ARERA
Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione Annuale

STATO DEI SERVIZI

2025

VOL. 1

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Nicola **Dell'Acqua** *Presidente*
Alessandro **Bratti** *Componente*
Lorena **De Marco** *Componente*
Francesca **Salvemini** *Componente*
Livio **de Santoli** *Componente*

CAPITOLO 1

Contesto Internazionale e Nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici 26
- Economia internazionale 26
- Mercato internazionale del petrolio 28
- Mercato internazionale del gas naturale 33
- Mercato internazionale del GNL 44
- Mercato internazionale del carbone 46

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione 50
Andamento dell'economia e del clima 2025 51
Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea 53
- Prezzi dell'energia elettrica 55
- Prezzi del gas 65

Domanda e offerta di energia in Italia 74
Il quadro europeo dei servizi ambientali 78
- Acqua e servizi idrici 78
- Rifiuti urbani 85

CAPITOLO 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2025 108
Mercato e concorrenza 111
- Struttura dell'offerta di energia elettrica 111
- Infrastrutture elettriche 125
- Mercato all'ingrosso 145
- Mercato dei Titoli di efficienza energetica 153
- Mercato finale della vendita 154

Prezzi e tariffe 207
- Tariffe per l'uso delle infrastrutture 207
- Prezzi del mercato al dettaglio 208

Qualità del servizio 222
- Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica 222
- Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica 224
- Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica 228
- Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica 236

CAPITOLO 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore del gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2025 246
Mercato e concorrenza 250
- Struttura dell'offerta di gas 250
- Infrastrutture del gas 257
- Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali 281
- Mercato all'ingrosso del gas 286
- Mercato finale al dettaglio 299

Prezzi e tariffe 320
- Tariffe per l'uso delle infrastrutture 320
- Prezzi del mercato al dettaglio 327
- Condizioni economiche di riferimento 329

Qualità del servizio 338
- Sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale 338
- Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas 343
- Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas 352
- Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas 354
- Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale 358

CAPITOLO 4

Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

Struttura del mercato 368
- Stato di diffusione del servizio 368
- Caratteristiche dell'offerta 369
- Caratteristiche della domanda 372
- Operatori del servizio di telecalore 373

Prezzi del servizio 375
- Prezzi di fornitura del teleriscaldamento 375
- Prezzi di fornitura del teleraffrescamento 379

Qualità del servizio 379
- Sicurezza e continuità del servizio 379
- Qualità commerciale del servizio 385
- Misura dell'energia termica 388

CAPITOLO **5**

Stato dei servizi idrici

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica 394
- Servizio di acquedotto 396
- Servizio di fognatura 412
- Servizio di depurazione 419
- Resilienza idrica 430
- Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2022-2023 434
- Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione 453

Investimenti e tariffe 468
- Stato delle approvazioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 468
- Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità 472
- Variazioni tariffarie e investimenti 483
- Articolazione dei corrispettivi 488
- Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2025 492

Qualità contrattuale 501
- Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2025 503
- Macro-indicatori di qualità contrattuale 513
- Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante della qualità contrattuale del SII per biennio 2022-2023 519

CAPITOLO **6**

Struttura, tariffe e qualità nel settore dei rifiuti urbani

Struttura del settore 538

Produzione e raccolta dei rifiuti 541

Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio 547
- Predisposizioni tariffarie 2024-2025 trasmesse all'Autorità 547
- Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità 559

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)	27
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2021 al 2025 e previsione per il 2026 (milioni di barili/giorno)	28
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2021 al 2025 e previsione per il 2026 (milioni di barili/giorno)	29
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC-OPEC+ (milioni di barili/giorno)	31
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (milioni di barili/giorno)	31
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m^3))	34
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (G(m^3))	35
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea (G(m^3))	36
TAV. 1.9	Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m^3))	37
TAV. 1.10	Importazioni lorde dei Paesi OCSE per area di provenienza (G(m^3))	38
TAV. 1.11	Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2025 (Mt)	46
TAV. 1.12	Mercato Internazionale del carbone (Mt)	47
TAV. 1.13	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (c€/kWh)	56
TAV. 1.14	Prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici in Europa (c€/kWh)	61
TAV. 1.15	Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (c€/kWh)	66
TAV. 1.16	Prezzi del gas naturale per usi non domestici in Europa (c€/kWh)	70
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2024 e nel 2025 (in ktep)	75
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2024 e nel 2025 (GWh)	108
TAV. 2.2	Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2025 (TWh)	109
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte dal 2021 al 2025 (GWh)	112
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (GW)	113
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	114
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2025 per fonte	117
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2025	118
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2025	118
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2025	119
TAV. 2.10	Quota di generazione lorda per zona di mercato e fonte nel 2025	120
TAV. 2.11	Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)	125
TAV. 2.12	Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))	127
TAV. 2.13	Capacità di trasporto (MW) tra zone di rete e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 31 dicembre 2025, per i confini e le principali sezioni della rete	129
TAV. 2.14	Attività dei distributori elettrici dal 2020	132
TAV. 2.15	Composizione societaria dei distributori	133
TAV. 2.16	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2025 (km)	134
TAV. 2.17	Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2025 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	135
TAV. 2.18	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2025 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	136

TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2025 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)	137
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2025 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh, consumo medio in kWh)	139
TAV. 2.21	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2025 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	140
TAV. 2.22	Numero totale (previsto ed effettivo) di misuratori 2G da installare per le imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo nel 2022, 2023 e 2024	141
TAV. 2.23	Previsioni di installazione di misuratori 2G di prima messa in servizio nel periodo 2017-2031 per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo	142
TAV. 2.24	Misuratori 2G di prima messa in servizio per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo dal 2022 al 2024	142
TAV. 2.25	Misuratori 2G presenti in rete al 31 dicembre 2024 per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo	143
TAV. 2.26	Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)	153
TAV. 2.27	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2025	155
TAV. 2.28	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	156
TAV. 2.29	Vendite finali di energia elettrica nel 2025 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite	158
TAV. 2.30	Tassi di switching nel settore elettrico per tipologia di cliente	160
TAV. 2.31	Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2025	162
TAV. 2.32	Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2025 (GWh)	163
TAV. 2.33	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	166
TAV. 2.34	Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2025 per tipologia e per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	167
TAV. 2.35	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2025 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	168
TAV.2.36	Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2025 per condizione economica e classi di consumo annuo (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	168
TAV. 2.37	Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2025 per tipologia e per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	169
TAV. 2.38	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2025 (volumi in GWh)	171
TAV. 2.39	Esercenti del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel periodo 1° luglio 2024-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale	173
TAV. 2.40	Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025 per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	174
TAV. 2.41	Esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025	174
TAV. 2.42	Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	175
TAV. 2.43	Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025 per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	175
TAV. 2.44	Servizio a tutele graduali per clienti domestici nel 2025 per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	176
TAV. 2.45	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2024 – 31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale	178
TAV. 2.46	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo)	178

TAV. 2.47	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo, consumo medio in kWh)	179
TAV. 2.48	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025 per condizione economica (volumi in GWh, numero di punti di prelievo)	180
TAV. 2.49	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo, consumo medio in kWh)	180
TAV. 2.50	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese nel periodo 1° aprile 2023 – 31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale	182
TAV. 2.51	Servizio a tutele graduali per le microimprese per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia)	183
TAV. 2.52	Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo, consumo medio in kWh)	183
TAV. 2.53	Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025 per condizione economica (volumi in GWh, numero di punti di prelievo)	184
TAV. 2.54	Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo, consumo medio in kWh)	184
TAV. 2.55	Attività dei venditori per classe di vendita	187
TAV. 2.56	Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2025 per tipologia	188
TAV. 2.57	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2025 (volumi in GWh)	189
TAV. 2.58	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti	190
TAV. 2.59	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	192
TAV. 2.60	Mercato libero domestico nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	193
TAV. 2.61	Mercato libero domestico nel 2025 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	194
TAV. 2.62	Mercato libero non domestico nel 2025 per livello di tensione (volumi in GWh)	195
TAV. 2.63	Mercato libero non domestico nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh)	196
TAV. 2.64	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2025 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	199
TAV. 2.65	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2025 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	201
TAV. 2.66	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2025 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	202
TAV. 2.67	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	204
TAV. 2.68	Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	205
TAV. 2.69	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)	207
TAV. 2.70	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh; componenti UC3 e UC6 incluse)	207
TAV. 2.71	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)	208
TAV. 2.72	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2025 per classe di consumo (quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	208
TAV. 2.73	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2025 per classe di consumo e tipo di mercato (€/MWh)	209
TAV. 2.74	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2025 per livello di tensione (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	210
TAV. 2.75	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2025 (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	210

TAV. 2.76	Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2025	211
TAV. 2.77	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali)	213
TAV. 2.78	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	223
TAV. 2.79	Indennizzi automatici erogati nel 2025 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)	228
TAV. 2.80	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	229
TAV. 2.81	Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 4.224.412 prestazioni	230
TAV. 2.82	Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 213.773 prestazioni	230
TAV. 2.83	Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 riferiti alle connessioni temporanee per gli utenti non domestici BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 130.512 prestazioni	231
TAV. 2.84	Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 per gli utenti MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 23.980 prestazioni	231
TAV. 2.85	Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 7.934 prestazioni	232
TAV. 2.86	Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 4.702 prestazioni	232
TAV. 2.87	Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 233 prestazioni	233
TAV. 2.88	Numero di reclami nel settore elettrico nel 2025, per tipologia di cliente	237
TAV. 2.89	Rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione nel settore elettrico nel 2025	238
TAV. 2.90	Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico nel 2025 per mancato rispetto degli standard specifici	239
TAV. 2.91	Importo degli indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2025 (euro)	239
TAV. 2.92	Standard generali di qualità dei call center	241
TAV. 3.1	Bilancio degli operatori del gas naturale nel 2025 (G(m^3)); valori riferiti ai gruppi industriali)	248
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2025 (in M(m^3))	252
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2025 (importazioni lorde in M(m^3))	255
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2025 (in km)	257
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2025	258
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2025-2026 (in M(m^3) standard per giorno)	260
TAV. 3.7	Concessioni di stoccaggio in Italia nel 2025	264
TAV. 3.8	Spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2025-2026 e 20262027	266
TAV. 3.9	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	268
TAV. 3.10	Attività dei distributori nel periodo 2015-2025	269
TAV. 3.11	Attività di distribuzione per regione nel 2025 (volumi in M(m^3), clienti in migliaia, volumi unitari in m^3)	270

TAV. 3.12	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2025 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km)	271
TAV. 3.13	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2025 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m^3)	272
TAV. 3.14	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2024 in migliaia; volumi prelevati in M(m^3))	273
TAV. 3.15	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2025 in migliaia; volumi prelevati in M(m^3))	274
TAV. 3.16	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2025 (clienti in migliaia e volumi in M(m^3))	275
TAV. 3.17	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2025 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m^3))	276
TAV. 3.18	Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2025	277
TAV. 3.19	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2025 (Volumi in M(m^3))	279
TAV. 3.20	Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	280
TAV. 3.21	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento	280
TAV. 3.22	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m^3) e numero di GdM)	282
TAV. 3.23	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m^3); numero di esercenti; numero di clienti; numero di comuni serviti)	283
TAV. 3.24	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2025 (km)	284
TAV. 3.25	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2025 (volumi in M(m^3))	285
TAV. 3.26	Numero di operatori e vendite nel 2025 (M(m^3))	286
TAV. 3.27	Evoluzione del mercato all'ingrosso	287
TAV. 3.28	Approvvigionamento dei grossisti nel 2025	290
TAV. 3.29	Impieghi di gas dei grossisti nel 2025	290
TAV. 3.30	Vendite dei principali grossisti nel 2025 (M(m^3))	291
TAV. 3.31	Volumi consegnati per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (GWh)	297
TAV. 3.32	Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m^3); punti di prelievo in migliaia)	299
TAV. 3.33	Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio	300
TAV. 3.34	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2025	302
TAV. 3.35	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2024 (M(m^3))	303
TAV. 3.36	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2025 (M(m^3))	304
TAV. 3.37	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m^3), punti di riconsegna in migliaia)	305
TAV. 3.38	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2025 (M(m^3))	307
TAV. 3.39	Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale	308
TAV. 3.40	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2025 (M(m^3))	310
TAV. 3.41	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2025 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)	312
TAV. 3.42	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2025 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	315
TAV. 3.43	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2025 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	317
TAV. 3.44	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2025 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	319

TAV. 3.45	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2026	321
TAV. 3.46	Componenti addizionali alle tariffe di trasporto e misura gas	322
TAV. 3.47	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2026	323
TAV. 3.48	Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2024 – 31 marzo 2025	323
TAV. 3.49	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2025-31 marzo 2026	324
TAV. 3.50	Articolazione della quota fissa t1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2026 (€/punto di riconsegna/anno)	325
TAV. 3.51	Articolazione della quota variabile τ3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2026 (c€/m^3)	326
TAV. 3.52	Componenti aggiuntive alle tariffe di distribuzione gas	326
TAV. 3.53	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (c€/m^3; classi di consumo annuo espresse in m^3)	328
TAV. 3.54	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2025 (c€/m^3; classi di consumo annuo espresse in m^3)	328
TAV. 3.55	Prezzi medi finali a clienti con usi domestici fino a 5.000 m^3/anno, per tipo di mercato (Valori al netto delle imposte in c€/m^3)	329
TAV. 3.56	Numeri indice (2015=100) e variazioni del prezzo del segmento "Gas naturale distribuito tramite rete"	330
TAV. 3.57	Imposte sul gas a gennaio 2026	335
TAV. 3.58	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2025	338
TAV. 3.59	Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2025	339
TAV. 3.60	Protezione catodica delle reti nel 2025	339
TAV. 3.61	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2025	339
TAV. 3.62	Impianti di odorizzazione nel 2025	339
TAV. 3.63	Numero di emergenze di servizio	340
TAV. 3.64	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio	340
TAV. 3.65	Dispersioni localizzate	340
TAV. 3.66	Emissioni per sorgente e volumi rilasciati in atmosfera nel 2025	340
TAV. 3.67	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2025	341
TAV. 3.68	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2025	342
TAV. 3.69	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2025	342
TAV. 3.70	Casi di mancato rispetto nel 2025 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	342
TAV. 3.71	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2025	343
TAV. 3.72	Numero di dispersioni risolte entro le tempistiche indicate negli anni 2021-2025	346
TAV. 3.73	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2025	349
TAV. 3.74	Rete ispezionata (km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2022-2025 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2023-2025 (rete in alta/media pressione)	350
TAV. 3.75	Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2025	351
TAV. 3.76	Verifiche eseguite nel 2025 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2024 con accertamento positivo	353
TAV. 3.77	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	357
TAV. 3.78	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 nel 2025	358
TAV. 3.79	Reclami scritti nel settore del gas naturale nel 2025, per tipologia di cliente	360
TAV. 3.80	Rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione nel settore del gas naturale nel 2025	360

TAV. 3.81	Numero di indennizzi erogati nel settore del gas naturale nel 2025 per mancato rispetto di standard specifici	361
TAV. 3.82	Importo degli indennizzi automatici erogati (euro) nel settore del gas naturale nel 2025	361
TAV. 3.83	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti dual fuel	363
TAV. 3.84	Numero di indennizzi e importi erogati (euro) nel 2025 a clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici	363
TAV. 4.1	Produzione di energia delle centrali termiche nel 2024 (in GWh)	369
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	370
TAV. 4.3	Tecnologia e fonti di produzione dell'energia termica immessa nelle reti di telecalore nel 2024 (in GWh)	370
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	371
TAV. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2024 (MW))	372
TAV. 5.1	Tavola sinottica degli Stadi di valutazione per la qualità tecnica del SII	434
TAV. 5.2	Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti	435
TAV. 5.3	Matrice di schemi regolatori per il quarto periodo regolatorio 2024-2029	469
TAV. 5.4	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo 2024-2029 (numero di gestioni e di abitanti)	471
TAV. 5.5	Matrice dei cluster per la definizione dei $\gamma_{i,j}^{OP}$	478
TAV. 5.6	Distribuzione dei gestori tra i Cluster di costo operativo stimato e le Classi di costo operativo dellamatrice di cui all'allegato A alla delibera ARERA n. 639/2023/R/idr	479
TAV. 5.7	Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}^{2022}$ distinto per valore dei $\gamma_{i,j}^{OP}$ (anno 2025)	479
TAV. 5.8	$Opex_{QT}^{a}$ per l'anno 2025	480
TAV. 5.9	Op_{Social}^{a} in tariffa per l'anno 2025	480
TAV. 5.10	OP_{mis}^{a} in tariffa per l'anno 2025	481
TAV. 5.11	Costi e ricavi delle Attività b2 valorizzati in tariffa 2024	482
TAV. 5.12	Ripartizione del $\Delta_{Risparmio}^{new,a}$ per area geografica, anno 2025	483
TAV. 5.13	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie approvate dagli Enti competenti per il primo biennio (2024-2025) del quarto periodo regolatorio	485
TAV. 5.14	Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio2022-2023	488
TAV. 5.15	Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni)	489
TAV. 5.16	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2025 (valori medi)	490
TAV. 5.17	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2025	491
TAV. 5.18	Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2025	491
TAV. 5.19	Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente, anno 2025	491
TAV. 5.20	Spesa media per il servizio idrico integrato nel 2025 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m^3; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m^3)	492
TAV. 5.21	Componenti della spesa media nel 2025 (spesa in euro/anno)	493
TAV. 5.22	Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni) per la stima del Consumo annuo medio della categoria di utenza non domestica "artigianale e commerciale"	495
TAV. 5.23	Consumo medio per la categoria non domestica "artigianale/commerciale" (m^3)	496
TAV. 5.24	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2025 per l'utenza non domestica afferente alla categoria "artigianale e commerciale" (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 292 m^3, spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m^3)	497

TAV. 5.25	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2024-2025	505
TAV. 5.26	Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2025 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)	508
TAV. 5.27	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	509
TAV. 5.28	Classi e obiettivi per macro-indicatore	514
TAV. 5.29	Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2025	515
TAV. 5.30	Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti	521
TAV. 5.31	$Opex_{QC}$ per il quarto periodo regolatorio 2024-2029	535
TAV. 6.1	Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di adozione tariffaria dell'Autorità	560
TAV. 6.2	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	561
TAV. 6.3	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	562
TAV. 6.4	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2022, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	562
TAV. 6.5	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2023, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	562
TAV. 6.6	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2024, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	563
TAV. 6.7	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2025, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	563

Indice delle figure

FIG. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre Paesi produttori	30
FIG. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB	32
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	33
FIG. 1.4	Prezzo del gas naturale negli hub europei	41
FIG. 1.5	Prezzo del gas naturale negli hub europei e prezzi all'importazione	42
FIG. 1.6	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	43
FIG. 1.7	Prezzi del GNL per aree	43
FIG. 1.8	Principali aree di importazione e Paesi esportatori di GNL nel 2025 (%)	45
FIG. 1.9	Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali	49
FIG. 1.10	Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)	50
FIG. 1.11	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici nel 2025	55
FIG. 1.12	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali Paesi europei	57
FIG. 1.13	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	59
FIG. 1.14	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici nel 2025	60
FIG. 1.15	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici nei principali Paesi europei	63
FIG. 1.16	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	64
FIG. 1.17	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2025	65
FIG. 1.18	Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali Paesi europei	67
FIG. 1.19	Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	68
FIG. 1.20	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nel 2025	70
FIG. 1.21	Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nei principali Paesi europei	72
FIG. 1.22	Prezzi totali del gas naturale per usi non domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	73
FIG. 1.23	Intensità energetica del PIL	77
FIG. 1.24	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali	77
FIG. 1.25	Prelievi di acqua nel tempo per settore d'uso	79
FIG. 1.26	Rapporto nel tempo tra consumi e disponibilità di risorsa idrica rinnovabile (WEI+)	79
FIG. 1.27	Un indice di efficienza idrica: rapporto tra valore aggiunto a prezzi correnti e WEI+UE27	80
FIG. 1.28	Valore del comparto idrico nel tempo	82
FIG. 1.29	Peso del comparto idrico sull'economia nel tempo	82
FIG. 1.30	Investimenti in protezione ambientale nell'Unione europea dal 2006 al 2024: investimenti totali in protezione ambientale, in acque reflue totali, in acque reflue realizzati dal settore privato	83
FIG. 1.31	Investimenti in fognature e depurazione da soggetti privati	84

FIG. 1.32	Generazione di rifiuti urbani nell'Unione europea a 27 e in alcuni Paesi	88
FIG. 1.33	Generazione di rifiuti urbani pro capite nell'Unione europea a 27 e in alcuni Paesi	88
FIG. 1.34	Generazione di rifiuti totali (esclusi minerali) per unità di PIL	89
FIG. 1.35	Generazione di rifiuti urbani per unità di PIL	89
FIG. 1.36	Andamento dal 1995 delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani per tipo di trattamento	90
FIG. 1.37	Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2024	92
FIG. 1.38	Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2024 in confronto agli obiettivi UE 2035	93
FIG. 1.39	Distanza tra risultato nel 2024 e obiettivo al 2025 in tema di riciclo dei rifiuti urbani e riciclo dei rifiuti da imballaggio	94
FIG. 1.40	Generazione pro capite di rifiuti da imballaggio	95
FIG. 1.41	Sviluppo dei tassi di riciclo in peso dei rifiuti da imballaggi dal 2010	96
FIG. 1.42	Tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggi per tipi di materiale, situazione al 2023 e obiettivi 2030	97
FIG. 1.43	Indice di circolarità (quota di materiali riciclati reinseriti nel ciclo produttivo, in rapporto al totale dei materiali utilizzati)	98
FIG. 1.44	Investimenti privati e valore aggiunto lordo in economia circolare dal 2012	99
FIG. 1.45	Investimenti privati dei Paesi del campione in economia circolare dal 2012	99
FIG. 1.46	Quote percentuali di investimenti privati in economia circolare, dotazione impiantistica di recupero, produzione e riciclo di rifiuti urbani rispetto al totale UE	100
FIG. 1.47	Contributo percentuale dei Paesi del campione al totale UE degli investimenti privati, della dotazione impiantistica di recupero, della produzione e del riciclo dei rifiuti urbani nel 2024	101
FIG. 1.48	Scambi intracomunitari di materiali riciclabili	102
FIG. 1.49	Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i Paesi del campione	102
FIG. 1.50	Scambi intracomunitari per alcuni tipi di materiali	103
FIG. 1.51	Prezzi dei principali materiali riciclati	103
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	115
FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2025	116
FIG. 2.3	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	122
FIG. 2.4	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	123
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	124
FIG. 2.6	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera	125
FIG. 2.7	Consumi medi degli utenti domestici della distribuzione dal 2017	138
FIG. 2.8	Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco	148
FIG. 2.9	Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera	149
FIG. 2.10	Andamento mensile nell'MGP dei prezzi nelle zone Nord e Sicilia	149
FIG. 2.11	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2025	150
FIG. 2.12	Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2025	151
FIG. 2.13	Andamento mensile nel 2025 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna	152
FIG. 2.14	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	157
FIG. 2.15	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	159
FIG. 2.16	Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2025	159
FIG. 2.17	Clienti domestici serviti nei diversi mercati per area territoriale	160
FIG. 2.18	Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011	161

FIG. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti serviti in maggior tutela nel 2025	170
FIG. 2.20	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025	177
FIG. 2.21	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025	181
FIG. 2.22	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025	185
FIG. 2.23	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	186
FIG. 2.24	Numero di venditori del mercato libero per regione	191
FIG. 2.25	Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici nel mercato libero e negli altri servizi di vendita nel 2025	194
FIG. 2.26	Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria	195
FIG. 2.27	Media del numero di offerte disponibili nel mercato libero dal 2023	198
FIG. 2.28	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	198
FIG. 2.29	Valore medio della componente relativa ai costi di approvvigionamento dei contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero negli ultimi anni	200
FIG. 2.30	Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente	206
FIG. 2.31	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi cinque anni	213
FIG. 2.32	Livello dei prezzi dell'energia elettrica negli ultimi cinque anni	214
FIG. 2.33	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	215
FIG. 2.34	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW	217
FIG. 2.35	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2025	218
FIG. 2.36	Condizioni economiche servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW	219
FIG. 2.37	Composizione percentuale delle condizioni economiche del servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e 3 kW di potenza al 1° gennaio 2026	220
FIG. 2.38	Condizioni economiche del servizio di maggior tutela e del servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo	221
FIG. 2.39	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	222
FIG. 2.40	Energia non fornita regolata soggetta a premi-penalità	224
FIG. 2.41	Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2025	225
FIG. 2.42	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione	226
FIG. 2.43	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione, per regione, nel 2025	226
FIG. 2.44	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	226
FIG. 2.45	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione	227
FIG. 2.46	Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	227
FIG. 2.47	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per gli utenti domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	234
FIG. 2.48	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2025 per gli utenti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	234
FIG. 2.49	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi	

	nel 2025 per gli utenti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	234
FIG. 2.50	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	235
FIG. 2.51	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	235
FIG. 2.52	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	235
FIG. 2.53	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	236
FIG. 2.54	Tempi medi di esecuzione delle prestazioni soggette a standard specifici nel settore elettrico nel 2025	237
FIG. 2.55	Argomenti dei reclami scritti ai venditori di energia elettrica nel 2025	240
FIG. 2.56	Argomenti oggetto di richieste scritte di informazione ai venditori di energia elettrica nel 2025	240
FIG. 2.57	Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas naturale nel 2025	242
FIG. 2.58	Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas naturale nel 2025	243
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	246
FIG. 3.2	Disponibilità di gas naturale negli ultimi due anni	247
FIG. 3.3	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990	250
FIG. 3.4	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2025	251
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	253
FIG. 3.6	Paesi di origine delle importazioni di GNL	253
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2025 secondo la durata intera	256
FIG. 3.8	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2025 secondo la durata residua	256
FIG. 3.9	Attività di trasporto dal 2012	259
FIG. 3.10	Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente	277
FIG. 3.11	Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori	288
FIG. 3.12	Sottoscrittori del PSV dal 2010	293
FIG. 3.13	Volumi delle transazioni al PSV e churn rate	293
FIG. 3.14	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	294
FIG. 3.15	Prezzi nei mercati del M-GAS e valori minimi e massimi	298
FIG. 3.16	Confronto tra indici di prezzo per giorno di flusso (medie aritmetiche settimanali)	299
FIG. 3.17	Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	308
FIG. 3.18	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2025	311
FIG. 3.19	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2025	311
FIG. 3.20	Numero medio di offerte disponibili nel mercato libero del gas naturale dal 2023	314
FIG. 3.21	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	315
FIG. 3.22	Valore medio della componente relativa ai costi di approvvigionamento dei contratti per la fornitura di gas nel mercato libero negli ultimi anni	316
FIG. 3.23	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi cinque anni	330
FIG. 3.24	Livello dei prezzi del gas negli ultimi cinque anni	331
FIG. 3.25	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei	332
FIG. 3.26	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.100 m^3) nel servizio di tutela della vulnerabilità	333

FIG. 3.27	Composizione percentuale al 1° gennaio 2026 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.100 m^3) nel servizio di tutela della vulnerabilità	334
FIG. 3.28	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m^3)	337
FIG. 3.29	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m^3) al 1° gennaio 2026	337
FIG. 3.30	Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014 per triennio	344
FIG. 3.31	Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014 per quadriennio	344
FIG. 3.32	Pronto intervento su impianto di distribuzione e tempo di arrivo sul luogo di chiamata dal 2009	345
FIG. 3.33	Percentuale di chiamate di falso allarme nel 2025	346
FIG. 3.34	Percentuale di posizione di localizzazione delle dispersioni nel 2025	347
FIG. 3.35	Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti	347
FIG. 3.36	Numero totale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	348
FIG. 3.37	Accertamenti effettuati nel 2025 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	352
FIG. 3.38	Accertamenti effettuati nel 2025 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	352
FIG. 3.39	Accertamenti nel 2025 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice	353
FIG. 3.40	Accertamenti nel 2025 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice	354
FIG. 3.41	Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	355
FIG. 3.42	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)	355
FIG. 3.43	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale ai clienti con misuratore fino alla classe G6 nel 2025	356
FIG. 3.44	Tempi medi di esecuzione delle prestazioni soggette a standard specifici nel settore gas nel 2025	359
FIG. 3.45	Argomenti dei reclami scritti ai venditori gas nel 2025	362
FIG. 3.46	Oggetto di richieste di informazioni ai venditori gas nel 2025	362
FIG. 3.47	Argomenti dei reclami scritti dei clienti dual fuel nel 2025	364
FIG. 3.48	Oggetto di richieste scritte di informazione dei clienti dual fuel nel 2025	364
FIG. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata (asse principale) e dell'estensione delle reti (asse secondario)	368
FIG. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2024 (numero di reti, estensione ed energia termica totale erogata)	369
FIG. 4.3	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi in funzione della classe dimensionale degli utenti nel 2024	373
FIG. 4.4	Calore erogato dai 10 maggiori operatori ripartito per classe dimensionale dell'utente nel 2024	373
Fig. 4.5	Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (aprile 2026)	374
Fig. 4.6	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2024 (assi in scala logaritmica)	374
Fig. 4.7	Rappresentatività delle 3 classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, di reti e di utenti, energia termica erogata e quota di energia frigorifera nel 2024	375
FIG. 4.8	Offerte commerciali per metodologia di definizione del prezzo nel 2024	377
FIG. 4.9	Offerte commerciali per tipologia di prezzo nel 2024	377

