 28.1 GW, di cui 2.1 GW di impianti eolici offshore (Figura 1.20).

Per raggiungere l'obiettivo per il fotovoltaico, il tasso medio annuo di incremento della potenza installata dal 2026 al 2030 dovrà essere ≈13%. Il tasso annuale effettivo, dal 2021 al 2025, è stato del 17.9%. La traiettoria di crescita della potenza fotovoltaica è pertanto in linea con il raggiungimento dell'obiettivo.

Sul fronte della potenza eolica, invece, è evidente un ritardo rispetto alla traiettoria stabilita dal PNIEC. Fino al 2025 la potenza onshore installata è stata di 13.5 GW, con un tasso medio annuo di incremento dal 2021 pari al 4.6%, da confrontare con il tasso medio annuo di ≈14% necessario dal 2026 al 2030 per raggiungere l'obiettivo di 26 GW. Considerando le stime preliminari dei primi mesi del 2026, la distanza dal 2030 appare più ampia, con la necessità di un tasso annuale di nuova potenza superiore al 16% dal 2027. Ancora più in ritardo è l'eolico offshore, fermo a 31 MW operativi nel 2024 e 2025. L'obiettivo di 2.1 GW, qualora anche nel 2026 dovesse rimanere fermo l'eolico offshore, è raggiungibile se la potenza aumenterà con un tasso medio annuo di ≈187% dal 2027.

Figura 1.20 – Potenza degli impianti fotovoltaici ed eolici; dati storici fino al 2024, stime preliminari al 2025 e 2026, proiezioni dello scenario PNIEC fino al 2030.



* Dati preliminari; ** Proiezioni.

1.2 Fattori di emissione di CO_2 per energia primaria dei combustibili

In Tabella 1.4 sono riportati i fattori di emissione per unità di energia primaria dal 2022 al 2024 dei combustibili utilizzati nel settore elettrico.

Tabella 1.4 – Fattori di emissione per contenuto di energia primaria dei combustibili utilizzati nel settore elettrico.

Combustibile	U.M.	Anno	t CO_2/TJ	t CO_2/U.M.	t CO_2/tep
Gas naturale (pci 8190 kcal/m^3)	10^3 Sm^3	2022	58.918	2.020	2.467
		2023	59.205	2.030	2.479
		2024	59.089	2.026	2.474
Olio combustibile	t	2022	76.609	3.144	3.207
		2023	76.427	3.143	3.200
		2024	76.475	3.143	3.202
Carbone da vapore	t	2022	93.233	2.310	3.903
		2023	93.395	2.302	3.910
		2024	92.227	2.318	3.861
Gas di raffineria	t	2022	56.531	2.665	2.367

Combustibile	U.M.	Anno	t CO_2/TJ	t CO_2/U.M.	t CO_2/tep
		2023	56.497	2.666	2.365
		2024	56.070	2.651	2.348
Gas di cokeria	10^3 Sm^3	2022	44.925	0.805	1.881
		2023	44.857	0.756	1.878
		2024	44.857	0.748	1.878
Gas di altoforno	10^3 Sm^3	2022	250.750	0.911	10.498
		2023	254.347	0.897	10.649
		2024	246.717	0.908	10.330
Gas di acciaieria	10^3 Sm^3	2022	191.486	1.414	8.017
		2023	199.069	1.354	8.335
		2024	199.535	1.283	8.354
Idrocarburi pesanti per gassificazione	t	2022	80.480	3.134	3.370
		2023	80.611	3.139	3.375
		2024	81.026	3.155	3.392
Gas di sintesi	t	2022	99.071	0.926	4.148
		2023	97.875	0.864	4.098
		2024	98.130	0.953	4.108
Media ponderata: Idrocarburi pesanti per gassificazione e Gas di sintesi	t	2022	86.887	1.618	3.638
		2023	86.531	1.553	3.623
		2024	84.830	1.979	3.552
Gas residui da processi chimici	t	2022	48.935	2.216	2.049
		2023	49.736	2.226	2.082
		2024	50.150	2.202	2.100
Coke di petrolio (nelle raffinerie)	t	2022	96.855	3.435	4.055
		2023	95.672	3.393	4.006
		2024	95.308	3.380	3.990
CDR-CSS (quota fossile)	t	2022	47.674	1.190	1.996
		2023	47.471	1.186	1.987
		2024	38.164	0.945	1.598
Rifiuti industriali	t	2022	81.504	2.054	3.412
		2023	81.721	2.014	3.421
		2024	79.529	2.005	3.330
Rifiuti solidi urbani (quota fossile)	t	2022	68.183	0.526	2.855
		2023	68.725	0.524	2.877
		2024	67.231	0.523	2.815
Lignite	t	Valori di default per tutti gli anni (IPCC, 2006)	101.000	1.202	4.229
Benzina	t		69.300	3.070	2.901
GPL/Distillati leggeri	t		63.100	2.985	2.642
Gasolio	t		74.100	3.186	3.102
Naphta	t		73.300	3.262	3.069
Kerosene	t		71.500	3.153	2.994

Il fattore di emissione del gas naturale è stato calcolato a partire dal contenuto di carbonio e dal potere calorifico inferiore. Il gas naturale importato è regolarmente analizzato ai contatori di ingresso dagli operatori della rete di trasmissione (SNAM Rete Gas). La composizione chimica e il potere calorifico del gas importato e di quello prodotto sul territorio nazionale sono i principali parametri oggetto delle analisi. I dati sono regolarmente pubblicati da SNAM Rete Gas nei rapporti di sostenibilità ambientale o comunicati ad ISPRA. In base a tali dati è possibile stimare il contenuto medio di carbonio e il fattore di emissione del gas naturale utilizzato in Italia.

Dal 2005 i fattori di emissione di una serie di combustibili (carbone da vapore, coke di petrolio, gas derivati, gas di raffineria, gas di sintesi, gas residui da processi chimici, ecc.) sono stati calcolati in base ai dati comunicati al Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE dagli impianti stazionari che rientrano nel sistema *Emissions Trading Scheme* (ETS). Tali dati sono soggetti ad un processo di verifica che "*accerta l'affidabilità, credibilità e precisione dei sistemi di monitoraggio, dei dati e delle informazioni presentate e riguardanti le emissioni rilasciate dall'impianto.*" (D. Lgs 4 aprile 2006, n. 216, art. 16, c.1). La

verifica dei dati pervenuti al Comitato rende i dati particolarmente utili per valutare le caratteristiche dei combustibili e il relativo uso nel parco termoelettrico italiano. Precedentemente al 2005 sono stati utilizzati i fattori di emissione disponibili in letteratura o da raccolte dati presso gli impianti industriali.

I coefficienti di ossidazione dei combustibili sono stati aggiornati secondo le indicazioni delle linee guida IPCC 2006 per la realizzazione degli inventari nazionali (IPCC, 2006). Tali linee guida considerano il fattore di ossidazione dei combustibili pari a 1 se non sono disponibili informazioni più dettagliate. In altre parole, il contenuto di carbonio del combustibile si considera interamente convertito in anidride carbonica durante il processo di combustione.

Le emissioni del settore elettrico sono elaborate separatamente per la produzione di elettricità e calore. Sebbene energia elettrica e calore siano cogenerati, appare opportuno separare le due entità considerando la peculiarità degli usi finali delle due forme di energia. A tal proposito la quantità di combustibile destinato alla generazione elettrica nelle centrali cogenerative può essere calcolata scorporando la quota destinata alla generazione di calore. Lo scorporo dei combustibili è elaborato da TERNA che comunica a ISPRA i dati sul consumo energetico per combustibile del settore elettrico.

1.3 Emissioni di CO_2 e di altri GHG dal settore elettrico e fattori di emissione

Le emissioni di CO_2 nel settore elettrico sono stimate a livello nazionale secondo l'approccio richiesto da UNFCCC per la realizzazione degli Inventari Nazionali delle emissioni di gas serra (ISPRA, 2026a), sono quindi conteggiati solo i gas serra rilasciati sul territorio nazionale dalla combustione di fonti fossili. Le emissioni dovute alla produzione di elettricità importata sono a carico del Paese produttore. Sono considerate esclusivamente le emissioni da combustione dei combustibili fossili e della componente fossile dei rifiuti. In merito alle bioenergie (biogas, biomasse solide, quota rinnovabile dei rifiuti) le emissioni nette di CO_2 per la combustione sono considerate zero, perché pari alla CO_2 immagazzinata durante la formazione della materia prima. Secondo la metodologia adottata sono da considerarsi nulle le emissioni di CO_2 dalle altre fonti rinnovabili: idroelettrico, geotermia, fotovoltaico, eolico. Sebbene la fonte nucleare non sia presente nel mix energetico della produzione elettrica nazionale, si sottolinea che, nel contesto della contabilità delle emissioni definita da UNFCCC per gli inventari nazionali, sono considerate nulle le emissioni di gas serra per la produzione elettrica da tale fonte.

Come già riportato in Figura 1.1, la produzione di energia elettrica sul territorio nazionale è quindi la sola fase cui sono associate le emissioni di gas serra. Le emissioni sono calcolate moltiplicando i fattori di emissione nazionali dei singoli combustibili (Tabella 1.4; riportati anche in Annex 6 del National Inventory Document, 2026) per il rispettivo consumo di energia primaria. Il fattore di emissione per la produzione elettrica è quindi il rapporto tra le emissioni da combustione e l'energia elettrica lorda prodotta. Il fattore di emissione per i consumi elettrici considera il contributo dei consumi ausiliari, l'apporto della quota di elettricità importata e le perdite di rete. Alla produzione lorda è sommata la quota importata e sono sottratti i consumi ausiliari, l'energia destinata ai pompaggi, agli accumuli *stand alone* e le perdite di rete.

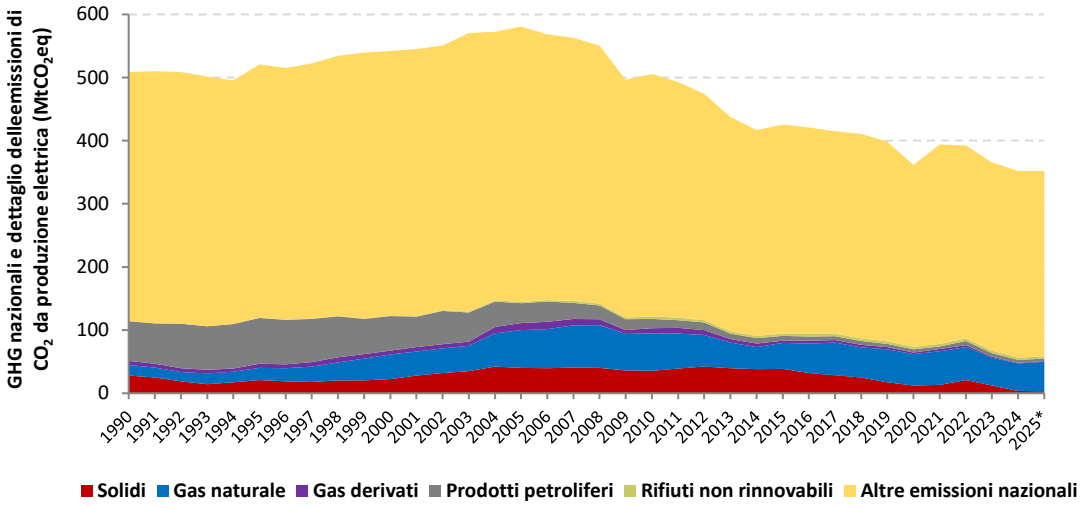
Le stime riferite all'anno precedente (2025 in questo rapporto), come richiesto dal DM n. 224 del 14 luglio 2023, si basano sui dati preliminari della produzione elettrica, forniti TERNA e GSE, e sulle elaborazioni dei dati pubblicati da TERNA nei rapporti mensili; le stime preliminari sono caratterizzate dall'incertezza che dipende dai dati di origine. Per la stima delle emissioni sono utilizzati i fattori di emissione per unità di energia primaria dei combustibili dell'ultimo anno al consuntivo (2024 in questo rapporto). Le stime preliminari saranno ricalcolate con i dati definitivi nell'anno successivo.

Le emissioni di CO_2 del settore elettrico nel 2024 sono state 67.8 Mt (di cui 56.4 Mt per la produzione di energia elettrica e 11.5 Mt per la produzione di calore), pari a 18.7% dei gas serra nazionali (Figura 1.21). Nel 2025 le emissioni di CO_2 sono aumentate del 4.3% rispetto all'anno precedente: 70.8 Mt di cui 58.6 Mt per la produzione di energia elettrica. Le emissioni di CO_2 nel settore elettrico costituiscono oltre il 99% delle emissioni di gas serra del settore; le emissioni di CH_4 e N_2O rappresentano quindi una quota marginale.

L'incremento delle emissioni nel 2025 è essenzialmente dovuto alla maggiore produzione termoelettrica di origine fossile (+5.2% rispetto al 2024), soprattutto da gas naturale e, in minore misura, da rifiuti non

rinnovabili. Le restanti fonti fanno registrare una riduzione delle emissioni. La produzione elettrica totale nel 2025 aumenta del 2.5% rispetto all'anno precedente.

Figura 1.21 – Emissioni di CO_2 del settore elettrico e altre emissioni di gas serra.



* Dati preliminari.

Tabella 1.5 – Emissioni di anidride carbonica per fonte combustibile dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica e calore (Mt CO_2).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024	*2025x*
Solidi	28.1	20.8	22.4	40.4	35.5	39.1	12.5	13.1	21.1	12.1	3.4	*2.9*
Gas naturale	21.2	24.6	49.3	67.4	68.1	49.5	58.5	63.1	61.1	52.3	52.1	*56.1*
Gas derivati	6.7	6.4	6.4	11.4	8.0	4.5	2.9	3.6	3.0	2.0	1.4	*1.2*
Prodotti petroliferi	70.2	81.4	61.2	36.2	20.0	10.1	7.6	5.8	9.6	7.7	6.4	*5.8*
Rifiuti non rinnovabili	0.1	0.2	0.5	2.5	4.2	4.5	4.8	4.6	4.7	4.8	4.6	*4.8*
Totale da combustibili	**126.4**	**133.4**	**139.7**	**157.8**	**135.7**	**107.7**	**86.2**	**90.3**	**99.4**	**78.9**	**67.8**	***70.8***

* Dati preliminari.

Tabella 1.6 – Emissioni di anidride carbonica per fonte combustibile dal settore termoelettrico per la produzione di energia elettrica (Mt CO_2).

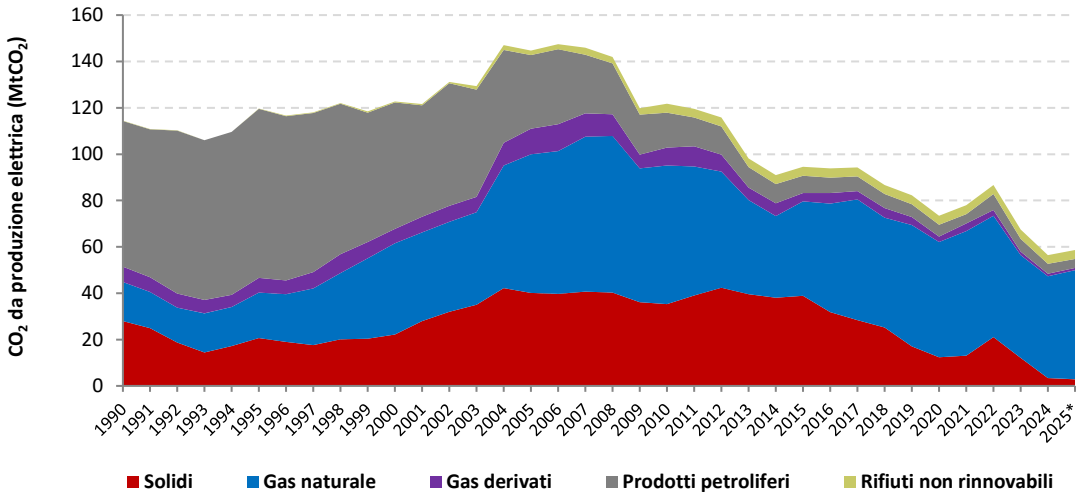
Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024	*2025x*
Solidi	27.9	20.7	22.2	40.1	35.3	38.9	12.4	13.1	21.1	12.1	3.4	*2.9*
Gas naturale	16.9	19.6	39.2	59.8	59.7	40.7	49.7	53.7	52.3	44.2	43.9	*47.0*
Gas derivati	6.6	6.3	6.2	11.1	7.8	3.6	2.3	3.3	2.5	1.6	1.1	*1.0*
Prodotti petroliferi	62.9	72.9	54.6	31.8	15.0	7.5	5.2	4.0	6.9	5.5	4.3	*3.9*
Rifiuti non rinnovabili	0.1	0.2	0.4	2.0	3.8	3.9	3.9	3.8	3.9	4.0	3.7	*3.9*
Totale da combustibili	**114.4**	**119.7**	**122.7**	**144.7**	**121.7**	**94.5**	**73.5**	**77.9**	**86.7**	**67.5**	**56.4**	***58.6***

* Dati preliminari.

Fino alla prima metà degli anni '90, le emissioni di CO_2 da prodotti petroliferi rappresentavano una quota significativa delle emissioni totali del settore elettrico. Nel 1995, la quota di emissioni di tali combustibili ammontava al 61% delle emissioni totali. In seguito, la quota di CO_2 è diminuita fino al 6.5% nel 2021, con un aumento negli ultimi anni (9.4% nel 2024). La quota di emissioni di gas naturale è passata dal 18.5% del 1995 al 76.8% del 2024. La quota di emissioni da combustibili solidi, principalmente carbone bituminoso, è aumentata costantemente fino al 2014, quando ha raggiunto il picco del 37.2%, ma negli anni successivi è stata registrata una forte riduzione fino al 5% nel 2024. Nel 2022 si registra l'impennata di combustibili solidi (21.2%), dovuta alla guerra Russia-Ucraina che ha comportato la contrazione dei consumi di gas naturale. Le stime preliminari per il 2025 mostrano una forte riduzione della quota di

emissioni da combustibili solidi che dovrebbe attestarsi a ≈4%. La quota emissiva dei prodotti petroliferi diminuisce da 9.4% a ≈8%. Per quanto riguarda le emissioni da gas naturale si stima un incremento della quota (≈79%).

Figura 1.22 – Emissioni di CO_2 per fonte.

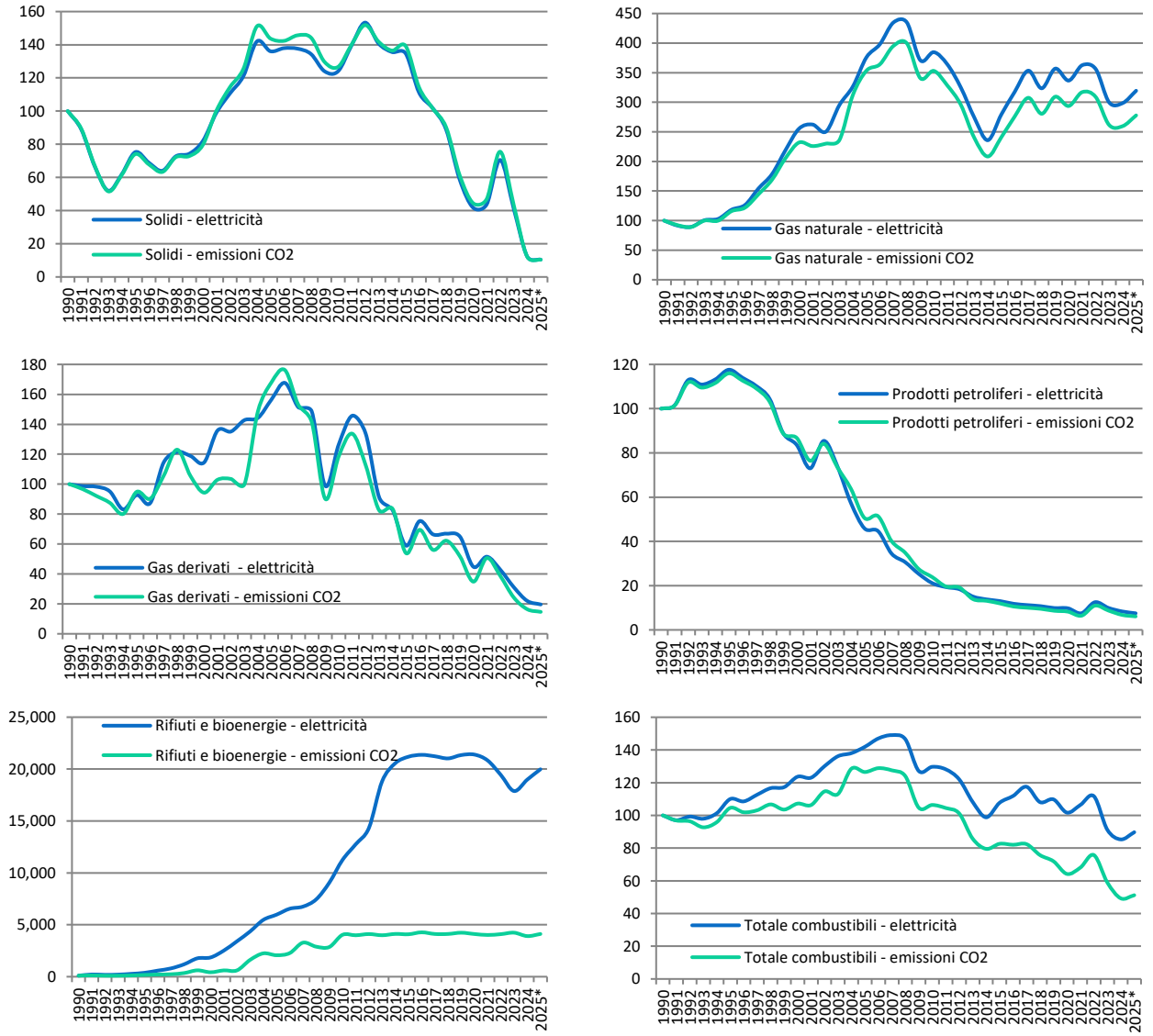


* Dati preliminari.

La produzione di energia elettrica da combustione e le relative emissioni di CO_2 mostrano un disaccoppiamento per il gas naturale, mentre per i combustibili solidi, i prodotti petroliferi e i gas derivati si registra una sostanziale covariazione dei due parametri (Figura 1.23). Un disaccoppiamento maggiore si osserva per rifiuti e bioenergie, in relazione all'incremento della quota rinnovabile. Il disaccoppiamento complessivo è dovuto quindi all'aumento dell'efficienza delle centrali elettriche alimentate a gas naturale e all'aumento della quota di bioenergia.

Le emissioni di CO_2 dovute alla produzione elettrica hanno raggiunto il picco della serie storica nel 2006, con un aumento del 28.9% rispetto al 1990, mentre la produzione termoelettrica ha mostrato un aumento del 47.1% nello stesso periodo. Nel 2007 la produzione termoelettrica raggiunge il picco della serie storica, successivamente si registra un andamento decrescente, sebbene caratterizzato da notevoli oscillazioni. Le emissioni di CO_2 diminuiscono con velocità maggiore (-5.4% annuo fino al 2024) di quella registrata per la produzione termoelettrica (-3.2% annuo fino al 2024).

Figura 1.23 – Variazione annuale rispetto al 1990 della produzione termoelettrica e delle emissioni di CO_2 per fonte (1990=100).

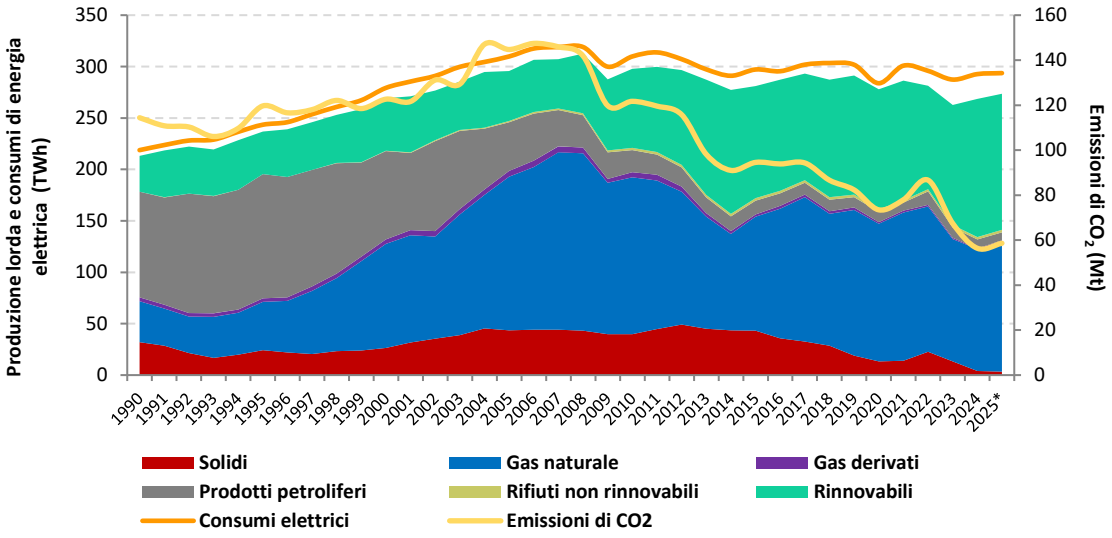


* Dati preliminari.

Un contributo rilevante al disaccoppiamento complessivo tra produzione elettrica totale ed emissioni di CO_2 è fornito dalle altre fonti rinnovabili con emissioni nulle (idroelettrico, fotovoltaico, eolico, geotermico). Dal 1990 al 2024 le emissioni sono diminuite del 50.7%, a fronte dell'incremento del 25.1% della produzione elettrica lorda totale e una diminuzione del 14.7% della produzione termoelettrica lorda. I tassi medi annui dal 1990 al 2024 della produzione elettrica (+0.7% per anno) e delle emissioni (-2.1% per anno) rendono evidente il disaccoppiamento tra le due grandezze.

Dal 1990 al 2024 l'elettricità prodotta è aumentata di 54.4 TWh, a fronte della diminuzione delle emissioni di CO_2 di 55.8 Mt. Le stime preliminari mostrano che nel 2025 le emissioni di CO_2 da generazione elettrica aumentano lievemente (58.6 Mt contro 56.4 Mt nel 2024). Una visione d'insieme è mostrata in Figura 1.24 che riporta la produzione elettrica per fonte, insieme all'andamento dei consumi elettrici e delle emissioni di CO_2.

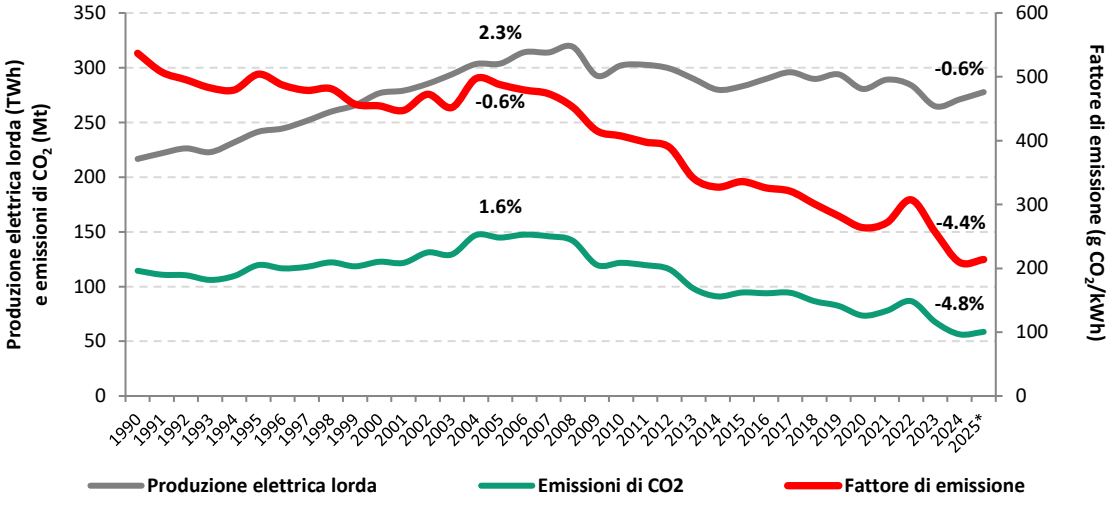
Figura 1.24 – Produzione lorda di energia elettrica per fonte, consumi elettrici e emissioni di CO_2 per la generazione elettrica.



* Dati preliminari

La Figura 1.25 illustra l'andamento del fattore di emissione dal 1990 per la produzione elettrica lorda totale al netto dell'apporto da pompaggi e accumuli *stand alone*. I tassi di variazione media annuale del fattore di emissione mostrano chiaramente l'accelerazione della riduzione dopo il 2005.

Figura 1.25 – Andamento della produzione elettrica lorda, emissioni di CO_2 (asse a sinistra) e fattori de emissione (asse a destra). Le etichette si riferiscono al tasso di variazione media annuale, dal 1990 al 2005 e dal 2005 al 2024.

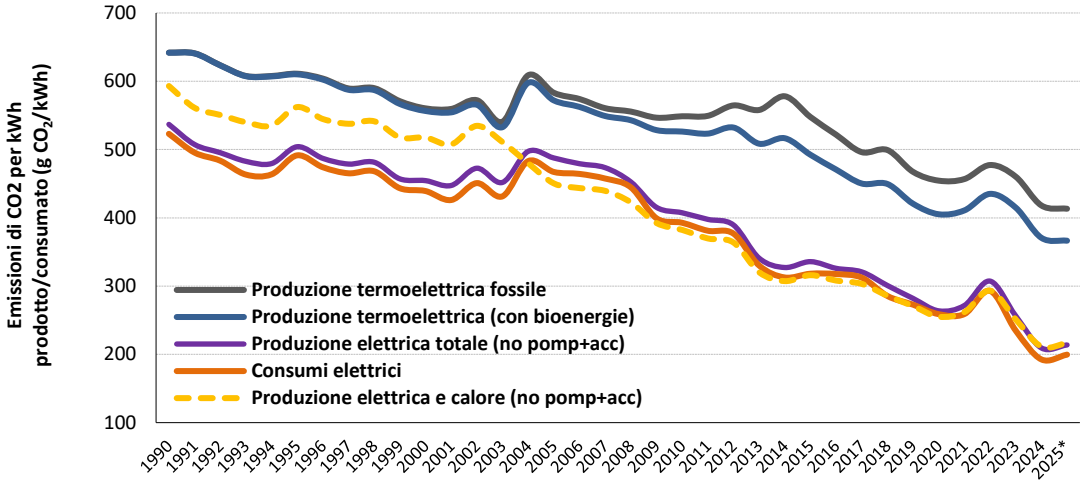


* Dati preliminari.

Il fattore di emissione nazionale per la produzione lorda di energia elettrica da centrali termoelettriche è diminuito da 641.7 g CO_2/kWh nel 1990 a 370.7 g CO_2/kWh nel 2024. L'andamento decrescente di lungo termine è dovuto principalmente all'aumento della quota di gas naturale e alla riduzione del fattore di emissione specifica di questo combustibile, dovuto all'aumento dell'efficienza elettrica degli impianti. Un ruolo importante è svolto anche dalle bioenergie, considerate a zero emissioni nette di CO_2. La quota da bioenergie sulla produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici nel 2024 è stata 11.3%. La differenza tra i fattori di emissione con e senza il loro contributo mostra il ruolo di tali fonti nella riduzione del fattore di emissione da produzione termoelettrica (Figura 1.26). La differenza diventa rilevante dopo

il 2000 a causa dell'aumento della quantità di biomassa solida e di rifiuti solidi urbani e dell'aumento ancora maggiore di bioliquidi e biogas dopo il 2008.

Figura 1.26 – Andamento dei fattori di emissione nel settore elettrico.



* Dati preliminari.

Le fonti rinnovabili riducono il fattore di emissione per la produzione elettrica poiché hanno emissioni di CO_2 nulle, secondo l'approccio adottato nel contesto UNFCCC per gli inventari nazionali delle emissioni di gas serra. Il fattore di emissione per la produzione lorda di energia elettrica è diminuito da 536.8 g CO_2/kWh nel 1990 a 209.4 g CO_2/kWh nel 2024 (-2.7% annuo). Il fattore di emissione per i consumi elettrici è ulteriormente ridotto per effetto della quota di energia elettrica importata dall'estero, le cui emissioni non vengono conteggiate nel territorio nazionale ma nel territorio di produzione dell'energia elettrica. Il fattore di emissione per il consumo di elettricità è passato da 523 g CO_2/kWh nel 1990 a 192.6 g CO_2/kWh nel 2024, con un tasso medio annuo di riduzione del 2.9%. Nel 2025 il fattore di emissione per la produzione elettrica lorda aumenta di 2.1% rispetto all'anno precedente; l'aumento è dovuto a cause tra loro dipendenti, quali l'incremento della quota di elettricità prodotta da gas naturale in seguito alla contrazione della produzione idroelettrica non compensata dall'incremento della produzione da fotovoltaico. I fattori di emissione in Tabella 1.7 hanno un andamento decrescente statisticamente significativo (Test di Mann-Kendall, $p<0.001$). In sintesi, la riduzione del fattore di emissione per la produzione elettrica è dovuta al contributo di fattori quali l'incremento delle fonti rinnovabili, della quota di gas naturale e dell'efficienza degli impianti. La quantificazione del ruolo dei diversi fattori è elaborata nel § 1.3.2.

In Tabella 1.7 sono inoltre riportati il fattore di emissione per le perdite di rete, CO_2 emessa per unità di energia elettrica perduta dalla rete, e i fattori di emissioni relativi alla produzione di calore. Il fattore di emissione per le perdite di rete è stato elaborato applicando il fattore di emissione per la produzione elettrica solo alla quota di perdite di energia elettrica prodotta nel territorio nazionale, poiché alla quota importata non sono assegnate emissioni. In merito ai fattori di emissione per la produzione di calore, questo è stato considerato da solo o insieme alla produzione elettrica, di origine termica e totale.

Tabella 1.7 – Fattori di emissione nel settore elettrico (g CO_2/kWh).

Anno	Produzione termoelettrica lorda (solo fossili)	Produzione termoelettrica lorda[1]	Produzione elettrica lorda[2]	Consumi elettrici[3]	Perdite di rete[4]	Produzione termoelettrica lorda e calore[1,5]	Produzione elettrica lorda e calore[2,5]	Produzione di calore[5]
1990	641.9	641.7	536.8	523.0	457.6	709.0	593.0	-
2000	611.0	610.1	504.1	491.5	431.8	680.4	562.2	-
2005	583.1	571.9	487.6	467.1	415.1	514.7	450.4	244.4

Anno	Produzione termoelettrica lorda (solo fossili)	Produzione termoelettrica lorda[1]	Produzione elettrica lorda[2]	Consumi elettrici[3]	Perdite di rete[4]	Produzione termoelettrica lorda e calore[1,5]	Produzione elettrica lorda e calore[2,5]	Produzione di calore[5]
2010	548.7	526.3	407.4	392.8	352.9	472.1	382.3	249.0
2015	547.6	492.3	335.8	318.2	286.7	428.5	316.0	221.7
2020	454.4	405.2	263.7	258.8	235.5	358.3	255.2	215.0
2021	456.8	410.8	271.6	259.0	235.3	364.9	261.9	213.7
2022	477.3	435.1	307.3	293.0	265.3	388.3	293.3	223.8
2023	460.2	414.9	256.3	234.7	213.4	369.7	251.3	225.1
2024	418.1	370.7	209.4	192.6	175.2	332.9	211.4	221.9
*2025**	*413.3*	*366.5*	*213.8*	*199.6*	*181.7*	*333.2*	*216.7*	*231.7*

[1] Inclusa elettricità da bioenergia; [2] Incluse rinnovabili, al netto di apporti da pompaggio e da accumuli *stand alone*; [3] Incluse le perdite di rete e la quota importata; [4] Fattore di emissione della produzione elettrica per la quota di perdite di energia elettrica prodotta; [5] Incluse le emissioni di CO_2 per la produzione di calore.
* Dati preliminari.

Nella seguente tabella sono riportati i fattori di emissione media per fonte energetica per la produzione elettrica. Il fattore medio nazionale per la produzione di origine termica o dall'intero settore elettrico è la media ponderata per il mix energetico della produzione nazionale. La variabilità dei fattori specifici per combustibile dipende da due fattori: contenuto di carbonio del combustibile ed efficienza della conversione elettrica. Dal 2005 la variazione media annuale dei fattori specifici dei principali combustibili è compresa nell'intervallo da -1.7% a +0.9%. La variazione intrinseca dei combustibili è pertanto molto limitata. Ai fini del calcolo del fattore di emissione medio nazionale e della stima delle emissioni di CO_2, assume maggiore rilievo la composizione del mix energetico, che in base ai dati preliminari, considerato t l'anno in corso, è aggiornata all'anno t-1. In sintesi, il fattore di emissione dell'anno t-1, richiesto dal DM 224, è stimato utilizzando i fattori di emissione per contenuto di energia primaria dell'anno t-2 (Tabella 1.4), con efficienza di conversione elettrica per combustibile invariata rispetto all'ultimo anno consuntivo.

Il fattore di emissione da produzione termoelettrica si riduce con un tasso medio annuale intorno al 2% dal 2005 al 2024. L'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, come già riportato, non produce emissioni di CO_2. Inoltre, all'elettricità prodotta dalle altre fonti di energia, citate in Tabella 1.2, non sono associate emissioni di CO_2. I fattori di emissione riportati in Tabella 1.8 presentano un andamento fortemente decrescente (Test di Mann-Kendall, $p<0.001$), eccetto per i solidi, che hanno un andamento crescente ($p<0.05$) e i rifiuti non rinnovabili, il cui andamento non presenta alcuna significatività statistica.

Tabella 1.8 – Fattori di emissione di CO_2 per fonte per la produzione di energia elettrica lorda (gCO_2/kWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024	*2025x*
Solidi	870.8	857.0	845.8	919.9	889.5	899.8	927.2	934.8	932.3	917.1	862.4	*862.4*
Gas naturale	426.1	417.5	387.2	400.5	391.0	367.5	371.7	372.6	369.6	371.9	370.6	*370.6*
Gas derivati	1776.1	1816.8	1463.6	1906.3	1664.9	1624.8	1382.4	1745.8	1603.1	1,382.7	1,326.8	*1,326.8*
Prodotti petroliferi	612.3	603.8	635.6	675.1	691.1	561.8	517.0	521.2	536.6	538.0	497.2	*497.2*
Rifiuti e bioenergie	916.7	417.2	211.0	317.1	328.9	176.9	176.1	177.0	193.3	217.3	188.8	*188.8*
Rifiuti non rinnovabili	1833.3	1885.0	998.0	1490.2	1776.3	1590.1	1615.6	1595.6	1614.5	1,665.9	1,592.5	*1,577.9*
Totale termoelettrico[1]	**641.7**	**610.1**	**556.5**	**571.9**	**526.3**	**492.3**	**405.2**	**410.8**	**435.1**	**414.9**	**370.7**	***366.5***
Totale elettrico[2]	**536.8**	**504.1**	**454.5**	**487.6**	**407.4**	**335.8**	**263.7**	**271.6**	**307.3**	**256.3**	**209.4**	***213.8***

[1] da combustione; escluso geotermico; [2] al netto di apporti da pompaggio e da accumuli *stand alone*; * Dati preliminari.

Tabella 1.9 – Fattori di emissione di CO_2 per fonte per la produzione di energia elettrica netta (gCO_2/kWh).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024	*2025x*
Solidi	959.4	944.2	931.8	1011.8	983.6	988.7	1073.8	1046.7	1035.7	1023.2	989.5	*989.5*
Gas naturale	445.0	436.0	404.4	413.4	402.7	376.8	380.9	382.1	378.1	380.8	380.0	*380.0*
Gas derivati	1824.8	1866.6	1503.7	1979.1	1719.3	1721.7	1454.5	1839.8	1693.3	1452.7	1410.0	*1410.0*
Prodotti petroliferi	651.0	641.8	677.5	719.4	730.2	591.9	533.7	546.3	558.2	557.9	513.2	*513.2*
Rifiuti e bioenergie	1011.5	460.4	232.9	341.3	349.9	192.1	192.5	194.0	212.7	240.5	208.9	*209.8*
Rifiuti non rinnovabili	2061.5	2226.3	1183.7	1611.3	1923.8	1777.3	1849.8	1832.0	1847.2	1931.5	1868.4	*1868.4*
Totale termoelettrico[1]	**683.4**	**648.2**	**589.6**	**600.9**	**550.8**	**517.1**	**422.5**	**427.7**	**453.1**	**432.0**	**385.2**	***380.6***
Totale elettrico[2]	**567.4**	**531.6**	**478.1**	**510.1**	**423.4**	**348.9**	**272.4**	**280.4**	**317.8**	**264.5**	**215.6**	***220.1***

[1] da combustione; escluso geotermico; [2] al netto di apporti da pompaggio e da accumuli *stand alone*; * Dati preliminari.

Un mix energetico differente avrà un diverso fattore di emissione medio di CO_2 per la produzione elettrica. Per un mix di energia costituito da n fonti, il fattore di emissione medio può essere calcolato con la seguente formula:

$$FE_{px} = \frac{\sum_{i=1}^{n} FEs_i \; x \; E.E._{\cdot i}}{\sum_{i=1}^{n} E.E._{\cdot i}}$$

FE_{px} è il fattore di emissione medio per la produzione elettrica da mix energetico x; FEs_i è il fattore di emissione specifico della fonte energetica i; $E.E._i$ è l'energia elettrica prodotta da fonte i. Il numeratore dell'equazione rappresenta la CO_2 emessa per la produzione di energia elettrica dal mix energetico.

In base alle richieste del Decreto Ministeriale del MASE n. 224 del 14 luglio 2023, all'art. 8, comma 1, le società di vendita forniscono informazioni ai clienti finali in relazione "alla composizione del **mix di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione dell'energia elettrica fornita** nell'anno precedente" e in relazione all' "impatto ambientale, almeno in termini di emissioni di CO_2 e di scorie radioattive risultanti dalla **produzione di energia elettrica prodotta mediante il mix energetico complessivo utilizzato dal fornitore** nell'anno precedente."

In tale contesto sono considerate le aggregazioni di combustibili utilizzate per il mix nazionale di produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano. I fattori di emissione specifici per "prodotti petroliferi" sono le medie ponderate dei combustibili aggregati con la classificazione riportata in Tabella 1.1 secondo il DM 224, mentre in "altre fonti (no RES)" sono considerati gli altri combustibili non rinnovabili, i gas derivati, altre fonti di energia, menzionate in Tabella 1.2, e i pompaggi (GSE, comunicazione personale). Le bioenergie sono considerate nella voce "fonti rinnovabili".

Le seguenti tabelle riportano i fattori di emissione specifici dal 2005 dei combustibili, aggregati secondo la nomenclatura prevista dal DM 224, per la produzione elettrica nazionale lorda (Tabella 1.10) e netta (Tabella 1.11). Il carbone rappresenta la totalità dei combustibili solidi utilizzati negli impianti di generazione elettrica; pertanto, il fattore di emissione del carbone è uguale a quello riportato in Tabella 1.8 per i combustibili solidi. La lignite è stata utilizzata negli impianti nazionali fino al 2001 e il fattore di emissione considerato è il fattore medio degli ultimi 5 anni in cui il combustibile è stato utilizzato. Per l'energia elettrica da fonti rinnovabili e nucleare il fattore di emissione di CO_2 è considerato nullo, secondo quanto stabilito dalla metodologia di contabilizzazione delle emissioni di gas serra per gli inventari nazionali (UNFCCC).

Tabella 1.10 – Fattori di emissione di CO_2 per fonte per la produzione di energia elettrica lorda (gCO_2/kWh).

Fonte	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024	*2025x*
Carbone	919.9	889.5	899.8	927.2	934.8	932.3	917.1	862.4	*862.4*
Lignite	1012.5	1012.5	1012.5	1012.5	1012.5	1012.5	1012.5	1012.5	*1012.5*
Gas naturale	400.5	391.0	367.5	371.7	372.6	369.6	371.9	370.6	*370.6*
Prodotti petroliferi (DM 224)	693.7	678.3	617.0	509.3	590.0	578.8	553.8	476.6	*476.6*
Altre fonti (no RES)[1]	757.5	876.8	795.8	729.2	820.0	721.7	738.5	684.8	*683.8*
Nucleare	0	0	0	0	0	0	0	0	*0*
Fonti rinnovabili	0	0	0	0	0	0	0	0	*0*

[1] inclusi i pompaggi; * Dati preliminari.

Tabella 1.11 – Fattori di emissione di CO_2 per fonte per la produzione di energia elettrica netta (gCO_2/kWh) (gCO_2/kWh).

Fonte	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024	*2025x*
Carbone	1011.8	983.6	988.7	1073.8	1046.7	1035.7	1023.2	989.5	*989.5*
Lignite	1460.2	1460.2	1460.2	1460.2	1460.2	1460.2	1460.2	1460.2	*1460.2*
Gas naturale	413.4	402.7	376.8	380.9	382.1	378.1	380.8	380.0	*380.0*
Prodotti petroliferi (DM 224)	750.2	752.8	680.8	541.9	636.3	624.0	591.3	506.4	*506.4*
Altre fonti (no RES)[1]	773.7	897.5	829.8	762.6	863.2	753.0	776.5	721.4	*723.2*
Nucleare	0	0	0	0	0	0	0	0	*0*
Fonti rinnovabili	0	0	0	0	0	0	0	0	*0*

[1] inclusi i pompaggi; * Dati preliminari.

L'impatto emissivo relativo all'energia elettrica distribuita ai clienti finali da parte delle società di vendita deve essere valutato considerando la produzione di energia elettrica a monte della distribuzione. Infatti, come rappresentato in Figura 1.1, per ogni unità di energia elettrica distribuita ai consumatori finali c'è una quota addizionale di energia elettrica prodotta, pari ai consumi ausiliari per la sua produzione, all'energia destinata a pompaggi e accumuli e alle perdite di rete. In altre parole, per ogni kWh venduto è necessaria una maggiore produzione di energia elettrica cui corrisponde il relativo impatto emissivo. Ai fini del calcolo delle emissioni dovute alla produzione elettrica dell'energia distribuita ai clienti finali è quindi necessario considerare l'energia elettrica prodotta per ogni unità venduta. Poiché nel mix di vendita delle società è presente anche una quota dovuta al saldo import/export è necessario procedere a una stima delle emissioni dovute alla produzione elettrica di tale quota.

Ipotizzando che tutta l'energia elettrica consumata sia prodotta sul territorio nazionale, quindi con saldo import-export pari a zero, è possibile stimare l'energia elettrica che sarebbe necessario produrre utilizzando tre coefficienti, calcolati a livello nazionale nell'anno di interesse e riportati in Tabella 1.12:

- rapporto tra produzione lorda totale e produzione destinata al consumo (coefficiente J);
- rapporto tra produzione lorda, al netto da pompaggi e accumuli, e produzione destinata al consumo (coefficiente k);
- percentuale di perdite di rete rispetto ai consumi (coefficiente L).

Per un dato consumo nell'anno di interesse, senza apporto dall'estero, una stima dell'energia elettrica lorda, al netto di pompaggi e accumuli, $E.E._{pl*}$, che sarebbe necessario produrre sarà quindi:

$$E.E._{pl*} = E.E._c \; x \; \frac{E.E._{pl} - (E.E._{pomp} + E.E._{acc})}{E.E._{pn} - (E.E._{d.pomp} + E.E._{a.acc})} \; x \; (1 + \frac{E.E._{loss}}{E.E._c})$$

per un dato anno $E.E._{pl}$ è l'energia elettrica lorda; $E.E._{pomp}$ è l'energia prodotta da pompaggi; $E.E._{acc}$ è l'energia prodotta da accumuli; $E.E._{pn}$ è l'energia elettrica netta prodotta; $E.E._{d.pomp}$ è l'energia elettrica destinata ai pompaggi; $E.E._{a.acc}$ è l'energia elettrica assorbita dagli accumuli; $E.E._c$ è l'energia elettrica consumata e $E.E._{loss}$ è l'energia elettrica perduta dalla rete.

I tre coefficienti nazionali menzionati consentono di ricostruire i dati di un anno di interesse a partire dai consumi, ipotizzando il saldo import/export pari a zero e prodotto a livello nazionale.

Tabella 1.12 – Formule per il calcolo della produzione elettrica nell'ipotesi di produzione interna dell'energia consumata. I valori riportati sono riferiti al 2024.

		2024 TWh		2024* TWh
Produzione lorda	A	271.0	A*=IxJx(1+L)	324.0
di cui da pompaggi	a1	1.6	a1*=a1/AxA*	1.9
di cui da accumuli stand alone	a2	0.1	a2*=a2/AxA*	0.2
Produzione lorda al netto di pompaggi e accumuli	B=A-(a1+a2)	269.2	B*=A*-(a1*+a2*) = IxKx(1+L)	321.9
Servizi ausiliari	C	7.7	C*=C/AxA*	9.2
Produzione netta	D=A-C	263.3	D*=A*-C*	314.7
Destinata a pompaggi	d1	2.1	d1*=d1/DxD*	2.6
Assorbita da accumuli stand alone	d2	0.2	d2*=d2/DxD*	0.2
Produzione destinata al consumo	E=D-(d1+d2)	261.0	E*=E+F	312.0
Saldo import/export	F	51.0	F*=0	0.0
Energia richiesta	G=E+F	312.0	G*=E*+F*	312.0
Perdite di rete	H	19.2	H*=H	19.2
Consumi elettrici	I=G-H	292.8	I*=I	292.8
% produzione lorda totale su produzione per consumo	J=A/D	103.9%	J*=A*/D*	103.9%
% prod. lorda (escl. pomp. e acc.) su prod. per consumo	K=B/E	103.2%	K*=B*/E*	103.2%
% perdite di rete su energia consumata	L=H/I	6.6%	L*=H*/I*	6.6%

La percentuale di produzione lorda, al netto di pompaggi e accumuli, può essere calcolata per ogni singola fonte, coefficienti K specifici, attribuendo alla fonte idroelettrica l'energia prodotta e destinata ai pompaggi e alla fonte fotovoltaica l'energia prodotta e assorbita dagli accumuli. La percentuale di perdita di rete sarà uguale per tutte le fonti e pari al valore nazionale (fattore L). Il coefficiente K per la fonte nucleare, non disponibile nel mix della produzione nazionale, è stato calcolato dai dati del database EUROSTAT, utilizzando la media del rapporto tra produzione lorda e produzione netta da fonte nucleare in EU27 negli ultimi tre anni.

Per un determinato mix energetico è possibile quindi stimare l'energia elettrica che è necessario produrre a partire dalla quantità di energia elettrica consumata da fonte x, utilizzando i coefficienti K specifici ed L. L'impatto, in termini di CO_2, sarà dato dal prodotto tra tale quantità e i fattori di emissione specifici per fonte.

$$CO_{2i} = E.E._c \; x \; Mix\%_i \; x \; K_i \; x \; (1 + L) \; x \; FE_i$$

I fattori di emissione specifici dell'equazione, FE_i, si riferiscono alla produzione di energia elettrica lorda (Tabella 1.10). Al netto del fattore K_i, che considera il contributo dei servizi ausiliari, un risultato simile si ottiene con i fattori di emissione specifici per la produzione di energia elettrica netta (Tabella 1.11). Ai "prodotti petroliferi" e "altre fonti (no RES)" si applica il fattore specifico elaborato sulla base del mix energetico della produzione elettrica nazionale. Sebbene utile per confrontare diversi mix energetici, tale approccio costituisce una inevitabile approssimazione in termini di emissioni di CO_2, se applicata ad altri mix energetici, poiché "prodotti petroliferi" e "altre fonti (no RES)" sono esse stesse aggregati di combustibili di cui è ignota la composizione fine.

I fattori menzionati e le relative emissioni per un dato mix energetico sono elaborati nel modulo di calcolo disponibile nel sito https://emissioni.sina.isprambiente.it/inventario-nazionale/, nella sezione dedicata ai "Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia". Il modulo calcola le emissioni di CO_2 a partire dai dati forniti dall'utente: mix energetico di energia venduta, quantità totale di energia venduta, anno di riferimento per i fattori di emissione e i coefficienti specifici. In Tabella 1.13 è riportato il risultato del modulo per un mix energetico tipo (celle gialle) e 100 GWh venduti (cella celeste) per l'anno di riferimento 2024.

Tabella 1.13 – Esempio del modulo di stima delle emissioni di CO_2 per la produzione elettrica da mix di energia elettrica consumata, con fattori di emissione specifici e coefficienti del 2024.

Mix energia elettrica consumata – Anno di riferimento 2024							
Fonti primarie	**%**	**FE (kg CO_2/MWh)**	**MWh venduti**	**K**	**MWh prodotti***	**t CO_2**	**Scorie (g)**
Carbone	5.94%	862.4	5,940.0	114.7%	7,262.7	6,263.4	
Lignite	0.00%	1,012.5	-	136.4%	-	-	
Gas naturale	33.26%	370.6	33,260.0	102.5%	36,344.6	13,467.8	
Prodotti petroliferi (DM 224)	0.55%	476.6	550.0	106.3%	622.8	296.8	
Altre fonti (no RES)**	3.71%	798.3	3,710.0	106.3%	4,201.9	3,354.2	
Nucleare	2.51%	-	2,510.0	105.3%	2,817.7	-	251.8
Fonti rinnovabili	54.03%	-	54,030.0	103.2%	59,388.7	-	
Totale	**100.00%**	**211.3**	**100,000.0**	**103.8%**	**110,638.5**	**23,382.3**	**251.8**
% perdite di rete su energia consumata - L	6.6%						

K % produzione lorda (esclusi pompaggi e accumuli) su produzione destinata al consumo per fonte.
* produzione lorda, incluse perdite di rete; ** inclusi pompaggi.

In base ai fattori di emissione specifici illustrati in Tabella 1.10 è possibile elaborare i fattori di emissione preliminari del 2025 per diversi mix energetici. Il fattore di emissione nazionale per il mix iniziale immesso in rete nel 2025 (GSE, 2026; TERNA, 2026), è stato 208.7 gCO_2/kWh. Ai fini del calcolo dei fattori di emissione del mix immesso in rete, il contributo della produzione elettrica da pompaggi è incluso, mentre le emissioni per tale produzione sono incluse nella produzione elettrica dalle fonti energetiche primarie.

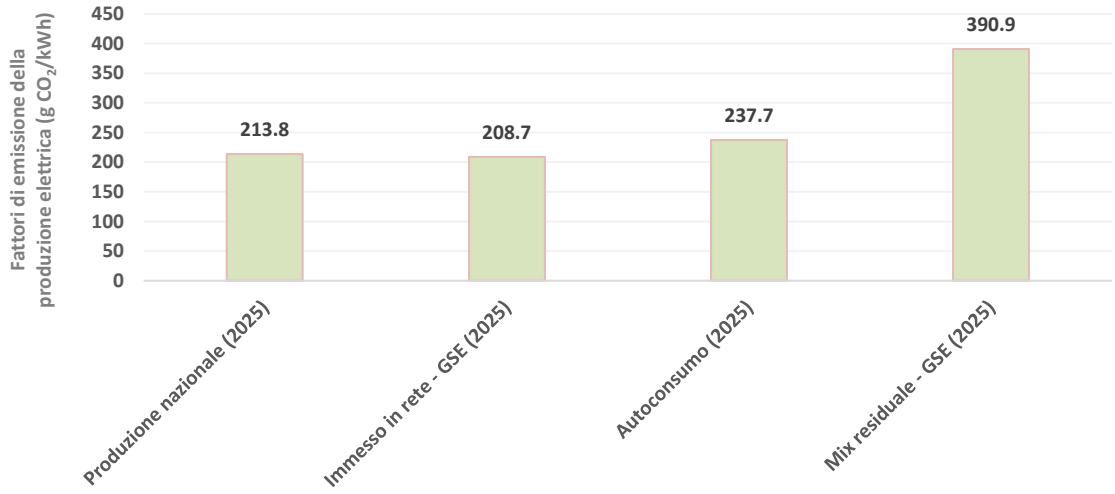
Il fattore di emissione per la restante quota della produzione elettrica nazionale, destinata all'autoconsumo, è stato 237.7 gCO_2/kWh e ha riguardato l'11% dell'energia richiesta in rete.

La somma dell'energia dei mix iniziale e residuale è uguale all'energia richiesta, è pertanto possibile stimare la quantità di energia per fonte del mix residuale che nel 2025 ha riguardato il 25% dell'energia richiesta. Il fattore di emissione è stato 390.9 gCO_2/kWh, con un notevole margine di riduzione rispetto al fattore del mix immesso in rete. Questi fattori vanno confrontati con il fattore medio per la produzione elettrica nazionale, che nel 2025 è stato 213.8 gCO_2/kWh (Tabella 1.8).

In merito alla produzione di scorie radioattive da fonte nucleare, il fattore riportato da AIB (2026) per unità di energia elettrica fornita all'Italia nel 2025 è 0.14 mg/kWh (Total Supplier Mix). La stima della quantità di scorie radioattive prodotte è eseguita con il fattore nazionale moltiplicata per la quantità di energia elettrica prodotta da fonte nucleare. La quantità di scorie radioattive prodotte in seguito alla generazione elettrica da fonte nucleare per il mix residuale nazionale è stata di ≈538 kg.

In Figura 1.27 sono riportati i fattori di emissione preliminari del 2025 per la produzione di energia elettrica dai vari mix energetici: produzione elettrica nazionale, immesso in rete, autoconsumo e residuale.

Figura 1.27 – Fattori di emissione nazionali per la produzione di energia elettrica con i diversi mix energetici.



1.3.1 GHG e altri inquinanti atmosferici nel settore elettrico

La generazione elettrica emette altri gas serra oltre alla CO_2, come metano (CH_4) e protossido di azoto (N_2O). Sebbene CH_4 e N_2O siano emessi in quantità limitate rispetto alla CO_2, questi gas sono caratterizzati da elevati potenziali di riscaldamento globale (GWP: 28 per il metano e 265 per il protossido di azoto).

CH_4 e N_2O rappresentano da 0.4% a 0.7% dei gas serra del settore elettrico, che è responsabile delle emissioni di altri inquinanti atmosferici, come ossidi di azoto (NOx), ossidi di zolfo (SOx), composti organici volatili non metanici (NMVOC), monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH_3) e particolato (PM_{10}).

L'emissione di NOx è dovuta fondamentalmente ai combustibili solidi che negli ultimi anni sono utilizzati da impianti ad alta efficienza, dotati di sistemi di abbattimento delle emissioni. I sistemi di abbattimento hanno inoltre contribuito a una significativa riduzione delle emissioni di PM_{10}.

Tabella 1.14 – Emissioni di gas serra nel settore termoelettrico per la generazione di elettricità e calore (Mt CO_2eq).

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	*2025**
CO_2	157.85	135.72	107.69	107.51	107.67	99.36	95.36	86.21	90.27	99.36	78.91	67.85	70.76
CH_4	0.18	0.19	0.25	0.26	0.26	0.25	0.25	0.24	0.24	0.23	0.20	0.20	0.18
N_2O	0.44	0.46	0.50	0.50	0.47	0.45	0.42	0.39	0.37	0.40	0.34	0.30	0.30
GHG	**158.46**	**136.37**	**108.44**	**108.27**	**108.40**	**100.06**	**96.02**	**86.85**	**90.88**	**99.99**	**79.45**	**68.36**	**71.24**

* Dati preliminari.

Tabella 1.15 – Fattori di emissione di gas serra nel settore elettrico per la generazione di elettricità e calore al netto di pompaggi e accumuli stand alone (g CO_2eq/kWh).

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
CO_2	450.39	382.27	315.96	308.06	303.23	285.83	270.70	255.16	261.90	293.30	251.29	211.42	216.67
CH_4	0.51	0.54	0.74	0.74	0.73	0.72	0.72	0.72	0.69	0.68	0.65	0.63	0.56
N_2O	1.24	1.29	1.47	1.42	1.32	1.29	1.18	1.16	1.08	1.18	1.08	0.95	0.92
GHG	**452.14**	**384.10**	**318.17**	**310.23**	**305.27**	**287.84**	**272.59**	**257.04**	**263.67**	**295.17**	**253.01**	**213.00**	**218.15**

* Dati preliminari.

Tabella 1.16 – Emissioni di gas serra nel settore termoelettrico per la generazione di elettricità (Mt CO_2eq).

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	*2025**
CO_2	144.74	121.71	94.55	93.86	94.31	86.64	82.32	73.46	77.94	86.67	67.46	56.38	58.62
CH_4	0.16	0.17	0.22	0.22	0.22	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20	0.17	0.17	0.16
N_2O	0.39	0.40	0.43	0.42	0.40	0.38	0.35	0.33	0.32	0.34	0.29	0.25	0.25
GHG	**145.30**	**122.28**	**95.19**	**94.51**	**94.93**	**87.23**	**82.89**	**74.00**	**78.46**	**87.22**	**67.92**	**56.80**	**59.03**

* Dati preliminari.

Tabella 1.17 – Fattori di emissione di gas serra nel settore elettrico per la generazione di elettricità al netto di pompaggi e accumuli stand alone (g CO_2eq/kWh).

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
CO_2	487.62	407.36	335.80	325.98	320.77	300.83	281.90	263.70	271.59	307.29	256.35	209.42	213.80
CH_4	0.54	0.57	0.77	0.77	0.75	0.74	0.73	0.74	0.71	0.71	0.65	0.63	0.57
N_2O	1.33	1.36	1.53	1.47	1.37	1.33	1.21	1.19	1.11	1.22	1.09	0.94	0.93
GHG	**489.49**	**409.29**	**338.09**	**328.23**	**322.89**	**302.89**	**283.85**	**265.62**	**273.41**	**309.21**	**258.09**	**210.98**	**215.30**

* Dati preliminari.

Tabella 1.18 – Fattori di emissione di gas serra per il consumo elettrico (g CO_2eq/kWh).

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025*
CO_2	467.15	392.76	318.15	317.63	312.40	285.51	272.76	258.84	259.04	292.96	234.74	192.60	199.61
CH_4	0.52	0.55	0.73	0.75	0.73	0.70	0.71	0.72	0.67	0.67	0.60	0.58	0.53
N_2O	1.27	1.31	1.45	1.44	1.33	1.26	1.17	1.16	1.06	1.16	1.00	0.86	0.87
GHG	**468.94**	**394.62**	**320.32**	**319.82**	**314.46**	**287.47**	**274.65**	**260.73**	**260.77**	**294.80**	**236.34**	**194.04**	**201.01**

* Dati preliminari.

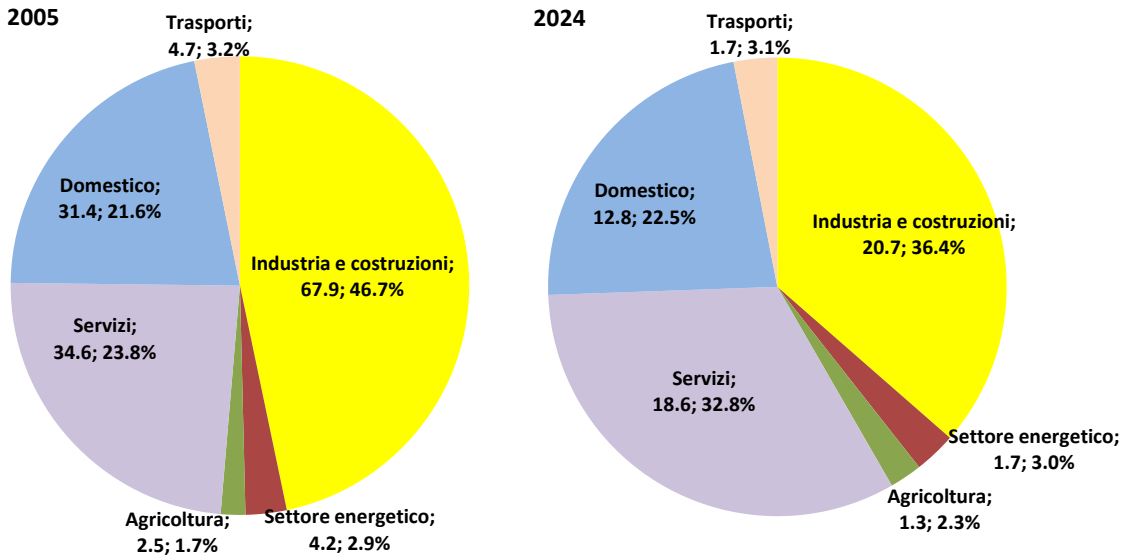
Secondo la metodologia adottata per la contabilizzazione delle emissioni di gas serra negli inventari nazionali, le emissioni sono assegnate ai settori responsabili della loro produzione. Pertanto, le emissioni dovute alla generazione elettrica sono assegnate alle categorie 1.A.1.a *Public electricity and heat production* per l'energia elettrica immessa in rete e alle sottocategorie di 1.A.2. *Manufacturing industries and construction*, per l'energia elettrica autoconsumata nei settori dell'industria. Tuttavia, può essere utile valutare le emissioni di ciascun settore finale anche in relazione alla domanda di elettricità. I fattori di emissione di gas serra per il consumo di energia elettrica possono essere utilizzati per una stima approssimata delle emissioni indirette nei diversi settori, ovvero delle emissioni prodotte nel settore elettrico per soddisfare la domanda di elettricità dei singoli settori.

Una valutazione più accurata dovrebbe considerare l'incidenza dell'autoconsumo e il differente mix energetico a livello settoriale per produrre tale quota di elettricità. Nel settore residenziale l'autoconsumo

nel 2024 è stato circa il 6% del consumo elettrico del settore e pressoché totalmente dovuto al fotovoltaico, mentre la restante quota è prelevata dalla rete e prodotta con il relativo mix energetico nazionale. D'altro canto, nei settori dell'industria e costruzioni l'autoconsumo rappresenta 1/5 dei consumi, di cui circa il 15% da fotovoltaico, mentre la restante quota è di origine termoelettrica, quindi con un mix prevalentemente fossile. Il fattore di emissione nazionale per il consumo elettrico rappresenta una media ponderata delle emissioni serra per unità di energia elettrica consumata. Le emissioni a livello settoriale, calcolate con tale fattore, rappresentano pertanto una stima approssimata delle emissioni effettive.

In Figura 1.28 è riportata la stima delle emissioni di gas serra dovute al consumo elettrico dei diversi settori e la relativa quota rispetto al consumo nazionale. La suddivisione dei settori segue la classificazione EUROSTAT. I grafici mostrano una sensibile riduzione delle emissioni da 145.3 Mt CO_2eq nel 2005 a 56.8 Mt CO_2eq nel 2024 (-61%) a fronte di una riduzione dei consumi da 310 TWh nel 2005 a 293 TWh nel 2024 (-6%). Sebbene le emissioni diminuiscano in tutti i settori, le percentuali di riduzione vanno da -46% nei servizi a -70% nell'industria e costruzioni. Infatti, nel periodo considerato si registra la contrazione della quota relativa di emissioni da industria e costruzioni e la corrispettiva espansione della quota dei servizi.

Figura 1.28 – Stima delle emissioni settoriali dovute al consumo di energia elettrica. Nelle etichette è riportato il valore assoluto (Mt CO_2eq) e la quota di emissioni rispetto al totale nazionale.



Nelle seguenti tabelle sono riportate le emissioni e i relativi fattori di emissione di alcuni inquinanti atmosferici in seguito alla combustione di materie prime per la generazione elettrica.

Tabella 1.19 – Emissioni di inquinanti atmosferici nel settore termoelettrico per la generazione di elettricità e calore (kt).

Inquinante	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
NOx	129.13	102.22	86.27	82.94	80.57	75.89	74.07	67.90	68.74	70.43	62.01	55.60
SOx	183.91	78.95	32.52	25.03	22.48	20.30	16.84	14.42	13.44	16.83	13.09	10.03
COVNM	17.86	25.06	27.46	29.89	29.99	29.67	30.72	30.20	29.39	28.90	28.91	28.40
CO	36.97	35.88	32.15	33.61	34.66	32.46	33.33	31.25	31.66	31.65	26.90	25.34
NH_3	0.23	0.23	0.24	0.21	0.19	0.17	0.13	0.11	0.10	0.14	0.10	0.05
PM_{10}	5.93	2.87	1.42	1.26	1.19	1.03	0.96	0.82	0.85	0.91	0.74	0.60

Tabella 1.20 – Fattori di emissione di inquinanti atmosferici nel settore termoelettrico per la produzione di elettricità e calore (mg/kWh).

Inquinante	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021	2022	2023	2024
NOx	368.44	287.92	253.12	237.66	226.91	218.32	210.27	200.97	199.45	207.91	197.47	173.24
SOx	524.75	222.37	95.41	71.72	63.31	58.41	47.81	42.68	38.99	49.67	41.69	31.25
COVNM	50.95	70.58	80.57	85.65	84.45	85.34	87.22	89.38	85.27	85.32	92.06	88.50
CO	105.49	101.07	94.32	96.30	97.61	93.37	94.61	92.48	91.85	93.42	85.67	78.97
NH_3	0.66	0.65	0.71	0.60	0.54	0.50	0.37	0.32	0.30	0.42	0.30	0.16
PM_{10}	16.91	8.07	4.17	3.60	3.36	2.97	2.71	2.43	2.47	2.70	2.37	1.86

Per tutti i contaminanti considerati, con la sola eccezione di COVNM, sono evidenti rilevanti riduzioni delle emissioni atmosferiche dal 2005 al 2024 (da -31.4% del CO a -94.5% degli SOx). D'altro canto i composti organici volatili non metanici aumentano del 59%. Un andamento analogo è registrato anche per i fattori di emissione.

1.3.2 Decomposizione dei fattori determinanti le emissioni di CO_2

Il ruolo dei diversi fattori che hanno contribuito alla riduzione delle emissioni per la produzione di energia elettrica è stato esaminato con l'analisi della decomposizione. In questo lavoro è stata effettuata l'analisi di decomposizione per indici (*Index decomposition analysis* IDA; Hoekstra, van der Bergh, 2003). In particolare, è stato adottato il metodo *Logarithmic mean Divisia index* (LMDI; Ang e Zhang, 2000 e Ang, 2005). Per maggiori dettagli sull'applicazione al sistema elettrico nazionale si rimanda a ISPRA, 2022.

L'analisi è stata condotta attraverso una equazione identità che decompone la variazione delle emissioni di CO_2 in quattro fattori determinanti:

$$\boldsymbol{CO_2 = \sum_{i=1}^{n} \frac{CO_{2i}}{E.E._i} \times \frac{E.E._i}{E.E._F} \times \frac{E.E._F}{E.E._T} \times E.E._T}$$

CO_{2i} è l'anidride carbonica emessa dalla categoria di combustibile fossile i;

$E.E._i$ è l'energia elettrica prodotta dalla categoria di combustibile fossile i;

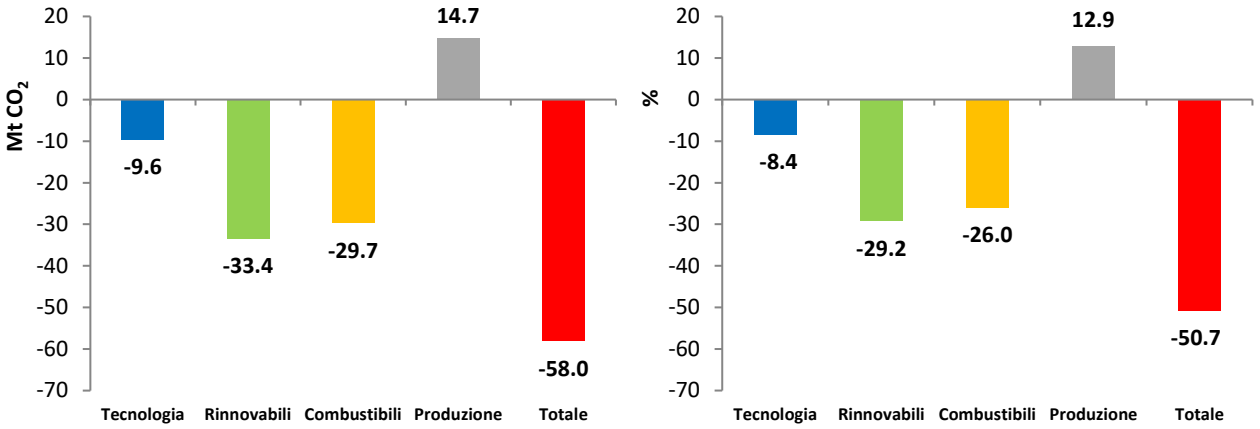
$E.E._F$ è l'energia elettrica prodotta dai combustibili fossili;

$E.E._T$ è l'energia elettrica totale prodotta, comprese le fonti rinnovabili.

Il primo fattore dell'equazione valuta l'effetto tecnologico, in termini di variazione temporale dei fattori di emissione delle diverse categorie di combustibili fossili. Tale variazione è un indicatore dell'incremento di efficienza degli impianti termoelettrici nel processo di trasformazione delle fonti fossili in energia elettrica. In altri termini viene valutato l'effetto della variazione dell'intensità di carbonio nella generazione elettrica. Il secondo fattore prende in considerazione l'effetto della variazione del mix combustibile, ovvero la variazione della frequenza relativa dei diversi combustibili caratterizzati da diverso contenuto di carbonio e quindi diversi fattori di emissione. Il terzo fattore valuta l'effetto della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, considerando la variazione del rapporto tra energia elettrica da fonte fossile ed energia elettrica totale. Infine, il quarto fattore considera l'effetto della variazione di energia elettrica totale prodotta, quale conseguenza diretta della domanda di elettricità.

La variazione delle emissioni è decomposta nei quattro fattori determinanti per valutare l'effetto della variazione di un fattore lasciando invariati gli altri. Nell'analisi di decomposizione si assume quindi un contributo indipendente dei fattori sulla variazione delle emissioni. L'effetto finale è valutato in termini additivi dei fattori determinanti. I fattori considerati nell'analisi (tecnologia, mix combustibile, fonti rinnovabili, produzione elettrica totale) concorrono alla riduzione delle emissioni atmosferiche, laddove l'incremento della produzione elettrica determina un effetto contrario (Figura 1.29).

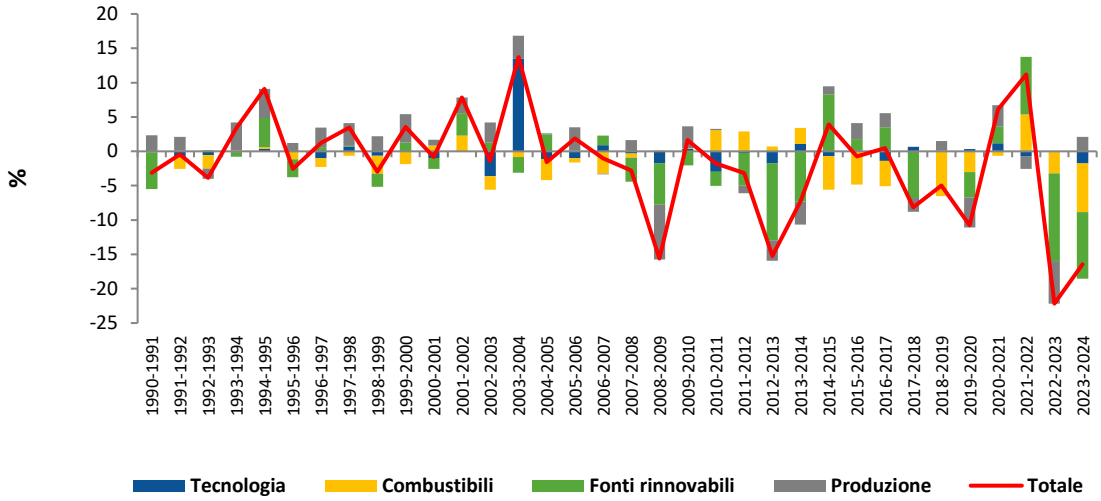
Figura 1.29 – Analisi di decomposizione delle emissioni di CO_2 nel periodo 1990-2024. È riportato il contributo alla variazione delle emissioni rispetto al 1990, in termini assoluti e percentuali, per i quattro fattori identificati e la variazione totale osservata nello stesso periodo.



I risultati dell'analisi mostrano che i fattori considerati – tecnologico, fonti rinnovabili, mix combustibile – contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche di CO_2 rispettivamente per 8.4%, 29.2% e 26%, mentre l'incremento della produzione elettrica determina un aumento delle emissioni del 12.9%. L'effetto cumulato dei quattro fattori ha determinato la riduzione delle emissioni di CO_2 da produzione elettrica nel 2024 del 50.7% rispetto alle emissioni osservate nel 1990 (-58 $MtCO_2$). In altre parole, la riduzione dovuta alla variazione del fattore tecnologico (diminuzione dei fattori di emissione specifici dei combustibili fossili) nel periodo 1990-2024 sarebbe stata di 9.6 $MtCO_2$, qualora gli altri fattori fossero rimasti invariati. La riduzione dovuta alla variazione del mix combustibile sarebbe stata di 29.7 $MtCO_2$, mentre l'incremento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili avrebbe determinato la riduzione delle emissioni di 33.4 $MtCO_2$. Gli effetti di riduzione delle emissioni sono "compensati" da un aumento netto della produzione di energia elettrica, che avrebbe comportato un incremento delle emissioni atmosferiche di 14.7 $MtCO_2$, in assenza del contributo degli altri fattori.

In Figura 1.30 sono riportate le variazioni annuali delle emissioni, in termini percentuali dal 1990. I dati mostrano che il fattore tecnologico ha determinato la maggiore riduzione delle emissioni nel periodo dal 2000 al 2003. Dal 2000 al 2001 sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati prevalentemente da gas di sintesi da gassificazione di prodotti petroliferi, mentre negli anni successivi sono entrati in esercizio diversi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale. Tali impianti sono caratterizzati da maggiore efficienza rispetto ai cicli a vapore tradizionali. Il crescente utilizzo dei gas di sintesi e dei rifiuti solidi urbani a partire dal 2000 spiega inoltre l'incremento delle emissioni dovute alla variazione del mix combustibile nel periodo 1999-2001, dovuto in parte anche all'incremento della quota di combustibili solidi nel 2001. Per quel che concerne il contributo della variazione dei combustibili fossili nell'intero periodo esaminato è evidente che la variazione della quota relativa dei diversi combustibili, con l'aumento del gas naturale a scapito dei prodotti petroliferi, determina una corrispondente variazione del contributo emissivo con una diminuzione netta delle emissioni. Dopo il 2007 il contributo delle fonti rinnovabili assume particolare rilievo. I valori relativi a tale fattore mostrano una oscillazione che riflette la variabilità della produzione elettrica, soprattutto in relazione alla componente idroelettrica che dipende a sua volta dalle condizioni meteorologiche. A partire dal periodo 2007-2008 le fonti rinnovabili assumono un ruolo dominante, con un contributo alla riduzione delle emissioni superiore a quanto registrato per le altre componenti nello stesso periodo. Nel periodo 2008-2009 è evidente anche la riduzione della produzione elettrica in seguito alla crisi economica, così come nel periodo 2012-2013 diventa determinante alla riduzione delle emissioni un picco di produzione idroelettrica. D'altra parte, la siccità del 2022 ha determinato una forte contrazione della produzione idroelettrica; tale fattore, insieme all'aumento di combustibili solidi, ha determinato l'incremento delle emissioni osservato nel periodo 2021-2022. Infine, negli ultimi due anni si registra una forte riduzione delle emissioni per il contributo di tutti i fattori considerati.

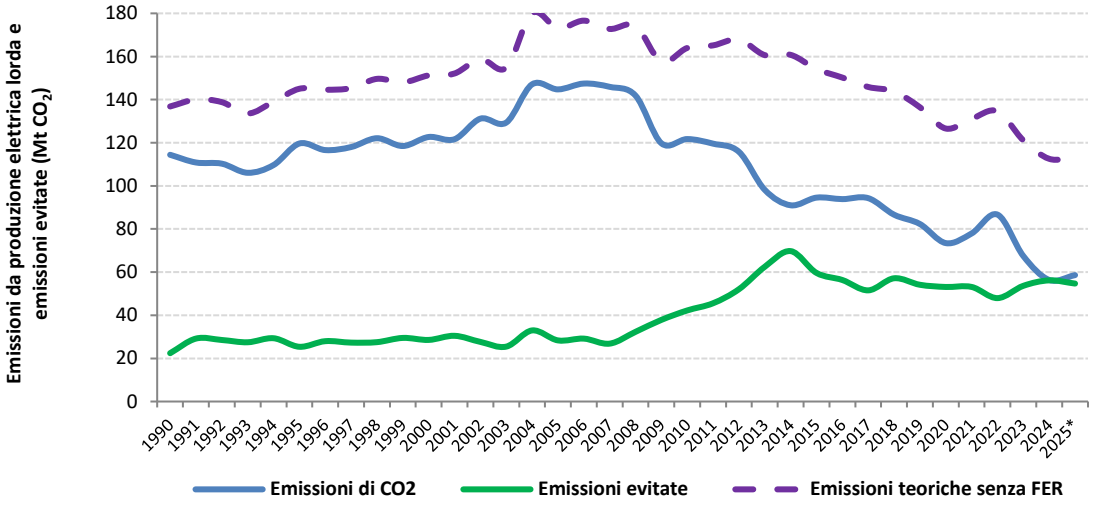
Figura 1.30 – Analisi di decomposizione annuale delle emissioni. Per ogni intervallo sono riportati i contributi percentuali alla variazione delle emissioni dei quattro fattori rispetto al 1990, la linea rossa rappresenta la variazione totale osservata.



Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico ha quindi fornito il principale contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra. Per valutare l'impatto di tali fonti, sono state calcolate le emissioni di CO_2 evitate ogni anno. Queste statistiche sono elaborate dal GSE (2024a), sia per le emissioni dirette che per le emissioni LCA (*Life Cycle Assessment*). Secondo la metodologia adottata da GSE, le emissioni evitate dipendono principalmente dal mix fossile marginale sostituito da fonti rinnovabili. La metodologia adottata nel presente lavoro, in linea con quella sviluppata dall'Agenzia Europea dell'Ambiente (2015), consiste nel calcolo delle emissioni nell'ipotesi che l'equivalente energia elettrica da fonti rinnovabili sia prodotta con il mix fossile dell'anno in questione. Le emissioni evitate sono quindi calcolate in termini di prodotto dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per il fattore di emissione medio annuale da fonti fossili. L'ipotesi sottesa alle due metodologie è che in assenza di produzione rinnovabile la stessa quantità di elettricità deve essere prodotta dal mix fossile. I due approcci forniscono valori diversi di emissioni evitate, ma non è scopo di questo lavoro confrontare le due metodologie, bensì adottare un metodo di calcolo omogeneo lungo la serie temporale per valutare l'impatto delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, indipendentemente dall'influenza di fattori economici e contingenti che possono modificare i costi marginali dell'elettricità.

Dal 1990 al 2007 le emissioni medie evitate ogni anno per la produzione elettrica da fonti rinnovabili sono cambiate intorno a un valore medio di 28 Mt CO_2, parallelamente alla variabilità osservata per la produzione idroelettrica. Successivamente lo sviluppo di fonti rinnovabili non tradizionali ha portato al picco registrato nel 2014, quando le emissioni di CO_2 evitate ammontavano a 69.8 Mt. Negli anni successivi è stata registrata la diminuzione delle emissioni annuali evitate, a seguito della contrazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili. Il valore medio annuo dal 2015 al 2024 è stato di 54.3 Mt CO_2, con il minimo di 48 Mt CO_2 nel 2022. Nel 2024 è stato 56.2 Mt CO_2. Secondo i dati preliminari, le emissioni evitate nel 2025 dovrebbero attestarsi intorno a 54.7 Mt CO_2. Le emissioni evitate cumulativamente rispetto al 2005 sono ≈445 Mt CO_2.

Figura 1.31 – Andamento delle emissioni di CO_2 dal settore elettrico e delle emissioni evitate.



* Dati preliminari.