FIG. 4.10	Boxplot di distribuzione dei prezzi medi degli operatori (IVA ed eventuale credito d'imposta esclusi) e media pesata sull'energia erogata, evoluzione negli anni 2020-2024	378
FIG. 4.11	Estensione delle reti per tipologia di fluido termovettore nel 2024	380
FIG. 4.12	Estensione delle reti per materiale della tubatura nel 2024	381
FIG. 4.13	Evoluzione del numero di dispersioni di fluido localizzate sugli impianti	382
FIG. 4.14	Numero di dispersioni di fluido localizzate sugli impianti nel 2024	382
FIG. 4.15	Boxplot di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2024	383
FIG. 4.16	Emergenze e incidenti sui sistemi di telecalore	383
FIG. 4.17	Dati annuali sulle interruzioni del servizio di lunga durata	384
FIG. 4.18	Numero di interruzioni del servizio lunghe sulle reti per tipologia nel 2024	384
FIG. 4.19	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2024	385
FIG. 4.20	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2024	386
FIG. 4.21	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2024	387
FIG. 4.22	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2024	387
FIG. 4.23	Metodo di lettura dei misuratori del telecalore per tipologia di utente nel 2024	388
FIG. 4.24	Metodo di lettura dei misuratori del telecalore per tipologia di esercente nel 2024	389
FIG. 4.25	Numero di prestazioni di qualità del servizio relative ai misuratori richieste a gli esercenti nel 2024	389
FIG. 4.26	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2024	390
FIG. 5.1	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica per i macro-indicatori sul servizio di acquedotto	397
FIG. 5.2	Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	398
FIG. 5.3	Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica	398
FIG. 5.4	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche	399
FIG. 5.5	Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età	401
FIG. 5.6	Percentuale di utenze con diritto all'indennizzo per gli standard specifici di misura, per area geografica	402
FIG. 5.7	Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	403
FIG. 5.8	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto per area geografica	404
FIG. 5.9	Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica	405
FIG. 5.10	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio	406
FIG. 5.11	Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	407
FIG. 5.12	Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica	408
FIG. 5.13	Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B, C e D della normativa di riferimento	409
FIG. 5.14	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata	410
FIG. 5.15	Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica	411

FIG. 5.16	Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di fonte di approvvigionamento e per area geografica	412
FIG. 5.17	Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	413
FIG. 5.18	Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	414
FIG. 5.19	Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – "Controllo degli scaricatori di piena", per area geografica	415
FIG. 5.20	Valore medio del numero di scaricatori di piena ogni 100 chilometri di rete fognaria mista e bianca	416
FIG. 5.21	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 –Adeguatezza del sistema fognario	417
FIG. 5.22	Lunghezza della rete fognaria per tipologia – ripartizione per area geografica	417
FIG. 5.23	Percentuale di rete fognaria georeferenziata – ripartizione per area geografica	418
FIG. 5.24	Tasso di sostituzione delle condotte – ripartizione per area geografica	418
FIG. 5.25	Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	419
FIG. 5.26	Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	420
FIG. 5.27	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica	421
FIG. 5.28	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione	421
FIG. 5.29	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica	422
FIG. 5.30	Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	423
FIG. 5.31	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica	424
FIG. 5.32	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata	425
FIG. 5.33	Confronto tra la suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione della potenzialità con la rispettiva suddivisione in termini di carico trattato	425
FIG. 5.34	Suddivisione del carico trattato (AE) dagli impianti di depurazione in funzione della potenzialità, nelle diverse aree geografiche	426
FIG. 5.35	Confronto tra la suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti con la rispettiva suddivisione in termini di carico trattato	426
FIG. 5.36	Suddivisione del carico trattato (AE) dagli impianti di depurazione in funzione dei trattamenti, nelle diverse aree geografiche	427
FIG. 5.37	Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica	428
FIG. 5.38	Forme di energia prodotta dai gestori del campione	429
FIG. 5.39	Quantità di energia primaria prodotta nelle diverse aree geografiche (MWh)	429
FIG. 5.40	Suddivisione dell'energia primaria prodotta tra le diverse fonti	430
FIG. 5.41	M0 Resilienza idrica: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	431
FIG. 5.42	Macro-indicatore M0: popolazione servita dai gestori del panel per area geograficaì	431
FIG. 5.43	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M0 – Resilienza idrica	432
FIG. 5.44	Valori medi degli indicatori M0a – Resilienza idrica a livello di gestione del servizio idrico integrato e M0b – Resilienza idrica a livello sovraordinato	433
FIG. 5.45	Gestioni interessate dall'applicazione finale del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita	435
FIG. 5.46	Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante	437
FIG. 5.47	Impatto delle esclusioni in termini di popolazione servita dalle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante	438
FIG. 5.48	Confronto tra le quote di gestioni ammesse nel 1°, nel 2° e nel 3° biennio di applicazione del meccanismo incentivante	439

FIG. 5.49	Casistiche di esclusione relative alle valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante	440
FIG. 5.50	Casistiche di esclusione a valle delle verifiche relative ai dati e ai documenti inviati	440
FIG. 5.51	Focus sulle principali casistiche di esclusione relative alle valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante con effetto su tutti i macro-indicatori, suddivise per area geografica	441
FIG. 5.52	Focus sulle casistiche di esclusione a valle delle verifiche relative ai dati e ai documenti inviati legate a forme di incompletezza e incongruenza, suddivise per area geografica	442
FIG. 5.53	Macro-indicatore M1-"Perdite idriche": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita	442
FIG. 5.54	Macro-indicatore M2-"Interruzioni del servizio": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita	443
FIG. 5.55	Macro-indicatore M3- "Qualità dell'acqua erogata": risultati al termine del biennio 2022-2023 –percentuali in termini di popolazione servita	444
FIG. 5.56	Macro-indicatore M4- "Adeguatezza del sistema fognario": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita	444
FIG. 5.57	Macro-indicatore M5- "Smaltimento fanghi in discarica": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita	445
FIG. 5.58	Macro-indicatore M6- "Qualità dell'acqua depurata": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita	445
FIG. 5.59	Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per gli stadi avanzati e di eccellenza per area geografica di appartenenza	446
FIG. 5.60	Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per Regione di appartenenza (nell'arco del biennio)	447
FIG. 5.61	Percentuale della popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio	448
FIG. 5.62	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per area geografica	449
FIG. 5.63	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per Regione	449
FIG. 5.64	Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza	450
FIG. 5.65	Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica per il biennio 2022- 2023 (milioni di euro)	450
FIG. 5.66	Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione per il biennio 2022-2023 (milioni di euro)	451
FIG. 5.67	Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (migliaia di euro)	452
FIG. 5.68	Penali comminate per biennio di valutazione (Mil. di euro)	452
FIG. 5.69	Distribuzione degli investimenti programmati 2024-2029	455
FIG. 5.70	Distribuzione degli investimenti programmati 2024-2029 per area geografica	456
FIG. 5.71	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2024-2029 e relativi all'implementazione delle misure PNRR/REACT, per macro-indicatore (in percentuale)	458
FIG. 5.72	Distribuzione per aree geografiche del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per il periodo 2024-2035, e ripartizione per servizio	460
FIG. 5.73	Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario, nel periodo 2024-2029 (in percentuale)	461
FIG. 5.74	Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2026)	463
FIG. 5.75	Stato delle erogazioni per anno di autorizzazione e previsione 2026 (mln euro)	464
FIG. 5.76	Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti, con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2026)	465
FIG. 5.77	Stralcio attuativo del Piano nazionale delle infrastrutture per la sicurezza dei sistemi idrici (PNIISSI):progetti ammissibili a finanziamento, con dettaglio dei progetti per tipologia d'uso	467

FIG. 5.78	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (predisposizioni tariffarie 2024-2029)	472
FIG. 5.79	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	473
FIG. 5.80	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	473
FIG. 5.81	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2025)	475
FIG. 5.82	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2025	477
FIG. 5.83	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2025	477
FIG. 5.84	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2025	484
FIG. 5.85	Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il periodo 2024-2029	486
FIG. 5.86	Trend degli investimenti complessivi pianificati per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 per il panel di gestori di riferimento (milioni di euro)	487
FIG. 5.87	Variabilità della spesa media annua nel 2025 (in euro per consumi annuali di 150 m^3)	493
FIG. 5.88	Variabilità normalizzata della spesa media annua nel 2025 (per utenza domestica residente tipo econsumi annuali di 150 m^3)	498
FIG. 5.89	Variabilità normalizzata della spesa media annua nel 2025 (per utenza non domestica "artigianale e commerciale" e consumi annuali di 292 m^3)	498
FIG. 5.90	Ripartizione del panel 2025 per area geografica	502
FIG. 5.91	Popolazione servita dal panel 2025 per area geografica	502
FIG. 5.92	Rispetto degli standard specifici per area	504
FIG. 5.93	Totale indennizzato nel periodo 2021-2025	507
FIG. 5.94	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	510
FIG. 5.95	Rispetto degli standard generali per area	511
FIG. 5.96	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	512
FIG. 5.97	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	512
FIG. 5.98	Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2025	516
FIG. 5.99	Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2025	517
FIG. 5.100	Macro-indicatore MC2: Livelli medi per area geografica nel 2025	518
FIG. 5.101	Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2025	518
FIG. 5.102	Gestioni interessate dall'applicazione del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita	520
FIG. 5.103	Impatto delle esclusioni dal meccanismo incentivante (biennio 2022-2023)	522
FIG. 5.104	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dal meccanismo incentivante (biennio 2022-2023)	523
FIG. 5.105	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle premialità (biennio 2022-2023)	524
FIG. 5.106	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle premialità per incongruenze o incompletezze nei dati (biennio 2022-2023)	525
FIG. 5.107	Macro-indicatore MC1 – "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" (biennio 2022-2023)	526
FIG. 5.108	Macro-indicatore MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" (biennio 2022-2023)	526
FIG. 5.109	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per Regione (biennio 2022-2023)	527
FIG. 5.110	Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (biennio 2022-2023)	528
FIG. 5.111	Posizionamento delle gestioni sul podio dello stadio III nel biennio 2022-2023 nelle Regioni di appartenenza	528
FIG. 5.112	Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2022-2023 (Milioni di euro)	529

FIG. 5.113	Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2022-2023 (Milioni di euro)	530
FIG. 5.114	Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2022-2023)	531
FIG. 5.115	Penalità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (migliaia di euro)	532
FIG. 5.116	Percentuale della popolazione residente regionale servita da una gestione risultata in premio o in penale	533
FIG. 5.117	$Opex_{QC}$ quantificati nel sessennio 2024-2029 pro capite per area geografica	535
FIG. 6.1	Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica	538
FIG. 6.2	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	539
FIG. 6.3	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	539
FIG. 6.4	Gestori non Enti pubblici per attività svolta	540
FIG. 6.5	Gestori Enti pubblici per attività svolta	541
FIG. 6.6	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2023 al 2024	542
FIG. 6.7	Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2017-2024)	543
FIG. 6.8	Andamento della raccolta differenziata per regione e confronto con gli obiettivi (2023-2024)	543
FIG. 6.9	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2024	544
FIG. 6.10	Variazioni percentuali nel biennio 2023-2024 dei quantitativi raccolti per le principali frazioni merceologiche, per area geografica, e a livello nazionale	544
FIG. 6.11	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo comunitario (2010- 2024)	546
FIG. 6.12	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2024	546
FIG. 6.13	Predisposizioni tariffarie per regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2024-2025 (% Comuni serviti; % popolazione servita)	548
FIG. 6.14	Distribuzione della popolazione per classe dimensionale degli ETC	549
FIG. 6.15	Variazione media annuale delle entrate e del limite di crescita (%)	550
FIG. 6.16	Variazione media delle entrate tariffarie e del limite annuale di crescita, Anno 2025 (%)	551
FIG. 6.17	Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori (%)	552
FIG. 6.18	Composizione media del limite di crescita alle entrate tariffarie (%)	552
FIG. 6.19	Valori medi coefficiente di recupero di produttività, Anno 2025 (%)	553
FIG. 6.20	Valori medi del parametro ω nel 2025	554
FIG. 6.21	Valori medi del fattore di sharing b nel 2025	554
FIG. 6.22	Andamento del valore di sharing e dell'incidenza degli AR e AR_{sc} sul totale costi	555
FIG. 6.23	Composizione media dei costi di gestione nel 2025, dettaglio per componente	556
FIG. 6.24	Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie nel 2025 (€/t)	557
FIG. 6.25	Entrate tariffarie medie unitarie nel 2025 per macroarea, dettaglio per componente (€/t)	558
FIG. 6.26	Distribuzione della popolazione per classe di H "di partenza" (%) – Italia	559
FIG. 6.27	Distribuzione geografica della popolazione interessata dai provvedimenti tariffari	561
FIG. 6.28	Distribuzione delle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità per Schemi regolatori	564
FIG. 6.29	Valori medi fattori di sharing per le proposte tariffarie approvate dall'Autorità	565

CAPITOLO **01**

01

Contesto Internazionale e Nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel corso del 2025 l'economia internazionale ha registrato una crescita moderata. Il prodotto interno lordo mondiale è cresciuto del 3,4%, rispetto al 3,3% del 2024.

Dopo una fase iniziale caratterizzata da condizioni relativamente favorevoli, il quadro macroeconomico ha mostrato un progressivo deterioramento nel corso dell'anno. In particolare, le decisioni di politica commerciale adottate dagli Stati Uniti a partire dalla primavera del 2025 hanno contribuito a un marcato aumento dell'incertezza, a seguito dell'annuncio di nuove misure tariffarie e dei successivi parziali ripensamenti. Tali sviluppi hanno inciso negativamente sul clima di fiducia, determinando una revisione al ribasso delle aspettative di crescita e traducendosi in un rallentamento degli scambi internazionali e degli investimenti.

Gli effetti dell'aumento dell'incertezza si sono accompagnati, d'altro canto, al protrarsi del graduale processo di normalizzazione della politica monetaria avviato nel biennio precedente. Il calo dei prezzi dell'energia e la maggiore stabilità dei prezzi dei beni hanno favorito un ulteriore rientro dell'inflazione, pur in presenza di pressioni residue in alcune economie. Nel 2025 i prezzi delle materie prime, misurati attraverso l'indice mondiale prime elaborato dal Fondo monetario internazionale (FMI), sono stati nel complesso stabili, riflettendo soprattutto la flessione della componente energetica a fronte di una maggiore tenuta delle altre componenti.

Negli Stati Uniti l'attività economica ha registrato un andamento positivo. Nel 2025 il PIL è cresciuto di circa il 2%, sostenuto principalmente dalla domanda interna e dai consumi delle famiglie. L'occupazione è rimasta elevata, con segnali di progressiva normalizzazione del mercato del lavoro. L'inflazione ha continuato il processo di riduzione avviato nel 2024, attestandosi su valori medi annui poco inferiori al 3% e contribuendo a un graduale allentamento delle condizioni monetarie.

Nell'Area euro la crescita economica è risultata più contenuta. Nel 2025 il PIL è cresciuto a un tasso dell'1,6%, in lieve miglioramento rispetto al 2024 ma ancora su livelli modesti. L'andamento è stato penalizzato dalla debolezza del settore manifatturiero e dall'elevata incertezza del quadro internazionale. I consumi delle famiglie hanno mostrato segnali di recupero, sostenuti dal rallentamento dell'inflazione (intorno al 2,5%), mentre gli investimenti sono rimasti prudenti, anche a fronte di condizioni di finanziamento ancora restrittive.

Sempre con riferimento all'Area euro, il progressivo rientro delle pressioni inflazionistiche hanno portato la Banca centrale europea (BCE) ad avviare, a partire da giugno 2024, un percorso di graduale riduzione dei tassi di interesse ufficiali. Il tasso sui depositi è sceso dal 4% di giugno 2024 al 3% di dicembre, per poi essere ulteriormente ridotto nel corso del 2025. Nelle sedute di gennaio, marzo e aprile 2025 la BCE ha abbassato complessivamente il tasso di ulteriori 0,75 punti percentuali, portandolo al 2,25%.

Le principali economie asiatiche hanno registrato andamenti differenziati. Nel complesso, i Paesi asiatici in via di sviluppo hanno continuato a registrare i tassi di crescita più elevati (oltre il 5% in media), seppur in lieve rallentamento rispetto all'anno precedente. In Cina la crescita economica si è attestata intorno al 5%, in linea con l'obiettivo fissato dalle autorità, ma su livelli inferiori alle medie storiche del Paese, risentendo della debolezza della domanda interna e delle persistenti difficoltà del settore immobiliare. L'India ha mantenuto una dinamica di crescita sostenuta, con un aumento del PIL di circa 6%, confermandosi tra le economie a più elevato dinamismo a livello globale. In altre economie dell'Asia la crescita è risultata più robusta, beneficiando del rafforzamento della domanda estera e del recupero del commercio internazionale.

Nel 2025 il commercio mondiale ha mostrato segnali di ripresa moderata: i volumi degli scambi internazionali sono aumentati di circa il 2,5% e gli scambi di beni energetici sono risultati più regolari rispetto agli anni precedenti, beneficiando di una maggiore stabilità delle catene di approvvigionamento.

TAV. 1.1 *Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)*

PAESI E AGGREGATI	2021	2022	2023	2024	2025	PREVISIONE APRILE 2026[C]	
						2025	2026
Mondo	6,5	3,5	3,2	3,3	3,4	3,1	3,2
Economie avanzate	5,7	2,6	1,6	1,8	1,9	1,8	1,7
Stati Uniti	5,8	1,9	2,5	2,8	2,1	2,3	2,1
Unione europea[A]	6,1	3,6	0,6	1,1	1,6	1,3	1,4
Area euro	5,9	3,4	0,4	0,9	1,4	1,1	1,2
Giappone	2,6	1,0	1,9	0,1	1,2	0,7	0,6
Federazione Russa	6,0	-1,2	3,6	4,1	4,1	1,5	1,3
Paesi asiatici in via di sviluppo	**7,7**	**4,4**	**5,6**	**5,3**	**5,5**	**4,6**	**4,3**
Cina	8,4	3,0	5,2	5,0	4,5	4,4	4
India	9,7	7,0	7,8	6,5	6,3	6,4	6,5
ASEAN-5[B]	3,4	5,5	4,1	4,6	4,4	4	3,9
America Latina e Caraibi	**7,3**	**4,2**	**2,3**	**2,4**	**2,4**	**2,1**	**2,3**
Medio Oriente e Asia Centrale	**4,5**	**5,3**	**2,0**	**2,4**	**3,6**	**3,1**	**3,4**
Africa sub-sahariana	**4,7**	**4,0**	**3,4**	**4,0**	**4,5**	**4,3**	**4,5**

(A) Dal 1° febbraio 2020, il Regno Unito non è più parte dell'Unione europea; quindi i dati relativi all'Unione europea non includono il Regno Unito.
(B) Indonesia, Malesia, Filippine, Tailandia e Vietnam.
(C) Scenario di riferimento.
Fonte: FMI, World Economic Outlook Database, aprile 2026.

La fase iniziale del 2026 si è innestata su un contesto, definito nel corso del 2025, caratterizzato da una crescita moderata e da un progressivo aumento dell'incertezza. L'acuirsi delle tensioni geopolitiche in Medio Oriente ha reso più evidenti i rischi già presenti, con riflessi sulle prospettive dell'economia globale, in particolare attraverso i mercati energetici.

Alla luce di tali dinamiche, il Fondo monetario internazionale, nel World Economic Outlook di aprile 2026, ha rivisto lo scenario di riferimento, stimando una crescita del PIL mondiale pari al 3,1% nel 2026 e al 3,2% nel 2027.

Il quadro prevede, inoltre, una temporanea risalita dell'inflazione nel 2026, seguita da un nuovo rientro nel 2027. Permangono, tuttavia, rischi orientati al ribasso per la crescita e al rialzo per l'inflazione, in caso di prolungamento o ampliamento delle tensioni geopolitiche.

Mercato internazionale del petrolio

Nel corso del 2025 il mercato internazionale del petrolio si è progressivamente avvicinato a condizioni di maggiore equilibrio, dopo la fase di elevata volatilità degli anni precedenti, con prezzi in calo e un'ampia disponibilità di offerta, a fronte di una crescita della domanda globale più contenuta.

Nonostante il permanere di tensioni geopolitiche in aree rilevanti per la produzione e il transito degli idrocarburi, il livello di sicurezza degli approvvigionamenti si è mantenuto complessivamente elevato, sostenuto dall'aumento della produzione nei Paesi non OPEC e dal graduale rientro delle riduzioni volontarie dell'alleanza OPEC+. In tale contesto, i fattori economici e le decisioni di politica produttiva hanno prevalso sugli elementi geopolitici nell'orientare l'evoluzione del mercato.

Domanda e offerta

Nel 2025 la domanda mondiale di petrolio ha continuato a crescere, ma a un ritmo sensibilmente inferiore rispetto al biennio 2022-2023, riflettendo una dinamica economica globale moderata e cambiamenti strutturali nei consumi energetici. Secondo l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE), il consumo globale si è attestato intorno ai 104 milioni di barili al giorno, con un incremento annuo di circa 1,5 milioni di barili al giorno (+1,5% rispetto al 2024).

TAV. 1.2 *Domanda mondiale di petrolio dal 2021 al 2025 e previsione per il 2026 (milioni di barili/giorno)*

PAESI E AGGREGATI	2021	2022	2023	2024	2025	PREVISIONE 2026
Paesi OCSE	**44,8**	**45,6**	**45,7**	**45,7**	**45,9**	**45,7**
America(A)	24,3	24,7	25	24,9	25,4	25,2
Europa(B)	13,1	13,6	13,5	13,5	13,4	13,4
Asia-Oceania(C)	7,4	7,3	7,2	7,2	7	7,1
Paesi non OCSE	**52,8**	**54,3**	**56,3**	**57,2**	**58,5**	**58,6**
Russia e altri Paesi CSI	4,9	4,9	5	5	4,8	4,8
Europa	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
Cina	15,4	15,1	16,5	16,6	17	17
Altri Asia	13,4	14,1	14,4	14,9	15,3	15,4
America Latina	5,9	6,1	6,3	6,4	6,6	6,6
Medio Oriente	8,5	9	9,1	9,2	9,2	9
Africa	4	4,4	4,3	4,3	4,5	4,8
Totale Mondo	**97,7**	**99,9**	**102**	**102,8**	**104,3**	**103,6**

(A) Canada, Cile, Messico e Stati Uniti.
(B) Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia e Regno Unito.
(C) Australia, Giappone, Corea e Nuova Zelanda, Israele.
Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2026.

La crescita della domanda si è concentrata nelle economie non OCSE, mentre nei Paesi avanzati i consumi sono rimasti complessivamente stabili. Nell'area OCSE la domanda ha risentito della debolezza dell'attività industriale e dei progressi in termini di efficienza energetica, con andamenti differenziati tra settori. In particolare, la domanda di carburanti per il trasporto stradale ha mostrato segnali di stagnazione, mentre quella per l'aviazione ha continuato a recuperare solo gradualmente i livelli pre-pandemici. Nelle economie emergenti la domanda ha proseguito il proprio percorso di crescita, sebbene con segnali di moderazione, in particolare in Asia. In Cina il tasso di crescita dei consumi petroliferi ha rallentato sensibilmente, risentendo della diffusione dei veicoli elettrici, della debolezza del settore immobiliare e del riequilibrio del modello di sviluppo verso settori meno energivori. Al contrario, India e parte del Sud-Est asiatico hanno continuato a fornire un contributo rilevante, sostenuti dalla dinamica demografica, dall'aumento dei redditi e dalla crescita dei consumi di carburanti e prodotti petrolchimici.

TAV. 1.3 *Produzione mondiale di petrolio dal 2021 al 2025 e previsione per il 2026 (milioni di barili/giorno)*

PAESI E AGGREGATI[A]	2021	2022	2023	2024	2025	PREVISIONE 2026[E]
Paesi OCSE	**28,2**	**29,5**	**31,1**	**31,9**	**31,3**	**33,7**
Americhe	24,3	25,8	27,5	28,3	27,6	29,9
Europa	3,4	3,2	3,2	3,2	3,3	3,4
Asia-Oceania	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Paesi non OCSE	**30,5**	**32,3**	**32,7**	**32,6**	**33,2**	**33,1**
Russia e altri Paesi CSI	13,8	13,9	13,8	13,5	13,6	13,5
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,4
Resto Asia	2,9	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6
America Latina	5,3	5,7	6,2	6,4	7	7,7
Medio Oriente	3,1	3,2	3,1	3,1	3,1	2,4
Africa	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Guadagni di raffinazione	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4
Biocarburanti[B]	2,8	2,9	3,1	3,3	3,4	3,5
Totale non OPEC	**64,9**	**66,9**	**69,3**	**70,2**	**72,1**	**72,8**
Totale OPEC(C)	**30,6**	**33,1**	**32,9**	**32,8**	**34,1**	**33,1**
Greggio	25,3	27,7	27,4	27,3	27,1	26,4
Totale Mondo	**95,5**	**100**	**102,3**	**103**	**106,2**	**103,6**
Variazione scorte[D]	-2	0,1	0,3	0,2	-1,9	0,1

(A) I dati AIE sulla produzione mondiale di petrolio per Paesi o aggregati includono greggio, condensati e frazioni liquide del gas naturale (natural gas liquid, NGL) e altre fonti non convenzionali.
(B) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.
(C) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC.
(D) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.
(E) Previsioni AIE.
Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2026.

Nel 2025 l'offerta mondiale di petrolio ha registrato un aumento significativo, superiore alla crescita della domanda, determinando un contesto di ampia disponibilità di greggio sui mercati internazionali. La produzione globale nel 2025 si è collocata su livelli prossimi ai 106 milioni di barili al giorno, con un incremento annuo

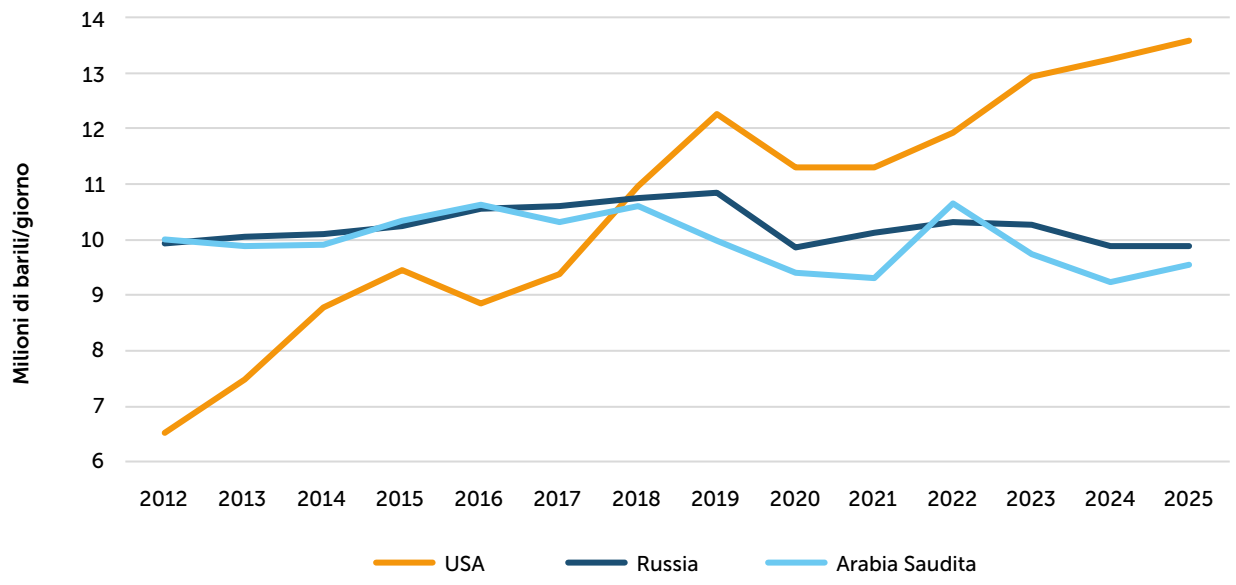
dell'ordine di 3 milioni di barili al giorno, riflettendo sia la crescita nei Paesi non OPEC+, sia le scelte di politica produttiva dell'alleanza OPEC+.

L'aumento dell'offerta è stato trainato principalmente dai Paesi non OPEC+, che hanno rafforzato il proprio ruolo nel mercato internazionale. Gli Stati Uniti hanno mantenuto livelli produttivi elevati, sostenuti dalla resilienza dello *shale oil,* mentre Brasile, Canada e Guyana hanno contribuito in misura crescente grazie all'avvio di nuovi progetti *upstream* e al miglioramento dell'efficienza estrattiva.

Anche la produzione dei Paesi OPEC+ ha mostrato un incremento nel corso del 2025. A partire dalla primavera, l'alleanza ha avviato un graduale rientro delle riduzioni volontarie introdotte nel biennio precedente, per adeguare l'offerta alle condizioni di mercato. Tra aprile e l'autunno, otto Paesi membri hanno riportato sul mercato oltre 1,5 milioni di barili al giorno. Il processo è stato gestito in modo flessibile, attraverso verifiche periodiche dell'equilibrio tra domanda e offerta e la possibilità di sospenderlo o invertirlo in caso di deterioramento del contesto.

Nel complesso, il 2025 conferma una fase di riequilibrio del mercato petrolifero, caratterizzata da una crescente capacità produttiva al di fuori dell'OPEC+ e da un ruolo dell'alleanza sempre più orientato alla gestione dell'offerta. L'aumento della produzione, a fronte di una domanda in crescita moderata, ha favorito l'accumulo di scorte a livello globale, contribuendo alla riduzione delle tensioni sul mercato.

FIG. 1.1 *Produzione di petrolio nei primi tre Paesi produttori*



Fonte: U.S. Energy Information Administration.

TAV. 1.4 *Produzione trimestrale di greggio OPEC-OPEC+ (milioni di barili/giorno)*

PAESI O AREE	2024					2025				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	8,99	8,98	9,02	8,95	8,99	9	9,3	9,6	9,8	9,4
Iraq	4,25	4,27	4,33	4,24	4,27	4,3	4,3	4,6	4,5	4,4
Emirati Arabi Uniti	3,19	3,25	3,29	3,23	3,24	3,2	3,4	3,6	3,6	3,5
Iran	3,23	3,34	3,40	3,39	3,34	3,2	3,3	3,3	3,5	3,3
Kuwait	2,46	2,49	2,51	2,54	2,50	2,7	2,7	2,7	2,6	2,7
Nigeria	1,33	1,27	1,33	1,41	1,34	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
Libia	1,12	1,19	0,91	1,09	1,08	1,2	1,3	1,3	1,2	1,3
Algeria	0,91	0,91	0,91	0,90	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Venezuela	0,85	0,88	0,91	0,89	0,88	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Congo	0,25	0,26	0,26	0,25	0,26	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gabon	0,22	0,22	0,22	0,24	0,23	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
Guinea Equatoriale	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Angola[A]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE OPEC	26,87	27,12	27,15	27,19	27,08	27,5	28,1	29	29,1	28,4
ALTRI OPEC+	14,68	14,35	14,26	14,11	14,35	14,1	14,3	14,2	14,1	14,2
TOTALE OPEC+	41,55	41,47	41,41	41,30	41,43	41,8	42,7	43,6	43,4	42,9

(A) L'Angola è uscita dall'OPEC il 1° gennaio 2024 e da allora non fa più parte nemmeno di OPEC Plus.
Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.