1.3.3 Emissioni di gas serra con approccio Lyfe Cycle

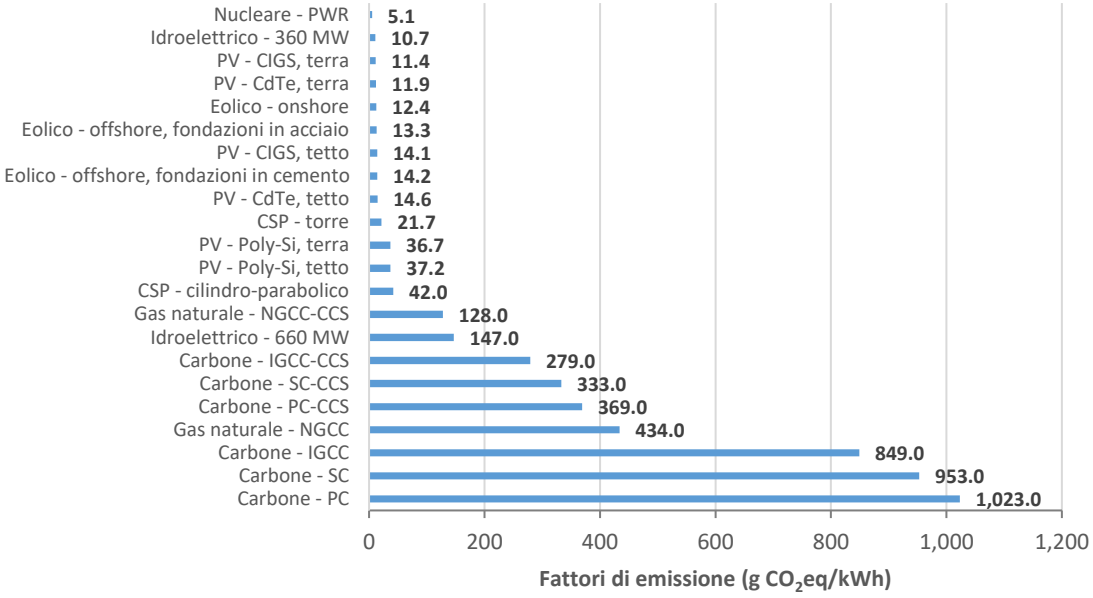
I dati presentati nel presente paragrafo sono la sintesi dei risultati del rapporto pubblicato da UNECE (United Nations Economic Commission for Europe) nel 2021. Nel rapporto UNECE sono considerati diversi impatti delle principali tecnologie utilizzate per la generazione elettrica: emissioni di gas serra, consumo di minerali e metalli, eutrofizzazione, effetti cancerogeni, consumo di acqua e suolo, radiazioni ionizzanti. I dati qui illustrati si riferiscono alle emissioni di gas serra, alla dissipazione di acqua e al consumo di minerali e metalli. Nel rapporto UNECE non sono considerate le tecnologie che utilizzano bioenergie, per la complessità di modellizzare le materie prime e le combinazioni di pratiche agricole e tecnologie di conversione.

L'approccio Life Cycle (LC) è una metodologia che considera l'intero ciclo di vita di un prodotto, servizio o processo, "dalla culla alla tomba" (*cradle-to-grave*), ovvero dall'estrazione delle materie prime fino allo smaltimento finale o riciclo. Le emissioni serra del rapporto UNECE sono elaborate considerando un potenziale di riscaldamento globale, integrato in 100 anni (GWP100), basato sul modello IPCC di riferimento (UNECE, 2021).

Come già riportato, nel presente studio le emissioni di gas serra sono stimate solo per la fase di combustione di fonti fossili nel territorio nazionale. Pertanto, i dati con approccio LC qui illustrati hanno lo scopo di fornire un quadro comparativo delle emissioni di gas serra prodotte dalle diverse tecnologie disponibili in Europa nel 2020. Come affermato da UNECE, "la variabilità spaziale e temporale dei sistemi implica che i dati raccolti non possano rappresentare accuratamente casi specifici e reali." Deve inoltre essere sottolineato che le stime con approccio LC disponibili in letteratura sono estremamente variabili, in relazione alla variabilità intrinseca di ciascuna fase considerata nel processo di analisi e alla relativa disponibilità di dati: tecniche estrattive per le risorse fossili e materie prime, modalità di trasporto, varietà di impianti di generazione per ciascuna tecnologia, modalità di dismissione degli impianti.

Nella seguente figura sono riportate le emissioni di gas serra delle tecnologie di generazione elettrica considerate nel rapporto UNECE.

Figura 1.32 – Emissioni di CO_2eq dalle principali tecnologie di generazione elettrica (UNECE, 2021). Tecnologie in ordine crescente.



PC - pulverized coal; IGCC – integrated gasification combined cycle; SC – supercritical; NGCC - natural gas combined cycle; CCS - carbon capture and storage; PWR - pressurised water reactors; CSP - concentrated solar power; Poly-Si - Polycrystalline silicon; CdTe - cadmium-telluride; CIGS - copper-indium-gallium-(di)selenide.

Per quanto riguarda i combustibili fossili l'impatto emissivo è relativo a due fasi principali: estrazione (upstream) e generazione di elettricità (combustione). La fase di combustione rappresenta solitamente il maggiore contributo alle emissioni della risorsa (≈85%). Quando gli impianti sono dotati di CCS (cattura e stoccaggio della CO_2) possono ridurre significativamente le emissioni dirette, da -64% a -67% rispetto all'analogo impianto senza CCS per il carbone e -71% per il gas naturale. Tuttavia, non può essere trascurato che la tecnologia CCS determina impatti addizionali, quali eutrofizzazione e consumi idrici, a causa dell'aumento del consumo di combustibile e dell'uso di sostanze chimiche per il processo di cattura, così come per i processi a valle, di trasporto e stoccaggio di CO_2 in pozzi geologici profondi. Sebbene tale tecnologia figuri tra le opzioni disponibili per la decarbonizzazione dei sistemi energetici, soprattutto nei settori industriali dove è più difficile abbattere le emissioni serra (IPCC, 2022; IEA, 2026), non vanno trascurate criticità importanti quali gli elevati costi della tecnologia che si riflettono sui prezzi dei beni interessati (elettricità, cemento, acciaio, ecc.), il significativo incremento di consumo energetico e la riduzione dell'efficienza complessiva degli impianti, aspetti legati alla sicurezza del confinamento a lungo termine della CO_2, ecc.

In merito al gas naturale, un tasso di perdita sufficientemente alto può portare le emissioni di gas serra per kWh prodotto da questo combustibile allo stesso livello osservato per il carbone, soprattutto quando si utilizza un orizzonte temporale breve per calcolare il potenziale di riscaldamento globale. I dati europei mostrano che il contributo della fase upstream è intorno al 15%. Tuttavia, il dato andrebbe aggiornato, considerando l'importante variazione dell'approvvigionamento di gas naturale in Europa successiva alla pubblicazione del rapporto UNECE, con la guerra tra Russia e Ucraina.

Le tecnologie che generano elettricità da fonti rinnovabili mostrano emissioni di gran lunga inferiori a quelle dei combustibili fossili, anche considerando l'intero ciclo di vita. I valori più elevati si registrano per gli impianti idroelettrici di grandi dimensioni, con valori comparabili a quelli registrati per gli impianti a ciclo combinato con CCS alimentati a gas naturale. Le restanti tecnologie mostrano un intervallo di emissioni che va da 10.7 g CO_2eq/kWh per l'idroelettrico di piccole dimensioni a 42 g CO_2eq/kWh per il solare a concentrazione a cilindro parabolico. In merito alla tecnologia fotovoltaica, i pannelli più largamente utilizzati, a silicio policristallino (54% della potenza fotovoltaica in esercizio in Italia a fine 2024), fanno registrare emissioni circa tre volte maggiori rispetto alle altre tecnologie considerate:

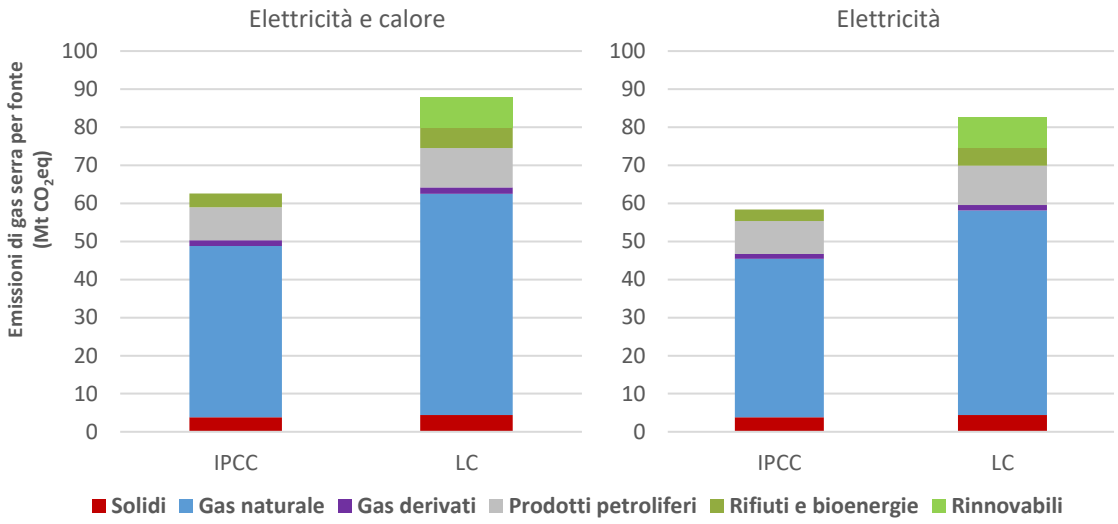
tellururo di cadmio e diseleniuro di indio-rame-gallio. Le emissioni serra della tecnologia eolica sono comparabili a quelle da fotovoltaico, senza rilevanti differenze tra onshore e offshore.

Le emissioni serra da impianti nucleari convenzionali PWR sono tra le più basse (5.1 g CO_2eq/kWh), comparabili a quelle stimate per i moduli SMR (UNECE, 2021). Altri studi riportano maggiori emissioni di CO_2 equivalente da nucleare e soprattutto un intervallo molto ampio delle stime. Sovacool (2008) ha passato in rassegna 103 studi LC, concludendo che l'intervallo di fattori di emissione da energia prodotta da fonte nucleare va da 1.4 a 288 g CO_2eq/kWh, con una media di 66 g CO_2eq/kWh. Warner e Heath (2012) hanno armonizzato i risultati di diversi studi per circa cento stime indipendenti per impianti nucleari ad acqua leggera (LWR). Le stime degli autori vanno da 3.7 a 110 g CO_2eq/kWh, con una mediana di 12 g CO_2eq/kWh. Un intervallo comparabile, da 9 a 110 g CO_2eq/kWh, è stato stimato dagli autori con scenari di sviluppo del settore al 2050. L'intervallo di valori elaborato da Warner e Heath (2012) è riportato nel quinto Assesment Report di IPCC del 2014. IPCC (2022) considera l'energia nucleare una delle possibili opzioni per sostenere la transizione energetica verso sistemi a basse emissioni di carbonio. IEA (2022) ritiene che il mantenimento e, in molti casi, l'espansione della capacità nucleare possano facilitare il raggiungimento degli obiettivi climatici, rafforzando al contempo la sicurezza energetica. Tuttavia, oltre alle emissioni serra effettive, l'energia nucleare, degli impianti oggi operativi e dei cosiddetti SMR (*small modular reactors*), presenta diverse criticità: elevati costi di installazione ed esercizio, a breve e a lungo termine, che richiedono importanti finanziamenti pubblici (IPCC, 2022; IEA, 2022; IEA, 2024; IEA, 2025a); concentrazione delle fonti di approvvigionamento, estrattive e di arricchimento del materiale fissile; tempi di realizzazione dei progetti (IEA, 2025b); gestione dei rifiuti radioattivi (Ngulimi *et al.*, 2025) e accettabilità sociale.

Le pubblicazioni del Joint Research Centre (JRC) forniscono ulteriori stime delle emissioni per la generazione elettrica con approccio LC. Le stime, oltre ad essere aggiornate su base annuale, sono indirizzate al contesto europeo. L'istituto pubblica i fattori per la produzione e il consumo di energia elettrica nel contesto del Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia (Bastos e Valentini, 2026; Bastos *et al.*, 2026). Il JRC elabora i fattori di emissione per diversi paesi, tra cui l'Italia, utilizzando fattori di emissione per unità di energia primaria di combustibile o sorgente, con approccio IPCC e LC (EC, JRC, Bastos *et al.*, 2024). I fattori utilizzati da JRC per combustibili e sorgenti non sono specifici dei singoli paesi; pertanto, le emissioni di gas serra e i relativi fattori per la produzione elettrica, sebbene confrontabili, non sono uguali a quelli presentati nei precedenti paragrafi, elaborati con fattori di emissione specifici nazionali.

In Figura 1.33 sono riportate le emissioni per la produzione nazionale di elettricità e calore e per la sola generazione elettrica. Il grafico mostra che le emissioni di gas serra con approccio LC sono maggiori del 41% rispetto alle emissioni con approccio IPCC, ovvero secondo l'approccio adottato nel presente studio per elaborare i fattori di emissione nazionali. Inoltre, le fonti rinnovabili diverse dalle bioenergie (idroelettrico, geotermia, eolico e fotovoltaico), che con approccio IPCC hanno emissioni nulle, mostrano una quota emissiva non trascurabile con approccio LC, pari a circa il 10% delle emissioni del settore.

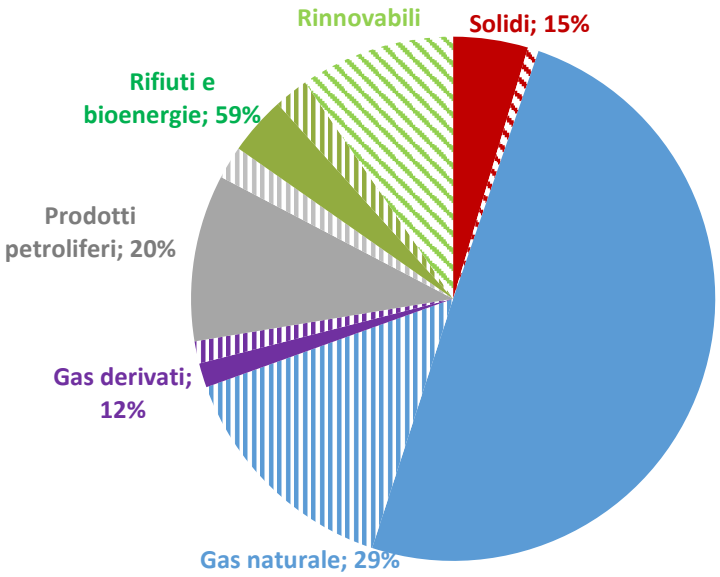
Figura 1.33 – Emissioni di gas serra per fonte per la generazione di energia elettrica e calore nel 2024 con approccio IPCC e LC; elaborazioni ISPRA su dati JRC e EUROSTAT, 2026.



L'approccio IPCC, applicato al settore della generazione elettrica, considera solo le emissioni da combustione dei combustibili fossili, pertanto la differenza tra emissioni elaborate con approccio LC e quelle stimate con approccio IPCC rappresenta una stima approssimativa delle emissioni lungo la filiera che precede la generazione elettrica (combustione nel caso dei combustibili fossili) e delle emissioni dovute alla dismissione degli impianti. Il rapporto UNECE (2021) mostra come quest'ultima quota sia marginale per le principali tecnologie di generazione elettrica dalle fonti fossili.

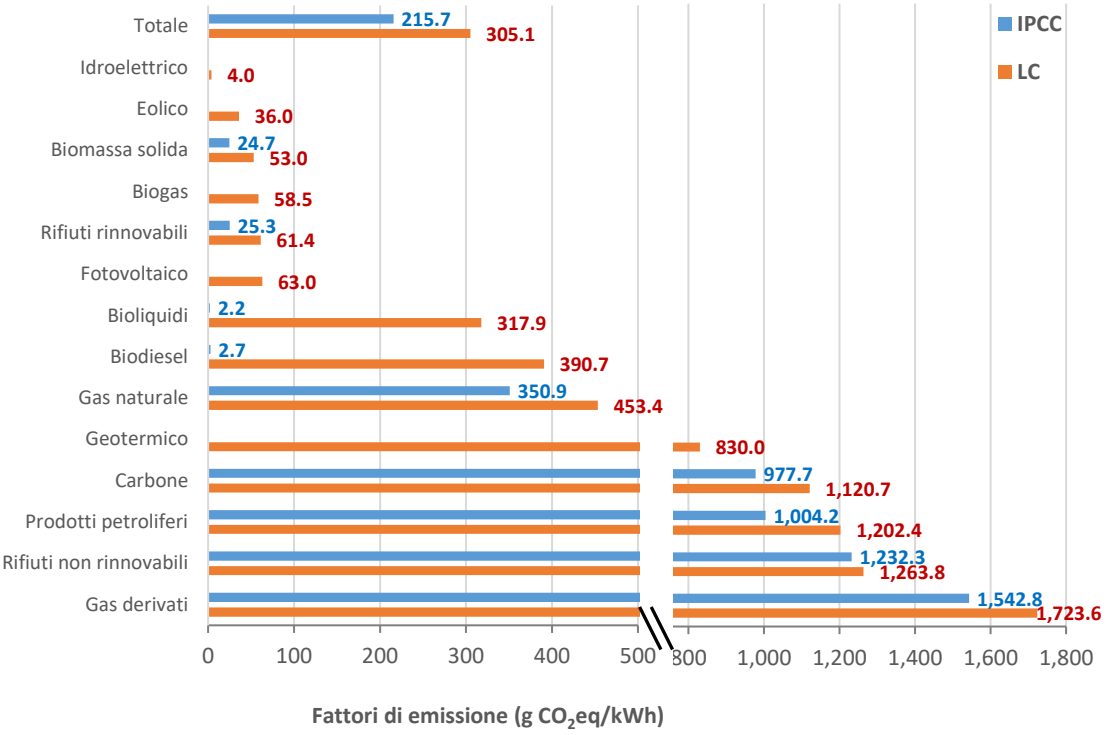
In Figura 1.34 sono illustrate le quote emissive per la produzione elettrica nazionale per fonte nel 2024, ripartite per la quota dovuta alla combustione e quella essenzialmente dovuta al tratto di filiera che precede la generazione elettrica. Il contributo di quest'ultima quota è molto eterogeneo nei diversi combustibili e sorgenti. Le emissioni addizionali alla generazione elettrica vanno dal 12% per i gas derivati al 59% per rifiuti e bioenergie. Le emissioni dalle fonti rinnovabili sono esclusivamente riferibili alle fasi precedenti la generazione elettrica e alla dismissione degli impianti.

Figura 1.34 – Quote di emissioni di gas serra per fonte per la generazione di energia elettrica nazionale nel 2024 con approccio IPCC e LC. Le emissioni con approccio IPCC sono a tinta unita, mentre le emissioni addizionali sono a trama. Le percentuali rappresentano la quota addizionale di emissioni rispetto all'approccio IPCC.



In Figura 1.35 sono illustrati i fattori di emissione nazionali del 2024 per fonte, elaborati con approccio IPCC e LC su dati JRC e EUROSTAT. I risultati dei due approcci sono qui riportati a scopo comparativo e non vanno confusi con i fattori nazionali riportati in § 1.3 e § 1.3.1. Le stime con approccio LC dei fattori di emissione per singola fonte sono differenti da quanto illustrato in Figura 1.32, sia perché UNECE e JRC utilizzano diversi inventari per il ciclo di vita, sia per l'intrinseca incertezza della stima delle emissioni lungo l'intera filiera dei vari combustibili/tecnologie.

Figura 1.35 – Fattori di emissione di CO_2eq per fonte di generazione elettrica (UNECE, 2021); elaborazioni ISPRA su dati JRC e EUROSTAT, 2026. Fonti in ordine crescente delle stime LC.



In sintesi, le elaborazioni di JRC mostrano che nel 2024 il fattore di emissione di gas serra per la generazione elettrica è pari a 215.7 g CO_2eq/kWh con approccio IPCC e 305.1 g CO_2eq/kWh con approccio LC. Nel fattore complessivo di JRC è compresa la produzione elettrica da pompaggi e accumuli stand alone. Al netto di tale produzione, il fattore con approccio IPCC è 216.7 g CO_2eq/kWh, 3% superiore al fattore nazionale riportato in Tabella 1.17 (210.9 g CO_2eq/kWh).

Considerando gli effetti dei cambiamenti climatici sulla disponibilità idrica e della transizione energetica sull'utilizzo di risorse primarie, si ritiene opportuno illustrare brevemente i risultati del rapporto UNECE sulla dissipazione di acqua e sul consumo di materiali e minerali nel settore della generazione elettrica.

L'acqua dissipata comprende tutti gli usi che sottraggono immediatamente acqua all'ambiente locale. L'acqua restituita all'ambiente, nelle acque fluviali, oceaniche o sotterranee, non viene considerata dissipata; mentre lo è l'acqua usata come ingrediente per un prodotto chimico, o evaporata. Le centrali termoelettriche mostrano elevate esigenze di acqua per i processi di raffreddamento (Figura 1.36).

L'indicatore di consumo delle risorse (Figura 1.37) si riferisce all'estrazione di risorse con un coefficiente di scarsità. L'indicatore fornisce una dimensione della criticità dei materiali necessari alla realizzazione delle infrastrutture per la generazione elettrica. Questo coefficiente viene calcolato in base alle riserve stimate di ciascun elemento (ad esempio oro, rame, cromo...) e confrontato con quello dell'antimonio, unità in Sb equivalente. I sistemi fotovoltaici contengono piccole quantità di oro e argento che comportano punteggi più alti per questo indicatore, poiché tali elementi hanno un fattore di ordini di grandezza superiore rispetto al rame o all'alluminio. Materiali come ghiaia, ferro e alluminio hanno bassa influenza su questo indicatore; il che supporta il basso punteggio di alcune tecnologie ad alta intensità

infrastrutturale come l'idroelettrico. L'indicatore elaborato da UNECE non considera le terre rare. Nonostante la loro denominazione, gli elementi delle terre rare non sono specificamente "rari", almeno non quanto i metalli come platino e oro. Tuttavia, l'utilizzo a grande scala previsto per le tecnologie di generazione elettrica rinnovabile e per i veicoli elettrici, unito alla concentrazione geografica della disponibilità delle terre rare e di elementi quali litio e cobalto, può determinare importanti impatti sociali e ambientali. Nonostante l'atteso incremento dello sfruttamento degli elementi delle terre rare, così come di litio e cobalto, UNECE (2021) sottolinea che, a differenza dei combustibili fossili, le terre rare e i metalli speciali (litio e cobalto) sono facilmente sostituibili nelle tecnologie rinnovabili. Ad esempio, i riduttori possono sostituire i motori a presa diretta nei generatori eolici, i motori asincroni senza terre rare possono sostituire quelli sincroni, e le batterie litio-ferro-fosfato possono sostituire quelle a base di cobalto.

Figura 1.36 – Dissipazione di acqua, nelle principali tecnologie di generazione elettrica (UNECE, 2021). Tecnologie in ordine crescente.

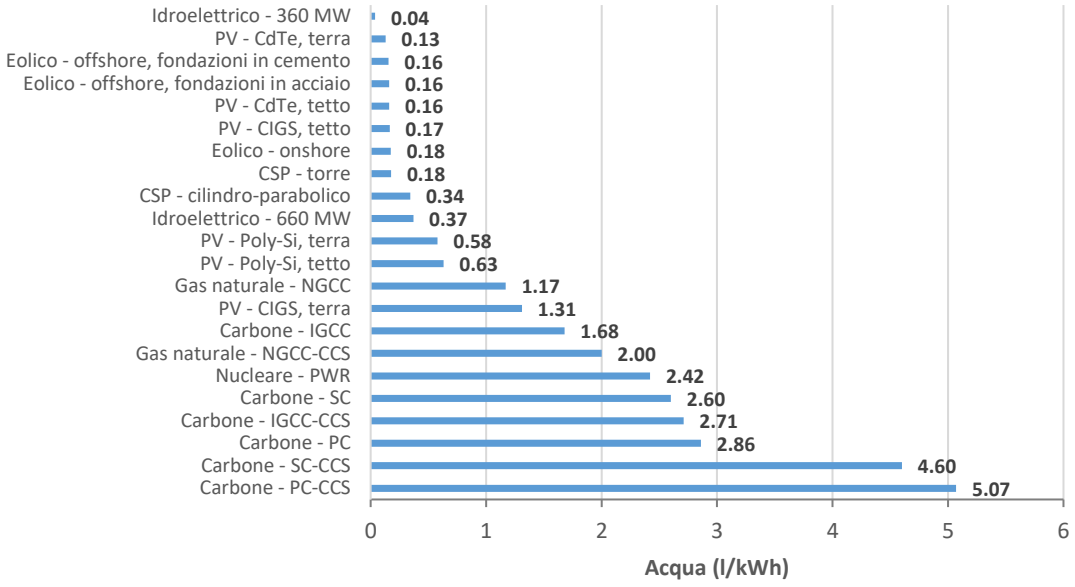
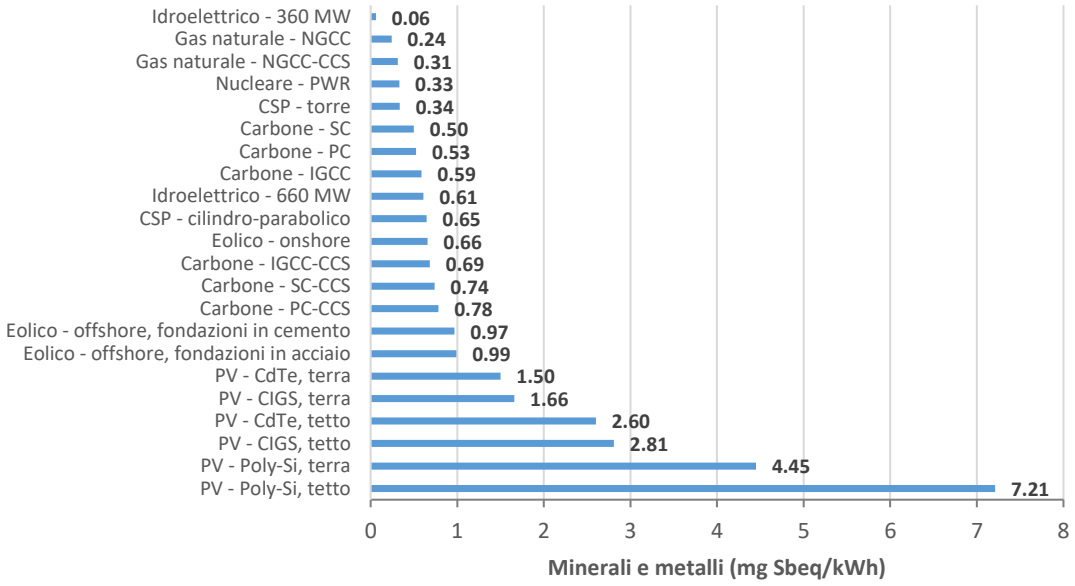


Figura 1.37 – Consumo di risorse nelle principali tecnologie di generazione elettrica (UNECE, 2021). Tecnologie in ordine crescente.



2 PRODUZIONE ELETTRICA REGIONALE ED EMISSIONI DI CO_2

I dati della produzione e consumo di energia elettrica a livello regionale sono pubblicati da TERNA con cadenza annuale (TERNA, 2025). L'analisi si concentra sui dati del 2024, sebbene sia stata considerata la serie storica dal 2020. Le aree del territorio nazionale sono ripartite secondo la nomenclatura ISTAT:

- Nord-Ovest: Liguria, Lombardia, Piemonte, Valle d'Aosta;
- Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Veneto;
- Centro: Lazio, Marche, Toscana, Umbria;
- Sud e Isole: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna, Sicilia.

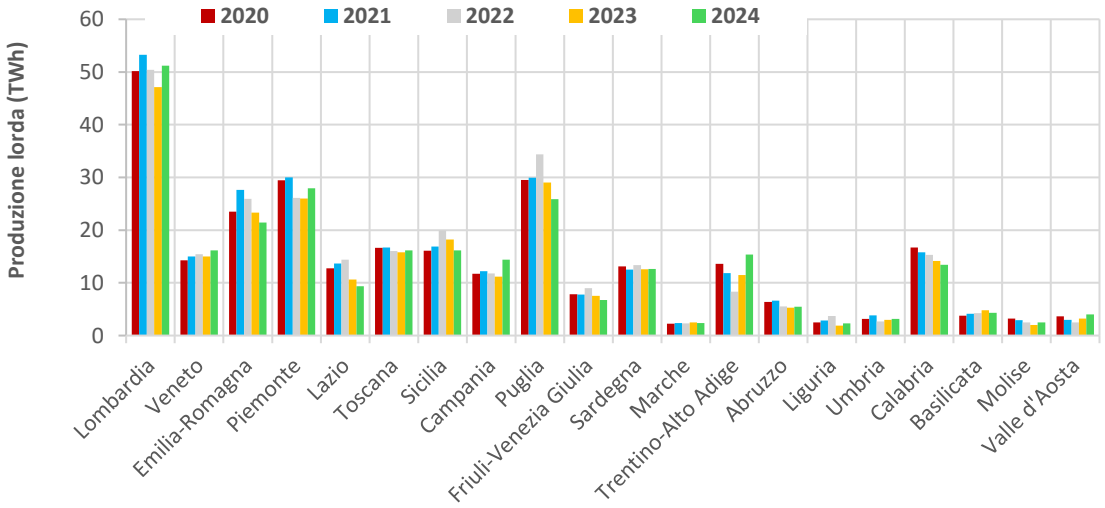
Per mettere in evidenza il fabbisogno elettrico delle regioni, i grafici di seguito presentati mostreranno sempre le regioni in ordine decrescente dei consumi elettrici registrati nel 2020 (Figura 2.10). L'ordine delle regioni non mostra variazioni significative nel periodo considerato. Lievi variazioni si registrano solo negli anni più recenti.

2.1 Produzione e consumo di energia elettrica

Data la varietà territoriale delle regioni italiane la distribuzione della produzione elettrica è estremamente eterogenea (Figura 2.1). Emerge inoltre la variabilità temporale della generazione elettrica, espressione della variabilità dei fattori che determinano il fabbisogno elettrico.

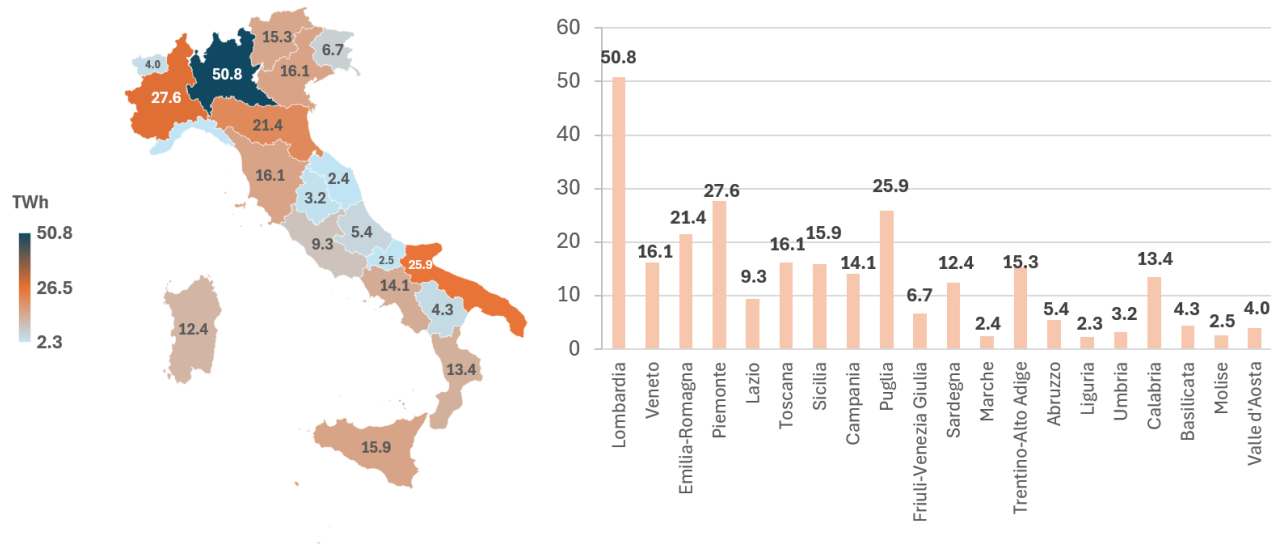
La ripartizione per macroaree vede il Nord-Ovest con circa il 30% della produzione nazionale, il Nord-Est intorno al 21%, il Centro con il 12%, Sud e Isole con il 36%, di cui 11% nelle isole. A livello regionale emergono i dati della Lombardia, che rappresenta ≈18% della produzione elettrica nazionale, della Puglia (11%), Piemonte (10%) ed Emilia-Romagna (9%).

Figura 2.1 – Produzione elettrica lorda nelle regioni.



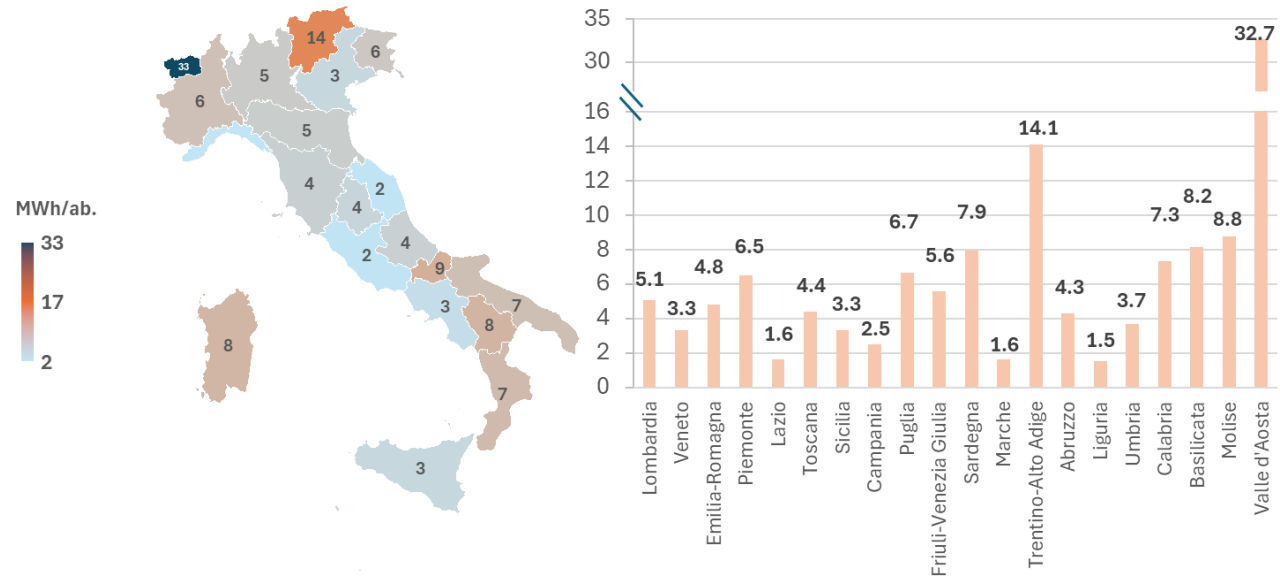
Di seguito è illustrata la ripartizione regionale della produzione elettrica nel 2024, al netto dei pompaggi ed accumuli stand alone. Quest'ultima voce è entrata nelle statistiche di TERNA con i dati del 2023. La mappa mette in evidenza l'ampio intervallo regionale e nel grafico a destra sono riportati i valori effettivi.

Figura 2.2 – Mappa regionale della produzione elettrica lorda al netto di pompaggi e accumuli stand alone (2024).



La produzione elettrica pro capite mostra sensibili differenze tra le regioni, con valori che vanno da 1,516 kWh/ab. in Liguria a 32,664 kWh/ab. in Valle d'Aosta. La Figura 2.3 mostra che le regioni con i maggiori consumi di energia elettrica, dalla Lombardia alla Campania, sono caratterizzate da produzione pro capite inferiore rispetto alle regioni con minori consumi elettrici. Le regioni con produzione elettrica pro capite più elevata sono Valle d'Aosta, come già riportato, e Trentino-Alto Adige nel Nord, mentre nel Sud e Isole spiccano i valori di Puglia, Sardegna, Calabria, Basilicata e Molise.

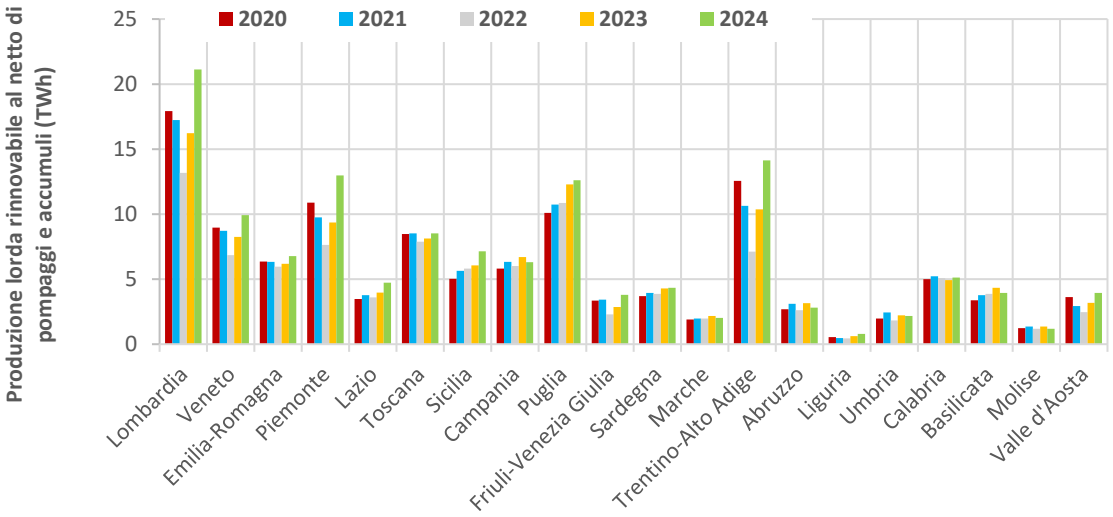
Figura 2.3 – Mappa regionale della produzione elettrica lorda per abitante al netto di pompaggi e accumuli stand alone (2024).



2.1.1 Produzione rinnovabile

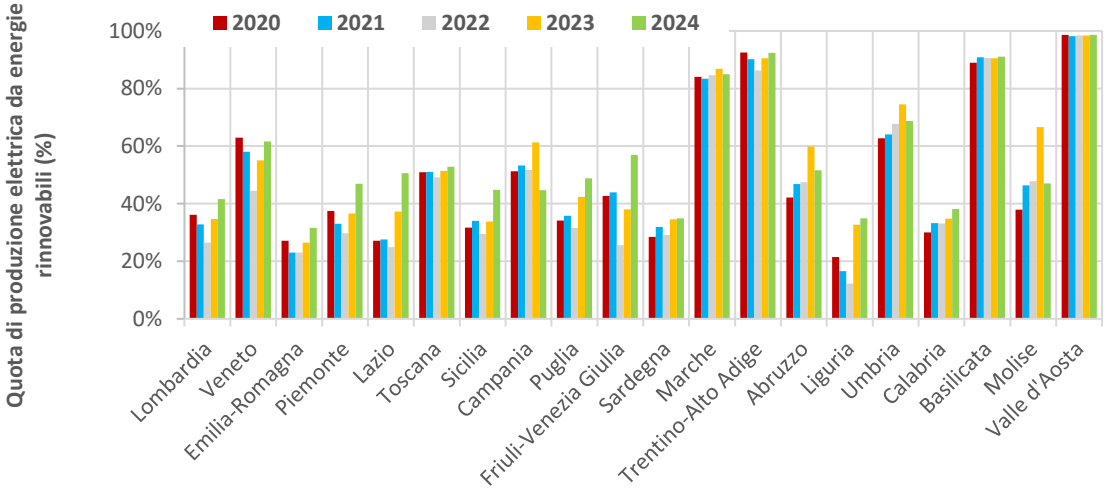
La generazione elettrica da fonti rinnovabili è altrettanto eterogenea a livello regionale (Figura 2.4) e ricalca grosso modo la ripartizione regionale già vista per la produzione totale (Figura 2.1), sebbene emergano peculiarità importanti in alcune regioni.

Figura 2.4 – Produzione elettrica lorda rinnovabile al netto di pompaggi e accumuli stand alone nelle regioni.



Il seguente grafico mostra la quota di produzione elettrica da energia rinnovabile al netto di pompaggi e accumuli rispetto alla produzione totale. Quattro regioni (Marche, Trentino-Alto Adige, Basilicata e Val d'Aosta) fanno registrare quote superiori all'80%, con la Val d'Aosta prossima alla produzione totalmente rinnovabile, soprattutto grazie all'energia idroelettrica. La media nazionale negli anni considerati è del 42.5% con un andamento in decisa crescita dal 2022 (35.6%) al 2024 (49.9%). La ripartizione per macroaree nel 2024 va dal 40% nelle isole al 58% nel Nord-Est.

Figura 2.5 – Quota regionale della produzione elettrica lorda rinnovabile al netto di pompaggi e accumuli stand alone.



La Figura 2.6 illustra la ripartizione regionale della generazione elettrica rinnovabile nel 2024, mentre la Figura 2.7 mostra la produzione lorda totale per regione, ripartita per fonti fossili e fonti rinnovabili.

Figura 2.6 – Mappa regionale della produzione elettrica lorda rinnovabile al netto di pompaggi e accumuli stand alone (2024).

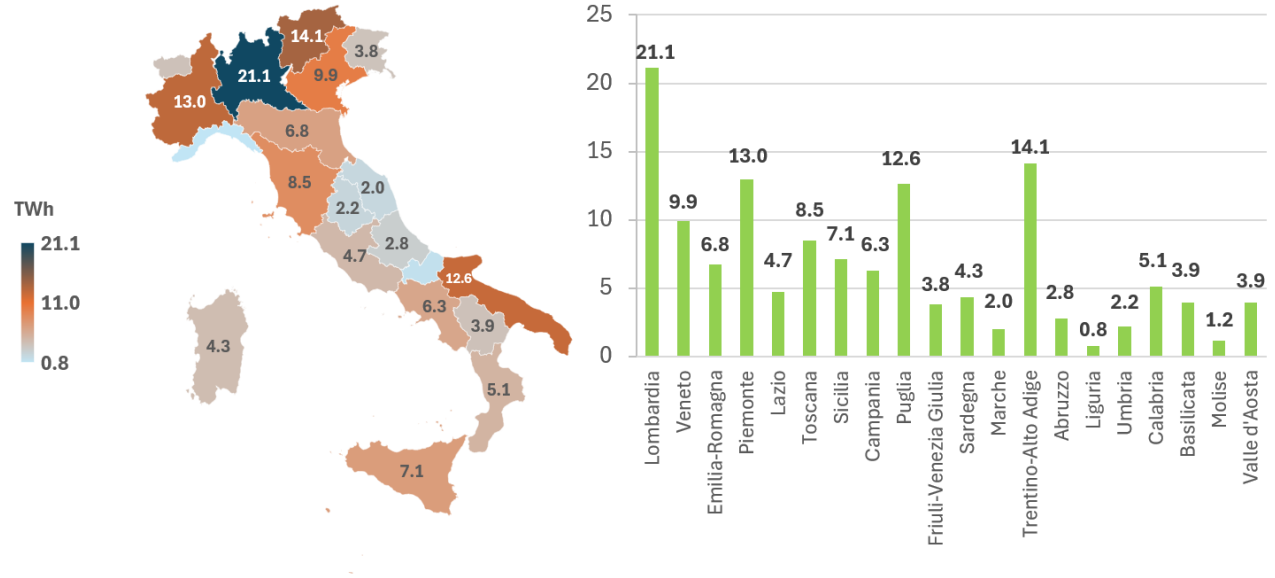
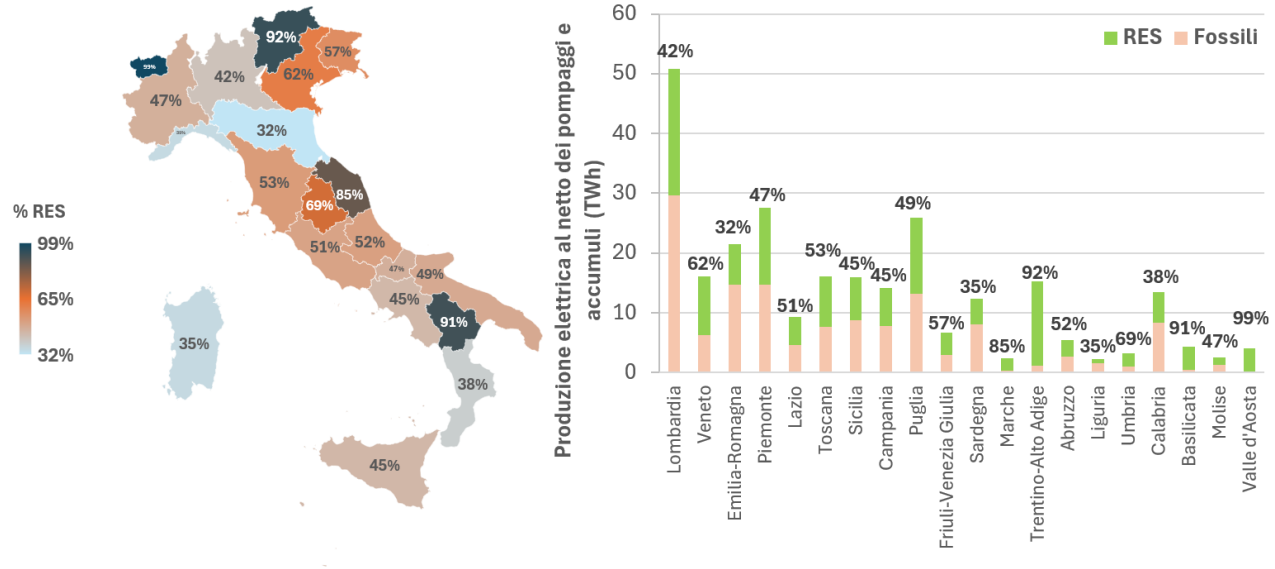
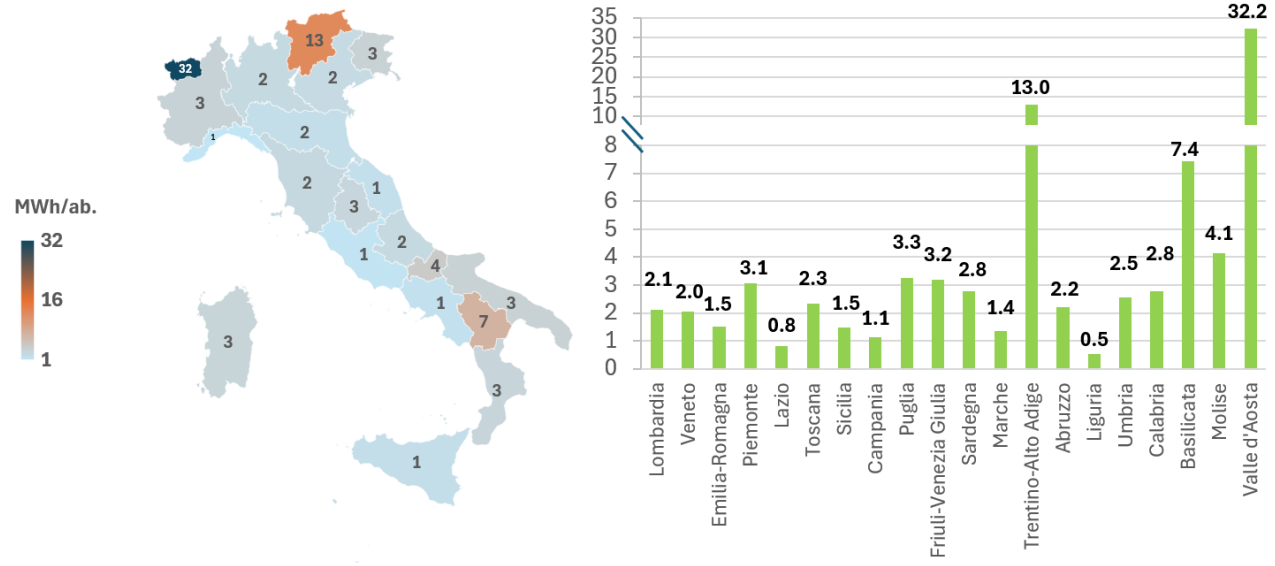


Figura 2.7 – Mappa regionale della quota di produzione elettrica rinnovabile (2024). Il grafico a destra riporta la produzione elettrica lorda totale ripartita per quota fossile e rinnovabile. Le etichette si riferiscono alla quota rinnovabile rispetto alla produzione totale al netto di pompaggi e accumuli stand alone.



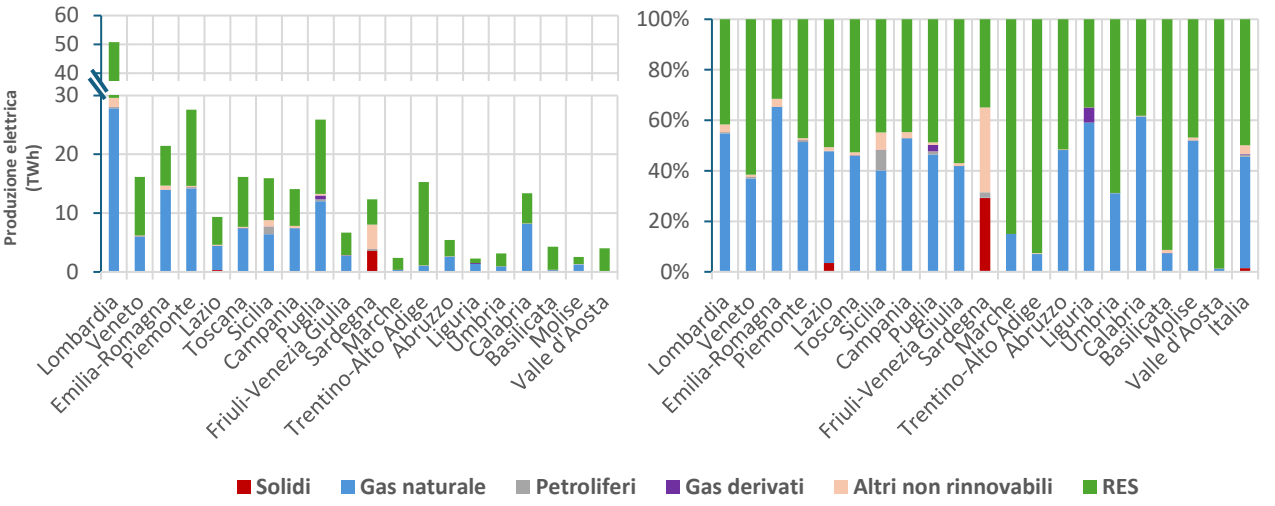
La produzione pro capite di energia elettrica rinnovabile mostra una notevole eterogeneità regionale similmente a quanto visto per la produzione totale (Figura 2.8). I valori coprono un intervallo da 529 kWh/ab. in Liguria, a 32,218 kWh/ab. in Valle d'Aosta. Oltre alla Valle d'Aosta, i valori più elevati si registrano in Trentino-Alto Adige e in Basilicata, mentre tra le regioni con i valori più bassi, oltre alla Liguria, sono da menzionare Lazio, Campania, Sicilia ed Emilia-Romagna.

Figura 2.8 – Mappa regionale della produzione elettrica lorda rinnovabile per abitante al netto di pompaggi e accumuli stand alone (2024).



In Figura 2.9 è riportato il dettaglio della produzione elettrica regionale per fonte. Le sole regioni con consumo di combustibili solidi nel 2024 sono la Sardegna e il Lazio. La disaggregazione è il risultato della stima eseguita con le variabili proxy, come riportato nel paragrafo 2.2. La disaggregazione ha quindi l'incertezza associata alle proxy utilizzate.

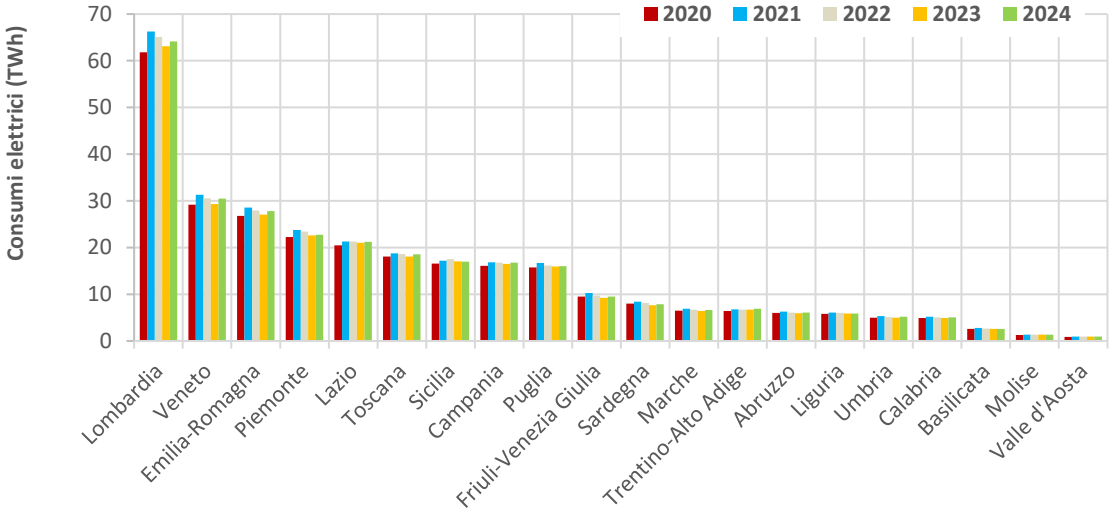
Figura 2.9 – Produzione elettrica lorda per fonte (2024).



2.1.2 Consumi elettrici

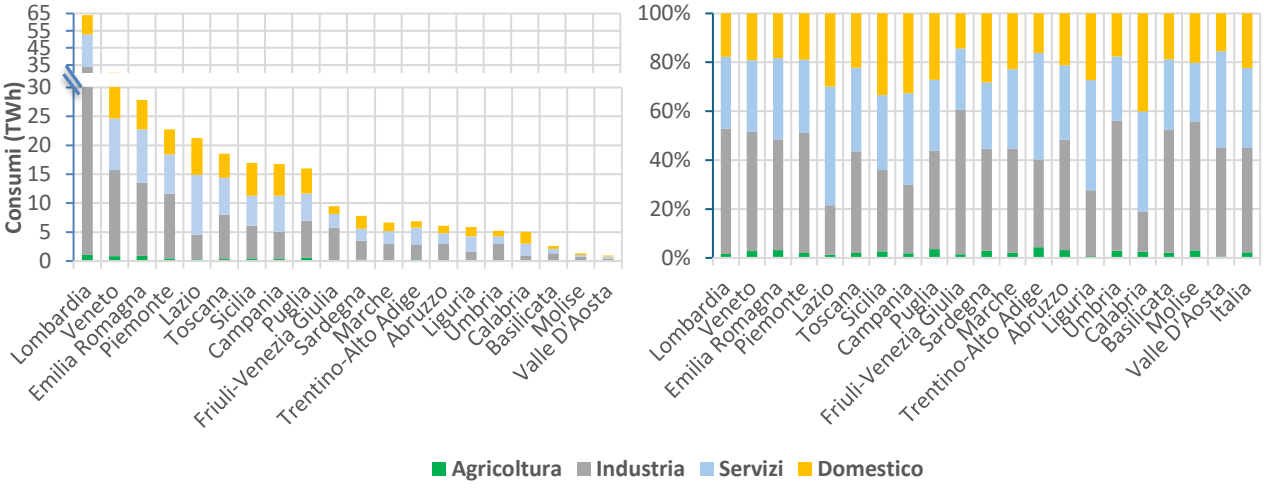
In merito ai consumi elettrici il Nord-Ovest assorbe quasi un terzo dei consumi nazionali nel 2024 (32%), i consumi del Nord-Est ammontano al 26%, Sud e Isole al 25%, mentre il Centro consuma il 18%. Anche per i consumi emerge la Lombardia, che rappresenta il 22% dei consumi nazionali, seguita da Veneto e Emilia-Romagna, entrambe con il 10%.

Figura 2.10 – Consumi elettrici per regione.



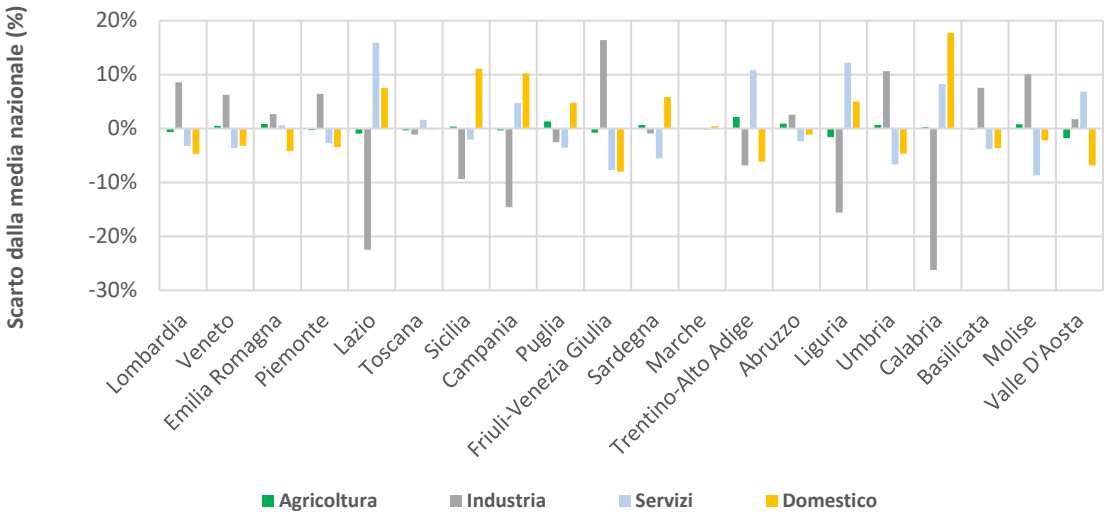
I consumi elettrici nazionali per settore del 2024 mostrano che l'agricoltura rappresenta il 2.3% dei consumi, i consumi dell'industria rappresentano il 42.6%, i servizi il 32.7%, infine i consumi del settore domestico sono il 22.4%. La struttura regionale dei consumi è estremamente eterogenea, con regioni che hanno differenti assetti riguardo ai settori produttivi (Figura 2.11). Se da un lato sono individuabili regioni con quote di consumi nei servizi sensibilmente superiori alla media nazionale (Lazio, Trentino-Alto Adige, Liguria e Calabria), d'altro canto vi sono regioni con consumi più elevati nell'industria (Lombardia, Veneto, Piemonte, Friuli-Venezia Giulia, Umbria, Basilicata e Molise). Anche nel settore domestico sono evidenti significative differenze a livello regionale, con regioni come Sicilia, Campania e Calabria che hanno quote di consumi sensibilmente più elevate rispetto alla media nazionale.

Figura 2.11 – Consumi elettrici per settore (2024).



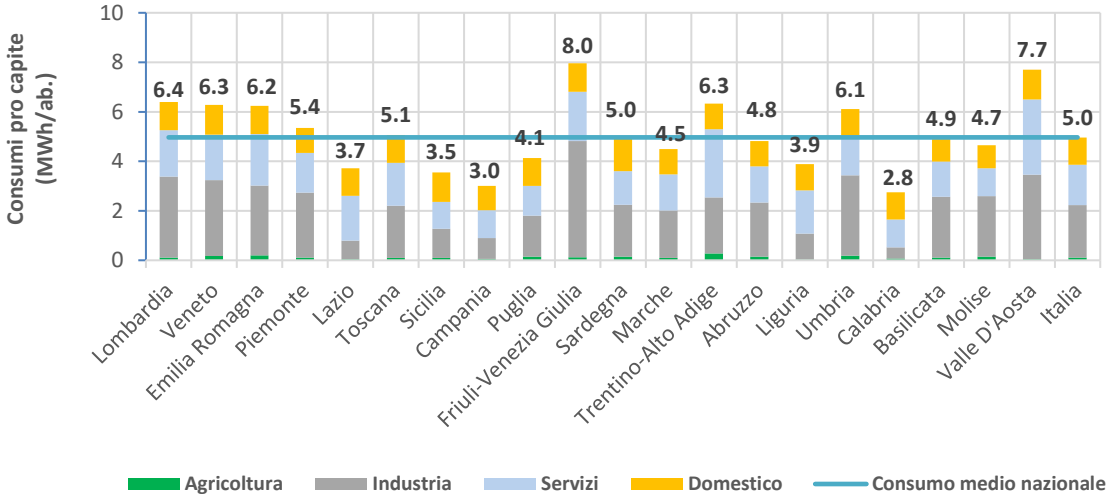
In Figura 2.12 è riportato per ogni regione lo scarto dalla quota media nazionale dei consumi per settore. Il grafico mette in evidenza il differente livello di consumi elettrici nei diversi settori produttivi e domestico.

Figura 2.12 – Scarto dalla media nazionale della quota di consumi regionali per settore (2024).



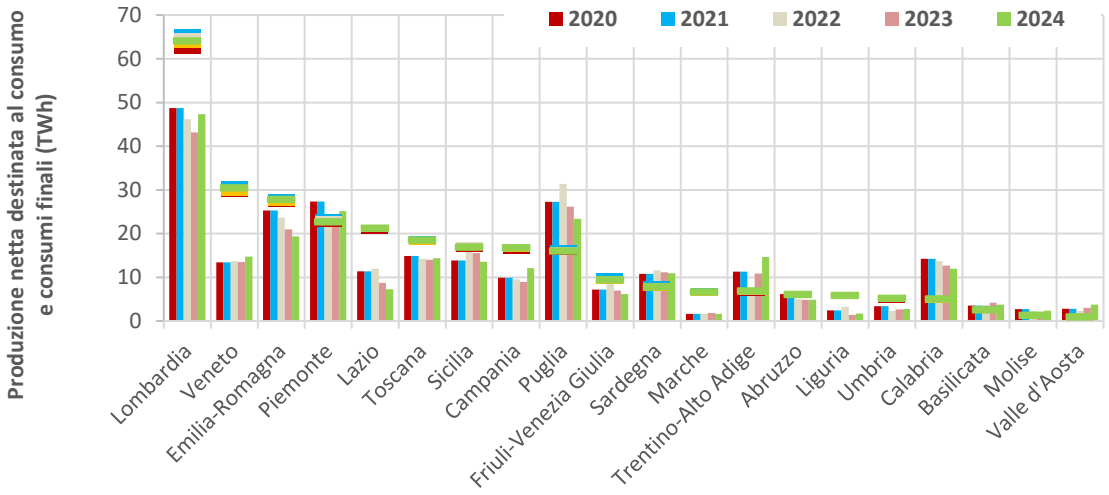
La Figura 2.13 mostra i consumi elettrici pro capite per settore e mette in evidenza la distanza dei consumi regionali dalla media nazionale. A fronte di una media nazionale pari a 4,966 kWh/ab., i consumi regionali vanno da 2,753 kWh/ab. in Calabria a 7,957 kWh/ab. in Friuli-Venezia Giulia.

Figura 2.13 – Consumi elettrici pro capite per settore (2024); le etichette si riferiscono ai consumi totali pro capite.



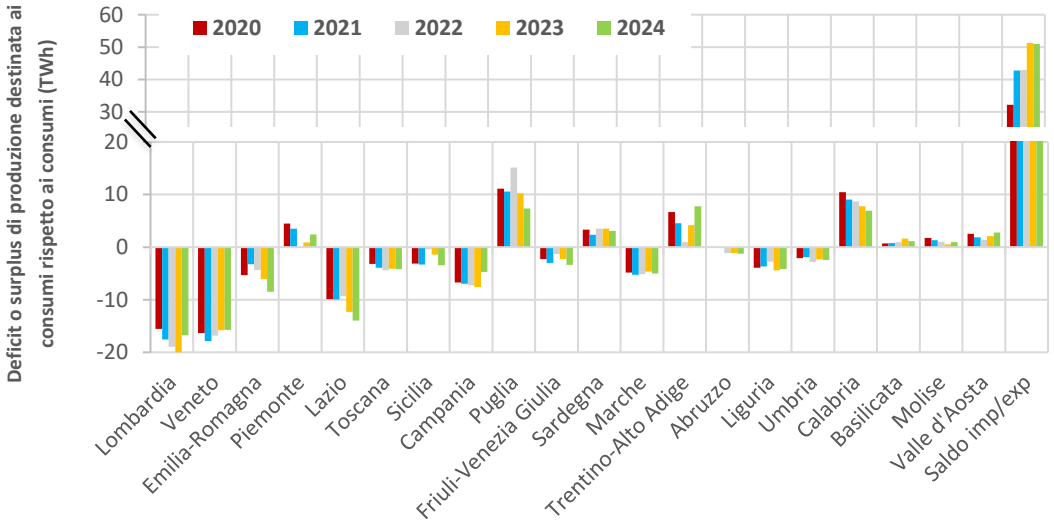
In Figura 2.14 sono confrontati i consumi finali di energia elettrica e la produzione interna destinata ai consumi, al netto delle perdite di rete. Diverse regioni consumano più elettricità di quanta ne producono, mentre altre regioni producono un surplus di elettricità rispetto alla domanda interna. Tale surplus, insieme al contributo del saldo import-export dall'estero, soddisfa la domanda delle regioni con deficit di produzione interna.

Figura 2.14 – Confronto tra consumi finali di energia elettrica (linee) e produzione interna destinata al consumo al netto delle perdite di rete (barre).



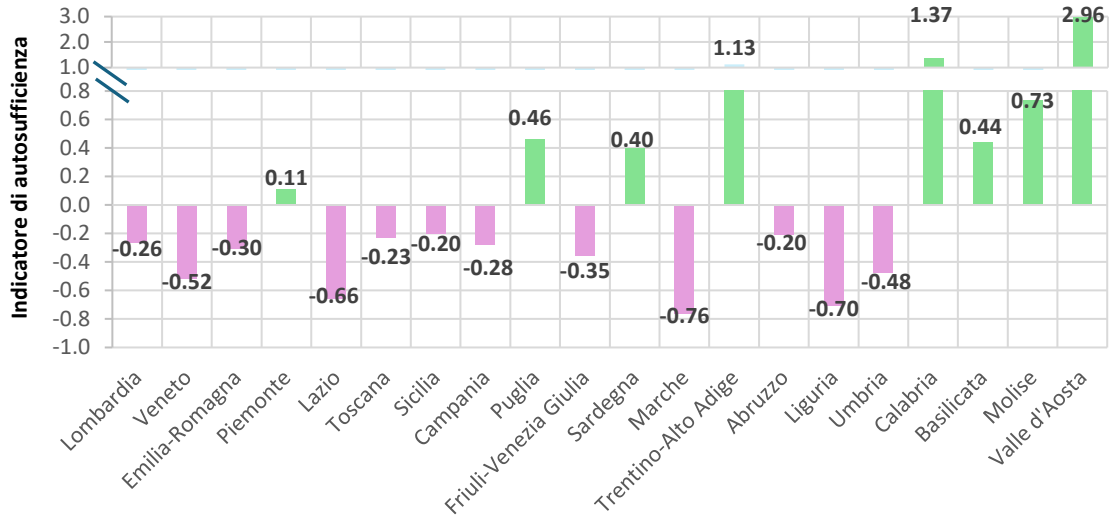
La Figura 2.15 illustra il deficit (valori negativi) o il surplus (valori positivi) regionale dal 2020. Le regioni mostrano una struttura abbastanza invariata nel periodo considerato. In altre parole, non sono evidenti variazioni di stato in merito al deficit/surplus nelle regioni. Considerando la produzione interna, il bilancio nazionale mostra un deficit netto compensato dal saldo import-export con l'estero. Inoltre, la soddisfazione della domanda elettrica comporta scambi interni da regioni con surplus a regioni con deficit. I consumi elettrici di ogni regione saranno quindi il risultato del bilancio tra produzione interna destinata al consumo al netto delle perdite di rete e il contributo del saldo dall'estero o da altre regioni.

Figura 2.15 – Deficit o surplus della produzione elettrica interna destinata al consumo al netto delle perdite di rete rispetto al consumo finale.



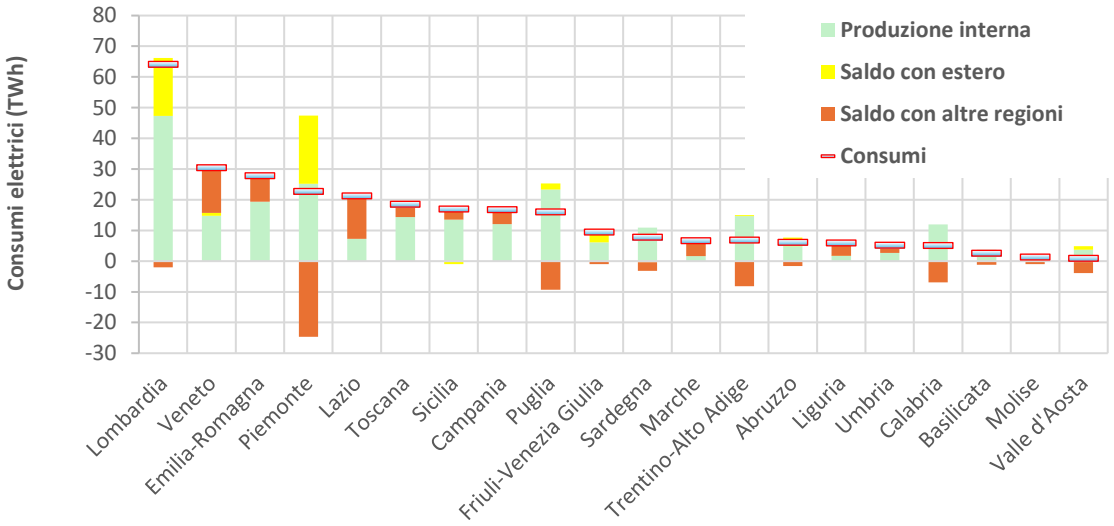
Per esprimere la distanza dall'autosufficienza elettrica delle regioni, al netto del contributo del saldo dall'estero o da altre regioni, è stato elaborato un indicatore. L'indicatore (DA), elaborato in termini di rapporto tra produzione netta regionale destinata al consumo (PNC) e consumi della regione (CE), esprime la distanza della domanda elettrica dalla produzione interna (DA= PNC/CE – 1). Le regioni con valore dell'indicatore >0 hanno una produzione interna maggiore del proprio consumo; pertanto, dispongono di un surplus di produzione rispetto alla domanda elettrica interna. D'altra parte, le regioni valore <0 hanno una produzione interna insufficiente a soddisfare il proprio fabbisogno.

Figura 2.16 – Indicatore di autosufficienza della produzione netta regionale destinata al consumo per soddisfare il fabbisogno elettrico della regione (2024).



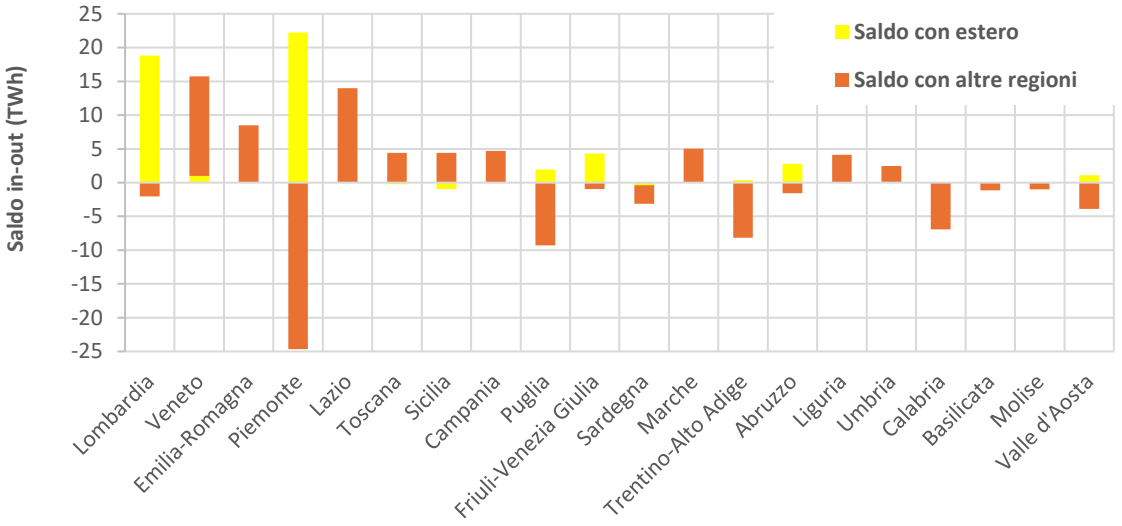
In Figura 2.17 mostra il ruolo del saldo import-export dall'estero o da altre regioni per soddisfare il fabbisogno delle regioni con deficit di produzione interna. Nel primo caso rientra la Lombardia, nel secondo rientrano Veneto, Emilia-Romagna, Lazio, ecc. Il Piemonte presenta un bilancio netto tra saldo estero e saldo da altre regioni prossimo a zero, indice di una condizione in cui l'energia elettrica ricevuta dall'estero è ceduta ad altre regioni. D'altra parte, regioni come Puglia, Calabria e Trentino-Alto Adige mostrano una cessione netta di energia elettrica ad altre regioni.

Figura 2.17 – Consumi elettrici delle regioni espressi in termini di produzione interna (energia destinata al consumo al netto delle perdite di rete) e saldo import-export con l'estero o altre regioni (2024).



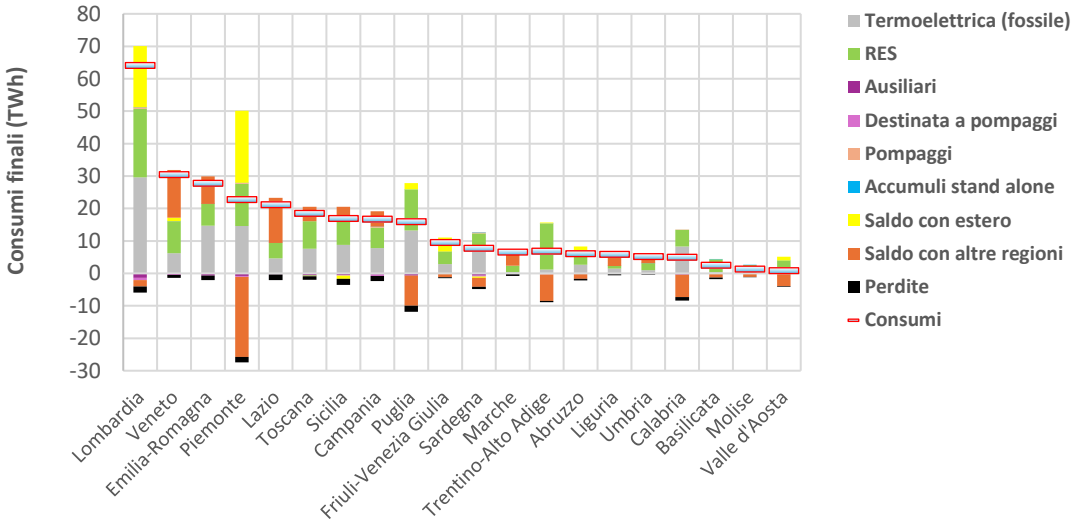
Quanto affermato risulta evidente in Figura 2.18, dove è rappresentato solo il saldo input-output regionale. In altre parole, per ogni regione la somma del saldo dall'estero e da altre regioni soddisfa la domanda interna di consumi elettrici. Complessivamente il dipartimento Nord ha un saldo positivo con l'estero di 46.9 TWh.

Figura 2.18 – Saldo import-export con estero e con altre regioni. Regioni in ordine decrescente dei consumi elettrici (2024).



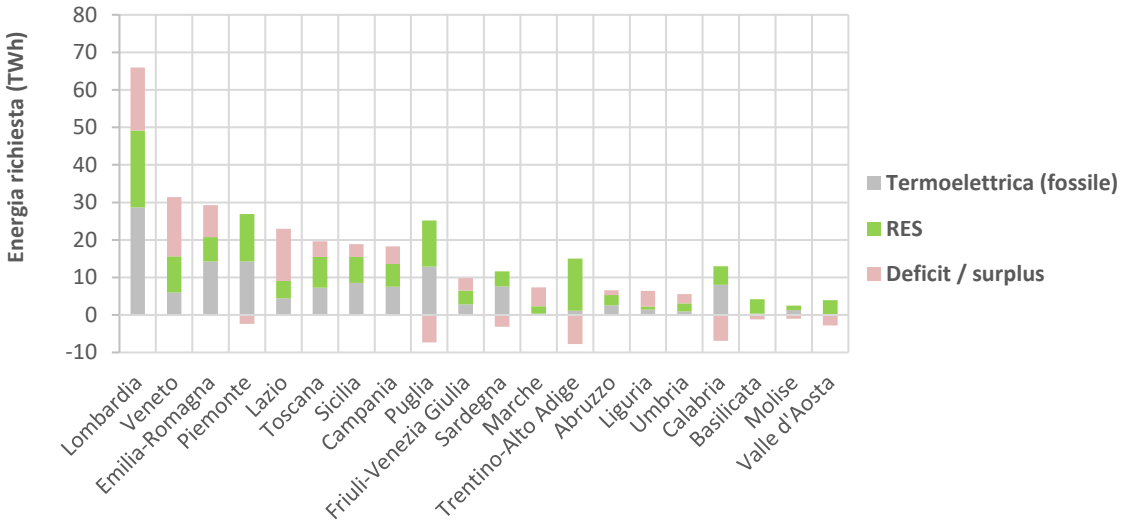
I consumi elettrici possono essere rappresentati con ulteriore dettaglio, in relazione alle diverse voci che li compongono (Figura 2.19).

Figura 2.19 – Produzione elettrica destinata al consumo al netto delle perdite di rete e saldo import-export con estero e altre regioni (2024).



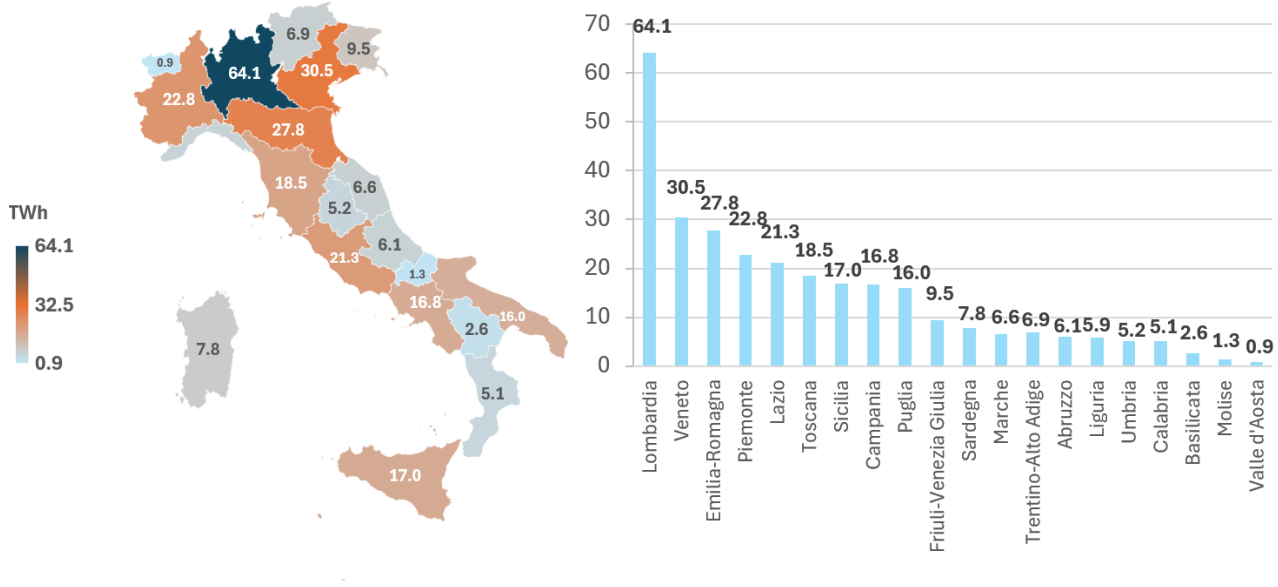
Una volta espressi i consumi in termini di energia richiesta a monte delle perdite di rete, è possibile individuare le voci che contribuiscono alla copertura della domanda elettrica interna delle regioni. La Figura 2.20 mostra le regioni che esportano il proprio surplus di produzione elettrica: Piemonte, Puglia, Calabria, Sardegna, Trentino-Alto Adige, Basilicata, Molise e Val d'Aosta. Allo stesso modo è evidente il ruolo dell'import per la copertura della domanda di regioni come Lombardia, Veneto, Lazio, Campania, ecc.

Figura 2.20 – Produzione elettrica destinata al consumo al netto delle perdite di rete e saldo import-export con estero e altre regioni (2024).



Di seguito è illustrata la ripartizione regionale dei consumi di energia elettrica nel 2024.

Figura 2.21 – Mappa regionale dei consumi finali di energia elettrica (2024).

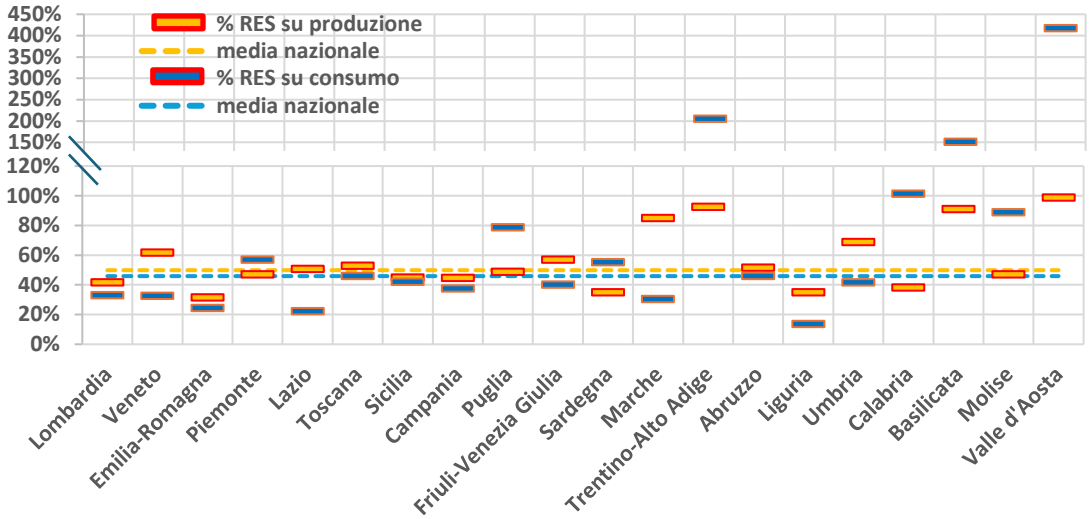


Considerata l'importanza delle fonti rinnovabili per la decarbonizzazione del settore elettrico, è stato elaborato l'indicatore a livello regionale della quota di produzione interna da fonti rinnovabili rispetto alla produzione totale di elettricità al netto di pompaggi e accumuli stand alone. È stato inoltre elaborato l'indicatore della quota di produzione rinnovabile rispetto ai consumi della regione. In Figura 2.22 sono illustrati i valori degli indicatori regionali rispetto alla media nazionale.

In merito alla quota rinnovabile sulla produzione interna, dieci regioni sono al di sopra della media nazionale, pari al 49.9%. Spiccano in particolare Val d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Basilicata e Marche la cui quota va da 98.6% a 85%. Sul versante opposto le restanti dieci regioni hanno quote inferiori alla media nazionale. Le regioni più lontane dalla media nazionale sono Emilia-Romagna, Calabria, Liguria, e Sardegna, con quote che vanno da 31.6% a 38.2%.

Per quanto riguarda la quota rinnovabile rispetto ai consumi, emergono i dati di Val d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Basilicata e Calabria, con percentuali superiori al 100%: da 418.3% a 101.3%, da confrontare con una media nazionale del 45.9%. Si sottolinea che l'indicatore considera la produzione elettrica rinnovabile lorda, ma pur considerando la quota di elettricità che non arriva ai consumi finali, perché destinata ai servizi ausiliari o perduta dalla rete, resta vero che le regioni menzionate coprirebbero il proprio fabbisogno elettrico prevalentemente, se non totalmente, con elettricità da fonti rinnovabili. In tale contesto appaiono altrettanto interessanti le quote di Puglia e Molise, rispettivamente pari a 78.8% e 88.8%, con quote inferiori alle regioni menzionate, ma decisamente superiori alla media nazionale. Tra le regioni con quote inferiori alla media nazionale, il valore minimo è registrato dalla Liguria, con 13.6%, seguita da Lazio e Emilia-Romagna, rispettivamente con 22.2% e 24.3%.