TAV. 1.5 *Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (milioni di barili/giorno)*

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2022	2023	2024	2025	2022	2023	2024	2025
Arabia Saudita	12,2	12,2	12,1	12,1	1,7	3,2	3,1	2,4
Iran	3,8	3,8	3,8	3,8	-	-	-	-
Iraq	4,7	4,8	4,9	4,9	0,3	0,4	0,6	0,5
Emirati Arabi Uniti	4,1	4,2	4,3	4,3	0,9	1,0	1,1	0,6
Kuwait	2,8	2,8	2,9	2,9	0,1	0,3	0,4	0,3
Nigeria	1,4	1,4	1,4	1,4	0,1	0	-0,1	0
Libia	1,2	1,2	1,2	1,3	0	0	0	0
Algeria	1,0	1,0	1,0	1,0	0	0,1	0,1	0,1
Congo	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0	0	0
Gabon	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0	0
Guinea Equatoriale	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0
Venezuela	0,8	0,8	0,9	1,0	0,1	0	0	0
TOTALE[A]	32,6	32,8	33,1		6,0	3,3	5,1	4,0

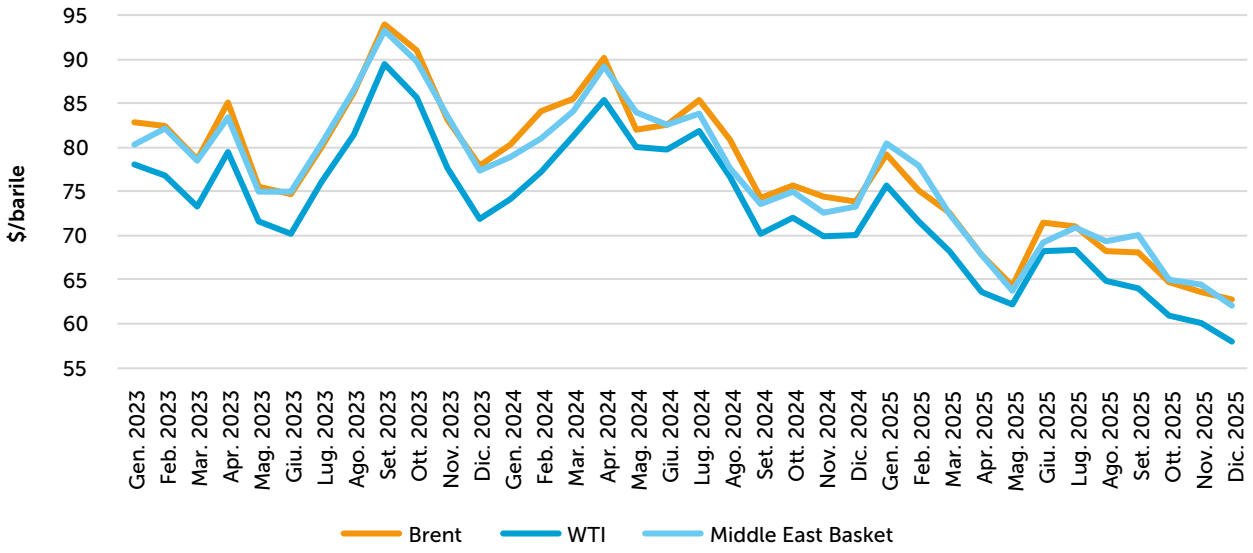
(A) Nel totale non è stata inserita l'Angola che è uscita dall'OPEC il 1° gennaio 2024. In questo caso, per rendere il confronto omogeneo, l'Angola viene tolta anche negli anni precedenti il 2024.
Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2026.

Prezzi dei greggi

Nel corso del 2025 il prezzo dei greggi ha mostrato una tendenza complessivamente ribassista, riflettendo il progressivo allentamento delle condizioni di equilibrio del mercato petrolifero globale. Il Brent, principale riferimento per il mercato internazionale, ha registrato un calo significativo rispetto all'anno precedente, pur con oscillazioni nel corso dell'anno legate a fattori geopolitici e finanziari.

Nella prima parte del 2025 il prezzo del Brent si è collocato su livelli medi prossimi ai 70 dollari al barile, per poi avviare una graduale fase discendente a partire dal secondo trimestre. Il ribasso si è accentuato tra primavera ed estate, in concomitanza con l'indebolimento delle prospettive di crescita economica globale, l'avvio del rientro delle riduzioni produttive da parte dell'OPEC+ e il rafforzarsi delle aspettative di un surplus di offerta. Nel corso dell'ultimo trimestre dell'anno, il prezzo si è attestato su valori medi prossimi ai 63 dollari al barile, chiudendo l'anno sui livelli più bassi dal 2021.

FIG. 1.2 *Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB*



Fonte: Platts e Reuters.

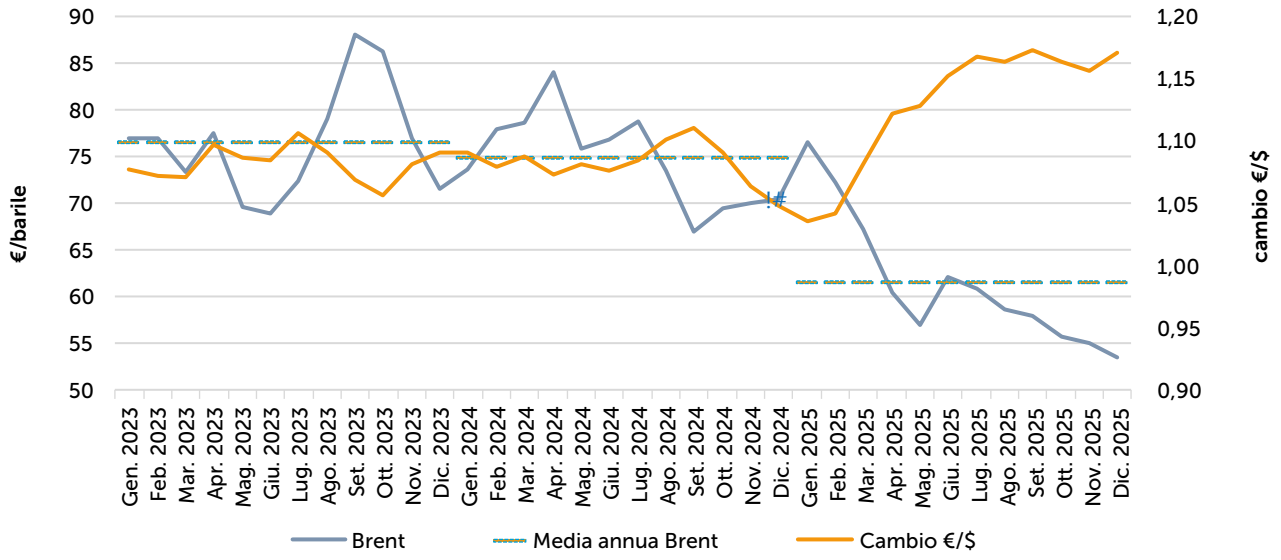
Su base annua, il prezzo medio del Brent è risultato pari a 69 dollari al barile, segnando una riduzione significativa rispetto al 2024 (circa 80 dollari al barile in media). Le occasionali tensioni geopolitiche emerse nel corso dell'anno, in particolare in Medio Oriente e nell'area del Mar Rosso, hanno determinato solo rimbalzi temporanei delle quotazioni, senza alterare la traiettoria di fondo, in un contesto di abbondante offerta e di scorte globali in aumento.

Nel complesso, l'evoluzione dei prezzi nel 2025 ha evidenziato un ridimensionamento della componente di rischio geopolitico tradizionalmente incorporata nelle quotazioni petrolifere, confermando come le dinamiche strutturali di domanda e offerta e le decisioni di politica produttiva abbiano esercitato un ruolo prevalente nella determinazione dei corsi di mercato. Tale andamento ha contribuito a riportare il mercato petrolifero su livelli di

prezzo più coerenti con un contesto di crescita globale moderata e di maggiore sicurezza degli approvvigionamenti.

Nel quadro delineato per il 2025, caratterizzato da un'ampia disponibilità di offerta e da prezzi in progressivo calo, nei primi mesi del 2026 il mercato petrolifero ha mostrato segnali di rinnovata tensione, in connessione con l'acutizzarsi delle condizioni geopolitiche in Medio Oriente. Tali sviluppi hanno determinato un significativo aumento della volatilità e delle quotazioni, riattivando un premio di rischio geopolitico che nel corso del 2025 era risultato contenuto.

FIG. 1.3 *Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Platts e Banca centrale europea.

Mercato internazionale del gas naturale

Nel corso del 2025 il mercato internazionale del gas naturale ha proseguito il processo di riequilibrio avviato negli anni precedenti, dopo la fase di forte tensione seguita alla crisi energetica e al conflitto russo-ucraino. Il contesto è stato caratterizzato da una maggiore disponibilità di offerta, da una domanda complessivamente moderata e da livelli di stoccaggio adeguati, sebbene inferiori ai massimi raggiunti negli anni immediatamente precedenti.

Il gas naturale liquefatto (GNL) ha continuato a svolgere un ruolo centrale nel garantire la flessibilità del sistema e nel rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti, favorendo una maggiore integrazione tra i mercati regionali, in particolare per l'Europa. Nel complesso, il sistema globale del gas nel 2025 ha mostrato una resilienza maggiore rispetto al recente passato, beneficiando di un'offerta più diversificata e di una migliore capacità di gestione delle scorte.

Tuttavia, il mercato ha continuato a rimanere sensibile agli sviluppi geopolitici e logistici, soprattutto lungo le principali rotte marittime e nelle aree di produzione, a conferma di un equilibrio che, pur più stabile rispetto agli anni precedenti, resta condizionato da fattori esogeni.

Domanda di gas naturale

Nel 2025, i consumi mondiali di gas naturale hanno registrato una crescita molto contenuta, inferiore a quella osservata nel 2024. La domanda globale è aumentata di meno dell'1% su base annua, raggiungendo comunque nuovi massimi storici intorno ai 4.300 G(m^3), a fronte di una crescita del 2,8% registrata nell'anno precedente. Il rallentamento ha riflesso un contesto macroeconomico più debole e una crescente sensibilità della domanda ai livelli di prezzo, in particolare nei mercati asiatici.

A differenza del 2024, l'incremento dei consumi non è stato trainato dall'area Asia-Pacifico, dove la domanda è risultata complessivamente stagnante. In Cina, principale mercato mondiale, la domanda di gas naturale ha registrato una flessione stimata intorno all'1%, mentre le importazioni di GNL sono diminuite di circa il 14% su base annua, risentendo del rallentamento dell'attività industriale, della maggiore disponibilità di gas via gasdotto e della competizione con altre fonti energetiche. Debole è risultata anche la domanda in altri Paesi asiatici sensibili al prezzo del GNL, segnando la crescita più modesta dell'area dalla crisi energetica del 2022.

Di segno opposto l'andamento dei consumi nelle economie avanzate, in particolare in Europa, dove nel 2025 la domanda di gas naturale è tornata a crescere, con un incremento del 3% su base annua. Tale dinamica è stata sostenuta prevalentemente dal comparto termoelettrico, a fronte di una minore produzione da fonti rinnovabili, mentre la domanda industriale è rimasta complessivamente debole. Nonostante il recupero, i consumi europei si sono mantenuti significativamente inferiori ai livelli pre-crisi, risultando ancora circa il 15% al di sotto della media del periodo 2017-2021.

In Nord America, la domanda è aumentata moderatamente, per effetto di condizioni climatiche più rigide nel primo trimestre e dalla maggiore richiesta per il riscaldamento negli usi civili, mentre in Medio Oriente e in alcune economie emergenti la crescita dei consumi è proseguita a ritmi sostenuti.

TAV. 1.6 *Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m^3))*

PAESI E AGGREGATI	2022	2023	2024	2025	VARIAZIONE 2024/2025
Africa	168	170	170	175	2,9%
Asia pacifico	904	933	981	982	0,1%
Centro e Sud America	153	149	154	154	0,0%
Eurasia	618	627	652	640	-1,8%
Europa	541	500	507	522	3,0%
Medio Oriente	585	618	624	639	2,4%
Nord America	1.127	1.138	1.164	1.175	0,9%
TOTALE MONDO[(A)]	4.096	4.135	4.251	4.286	0,8%
di cui:					

PAESI E AGGREGATI	2022	2023	2024	2025	VARIAZIONE 2024/2025
Paesi OCSE	1.807	1.772	1.782	1.800	1,0%
Unione europea	355	330	332	340	2,4%
Cina	364	393	426	434	-0,5%
USA	919	928	946	960	1,5%
Russia	487	495	516	510	-1,2%

(A) La domanda non include le iniezioni nette in stoccaggio.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati AIE *Gas Market Report* Q1 2026, AIE *Monthly Gas Statistics* marzo 2026 e Eurostat.

Guardando al blocco OCSE, nel 2025 i consumi di gas naturale sono tornati a crescere dopo la debolezza osservata negli anni precedenti, seppur con un'intensità complessivamente contenuta. La domanda dell'area OCSE ha registrato un aumento nell'ordine dell'1%, attestandosi su livelli prossimi ai 1.800 G(m^3). Sul dato medio ha inciso soprattutto la dinamica positiva dell'OCSE Europa e, in misura minore, dell'OCSE Americhe, mentre è rimasta più debole la domanda dell'area OCSE Asia-Oceania, coerentemente con la stagnazione dei consumi nei principali mercati asiatici importatori di GNL.

TAV. 1.7 *Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (G(m^3))*

AREA DI CONSUMO	2020	2021	2022	2023	2024	2025
OCSE Americhe						
Produzione interna	1.172	1.208	1.271	1.324	1.316	1.361
+Importazioni	110	118	122	117	128	133
-Esportazioni	221	268	281	298	313	3.353
-Variazione scorte	8	-7	-10	22	34	-4,3
Consumo lordo(A)	1.048	1.059	1.111	1.121	1.125	1.139
OCSE Asia-Oceania						
Produzione interna	170	180	193	190	193	188
+Importazioni	168	166	160	149	151	150
-Esportazioni	102	113	116	115	118	114
-Variazione scorte	-1	-3	2	1	-1	0
Consumo lordo(A)	236	224	226	216	220	218
OCSE Europa						
Produzione interna	202	194	204	185	187	184
+Importazioni	733	737	697	561	522	564
-Esportazioni	442	414	391	306	283	304
-Variazione scorte	-13	-23	36	4	-16	-11
Consumo lordo(A)	507	534	470	435	440	452
Totale OCSE						
Produzione interna	1.544	1.582	1.669	1.700	1.696	1.733
+Importazioni	1.011	1.021	979	827	801	846
-Esportazioni	765	795	788	718	713	771
-Variazione scorte	-6	-27	28	27	-17	-15
Consumo lordo(A)	1.790	1.820	1.807	1.772	1.785	1.809

(A) Il consumo lordo include differenze statistiche che non sono evidenziate.
Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, marzo 2026.

L'andamento della domanda europea è stato disomogeneo nel corso del 2025. Nei primi mesi dell'anno i consumi si sono mantenuti contenuti, anche in presenza di livelli di stoccaggio relativamente elevati, mentre nel corso dell'anno si è registrato un rafforzamento, in particolare nei periodi caratterizzati da una minore disponibilità di produzione da fonti rinnovabili. La crescita della domanda è stata infatti sostenuta soprattutto dal comparto termoelettrico, a fronte di una ridotta generazione eolica e idroelettrica in diversi Paesi europei, confermando il ruolo del gas come fattore di flessibilità fondamentale per la stabilizzazione del sistema elettrico in presenza di fonti non programmabili.

Anche i consumi industriali hanno mostrato segnali di recupero rispetto ai minimi degli anni precedenti, pur rimanendo nettamente inferiori ai livelli pre-crisi, beneficiando di un contesto di prezzi più favorevole rispetto al biennio 2022-2023. La dinamica dei consumi non è stata tuttavia uniforme tra i principali Paesi: ai rialzi osservati in mercati come Germania, Italia e Paesi Bassi, si sono contrapposti andamenti più deboli o in contrazione in Francia e Spagna, dove il maggiore contributo rispettivamente della produzione nucleare e delle fonti rinnovabili ha limitato il ricorso al gas nella generazione elettrica.

TAV. 1.8 *Consumi di gas naturale nell'Unione europea (G(m^3))*

PAESI	2021	2022	2023	2024	2025	VARIAZIONE 2024/2025
Austria	9,3	8,2	7,0	7,0	7,8	11,4%
Belgio	18,3	15,7	14,8	14,1	14,7	2,1%
Bulgaria	3,4	2,7	2,6	2,7	2,8	-0,9%
Cechia	9,5	7,6	6,8	6,8	7,5	8,7%
Croazia	2,9	2,5	2,6	2,4	2,8	12,0%
Danimarca	3	2,3	2,3	2,3	2,4	1,1%
Estonia	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	-25,0%
Finlandia	2,4	1,3	1,6	1,8	4,7	2,2%
Francia	40,9	37,0	32,6	30,6	33,2	-3,5%
Germania	93,6	79,3	76,5	77,7	81,7	3,2%
Grecia	6,4	5,2	4,7	6,1	6,8	6,3%
Irlanda	5,2	5,3	4,9	5,1	5,1	-1,9%
Italia	76,1	68,5	61,5	61,9	64,4	1,9%
Lettonia	1,2	0,8	0,8	0,8	0,8	-3,6%
Lituania	2,3	1,6	1,6	1,7	1,8	-1,4%
Lussemburgo	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8%
Malta	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0%
Paesi Bassi	42,3	33,0	31,3	31,7	27,8	0,0%
Polonia	23,4	19,4	20,1	21,5	22,1	6,3%
Portogallo	5,8	5,5	4,4	3,7	4,3	13,2%
Romania	12,1	10,1	9,5	9,9	10,1	1,0%
Slovacchia	5,5	4,5	4,3	4,4	4,7	3,4%
Slovenia	1	0,8	0,8	0,9	1,0	10,3%
Spagna	33,6	32,3	29,0	27,7	31,3	6,5%
Svezia	1,2	0,71	0,79	0,85	0,8	-9,7%
Ungheria	11,2	9,5	8,5	8,6	9,0	4,3%
Unione europea	**412,3**	**355,3**	**330,2**	**331,7**	**347,7**	**2,7%**

Fonte: Eurostat.

Nel 2025 la domanda di gas naturale in Italia è tornata a crescere in modo significativo, attestandosi a 64,4 miliardi di metri cubi, in aumento di circa il 4% rispetto al 2024. L'incremento della domanda è risultato concentrato prevalentemente nel settore della generazione elettrica che, con consumi pari a 21,9 miliardi di metri cubi, ha registrato una crescita di circa il 5,4% su base annua.

L'aumento dei consumi nel comparto termoelettrico è riconducibile principalmente alla maggiore variabilità della produzione rinnovabile, in particolare nei periodi di ridotta disponibilità di eolico e idroelettrico, che ha richiesto un maggiore ricorso agli impianti a gas per la stabilizzazione del sistema elettrico.

Più contenuto è stato l'andamento della domanda negli altri settori. I consumi industriali hanno mostrato un lieve recupero (+1,1%), pur rimanendo su livelli inferiori a quelli pre-crisi, mentre la domanda del settore civile è risultata sostanzialmente stabile, con una lieve flessione (-0,7%) su base annua, riflettendo condizioni climatiche complessivamente meno rigide e un miglioramento dell'efficienza energetica.

Nel complesso, la dinamica dei consumi nel 2025 ha evidenziato un ritorno del gas naturale a un ruolo centrale nel sistema energetico italiano, soprattutto a supporto del settore elettrico, pur in un contesto di domanda strutturalmente inferiore ai livelli antecedenti la crisi energetica.

Offerta di gas naturale

Nel 2025 l'offerta globale di gas naturale ha registrato un rafforzamento di entità moderata, contribuendo al graduale riequilibrio del mercato dopo le tensioni del triennio precedente. Secondo l'Agenzia internazionale dell'energia, la produzione mondiale di gas è aumentata di circa il 2%, attestandosi su valori prossimi ai 4.300 G(m^3), in linea con l'evoluzione contenuta della domanda globale.

TAV. 1.9 *Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m^3))*

PAESI E AGGREGATI	2022	2023	2024	2025	VARIAZIONE 2024/2025
Africa	251	254	240	235	2,0%
Asia pacifico	660	675	715	730	3,0%
Centro e Sud America	151	147	151	152	1,4%
Eurasia	865	830	860	845	2,0%
Europa	230	215	218	212	-4,1%
Medio Oriente	715	725	760	775	3,0%
Nord America	1.240	1.288	1.280	1.315	4,0%
TOTALE MONDO	**4.112**	**4.134**	**4.224**	**4.264**	**1,6%**
di cui:					
Paesi OCSE	1.669	1.700	1.696	1.700	0,2%
Unione europea	47	39	32	32	0,0%
Cina	218	230	245	260	2,4%
USA	1.021	1.061	1.060	1.060	0,0%
Russia	672	638	682	695	1,9%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati AIE (*Gas Market Report* Q1 2026).

A livello geografico, l'andamento dell'offerta è risultato eterogeneo. In Nord America la produzione si è mantenuta su livelli storicamente elevati, mostrando una sostanziale stabilità nel corso dell'anno. Nell'Asia-Pacifico, la crescita dell'*output* è proseguita a ritmi moderati (+3%), sostenuta in particolare dalla Cina, grazie a maggiori investimenti nelle risorse domestiche. Nell'area eurasiatica si è osservato un recupero della produzione rispetto ai minimi degli anni precedenti, con una progressiva riallocazione dei flussi verso mercati diversi da quello europeo.

Con riferimento all'Europa, la produzione di gas naturale dell'UE-27 ha confermato un *trend* decrescente, pari al 4% in meno rispetto al 2024. Nel 2025 l'*output* domestico ha coperto una quota limitata dei consumi interni, pari a circa il 10%, riflettendo il progressivo esaurimento dei principali giacimenti e l'assenza di nuovi sviluppi rilevanti. L'Unione europea si conferma pertanto un'area fortemente dipendente dalle importazioni di gas naturale.

Nel complesso, l'evoluzione dell'offerta globale nel 2025 si inserisce in una fase di riduzione delle tensioni tra domanda e offerta sui mercati internazionali, pur in presenza di vulnerabilità strutturali e di un contesto geopolitico che continua a incidere sulle condizioni di sicurezza degli approvvigionamenti.

Le importazioni

Nel 2025, nel blocco OCSE Europa, le importazioni di gas naturale sono state caratterizzate da un cambiamento nella composizione delle fonti di approvvigionamento. La cessazione, dal 1° gennaio 2025, del transito del gas russo via gasdotto attraverso l'Ucraina ha determinato una riduzione dei flussi di origine russa, incidendo in particolare sulle importazioni via gasdotto.

Nel complesso, nel 2025 i volumi importati dai Paesi dell'Unione europea si sono attestati su livelli superiori a quelli del 2024, raggiungendo valori prossimi a 560 G(m^3). In termini di modalità di approvvigionamento, circa il 60% del gas importato è giunto via gasdotto, mentre il restante 40% è stato soddisfatto attraverso GNL, quota in aumento rispetto all'anno precedente.

Con riferimento alla provenienza geografica, la Norvegia si è confermata il principale fornitore dell'Unione europea, con una quota pari a circa un terzo delle importazioni totali. Seguono gli Stati Uniti, che hanno rafforzato il proprio ruolo in particolare sul segmento del GNL, il Nord Africa, il Regno Unito e l'Azerbaijan. Le importazioni di origine russa tramite il gasdotto Turkstream si sono ulteriormente ridotte, attestandosi su quote residuali, inferiori al 10% del totale.

TAV. 1.10 *Importazioni lorde dei Paesi OCSE per area di provenienza (G(m^3))*

AREA DI PROVENIENZA	2020	2021	2022	2023	2024	2025
America del Nord	104,6	114,8	116,1	112,6	116,1	127,2
Asia[A]	0	0	0	0	0	0
Europa	0,1	0	0,1	0	0,1	0
Altre aree	5	2,7	5,7	4,0	4,3	5,4
Totale import area: OCSE Americhe	**109,6**	**117,6**	**121,9**	**116,7**	**128,1**	**132,6**

AREA DI PROVENIENZA	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Oceania	52,1	48,1	56,1	50,8	48,3	53,9
Asia[A]	62,6	59,8	57,2	55,4	57,8	62,2
Europa e Russia	11,7	12,6	11,9	10,5	10,5	11,5
Altre aree	42	45,4	34,4	32,6	34,3	22,1
Totale import area: OCSE Asia-Oceania	**168,3**	**165,9**	**159,6**	**149,3**	**150,9**	**149,7**
Europa	354,3	337,6	342,8	258,1	242,8	239,6
Russia	93,7	104,3	68,9	38,4	38,1	33,8
Asia[A]	29,8	22,4	34,2	25,2	12,3	30,5
Altre aree	255,4	272,9	251,4	239,5	228,3	250,0
Totale import area: OCSE Europa	**733,1**	**737,3**	**697,4**	**561,3**	**521,6**	**563,9**

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.
Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, marzo 2026.

Le importazioni di GNL hanno registrato nel 2025 un aumento significativo (+25%) rispetto al 2024, assumendo un ruolo centrale nel bilanciamento del sistema europeo di approvvigionamento. L'incremento è riconducibile principalmente alla necessità di compensare la perdita dei flussi russi via gasdotto e al maggiore utilizzo del gas nel settore elettrico. Il GNL importato è provenuto prevalentemente dagli Stati Uniti, che si confermano primo fornitore con circa il 50% dei volumi complessivi, seguiti da Russia (20%), Qatar (12%), Nord Africa e Nigeria.

A livello di singoli Paesi UE, la Francia si è confermata il principale punto di ingresso del GNL, seguita da Spagna, Belgio e Paesi Bassi, mentre la Germania ha ulteriormente aumentato le importazioni grazie all'entrata a regime dei nuovi terminali di rigassificazione. In Italia, le importazioni di GNL sono risultate in aumento rispetto al 2024, a fronte di flussi via gasdotto complessivamente stabili.

Nel complesso, nel 2025 il tasso medio di utilizzo dei terminali di rigassificazione europei è tornato a crescere, attestandosi su valori superiori al 60%, rispetto al 50% registrato nel 2024. Tale andamento riflette il ruolo centrale assunto dal GNL nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dell'Unione europea in un contesto caratterizzato da ridotte disponibilità di gas via gasdotto e persistenti incertezze geopolitiche.

Gli stoccaggi nell'Unione europea

La stagione invernale 2024/2025 si è conclusa con livelli di stoccaggio significativamente più bassi rispetto ai due anni precedenti. Al 1° aprile 2025, termine della stagione di prelievo, gli stoccaggi dell'Unione europea risultavano mediamente pieni per il 34% della capacità, contro il 59% registrato alla fine dell'inverno 2023/2024, con un minor volume disponibile stimabile in circa 27 G(m^3). Tale andamento è stato determinato da un maggiore ricorso alle scorte nel corso dell'inverno, a fronte di un più elevato utilizzo del gas per consumo civile ed elettrico e della riduzione dei flussi via gasdotto di origine russa.

La campagna di riempimento nel corso del 2025 è risultata pertanto più impegnativa rispetto agli anni precedenti. Nonostante un punto di partenza più basso e condizioni di mercato meno favorevoli, la ricostituzione delle

scorte è stata sostenuta dal maggiore afflusso di gas importato, in particolare di GNL, consentendo di avvicinarsi al target del 90% di riempimento prima dell'avvio della stagione invernale 2025/2026, in conformità con le disposizioni europee in materia di sicurezza degli approvvigionamenti.

Nel corso dell'inverno 2025/2026, tuttavia, i livelli di stoccaggio si sono nuovamente ridotti in modo significativo, anche per effetto del livello iniziale inferiore rispetto agli anni precedenti e di prelievi sostenuti nei periodi di maggiore domanda. A fine stagione invernale, le riserve europee sono scese su livelli inferiori al 30%, tra i più bassi registrati negli ultimi anni, accentuando la sensibilità del sistema a eventuali shock di offerta.

Volumi scambiati agli hub

Nell'Unione europea e nel Regno Unito, il volume di gas scambiato agli *hub* ha registrato nel 2025 un'ulteriore crescita rispetto ai livelli già molto elevati del 2024, superando ampiamente il precedente massimo storico del 2020. A trainare l'espansione è stato ancora una volta il TTF olandese, che nel 2025 ha consolidato il proprio ruolo di *hub* di riferimento globale, arrivando a intercettare oltre l'80% dei volumi complessivamente scambiati in Europa. In parallelo, il churn rate medio (calcolato come il rapporto tra volumi totali scambiati all'*hub* e consumi fisici) europeo ha continuato a salire, collocandosi su valori prossimi a 20, a fronte di una domanda fisica in progressiva normalizzazione, segnale di una crescente finanziarizzazione e profondità del mercato.

Negli Stati Uniti, nel 2025 i volumi commercializzati sull'Henry Hub hanno raggiunto nuovi livelli record. Sul mercato dei futures e delle opzioni sull'Henry Hub nel 2025 sono stati scambiati oltre 100 milioni di contratti equivalenti su base annua, con un incremento stimabile nell'ordine del 20% rispetto al 2024. Tale dinamica è stata sostenuta da prezzi mediamente più bassi, che hanno ridotto il costo delle strategie di copertura, e da una maggiore variabilità della domanda di gas per la generazione elettrica, legata all'interazione tra rinnovabili e condizioni climatiche.

In Asia, con riferimento al JKM (Japan Korea Marker), l'attività sui mercati dei derivati ha mostrato nel 2025 un'ulteriore e significativa espansione (+30% rispetto all'anno precedente), proseguendo il forte incremento già registrato nel 2024. I volumi scambiati hanno raggiunto nuovi record, sostenuti da un'intensa attività di gestione del rischio in un contesto caratterizzato da elevata volatilità dei flussi di GNL e da una forte correlazione tra i prezzi europei e asiatici. Nonostante ciò, il churn rate del JKM rimane su livelli sensibilmente inferiori rispetto agli *hub* euro-atlantici, collocandosi nell'intorno di 5, pur mostrando un graduale aumento rispetto agli anni precedenti.

Prezzo del gas

Nel 2025 i prezzi del gas in Europa si sono collocati su livelli superiori alla media del 2024, ma significativamente inferiori ai picchi della fase più acuta della crisi, a fronte di un contesto di equilibrio fragile e di persistente esposizione a fattori esogeni.

Il prezzo *spot* medio annuo al TTF olandese si è attestato intorno a 36 €/MWh, circa il 5% in più rispetto ai 34,4 €/MWh del 2024. L'aumento è riconducibile soprattutto alle tensioni di inizio anno, dovute al calo delle forniture

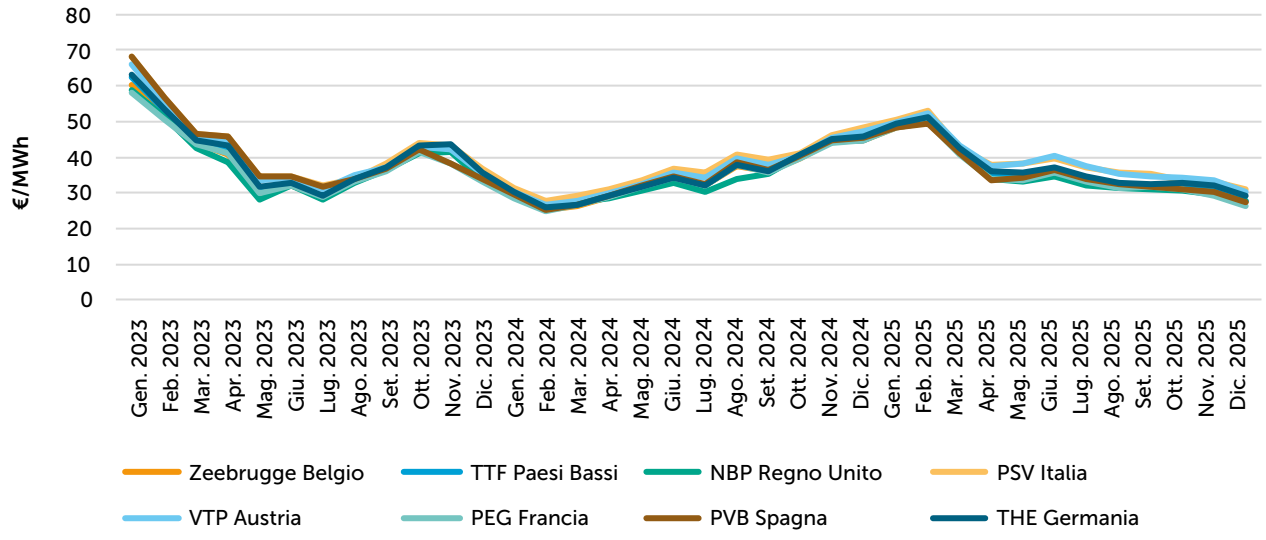
via gasdotto, al clima più rigido e all'incertezza geopolitica, solo in parte compensate dal calo primaverile e dalla successiva stabilizzazione. Nei primi mesi, i prezzi si sono mantenuti elevati (45 €/MWh in media), sostenuti dalla fine delle forniture russe via Ucraina (dal 1° gennaio 2025), dalle temperature più fredde e dalla riduzione degli stoccaggi, che ha accresciuto i timori sulla sicurezza degli approvvigionamenti. Da aprile è iniziata una fase di correzione, con prezzi scesi a 35 €/MWh, grazie a condizioni climatiche più miti, buona produzione rinnovabile e domanda più debole, fattori che hanno ridotto la pressione sugli stoccaggi. Nel resto dell'anno, i prezzi si sono stabilizzati su livelli intermedi, pur restando influenzati da stoccaggi, concorrenza asiatica sul GNL e contesto geopolitico. Nel complesso, il 2025 ha visto prezzi inferiori ai picchi della crisi ma ancora superiori ai livelli pre-crisi, in un equilibrio fragile.

Nel 2025 il PSV italiano ha seguito una dinamica dei prezzi sostanzialmente allineata a quella dell'*hub* olandese TTF, mantenendo però valori medi leggermente superiori. Il prezzo *spot* medio annuo si è attestato intorno a 39 €/MWh, in aumento di circa il 6% rispetto ai 36,7 €/MWh del 2024.

Lo spread medio annuo PSV-TTF nel 2025 si è collocato intorno a 2,8 €/MWh, su livelli moderatamente elevati rispetto agli anni di piena normalizzazione. Il differenziale riflette principalmente fattori strutturali del mercato italiano: maggiore dipendenza dalle importazioni dal Nord Europa attraverso Passo Gries, costi di trasporto e congestioni infrastrutturali marginali, nonché una minore liquidità del mercato rispetto al TTF.

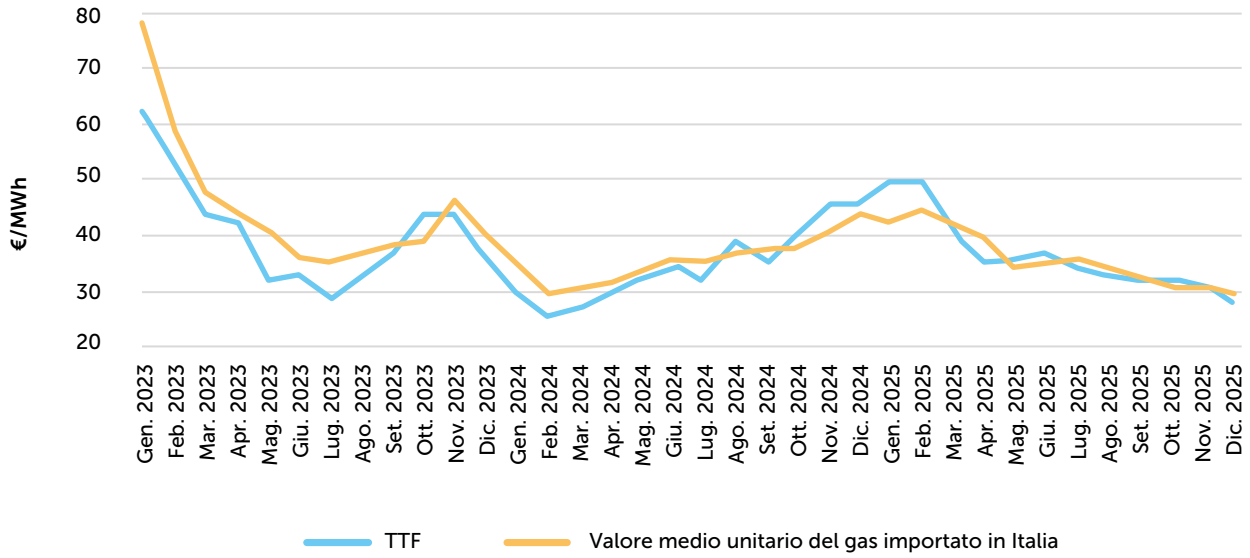
La figura 1.5 riporta l'andamento del TTF e del prezzo medio alla frontiera italiana, che nel 2025 hanno mantenuto dinamiche complessivamente simili, pur con scostamenti anche significativi su base mensile. Nel complesso, il differenziale medio annuo si è attestato su valori molto contenuti, pari a circa 0,3 €/MWh, in riduzione rispetto a quanto osservato nel 2024 (a circa 1 €/MWh).

FIG. 1.4 *Prezzo del gas naturale negli hub europei*



Fonte: ICIS.

FIG. 1.5 *Prezzo del gas naturale negli hub europei e prezzi all'importazione*



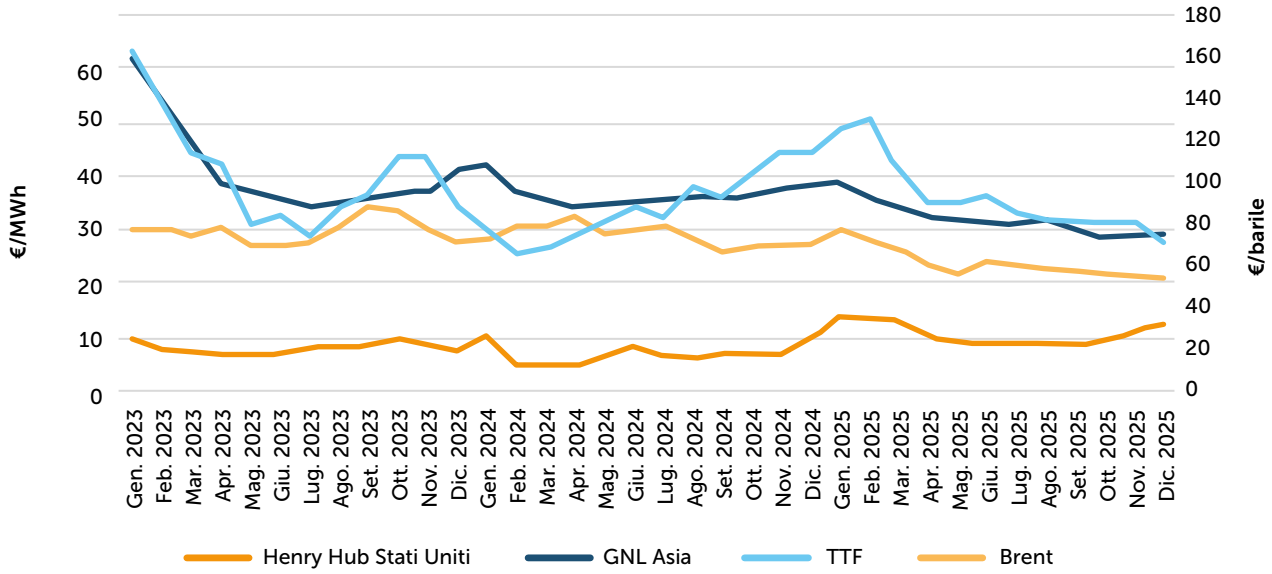
Fonte: ICIS e Istat.

Nel 2025, il mercato asiatico del GNL è stato caratterizzato da una progressiva riduzione delle quotazioni nel corso dell'anno, in un contesto di domanda complessivamente debole. I prezzi *spot* del GNL in Asia, dopo valori prossimi a 37 €/MWh a inizio anno, sono diminuiti gradualmente, collocandosi nella parte finale dell'anno su livelli intorno a 29 €/MWh. In media annua, il prezzo del GNL asiatico nel 2025 si è attestato su valori prossimi a 32 €/MWh, risultando inferiore rispetto alla media del 2024. La debolezza della domanda, in particolare da parte della Cina, ha ridotto la pressione competitiva sull'Europa per l'approvvigionamento di carichi spot, favorendo una maggiore disponibilità di GNL per il mercato europeo.

Negli Stati Uniti, nel 2025, il prezzo del gas all'Henry Hub ha mostrato un andamento sensibilmente più sostenuto rispetto all'anno precedente. Le quotazioni si sono collocate su livelli elevati nella prima parte dell'anno, con valori superiori a 13 €/MWh nei mesi invernali, per poi ridursi progressivamente nel corso dell'estate e tornare a crescere nella parte finale dell'anno. In media annua, il prezzo dell'Henry Hub nel 2025 si è attestato intorno a 11 €/MWh, segnando un marcato aumento rispetto al 2024, in un contesto caratterizzato da condizioni climatiche più variabili, riduzione della produzione e maggiore utilizzo delle scorte nella fase invernale.

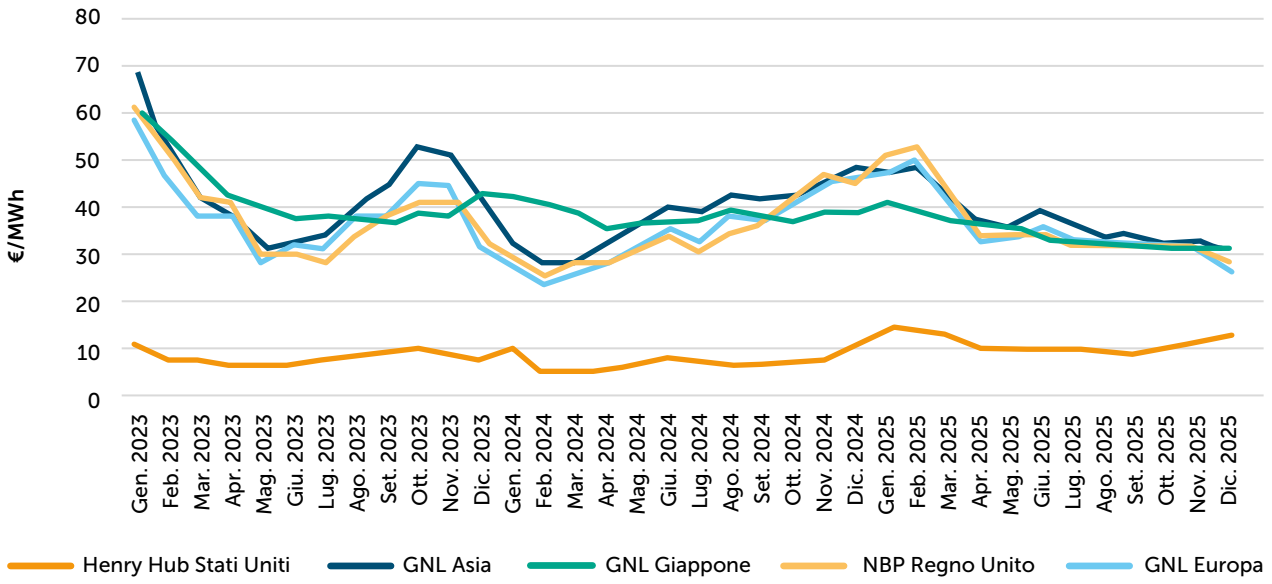
Nel complesso, nel 2025 i mercati del gas di Asia, Europa e Stati Uniti hanno evidenziato andamenti differenziati ma fortemente interconnessi, confermando il ruolo centrale delle dinamiche globali del GNL nella formazione dei prezzi e nella trasmissione degli shock tra le diverse aree.

FIG. 1.6 *Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent*



Fonte: U.S. Energy Information Administration, ICIS e World Gas Intelligence.

FIG. 1.7 *Prezzi del GNL per aree*



Fonte: U.S. Energy Information Administration ed elaborazione ARERA su dati *World Gas Intelligence*.

Nel primo trimestre del 2026, l'andamento dei prezzi del gas è stato caratterizzato da una marcata discontinuità rispetto alla fase di progressivo ridimensionamento osservata a fine 2025, a seguito del rapido deterioramento del contesto geopolitico internazionale.

L'intensificarsi delle tensioni nell'area del Golfo Persico e le criticità lungo alcuni snodi strategici del commercio mondiale di GNL, in particolare lo Stretto di Hormuz, hanno esercitato pressioni sulla disponibilità di carichi *spot*

sul mercato internazionale. In Europa, tali fattori hanno contribuito a un aumento della volatilità e a una reazione delle quotazioni, in presenza di livelli di stoccaggio stagionalmente bassi.

In Europa, il TTF è passato da circa 34 €/MWh a gennaio a 32 €/MWh a febbraio, per poi salire bruscamente a oltre 52 €/MWh a marzo, incorporando un rilevante premio per il rischio legato all'escalation in Medio Oriente. Dinamica analoga sul mercato asiatico: i prezzi del GNL (JKM) sono passati da circa 29 €/MWh a gennaio e 32 €/MWh a febbraio a quasi 60 €/MWh a marzo, riflettendo il rischio di riduzione dell'offerta dai principali esportatori. Negli Stati Uniti, invece, il mercato del gas è rimasto più stabile grazie all'ampia offerta domestica, con dinamiche dei prezzi meno sensibili alle tensioni internazionali.

Mercato internazionale del GNL

Nel 2025, la domanda globale di gas naturale liquefatto (GNL) si è attestata su valori prossimi a 440 Mt, registrando una crescita di circa il 6% su base annua. L'incremento conferma il ruolo del GNL quale componente centrale dell'equilibrio energetico globale, sia per la copertura della crescita della domanda sia come fonte di flessibilità in un contesto di persistente incertezza geopolitica e di rigidità dell'offerta via gasdotto.

La struttura della domanda si è confermata fortemente concentrata dal punto di vista geografico. I Paesi dell'Asia Pacifico hanno assorbito circa il 64% delle importazioni mondiali di GNL, per volumi pari a circa 290 Mt, confermandosi come principale area di consumo a livello globale. La regione ha continuato a rappresentare il baricentro della domanda internazionale, pur mostrando nel corso dell'anno una maggiore selettività negli acquisti *spot* e una crescente rilevanza dei contratti di lungo termine.

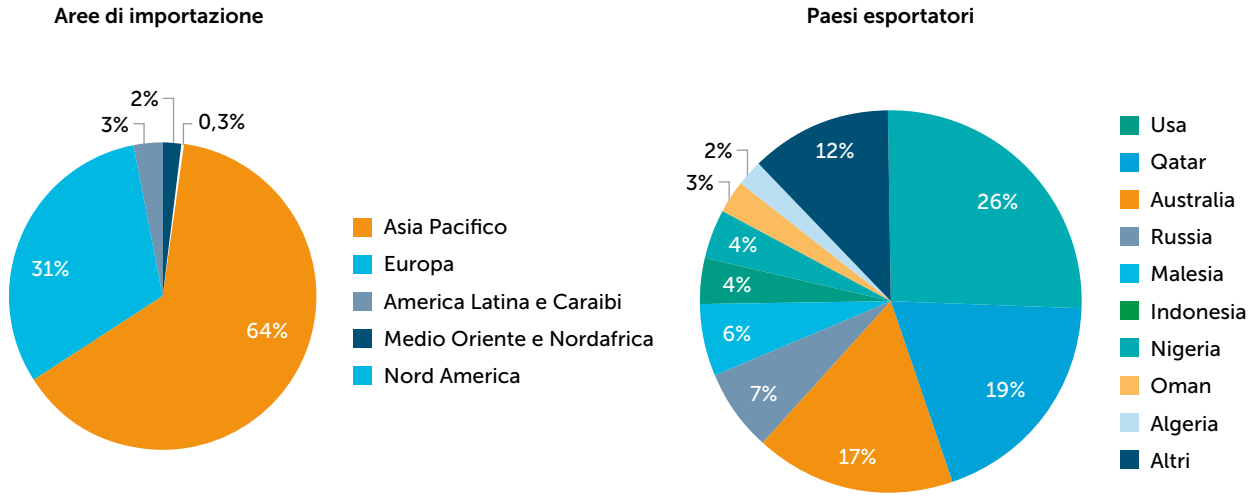
L'Europa ha rappresentato il secondo mercato mondiale del GNL, con importazioni complessive pari a circa 110 Mt, corrispondenti a circa il 31% del totale globale. Tale incidenza riflette il ricorso strutturale al gas naturale liquefatto quale pilastro del sistema europeo di approvvigionamento, in un contesto di riduzione dei flussi via gasdotto e di crescente esigenza di flessibilità.

Quote nettamente più contenute hanno caratterizzato le altre aree. L'America Latina e i Caraibi hanno importato circa 17 Mt di GNL (3% del totale), prevalentemente a supporto della generazione elettrica in situazioni di stress idrico. Il Medio Oriente e Nord Africa hanno registrato importazioni pari a circa 13 Mt (2%), riconducibili a specifiche dinamiche di domanda interna e temporanee carenze produttive. Il Nord America ha mantenuto un ruolo marginale come area importatrice, con volumi inferiori a 2 Mt, confermandosi principalmente come area esportatrice netta.

Lato offerta, gli Stati Uniti si sono confermati il primo esportatore mondiale, con 113 Mt, pari a circa il 26% del totale globale. Il dato riflette l'elevata capacità di liquefazione installata e il ruolo centrale del GNL statunitense nel soddisfare la crescente domanda internazionale, nonostante alcuni ritardi nell'entrata in esercizio di nuova capacità.

Al secondo e terzo posto si collocano rispettivamente il Qatar, con 83 Mt (19% del totale), e l'Australia, con 76 Mt (17%), che insieme agli Stati Uniti rappresentano oltre il 60% delle esportazioni mondiali di GNL.

FIG. 1.8 *Principali aree di importazione e Paesi esportatori di GNL nel 2025 (%)*



Fonte: Elaborazione ARERA su dati Gas Exporting Countries Forum.

La Russia ha esportato 31 Mt (7% del totale), mantenendo un ruolo rilevante nel mercato internazionale, sebbene con una crescente riorientazione dei flussi verso i mercati asiatici. Nel corso del 2025 si è progressivamente ridotto il peso dell'Europa come area di destinazione e come piattaforma di re-loading, in linea con il quadro regolatorio europeo e con il progressivo pieno dispiegarsi delle misure restrittive adottate dall'Unione europea.

Tra gli esportatori secondari si segnalano la Malesia (27 Mt, 6%), l'Indonesia (19 Mt, 4%), la Nigeria (16 Mt, 4%) e l'Oman (13 Mt, 3%), mentre l'Algeria ha esportato circa 10 Mt (2%). L'insieme degli altri Paesi esportatori ha contribuito per circa 50 Mt, pari a oltre l'11% del totale globale.

Nel 2025 la capacità globale di liquefazione del GNL si colloca su valori ormai prossimi alle 500 Mt, con un incremento limitato rispetto all'anno precedente, insufficiente a modificare in modo strutturale gli equilibri del mercato.

L'anno è stato però caratterizzato da una forte ripresa delle decisioni finali di investimento (FID), che hanno raggiunto complessivamente circa 70 Mt, il livello più alto degli ultimi anni e trainato quasi interamente dagli Stati Uniti. In particolare, sono stati approvati diversi grandi progetti lungo la costa del Golfo USA, tra cui Louisiana LNG (fase iniziale, ~16,5 Mt), CP2 LNG (~14–15 Mt), l'espansione di Rio Grande LNG (treni aggiuntivi per ~12 Mt) e la fase 2 di Port Arthur LNG (~13 Mt), oltre a interventi minori di espansione su impianti esistenti come Corpus Christi. A livello extra-USA si segnala la FID del progetto Coral North FLNG in Mozambico (~3,5–3,6 Mt) e del progetto Southern Energy FLNG in Argentina (~2,5–3,5 Mt), che confermano la graduale diversificazione geografica delle nuove capacità, pur con predominanza statunitense. Parallelamente, nel 2025 è proseguita la progressiva

messa in esercizio e costruzione di progetti già approvati negli anni precedenti, in particolare il riavvio del Mozambique LNG (18 Mt) e l'avanzamento delle espansioni modulari negli Stati Uniti.

Nel primo trimestre 2026, l'escalation del conflitto in Medio Oriente ha inciso direttamente sull'offerta globale di GNL. Gli attacchi alle infrastrutture di Ras Laffan in Qatar hanno determinato la perdita di circa il 20% della capacità di esportazione del Paese, con tempi di ripristino stimati in più anni, riducendo in modo strutturale la disponibilità di volumi nel breve e medio termine. Contestualmente, il blocco delle rotte nel Golfo Persico ha limitato la capacità di shipping e aumentato i costi logistici. In tale contesto, i principali progetti di espansione qatarioti, in particolare il North Field East, risultano esposti a ritardi significativi, stimabili in almeno dodici mesi rispetto alle tempistiche originarie, contribuendo a posticipare l'attesa crescita dell'offerta globale di GNL.

TAV. 1.11 *Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2025 (Mt)*

PAESI IMPORTATORI NELL'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI IMPORTATI	PAESI ESPORTATORI VERSO L'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI ESPORTATI
Francia	21,6	USA	63,2
Spagna	17,5	Russia	12,6
Paesi Bassi	16,6	Qatar	8,9
Italia	15,3	Algeria	6,3
Belgio	10,1	Nigeria	4,4
Germania	7,2	Norvegia	2,2
Polonia	6,4	Angola	2,7
Portogallo	3,3	Trinidad e Tobago	2,3
Grecia	2,7	Perù	1,2
Lituania	2,4	Guinea Equatoriale	0,9
Croazia	1,8	Senegal	0,5
Altri	1,7	Altri	1,3
TOTALE	106,5	TOTALE	106,5

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Reuters.

Mercato internazionale del carbone

La domanda

Nel 2025 la domanda mondiale di carbone raggiunge un nuovo massimo storico pari a circa 8,85 miliardi di tonnellate, in lieve aumento rispetto al 2024 (+0,5%), confermando una fase di sostanziale plateau dopo il ciclo di crescita post-pandemico. Il carbone continua a rappresentare circa il 35% della generazione elettrica globale, mantenendo il primato nel *mix* energetico mondiale.

La Cina rimane il primo consumatore mondiale con circa 4,95 miliardi di tonnellate, sostanzialmente stabile su base annua, sostenuta da una domanda elettrica ancora elevata e dal ruolo del carbone come fonte di back-up del sistema elettrico. L'India registra invece una lieve contrazione (circa -1% a/a) dopo anni di forte crescita, principalmente per il rallentamento della domanda elettrica industriale, il maggiore ricorso a rinnovabili e idroelettrico e condizioni climatiche più favorevoli rispetto agli anni precedenti. Il consumo resta comunque superiore a 1,3 miliardi di tonnellate.

Tra i mercati avanzati, gli Stati Uniti registrano nel 2025 un rimbalzo temporaneo della domanda, sostenuto da condizioni climatiche e da episodi di maggiore competitività del carbone rispetto al gas naturale nei picchi di prezzo.

L'Unione europea prosegue invece la fase di contrazione strutturale, con una riduzione della domanda di circa -9% a/a, mentre la produzione elettrica da carbone scende ulteriormente, confermando il ruolo ormai residuale della fonte nel *mix* energetico europeo.

Giappone e Corea del Sud registrano entrambi una flessione più contenuta, pari a circa -5% a/a, in linea con la progressiva riduzione della dipendenza dal carbone grazie al maggiore contributo del nucleare e delle fonti rinnovabili.

Nei mercati emergenti, i Paesi ASEAN mantengono invece un *trend* espansivo, con una crescita della domanda pari a circa +6% a/a, per un volume complessivo superiore ai 500 milioni di tonnellate, trainato soprattutto da Indonesia, Vietnam e Filippine.

TAV. 1.12 *Mercato Internazionale del carbone (Mt)*

ESPORTATORI DI CARBONE	2021	2022	2023	2024	2025
Indonesia	436	471	521	557	507
Australia	370	344	353	361	350
Russia	215	224	211	199	195
Stati Uniti	77	77	91	98	95
Sud Africa	63	68	74	70	68
Colombia	55	56	57	58	47
Altri	117	136	195	204	200
MONDO	1.333	1.376	1.502	1.547	1.462
IMPORTATORI DI CARBONE	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Cina	338	301	481	527	450
India	207	228	248	250	240
Giappone	173	184	167	163	155
Corea del Sud	126	125	119	117	105
Germania(A)	38	43	30	22	18
Altri	489	486	465	467	470
MONDO	1.371	1.367	1.510	1.546	1.438

(A) Germania solo Hard Coal.
Fonte: AIE, *Coal* 2025, Eurostat e Statistiches Bundesamt (per Germania).

La produzione

Nel 2025 la produzione mondiale di carbone si attesta a circa 9,1 miliardi di tonnellate, sostanzialmente stabile rispetto al 2024, configurando una fase di plateau dopo il massimo storico raggiunto nello stesso anno. Il mercato mostra quindi una crescita nulla, segnando una transizione verso una fase di progressivo rallentamento attesa entro la fine del decennio.

La Cina si conferma il principale produttore mondiale con circa 4,7 miliardi di tonnellate, in lieve aumento rispetto al 2024, sostenuta dalle politiche di sicurezza energetica e dalla gestione delle scorte. L'India si stabilizza su circa 1,1 miliardi di tonnellate, dopo un 2024 di forte crescita.

Tra i principali esportatori, l'Indonesia registra una produzione compresa tra 780 e 800 milioni di tonnellate, sostenuta dalla domanda domestica e dalle esportazioni verso i mercati asiatici, mentre l'Australia si colloca intorno ai 420–440 milioni di tonnellate, risentendo di prezzi internazionali più deboli e costi operativi elevati.

Tra le economie avanzate, gli Stati Uniti mostrano una produzione sostanzialmente stabile o in lieve calo, intorno ai 400–420 milioni di tonnellate. Nell'Unione europea la produzione si mantiene su livelli prossimi ai 200 milioni di tonnellate, prevalentemente lignite, in un contesto di declino strutturale di lungo periodo.

Nel complesso, il 2025 si configura come un anno di stabilizzazione dell'offerta globale, con una crescita ormai concentrata nei Paesi asiatici e una progressiva contrazione nei mercati maturi, in un contesto di prezzi deboli e crescente competizione tra fonti energetiche.

Gli scambi

Nel 2025, il commercio internazionale di carbone ha continuato a svolgere un ruolo rilevante per alcuni Paesi import-dipendenti, pur risultando complessivamente meno dinamico rispetto alla fase di crescita della domanda globale. La stabilizzazione dei consumi in Cina e India e il ritorno a una maggiore autosufficienza di alcuni grandi produttori, come gli Stati Uniti, hanno limitato l'espansione degli scambi su scala globale.