Figura 2.22 – Quota di energia elettrica rinnovabile lorda prodotta su produzione totale e consumi elettrici (2024).



La mappa in Figura 2.23 mostra la quota regionale di elettricità rinnovabile lorda prodotta rispetto ai consumi di energia elettrica. Questo indicatore può essere considerato una misura dell'autosufficienza regionale in relazione alla produzione elettrica da fonti rinnovabili. Una analisi rigorosa dovrebbe considerare il ruolo dei consumi ausiliari e delle perdite di rete ma in prima istanza è possibile affermare che una regione con un valore dell'indicatore prossimo o superiore al 100% soddisfa il proprio fabbisogno elettrico totalmente o prevalentemente con la produzione elettrica interna da fonti rinnovabili.

Analogamente a quanto riportato per l'indicatore di autosufficienza regionale visto in Figura 2.16, è possibile elaborare lo stesso indicatore considerando la produzione elettrica da fonti rinnovabili. L'indicatore è riportato in Figura 2.24, dove per ogni regione è illustrata la distanza dalla completa soddisfazione della domanda di consumi dalla produzione interna di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il grafico mostra che le sole regioni con il requisito indicato sono Valle d'Aosta, Basilicata, Trentino-Alto Adige e Calabria nel 2024. Inoltre, le prime tre regioni menzionate mostrano una rilevante eccedenza di produzione rinnovabile rispetto ai propri consumi. D'altro canto, le restanti regioni mostrano distanze piuttosto eterogenee, con intervalli che vanno dal 21% in Puglia a 86% in Liguria.

Figura 2.23 – Mappa regionale della quota di energia elettrica rinnovabile rispetto ai consumi finali di energia elettrica (2024).

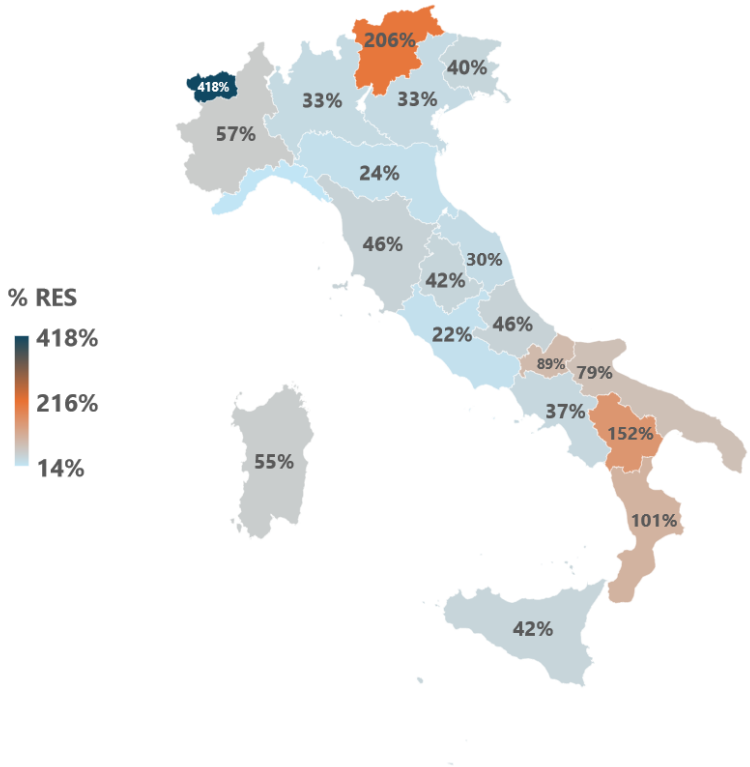
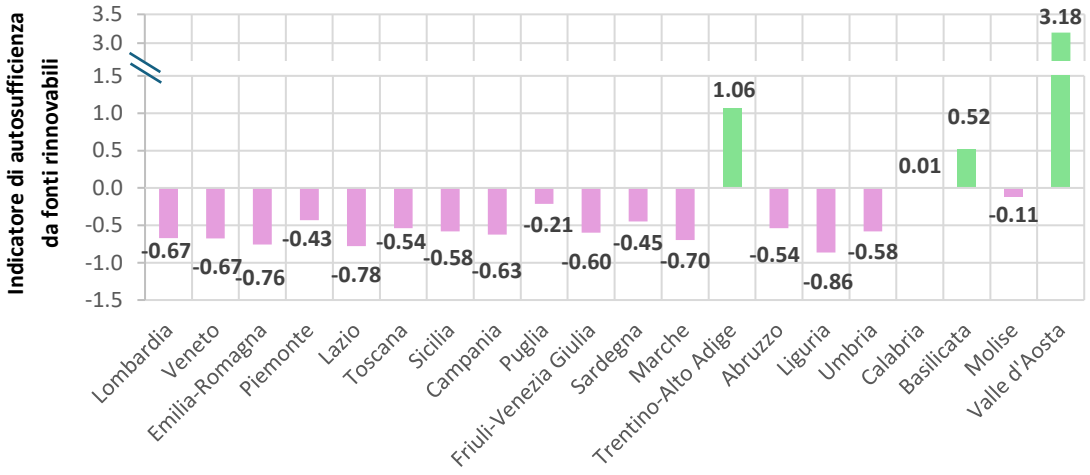


Figura 2.24 – Indicatore di autosufficienza elettrica da fonti rinnovabili lorda rispetto ai consumi regionali. (2024).



L'autosufficienza elettrica da fonti rinnovabili non rappresenta in alcun modo un obiettivo da raggiungere per le regioni. Gli obiettivi regionali al 2030 sono fissati nel Decreto 21 giugno 2024 in termini di potenza minima rinnovabile che ogni regione deve installare annualmente. Il decreto ha elaborato gli obiettivi a valle della considerazione delle aree idonee specifiche di ciascuna regione, in relazione alla peculiare vocazione regionale per l'installazione di impianti rinnovabili.

2.2 Emissioni regionali di CO_2: modello concettuale e metodi di calcolo

TERNA pubblica con cadenza annuale i consumi di energetici dei gruppi di combustibili a livello regionale (TERNA, 2026b). I dati sono stati utilizzati per stimare le emissioni a livello regionale dei combustibili solidi e del gas naturale. Per i restanti combustibili, poiché disponibili in forma aggregata nei bilanci TERNA, si è proceduto alla disaggregazione delle emissioni nazionali da produzione elettrica utilizzando variabili proxy secondo la metodologia di seguito descritta.

Per i combustibili diversi dal gas naturale e carbone, la ripartizione tra regioni delle emissioni da è stata elaborata a partire dalla produzione elettrica nelle regioni dalle rispettive di categorie di appartenenza dei combustibili (gas derivati, prodotti petroliferi e altri combustibili secondo la classificazione utilizzata da TERNA). Le emissioni da rifiuti industriali sono state ripartite in base alla produzione regionale da combustibili fossili. Le emissioni da rifiuti (RSU, CDR, ecc.) sono state ripartite in base all'ultimo dato disponibile della produzione elettrica regionale dalla quota rinnovabile dei rifiuti, 2023 (GSE, 2025c). Le emissioni nazionali di CO_2 da gas di sintesi e gas da impianti chimici sono state ripartite a scala regionale considerando il consumo dei combustibili negli impianti soggetti a ETS (*Emissions Trading Scheme*). Il dataset ETS è elaborato da ISPRA a partire dai dati forniti dagli operatori al Comitato ETS.

Per ogni combustibile è stata ricalcolata la produzione elettrica regionale dai fattori di emissione nazionali specifici. Le differenze rispetto al dato TERNA, registrate solo per il gruppo di altri combustibili, sono state minimizzate intervenendo sulla ripartizione delle emissioni regionali da rifiuti, gas di sintesi e da impianti chimici, rispettando la condizione di invarianza delle emissioni nazionali per combustibile. Le emissioni sono state successivamente aggregate secondo la classificazione EUROSTAT (Tabella 1.1).

Il fattore di emissione regionale per la produzione elettrica è dato dal rapporto tra le emissioni regionali e la rispettiva produzione, al netto del contributo di pompaggi e accumuli *stand alone*. Il rapporto tra emissioni e consumi elettrici della regione rappresenta il fattore di emissione "lordo", ovvero senza considerare la quota di emissioni dovute alla produzione di elettricità destinata al consumo di altre regioni o, viceversa, la quota di emissioni prodotte fuori dalla regione per soddisfarne la domanda elettrica. Il modello concettuale per l'elaborazione dei fattori di emissione regionali per il consumo elettrico ricalca il diagramma di flusso visto per l'elaborazione dei dati nazionali (Figura 1.1), ed è sintetizzato nello schema riportato dalla Figura 2.25, in cui sono rappresentati per ogni regione solo i comparti della produzione e del consumo. Nel diagramma è riportato un caso di regione *1* che produce un surplus rispetto alla domanda interna e che cede il surplus alla regione *2* in deficit. Quest'ultima regione soddisfa la domanda di consumi con il contributo proveniente da altre regioni e dall'estero. A tale modello concettuale si riferisce il calcolo dei fattori di emissione regionali "netti" per il consumo di energia elettrica, ovvero considerando le quote di energia elettrica prodotte fuori dalla regione e destinate a soddisfare la domanda della regione in deficit. Oltre al saldo import-export tra regioni è considerato il contributo del saldo import-export con l'estero, le cui emissioni di gas serra sono però a carico del paese produttore e non conteggiate nelle emissioni nazionali.

Figura 2.25 – Modello concettuale per la stima dei fattori di emissione regionali per la generazione elettrica e per i consumi finali.[2]



[2] Immagine realizzata da Emanuele Peschi con Gemini.

In tale cornice le emissioni dovute all'elettricità prodotta dalla regione *x* e destinata ai consumi della regione *n* sono assegnate a quest'ultima regione per il calcolo del fattore di emissione da consumo elettrico.

Una corretta ripartizione delle emissioni per la produzione elettrica destinata ad altre regioni richiederebbe la disponibilità a scala regionale dei flussi di energia elettrica. TERNA rende disponibili i flussi a scala oraria tra macroaree. Tale dettaglio esula dall'obiettivo del presente lavoro che è la stima delle emissioni regionali a scala annuale dovute al surplus di produzione elettrica in alcune regioni e l'assegnazione di tali emissioni alle regioni in deficit. È quindi inevitabile procedere a una stima che approssimi i reali fattori di emissione regionali per il consumo di energia elettrica.

L'algoritmo di calcolo messo a punto per l'elaborazione dei fattori di emissione regionali per i consumi elettrici prevede i seguenti passaggi:

1. Per ogni regione è calcolata la produzione elettrica interna destinata al consumo al netto delle perdite lungo la rete.
2. Nell'ipotesi di autosufficienza dei consumi elettrici della regione, è calcolato il rapporto tra elettricità prodotta internamente (punto 1), e consumi elettrici della regione (coefficiente di autosufficienza).

   2a. Se il coefficiente è >= 1, la regione avrà un saldo elettrico in surplus disponibile per il consumo in altre regioni.

   2b. Se il coefficiente è < 1, la quota complementare a 1 rappresenta il deficit di produzione elettrica della regione rispetto alla domanda di consumi.
3. Nel caso 2a, il surplus di energia elettrica prodotta dalla regione è associato alle relative emissioni, calcolate moltiplicando la produzione elettrica del surplus per il fattore di emissione regionale della produzione elettrica.
4. Nel caso 2b, si verifica se il deficit elettrico è soddisfatto da apporto estero o da altre regioni.

   4a. Se il saldo import-export della regione con l'estero è >= deficit elettrico, allora il deficit regionale si considera interamente soddisfatto dall'estero.

   4b. Se il saldo import-export della regione con l'estero è < deficit elettrico, allora il deficit regionale si considera soddisfatto dal saldo con l'estero e con altre regioni.
5. Al deficit elettrico soddisfatto da altre regioni (punto 4b) sono associate le relative emissioni, calcolate moltiplicando il deficit di energia elettrica soddisfatto dal saldo con altre regioni per il fattore medio nazionale, ottenuto dal rapporto tra emissioni totali da produzione del surplus (punto 3) e totale di energia elettrica delle regioni con saldo negativo verso altre regioni. L'energia elettrica scambiata tra regioni comprende la quota di energia importata dall'estero. Il fattore di emissione elaborato considera anche tale quota di energia elettrica la cui produzione, tuttavia, non prevede la contabilizzazione delle emissioni nel territorio nazionale.

   5a. Risultati identici si ottengono epurando dal saldo con altre regioni la quota di saldo estero non utilizzato direttamente dalle regioni che importano elettricità dall'estero. La quota di elettricità importata e disponibile per il consumo in regioni diverse da quelle in cui è importata viene ripartita tra tutte le regioni in proporzione al rispettivo deficit elettrico. Le emissioni indirette sono quindi calcolate con il fattore di emissione medio per la produzione del surplus regionale.
6. Le emissioni regionali per il consumo elettrico sono il risultato delle emissioni dovute alla produzione elettrica, meno le emissioni da surplus (punto 3), più le emissioni da deficit (punto 5).

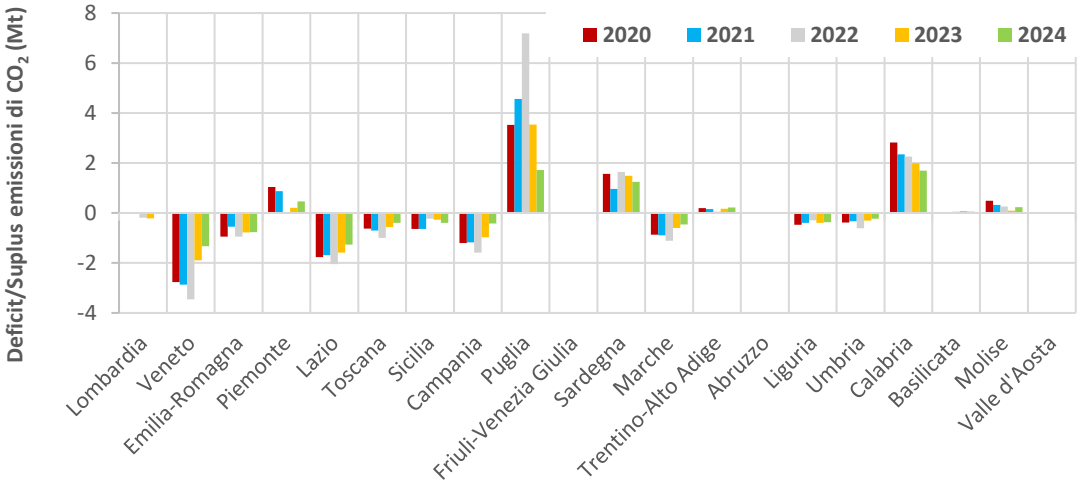
In questo modo, per le regioni con surplus di produzione rispetto alla domanda interna, sono calcolate le emissioni "cedute" per il consumo in altre regioni, mentre per le regioni con deficit di produzione sono calcolate le emissioni indirette, prodotte da altre regioni, per i consumi di energia elettrica. Il rapporto tra emissioni generate per soddisfare i consumi, comprensivi delle emissioni indirette, e l'energia elettrica consumata è il fattore di emissione regionale per i consumi elettrici interni.

In sintesi, la stima delle emissioni regionali di CO_2 è riferita alla produzione interna di energia elettrica da fonti fossili. Le emissioni associate all'eventuale surplus di produzione elettrica sono sottratte dal budget emissivo della regione. Dall'altro lato, alle regioni con deficit di produzione elettrica coperto dal saldo con altre regioni vengono assegnate le relative emissioni. In questo modo, per ogni regione sono stimate le emissioni di CO_2 per la produzione e per i consumi elettrici ed i relativi fattori di emissione.

2.2.1 Emissioni di CO_2 e fattori di emissione regionali

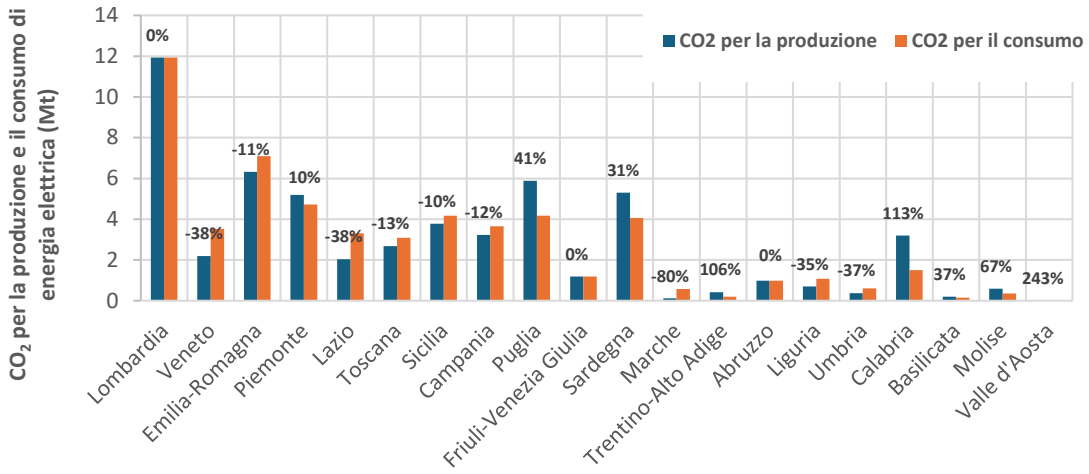
Di seguito è illustrato il deficit o surplus di CO_2 per la produzione elettrica rispetto consumi di ogni regione. Emerge il surplus emissivo delle regioni Puglia, Sardegna e Calabria dovuto al surplus di produzione elettrica rispetto alla domanda interna. Sull'altro versante le regioni come Veneto, Emilia-Romagna, Lazio, Toscana, ecc. registrano un deficit emissivo, poiché la domanda interna è soddisfatta dall'apporto di altre regioni. Il Friuli-Venezia Giulia, Abruzzo e Lombardia non presentano deficit/surplus emissivo poiché soddisfano la domanda interna con il saldo estero. Diverso il caso della Valle d'Aosta che, come si vedrà in seguito, soddisfa il proprio fabbisogno con la produzione interna.

Figura 2.26 – Deficit/Surplus di CO_2 emessa in fase di produzione rispetto al consumo di energia elettrica.



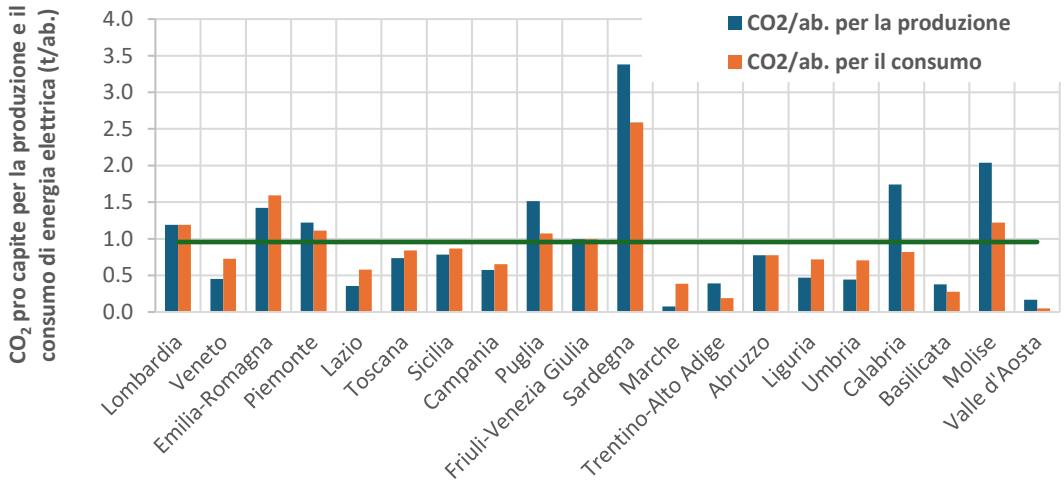
La Figura 2.27 riporta le emissioni di CO_2 per la produzione e per il consumo elettrico di ogni regione. Le regioni con surplus di produzione rispetto alla domanda interna hanno emissioni per la produzione maggiori delle emissioni per i consumi. I delta emissivi tra produzione e consumo delle regioni in surplus vanno dal 10% in Piemonte al 243% in Val d'Aosta. In termini assoluti emergono i delta di Puglia e Calabria, dove la CO_2 per la produzione eccede quella per i consumi di 1.7 Mt in entrambe le regioni, e Sardegna dove il delta emissivo è di 1.2 Mt. D'altra parte, le regioni con deficit di produzione hanno deficit emissivi fino -80%, registrato nelle Marche. In termini assoluti le regioni con i deficit emissivi più elevati sono Lazio e Veneto, entrambe con -1.3 Mt CO_2, e Emilia-Romagna, con -0.8 Mt CO_2.

Figura 2.27 – Emissioni di CO_2 per la produzione e il consumo di energia elettrica (2024). Le percentuali rappresentano il delta tra emissioni per la produzione e emissioni per il consumo.



L'entità delle emissioni dipende ovviamente dalle dimensioni di ogni regione. Un adeguato confronto adeguato può essere effettuato considerando le emissioni pro capite. Tale indicatore dipende dalla struttura del settore elettrico, per quanto riguarda la produzione, e dalla struttura dei settori finali, per quanto riguarda i consumi. La Figura 2.28 mostra le emissioni pro capite regionali e la media nazionale, pari a 0.96 t CO_2/ab. La media nazionale è identica per produzione e consumo. È evidente l'estrema eterogeneità regionale per la produzione e per il consumo di energia elettrica. Il ventaglio di valori per la produzione va da 0.08 t CO_2/ab. nelle Marche a 3.38 t CO_2/ab. in Sardegna. Per il consumo i valori vanno da 0.05 t CO_2/ab. in Valle d'Aosta a 2.59 t CO_2/ab. in Sardegna.

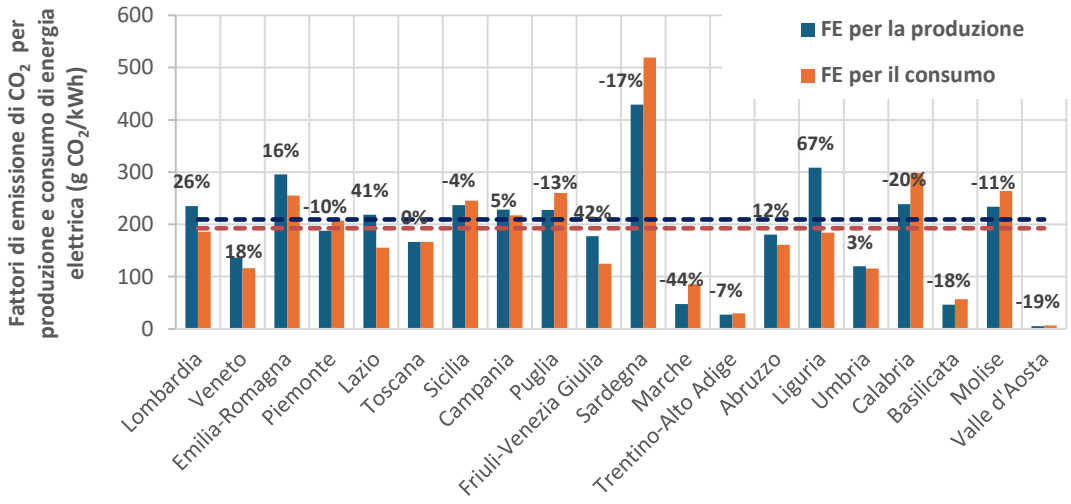
Figura 2.28 – Emissioni di CO_2 pro capite per la produzione e il consumo di energia elettrica (2024).



Di seguito sono riportati i fattori di emissione regionali per la produzione e il consumo di energia elettrica, confrontati con le rispettive medie nazionali. I fattori di emissione della produzione elettrica dipendono prevalentemente dal mix di combustibili utilizzato in ogni regione (Figura 2.9) e dalla quota di produzione elettrica da fonti rinnovabili (Figura 2.7). Un ulteriore ruolo è giocato dal differente rendimento elettrico dei parchi elettrici regionali. I due fattori nazionali condividono lo stesso numeratore, ovvero le emissioni di CO_2 per la produzione elettrica. La differenza tra fattore per i consumi e il fattore per la produzione è dovuta alle perdite di rete e al contributo della quota estera, che complessivamente abbassano il livello del fattore per i consumi rispetto al fattore per la produzione; le perdite di rete lo innalzano poiché riducono il denominatore, mentre la quota estera lo riduce, poiché aumenta il denominatore. Perdite di

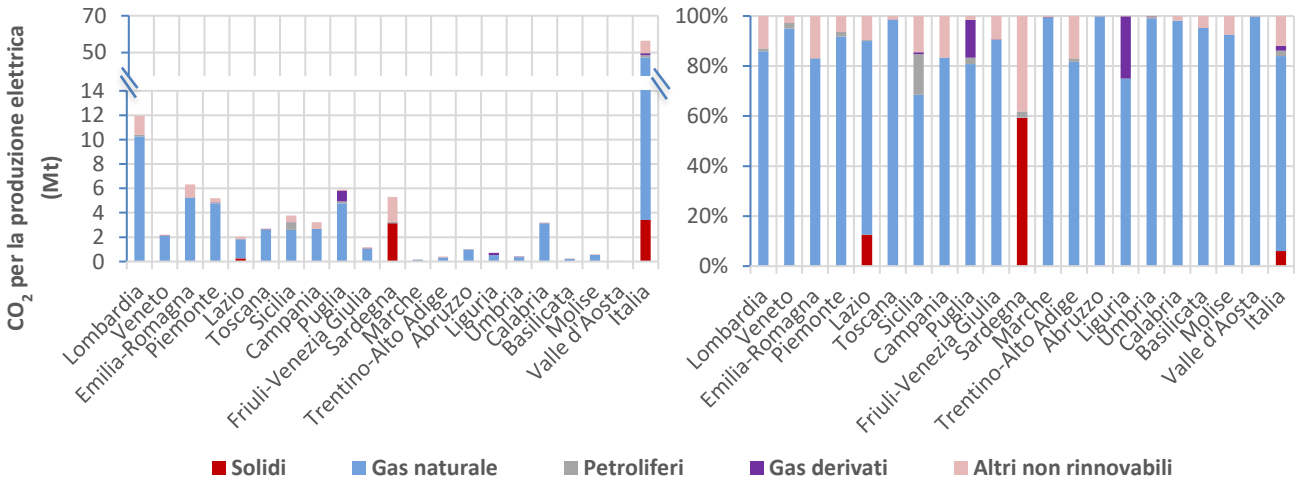
rete e contributo estero operano anche a livello regionale, tuttavia a tale scala opera anche la ripartizione di elettricità tra regioni e quindi la cessione di CO_2 dalle regioni in surplus, con assegnazione di CO_2 alle regioni in deficit. L'azione congiunta di tutti i fattori considerati determina in diverse regioni il rovesciamento di quanto visto a scala nazionale: nelle regioni con surplus di produzione elettrica il fattore di emissione della produzione è minore del fattore per i consumi.

Figura 2.29 – Fattori di emissione di CO_2 per la produzione e il consumo di elettricità. Le linee tratteggiate rappresentano le medie nazionali dei due fattori di emissione (2024). Le percentuali rappresentano il delta tra fattore di emissione per la produzione e fattore di emissione per il consumo.



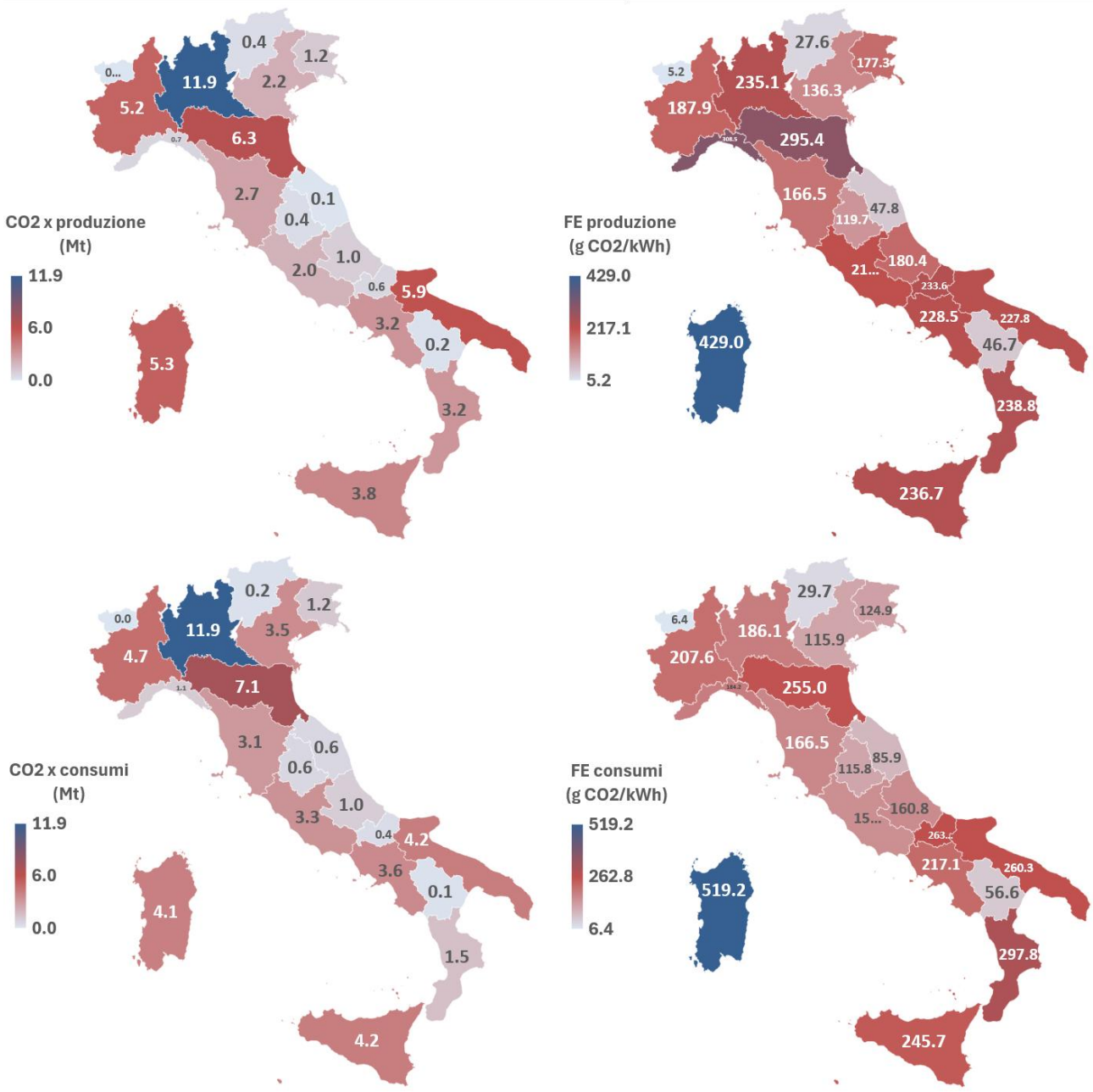
La Figura 2.30 riporta le emissioni regionali per tipologia di combustibile. Nel 2024 è presente una quota significativa di emissioni da combustibili solidi (carbone) in due regioni: Sardegna e Lazio. Puglia e Liguria registrano emissioni da gas derivati per la presenza di impianti siderurgici. In Sicilia e Sardegna si registrano notevoli quote di emissioni da prodotti petroliferi per la presenza di raffinerie. In diverse regioni assumono un ruolo significativo le emissioni da altri combustibili non rinnovabili (componente fossile dei rifiuti), con quote maggiori del 10% in Lombardia, Emilia-Romagna, Campania e Trentino-Alto Adige, a fronte di una media nazionale del 6.5%. In tutte le regioni, con la sola eccezione della Sardegna, la quota prevalente di emissioni è dovuta alla combustione di gas naturale.

Figura 2.30 – Emissione di CO_2 per la produzione elettrica per tipologia di combustibile (2024).



Le mappe riportate in Figura 2.31 illustrano le emissioni regionali per la produzione e il consumo di energia elettrica con i rispettivi fattori di emissione.

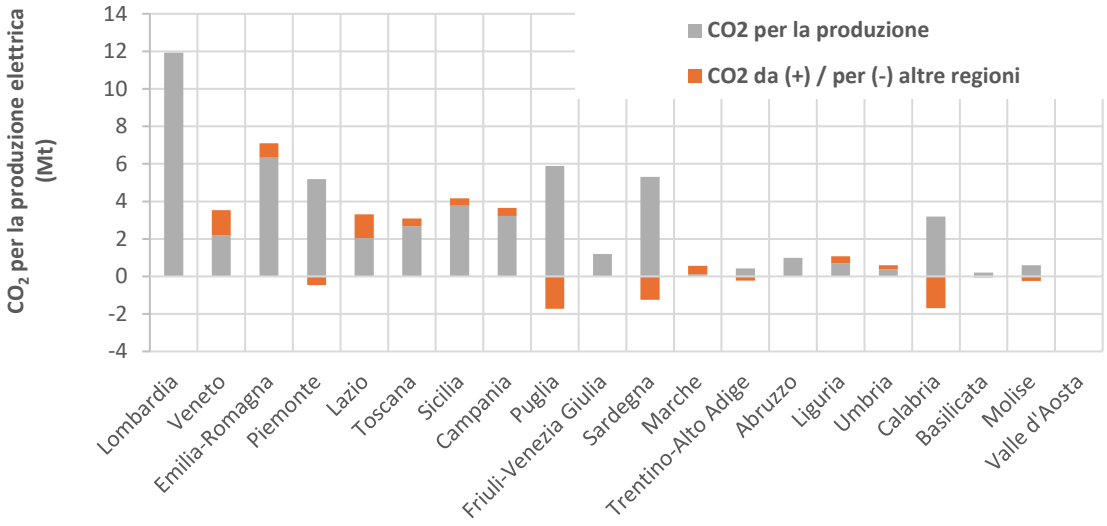
Figura 2.31 – Emissioni di CO_2 e fattori di emissione per la produzione elettrica e per i consumi per regione (2024).



Il bilancio emissivo dovuto allo scambio tra regioni nel 2024 è illustrato nella Figura 2.32 e nelle mappe in Figura 2.33. Come già riportato, le regioni Puglia, Sardegna e Calabria registrano la gran parte delle emissioni di CO_2 in surplus. Quote inferiori sono registrate in Molise e Basilicata per il Sud e in Piemonte e Trentino-Alto Adige per il Nord. Complessivamente il Sud ha un surplus emissivo di 3.3 Mt CO_2.

Le emissioni dalle regioni in surplus (5.6 Mt CO_2) sono ripartite tra le regioni con deficit di produzione elettrica. Le emissioni in surplus sono il 10% delle emissioni nazionali per la produzione elettrica, una quota inferiore rispetto agli anni precedenti e soprattutto rispetto al 2020 e al 2022, quando il surplus emissivo è stato il 13.2% delle emissioni nazionali.

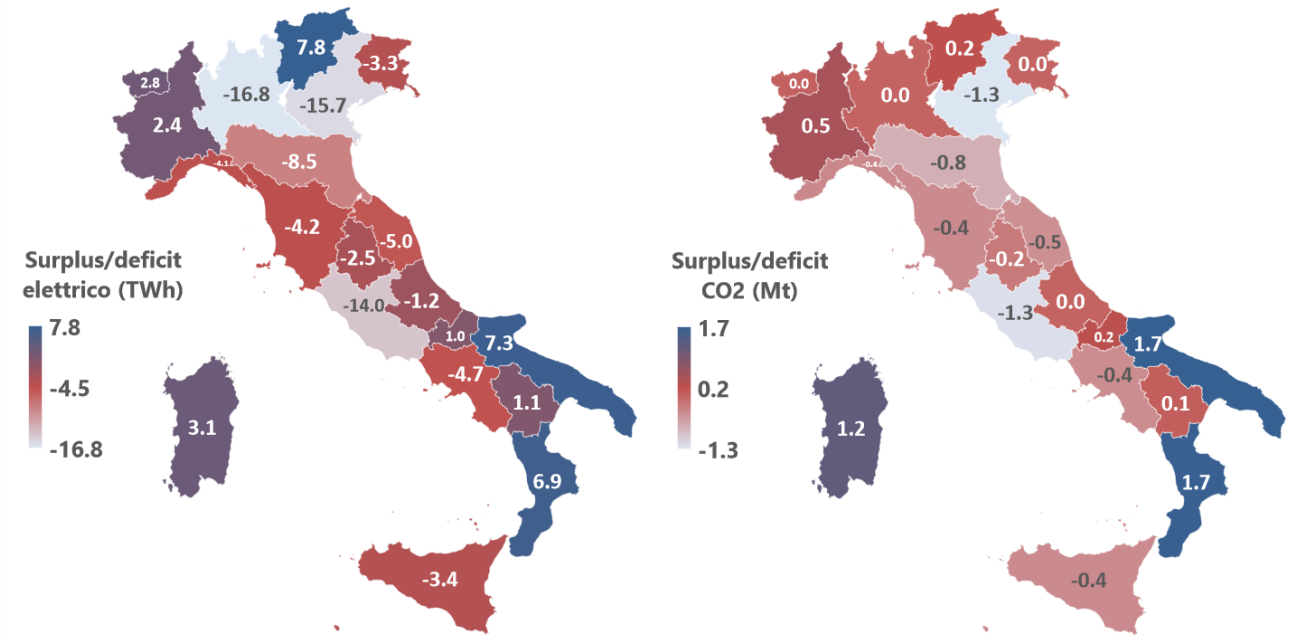
Figura 2.32 – Saldo import-export con estero e con altre regioni (2024).



Le mappe in Figura 2.33 mostrano la relazione tra surplus/deficit della produzione e delle emissioni in rapporto al contributo di energia elettrica importata dall'estero. In particolare, la Lombardia ha un deficit di produzione di circa 17 TWh rispetto alla domanda interna di consumi, ma a tale deficit sono associate zero emissioni da altre regioni, poiché la domanda è soddisfatta dal saldo con l'estero.

Altro dato che le mappe mettono in rilievo è la differenza tra i surplus elettrico ed emissivo. Regioni come la Val d'Aosta e il Trentino-Alto Adige hanno quote elevate di surplus elettrico ma, data la rilevanza delle fonti rinnovabili in queste regioni, a tali valori corrispondono emissioni in surplus nulle o di ridotta entità.

Figura 2.33 – Surplus/deficit della produzione elettrica e delle emissioni di CO_2 regionali rispetto ai consumi interni del 2024.



In Tabella 2.1 sono riportare le emissioni per la produzione e il consumo elettrico dal 2020 al 2024. A livello nazionale le emissioni per la produzione sono uguali alle emissioni per il consumo, poiché le emissioni dovute al surplus di produzione sono assegnate alle regioni con deficit, utilizzando il fattore di emissione medio nazionale della produzione in surplus. Nel 2024 tale fattore di emissione è pari a 170 g CO_2/kWh, inferiore al fattore medio nazionale della produzione totale (209.4 g CO_2/kWh), poiché il surplus elettrico è generato da regioni la cui quota media di elettricità da fonti rinnovabili è 55.3%, a fronte di una media nazionale del 49.9%.

Tabella 2.1 – Emissioni dal settore elettrico (Mt CO_2) per la produzione elettrica e per il consumo, al netto del surplus emissivo.

	Produzione					Consumo				
Regione	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Piemonte	6.56	7.08	6.50	5.96	5.19	5.52	6.21	6.50	5.75	4.72
Valle d'Aosta	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Lombardia	13.01	14.32	14.30	12.20	11.94	13.01	14.34	14.48	12.41	11.94
Trentino-Alto Adige	0.38	0.41	0.41	0.47	0.42	0.19	0.25	0.36	0.29	0.20
Veneto	2.36	3.03	5.11	3.66	2.20	5.13	5.89	8.57	5.55	3.53
Friuli-Venezia Giulia	1.84	1.75	2.87	2.01	1.19	1.84	1.75	2.87	2.01	1.19
Liguria	1.05	1.29	1.46	0.64	0.71	1.53	1.68	1.75	1.03	1.08
Emilia-Romagna	6.79	8.34	8.21	7.27	6.33	7.74	8.89	9.16	8.06	7.10
Toscana	2.89	2.93	2.99	2.84	2.69	3.51	3.64	3.99	3.39	3.09
Umbria	0.45	0.52	0.33	0.29	0.38	0.83	0.84	0.95	0.59	0.60
Marche	0.12	0.15	0.11	0.11	0.11	0.98	1.04	1.23	0.70	0.57
Lazio	5.89	6.30	7.33	4.47	2.04	7.66	7.99	9.37	6.06	3.31
Abruzzo	1.35	1.30	1.07	0.77	0.98	1.34	1.30	1.07	0.77	0.98
Molise	0.87	0.69	0.64	0.34	0.59	0.38	0.36	0.38	0.24	0.35
Campania	2.51	2.57	2.55	2.06	3.22	3.72	3.75	4.13	3.04	3.65
Puglia	11.37	12.48	15.67	9.69	5.89	7.84	7.92	8.48	6.16	4.17
Basilicata	0.14	0.17	0.23	0.23	0.20	0.11	0.13	0.18	0.15	0.15
Calabria	4.39	3.98	3.89	3.53	3.20	1.57	1.63	1.63	1.55	1.50
Sicilia	4.95	4.95	6.34	5.35	3.77	5.59	5.59	6.56	5.62	4.17
Sardegna	6.52	5.68	6.66	5.56	5.31	4.96	4.72	5.02	4.08	4.07
Italia	**73.47**	**77.94**	**86.67**	**67.46**	**56.38**	**73.47**	**77.94**	**86.67**	**67.46**	**56.38**

Tabella 2.2 – Fattori di emissione (g CO_2/kWh) per la produzione di elettricità da fonti fossili, per la produzione elettrica totale e i consumi elettrici nel 2024.

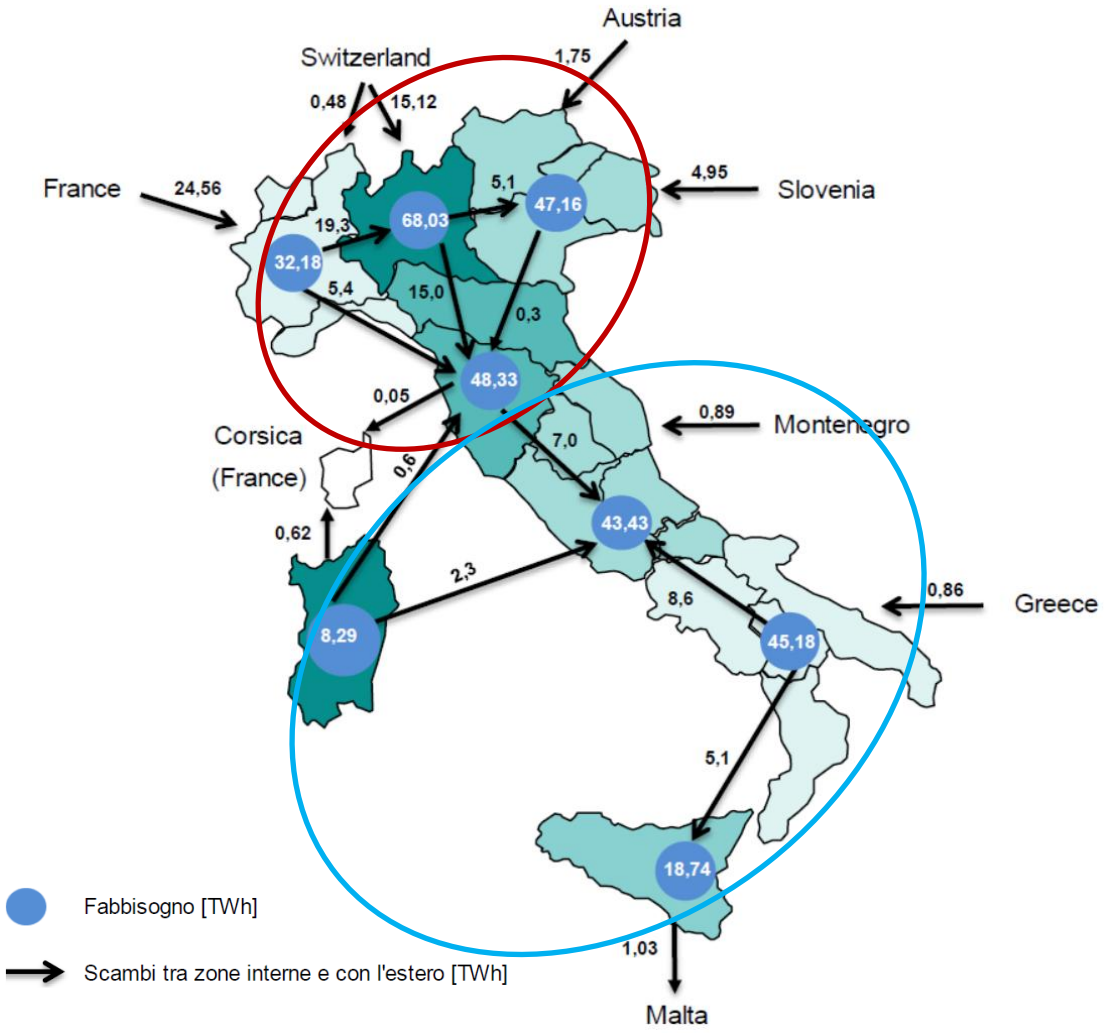
Regione	Produzione termoelettrica lorda (solo fossili)	Produzione elettrica lorda[1]	Consumi elettrici[2]
Piemonte	354.3	187.9	207.6
Valle d'Aosta	380.9	5.2	6.4
Lombardia	402.8	235.1	186.1
Trentino-Alto Adige	365.4	27.6	29.7
Veneto	354.6	136.3	115.9
Friuli-Venezia Giulia	411.3	177.3	124.9
Liguria	473.6	308.5	184.2
Emilia-Romagna	431.7	295.4	255.0
Toscana	352.8	166.5	166.5
Umbria	382.5	119.7	115.8
Marche	318.1	47.8	85.9
Lazio	442.8	218.6	155.6
Abruzzo	372.5	180.4	160.8
Molise	441.2	233.6	263.7
Campania	412.8	228.5	217.1
Puglia	444.8	227.8	260.3
Basilicata	522.7	46.7	56.6
Calabria	386.2	238.8	297.8
Sicilia	428.5	236.7	245.7
Sardegna	659.5	429.0	519.2
Italia	**418.1**	**209.4**	**192.6**

[1] incluse rinnovabili, al netto di apporti da pompaggio e da accumuli stand alone.
[2] incluse perdite di rete e quota importata.

La modalità di ripartizione tra regioni della quota di elettricità importata dall'estero, punto 5a dell'algoritmo riportato al paragrafo 2.2, è un fattore chiave per l'assegnazione delle emissioni indirette per il consumo di elettricità nelle diverse regioni. La seguente mappa, pubblicata da TERNA (2025), mostra lo scambio fisico di energia elettrica tra macroaree nel 2024. L'entità degli scambi tra le aree territoriali consente di individuare due macro-compartimenti. Nel primo, costituito dalle regioni del Nord e dalla

Toscana, la quota di elettricità importata da Francia, Svizzera, Austria e Slovenia è prevalentemente destinata a soddisfare il fabbisogno delle stesse regioni, con un surplus di 6.4 TWh, al netto di 0.6 TWh ricevuti dalla Sardegna, destinato al secondo compartimento, dove il fabbisogno è soddisfatto dall'elettricità importata da Montenegro e Grecia, dal surplus delle regioni Puglia, Calabria, Sardegna, Basilicata e Molise, e dal surplus proveniente dal primo compartimento. I due compartimenti non sono separati, ma la loro definizione è una approssimazione utile a indagare come le emissioni indirette delle regioni risentano dell'apporto di energia elettrica dall'estero e dalle modalità di ripartizione di tale quota tra le regioni.

Figura 2.34 – Saldo dei movimenti fisici di energia nel 2024 (TERNA, 2025). Le ellissi circoscrivono i due macro-compartimenti considerati per la ripartizione della quota elettrica importata dall'estero.

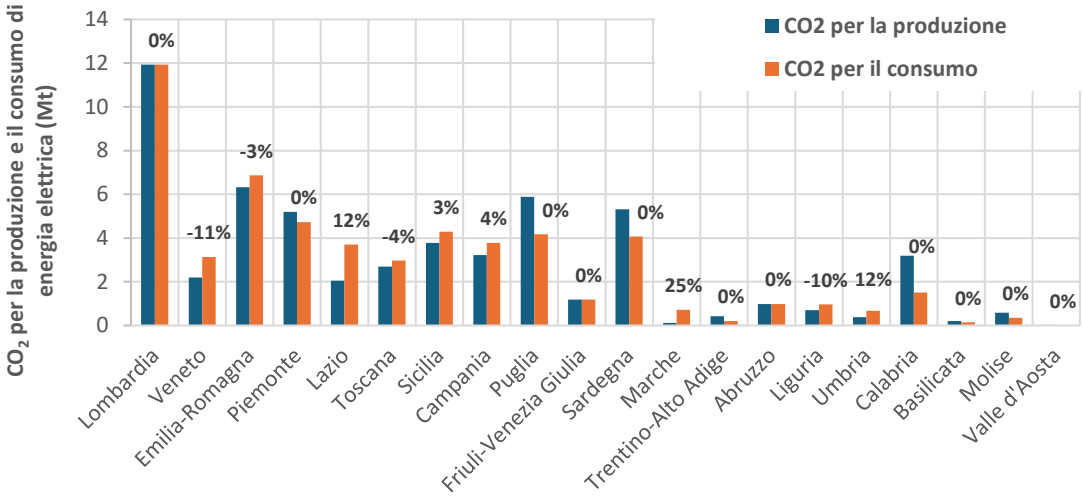


Se l'import dall'estero del Nord si considera disponibile al consumo delle regioni del Nord e Toscana, emerge che in tali regioni la domanda elettrica è prevalentemente, se non totalmente, soddisfatta con minore ricorso al surplus di produzione da altre regioni. D'altra parte, nelle regioni del secondo compartimento il ricorso al surplus elettrico da altre regioni sarebbe maggiore.

La Figura 2.35, analogamente a quanto illustrato in Figura 1.30, riporta le emissioni di CO_2 per la produzione e il consumo elettrico di ogni regione. Le emissioni per la produzione elettrica restano invariate, mentre le emissioni per il consumo subiscono variazioni in relazione al diverso contributo dell'import dall'estero nei due macro-compartimenti. Le regioni del Nord (Veneto, Emilia-Romagna, Liguria) e la Toscana mostrano una diminuzione delle emissioni per il consumo elettrico, poiché la gran parte dell'energia dall'estero, proveniente da Francia, Svizzera, Austria e Slovenia (≈95% dell'elettricità

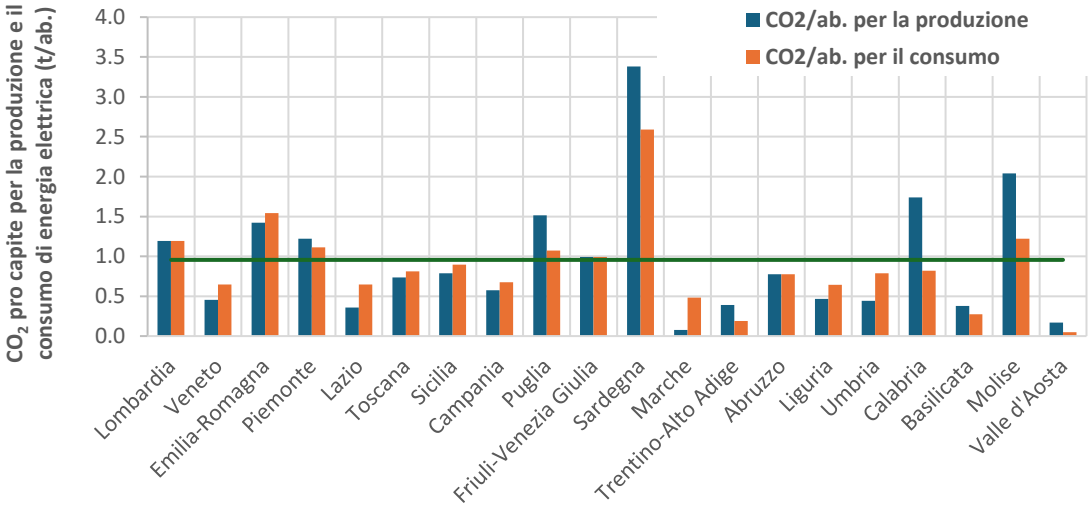
importata), è disponibile per la soddisfazione del fabbisogno delle regioni con deficit di produzione interna di questo compartimento. D'altra parte, nelle regioni con deficit di produzione (Lazio, Sicilia, Campania, Marche, Umbria) si osservano rilevanti incrementi, poiché il contributo dell'energia dall'estero (Montenegro e Grecia) è inferiore al surplus di produzione delle altre regioni del macro-compartimento. Le regioni con surplus di produzione elettrica o, per la sola Lombardia, dove il deficit è compensato dall'import estero non mostrano alcuna variazione.

Figura 2.35 – Emissioni di CO_2 per la produzione e il consumo di energia elettrica ripartendo la quota di energia elettrica importata nei due macro-compartimenti individuati (2024). Le percentuali rappresentano la variazione della CO_2 emessa per i consumi rispetto al dato riportato in Figura 2.27.



La Figura 2.36 mostra le emissioni pro capite delle regioni e la media nazionale, che resta invariata. Le emissioni pro capite per i consumi di elettricità subiscono le stesse variazioni osservate nel grafico precedente rispetto all'analoga Figura 2.28.

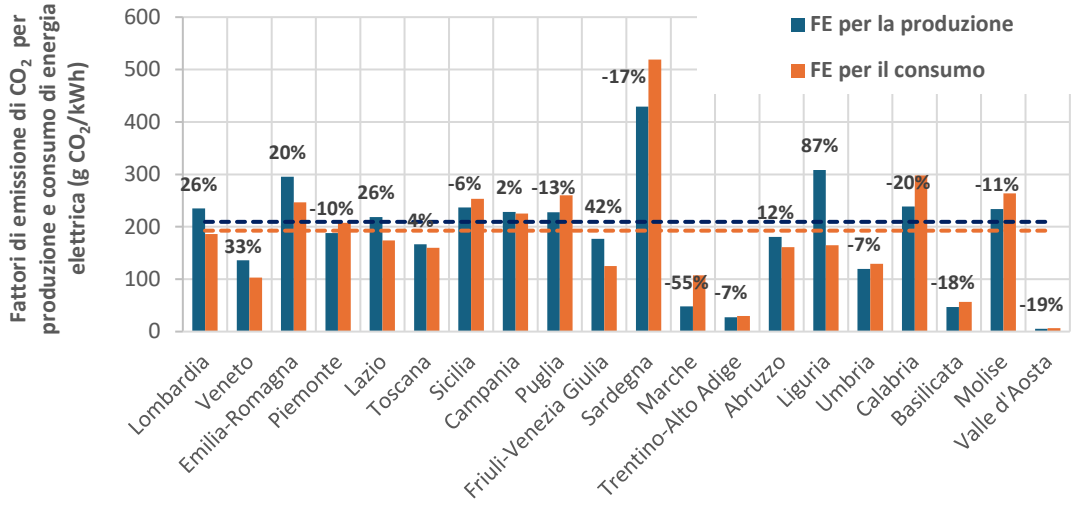
Figura 2.36 – Emissioni di CO_2 pro capite per la produzione e il consumo di energia elettrica ripartendo la quota di energia elettrica importata nei due macro-compartimenti individuati (2024).



La Figura 2.37 riporta i fattori di emissione regionali per la produzione e il consumo di energia elettrica, confrontati con le rispettive medie nazionali. Analogamente a quanto osservato per le emissioni di CO_2, i

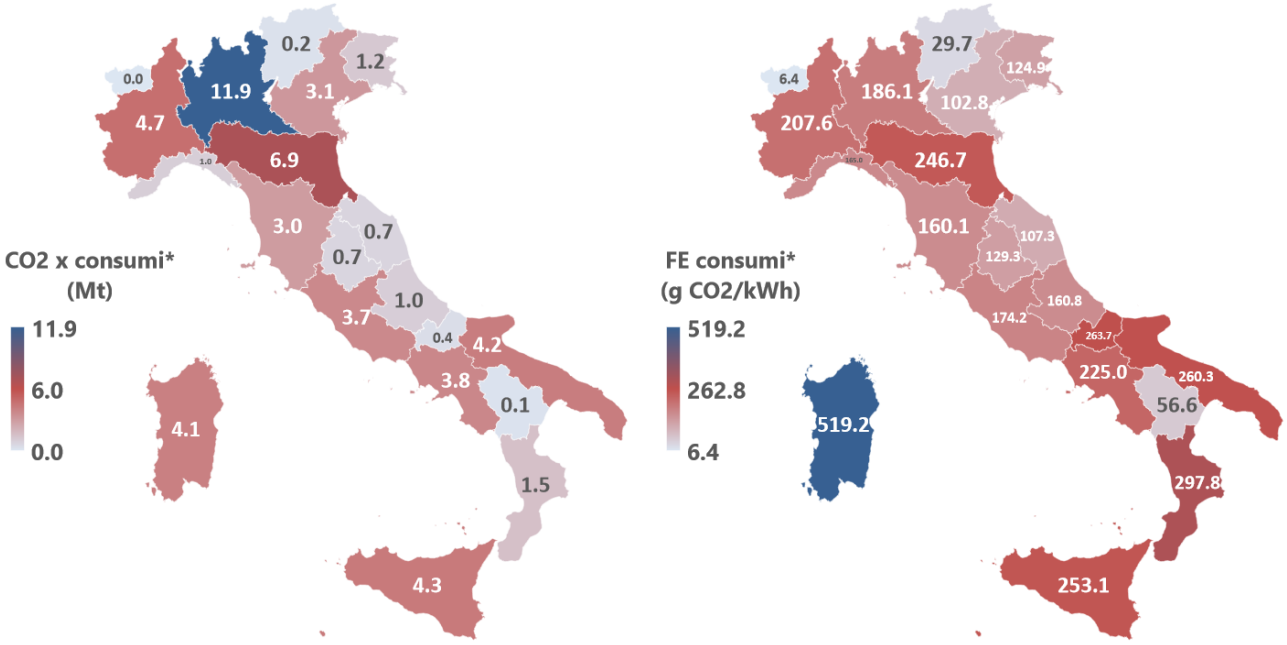
fattori di emissione per il consumo elettrico delle regioni del Nord e Toscana si riducono, mentre i fattori di emissione delle restanti regioni con deficit di produzione interna subiscono un incremento.

Figura 2.37 – Fattori di emissione di CO_2 per produzione e consumo di elettricità ripartendo la quota di elettricità importata nei due compartimenti individuati. Le linee tratteggiate rappresentano la media nazionale dei due fattori di emissione (2024). Le percentuali rappresentano il delta tra fattore di emissione per la produzione e fattore di emissione per il consumo (cfr. Figura 2.29).



La distribuzione regionale delle emissioni di CO_2 per i consumi elettrici e dei rispettivi fattori di emissione in Figura 2.38 sono da confrontare con le analoghe mappe in Figura 2.31. Le mappe mostrano la differenza dei fattori di emissione elaborati con le due modalità di ripartizione del contributo dell'import estero per compensare il deficit elettrico.

Figura 2.38 – Emissioni di CO_2 e fattori di emissione per i consumi per regione (2024) ripartendo la quota di energia elettrica importata nei due macro-compartimenti individuati.



Di seguito è invece riportata la mappa regionale del surplus/deficit delle emissioni di CO_2 rispetto ai consumi interni, da confrontare con l'analoga Figura 2.33. In Tabella 2.3 sono riportati i fattori di emissione per i consumi elettrici elaborati con i due metodi di ripartizione tra le regioni del surplus di energia elettrica importata dall'estero. I fattori di emissione per la produzione elettrica (Tabella 2.2) restano invariati, poiché dipendono dal parco termoelettrico regionale e sono indipendenti dai flussi di energia.

Figura 2.39 – Surplus/deficit regionale della produzione elettrica e delle emissioni di CO_2 rispetto ai consumi interni del 2024.

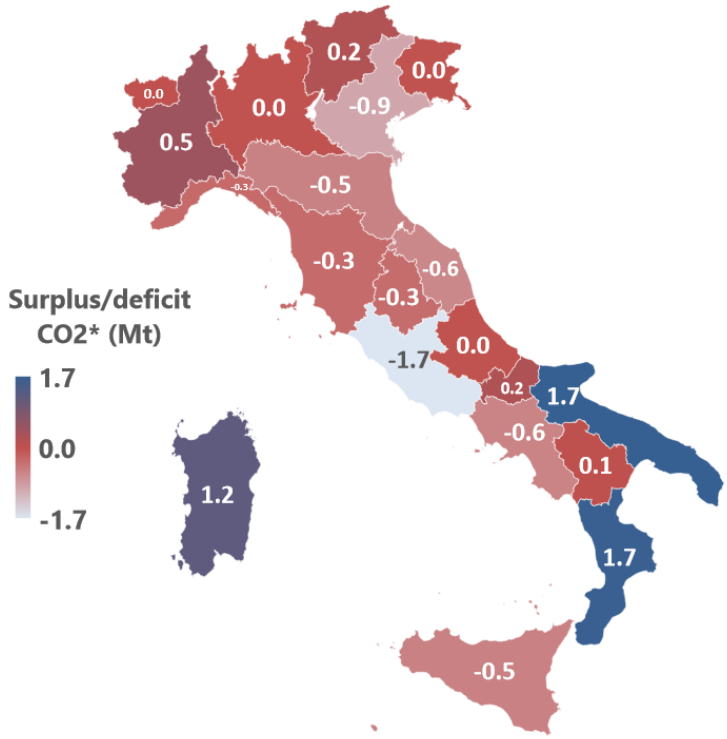


Tabella 2.3 – Fattori di emissione (g CO_2/kWh) per i consumi elettrici nel 2024 elaborati con le due modalità di ripartizione della quota di energia elettrica importata dall'estero tra le regioni in deficit.

Regione	Consumi elettrici[1]	Consumi elettrici[2]	Δ%
Piemonte	207.6	207.6	0.0%
Valle d'Aosta	6.4	6.4	0.0%
Lombardia	186.1	186.1	0.0%
Trentino-Alto Adige	29.7	29.7	0.0%
Veneto	115.9	102.8	-11.4%
Friuli-Venezia Giulia	124.9	124.9	0.0%
Liguria	184.2	165.0	-10.4%
Emilia-Romagna	255.0	246.7	-3.3%
Toscana	166.5	160.1	-3.9%
Umbria	115.8	129.3	11.7%
Marche	85.9	107.3	25.0%
Lazio	155.6	174.2	11.9%
Abruzzo	160.8	160.8	0.0%
Molise	263.7	263.7	0.0%
Campania	217.1	225.0	3.6%
Puglia	260.3	260.3	0.0%
Basilicata	56.6	56.6	0.0%
Calabria	297.8	297.8	0.0%
Sicilia	245.7	253.1	3.0%
Sardegna	519.2	519.2	0.0%
Italia	**192.6**	**192.6**	**0.0%**

[1] incluse perdite di rete e quota importata, surplus dell'import ripartito in tutte le regioni.
[2] incluse perdite di rete e quota importata, surplus dell'import ripartito nei due compartimenti individuati.

Alla luce dei flussi di energia osservati in Figura 2.34, i fattori di emissione regionali per i consumi elettrici, elaborati ripartendo la quota importata nei due compartimenti individuati, sono più realistici di quelli ottenuti ripartendo la quota importata tra tutte le regioni. Resta valida la considerazione che i fattori di emissione per i consumi stimati in questo studio rappresentano una ragionevole approssimazione dei fattori effettivi.

Una stima delle emissioni indirette più fedele alla realtà non può prescindere dalla disponibilità di un modello dei consumi regionali più dettagliato del modello concettuale semplificato utilizzato nel presente studio, per considerare la reale ripartizione dell'energia importata dall'estero e il flusso di energia in surplus tra le regioni.

3 PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA RIFIUTI

In questo capitolo sarà considerato l'impatto dovuto alla produzione di rifiuti da alcuni impianti del settore termoelettrico. In particolare, sarà oggetto di analisi il sottoinsieme di impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e di coincenerimento dei rifiuti speciali. Altre tipologie di impianti, quali centrali termoelettriche dedicate alla produzione elettrica o impianti industriali, non sono considerati nell'analisi perché non sono disponibili dati o, nel caso degli impianti industriali, perché la produzione di rifiuti non è esclusivamente riconducibile alla produzione elettrica. Tutti i dati riportati in questo capitolo sono di fonte ISPRA.

3.1 Produzione di rifiuti negli inceneritori e coinceneritori

Le fonti delle informazioni utilizzate sono rappresentate dalle banche dati relative al Modello Unico di Dichiarazione ambientale (MUD) riferite all'anno 2024 e dai dati forniti dalle Agenzie Regionali e Provinciali per la protezione dell'ambiente (ARPA/APPA) attraverso la compilazione di specifici questionari.

Il campione di seguito esaminato comprende gli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e quelli di coincenerimento che producono energia elettrica.

Gli impianti di incenerimento sono autorizzati all'esercizio dell'operazione di recupero "R1" ai sensi dell'allegato C della Parte IV del D.lgs. 152/06 qualora raggiungano i valori minimi di efficienza energetica individuati dalla nota 4 dello stesso allegato. Diversamente, nel caso di efficienze energetiche inferiori, l'incenerimento dei rifiuti urbani è qualificato come operazione di smaltimento "D10" ai sensi dell'allegato B del D.lgs. 152/06.

Nel 2024 gli impianti di incenerimento dedicati prevalentemente al trattamento dei rifiuti urbani e operativi sul territorio nazionale, hanno gestito oltre 6 milioni di tonnellate di rifiuti di cui 2.8 milioni di tonnellate costituite da rifiuti urbani tal quali (identificati con i codici del capitolo EER 20), quasi 2.7 milioni di tonnellate da rifiuti urbani pretrattati (rifiuti combustibili, frazione secca e, in minor misura, compost fuori specifica e frazione organica non compostata) e circa 653 mila tonnellate di rifiuti speciali (di cui oltre 63 mila sono rifiuti pericolosi) (Tabella 3.1).

Il parco impiantistico conta 35 impianti localizzati prevalentemente nelle regioni del Nord (25 impianti); in Lombardia e in Emilia-Romagna sono presenti, rispettivamente, 12 e 7 impianti operativi che, nel 2024, hanno trattato complessivamente circa 3 milioni di tonnellate di rifiuti urbani (il 73.7% di quelli inceneriti nel Nord e il 55.1% del totale nazionale). Al Centro e al Sud sono operativi, rispettivamente, 4 e 6 impianti che hanno trattato circa 443 mila tonnellate e 938 mila tonnellate di rifiuti urbani.

Nel 2024 tutti gli inceneritori di rifiuti urbani hanno effettuato il recupero di energia, sebbene in due casi tale recupero sia risultato ridotto: in particolare, 21 impianti hanno trattato 2.8 milioni di tonnellate di rifiuti e hanno recuperato circa 2.3 milioni di MWh di energia elettrica, 14 impianti dotati di cicli cogenerativi hanno incenerito oltre 3 milioni di tonnellate di rifiuti, con un recupero di energia termica pari a circa 2.5 milioni di MWh e di energia elettrica di quasi 2.2 milioni di MWh.

Tabella 3.1 – Rifiuti inceneriti ed energia prodotta per regione, anno 2024.

Regioni	N° impianti	Rifiuti urbani	Rifiuti speciali pericolosi	Rifiuti speciali non pericolosi	Totale	Energia elettrica prodotta (MWh)	Energia termica prodotta (MWh)
Piemonte	1	559,746	-	17,789	577,535	362,076	121,783
Lombardia	12	2,057,171	21,246	387,476	2,465,893	1,785,455	1,948,135
Trentino-Alto Adige	1	103,181	-	22,697	125,878	89,165	129,097
Veneto	3	252,676	3,364	14,823	270,863	167,909	-
Friuli-Venezia Giulia	1	163,208	-	34,786	197,994	132,298	-
Emilia-Romagna	7	967,379	7,840	98,782	1,074,001	664,485	259,115
Nord	**25**	**4,103,361**	**32,450**	**576,353**	**4,712,164**	**3,201,388**	**2,458,130**

Regioni	N° impianti	Rifiuti urbani	Rifiuti speciali pericolosi	Rifiuti speciali non pericolosi	Totale	Energia elettrica prodotta (MWh)	Energia termica prodotta (MWh)
Toscana	3	152,556	3	4,941	157,500	83,381	2,021
Lazio	1	290,276	-	-	290,276	241,195	-
Centro	**4**	**442,832**	**3**	**4,941**	**447,776**	**324,576**	**2,021**
Molise	1	76,740	-	19	76,759	79,297	-
Campania	1	683,595	-	-	683,595	647,448	-
Puglia	1	65,779	-	-	65,779	62,700	-
Basilicata	1	8,413	30,966	2,776	42,155	35,170	-
Calabria	1	77,402	-	5,258	82,660	67,730	-
Sardegna	1	26,143	-	34	26,177	14,123	-
Sud	**6**	**938,072**	**30,966**	**8,087**	**977,125**	**906,468**	-
Italia	**35**	**5,484,265**	**63,419**	**589,381**	**6,137,065**	**4,432,432**	**2,460,151**

I rifiuti prodotti dagli impianti in esame sono pari, nel 2024, ad oltre 1.4 milioni di tonnellate e rappresentano, complessivamente, il 23.4% del quantitativo totale dei rifiuti inceneriti. A livello nazionale il campione di impianti analizzati consente di elaborare un fattore di produzione di rifiuti, a valle dell'incenerimento, pari a 324.1 g/MWh di energia elettrica nel 2024.

I rifiuti inceneneriti sono costituiti per il 75.8% da rifiuti non pericolosi e per il 24.2% da rifiuti pericolosi (Tabella 3.2).

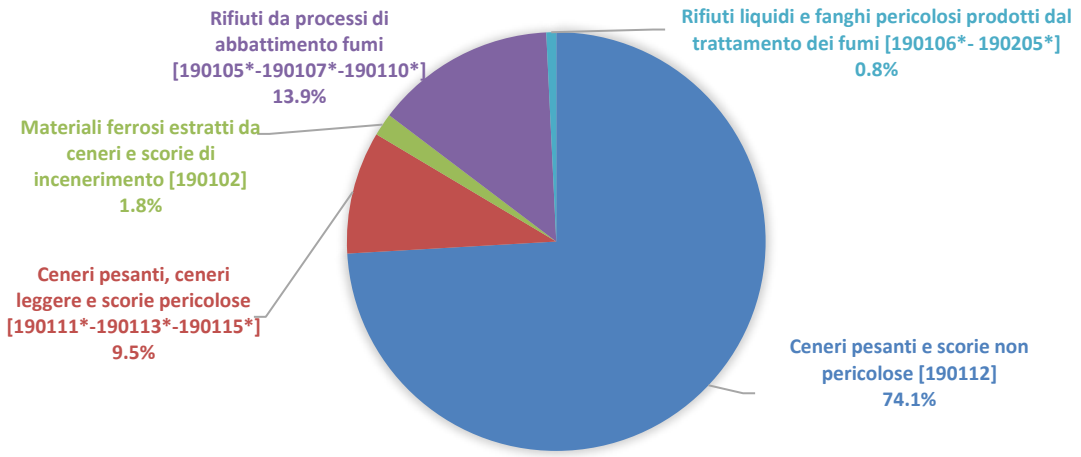
Tabella 3.2 – Rifiuti prodotti dagli impianti di incenerimento di rifiuti urbani, anno 2024.

Regione	Ceneri pesanti e scorie non pericolose [190112]	Ceneri pesanti, ceneri leggere e scorie pericolose [190111*-190113*-190115*]	Materiali ferrosi estratti da ceneri e scorie di incenerimento [190102]	Rifiuti da processi di abbattimento fumi [190105*-190107*-190110*]	Rifiuti liquidi e fanghi pericolosi prodotti dal trattamento dei fumi [190106*-190205*]	Totale
Piemonte	113,912	9,279	3,561	8,372	0	135,124
Lombardia	431,916	29,232	8,832	93,628	8,271	571,879
Trentino-Alto Adige	23,090	0	1,435	5,112	0	29,637
Veneto	51,172	10,782	374	1,251	0	63,579
Friuli-Venezia Giulia	44,394	0	0	8,123	0	52,517
Emilia-Romagna	222,118	1,800	9,005	37,962	1,555	272,440
Nord	**886,602**	**51,093**	**23,207**	**154,448**	**9,826**	**1,125,176**
Toscana	35,956	0	58	5,912	0	41,926
Lazio	0	54,420	0	6,745	0	61,165
Centro	**35,956**	**54,420**	**58**	**12,657**	**0**	**103,091**
Molise	12,147	3,457	0	0	58	15,662
Campania	108,017	505	0	30,936	0	139,458
Puglia	3,860	7,911	54	0	0	11,825
Basilicata	4,923	10,915	1,847	81	1,095	18,861
Calabria	7,031	7,696	0	1,954	0	16,681
Sardegna	5,578	38	0	0	0	5,616
Sud	**141,556**	**30,522**	**1,901**	**32,971**	**1,153**	**208,103**
Italia	**1,064,114**	**136,035**	**25,166**	**200,076**	**10,979**	**1,436,370**

Nota: i rifiuti contrassegnati con l'asterisco sono rifiuti pericolosi

Più in dettaglio, i rifiuti generati dagli inceneritori sono, per il 74.1%, ceneri pesanti e scorie non pericolose, per il 13.9%, rifiuti pericolosi provenienti da processi di abbattimento dei fumi, per il 9.5%, ceneri leggere, ceneri pesanti e scorie pericolose, per l'1.8%, metalli ferrosi estratti da ceneri e scorie e, per lo 0.8%, rifiuti liquidi e fanghi pericolosi prodotti dal trattamento dei fumi (Figura 3.1).

Figura 3.1 – Rifiuti prodotti dagli impianti di incenerimento di rifiuti urbani, 2024.



La Tabella 3.3 riporta le quantità di rifiuti trattati e di quelli generati dagli impianti produttivi che utilizzano, per la produzione di energia elettrica, rifiuti in sostituzione dei combustibili tradizionali. Tali impianti sono definiti coinceneritori ai sensi dell'art. 237-ter della Parte IV del D.lgs. 152/06.
Complessivamente i coinceneritori hanno gestito 282 mila tonnellate di rifiuti speciali non pericolosi ed hanno prodotto 53 mila tonnellate di ceneri, scorie e polveri, il 18.8% dei rifiuti totali trattati.

Tabella 3.3 – Rifiuti trattati e prodotti dagli impianti di coincenerimento, anno 2024[3].

Regione	Provincia	Comune	Totale rifiuti trattati	Rifiuti prodotti dal trattamento termico						
				Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia codice EER 100101	Ceneri leggere e torba e di legno non trattato codice EER 100103	Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia prodotte dal coincenerimento codice EER 100115	Ceneri leggere prodotte dal coincenerimento codice EER 100117	Rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi codice EER 100119	Altri rifiuti[4]	Totale rifiuti prodotti
Lombardia	Mantova	Viadana	40,904	1,481	-	-	-	-	-	1.481
Lombardia	Mantova	Sustinente	94,414	24,858	-	-	-	-	-	24.858
Lombardia	Pavia	Mortara	55,198	-	-	56	10,560	1,723	-	12.339
Friuli-Venezia Giulia	Udine	Osoppo	87,320	-	-	6,480		2,040	-	8.520
Emilia-Romagna	Ravenna	Faenza	2,649	-	-	-	-	-	15	15
Emilia-Romagna	Ravenna	Faenza	1,670	4,016	1,818	-	-	-	-	5.834
Totale			**282,155**	**30,355**	**1,818**	**6,536**	**10,560**	**3,763**	**15**	**53,047**

[3] Non essendo noti i dati relativi alla produzione di energia elettrica di tutti gli impianti di coincenerimento, le informazioni potrebbero risultare parziali

[4] La quantità è relativa agli scarti di olio motore e materiali filtranti prodotti.

4 IDROELETTRICO: POTENZA E PRODUZIONE ELETTRICA

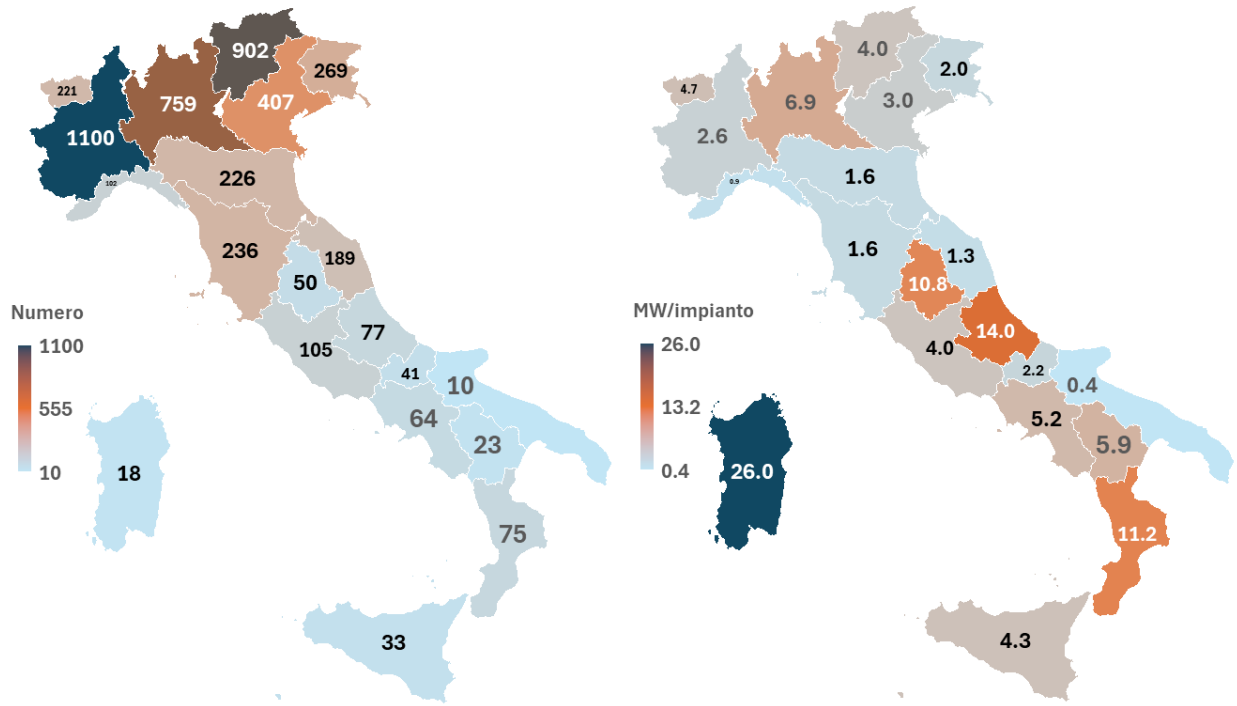
La fonte idroelettrica, insieme a quella geotermica, hanno fornito la quasi totalità dell'energia elettrica rinnovabile fino alla prima metà degli anni 2000. La produzione idroelettrica dipende dalle condizioni meteorologiche, ed è pertanto caratterizzata da forti oscillazioni in relazione alla disponibilità idrica. Di seguito è riportata una analisi di maggiore dettaglio del settore idroelettrico per esaminare l'andamento temporale delle principali grandezze, quali potenza, produzione e producibilità elettrica.

4.1 Potenza installata e produzione idroelettrica

La maggioranza di impianti idroelettrici sono localizzati nelle regioni dell'arco alpino, come già illustrato in

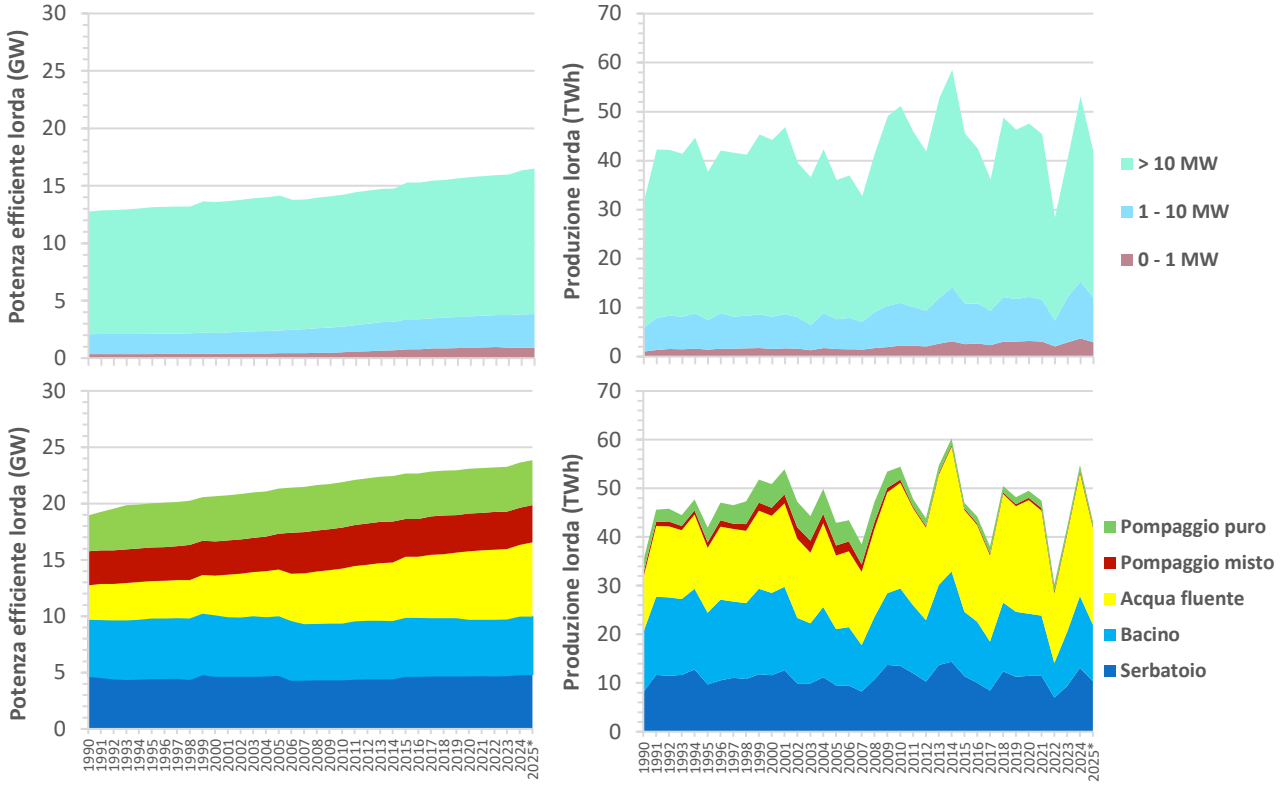
Figura 1.15 per la potenza installata e la produzione elettrica. Nella seguente mappa è riportato il numero e la potenza media degli impianti idroelettrici del 2024 per regione. Le regioni del centrosud e isole fanno registrare le potenze medie per impianto più elevate, mentre nelle regioni del nord, oltre agli impianti di grande taglia presenti lungo l'arco alpino, sono diffusi molti impianti di piccola taglia che riducono la potenza media.

Figura 4.1 – Mappa regionale della numerosità impianti idroelettrici e potenza media per impianto.



Nella Figura 4.2 è evidente la variabilità della produzione elettrica, a fronte di un costante incremento della potenza efficiente lorda installata. La figura illustra le due grandezze per classe di potenza e categoria degli impianti. Potenza e produzione elettrica per classe di potenza sono al netto dei pompaggi.

Figura 4.2 – Potenza efficiente lorda e produzione elettrica per classe di potenza (alto) e categoria di impianto (basso).



* Dati preliminari.

In termini dimensionali gli impianti con potenza maggiore di 10 MW hanno rappresentato nel 2024 il 76.7% del totale installato, al netto degli impianti di pompaggio. La quota di tali impianti è diminuita dal 2000, quando rappresentava l'83.8%. D'altra parte, la quota degli impianti di minori dimensioni è aumentata, come si evince dai tassi medi annuali di crescita della potenza installata (Tabella 4.1). I tassi più elevati si registrano per gli impianti con potenza fino a 1 MW, la cui potenza complessiva è aumentata dal 2000 con un tasso medio annuale del 3.8%, mentre il tasso di incremento per gli impianti da 1 a 10 MW è stato di 1.9% e di 0.4% per gli impianti oltre i 10 MW. Dal 2000 la potenza degli impianti sotto 1 MW è aumentata del 144%, quella degli impianti da 1 a 10 MW è aumentata del 58.4% e quella degli impianti oltre i 10 MW è aumentata del 10%.