Al contrario, nei Paesi del Sud-Est asiatico e in parte dell'America Latina il carbone importato ha continuato a sostenere la crescita della domanda elettrica, mentre in Europa la riduzione strutturale dei consumi ha determinato un ulteriore calo delle importazioni. Nel complesso, il 2025 conferma un mercato del carbone nel quale gli scambi internazionali rimangono importanti ma non rappresentano il principale fattore di riequilibrio della domanda globale.

Prezzo del carbone

Nel 2025 i prezzi internazionali del carbone hanno registrato una riduzione significativa rispetto al 2024, riflettendo la stabilizzazione della domanda globale, l'assenza di tensioni rilevanti sul lato dell'offerta e il progressivo

rientro delle condizioni eccezionali osservate nel biennio 2022-2023. Il mercato si è pertanto collocato in una fase di normalizzazione ciclica, pur mantenendo una volatilità non trascurabile su base infrannuale.

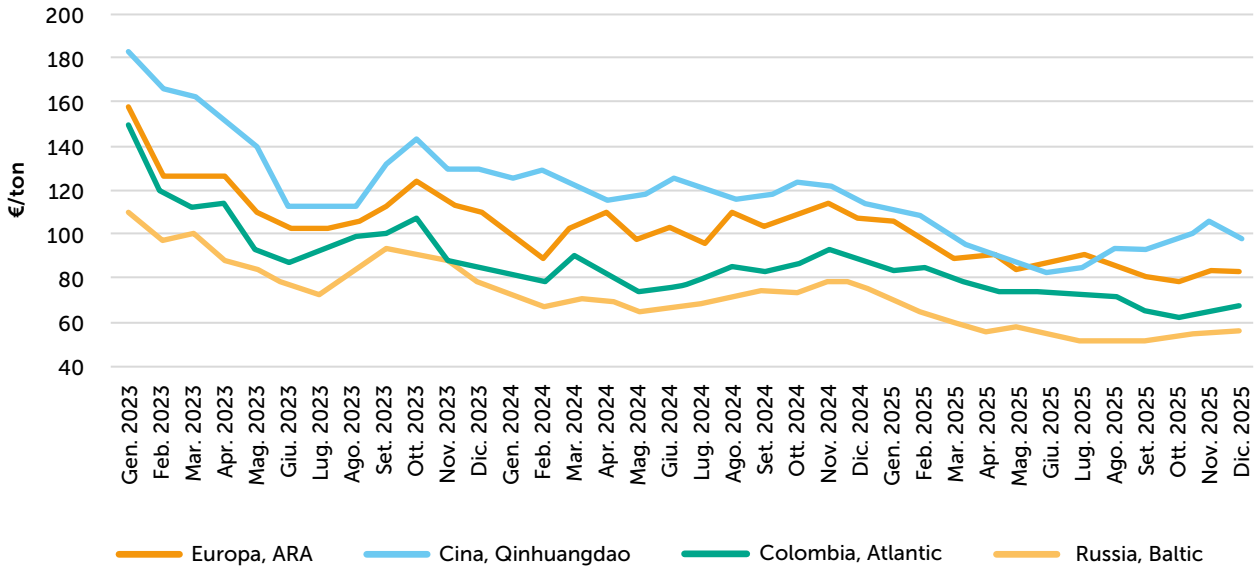
In Europa, il prezzo *spot* del carbone CIF ARA si è attestato nel 2025 su una media annua pari a circa 89 €/t, in diminuzione di circa il 15% rispetto al 2024 (oltre 104 €/t). Dopo valori elevati nella prima parte dell'anno, le quotazioni hanno mostrato una progressiva flessione, scendendo stabilmente sotto i 90 €/t nel corso del secondo semestre, in linea con la riduzione della domanda elettrica e con il minore ricorso al carbone nel *mix* europeo.

Nel mercato cinese, il carbone domestico con consegna a Qinhuangdao (5800 kcal/kg) ha registrato una media annua pari a circa 96 €/t, in calo di oltre il 20% rispetto al 2024. La dinamica riflette la sostanziale stabilità dei consumi, l'elevato livello della produzione interna e l'assenza di tensioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti, nonostante una moderata volatilità stagionale legata alla domanda elettrica.

Per quanto riguarda i mercati di esportazione, il carbone colombiano con consegna sull'Atlantico ha segnato nel 2025 un prezzo medio di circa 73 €/t, in riduzione di circa il 12% rispetto all'anno precedente. Ancora più marcata la flessione per il carbone russo con consegna sul Baltico, la cui media annua si è collocata intorno a 57 €/t, in calo di circa il 20% su base annua, riflettendo sia la debolezza della domanda internazionale sia il persistente ridimensionamento dei flussi verso i mercati europei.

Nel complesso, il 2025 si caratterizza per un livello dei prezzi del carbone significativamente inferiore a quello degli anni della crisi energetica, coerente con una fase di domanda globale prossima al plateau e con una produzione abbondante. Tali dinamiche confermano il progressivo rientro del carbone in un contesto di mercato più equilibrato, pur in presenza di differenze regionali e di una residuale sensibilità agli andamenti climatici e ai mercati concorrenti, in particolare gas naturale e rinnovabili.

FIG. 1.9 *Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali*



Fonte: Reuters.

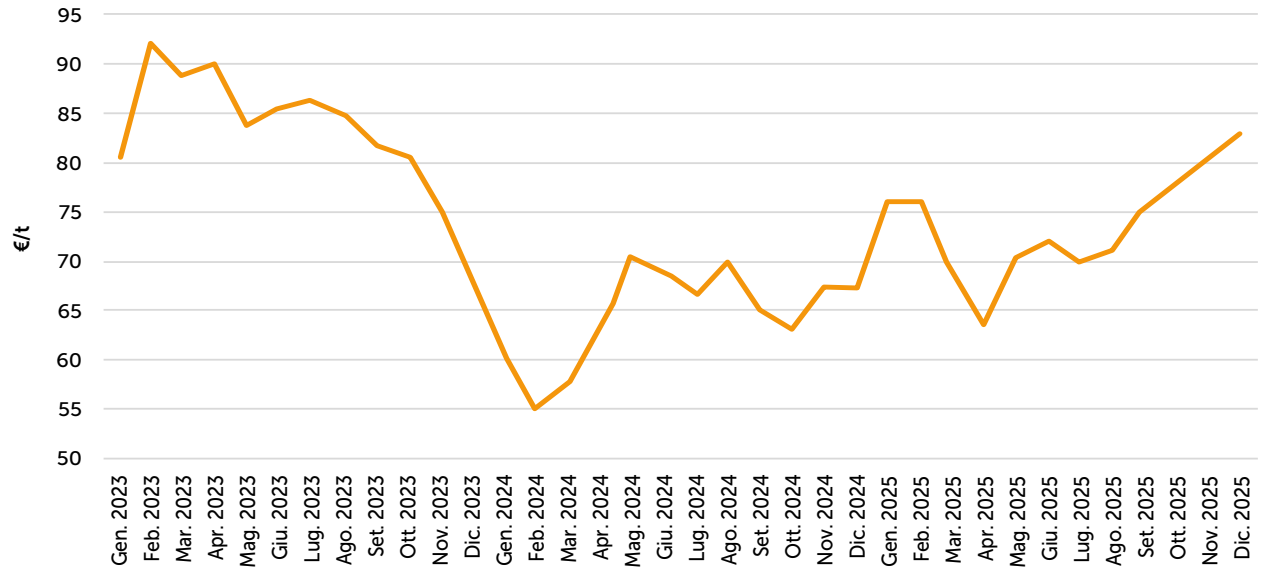
Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Il 2025 evidenzia una prosecuzione del percorso di riduzione delle emissioni ETS, sebbene con un ritmo più moderato rispetto agli anni precedenti. Secondo i dati verificati della Commissione europea, nel 2025 le emissioni complessive di gas serra degli operatori coperti dal sistema EU ETS hanno registrato una riduzione pari a circa -1,3% rispetto al 2024, confermando il *trend* strutturale di decarbonizzazione. Le emissioni risultano oggi oltre il 50% inferiori ai livelli del 2005, mantenendo il sistema coerente con l'obiettivo di riduzione del 62% al 2030.

La diminuzione delle emissioni è imputabile principalmente al settore energetico: a fronte di una crescita della produzione elettrica complessiva (circa +1,7%), le emissioni del comparto sono diminuite di circa -0,4%, grazie all'aumento della quota di fonti rinnovabili (47,3% del mix) e al minor ricorso al carbone, solo in parte compensato da una maggiore generazione a gas.

Nel settore industriale ad alta intensità energetica, le emissioni hanno segnato una riduzione più marcata (-2,5%), trainata soprattutto dai comparti del cemento e del ferro-acciaio, anche in relazione al rallentamento dell'attività nel settore delle costruzioni. Per quanto riguarda i trasporti, le emissioni del trasporto aereo coperte dall'ETS sono risultate in lieve aumento, mentre quelle del settore marittimo, incluso a pieno titolo nel sistema nel 2025, hanno mostrato una prima riduzione.

FIG. 1.10 *Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)*



Fonte: ICE.

Nel 2025 il prezzo europeo dei permessi di emissione (EUA) è risultato in media pari a circa 73,7 €/t, in aumento di circa il 14% rispetto al 2024, anno che aveva registrato una media annua di 64,7 €/t. L'incremento intervenuto

nel 2025 segna un parziale recupero dei valori di mercato, dopo la fase di ridimensionamento osservata nell'anno precedente, pur in assenza di tensioni comparabili a quelle del periodo 2021-2022.

Anche nel 2025, il mercato ha mantenuto una marcata volatilità, con un andamento articolato in più fasi nel corso dell'anno. Nei primi mesi, le quotazioni hanno registrato un forte rialzo, raggiungendo valori prossimi ai 76 €/t tra gennaio e febbraio, quasi 10 €/t in più rispetto alla chiusura del 2024. Tale dinamica è stata sostenuta dall'aumento delle quotazioni del gas naturale e da una maggiore cautela degli operatori in relazione al quadro geopolitico e regolatorio.

A partire dalla primavera, i prezzi hanno attraversato una fase correttiva, con una discesa delle medie mensili fino a valori intorno ai 64 €/t tra marzo e aprile, in corrispondenza di una riduzione delle emissioni del settore elettrico, favorita da una maggiore disponibilità di generazione rinnovabile e da condizioni di domanda energetica più contenute. Nei mesi successivi, il mercato ha avviato un progressivo recupero, con quotazioni tornate stabilmente sopra i 70 €/t a partire dall'estate.

Nel secondo semestre del 2025, il *trend* rialzista si è progressivamente consolidato: le quotazioni hanno superato i 75 €/t nel terzo trimestre e hanno continuato a crescere nell'ultima parte dell'anno, raggiungendo valori prossimi agli 83 €/t nel mese di dicembre, massimo annuale. A sostenere tale dinamica hanno contribuito l'aumento della correlazione con i prezzi delle fonti fossili, in particolare del gas, una moderata ripresa dell'attività industriale e le aspettative legate all'evoluzione del quadro regolatorio del sistema ETS, inclusa la progressiva riduzione delle quote disponibili e l'estensione del perimetro di applicazione.

Andamento dell'economia e del clima nel 2025

Nel 2025 il PIL italiano ai prezzi di mercato è stato pari a 2.258 miliardi di euro correnti, con un aumento del 2,5% rispetto all'anno precedente. In termini reali, il PIL è cresciuto dello 0,5%, su ritmi di espansione deboli e inferiori a quelli dell'economia globale. Dal lato della domanda, il contributo alla dinamica del PIL in volume è derivato prevalentemente dalla domanda nazionale al netto delle scorte, che ha fornito un apporto positivo pari a 1,5 punti percentuali, mentre il contributo della domanda estera netta e della variazione delle scorte è stato negativo, rispettivamente per 0,7 e 0,2 punti percentuali.

La domanda interna si è rafforzata. Nel 2025 i consumi finali nazionali sono cresciuti dello 0,9% in volume, con una spesa per consumi finali delle famiglie residenti in aumento dell'1,0%. All'interno di questa componente, la spesa per servizi è cresciuta dell'1,0%, mentre quella per beni dello 0,9%. Gli incrementi più significativi si sono registrati nelle spese per informazione e comunicazioni (+2,8%), trasporti (+2,1%) e vestiario e calzature (+1,8%), a fronte di una riduzione delle spese per istruzione (-3,7%) e servizi sanitari (-2,3%). La spesa delle Amministrazioni pubbliche è cresciuta dello 0,6%, mentre quella delle Istituzioni sociali private del 6,8%.

Nel 2025 gli investimenti fissi lordi hanno registrato una crescita significativa, pari al 3,5% in volume, in netta accelerazione rispetto al 2024. L'aumento ha riguardato in particolare gli investimenti in costruzioni (+3,3%), in

macchinari e attrezzature (+2,2%) e in prodotti della proprietà intellettuale (+4,0%), mentre gli investimenti in mezzi di trasporto hanno segnato una dinamica particolarmente sostenuta (+9,1%).

Per quanto riguarda i flussi con l'estero, nel 2025 le esportazioni di beni e servizi sono aumentate dell'1,2% in volume, mentre le importazioni hanno registrato una crescita più marcata, pari al 3,6%. Ne è derivato un contributo negativo della domanda estera netta alla crescita del PIL, pur in presenza di un miglioramento della ragione di scambio, favorito dall'aumento del deflatore delle esportazioni (+1,0%) e dal calo di quello delle importazioni (-0,9%).

Dal lato dell'offerta, nel 2025 il valore aggiunto ha registrato incrementi in volume dello 0,3% nell'industria in senso stretto, del 2,4% nelle costruzioni e dello 0,3% nelle attività dei servizi, mentre si è osservata una lieve flessione dello 0,1% nell'agricoltura, silvicoltura e pesca.

L'andamento dell'attività economica si è accompagnato a una crescita delle unità di lavoro totali (ULA) pari all'1,3% e a un aumento dei redditi da lavoro dipendente del 3,8%. Sul fronte della finanza pubblica, l'indebitamento netto delle Amministrazioni pubbliche, misurato in rapporto al PIL, si è attestato al -3,1%, in miglioramento rispetto al -3,4% del 2024. Il saldo primario è risultato positivo per lo 0,7% del PIL, in aumento rispetto allo 0,5% dell'anno precedente.

Nel 2025, dopo l'aumento registrato nell'anno precedente, i consumi finali di energia si sono mantenuti su livelli elevati, sostenuti sia dalla crescita dell'attività economica sia da condizioni climatiche eccezionalmente calde. A differenza del biennio 2022-2023, caratterizzato da un clima particolarmente mite che aveva contribuito a contenere la domanda, l'effetto climatico nel 2025 si è tradotto in un rafforzamento dei consumi, in particolare della componente elettrica legata al raffrescamento estivo.

Il 2025 si colloca tra gli anni più caldi mai registrati in Italia. Secondo le elaborazioni dell'Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima del CNR (ISAC-CNR), l'anomalia media annua della temperatura è risultata compresa tra +1,0 e +1,2 °C rispetto alla media del trentennio di riferimento 1991-2020, confermando una tendenza ormai strutturale all'aumento delle temperature. Le anomalie hanno interessato in maniera piuttosto uniforme il territorio nazionale, con scostamenti più marcati nelle regioni centrali e meridionali, in particolare durante il periodo estivo, caratterizzato da prolungate ondate di calore e temperature massime frequentemente superiori alle medie storiche.

Il quadro nazionale si inserisce in un contesto globale nel quale, anche nel 2025, le temperature medie mondiali si sono mantenute su valori prossimi o superiori alla soglia di +1,5 °C rispetto all'epoca pre-industriale, evidenziando il permanere di un divario rispetto agli obiettivi climatici internazionali.

Nel 2025 le precipitazioni hanno mostrato una spiccata variabilità territoriale. Nel complesso, gli accumuli a livello nazionale si sono collocati su valori prossimi alla media climatica, a fronte di differenze significative tra le diverse aree del Paese. Le regioni settentrionali hanno registrato episodi di precipitazioni intense e concentrate, mentre in ampie aree del Centro-Sud e nelle Isole sono proseguite condizioni di deficit pluviometrico, aggravando criticità già emerse negli anni precedenti, in particolare per il comparto agricolo e per la gestione delle risorse idriche.

La distribuzione irregolare delle precipitazioni ha inciso sulla produzione idroelettrica, che nel 2025 ha mostrato una maggiore volatilità rispetto all'anno precedente. Nei bacini alpini e prealpini, gli eventi piovosi intensi hanno sostenuto la produzione in modo episodico, mentre nel resto del Paese la persistente scarsità idrica ne ha limitato il contributo, rafforzando la dipendenza da altre fonti di generazione.

Nel corso dell'anno si è confermata un'elevata frequenza di eventi meteorologici estremi, inclusi episodi di piogge torrenziali, alluvioni improvvise e ondate di calore prolungate, che hanno causato danni a infrastrutture, insediamenti e attività produttive. Tali eventi continuano a incidere sul sistema energetico, con effetti sia sulla sicurezza delle reti sia sulla variabilità della domanda e dell'offerta di energia.

Nel complesso, il 2025 evidenzia la crescente rilevanza del fattore climatico nel determinare l'evoluzione dei consumi energetici, contribuendo ad accentuare la volatilità della domanda, a influenzare la disponibilità delle fonti rinnovabili e a porre nuove sfide in termini di resilienza del sistema energetico e di pianificazione degli investimenti.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea

I prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale sono un elemento di particolare importanza per la competitività internazionale, poiché entrambi rappresentano una parte significativa dei costi di produzione per le imprese industriali e di servizi.

Nelle pagine che seguono è riportato, come di consueto, il confronto tra i prezzi medi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2025, nei diversi Paesi, per varie classi e tipologie di consumo, come risultanti a Eurostat, l'Istituto statistico europeo, alla data del 15 maggio 2026. Si tratta dei dati che i Paesi dell'Unione europea[1] sono tenuti a trasmettere secondo la metodologia di rilevazione introdotta dal regolamento (UE) n. 1952/2016[2].

In ogni Paese il prezzo dell'energia dipende da una serie di variabili lato offerta e lato domanda, tra cui l'andamento dei mercati internazionali, il *mix* energetico nazionale, la diversificazione delle importazioni, i costi di rete, i costi di protezione ambientale, le condizioni meteorologiche, i livelli di accise e tassazione.

Nel 2025 il quadro internazionale ha continuato a influenzare in modo significativo i mercati energetici europei. Oltre al protrarsi del conflitto tra Russia e Ucraina, l'anno è stato caratterizzato da una crescente instabilità in Medio Oriente, culminata nell'escalation militare tra Israele e Iran nell'estate del 2025, con ripercussioni sui mer-

1 Dal 2020, in coerenza con l'uscita dall'Unione europea, le statistiche Eurostat non includono più i dati relativi al Regno Unito, in precedenza riportato nei confronti in ragione della dimensione e della rilevanza del Paese in questione.

2 Regolamento (UE) 1952/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica. Per una descrizione più dettagliata delle finalità e dei contenuti di tale regolamento si rimanda al Capitolo 1 del Volume I della *Relazione Annuale* 2018.

cati del petrolio e del gas e un aumento della volatilità dei prezzi energetici. Parallelamente, l'insediamento della nuova amministrazione statunitense ha riportato al centro delle relazioni economiche internazionali il tema dei dazi e delle misure protezionistiche.

In questo contesto, i prezzi nei mercati internazionali dell'energia nel 2025 hanno continuato a risentire non solo delle dinamiche di domanda e offerta, ma anche dei rischi geopolitici, delle politiche commerciali internazionali e delle strategie di sicurezza energetica adottate dai singoli Paesi europei.

Nel 2025, i prezzi dell'energia elettrica e del gas praticati ai clienti finali in Europa hanno quindi risentito del contesto internazionale particolarmente complesso.

Nel 2025 i Paesi europei hanno progressivamente ridotto le misure emergenziali introdotte durante la crisi energetica del biennio 2022-2023, pur mantenendo in diversi casi strumenti di sostegno mirati a favore delle famiglie economicamente vulnerabili e delle imprese energivore. Il quadro che emerge a livello europeo resta tuttavia fortemente eterogeneo, con interventi nazionali che continuano a incidere in misura significativa sulla formazione dei prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale.

In numerosi Paesi si è assistito a una progressiva eliminazione dei meccanismi di compensazione generalizzata dei prezzi energetici. Stati come Grecia, Lituania, Finlandia, Danimarca e Repubblica Ceca non hanno infatti rinnovato nel 2025 i principali sistemi di sostegno straordinario introdotti negli anni precedenti. Parallelamente, diversi governi hanno scelto di mantenere misure fiscali agevolate, soprattutto attraverso la riduzione dell'IVA e degli oneri energetici. È il caso, per esempio, del Belgio, che ha confermato l'IVA al 6% sull'energia, dell'Irlanda, che ha prorogato fino al 2030 la riduzione dell'IVA dal 13,5% al 9%, e del Portogallo, dove continua ad applicarsi un'aliquota ridotta per fasce specifiche di consumo elettrico. Le misure di sostegno si sono inoltre concentrate in misura crescente sulle categorie più fragili. In Italia, il cosiddetto "Decreto Bollette" del 2025 ha introdotto un contributo straordinario di 200 euro destinato alle famiglie con ISEE basso o medio-basso. In Francia sono stati confermati contributi energetici per le famiglie a basso reddito, mentre in Polonia e Norvegia sono rimasti attivi sistemi di compensazione e sostegno diretto in bolletta per i consumatori domestici. Anche sul fronte industriale numerosi interventi hanno continuato a interessare le imprese ad alta intensità energetica. In Italia è stata prevista l'eliminazione temporanea della componente ASOS per alcune categorie di utenze non domestiche, mentre il Portogallo ha introdotto consistenti riduzioni degli oneri di rete per le imprese energivore. Diversamente, in Germania il 2025 è stato caratterizzato da un incremento di diversi oneri di sistema e componenti ambientali applicati alle forniture di energia elettrica e gas naturale.

In alcuni Paesi si è infine registrato un graduale ritorno ai meccanismi di mercato, con la rimozione dei tetti amministrati ai prezzi dell'energia. In Romania, per esempio, dal 2022 e fino al primo semestre 2025 ai prezzi dell'elettricità fatturati ai clienti finali sono stati applicati tetti massimi in funzione sia della tipologia di cliente (domestico/non domestico) sia del livello di consumo. Da luglio 2025 i tetti ai prezzi dell'elettricità sono stati eliminati e ciò ha determinato un sensibile aumento dei prezzi finali per molte categorie di consumatori. Analogamente, la Slovenia ha concluso a partire dal secondo semestre 2025 il regime di tariffe elettriche regolamentate introdotto durante la fase più acuta della crisi energetica.

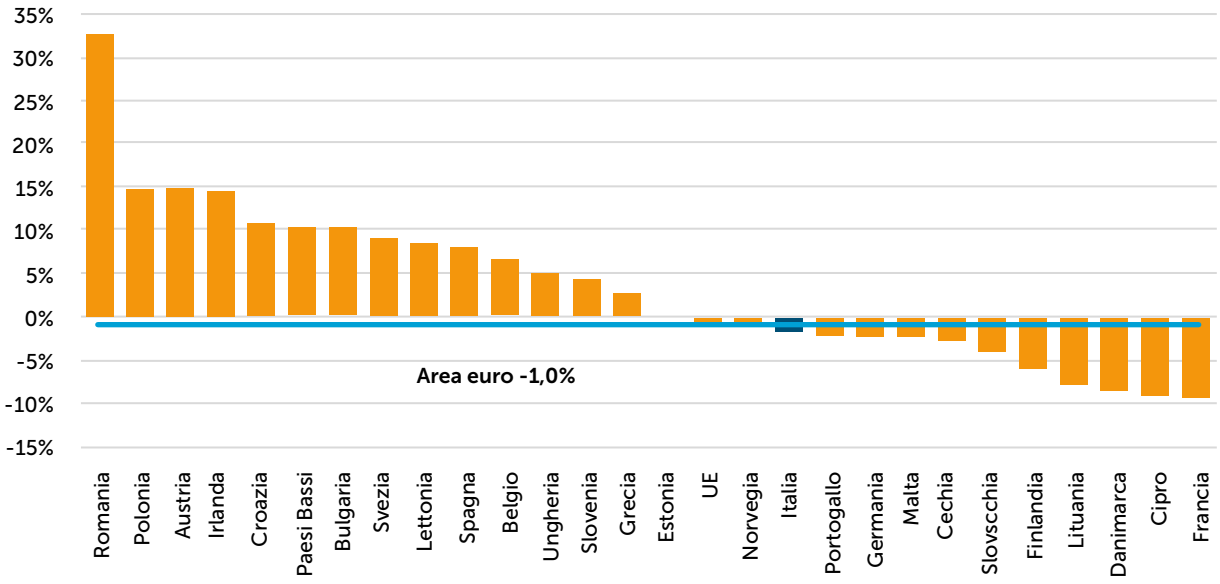
Nel complesso, il 2025 conferma il progressivo passaggio da misure generalizzate di contenimento dei prezzi a strumenti più selettivi e mirati, orientati prevalentemente alla tutela delle famiglie vulnerabili e delle imprese energivore. Rimangono tuttavia differenze tra i vari sistemi nazionali di sostegno, che continuano a incidere sui prezzi dell'energia in Europa.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

L'analisi comparativa dei prezzi totali (cioè al lordo di oneri e imposte) rilevati nel 2025 per l'insieme delle classi di consumatori domestici dell'Unione europea evidenzia un aumento in 14 Paesi e una riduzione nei restanti 14. Tra i Paesi che hanno sperimentato gli aumenti più consistenti spiccano la Romania (32,9%), la Polonia, l'Irlanda e l'Austria (15%); altri Paesi, invece, hanno visto una diminuzione dei prezzi, relativamente modesta nel caso di Italia (-1,6%) e Portogallo (-2%), e decisamente più robusta in Danimarca (-8,5%), Cipro (-9,1%) e Francia (-9,2%). Nonostante le forti differenze tra i singoli Paesi, il prezzo medio ponderato nell'Area euro ha registrato una leggera diminuzione (-1%) (Fig. 1.11).

FIG. 1.11 *Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici nel 2025*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

TAV. 1.13 *Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (c€/kWh)*

PAESI	2024				2025			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	19,73	8,19	-0,72	27,20	15,79	9,62	5,86	31,27
Belgio	15,41	8,95	9,06	33,42	15,21	12,40	8,04	35,65
Bulgaria	6,72	3,28	2,00	12,00	7,62	3,41	2,21	13,24
Croazia	7,49	4,74	3,10	15,33	8,42	5,30	3,28	17,00
Cipro	17,88	3,49	11,68	33,05	15,92	3,87	10,24	30,03
Cechia	16,44	7,97	7,76	32,17	15,20	8,29	7,80	31,29
Danimarca	10,82	7,99	13,35	32,16	9,64	7,65	12,13	29,42
Estonia	10,30	5,93	5,01	21,24	9,36	6,72	5,16	21,24
Finlandia	7,89	6,20	6,25	20,34	6,78	6,21	6,14	19,13
Francia	15,00	6,55	6,48	28,03	10,75	7,17	7,54	25,46
Germania	17,24	12,17	11,72	41,13	15,46	12,11	12,66	40,23
Grecia	16,52	4,00	4,11	24,63	16,79	3,96	4,59	25,34
Ungheria	2,67	5,78	2,28	10,73	2,93	5,96	2,40	11,29
Irlanda	28,94	7,66	-7,96	28,64	21,52	12,01	-0,72	32,81
Italia	**19,69**	**6,23**	**9,78**	**35,70**	**19,68**	**5,87**	**9,57**	**35,12**
Lettonia	13,12	10,31	0,97	24,40	11,69	10,15	4,67	26,51
Lituania	11,48	7,56	4,00	23,04	10,26	7,33	3,65	21,24
Lussemburgo	n.d	n.d	n.d	n.d	15,89	11,94	-1,73	26,10
Malta	9,67	4,40	0,86	14,93	9,03	4,70	0,84	14,57
Paesi Bassi	17,83	12,62	-8,66	21,79	15,29	14,21	-5,44	24,06
Norvegia	5,16	3,93	2,90	11,99	5,71	3,99	2,15	11,85
Polonia	6,01	6,78	11,14	23,93	7,85	7,88	11,80	27,53
Portogallo	13,92	4,58	7,91	26,41	12,36	4,61	8,90	25,87
Romania	6,43	6,54	4,63	17,60	10,42	7,37	5,60	23,39
Slovacchia	8,70	3,76	5,55	18,01	8,30	4,34	6,16	18,80
Svezia	5,94	6,22	7,70	19,86	6,39	6,97	8,31	21,67
Area euro	**15,85**	**8,35**	**7,21**	**31,41**	**14,00**	**8,74**	**8,35**	**31,09**
Unione europea	**14,44**	**7,98**	**7,06**	**29,48**	**12,77**	**8,36**	**8,22**	**29,35**

Fonte: Eurostat.

Il confronto dei prezzi rilevati per l'insieme delle classi di consumatori domestici nei quattro principali Paesi europei – Italia, Francia, Germania e Spagna – fa emergere sostanziali differenze (Tav. 1.13).

La media dell'Area euro registra un prezzo pari a 31,09 c€/kWh, come detto, in lieve diminuzione rispetto al 2024. Al suo interno la componente che si riduce maggiormente è la materia energia (-11,7%: da 15,85 a 14,00 c€/kWh). Questo calo, tuttavia, viene compensato dall'aumento del 4,7% dei costi di rete (8,74 c€/kWh) e dalla crescita del 15,8% della voce relativa a oneri e fiscalità (8,35 c€/kWh). La media dei Paesi dell'Area euro mostra quindi, per la prima volta dal 2020, un abbassamento del prezzo finale, dopo gli aumenti degli anni 2022 e 2023 e la sostanziale stabilità del 2024.

Con un prezzo medio di 25,46 c€/kWh, del 9,2% inferiore a quello dell'anno precedente, la Francia è il Paese che registra il calo più marcato tra i quattro Paesi messi a confronto. La componente energia è il principale *driver* della riduzione complessiva: essa è diminuita, infatti del 28,3% rispetto al 2024, scendendo a 10,75 c€/kWh. Al contrario, i costi di rete e le componenti fiscali aumentano rispettivamente del 9,5% e del 16,4%, attenuando solo parzialmente il forte calo della materia energia.

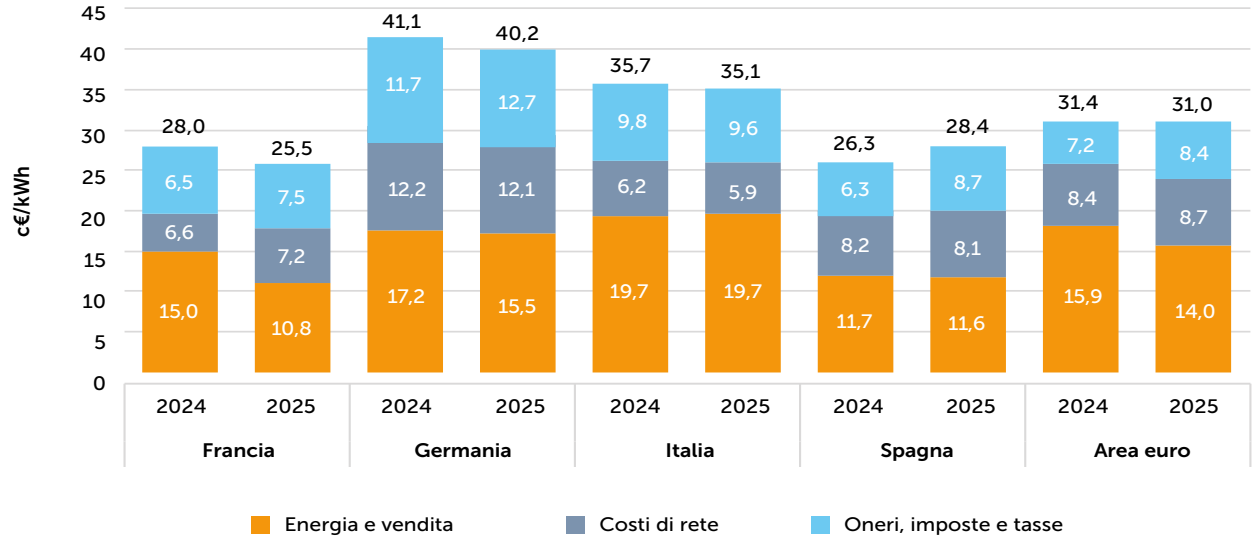
La Germania resta il Paese con il prezzo finale più elevato, sebbene anch'esso in diminuzione, da 41,13 a 40,23 c€/kWh (-2,2% rispetto all'anno precedente). Questo perché la riduzione del 10,3% della componente energia (passata da 17,24 a 15,46 c€/kWh), è stata quasi integralmente compensata dalla crescita di 8 punti percentuali della componente fiscale (passata da 11,72 a 12,66 c€/kWh), mentre i costi di rete sono rimasti sostanzialmente stabili (-0,5% rispetto al 2024).

La Spagna è l'unico Paese con un incremento significativo del prezzo finale, che è aumentato dell'8,1% passando da 26,56 a 28,28 c€/kWh. Questo perché la lieve discesa della componente energia (-0,9%) e la flessione del 2,1% dei costi di rete non sono riuscite a compensare la significativa crescita (37,9%) della componente fiscale, passata da 6,33 a 8,73 c€/kWh.

In Italia si è registrata una moderata riduzione del prezzo totale (-1,6%), che è sceso a 35,12 c€/kWh, ma nel nostro Paese, diversamente da Francia, Germania e Spagna, la discesa del prezzo medio per i clienti domestici era cominciata già nel 2024. Analizzando la dinamica delle componenti, si nota che la componente energia è rimasta praticamente invariata (-0,1%: da 19,69 a 19,68 c€/kWh) dopo il forte calo registrato nel 2024 (-20,7%), mentre sono diminuiti del 5,8% i costi di rete (da 6,23 a 5,87 c€/kWh) e la componente fiscale (-2,1%).

Nel 2025 i consumatori domestici in Italia, quindi, risultano pagare un prezzo superiore del 13% a quelli all'Area euro, con un differenziale di 4,03 c€/kWh che deriva quasi esclusivamente dalla componente energia, il cui valore in Italia è 5,68 c€/kWh maggiore di quello dell'eurozona.

FIG. 1.12 *Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali Paesi europei*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Rispetto alla Francia, il prezzo dell'Italia è superiore del 37,9%; anche in questo caso il differenziale deriva principalmente dalla componente energia, il cui valore è dell'83,1% maggiore di quello francese; la componente fiscale è più alta del 26,9%, mentre i costi di rete sono inferiori del 18,1%.

Rispetto alla Germania, invece i consumatori italiani mantengono un vantaggio: -12,7% sul prezzo totale, grazie soprattutto ai minori costi di rete (-51,5%) e della componente fiscale (-24,4%). La materia energia risulta invece più cara del 27,3%.

Infine, anche rispetto alla Spagna i prezzi dell'energia italiani restano significativamente più elevati (+23,7%), con un differenziale di 6,74 c€/kWh che, comunque, è sceso rispetto agli anni precedenti: nel 2024 era del 35,9%. Il consumatore domestico italiano paga la materia energia il 69,8% in più del corrispondente spagnolo, anche se l'Italia evidenzia costi di rete inferiori (-27,2%). Anche oneri e imposte sono a vantaggio dei consumatori spagnoli, che pagano 0,84 c€/kWh in meno (cioè il 9,6% in meno su questa voce), ma la differenza si è molto ridotta rispetto al 2024 (era di 3,45 c€/kWh) (Fig.1.12).

In sintesi, anche nel 2025 il prezzo medio per l'insieme dei consumatori domestici italiani è risultato tra i più elevati nell'ambito dei principali Paesi europei, a causa soprattutto della componente energia e di quella relativa a oneri e imposte, e nonostante il decremento dei costi di rete, il cui valore è il più basso registrato tra i quattro Paesi messi a confronto.

Secondo la classificazione adottata da Eurostat, i clienti domestici sono suddivisi in cinque classi in base all'ampiezza del consumo annuo di energia elettrica: la classe DA include i clienti con consumi inferiori a 1.000 kWh all'anno; la classe DB contiene quelli con consumi da 1.000 kWh a 2.500 kWh; la classe DC accoglie i clienti con consumi da 2.500 kWh a 5.000 kWh; la classe DD include i clienti con consumi da 5.000 kWh a 15.000 kWh; infine la classe DE comprende i clienti con consumi superiori a 15.000 kWh.

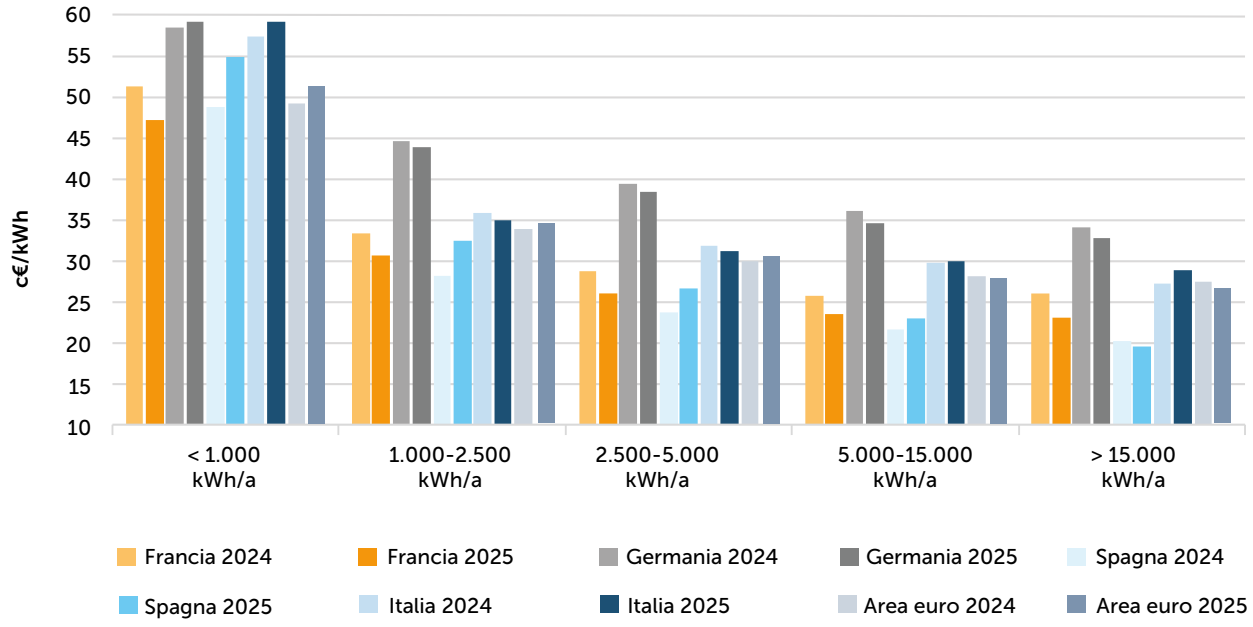
In Italia, le classi DB e DC sono le più rilevanti, in quanto rappresentano la quota preponderante del consumo domestico. Nel 2025, queste due classi hanno costituito rispettivamente il 39,2% e il 37,2% dell'energia elettrica fatturata al settore domestico. I prezzi medi fin qui analizzati sono calcolati da Eurostat come media ponderata dei prezzi unitari per ciascuna classe di consumo, utilizzando come peso l'energia venduta in ciascuna classe nei vari Paesi. Tale metodologia consente di cogliere la reale incidenza dei prezzi per i clienti di ciascun Paese, poiché riflette la struttura distributiva dei consumi. Tuttavia, è interessante effettuare anche l'analisi e il confronto tra i prezzi di ciascuna classe separatamente (Fig. 1.13).

Nel 2025 la Germania continua a presentare i livelli di prezzo più elevati tra i principali mercati europei in quasi tutte le classi di consumo domestico. I valori tedeschi si attestano, infatti, intorno ai 59 c€/kWh nella fascia DA (consumi inferiori a 1.000 kWh annui) e rimangono superiori ai 32 c€/kWh anche nella fascia DE (oltre 15.000 kWh annui). Rispetto al 2024, il mercato tedesco mostra una lieve riduzione dei prezzi nelle fasce intermedie e alte, mentre la fascia di consumo più bassa evidenzia una sostanziale stabilità (+1%).

Nel 2025 i prezzi italiani risultano superiori sia alla Francia sia alla media dell'Area euro in tutte le classi di consumo, mentre sono di poco superiori a quelli tedeschi solo nella fascia DA (60,18 contro 59,03 c€/kWh). Nelle fasce DB (consumi compresi tra 1.000 e 2.500 kWh annui) e DC (consumi tra 2.500 e5.000 kWh annui) — che,

come sopra evidenziato, rappresentano le classi di consumo più numerose e maggiormente rappresentative delle famiglie italiane — i prezzi si attestano rispettivamente a 35,13 c€/kWh e 31,32 c€/kWh. Pur risultando inferiori rispetto alla Germania, in tali classi i prezzi rimangono significativamente superiori rispetto a Francia, Spagna e Area euro. Con riferimento specifico ai clienti della classe di consumo intermedia DC (con consumi compresi tra 2.500 e 5.000 kWh/anno) – che, oltre a essere la seconda classe più rappresentativa del cliente domestico italiano, include il cliente tipo di riferimento per l'Autorità, nel 2025 il prezzo italiano è in lieve diminuzione rispetto ai 31,93 c€/kWh del 2024 (-1,9%), ma resta superiore rispetto alla maggior parte dei principali Paesi europei e alla media dell'Area euro. Infatti, per questa classe la Germania registra il valore più elevato, pari a 38,52 c€/kWh, superiore di circa il 19% rispetto all'Italia; la Francia si attesta a 26,20 c€/kWh, con un differenziale negativo rispetto all'Italia di circa 5,1 c€/kWh; la Spagna registra 26,38 c€/kWh, significativamente inferiore rispetto al dato italiano; la media dell'Area euro si colloca a 30,05 c€/kWh, cioè circa 4 punti percentuali inferiore al valore italiano.

FIG. 1.13 *Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei*



Fonte: Eurostat.

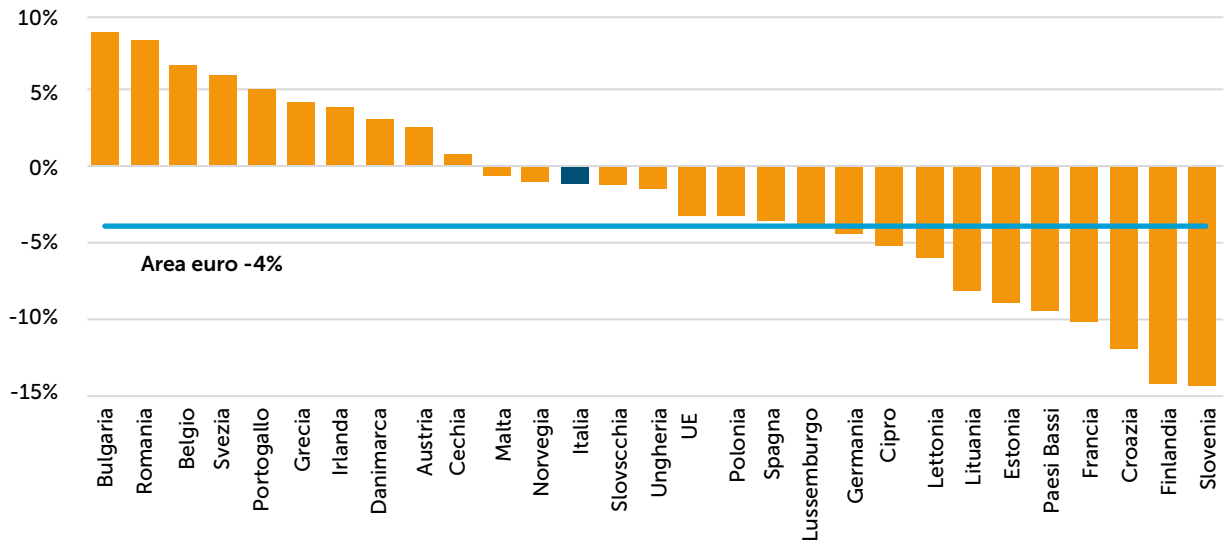
La Francia presenta nel 2025 una riduzione generalizzata dei prezzi in tutte le classi di consumo domestico, con diminuzioni comprese tra circa l'8% e il 10% rispetto al 2024. La Spagna mostra invece una dinamica più articolata. Nel 2025 si osserva un incremento dei prezzi nelle fasce basse e intermedie di consumo, con aumenti superiori al 10% nelle classi DA, DB e DC rispetto al 2024, mentre nelle fasce più elevate si registrano variazioni più contenute o lievemente negative.

La media dei Paesi dell'Area euro evidenzia una lieve riduzione dei prezzi nel 2025, soprattutto nelle fasce di consumo medio-alte. I valori medi si attestano intorno ai 50,85 c€/kWh nella fascia DA e scendono fino a 26,40 c€/kWh nella fascia DE. Rispetto al 2024 si osservano diminuzioni moderate nelle fasce più elevate e una sostanziale stabilità nelle classi intermedie.

Prezzi per i clienti non domestici

L'analisi comparativa dei prezzi totali (cioè al lordo di oneri e imposte) rilevati nel 2025 per l'insieme delle classi di consumatori non domestici dell'Unione europea evidenzia un aumento in 10 Paesi e una riduzione nei restanti 20. L'andamento dei prezzi dell'energia elettrica per tali clienti evidenzia, quindi, un quadro complessivamente orientato alla riduzione rispetto al 2024 (Fig. 1.14). L'Area euro registra una diminuzione del 4%; tuttavia, i vari dati nazionali risultano molto differenziati. Alcuni Paesi registrano ancora incrementi significativi dei prezzi elettrici per i clienti non domestici: è il caso della Bulgaria (+9%), della Romania (+8%) e del Belgio (+7%), seguiti da Svezia (+6%) e Portogallo (+5%). Al contrario, numerosi Paesi mostrano riduzioni anche molto marcate. Le flessioni più significative si registrano in Finlandia e Slovenia (-14%), Croazia (-12%) e Francia (-10%). Riduzioni rilevanti emergono anche nei Paesi Baltici, in particolare Estonia (-9%), Lituania (-8%) e Lettonia (-6%); i prezzi italiani risultano in diminuzione dell'1% rispetto al 2024, una variazione quindi più modesta rispetto all'Area euro.

FIG. 1.14 *Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici nel 2025*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Il confronto dei prezzi rilevati per l'insieme delle classi di consumatori non domestici per i quattro principali Paesi europei – Italia, Francia, Germania e Spagna, evidenzia dinamiche eterogenee (Fig. 1.15), benché si possa sottolineare che nel 2025 è proseguito il *trend* di discesa dopo la crisi del 2022-2023.

Il prezzo medio per i Paesi dell'Area euro è sceso a 21,15 c€/kWh, evidenziando una variazione rispetto al 2024 pari a -3,9%. La diminuzione è stata trainata soprattutto dalla componente energia, che si è ridotta del 9,1%, passando da 12,08 a 10,98 c€/kWh. Tale calo è stato tuttavia parzialmente annullato dall'aumento del 6,1% dei costi di rete (3,99 c€/kWh) e dello 0,3% delle voci relative a oneri e fiscalità (6,18 c€/kWh).

Come per la clientela domestica, anche i prezzi per i clienti non domestici sono fortemente diminuiti in Francia, da 19,34 a 17,36 c€/kWh (-10,2%). Si tratta del calo più marcato tra i Paesi osservati, integralmente dovuto alla

riduzione del 20,2% della componente energia (9,63 c€/kWh), che ha ampiamente controbilanciato l'aumento del 10,1% dei costi di rete (3,37 c€/kWh) e del 3,6% delle componenti fiscali (4,36 c€/kWh).

La Germania resta il secondo Paese con il prezzo più elevato, sebbene diminuito rispetto all'anno precedente del 4,5%, passando da 24,91 a 23,80 c€/kWh. La riduzione della componente energia (-11,4%; 10,67c€/kWh), tuttavia, è stata quasi compensata da tasse e oneri, che sono aumentati del 5,1% (salendo a 7,66 c€/kWh), mentre i costi di rete hanno evidenziato una lieve riduzione (-2%; 5,47 c€/kWh). Di fatto, la Germania mantiene una struttura di costo elevata soprattutto per rete e fiscalità.

Come sempre, la Spagna registra il prezzo finale più basso (16,10 c€/kWh) tra i Paesi confrontati, per giunta in riduzione del -3,4% rispetto al 2024. La competitività spagnola deriva soprattutto dal basso costo della materia energia (9,19 c€/kWh, in riduzione del 4% rispetto all'anno precedente) e da costi di rete contenuti (4,29 c€/kWh) seppure in crescita del 3,1%.

TAV. 1.14 *Prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici in Europa (c€/kWh)*

PAESI	2024				2025			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	13,87	3,62	3,72	21,21	11,89	4,14	5,74	21,77
Belgio	10,35	2,49	5,71	18,55	10,23	3,67	5,90	19,80
Bulgaria	10,90	1,94	1,27	14,11	11,40	2,21	1,75	15,36
Cechia	13,88	3,27	3,72	20,87	11,28	3,66	3,42	18,36
Cipro	16,82	2,44	10,85	30,11	14,57	2,71	11,29	28,57
Croazia	11,86	5,56	5,73	23,15	11,48	6,03	5,82	23,33
Danimarca	8,40	3,16	5,81	17,37	8,99	3,22	5,70	17,91
Estonia	9,58	3,74	4,37	17,69	8,28	3,71	4,12	16,11
Finlandia	5,82	2,31	2,07	10,20	4,89	2,01	1,84	8,74
Francia	12,07	3,06	4,21	19,34	9,63	3,37	4,36	17,36
Germania	12,04	5,58	7,29	24,91	10,67	5,47	7,66	23,80
Grecia	13,14	1,77	3,21	18,12	13,70	1,89	3,30	18,89
Svezia	13,27	4,91	6,74	24,92	12,66	5,19	6,69	24,54
Irlanda	19,01	3,57	1,93	24,51	17,04	5,86	2,58	25,48
Italia	**13,70**	**2,98**	**9,84**	**26,52**	**13,98**	**3,48**	**8,79**	**26,25**
Lettonia	11,25	3,76	3,37	18,38	10,28	3,76	3,24	17,28
Lituania	10,58	5,31	3,40	19,29	9,80	4,83	3,08	17,71
Lussemburgo	12,37	3,37	0,37	16,11	11,03	3,55	0,95	15,53
Malta	9,12	4,40	0,83	14,35	8,73	4,70	0,83	14,26
Paesi Bassi	11,89	4,54	6,97	23,40	9,94	4,92	6,32	21,18
Norvegia	4,25	1,14	1,89	7,28	4,24	1,11	1,86	7,21
Polonia	8,87	4,90	12,22	25,99	8,65	5,20	11,29	25,14
Portogallo	9,03	2,55	4,75	16,33	9,11	2,66	5,41	17,18
Romania	10,50	3,22	4,39	18,11	11,30	3,67	4,64	19,61
Slovacchia	13,03	3,94	6,11	23,08	11,75	4,80	6,27	22,82
Slovenia	13,48	2,45	5,05	20,98	11,57	2,07	4,32	17,96
Spagna	9,57	2,94	4,16	16,67	9,19	2,62	4,29	16,10

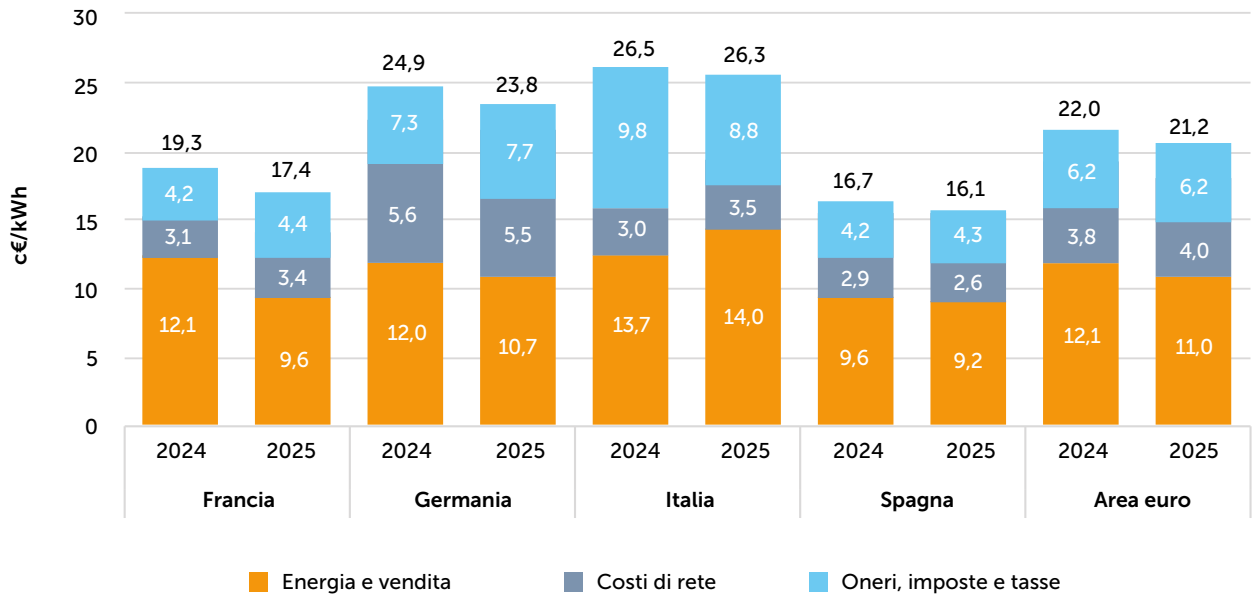
PAESI	2024				2025			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Ungheria	5,60	2,69	2,14	10,43	5,81	2,98	2,27	11,06
Area euro	**12,08**	**3,76**	**6,16**	**22**	**10,98**	**3,99**	**6,18**	**21,15**
Unione europea	**11,48**	**3,81**	**6,29**	**21,58**	**10,58**	**4,06**	**6,24**	**20,88**

Fonte: Eurostat.

In Italia il prezzo totale si è moderatamente ridotto, registrando un calo dell'1% e attestandosi a 26,25 c€/kWh. La diminuzione è quindi risultata molto più contenuta rispetto a quella osservata negli altri Paesi presi in esame. Dal dettaglio delle componenti emerge che la parte energia è aumentata del 2%, unico caso tra i Paesi analizzati, passando da 13,70 a 13,98 c€/kWh. Anche i costi di rete hanno evidenziato un incremento significativo, pari al 16,8%, salendo da 2,98 a 3,48 c€/kWh. La componente di oneri e tasse, diminuita del 10,7%, da 9,84 a 8,79 c€/kWh, ha compensato gli aumenti registrati per energia e rete.

Nel 2025 i consumatori non domestici in Italia, rispetto all'Area euro, hanno affrontato un prezzo finale superiore del 24,1%; il differenziale è pari a 5,10 c€/kWh e deriva quasi esclusivamente dalla componente energia, il cui valore è risultato del 27% superiore a quello nella media dell'Area euro (3 c€/kWh in più). I costi di rete italiani, in compenso, si sono mantenuti inferiori alla media dei Paesi con la moneta comune (-12,8%), mentre oneri e tasse sono rimasti decisamente superiori (+42,2%). I consumatori italiani hanno pagato un prezzo complessivo del 51,2% superiore a quelli francesi e del 45,2% maggiore per la sola componente energia; anche la componente fiscale è risultata nettamente più elevata, mentre i costi di rete sono risultati quasi allineati. L'energia elettrica italiana è risultata più cara anche rispetto alla Germania: il prezzo pagato dai clienti non domestici italiani è superiore del 10,3% rispetto a quello dei clienti tedeschi, con la componente energia più elevata in Italia del 31%, mentre gli oneri sono superiori del 14,8% e i costi di rete inferiori del 36,4%. Infine, i prezzi italiani risultano significativamente più elevati anche rispetto alla Spagna (+63%) con un differenziale di 10,15 c€/kWh, il più ampio tra tutti i Paesi analizzati. La Spagna beneficia di una componente energia molto bassa: il consumatore non domestico italiano paga la materia energia il 52,1% in più del consumatore spagnolo. Anche la fiscalità è a vantaggio dei consumatori spagnoli, così come i costi di rete. La Spagna, di fatto, è il Paese in cui i costi per l'industria sono i più competitivi tra i principali Paesi dell'Area euro.

FIG. 1.15 *Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici nei principali Paesi europei*



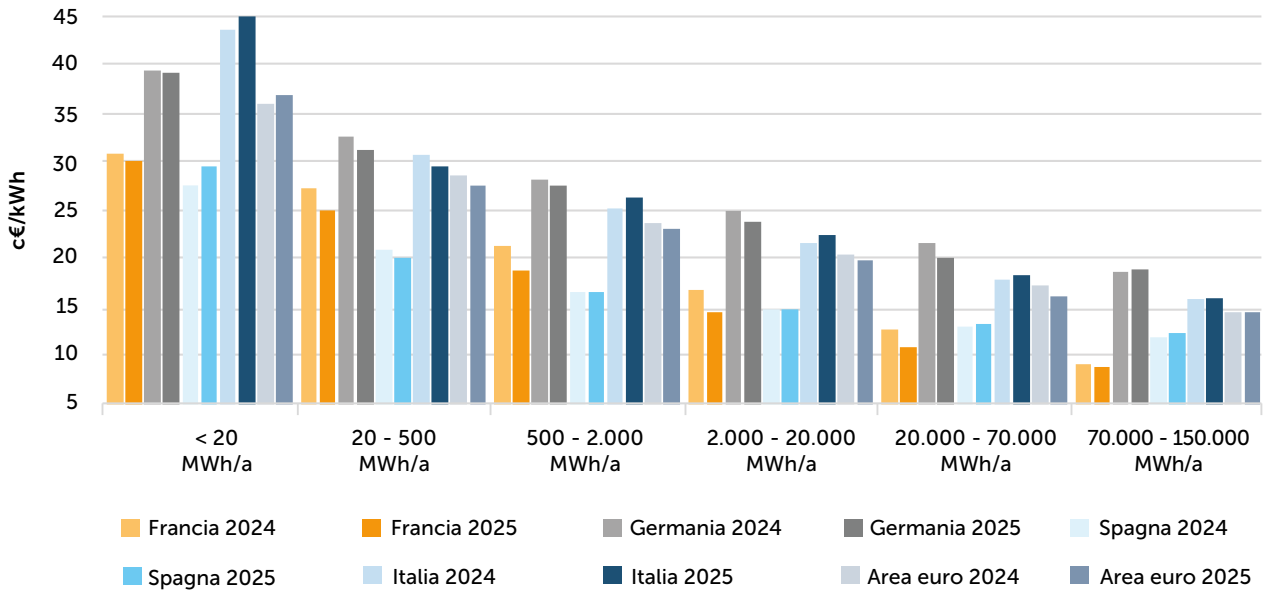
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

In sintesi, nel 2025 per gli utenti non domestici il prezzo dell'energia elettrica italiano risulta il più elevato tra i principali Paesi europei; il differenziale con gli altri Paesi dipende dalla componente energia e da oneri e imposte, mentre i costi di rete sono in linea con quelli degli altri Paesi.

Nel contesto dei clienti non domestici, i prezzi dell'energia elettrica sono classificati, come per i clienti domestici, secondo le classi di consumo annuo definite nel database Eurostat che sono sette: IA, relativa ai clienti con consumi inferiori a 20 MWh; IB, con consumi da 20 a 500 MWh; IC, con consumi da 500 a 2.000 MWh; ID, con consumi da 2.000 a 20.000 MWh; IE, con consumi da 20.000 a 70.000 MWh; IF, con consumi da 70.000 a 150.000 MWh; IG, con consumi superiori a 150.000 MWh. In Italia, le classi più rappresentative per il settore non domestico sono la IB e la ID, che concentrano rispettivamente il 29,5% e il 24% del totale dell'energia fatturata.