Per quanto concerne la potenza installata per categoria di impianti, nel 2024 gli impianti ad acqua fluente hanno rappresentato la quota maggioritaria, con il 39% della potenza efficiente lorda installata al netto degli impianti di pompaggio, mentre nel 2000 la quota rappresentava il 25.8%. Gli impianti a bacino e quelli a serbatoio hanno rappresentato nel 2024 rispettivamente il 31.3% e 29.7%, mentre nel 2000 la potenza delle due categorie di impianti rappresentava rispettivamente il 39.4% e il 34.7%.

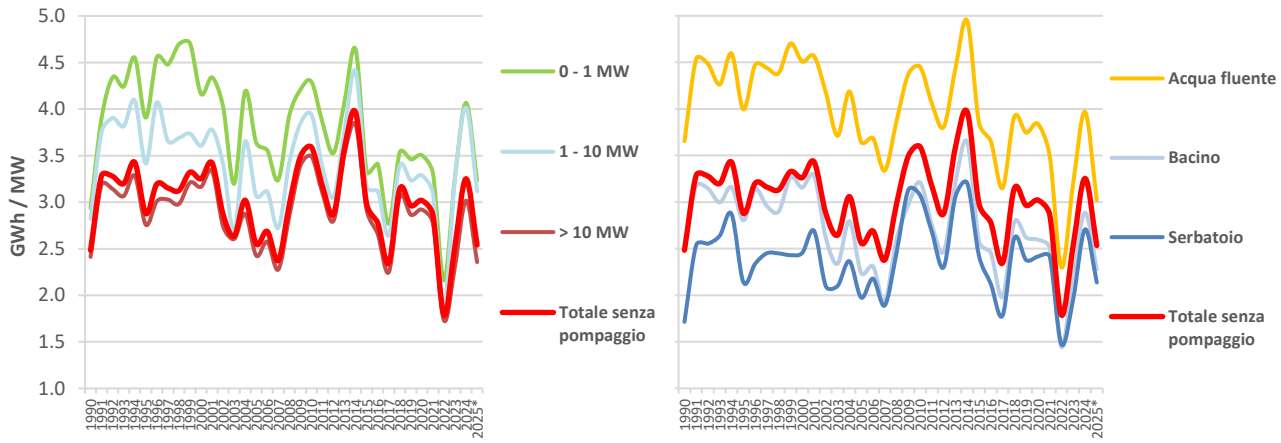
La potenza degli impianti ad acqua fluente ha fatto registrare i tassi medi annuali di crescita più elevati dal 2000 (2.5% all'anno). La potenza degli impianti a serbatoio al netto degli impianti a pompaggio è aumentata con un tasso medio di 0.1% annuo, mentre per gli impianti a bacino si registra una riduzione netta di -0.2% annuo. Per quanto riguarda gli impianti a pompaggio, si registra l'incremento degli impianti a pompaggio misto, con un tasso medio annuo dello 0.3% dal 2000, mentre la potenza degli impianti a pompaggio puro nel 2024 è diminuita con un tasso medio annuo di -0.03%. Complessivamente la potenza degli impianti a pompaggio nel 2024 è poco maggiore di quella registrata nel 2000, dovuto all'aumento degli impianti a pompaggio misto (+8.4%) e alla diminuzione degli impianti a pompaggio puro (-0.8%). La potenza installata degli impianti ad acqua fluente è aumentata dal 2000 al 2024 dell' 81.5%, quella degli impianti a serbatoio è aumentata del 2.6%, mentre si registra la diminuzione del 4.5% per gli impianti a bacino.

Tabella 4.1 – Tasso medio annuale di variazione della potenza efficiente lorda per classe di potenza e categoria di impianto.

	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2024	2000-2024
Classe di potenza						
da 0 a 1 MW	2.37%	4.51%	8.00%	3.25%	0.23%	**3.79%**
da 1 a 10 MW	1.72%	2.16%	3.51%	0.90%	1.27%	**1.93%**
oltre 10 MW	0.57%	-0.39%	0.66%	0.37%	0.88%	**0.40%**
Categoria di impianto						
Serbatoio senza pompaggi	0.35%	-1.80%	1.46%	0.14%	0.47%	**0.11%**
Bacino	-0.68%	-0.86%	0.67%	-0.83%	0.98%	**-0.19%**
Acqua fluente	3.38%	3.33%	2.15%	2.28%	1.20%	**2.51%**
Pompaggio misto	0.95%	2.66%	-1.59%	-0.05%	-0.39%	**0.34%**
Pompaggio puro	0.00%	0.00%	0.00%	-0.21%	0.07%	**-0.03%**
Totale senza pompaggi	**0.78%**	**0.14%**	**1.43%**	**0.61%**	**0.91%**	**0.77%**

Le diverse categorie di impianti hanno prestazioni differenti in termini di elettricità generata per unità di potenza installata, ovvero di ore equivalenti di funzionamento, come illustrato in Figura 4.3.

Figura 4.3 – Produzione idroelettrica per unità di potenza per dimensione e categoria di impianto.



* Dati preliminari.

L'incrocio dei dati di potenza installata, numero di impianti per categoria e per classe di potenza consente di stabilire che la gran parte degli impianti ad acqua fluente hanno potenza inferiore a 10 MW, con una potenza media per impianto di ≈1.4 MW nel 2024 (nel 2000 la potenza media era ≈2.2 MW). La Figura 4.3 mostra che gli impianti ad acqua fluente producono mediamente più elettricità per unità di potenza installata rispetto alle altre categorie di impianti. Come già riportato, la potenza installata di tali impianti ha fatto registrare i tassi di crescita medi annui più elevati. L'incremento della quota di impianti ad acqua fluente ha contribuito ad innalzare il rapporto medio della produzione idroelettrica per unità di potenza installata. Tuttavia, nonostante tale effetto, si registra un disaccoppiamento tra potenza e produzione con un tasso di incremento della potenza installata maggiore di quello della produzione.

La potenza totale, al netto dei pompaggi, è aumentata dal 2000 al 2024 con un tasso medio annuo del 0.77%, mentre la produzione media per unità di potenza è diminuita con un tasso medio annuo di -0.01%. Senza considerare l'eccezionale produzione elettrica nel 2024, il tasso della produzione media per unità di potenza installata sarebbe stato molto più negativo. I dati preliminari del 2025 mostrano un tasso medio annuo di ≈-1% dal 2000. La potenza degli impianti fino a 10 MW è aumentata del 2.31% all'anno, a fronte di un incremento della produzione per unità di potenza dello 0.35% all'anno. Per gli impianti ad acqua fluente la potenza è aumentata del 2.51% annuo, mentre la produzione per unità di potenza è diminuita di -0.53% annuo.

In considerazione della variabilità intrinseca della produzione idroelettrica, un confronto più adeguato del rapporto tra potenza e produzione può essere condotto esaminando la media di 15 anni dei parametri

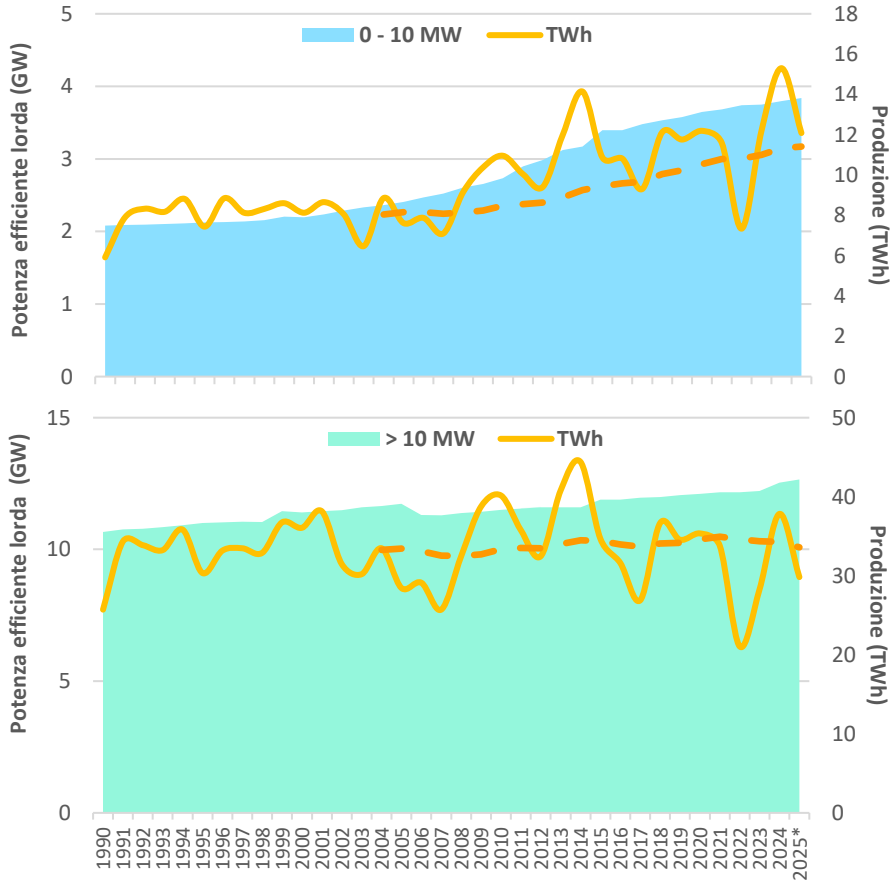
(Tabella 4.2). Il tasso medio annuo di variazione dal 2004 al 2024 tra le medie dei periodi 1990-2004 e 2010-2024 mostra che la produzione aumenta con un tasso minore, o diminuisce con un tasso maggiore, della potenza, con la sola eccezione degli impianti a serbatoio, che incidono per circa un quarto della produzione totale al netto dei pompaggi.

Tabella 4.2 – Tasso medio annuale di variazione dal 2004 al 2024 di potenza efficiente lorda, produzione e ore equivalenti per classe di potenza e categoria di impianto: media di 15 anni, 1990-2004 e 2010-2024.

	Potenza	Produzione	GWh/MW
Classe di potenza			
<=10 MW	2.24%	1.73%	-0.47%
>10 MW	0.34%	0.15%	0.18%
Categoria di impianto			
Serbatoio senza pompaggi	0.05%	0.15%	0.11%
Bacino	-0.17%	-0.74%	-0.58%
Acqua fluente	2.41%	1.71%	-0.64%
Pompaggi	0.40%	-5.02%	-5.37%
Totale senza pompaggi	**0.70%**	**0.49%**	**-0.19%**

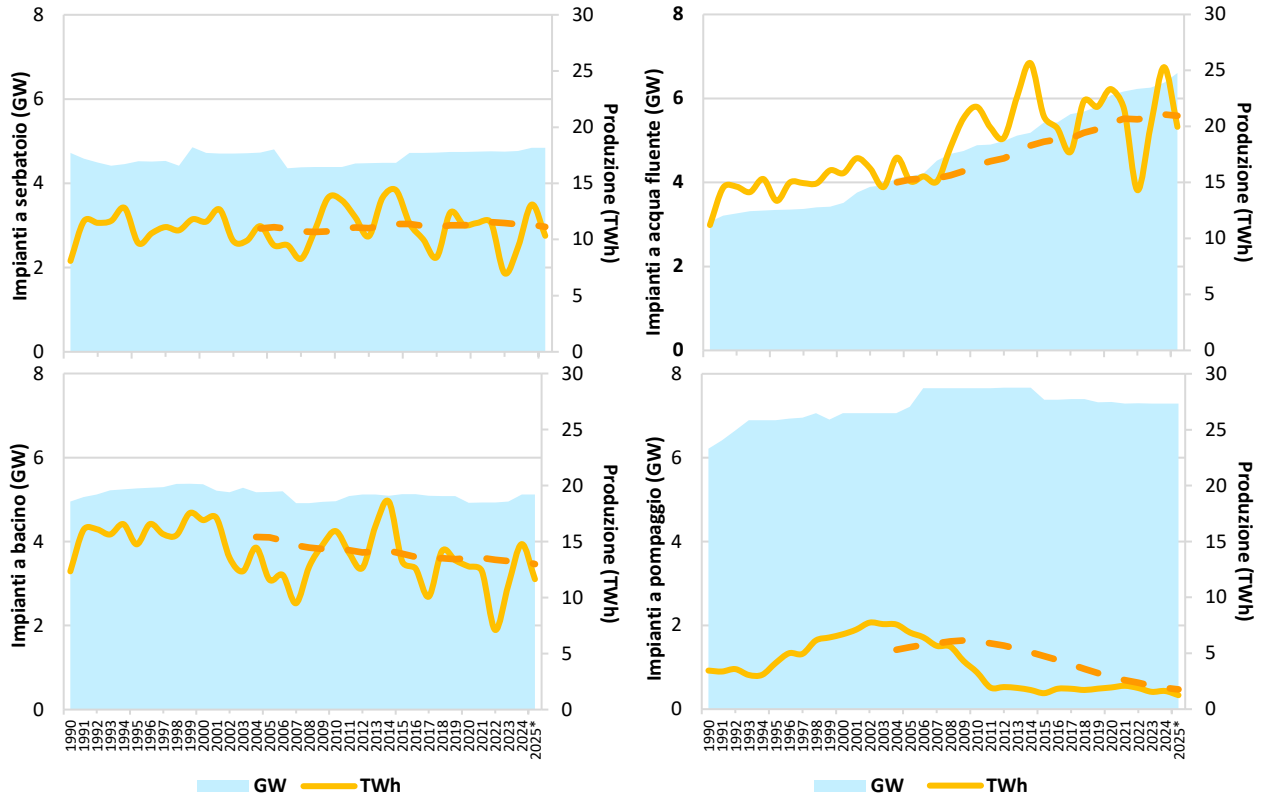
In Figura 4.4 e Figura 4.5 è illustrato l'andamento della potenza e della media mobile su un periodo di 15 anni della produzione elettrica, per classe dimensionale e per tipologia degli impianti. Il disaccoppiamento tra le due grandezze è particolarmente evidente per le classi di potenza fino a 10 MW, per gli impianti ad acqua fluente e per gli impianti da pompaggio.

Figura 4.4 – Potenza efficiente lorda e produzione elettrica per dimensione e categoria di impianto. Le linee tratteggiate sono le medie mobili della produzione lorda con un periodo di 15 anni.



* Dati preliminari.

Figura 4.5 – Potenza efficiente lorda e produzione elettrica per categoria di impianto. Le linee tratteggiate sono le medie mobili della produzione lorda con un periodo di 15 anni.



* Dati preliminari.

Il disaccoppiamento tra potenza installata e produzione idroelettrica potrebbe essere dovuto anche alla disponibilità della risorsa idrica. Tale disaccoppiamento è reso evidente dalle dinamiche di lungo termine della potenza installata, della produzione totale e della producibilità. La producibilità di un impianto idroelettrico in un determinato periodo è la quantità massima di energia elettrica che può produrre o invasare, sfruttando l'energia potenziale e cinetica dell'acqua. In altre parole, è una misura della producibilità potenziale basata sulle condizioni idrologiche, essenzialmente portata dell'acqua e salto utile. TERNA fornisce la serie storica dei tre parametri dal 1931. In Figura 4.6 è riportato l'andamento dei tre parametri e la media mobile di 15 anni della produzione elettrica, per attenuare la variabilità annuale. Il grafico mostra una continua crescita della potenza efficiente lorda totale, mentre la producibilità e la produzione mostrano andamenti quasi asintotici.

In Figura 4.7 è riportato l'andamento del rapporto tra produzione lorda e potenza installata e del rapporto tra producibilità e potenza installata. La produzione effettiva e quella potenziale per unità di potenza mostrano andamenti in continua diminuzione. L'indicatore illustrato ha le dimensioni del tempo e mostra la costante diminuzione delle ore equivalenti di funzionamento degli impianti. La media delle ore equivalenti per la produzione idroelettrica effettiva dell'ultimo trentennio (1995-2024) è inferiore del 36% rispetto alla media del primo trentennio della serie storica disponibile (1931-1960) ed inferiore del 22.5% rispetto alla media del trentennio dal 1961 al 1994.

Figura 4.6 – Potenza efficiente lorda, produzione lorda e producibilità lorda media annua dal 1931 al 2024. La linea tratteggiata è la media mobile della produzione lorda con un periodo di 15 anni.

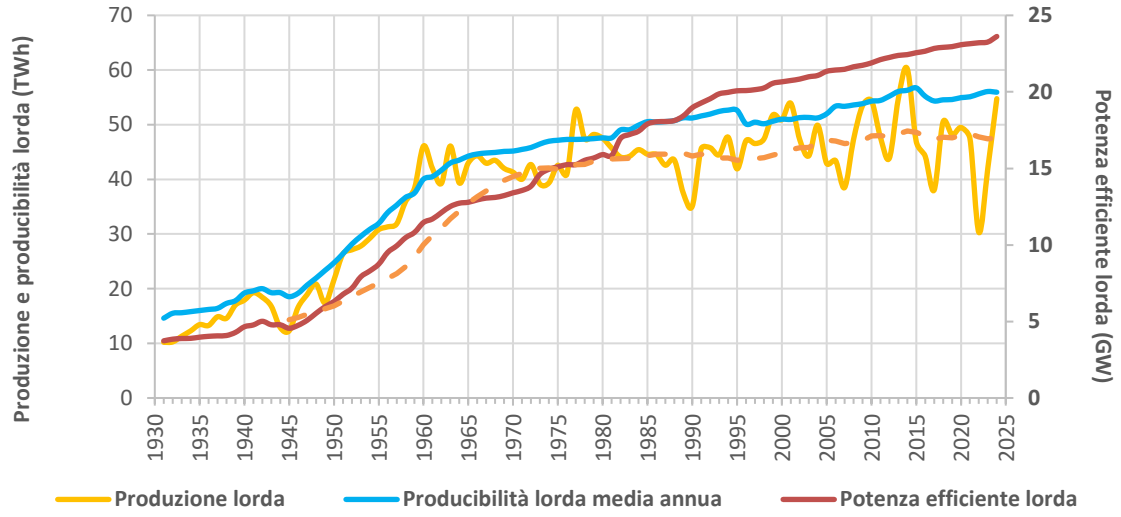
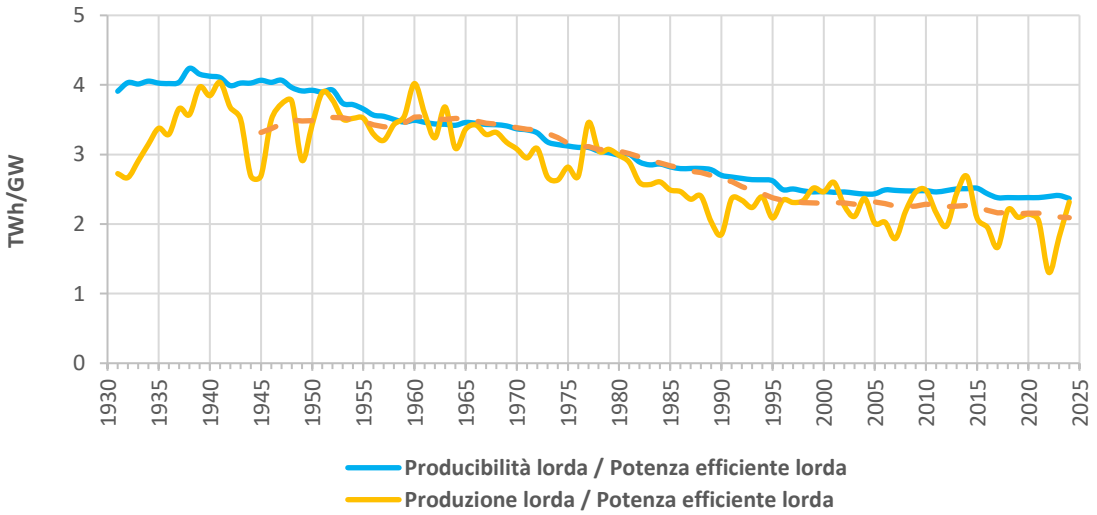


Figura 4.7 – Andamento dei rapporti tra produzione lorda e potenza installata e tra producibilità lorda e potenza installata. La linea tratteggiata è la media mobile della produzione lorda con un periodo di 15 anni.

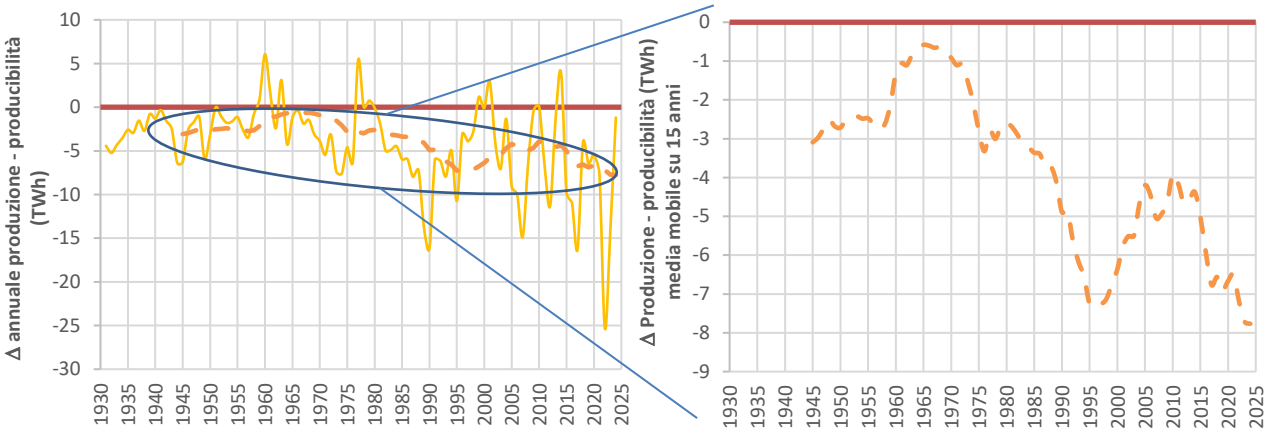


In Figura 4.6 è inoltre evidente la distanza tra producibilità teorica e produzione effettiva, soprattutto a partire dalla seconda metà degli anni '60. Se da un lato è ragionevole che la producibilità teorica sia maggiore della produzione effettiva, d'altro canto l'aumento della distanza tra i due parametri può essere un indicatore della decrescente disponibilità idrica nelle dinamiche di lungo termine. È quanto si osserva in Figura 4.8, dove l'andamento della differenza tra produzione effettiva e producibilità media annua mostra il crescente deficit di produzione idroelettrica effettiva. La dinamica di lungo termine della disponibilità nazionale della risorsa idrica, elaborata da ISPRA (2026b), mostra una sensibile contrazione delle medie trentennali dal 1921.

La dipendenza della settore idroelettrico dai fattori climatici e soprattutto dalle preciitazioni è indubbia. L'analisi condotta mostra segni di deficit idrico rispetto al passato. Attualmente è necessario installare una maggiore potenza per avere la stessa produzione elettrica vista in passato. L'aumento delle temperature previste in futuro potrebbero amplificare gli impatti sul settore idroelettrico. Una recente analisi modellistica, condotta da Amaranto *et al.* (2025), conclude che entro la fine del secolo la produzione idroelettrica nazionale potrebbe registrare una relativa stabilità rispetto alla produzione

attuale con scenari emissivi moderati (RCP 2.6), mentre lo scenario più pessimistico (RCP 8.5) prevede una diminuzione del 12%, con picchi di riduzione fino al 30% nel Sud Italia, in particolare durante i mesi estivi.

Figura 4.8 – Andamento della differenza annuale tra produzione effettiva e producibilità. A sinistra è riportato su scala amplificata l'andamento della media mobile per 15 anni (linea tratteggiata).



5 FOTOVOLTAICO, EOLICO E SUOLO

Gli impianti fotovoltaici a terra e gli impianti eolici onshore possono occupare porzioni di suolo molto estese, in relazione alla cosiddetta densità energetica: potenza per unità di superficie. Tuttavia, gli impianti fotovoltaici, diversamente da quelli eolici, determinano una variazione della destinazione d'uso del suolo. Da diversi anni GSE e SNPA pubblicano rapporti annuali con la valutazione del consumo di suolo da impianti fotovoltaici collocati a terra. I restanti impianti fotovoltaici hanno collocazione prevalente sui tetti, che non comporta una variazione della destinazione d'uso della superficie occupata. I dati SNPA, prodotti a scala nazionale, regionale e comunale, sono in grado di rappresentare le trasformazioni del suolo con una grana di estremo dettaglio, grazie all'impegno del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA), che vede ISPRA insieme alle Agenzie per la protezione dell'ambiente delle Regioni e delle Province Autonome, in un lavoro congiunto di monitoraggio svolto anche utilizzando dati satellitari, tra cui quelli del programma Copernicus (SNPA, 2025).

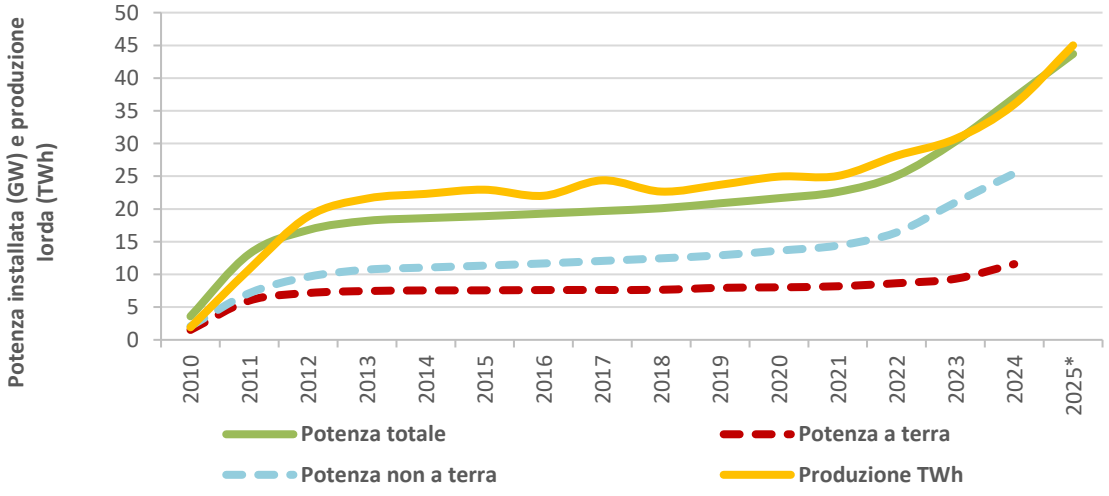
Per quanto concerne gli impianti o, più in generale, i parchi eolici non sono disponibili dati ufficiali sull'area occupata. In base ai dati di letteratura, l'area interessata da un impatto permanente in fase di esercizio per le infrastrutture (torre eolica, stazioni di accumulo, strade di servizio, ecc.) è limitata e inferiore al 5% dell'area occupata dal parco eolico, con valori medi intorno a 1% (Denholm *et al.*, 2009; Diffendorfer *et al.*, 2019; Harrison-Atlas *et al.*, 2022). Il resto dell'area è ripristinata allo stato precedente la realizzazione degli impianti. In questo studio saranno elaborate stime della superficie di territorio utilizzata per la produzione di energia elettrica da fonte eolica.

5.1 Fotovoltaico

L'analisi del settore relativa al numero di impianti, classi di potenza, produzione elettrica e settori di attività si basa su dati di GSE (2025b), mentre per il consumo di suolo sono considerati i dati di GSE (2025b) e SNPA (2025).

La Figura 5.1 illustra l'andamento dal 2010 della potenza fotovoltaica installata per collocazione: a terra e non a terra. Nei primi anni della serie gli impianti a terra costituivano oltre il 40% della potenza installata. La quota di tali impianti è diminuita fino al 31% negli ultimi anni, parallelamente all'incremento degli impianti istallati non a terra. Nel 2024 la potenza totale ammonta a 37 GW, di cui 11.6 GW a terra. Dopo una rapida crescita della potenza installata dal 2010 al 2013, è seguito un periodo relativamente stabile con incrementi medi di nuova potenza inferiori a 0.6 GW annuo fino al 2021. Negli ultimi anni si registra una netta ripresa di nuova potenza installata. Dal 2010 al 2024 la produzione elettrica è passata da 1.9 TWh a 36 TWh. I dati preliminari mostrano un incremento a ≈45 TWh nel 2025.

Figura 5.1 – Andamento della potenza e della produzione elettrica lorda degli impianti fotovoltaici.



* Dati preliminari.

La Figura 5.2 mostra la ripartizione della numerosità e della potenza degli impianti per classe di potenza nel 2024. La quasi totalità degli impianti installati (99.4%) ha potenza inferiore a 500 kW, mentre il restante 0.6% appartiene alle classi di potenza superiori. In termini di potenza cumulativa gli impianti con potenza inferiore a 500 kW rappresentano il 53.8% contro il 46.2% degli impianti con potenza superiore, prevalentemente installati a terra. Come già menzionato, tali impianti rappresentano il 31% della potenza totale nel 2024. Un maggiore dettaglio delle classi di potenza è riportato in Figura 5.3.

In base ai dati pubblicati dal GSE, relativi alla produzione elettrica fino al 2023, si osserva che gli impianti a terra hanno maggiori ore equivalenti di funzionamento rispetto a quelli non a terra (GSE, 2024b). I dati di potenza e produzione per classe di potenza consentono di elaborare le ore equivalenti per classe di potenza, mostrando che gli impianti di maggiore potenza hanno maggiori ore equivalenti di utilizzo. Dato confermato anche per il parco fotovoltaico del 2024 considerando la potenza e la produzione per settore di attività e dimensione media degli impianti di seguito illustrata (Figura 5.4). Gli impianti a terra contribuiscono a ≈35% della produzione fotovoltaica totale con ≈31% della potenza installata.

Figura 5.2 – Ripartizione del numero, potenza e produzione elettrica degli impianti fotovoltaici per classe di potenza nel 2024.

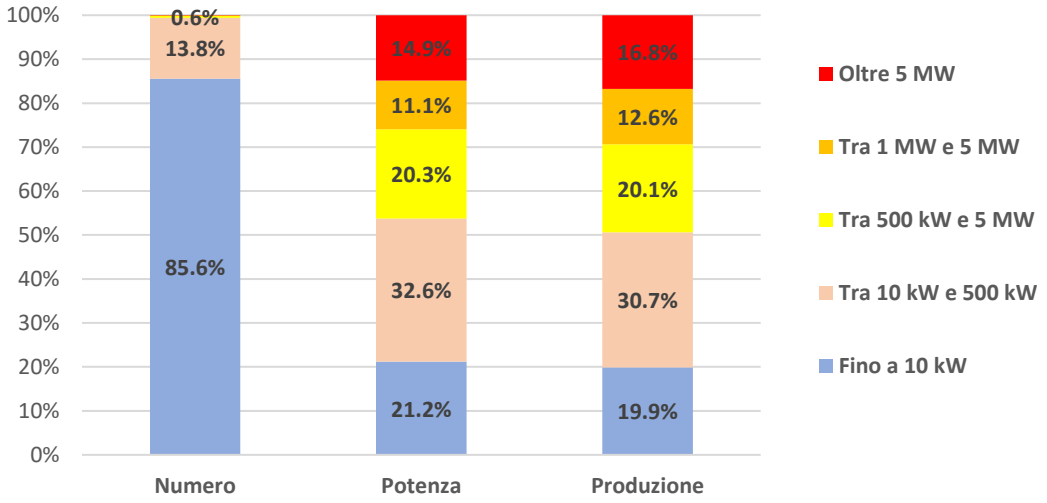
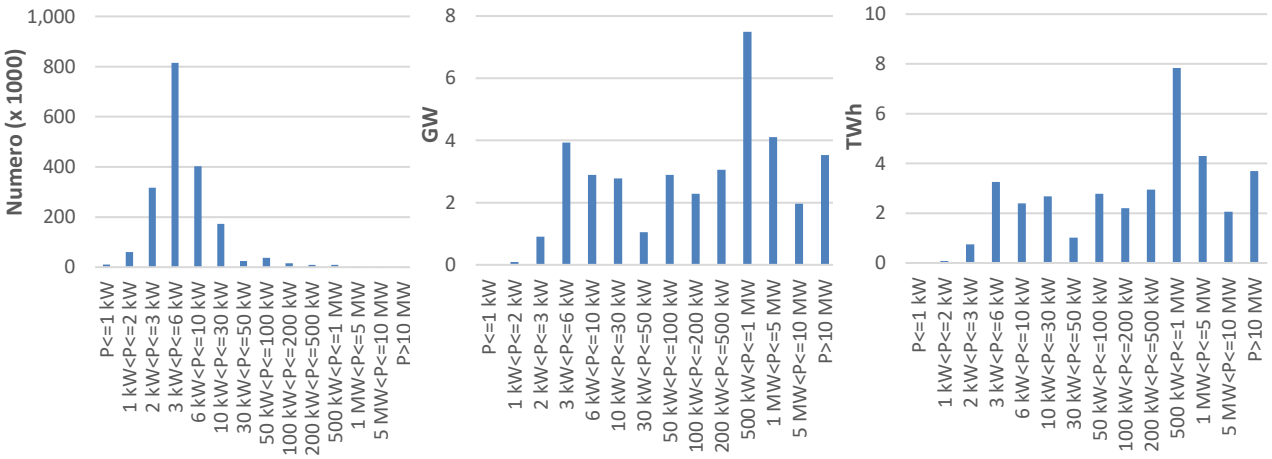


Figura 5.3 – Ripartizione del numero, potenza e produzione elettrica degli impianti fotovoltaici per classe di potenza nel 2024.

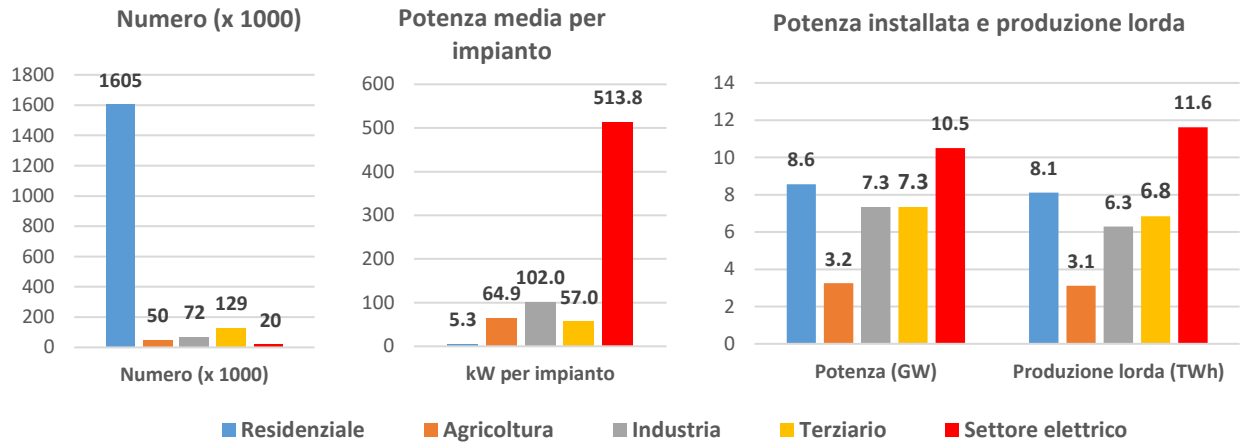


La ripartizione degli impianti per settore di attività consente di esaminare le dinamiche settoriali in termini di potenza installata e dimensione media degli impianti. Rispetto alla nomenclatura dei settori di attività utilizzata dal GSE, qui sono stati separati dal settore industria gli impianti dedicati alla produzione elettrica, poiché appartenenti al settore elettrico e caratterizzati da dimensioni unitarie decisamente maggiori dal

resto degli impianti annoverati nel settore industria. La ripartizione per settore di attività degli impianti fotovoltaici (Figura 5.4) mette in evidenza che gli impianti di piccole dimensioni (potenza fino a 10 kW) sono installati nel settore residenziale che annovera l'85.5% degli impianti. All'estremo opposto ci sono gli impianti del settore elettrico, di maggiori dimensioni e dedicati alla cessione in rete dell'elettricità prodotta, al netto dei consumi ausiliari. Contrariamente al settore elettrico, dove gli autoconsumi incidono per il 4.1%, nei restanti settori si registrano quote significative di autoconsumo, mediamente 42%.

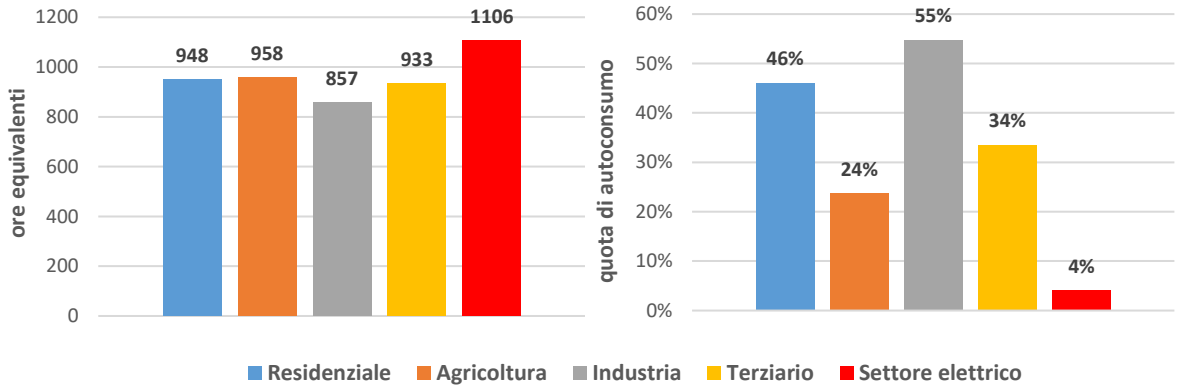
In termini di potenza installata il settore residenziale rappresenta il 23.1%, mentre i settori industria, comprensivo del settore edilizio, e il terziario hanno quote pressoché simili: 19.9% e 19.8%, rispettivamente. Il settore dell'agricoltura incide per l'8.8%. La potenza deli impianti del settore elettrico rappresenta il 28.4%.

Figura 5.4 – Ripartizione del numero, potenza media per impianto, potenza installata e produzione elettrica degli impianti fotovoltaici per settore di attività nel 2024.



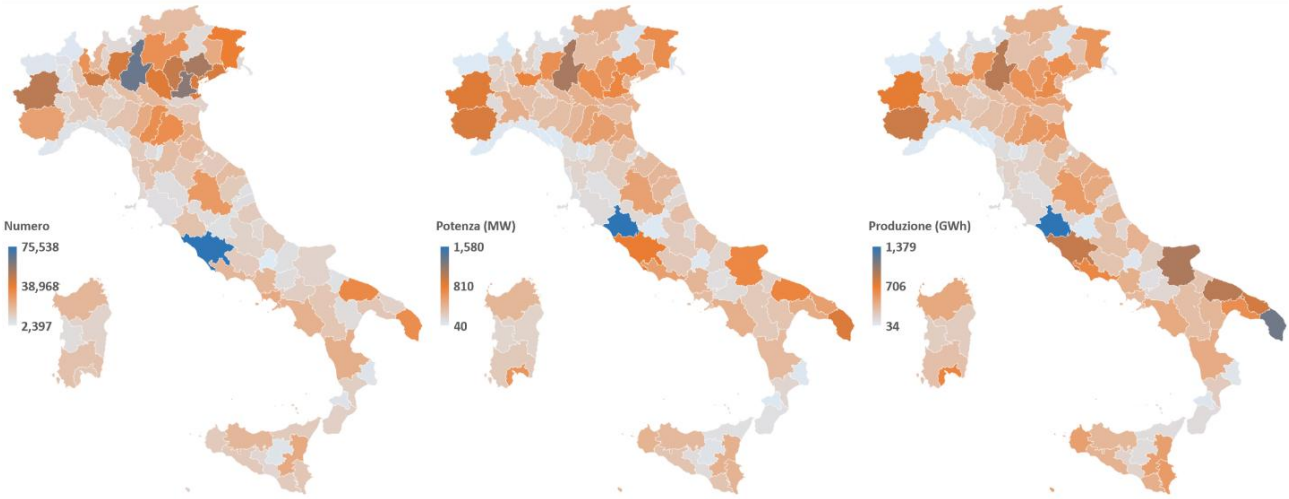
Gli impianti installati nei diversi settori di attività sono caratterizzati da differenti ore equivalenti di funzionamento e quote di autoconsumo (Figura 5.5). In particolare, gli impianti del settore elettrico, cosiddetti utility scale, sono installati a terra e hanno maggiori ore equivalenti e minore quota di autoconsumo, poiché dedicati alla cessione in rete dell'energia elettrica prodotta.

Figura 5.5 – Ore equivalenti di funzionamento e quota di autoconsumo per settore di attività nel 2024.



Di seguito sono riportate le mappe con la ripartizione provinciale del numero di impianti, potenza installata e produzione elettrica del 2024. Maggiori dettagli sono disponibili nel rapporto annuale pubblicato da GSE (2025b).

Figura 5.6 – Mappe provinciali del numero, potenza e produzione elettrica degli impianti fotovoltaici per classe di potenza nel 2024.



In base alle stime di occupazione del suolo, nel 2024 gli impianti fotovoltaici a terra occupano una superficie da 176.9 (GSE, 2025b) a 188.4 kmq (SNPA, 2025). La stima pubblicata da SNPA differisce di circa il 6% da quella del GSE e le differenze possono essere attribuite alla diversa risoluzione dei dati: i valori del GSE sono ricavati dalla documentazione dei singoli impianti, mentre i dati SNPA derivano da fotointerpretazione di immagini telerilevate, con una risoluzione di 10 metri e possono includere anche aree di pertinenza e impianti installati ma non attivi (SNPA, 2025). A livello nazionale la percentuale di suolo occupato da impianti fotovoltaici è 0.06%, da 0.27% in Puglia a meno di 0.0001% nelle regioni menzionate. Il contributo relativo al suolo consumato nelle diverse regioni è molto eterogeneo, dal 28% in Puglia a meno dello 0.01% in regioni come Valle d'Aosta e Liguria. Il consumo di suolo nel 2024 rispetto al 2023 è stato di 17 kmq, a fronte di ≈2.3 GW di nuova potenza installata a terra nell'anno (≈7.5 kmq/GW).

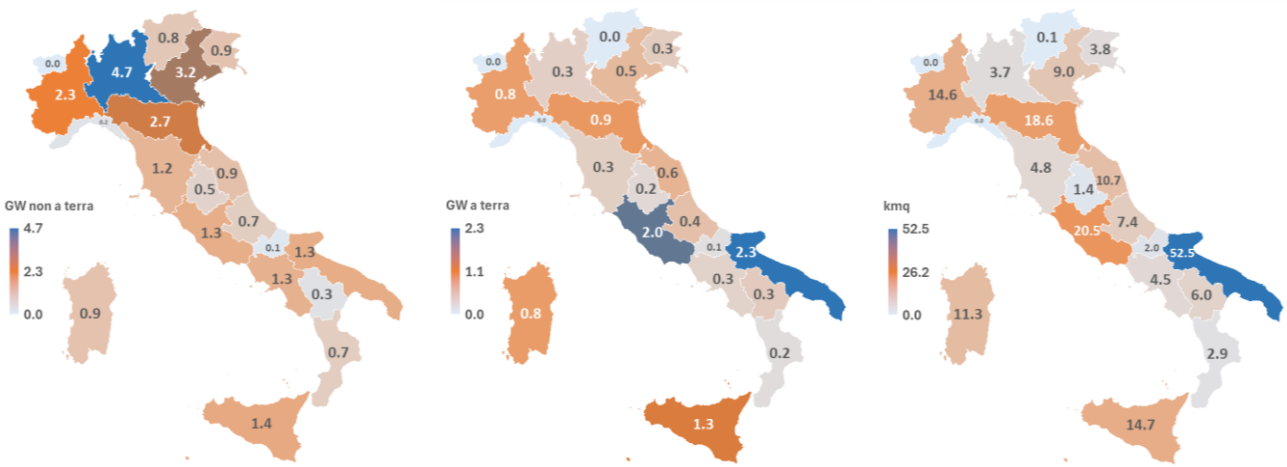
Tabella 5.1 – Potenza fotovoltaica regionale per collocazione a terra e non a terra nel 2024. Suolo consumato da impianti a terra nel 2024 (GSE, SNPA), consumo di suolo dal 2023 al 2024 (SNPA) e quote di suolo consumato nel 2024 secondo SNPA. Regioni in ordine decrescente per quota di superficie regionale consumata nel 2024.

Regioni	Impianti a terra (MW)	Impianti non a terra (MW)	Suolo consumato nel 2024 (kmq; GSE)	Suolo consumato nel 2024 (kmq; SNPA)	Consumo di suolo 2023-2024 (kmq; SNPA)	Quota di superficie regionale consumata (2024)	Quota regionale di suolo consumato (2024)
Puglia	2285	1341	41.61	52.45	0.60	0.27%	27.84%
Lazio	1977	1318	23.80	20.46	4.43	0.12%	10.86%
Marche	576	940	9.16	10.65	0.29	0.11%	5.65%
Emilia-Romagna	858	2716	14.22	18.64	1.04	0.08%	9.90%
Abruzzo	446	669	7.19	7.44	0.81	0.07%	3.95%
Basilicata	333	251	5.78	5.96	0.39	0.06%	3.16%
Piemonte	802	2281	13.29	14.58	1.67	0.06%	7.74%
Sicilia	1257	1417	19.27	14.67	2.72	0.06%	7.79%
Veneto	525	3222	7.22	9.00	0.37	0.05%	4.78%
Friuli-Venezia Giulia	327	884	4.24	3.78	0.42	0.05%	2.01%
Sardegna	827	895	9.68	11.25	2.93	0.05%	5.97%
Molise	138	118	2.25	2.03	0.20	0.05%	1.08%
Campania	259	1265	4.09	4.54	0.35	0.03%	2.41%
Toscana	294	1173	4.67	4.82	0.33	0.02%	2.56%
Calabria	158	675	2.29	2.86	0.14	0.02%	1.52%
Umbria	198	535	3.07	1.37	0.03	0.02%	0.73%
Lombardia	298	4661	4.91	3.74	0.31	0.02%	1.99%
Trentino-Alto Adige	8	802	0.12	0.11	0.00	0.00%	0.06%

Regioni	Impianti a terra (MW)	Impianti non a terra (MW)	Suolo consumato nel 2024 (kmq; GSE)	Suolo consumato nel 2024 (kmq; SNPA)	Consumo di suolo 2023-2024 (kmq; SNPA)	Quota di superficie regionale consumata (2024)	Quota regionale di suolo consumato (2024)
Valle d'Aosta	2	38	0.02	0.01	0.00	0.00%	0.01%
Liguria	2	229	0.04	0.00	0.00	0.00%	0.00%
Italia	**11574**	**25428**	**176.92**	**188.37**	**17.02**	**0.06%**	**100.00%**

Di seguito sono riportate le mappe con le distribuzioni regionali della potenza di impianti installati a terra e non a terra e la superficie di suolo consumato dagli impianti installati a terra.

Figura 5.7 – Mappe regionali della potenza di impianti installati a terra e non a terra e della superficie di suolo consumato dagli impianti a terra nel 2024 (SNPA).



Si rimanda ai rapporti di GSE (2025b) e SNPA (2025) per maggiori dettagli sulla ripartizione territoriale del consumo di suolo da impianti fotovoltaici a terra. In particolare, per quanto concerne i dati SNPA, si segnala che la cartografia sul consumo di suolo in Italia, anche a livello comunale, è disponibile sull'EcoAtl@nte[5] e all'interno del Sistema Informativo Nazionale Ambientale[6], oltre che sul portale nazionale del consumo di suolo[7] (SNPA, 2025).

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, 2024) stabilisce che nel 2030 siano operativi a livello nazionale 79.3 GW fotovoltaici, con un incremento di capacità di 42.3 GW rispetto al 2024 e ≈36 GW rispetto ai dati preliminari del 2025. In merito alla superficie necessaria per istallare la potenza prevista dal PNIEC, SNPA (2025) scrive che la superficie netta disponibile sugli edifici per l'installazione di impianti fotovoltaici, "può variare da 870 a 1137 kmq. Ipotizzando tetti piani e la necessità di disporre di 10.3 mq per ogni kW installato, è stimata una potenza variabile da 84 a 110 GW installabile su fabbricati esistenti." Nel 2024 la potenza totale degli impianti installati non a terra è 25.4 GW, per una superficie complessiva di ≈262 kmq; pertanto, al netto della superficie già occupata, sui tetti resterebbe un potenziale da 59 a 85 GW installabile su fabbricati esistenti. Questi numeri mostrano che, almeno in termini potenziali, la superficie disponibile sui tetti è sufficiente per ospitare la potenza fotovoltaica necessaria a raggiungere l'obiettivo del 2030.

Il PNIEC sottolinea la necessità di un approccio "ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc.". Tuttavia, per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, il PNIEC considera importante "la diffusione anche di grandi

[5] ecoatlante.isprambiente.it
[6] SINA - www.isprambiente.gov.it/it/banche-dati
[7] https://consumosuolo.it

impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo". Applicando la quota della potenza fotovoltaica a terra del 2024 (31%) anche nel 2030, si stima una potenza al 2030 di ≈25 GW a terra e ≈54 GW non a terra, con un incremento di capacità a terra di 13.2 GW rispetto al 2024, poco superiore ai 12.6 GW stimati considerando la ripartizione ipotizzata per le proiezioni del PNIEC tra installato a terra e non a terra: 48% a terra e 52% non a terra.

Per avere una stima della superficie occupata dai nuovi impianti a terra occorre considerare che la superficie lorda mediana a livello nazionale è di ≈1.7 ettari/MW (GSE, 2025b), tale dato si riferisce alla potenza totale a terra, mentre la superficie necessaria per anno di entrata in esercizio dell'impianto ha visto una sensibile riduzione dell'indicatore, da 1.8 ettari/MW nel 2010 a 1.0 ettari/MW nel 2024. Applicando quest'ultimo fattore alla potenza incrementale al 2030 (≈13 GW), è stimata una superficie ulteriore da ≈126 kmq a ≈132 kmq di suolo consumato dai nuovi impianti fotovoltaici.

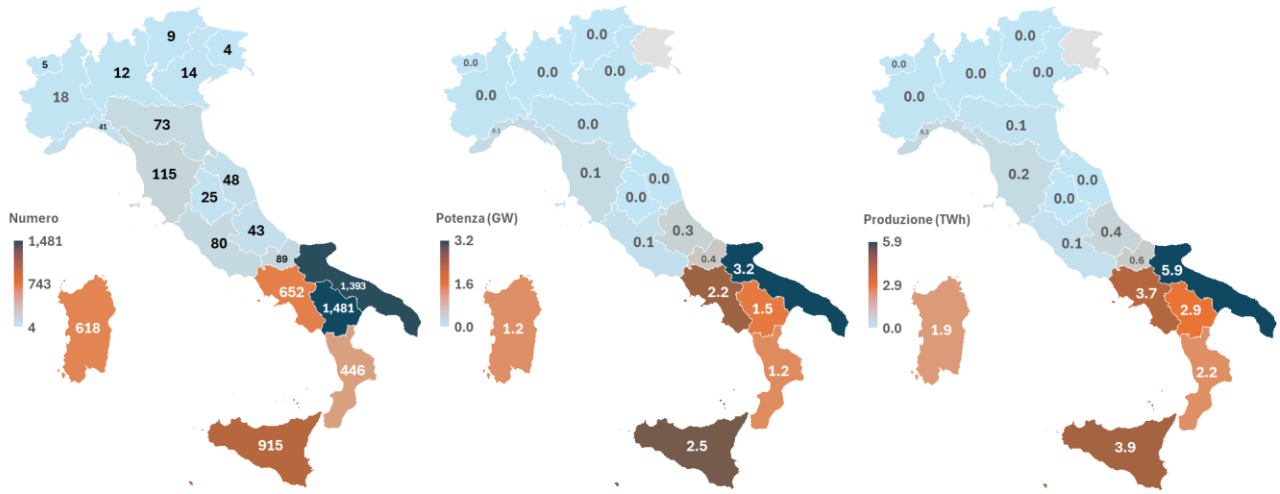
Incrociando il dato di consumo annuo di suolo nel 2024, fornito da SNPA, con la nuova potenza a terra entrata in esercizio nel 2024, fornita da GSE, si può calcolare con maggiore precisione il tasso attuale di consumo per unità di nuova potenza, pari a ≈7.5 kmq/GW, come già riportato. Utilizzando tale fattore per la potenza incrementale necessaria al raggiungimento dell'obiettivo del 2030 (≈13 GW), è stimata una superficie da ≈95 kmq a ≈99 kmq di suolo occupato dai nuovi impianti fotovoltaici a terra.

In sintesi, le stime di occupazione del suolo per la nuova potenza a terra entro il 2030, sommate al livello del 2024 (188.4 kmq), mostrano che gli impianti fotovoltaici potrebbero coprire una superficie compresa tra ≈283 kmq e ≈321 kmq, da 0.094% a 0.106% del territorio nazionale.

5.2 Eolico

I dati analizzati, relativi al numero di impianti, potenza e produzione elettrica, sono pubblicati da TERNA (2025, 2026b). La maggioranza degli impianti eolici sono localizzati nelle regioni del sud e nelle isole; ≈93% del totale degli impianti installati a livello nazionale nel 2024 (Figura 5.8). Le regioni del sud e le isole coprono il 96% della potenza lorda installata. L'eolico offshore è rappresentato fino al 2024 da un solo parco eolico a Taranto (31 MW).

Figura 5.8 – Mappe regionali della numerosità, potenza efficiente e produzione elettrica lorda degli impianti eolici.



La distribuzione regionale della potenza media per impianto nel 2024 va da minimi di 8 kW in Lombardia e 33 kW in Trentino-Alto Adige a massimi di 4.6 GW in Molise e 6.4 GW in Abruzzo, con una media nazionale di 2.1 GW per impianto.

A differenza di quanto accade per gli impianti fotovoltaici, non sono disponibili dati ufficiali sull'area occupata dagli impianti eolici e dai parchi eolici. È tuttavia possibile stimare l'area a partire dai parametri dimensionali delle turbine eoliche, quali il diametro del rotore, e dalle indicazioni riportate nel Decreto 10 settembre 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico (Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili), che fornisce i criteri per stabilire le distanze minime tra le turbine eoliche per mitigare l'impatto visivo e garantire la sicurezza.

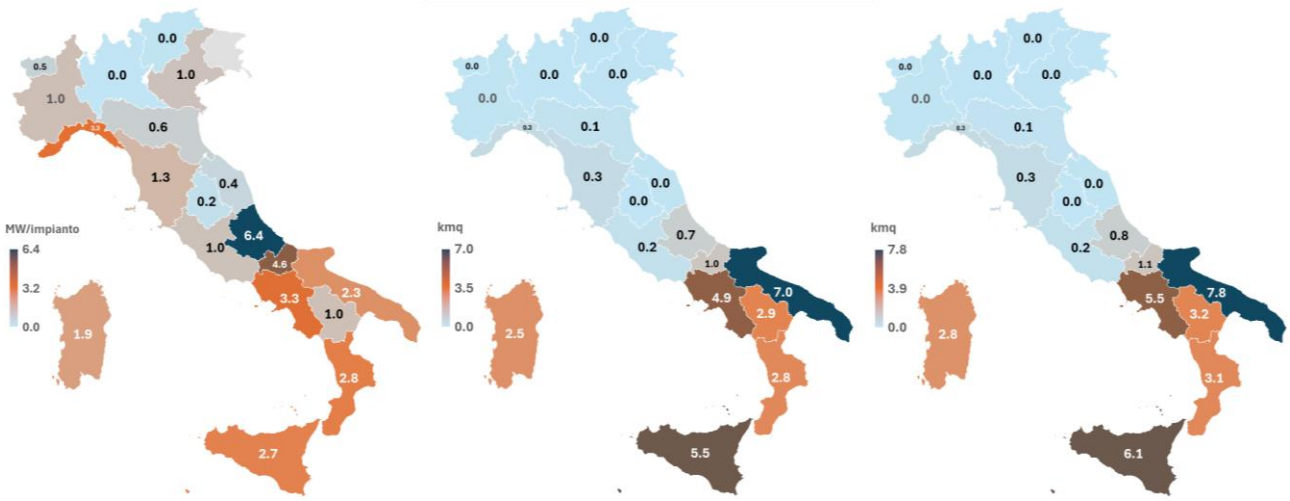
Secondo la Corte di Cassazione (sez. III, sentenza 29 agosto 2012, n. 33365), espressasi in tema di sanzioni per la violazione di norme edilizie durante la realizzazione di un impianto eolico, "ai fini della superficie occupata da ogni singolo impianto, deve tenersi conto della proiezione della parte aerea sull'area sottostante"; pertanto, "ai fini di tale valutazione, non può non tenersi conto del movimento rotatorio dell'impianto stesso". Il principio per cui la superficie occupata da un aerogeneratore debba considerare anche l'area spazzata dalle pale eoliche è ribadito nell'ordinanza della Cassazione civile, sez. un., n. 9448, del 9 aprile 2024. Dal punto di vista giuridico il concetto di superficie coperta, non sarebbe quindi inteso in senso tecnico-costruttivo, bensì in quello più lato urbanistico-edilizio, quale superficie direttamente impegnata da un impianto fisso, anche tenendo conto della superficie occupata per il suo funzionamento, in quanto detta superficie verrebbe sottratta ad altri usi del suolo. Tale lettura non può prescindere dal contesto in cui le sentenze citate si sono espresse e non può essere generalizzato senza considerare l'effettiva destinazione d'uso dei terreni coinvolti da impianti eolici.

Una prima stima dell'area occupata dagli impianti è stata elaborata considerando il diametro del rotore, ovvero il diametro della circonferenza descritta dalla rotazione delle pale eoliche, e assumendo conservativamente una rotazione della navicella di 360° per seguire la direzione del vento. La proiezione a terra dell'area di spazzo è l'area virtualmente occupata dall'impianto. All'interno di tale area è compresa l'area di base della torre eolica (diametro da 2 a 8 m, secondo la classe di potenza) e l'area dedicata alle fondamenta della torre, considerata di 300 mq. Le assunzioni adottate forniscono una stima approssimativa dell'area occupata dalle turbine eoliche.

Il diametro del rotore negli impianti eolici varia in base alla classe di potenza, da pochi metri per impianti domestici (1-200 kW con rotori di 1-20 m di diametro) a 20-50 m per impianti di media taglia (200-800 kW) e da 55-80 m per turbine di potenza superiore a 1 MW, fino a 150 m per impianti di 6 MW. La potenza disponibile nel vento è proporzionale al cubo della velocità del vento e al quadrato del diametro del rotore. Un rotore più grande copre quindi un'area più ampia, catturando più energia.

I valori riportati sono stati utilizzati per individuare la relazione tra potenza e diametro rotore medi in ogni regione. A livello nazionale l'area di spazzo complessiva è da ≈28 kmq a ≈31 kmq, da 0.009% a 0.01% del territorio nazionale (Figura 5.9). All'interno dell'area di spazzo sono compresi ≈2 kmq per la fondazione della torre e ≈0.2 kmq per la torre eolica. La superficie richiesta è pari a 2.2-2.4 kmq/GW. Ogni impianto richiederebbe, secondo le assunzioni adottate, mediamente ≈0.46-0.51 ha. L'area di spazzo va distinta dall'area alla base della torre eolica, poiché solo quest'ultima rappresenta un impatto permanente sul suolo rispetto alla situazione precedente l'installazione dell'impianto. Le altre infrastrutture che comportano un impatto diretto e permanente in fase di esercizio sono le strade di servizio necessarie alla manutenzione degli impianti, le aree dedicate ai sistemi di accumulo e ad altre infrastrutture elettriche.

Figura 5.9 – Mappe della potenza media regionale degli impianti eolici (mappa a sinistra) e dell'area di spazzo minima (mappa al centro) e massima (mappa a destra).



Quando si considera l'area di un intero parco eolico, le dimensioni sono molto maggiori, poiché occorre considerare la distanza ottimale tra le turbine per massimizzare l'efficienza degli impianti. Pertanto, la superficie per impianto può essere decisamente maggiore di quanto precedentemente stimato, sebbene gran parte dell'area rimanga utilizzabile per altre attività economiche, come l'agricoltura o la pastorizia. Una stima può essere elaborata considerando i criteri di distanziamento tra torri eoliche stabiliti dal Decreto 10 settembre 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico. L'allegato 4 del Decreto (Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio) afferma che: "una mitigazione dell'impatto sul paesaggio può essere ottenuta con il criterio, di assumere una distanza minima tra le macchine di 5-7 diametri [del rotore, NdA] sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento". L'area per ogni impianto può essere quindi stimata calcolando l'area dell'ellisse definita dai semiassi riportati nel Decreto, ipotizzando che tra le ellissi non ci sia sovrapposizione. Tale assunzione, decisamente conservativa, conduce a stimare che l'area nazionale dedicata ai parchi eolici sia tra ≈1,781 kmq e ≈4,155 kmq, da 0.59% a 1.38% del territorio nazionale, con una media di 0.98% (Tabella 5.2; Figura 5.10).

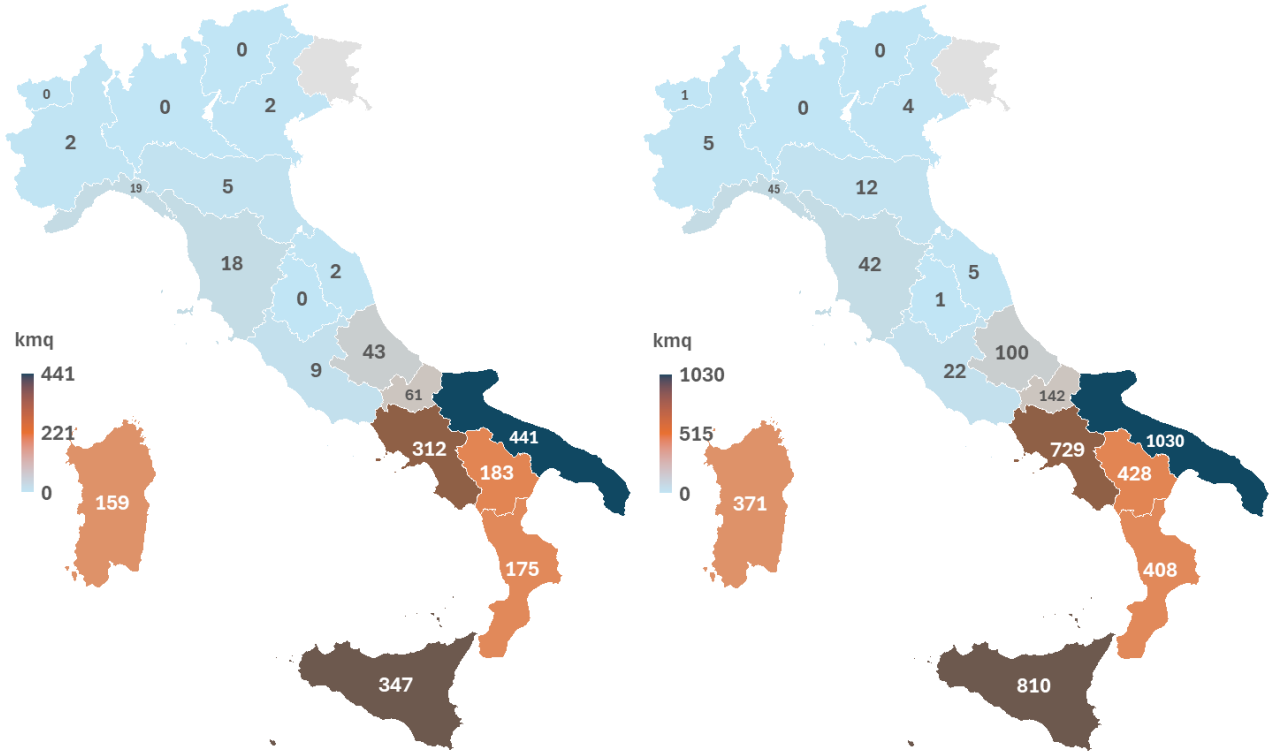
Tabella 5.2 – Numerosità degli impianti e potenza eolica regionale nel 2024. Area alla base della torre, area di spazzo e area minima e massima dei parchi. Regioni in ordine decrescente per quota di area media regionale dei parchi.

Regioni	N° impianti	Potenza impianti (MW)	Area alla base della torre (kmq)	Area media di spazzo (kmq)	Area minima parchi (kmq)	Area massima parchi (kmq)	Quota media regionale dei parchi
Campania	652	2,177.0	0.196	5.21	312.29	728.67	3.81%
Puglia	1,393	3,234.8	0.418	7.36	441.49	1,030.14	3.77%
Basilicata	1,481	1,504.8	0.444	3.06	183.38	427.88	3.03%
Molise	89	406.9	0.027	1.02	60.94	142.19	2.28%
Sicilia	915	2,489.9	0.275	5.79	347.29	810.35	2.24%
Calabria	446	1,249.1	0.134	2.92	174.91	408.13	1.92%
Sardegna	618	1,193.5	0.185	2.65	158.82	370.59	1.10%
Abruzzo	43	274.3	0.013	0.72	43.00	100.34	0.66%
Liguria	41	133.8	0.012	0.32	19.13	44.64	0.59%
Toscana	115	144.0	0.035	0.30	18.06	42.13	0.13%
Lazio	80	77.8	0.024	0.16	9.42	21.99	0.09%
Emilia-Romagna	73	45.0	0.022	0.09	5.12	11.95	0.04%
Marche	48	20.1	0.014	0.04	2.17	5.06	0.04%
Piemonte	18	18.8	0.005	0.04	2.30	5.37	0.02%
Valle d'Aosta	5	2.6	0.002	0.00	0.29	0.67	0.01%
Veneto	14	13.4	0.004	0.03	1.62	3.78	0.01%
Umbria	25	4.0	0.008	0.01	0.38	0.88	0.01%

Regioni	N° impianti	Potenza impianti (MW)	Area alla base della torre (kmq)	Area media di spazzo (kmq)	Area minima parchi (kmq)	Area massima parchi (kmq)	Quota media regionale dei parchi
Lombardia	12	0.1	0.004	0.00	0.01	0.01	0.00%
Trentino-Alto Adige	9	0.3	0.003	0.00	0.02	0.05	0.00%
Friuli-Venezia Giulia	4						
Italia	**6,081**	**12,990.2**	**1.824**	**29.70**	**1,780.65**	**4,154.85**	**0.98%**

Le stime elaborate sono il risultato delle assunzioni adottate e dell'ipotesi conservativa che l'ellisse intorno a ogni turbina, definita dai semiassi menzionati, rappresenti l'area riservata ad ogni impianto. Si dà quindi per acquisito il rispetto delle distanze tra le turbine riportato dalle linee guida del Decreto 10 settembre 2010. Tali ipotesi consentono stime che possono essere caratterizzate da notevole incertezza. L'area di un parco eolico può infatti variare in maniera significativa in base alla topografia del territorio, alla configurazione geometrica del parco (torri eoliche in configurazione lineare, a cluster, ecc.) e dal perimetro del parco, dove l'area per ogni impianto può essere sensibilmente diversa dall'ellisse considerata, in relazione alla eventuale presenza di unità abitative e centri abitati o all'assenza di tali strutture. Nonostante l'incertezza della stima, appare opportuno tentare di colmare un deficit informativo sulla superficie di territorio nazionale utilizzato per la produzione eolica confrontando i risultati ottenuti con i dati disponibili in letteratura.

Figura 5.10 – Mappe dell'area regionale dei parchi eolici: minimo (mappa a sinistra) e massimo (mappa a destra).



La stima dell'area occupata dai parchi eolici per unità di potenza installata è pari a ≈137-320 kmq/GW (≈14-32 ha/MW), con un'area per impianto di ≈29-68 ettari. La densità di potenza è quindi compresa tra 7.3 e 3.1 MW/kmq. Lo studio del RSE del 2012, finalizzato alla stima del potenziale installabile al 2020 (12 GW, in linea con gli attuali 13 GW), assumeva un valore uniforme per l'intero territorio nazionale pari a 5 MW/kmq. L'intervallo nazionale della densità di potenza è compatibile con i valori stimati da alcuni studi condotti negli Stati Uniti (Harrison-Atlas *et al.*, 2022; Denholm *et al.*, 2009), mentre il valore massimo è vicino al limite inferiore della densità di potenza stimata in Europa da Enevoldsen e Jacobson (2021): 6.2–46.9 MW/kmq.

In sintesi, è possibile concludere che, in base alle stime elaborate a livello regionale, un parco eolico richiede da 6 a 37 ettari per MW di capacità installata (intervallo medio nazionale da 14 a 32 ha/MW). Nonostante questa vasta superficie, secondo diversi studi il terreno occupato in maniera permanente è inferiore al 5% dell'area totale: da ≈89 kmq a ≈208 kmq; da 0.03% a 0.07% del territorio nazionale. La superficie occupata per unità di potenza è ≈7-16 kmq/GW (0.7-1.6 ha/MW).

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, 2024) stabilisce che al 2030 siano installati ≈26 GW di impianti eolici onshore, con un incremento di capacità di ≈13 GW rispetto al 2024 e ≈12.5 GW rispetto al 2025. Considerando gli attuali valori di densità di potenza per i parchi eolici previsti nel 2030 dal PNIEC, è stimata una superficie occupata in maniera permanente da ≈178 kmq a ≈416 kmq; da 0.06% a 0.14% del territorio nazionale.

Le stime presentate in questo studio sono caratterizzate dall'incertezza dovuta alle ipotesi adottate. Una valutazione più precisa richiede l'analisi di dati geografici, con un approccio simile a quello usato da SNPA per valutare il consumo di suolo da impianti fotovoltaici.

CONCLUSIONI

Emissioni di CO_2 e fattori di emissione nazionali

La stima preliminare delle emissioni di CO_2 del settore elettrico nel 2025 è pari a 70.8 Mt, di cui 58.6 Mt per la produzione elettrica e 12.1 Mt per la produzione di calore, in aumento del 4.3% rispetto all'anno precedente, a fronte di un incremento della produzione elettrica del 2.5%. Il gas naturale produce la maggior parte delle emissioni del settore di CO_2 (79.2%).

La produzione di energia elettrica e le relative emissioni di CO_2 mostrano lungo la serie storica un disaccoppiamento dovuto all'aumento dell'efficienza delle centrali elettriche alimentate a gas naturale, alla variazione del mix combustibile, al contributo delle bioenergie e delle altre fonti rinnovabili con emissioni nulle. Nel 2024 la quota della produzione di energia elettrica rinnovabile è stata del 49.9%. I dati preliminari per il 2025 mostrano una diminuzione della quota intorno al 48%. Dal 1990 al 2025 le emissioni per la produzione di energia elettrica sono diminuite del 48.8%, a fronte dell'incremento del 28.2% della produzione elettrica lorda totale e della diminuzione del 10.3% della produzione termoelettrica lorda. Dal 1990 al 2025 la produzione elettrica lorda totale è aumentata di 61.1 TWh, mentre le emissioni di CO_2 sono diminuite di 55.8 Mt.

Il fattore di emissione di CO_2 per la produzione lorda di energia elettrica è diminuito da 536.8 g CO_2/kWh nel 1990 a 209.4 g CO_2/kWh nel 2024 (-2.7% annuo), con un forte disaccoppiamento tra produzione elettrica ed emissioni, a causa della crescente quota di elettricità rinnovabile, dello spostamento del mix fossile verso combustibili a minore contenuto di carbonio, come il gas naturale, e dell'aumento dell'efficienza delle centrali elettriche alimentate a gas naturale. Il fattore di emissione per il consumo finale di elettricità è passato da 523 g CO_2/kWh nel 1990 a 192.6 g CO_2/kWh nel 2024, con un tasso medio annuo di riduzione del 2.9%. Nel 2025, il fattore di emissione nazionale per la produzione elettrica lorda è stato 213.8 g CO_2/kWh, in aumento rispetto all'anno precedente (+2.1%), in seguito a cause tra loro dipendenti, quali l'incremento della quota di produzione elettrica da gas naturale in seguito alla contrazione della produzione idroelettrica non compensata dalla crescita della produzione elettrica da fotovoltaico. Il fattore di emissione dei consumi elettrici del 2025 è stato 199.6 g CO_2/kWh; +3.6% rispetto al 2024, ma in diminuzione dal 1990 con un tasso medio annuo del -2.7%.

I fattori di emissione del settore energetico sono fondamentali per pianificare e monitorare misure indirizzate alla riduzione dei gas serra. In termini pratici, i fattori di emissione consentono di calcolare le emissioni evitate sostituendo le fonti fossili con fonti rinnovabili dal lato della produzione o, dal lato dei consumi, risparmiando energia elettrica attraverso misure di efficientamento e risparmio.

I fattori di emissione per i consumi elettrici possono essere letti in termini di CO_2 evitata per kWh non consumato a livello di utenza media. D'altra parte, a livello di produzione elettrica la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare le emissioni del rispettivo fattore di emissione. Tali dati possono quindi essere utili per valutare, in termini comparativi, le prestazioni di diversi interventi di mitigazione nel settore elettrico.

Emissioni di CO_2 e fattori di emissione regionali

I dati regionali, aggiornati al 2024, di produzione e consumo di energia elettrica mostrano che in diverse regioni italiane la produzione elettrica interna non soddisfa la domanda di consumi. Il deficit di produzione è compensato dal saldo con l'estero e/o dal saldo con altre regioni.

Analogamente al vettore elettrico, le emissioni di CO_2 per il surplus di produzione elettrica sono prodotte in alcune regioni per compensare il deficit elettrico di altre regioni. Tale quota emissiva può quindi essere virtualmente assegnata alle regioni con deficit compensato dal saldo con altre regioni.

La metodologia di stima messa a punto consente di elaborare i fattori di emissione regionali per la produzione e il consumo di energia elettrica. I fattori di emissione per la produzione sono calcolati a partire dal mix energetico regionale e consentono di valutare la pressione del settore elettrico, in termini di emissioni di CO_2, a livello regionale. I fattori di emissione per il consumo di energia elettrica considerano

esclusivamente le emissioni prodotte in relazione alla domanda interna, siano tali emissioni prodotte dalla stessa regione o da regioni con surplus di produzione elettrica.

I fattori di emissione regionali per la produzione e il consumo elettrico mostrano una elevata eterogeneità in relazione allo specifico mix energetico delle singole regioni e al differente contributo della quota importata. I fattori di emissione per la produzione elettrica regionale nel 2024 vanno da 5.2 g CO_2/kWh in Valle d'Aosta a 429 g CO_2/kWh in Sardegna, da confrontare con il fattore medio nazionale pari a 209.4 g CO_2/kWh. I fattori di emissione per il consumo elettrico, comprensivo delle emissioni indirette, vanno da 6.4 g CO_2/kWh a 519.2 g CO_2/kWh nelle stesse regioni. Come per la produzione elettrica, anche i fattori di emissione per i consumi mostrano una notevole eterogeneità regionale rispetto al fattore medio nazionale pari a 192.6 g CO_2/kWh.

Analogamente ai fattori di emissione nazionali, i fattori di emissione regionali consentono di effettuare la stima delle emissioni di CO_2 evitate a scala regionale in relazione a misure indirizzate alla variazione del mix energetico, all'efficientamento e al risparmio di energia elettrica.

Produzione di energia elettrica da rifiuti

Il campione di impianti considerati si riferisce agli inceneritori dei rifiuti urbani ed ai coinceneritori che producono energia elettrica.

Nel 2024 gli impianti di incenerimento dedicati prevalentemente al trattamento dei rifiuti urbani e operativi sul territorio nazionale, hanno gestito oltre 6 milioni di tonnellate. Il parco impiantistico conta 35 impianti localizzati prevalentemente nelle regioni del Nord (25 impianti), mentre al Centro e al Sud sono operativi, rispettivamente, 4 e 6 impianti. Tutti gli inceneritori di rifiuti urbani hanno effettuato il recupero di energia: in particolare, 21 impianti hanno trattato 2.8 milioni di tonnellate di rifiuti e hanno recuperato circa 2.3 milioni di MWh di energia elettrica, 14 impianti dotati di cicli cogenerativi hanno incenerito oltre 3 milioni di tonnellate di rifiuti, con un recupero di energia termica pari a circa 2.5 milioni di MWh e di energia elettrica di quasi 2.2 milioni di MWh.
I rifiuti prodotti da tali impianti sono pari ad oltre 1.4 milioni di tonnellate e rappresentano, complessivamente, il 23.4% del quantitativo totale dei rifiuti inceneriti. A livello nazionale è possibile elaborare un fattore di produzione di rifiuti, a valle dell'incenerimento, pari a 324.1 g/MWh di energia elettrica nel 2024.

Con riferimento, invece, agli impianti produttivi che utilizzano, per la produzione di energia elettrica, rifiuti in sostituzione dei combustibili tradizionali, nel 2024, hanno gestito complessivamente 282 mila tonnellate di rifiuti speciali non pericolosi ed hanno prodotto 53 mila tonnellate di ceneri, scorie e polveri, il 18.8% dei rifiuti totali trattati.

Idroelettrico: potenza e produzione elettrica

L'analisi dei dati di lungo termine, dal 1931, relativi alla potenza efficiente lorda, produzione lorda e producibilità lorda media annua, mostra un disaccoppiamento tra potenza installata e produzione idroelettrica.

La producibilità lorda media annua è una misura della producibilità potenziale basata sulle condizioni idrologiche, essenzialmente portata dell'acqua e salto utile. La produzione effettiva e quella potenziale per unità di potenza mostrano andamenti in continua diminuzione. In altre parole, diminuiscono le ore equivalenti di funzionamento degli impianti. La media delle ore equivalenti per la produzione idroelettrica effettiva dell'ultimo trentennio (1995-2024) è inferiore del 36% rispetto alla media del primo trentennio della serie storica disponibile (1931-1960) ed inferiore del 22.5% rispetto alla media del trentennio dal 1961 al 1994.

La distanza tra producibilità teorica e produzione effettiva aumenta, soprattutto a partire dalla seconda metà degli anni '60. Se da un lato è ragionevole che la producibilità teorica sia maggiore della produzione

effettiva, dall'altro lato l'aumento della distanza tra i due parametri può essere un indicatore di una decrescente disponibilità idrica.

Fotovoltaico, eolico e suolo

Gli impianti fotovoltaici a terra e gli impianti eolici possono occupare porzioni di suolo molto estese in relazione alla cosiddetta densità energetica, intesa come potenza per unità di superficie. Tuttavia, gli impianti fotovoltaici, diversamente da quelli eolici, determinano una variazione della destinazione d'uso del suolo. In base alle stime di occupazione del suolo, pubblicate da GSE (2025b) e da SNPA (2025), gli impianti fotovoltaici a terra occupano una superficie da 176.9 a 188.4 kmq nel 2024, pari a ≈0.06% del territorio nazionale. Il consumo di suolo nel 2024 rispetto all'anno precedente è stato di 17 kmq, a fronte di ≈2.3 GW di nuova potenza installata a terra nell'anno (≈7.5 kmq/GW). Le stime di occupazione del suolo per la nuova potenza da installare a terra entro il 2030, sommate agli attuali 188.4 kmq, mostrano che gli impianti fotovoltaici potranno coprire una superficie compresa tra ≈283 kmq e ≈321 kmq, da 0.094% a 0.106% del territorio nazionale.

In merito all'area occupata dagli impianti eolici le stime elaborate, sebbene caratterizzate da notevole incertezza, mostrano che un parco eolico richiede da 6 a 37 ettari per MW di capacità installata (intervallo medio nazionale da 14 a 32 ha/MW). Nonostante questa vasta superficie, secondo diversi studi il terreno occupato in maniera permanente è inferiore al 5% dell'area totale: da ≈89 kmq a ≈208 kmq; da 0.03% a 0.07% del territorio nazionale. In termini di superficie occupata per unità di potenza i valori sono ≈7-16 kmq/GW (0.7-1.6 ha/MW). Considerando il raggiungimento dell'obiettivo stabilito dal PNIEC per l'eolico onshore (≈26 GW al 2030) con gli attuali valori di densità di potenza, si stima che il terreno occupato in maniera permanente dai parchi eolici sarebbe da ≈178 kmq a ≈416 kmq nel 2030; da 0.06% a 0.14% del territorio nazionale.

BIBLIOGRAFIA

Ultimo accesso agli URL: 19 giugno 2026.

AA.VV., 2024. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

AIB, 2026. European Residual Mixes 2025. Version 1.0, 2026-05-26.

Amaranto A., Mancusi L., Viterbo F., Bonanno R., Braca G., Garofalo E., 2025. Unravelling the uncertainties in the climate-water-energy interplay: A distributed analysis of the Italian territory. Renewable Energy 246, 2025.

Ang B.W., 2005. The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide. Energy Policy 33, 867–871.

Ang B.W., Zhang F.Q., 2000. A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies. Energy 25, 1149–1176.

Bastos J., Valentini L. 2026. GHG Emission Factors for Electricity Generation. European Commission, Joint Research Centre.

Bastos J., Monforti-Ferrario F., Melica G., 2026. GHG Emission Factors for Electricity Consumption. European Commission, Joint Research Centre.

Commissione Europea, 2018a. A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. COM(2018) 773.

Commissione Europea, 2018b. In-depth analysis in support of the commission communication COM(2018) 773. A Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.

Denholm P., Hand M., Jackson M., Ong S., 2009. Land-Use requirements of modern wind power plants in the United States. Technical Report NREL/TP-6A2-45834, August 2009.

Diffendorfer J. E., Dorning M. A., Keen J. R., Kramer L. A., and Taylor R. V., 2019. Geographic context affects the landscape change and fragmentation caused by wind energy facilities. PeerJ. 2019 Jul 16;7:e7129.

European Commission, Joint Research Centre, Bastos, J., Monforti-Ferrario, F. and Melica, G., Covenant of Mayors for Climate and Energy: Greenhouse gas emission factors for local emission inventories, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2024.

EEA, 2015. Renewable energy in Europe - approximated recent growth and knock-on effects. Technical report No 1/2015.

Enevoldsen P., Jacobson M.Z., 2021. Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide. Energy for Sustainable Development 60 (2021) 40–51.

GSE, 2022. Rapporto statistico 2021. Solare fotovoltaico.

GSE, 2023. Rapporto statistico 2022. Solare fotovoltaico.

GSE, 2024a. Energia e clima in Italia. Rapporto periodico. Primo semestre 2023.

GSE, 2024b. Rapporto statistico 2023. Solare fotovoltaico.

GSE, 2025b. Rapporto statistico 2024. Solare fotovoltaico.

GSE, 2025c. Energia da fonti rinnovabili in Italia nel 2023.

GSE, 2026. Fuel mix - Allegati Mix Energetici Anno 2025.

Harrison-Atlas D., Lopez A., & Lantz E., 2022. Dynamic land use implications of rapidly expanding and evolving wind power deployment. Environmental Research Letters, 17, 044064.

IEA, 2022. Nuclear Power and Secure Energy Transitions.

IEA, 2024. World Energy Outlook 2024.

IEA, 2025a. World Energy Outlook 2025.

IEA, 2025b. The Path to a New Era for Nuclear Energy.

IEA, 2026. Carbon Capture Utilisation and Storage.

IPCC, 2006. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

IPCC, 2014. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCC, 2022. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

ISPRA, 2022. Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico. Rapporti ISPRA 363/2022.

ISPRA, 2026a. National Inventory Document 2026. Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2024. Rapporti ISPRA 428/2026.

ISPRA, 2026b. Bilancio idrologico e disponibilità di risorsa idrica: aggiornamento 2025, previsioni stagionali e proiezioni climatiche.

MASE, 2026. Relazione annuale situazione energetica nazionale 2025.

Ngulimi M.F., Asghar K., Kim S., Seo K.S., Roh C., 2025. The radioactive waste management - State of the art and emerging technologies. Journal of Hazardous Materials Advances. Volume 20, November 2025, 100932.

RSE, 2012. L'energia elettrica dal vento. Editrice Alkes.

SNPA, 2025. Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici. Edizione 2025. Report di Sistema SNPA 48/2025.

Sovacool B.K., 2008. Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. Energy Policy. Volume 36, Issue 8, August 2008, Pages 2950-2963.

TERNA, 2025. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2024.

TERNA, 2026a. Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico. Dicembre 2025.

TERNA, 2026b. Statistiche regionali 2024.

UNECE, 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options.

Warner E.S., Heath G.A., 2012. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Electricity Generation. Journal of Industrial Ecology, 16: S73-S92. https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2012.00472.x

RAPPORTI
430/2026