I prezzi medi finora discussi sono calcolati da Eurostat come medie ponderate dei prezzi rilevati in ciascuna classe, utilizzando come peso l'energia effettivamente venduta ai clienti delle varie classi nei diversi Paesi. Pertanto, l'andamento dei prezzi medi riflette l'andamento nelle singole classi di consumo (Fig. 1.16).

FIG. 1.16 *Prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei*



Fonte: Eurostat.

Nel 2025 la Germania continua a presentare livelli di prezzo più elevati in tutte le classi di consumo non domestico, tranne la prima. I valori tedeschi si attestano infatti a 38,92 c€/kWh nella fascia IA (consumi più bassi) e rimangono superiori ai 18 c€/kWh anche nella fascia IF (consumi più elevati). Rispetto al 2024, il mercato tedesco mostra una lieve riduzione dei prezzi nelle classi intermedie e alte, mentre nella fascia più bassa i valori risultano sostanzialmente stabili.

Dopo la Germania, il secondo Paese con i prezzi maggiori è l'Italia: nel 2025, infatti, i prezzi risultano superiori rispetto a Francia, Spagna e Area euro in tutte le classi di consumo considerate. Nella fascia IA il prezzo raggiunge 46,52 c€/kWh, mentre nella fascia IF, relativa ai consumatori più energivori, si attesta a 15,73 c€/kWh. Rispetto al 2024 il mercato italiano evidenzia una dinamica differenziata. Nelle fasce più basse e intermedie (IA e IC) si registrano aumenti rispettivamente del 6,9% e del 3,4%, mentre nelle fasce più elevate i prezzi mostrano variazioni più contenute, con incrementi inferiori al 2%.

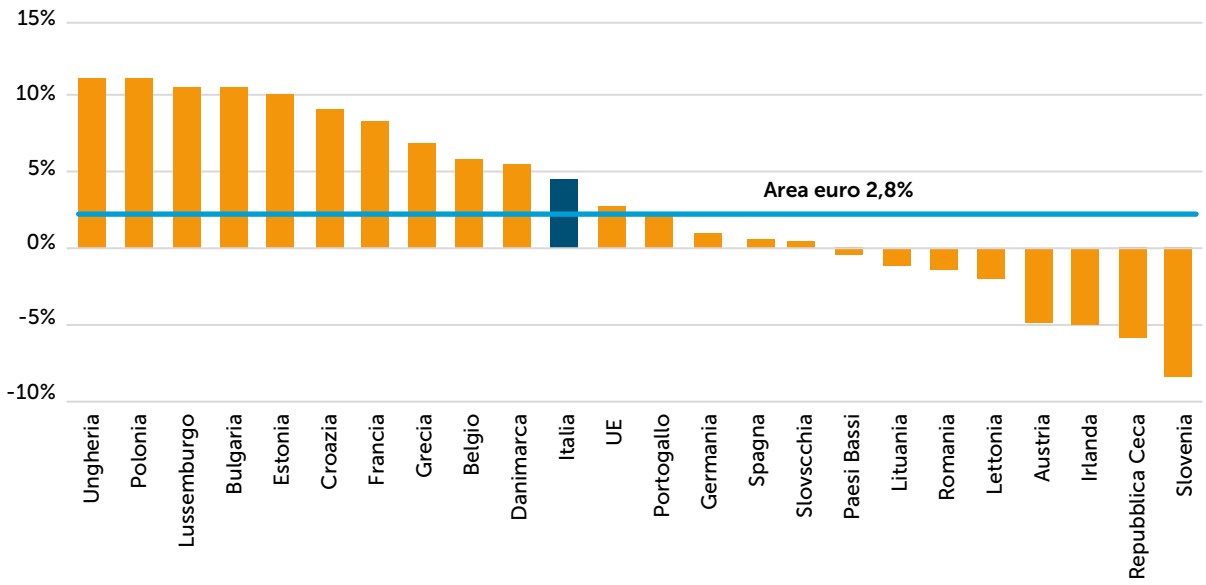
Le classi di consumo più rappresentative della clientela italiana (che, come detto, sono la IB e la ID, comprendono oltre la metà dell'energia acquistata in Italia per usi non domestici (IB 30% e ID 25,6%)). Nel 2025 tali classi registrano prezzi pari, rispettivamente, a 29,42 c€/kWh e 22,25 c€/kWh, superiori del 7,9% e del 13% rispetto alla media Area euro.

Prezzi del gas

Prezzi per i clienti domestici

Nel 2025 i prezzi totali (cioè al lordo di oneri e imposte) del gas naturale per i clienti domestici in Europa mostrano complessivamente una crescita moderata, ma con differenze molto marcate tra i singoli Paesi. Più in dettaglio, si registra un aumento in 17 Paesi e una riduzione nei restanti 8. Gli aumenti più elevati emergono in Ungheria, Polonia, Lussemburgo e Bulgaria, tutti con una crescita dell'11%, seguiti da Estonia (+10%) e Croazia e Francia (+9%). L'Italia registra un incremento di poco inferiore al 5%, superiore alla media dell'Unione europea e dell'Area euro, entrambe pari al 3%. Tra i principali Paesi europei, Germania e Spagna mostrano aumenti contenuti (+1%), mentre Slovacchia e Paesi Bassi registrano prezzi stabili. Sei Paesi evidenziano invece una riduzione: Slovenia (-8%), Repubblica Ceca (-6%), Austria e Irlanda (-5%). I dati non risultano disponibili per Cipro, Finlandia, Malta e Norvegia perché ritenuti statisticamente riservati[3] (Fig. 1.17).

FIG. 1.17 *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2025*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

L'analisi dei prezzi rilevati nel 2025 nel contesto internazionale per l'insieme delle classi di consumatori domestici nei principali Paesi europei – Italia, Francia, Germania e Spagna – mostra dinamiche eterogenee (Fig. 1.18 e Tav. 1.15). La media dell'Area euro registra una spesa totale pari a 12,81 c€/kWh, in aumento del 2,8%. Tale variazione deriva principalmente da un incremento dell'11,1% nei costi di rete (da 2,34 a 2,60 c€/kWh) e del 10,9% nella componente fiscale (da 3,59 a 3,98 c€/kWh), mentre la componente energia si è ridotta del 4,6% (da 6,53 a 6,23 c€/kWh).

3 Il regolamento (UE) n. 1952/2016 si attiene alle norme sulla riservatezza dei dati stabilite dal regolamento (CE) n. 233/2009 dell'11 marzo 2009, che definisce "dati riservati" i dati che consentono di identificare, direttamente o indirettamente, le unità statistiche, divulgando così informazioni individuali.

Con un prezzo complessivo di 14,14 c€/kWh, la Francia evidenzia l'aumento di prezzo più elevato tra i principali Paesi analizzati, pari all'8,5%. L'aumento interessa tutte le componenti: la componente energia aumenta del 3,6%, i costi di rete del 18,2% e gli oneri del 9,5%.

La Germania presenta prezzi sostanzialmente stabili: il prezzo passa infatti da 12,06 a 12,12 c€/kWh (+1%). Questo perché la forte riduzione (-14,1%) della componente energia viene quasi interamente assorbita dagli aumenti nei costi di rete e nella componente fiscale, rispettivamente pari al 19,3% e al 22,9%.

TAV. 1.15 *Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (c€/kWh)*

PAESI	2024				2025			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI I RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	7,88	2,08	3,23	13,19	6,30	2,46	3,78	12,54
Belgio	5,47	1,73	1,47	8,67	5,77	1,93	1,50	9,20
Bulgaria	3,79	1,53	1,06	6,38	3,99	1,90	1,18	7,07
Croazia	3,47	0,93	0,22	4,62	3,83	0,98	0,24	5,05
Repubblica Ceca	7,03	2,05	1,91	10,99	6,26	2,28	1,81	10,35
Danimarca	4,31	2,37	6,05	12,73	4,78	2,34	6,33	13,45
Estonia	4,32	1,28	1,74	7,34	4,63	1,39	2,07	8,09
Unione europea	6,11	2,19	3,22	11,52	5,86	2,44	3,54	11,84
Francia	6,38	2,86	3,79	13,03	6,61	3,38	4,15	14,14
Germania	6,95	1,97	3,14	12,06	5,97	2,35	3,86	12,18
Grecia	5,49	2,18	0,82	8,49	6,01	2,35	0,74	9,10
Ungheria	1,18	1,09	0,61	2,88	1,49	1,04	0,68	3,21
Irlanda	8,12	3,10	2,03	13,25	6,89	3,60	2,09	12,58
Italia	**6,94**	**2,96**	**3,18**	**13,08**	**7,03**	**2,93**	**3,75**	**13,71**
Lettonia	5,25	3,38	2,05	10,68	4,72	3,54	2,21	10,47
Lituania	4,23	1,62	1,40	7,25	4,49	1,43	1,26	7,18
Lussemburgo	6,83	2,20	-0,82	8,21	5,21	2,37	1,52	9,10
Paesi Bassi	6,17	1,95	8,93	17,05	6,04	2,09	8,87	17,00
Polonia	5,31	1,45	1,63	8,39	5,52	2,02	1,81	9,35
Portogallo	6,79	3,67	4,37	14,83	6,54	4,10	4,55	15,19
Romania	3,42	1,33	0,90	5,65	3,14	1,52	0,92	5,58
Slovacchia	3,10	2,05	1,03	6,18	3,09	1,96	1,16	6,21
Slovenia	5,82	1,28	2,27	9,37	5,18	1,27	2,13	8,58
Spagna	5,30	1,89	2,06	9,25	5,12	2,07	2,12	9,31
Svezia	n.d	n.d	n.d	n.d	12,25	14,45	10,84	37,54
Area euro	6,53	2,34	3,59	12,46	6,23	2,60	3,98	12,81
Unione europea[A]	**6,11**	**2,19**	**3,22**	**11,52**	**5,86**	**2,44**	**3,54**	**11,84**

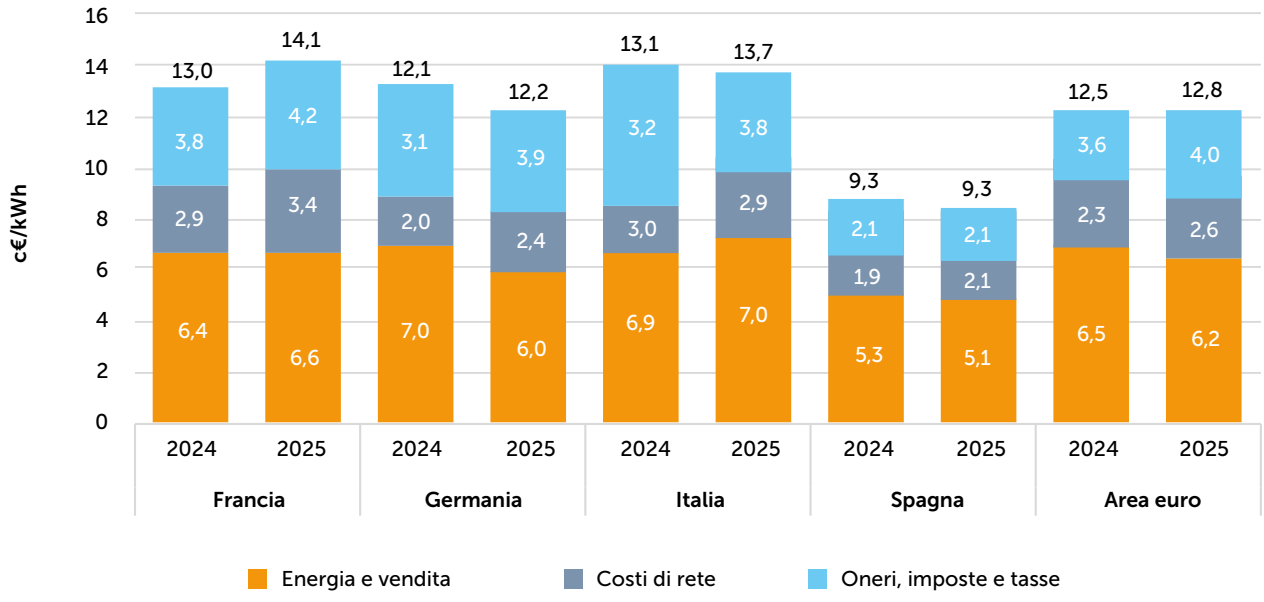
(A) Per Cipro, Finlandia e Malta i dati non sono disponibili.
Fonte: Eurostat.

La Spagna registra il prezzo finale più basso tra i Paesi analizzati (9,31 c€/kWh), rimasto sostanzialmente in linea con quello del 2024 (+0,6%). La componente energia, diminuita del 3,4%, resta la più bassa come negli anni scorsi, mentre i costi di rete aumentano del 9,5% e la componente fiscale del 2,9%.

In Italia si registra un aumento moderato della spesa complessiva: il prezzo si attesta a 13,71 c€/kWh, con una variazione annua del 4,8%. Disaggregando le componenti, si nota che la componente energia cresce dell'1,3%, da 6,94 c€/kWh a 7,03 c€/kWh. In Italia e in Francia tale componente torna quindi in aumento. I costi di rete restano sostanzialmente stabili (-1%; da 2,96 a 2,93 c€/kWh), mentre l'incremento di oneri e tasse (+17,9%; da 3,18 a 3,75 c€/kWh) contribuisce alla crescita della bolletta per i clienti domestici italiani.

Nel 2025 per i consumatori domestici italiani il prezzo del gas risulta del 7% superiore rispetto alla media dell'Area euro, con un differenziale di 0,90 c€/kWh. La componente energia (con un differenziale di +0,80 c€/kWh) e i costi di rete (con un differenziale di +0,33 c€/kWh) presentano divari analoghi in termini percentuali (+12,8% e +12,7%), mentre le componenti fiscali italiane si collocano su un livello leggermente inferiore alla media europea (-5,8%). Rispetto alla Francia, il consumatore domestico italiano paga un prezzo inferiore del 3%. L'Italia, infatti, riesce a compensare il maggior costo della materia prima (+6,4%) con costi di rete e fiscalità più contenuti, rispettivamente del 13,3% e del 9,6%. Il confronto con la Germania mostra invece un differenziale a sfavore dell'Italia: il prezzo per i clienti domestici italiani è superiore del 12,6% rispetto a quello dei consumatori tedeschi. In questo caso l'Italia risulta penalizzata soprattutto dalla componente energia (+17,8%) e dai costi di rete (+24,7%), mentre oneri e tasse sono più bassi (-2,8%). Anche rispetto alla Spagna l'Italia registra prezzi del gas per i clienti domestici significativamente più elevati: il divario raggiunge il 47,3%, pari a 4,40 c€/kWh, il valore più elevato tra tutti i Paesi messi a confronto. Questo perché la Spagna presenta una componente energia molto più contenuta: il consumatore domestico italiano paga la materia gas il 37,3% in più del consumatore spagnolo. Anche la fiscalità e i costi di rete risultano nettamente più favorevoli per i consumatori spagnoli.

FIG. 1.18 *Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali Paesi europei*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

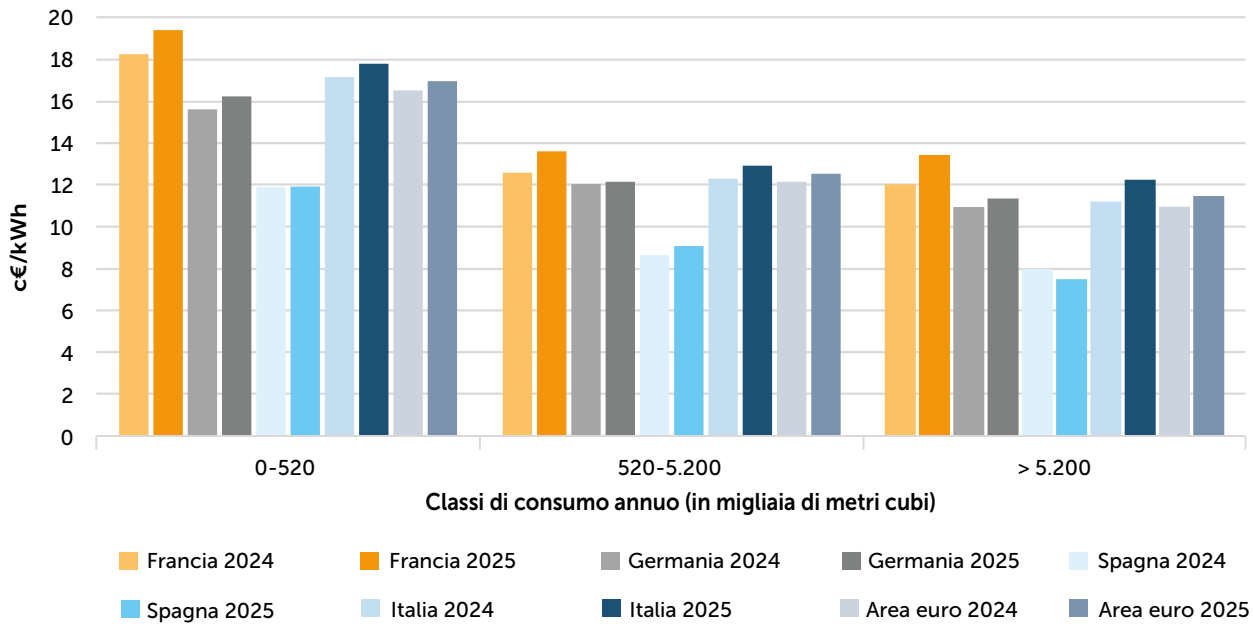
In sintesi, il prezzo del gas italiano si colloca al secondo posto tra i quattro Paesi analizzati, per via della componente energia più alta e costi di rete abbastanza elevati, mentre la componente fiscale è in linea con gli altri Paesi (con l'eccezione della Spagna).

Come per l'energia elettrica, Eurostat rileva i prezzi medi del gas naturale applicati ai clienti con usi domestici suddividendoli in tre classi dimensionali di consumo annuo: D1: consumi fino a 20 GJ/anno (ovvero fino a circa 520 m^3/anno, o 5.500 kWh/anno); D2: consumi da 20 a 200 GJ/anno (equivalenti alla fascia 520-5.200 m^3/anno, o 5.500-55.500 kWh/anno); D3: consumi oltre 200 GJ/anno (cioè superiori a 5.200 m^3/anno, oppure 55.500 kWh/anno). In Italia la classe di gran lunga prevalente è la D2, che nel 2025 raccoglie il 66% dei volumi complessivamente venduti. Il restante volume delle vendite si divide per il 19,3% nella classe D1 e per il 14,7% nella classe D3.

La Francia presenta nel 2025 i prezzi domestici del gas più elevati tra i principali Paesi europei in tutte le classi di consumo. L'incremento è particolarmente marcato nelle classi a consumo più elevato (8,4% per la D2; 11% per la D3), mantenendo livelli superiori sia all'Area euro sia all'Italia.

La Germania mostra nel 2025 una sostanziale stabilizzazione dei prezzi per il settore domestico: la classe D1 passa da 15,67 a 16,12 c€/kWh (+2,9%), la D2 passa da 12,16 a 12,19 c€/kWh (+0,2%), la D3, infine passa da 10,80 a 11,25 c€/kWh (+4,2%). La Germania mostra prezzi inferiori rispetto all'Italia in tutte le classi di consumo, ma superiori alla Spagna.

FIG. 1.19 *Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei*



Fonte: Eurostat.

La Spagna registra i prezzi domestici del gas più bassi tra i grandi mercati europei, anche se solo la classe D3 registra una riduzione (-5,8%) rispetto al 2024. Nel confronto con l'Italia, il differenziale cresce progressivamente passando dalla prima alla terza classe, e risulta ampliato rispetto al 2024.

Anche nell'Area euro si rileva una moderata crescita dei prezzi per tutte le classi, con una struttura tariffaria progressiva inversa, comune alla maggior parte dei Paesi europei: il prezzo unitario diminuisce al crescere dei consumi.

L'Italia si colloca stabilmente nella fascia alta dei prezzi europei del gas domestico, con prezzi in aumento rispetto al 2024 in tutte le classi. L'aumento più marcato, 9,1%, riguarda la classe con consumi maggiori, in cui il prezzo sale da 11,11 a 12,12 c€/kWh. Nella classe di consumatori più piccoli (D1), il prezzo cresce del 3,7%, da 17,12 a 17,75 c€/kWh, mentre nella classe D2, che raccoglie due terzi dei consumi italiani, l'aumento è del 4,2%, da 12,30 a 12,87 c€/kWh. Rispetto all'Area euro, i prezzi italiani risultano superiori in tutte le classi; il differenziale rispetto alla Spagna è particolarmente elevato, mentre quello rispetto alla Germania resta più contenuto, ma comunque positivo.

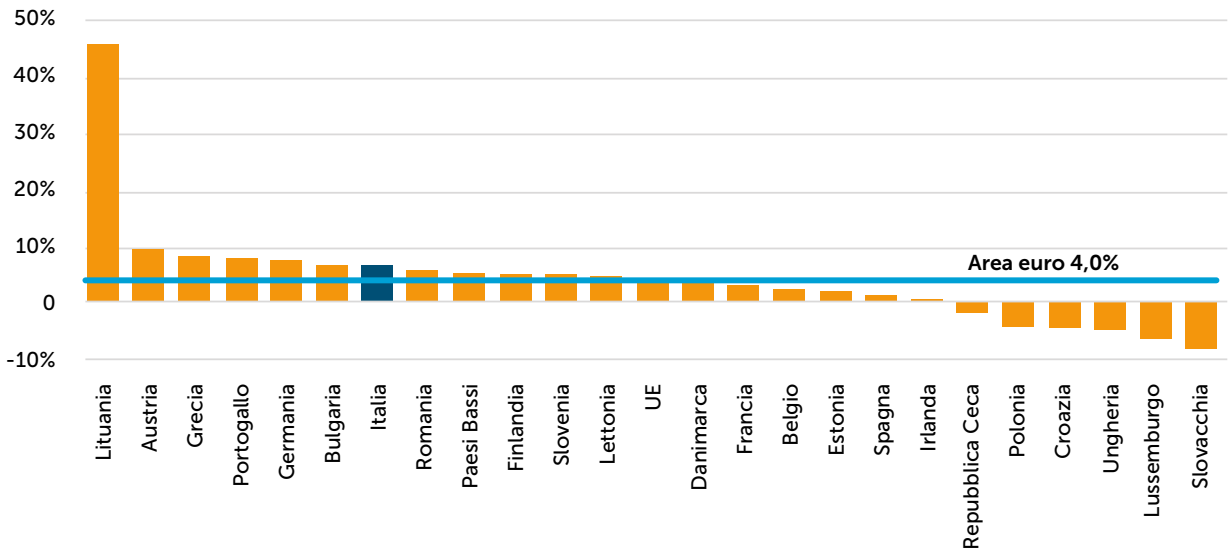
Prezzi per i clienti non domestici

L'andamento dei prezzi del gas per usi non domestici in Europa evidenzia una generale tendenza alla crescita rispetto al 2024, con 18 Paesi che evidenziano un aumento. Il dato più anomalo riguarda la Lituania, che registra un incremento del 46%, di gran lunga superiore al resto d'Europa, ma tra i Paesi con gli aumenti più significativi figurano anche Austria (+9%), Grecia, Portogallo e Germania (+8%) e Bulgaria (+7%). Solo in sei Paesi si registra una riduzione del prezzo: le riduzioni più significative sono quelle della Slovacchia (-8%), del Lussemburgo (-7%) e dell'Ungheria (-5%) (Fig. 1.20). Con una variazione del 6%, l'Italia si colloca tra i Paesi in aumento.

L'analisi dei prezzi del gas naturale per usi non domestici nel 2025 conferma una forte eterogeneità tra i mercati energetici europei, sia per livello dei prezzi sia per il contributo delle diverse componenti tariffarie (Tav. 1.16). Il prezzo medio nell'Area euro passa da 6,98 a 7,26 c€/kWh (+4%). L'Italia, come detto, registra un incremento del 6%, superiore alla media europea, con il prezzo totale che sale da 6,75 a 7,18 c€/kWh. L'aumento deriva principalmente dalla crescita della componente energia e degli oneri fiscali, mentre i costi di rete restano sostanzialmente stabili.

Nonostante l'aumento più elevato, anche nel 2025 i clienti industriali italiani hanno pagato un prezzo più basso rispetto alla media dell'Area euro: il differenziale si è un po' ridotto, da -0,84 a -0,78 c€/kWh. Nel confronto con gli altri Stati membri dell'Unione europea, i prezzi più elevati del gas per uso non domestico sono stati registrati in Svezia (12,02 c€/kWh), nei Paesi Bassi (9,39 c€/kWh), in Finlandia (9,28 c€/kWh) e in Danimarca (8,28 c€/kWh); all'estremo opposto i prezzi più contenuti sono stati rilevati in Spagna (4,95 c€/kWh), in Bulgaria (5,02 c€/kWh) e in Grecia (5,20 c€/kWh).

FIG. 1.20 *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nel 2025*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

TAV. 1.16 *Prezzi del gas naturale per usi non domestici in Europa (c€/kWh)*

PAESI	2024				2025			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	4,54	0,49	1,62	6,65	4,25	0,57	2,45	7,27
Belgio	4,14	0,28	1,08	5,50	4,26	0,28	1,10	5,64
Bulgaria	3,44	0,42	0,84	4,70	3,63	0,49	0,90	5,02
Croazia	4,77	0,50	0,41	5,68	4,48	0,62	0,33	5,43
Repubblica Ceca	5,15	1,02	1,46	7,63	4,69	1,36	1,44	7,49
Danimarca	4,00	0,92	3,06	7,98	4,11	0,46	3,71	8,28
Estonia	3,95	1,23	1,58	6,76	4,01	1,28	1,60	6,89
Finlandia	4,23	0,76	3,84	8,83	4,51	0,78	3,99	9,28
Francia	4,89	0,76	1,83	7,48	4,64	1,02	2,06	7,72
Germania	4,44	0,72	2,15	7,31	4,34	0,88	2,64	7,86
Grecia	3,64	0,55	0,61	4,80	3,98	0,60	0,62	5,20
Ungheria	4,87	0,52	2,02	7,41	4,70	0,49	1,86	7,05
Irlanda	4,45	1,57	1,05	7,07	4,35	1,62	1,13	7,10
Italia	**4,40**	**1,18**	**1,17**	**6,75**	**4,71**	**1,11**	**1,36**	**7,18**
Lettonia	4,29	1,07	1,33	6,69	4,35	1,14	1,52	7,01
Lituania	2,82	0,73	0,89	4,44	4,55	0,77	1,17	6,49
Lussemburgo	5,03	0,67	0,56	6,26	4,37	0,74	0,74	5,85
Paesi Bassi	4,37	0,33	4,22	8,92	4,14	0,30	4,95	9,39
Polonia	5,24	0,82	1,50	7,56	4,79	1,04	1,41	7,24
Portogallo	3,94	0,51	1,26	5,71	4,09	0,61	1,46	6,16
Romania	3,58	0,75	0,89	5,22	3,74	0,81	0,97	5,52
Slovacchia	5,29	1,13	1,44	7,86	4,52	1,20	1,48	7,20

PAESI	2024				2025			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Slovenia	4,45	0,56	1,55	6,56	4,53	0,65	1,71	6,89
Spagna	3,62	0,19	1,08	4,89	3,56	0,26	1,13	4,95
Svezia	n.d	n.d	n.d	n.d	4,99	1,29	5,74	12,02
Area euro	4,38	0,59	2,01	6,98	4,34	0,78	2,14	7,26
Unione europea	**4,38**	**0,61**	**1,96**	**6,95**	**4,36**	**0,80**	**2,06**	**7,22**

(A) Per Cipro e Malta i dati non sono disponibili.
Fonte: Eurostat.

Analizzando i quattro principali Paesi europei, cioè quelli in cui i mercati presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia, nel 2025 il prezzo del gas per i clienti non domestici evidenzia una fase di stabilizzazione dopo il forte ridimensionamento registrato nel biennio precedente.

Il prezzo medio dell'Area euro, come detto, cresce del 4%, collocandosi a 7,26 c€/kWh. L'aumento è dovuto principalmente alla crescita delle componenti regolate e fiscali, mentre la componente energia risulta ancora in discesa (-0,9%), passando da 4,38 a 4,34 c€/kWh. Questo lieve calo viene compensato dall'aumento del 32,2% dei costi di rete (da 0,59 a 0,78 c€/kWh) e del 6,5% di oneri e tasse, che salgono a 2,14 c€/kWh.

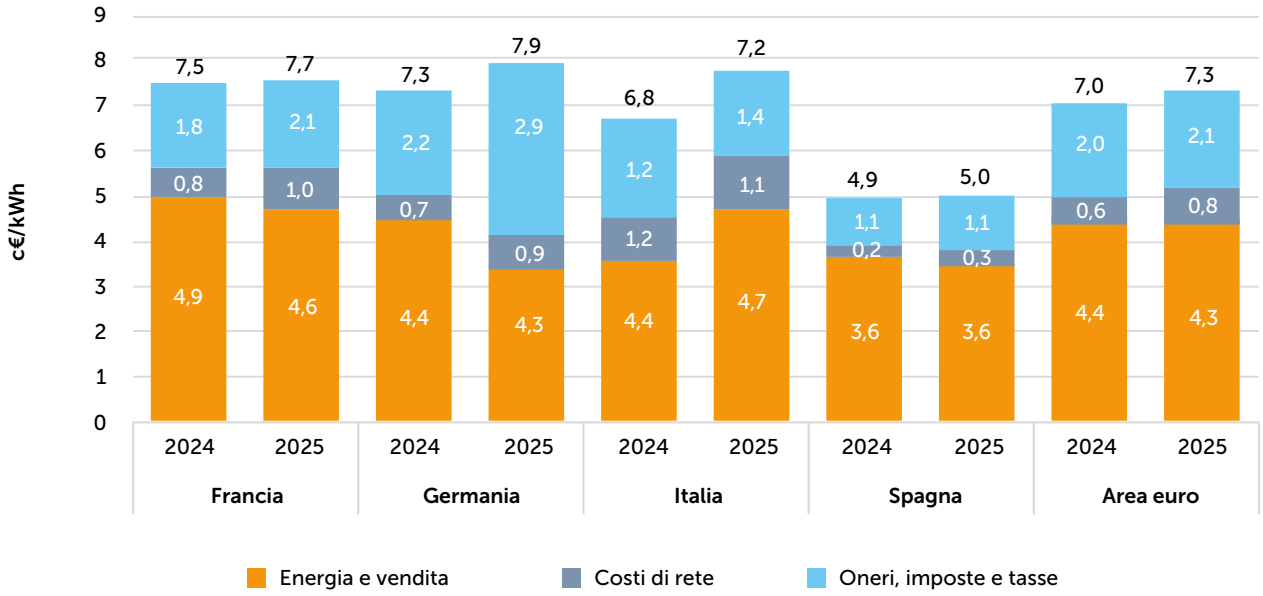
La Francia, che nel 2024 evidenziava il prezzo più oneroso tra i Paesi analizzati, presenta ancora prezzi elevati, inferiori solamente a quelli tedeschi e ciò nonostante il prezzo totale, pari a 7,72 c€/kWh, sia cresciuto del 3,2% rispetto all'anno precedente. L'aumento dei prezzi francesi è trainato soprattutto dalla forte crescita (34,2%) dei costi di rete e della componente fiscale (12,6%), mentre l'unica voce in diminuzione è la componente energia (-5,1%).

La Germania registra l'aumento più elevato (7,5%) del prezzo totale, che passa da 7,31 a 7,86 c€/kWh. La riduzione del 2,3% della componente energia (da 4,44 a 4,34 c€/kWh), viene completamente assorbita dall'aumento della parte fiscale, che cresce di 0,49 c€/kWh (22,8%), e dei costi di rete, che aumentano di 0,16 c€/kWh (22,2%).

La Spagna si conferma, al solito, il Paese con il prezzo finale più basso, pari a 4,95 c€/kWh, seppure in lieve aumento (1,2%) rispetto al 2024, per via dell'incremento dei costi di rete (36,8%) e degli oneri (4,6%). La Spagna mantiene comunque prezzi molto competitivi grazie al valore della materia gas più basso tra i Paesi analizzati, pari a 3,56 c€/kWh, in calo dell'1,7% rispetto all'anno precedente.

In Italia si osserva un ritorno alla crescita dei prezzi industriali dopo la marcata discesa (-18%) del 2024: nel 2025 il prezzo si attesta a 7,18 c€/kWh, con una variazione annua del 6,4%, superiore a quello nella media dei Paesi dell'Area euro. L'Italia è l'unico tra i Paesi analizzati nel quale la componente energia torna a crescere in misura significativa (+7%, da 4,40 a 4,71 c€/kW). La riduzione del 5,9% dei costi di rete (da 1,18 a 1,11 c€/kW) attenua solo parzialmente la crescita complessiva, mentre l'aumento del 16,2% di oneri e tasse (da 1,17 a 1,36 c€/kWh) contribuisce ulteriormente alla spesa finale.

FIG. 1.21 *Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nei principali Paesi europei*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Il prezzo italiano risulta quindi sostanzialmente allineato alla media dell'Area euro, ma leggermente più competitivo: i consumatori industriali italiani risultano pagare, infatti, un prezzo dell'1,1% inferiore alla media dell'eurozona. Se la componente energia presenta un differenziale dell'8,5% (+0,37 c€/kWh) e i costi di rete risultano superiori del 42,3% (+0,33 c€/kWh), il prezzo italiano beneficia però di componenti fiscali significativamente più basse (-36,4%) della media dell'Area euro (-0,78 c€/kWh). Inoltre, il consumatore di gas per usi non domestici italiano paga un prezzo inferiore del 7% a quello francese e dell'8,7% più basso rispetto a quello dei clienti tedeschi. Anche in questo caso l'Italia, pur penalizzata dai maggiori importi della componente energia e dei costi di rete, risulta competitiva grazie al livello molto inferiore della componente oneri e tasse. L'unico confronto negativo è quello con la Spagna, che, come si è detto, è il Paese con i prezzi più bassi.

Come per i clienti domestici, anche per quelli non domestici i prezzi sono rilevati da Eurostat suddividendo i clienti per classi di ampiezza del consumo annuo. In questo caso le classi sono sei, e precisamente: I1: consumi inferiori a 1.000 GJ; I2: consumi da 1.000 a 10.000 GJ; I3: consumi da 10.000 a 100.000 GJ; I4: consumi da 100.000 a 1.000.000 GJ; I5: consumo da 1.000.000 a 4.000.000 GJ; I6: consumi superiori a 4.000.000 GJ. In Italia le due classi più importanti sono la I3 e la I4 che assorbono, rispettivamente, il 22,9% e il 29,1% delle vendite di gas a clienti non domestici. Le prime due classi incidono complessivamente per quasi un terzo delle vendite, mentre il peso delle ultime due classi è inferiore al 20%.

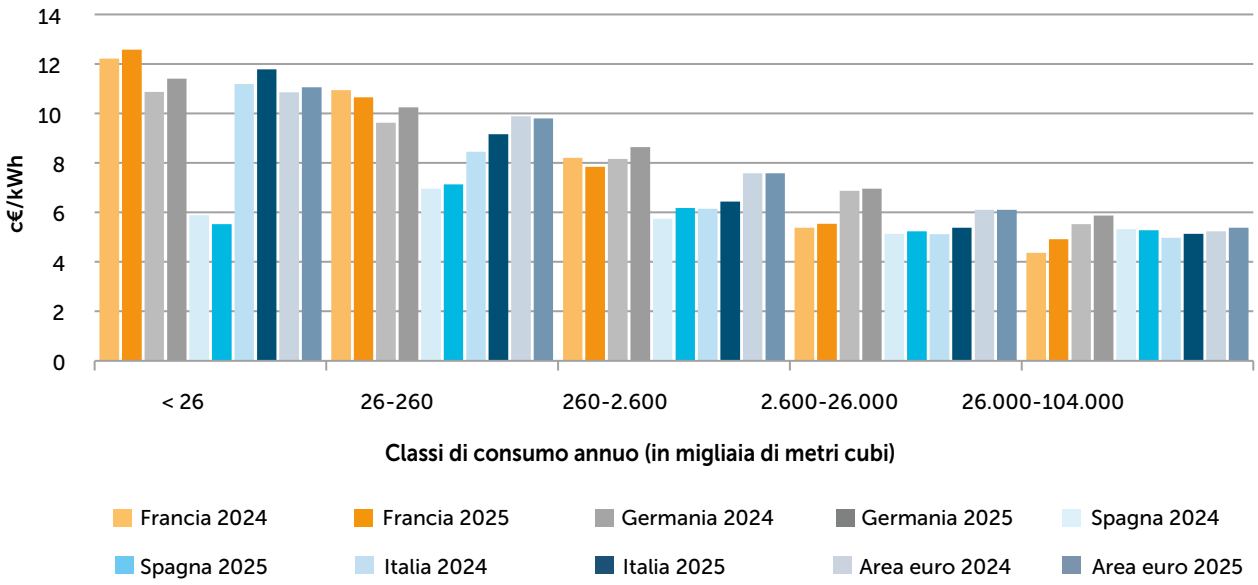
La Francia presenta nel 2025 prezzi del gas non domestico elevati nelle classi di consumo medio-basse, ma più competitivi nelle fasce ad alto consumo, i prezzi francesi risultano superiori all'Italia nelle classi basse e intermedie, ma diventano inferiori nelle classi ad alto consumo anche se rispetto al 2024 si registra un forte aumento per la classe a maggior consumo (+18,9%).

La Germania si conferma uno dei sistemi più costosi d'Europa per le imprese, soprattutto nelle classi intermedie e alte. Il mercato tedesco mostra una riduzione progressiva del prezzo all'aumentare dei consumi, ma mantiene

valori superiori sia all'Italia sia all'Area euro in quasi tutte le classi. Gli incrementi più forti si registrano nella fascia I6 (+18,6%), segnalando una crescita significativa dei costi anche per le imprese energivore.

I prezzi spagnoli risultano sistematicamente inferiori rispetto a Italia, Francia e Germania, soprattutto nelle classi I1 e I6. La Spagna mantiene quindi un forte vantaggio competitivo per il comparto industriale.

FIG. 1.22 *Prezzi totali del gas naturale per usi non domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei*



Fonte: Eurostat.

L'Italia si colloca nel 2025 in una posizione intermedia nel panorama europeo. Rispetto agli altri grandi Paesi europei l'Italia risulta più competitiva di Germania e Francia nelle classi intermedie e alte, resta meno competitiva della Spagna in quasi tutte le classi e mantiene livelli inferiori rispetto alla media dell'Area euro nelle fasce I3-I6. Nella classe Eurostat I3, che rappresenta la fascia intermedia di consumo per i clienti non domestici ed è particolarmente rilevante per il confronto sui prezzi pagati dalle piccole e medie imprese, l'Italia registra un prezzo pari a 6,43 c€/kWh, in aumento rispetto ai 6,15 c€/kWh del 2024 (+4,6%), ma molto inferiore al corrispondente livello francese (7,84 c€/kWh) e, soprattutto, tedesco (8,64 c€/kWh) (Fig. 1.22).

Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2025, a fronte di una crescita del PIL dello 0,5%, si è registrato un calo dell'1,5% del consumo interno lordo di energia primaria, sceso a circa 138 Mtep dai circa 140 Mtep del 2024. Di conseguenza, l'intensità energetica ha segnato una nuova riduzione, passando da 72,5 Tep/M€ di PIL, a circa 71 Tep/M€ di PIL.

L'andamento dei consumi primari nel 2025 è stato caratterizzato da una ulteriore riduzione dell'utilizzo dei combustibili solidi, il cui peso si è ormai stabilizzato su livelli marginali (-14% rispetto al 2024). Si è inoltre registrato un calo del petrolio e dei prodotti petroliferi, con una contrazione del 6%, riconducibile prevalentemente alla diminuzione degli usi nell'industria e nei consumi civili. Al contrario, si è osservato un incremento del gas naturale, i cui consumi primari sono aumentati del 2%, rafforzandone ulteriormente il ruolo nel *mix* energetico nazionale. Le fonti rinnovabili e i bioliquidi hanno mostrato una moderata flessione (-1,3%) dovuta a una minore produzione primaria complessiva, in particolare nel comparto idroelettrico, solo parzialmente compensata dalla crescita del fotovoltaico. Le importazioni nette di energia elettrica si sono invece ridotte in misura significativa (-8,1%), pur mantenendosi su livelli complessivamente contenuti.

La fonte primaria a maggiore incidenza restano il petrolio e i suoi derivati, che nel 2025 rappresentano il 36,4% della disponibilità energetica lorda, in lieve flessione rispetto al 2024. Il gas naturale si colloca al secondo posto con una quota pari al 36,9%, in aumento grazie alla crescita dei consumi primari, rafforzando ulteriormente il proprio ruolo nel *mix* energetico nazionale. Le fonti rinnovabili e i bioliquidi contribuiscono per il 21,6%, in lieve riduzione rispetto all'anno precedente, a causa della moderata contrazione della produzione primaria complessiva, solo parzialmente compensata dallo sviluppo del fotovoltaico. Il carbone continua a rivestire un ruolo del tutto marginale, con una quota pari a circa l'1,5%, confermando il ripristino del *trend* di progressiva fuoriuscita interrotto unicamente dalla crisi del gas del 2022. La dipendenza complessiva del sistema energetico nazionale dalle importazioni, al netto dei prodotti esportati, si è mantenuta nel 2025 su livelli sostanzialmente stabili rispetto al 2024, intorno al 73%, senza significative variazioni.

I consumi energetici finali hanno registrato nel 2025 una lieve contrazione, pari allo 0,7% rispetto al 2024. Tale andamento riflette principalmente la riduzione degli usi finali nell'industria (-3,0%), che non è stata pienamente compensata dall'aumento dei consumi nei trasporti (+2,7%) e nei servizi (+1,3%). La dinamica dei consumi finali si inserisce inoltre in un contesto di riduzione dei volumi di energia primaria destinati alla trasformazione. Il settore residenziale registra una moderata flessione dei consumi (-1,3%), in un contesto di condizioni climatiche complessivamente più miti rispetto all'anno precedente. Il gas naturale continua a rappresentare la principale fonte energetica di questo comparto.

La domanda di energia elettrica risulta nel complesso sostanzialmente stabile rispetto al 2024 (+0,1%). L'incidenza dell'elettricità sui consumi finali complessivi rimane pressoché invariata, segnalando che il processo di elettrificazione degli usi energetici finali procede ancora a ritmi inferiori rispetto agli obiettivi energetico-climatici. L'andamento dei consumi elettrici riflette una crescita nei servizi (+1,8%) e in alcuni comparti minori, a fronte di una lieve flessione nell'industria (-1,0%) e nel settore residenziale (-1,0%), che restano comunque tra i principali utilizzatori di energia elettrica.

TAV. 1.17 *Bilancio energetico nazionale nel 2024 e nel 2025 (in ktep)*

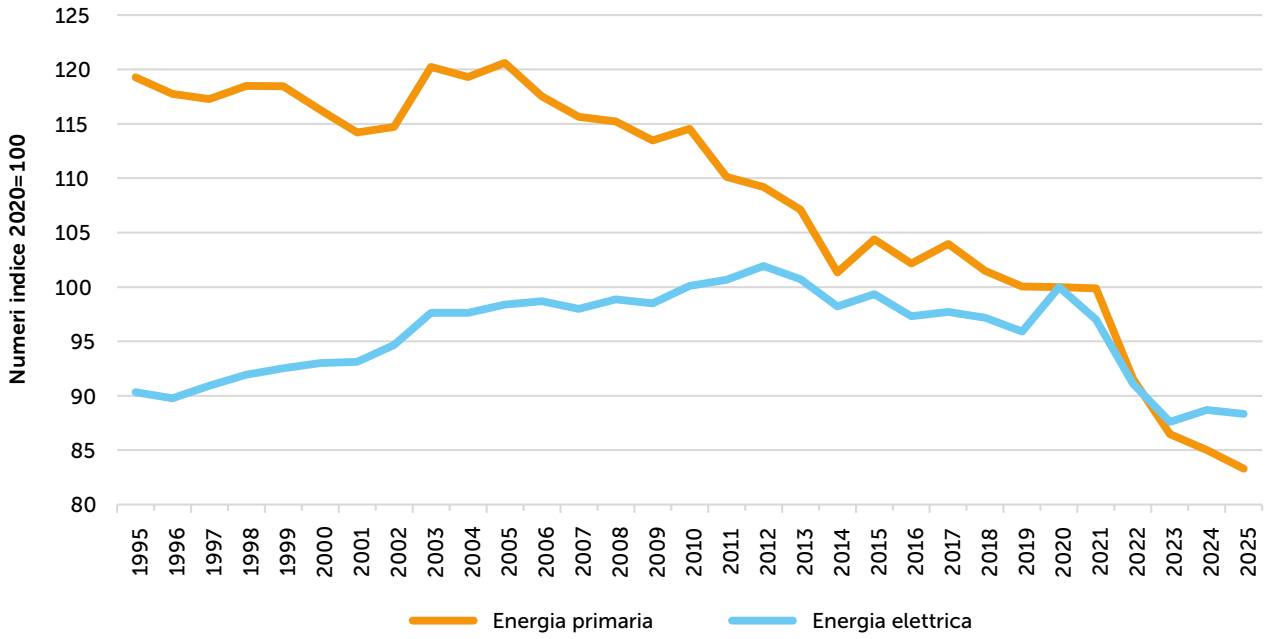
	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
				2024				
+ Produzione	36.953	-	4.767	2.124	28.858	1.204	-	-
+ Saldo importazioni	132.075	2.441	73.831	48.678	2.317	-	-	4.807
- Saldo esportazioni	27.297	267	25.677	507	424	-	-	422
+ Variazione delle scorte	848	74	450	312	11	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	**142.579**	**2.248**	**53.371**	**50.608**	**30.763**	**1.204**	**-**	**4.385**
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internazionale	6.458	-	6.458	-	-	-	-	-
= Consumo interno	**136.121**	**2.248**	**46.913**	**50.608**	**30.763**	**1.204**	**-**	**4.385**
Ingressi in trasformazione	119.941	3.263	75.519	19.628	20.459	881	-	191
Uscite dalla trasformazione	107.048	1.332	78.729	355	1.075	-	2.059	23.499
Settore Energia	5.929	41	2.689	1.011	201	-	449	1.538
Perdite di distribuzione	2.532	-	521	143	-	-	186	1.682
Disponibile per consumo finale	**114.767**	**277**	**46.911**	**30.181**	**11.178**	**323**	**1.424**	**24.473**
Consumo finale non energetico	**4.749**	**5**	**4.258**	**486**	**-**	**-**	**-**	**-**
Consumo finale energetico	**110.139**	**218**	**42.828**	**29.694**	**11.178**	**323**	**1.424**	**24.473**
+ Industria	22.394	218	2.362	9.315	546	305	559	9.089
+ Trasporti	39.690	-	36.448	964	1.517	-	-	761
+ Servizi	17.237	-	578	5.724	2,28	19	253	8.383
+ Residenziale	27.613	-	1.335	13.249	6.745	-	609	5.675
+ Agricoltura e pesca	3.118	-	2.030	440	90	-	2	556
+ Altri settori	86	-	75	1	-	-	-	9
Differenze statistiche	**-121**	**54**	**-175**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

Segue **TAV. 1.17**

	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
				2025				
+ Produzione	35.715	-	4.191	2.467	27.877	1.180	-	-
+ Saldo importazioni	132.073	2.186	72.454	50.437	2.542	-	-	4.454
- Saldo esportazioni	28.456	230	25.800	1.750	253	-	-	422
+ Variazione delle scorte	443	24	-6	459	35	-	-	-
= **Disponibilità energetica lorda**	**139.775**	**1.980**	**50.839**	**51.614**	**30.130**	**1.180**	**-**	**4.032**
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internazionale	2.050	-	2.050	-	-	-	-	-
= **Consumo interno**	**137.725**	**1.980**	**48.789**	**51.614**	**30.130**	**1.180**	**-**	**4.032**
Ingressi in trasformazione	117.060	3.018	71.362	20.903	20.585	843	-	348
Uscite dalla trasformazione	103.064	1.226	74.135	349	1.275	-	2.229	23.850
Settore Energia	5.995	17	3.033	939	157	2	402	1.445
Perdite di distribuzione	2.599	-	584	161	-	-	203	1.652
Disponibile per consumo finale	**110.255**	**171**	**43.750**	**29.960**	**10.585**	**336**	**1.624**	**24.436**
Consumo finale non energetico	**2.916**	**2**	**2.447**	**467**	**-**	**-**	**-**	**-**
Consumo finale energetico	108.255	**153**	**41.628**	**29.493**	**10.585**	**336**	**1.624**	**24.436**
+ Industria	22.213	153	1.956	9.463	654	312	602	9.074
+ Trasporti	39.151	-	35.653	900	1.816	-	-	782
+ Servizi	17.197	-	605	5.638	2.262	24	283	8.385
+ Residenziale	26.427	-	1.295	13.051	5.744	-	732	5.604
+ Agricoltura e pesca	3.107	-	1.980	440	109	-	7	570
+ Altri settori	160	-	139	1	-	-	-	21
Differenze statistiche	**-309**	**16**	**-325**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

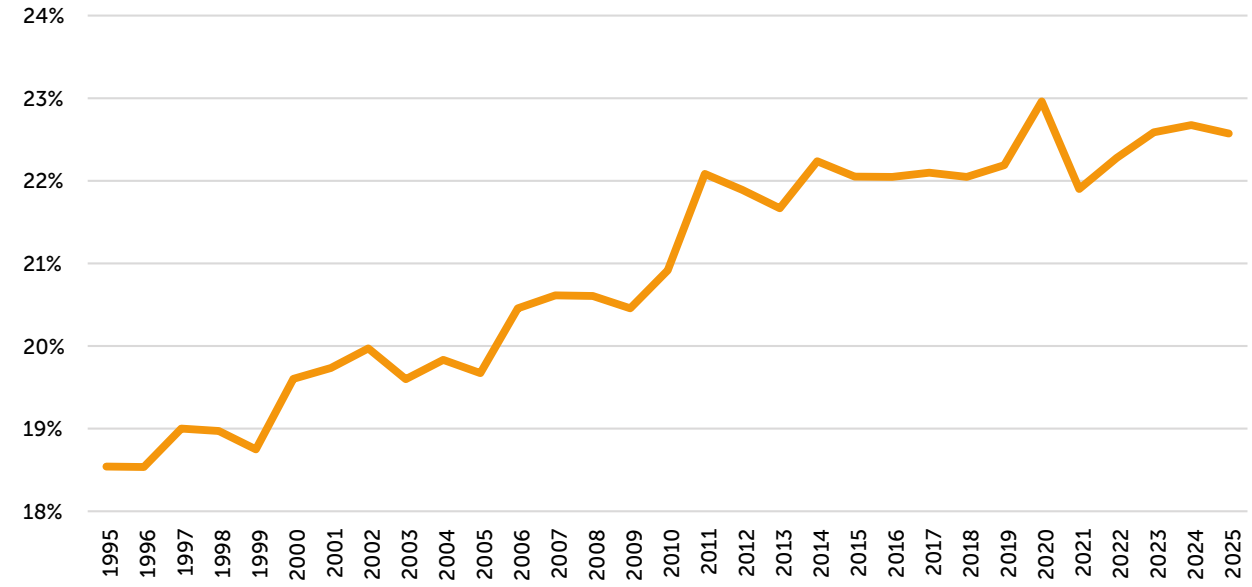
Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Dati provvisori.

FIG. 1.23 *Intensità energetica del PIL*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Terna.

FIG. 1.24 *Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Il quadro europeo dei servizi ambientali

Acqua e servizi idrici

In questa sezione si darà sinteticamente conto dello sviluppo nel tempo, in un campione significativo di Stati membri nonché nell'insieme dell'Unione europea, di alcune grandezze rilevanti ai fini della valutazione di opportunità e d'impatto delle politiche comunitarie in materia di disponibilità e gestione delle risorse idriche, dal momento che l'attenzione nei confronti dei servizi idrici propriamente detti (insiemi di captazione, trattamento, trasporto e distribuzione, collettamento e depurazione) è, a oggi, tipicamente inquadrata in più ampie considerazioni sul rapporto tra clima e disponibilità della risorsa.

L'esposizione tiene conto della relazione tra rilevazioni statistiche e programmi e ambizioni della strategia comunitaria in materia di: resilienza idrica; tutela delle acque e riforma economica dei meccanismi di copertura dei costi generati dallo sviluppo degli standard ambientali[4]; introduzione di nuove rilevazioni coerenti con la costruzione di una base informativa adeguata al monitoraggio e allo sviluppo in materia di contrasto ai fenomeni di scarsità e di sviluppo sostenibile della gestione delle infrastrutture (quale, per esempio, la misura delle perdite acquedottistiche, a oggi registrata, in maniera peraltro non omogenea in carenza di indicazioni sui criteri, da un numero ridotto di Stati membri).

Al centro del dibattito interistituzionale è l'introduzione negli strumenti di governo della relazione tra cambiamenti climatici e disponibilità delle risorse idriche per la società e l'economia, con focus sulla promozione di politiche che promuovano conservazione e risparmio[5]. Il dibattito interistituzionale sugli obiettivi di risparmio non potrà prescindere da qualificazioni ulteriori, quali misure di efficienza, né dalla progettazione e realizzazione di consistenti investimenti pubblici e privati tesi ad adeguare le infrastrutture all'ambizione delle politiche di compatibilità ambientale del settore idrico.

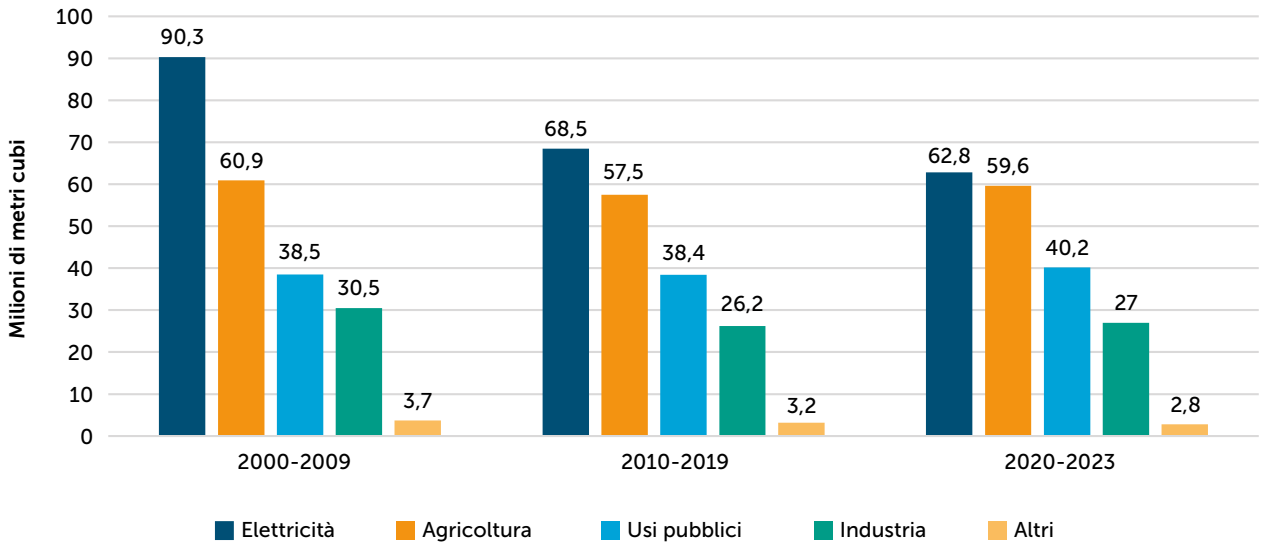
Prelievi e usi dell'acqua in Europa

Secondo l'Agenzia europea per l'ambiente, i prelievi di acqua dolce nell'Unione europea si sono ridotti del 14% tra gli anni 2000 (media del periodo 2000-2009: 224 miliardi di metri cubi) e gli anni recenti (media del periodo 2020-2023: 193 miliardi di metri cubi). La tendenza a ridurre i prelievi si ritrova in tutte le maggiori categorie d'uso (Fig. 1.25): produzione di energia elettrica (si tratta sostanzialmente degli usi di raffreddamento delle centrali termiche, drasticamente ridottisi per effetto della transizione energetica), agricoltura, usi pubblici (unico settore con una leggera crescita della media pluriennale calcolata dall'EEA, da 26,2 miliardi di m^3 nel 2010-2019 a 27 miliardi di m^3 nel 2020-23.

4 Il riferimento è alla recente rifusione della direttiva sulle acque reflue urbane, che introduce il principio di responsabilità estesa del produttore in materia di rimozione dalle acque reflue di taluni inquinanti, tipicamente collegati a produzione e consumo di medicinali e cosmetici, promuovendo la diffusione su larga scala dei trattamenti c.d. quaternari (Direttiva UE 2024/3019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 novembre 2024, concernente le acque reflue urbane).

5 L'Agenzia europea per l'ambiente, EEA, ritiene perseguibili risparmi che variano dal 2% degli attuali usi d'acqua per il settore minerario e delle costruzioni, al 5-10% in agricoltura, al 20-50% negli usi pubblici (famiglie e servizi), al 30-50% nell'industria (Water Savings for a Water-resilient Europe, EEA, giugno 2025).

FIG. 1.25 *Prelievi di acqua nel tempo per settore d'uso*

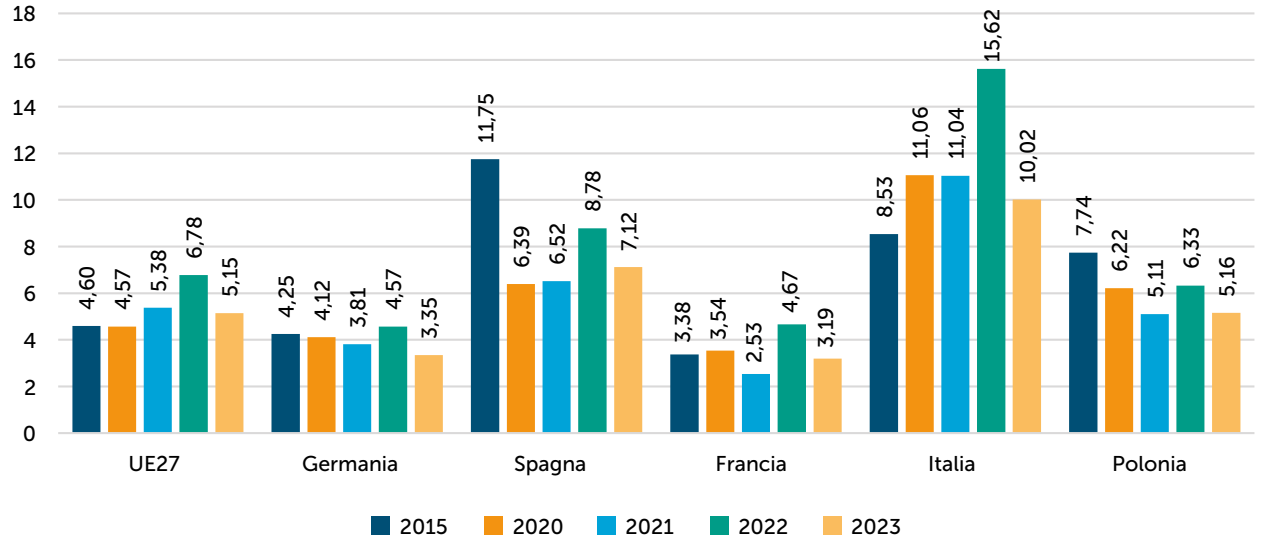


Fonte: Agenzia europea per l'ambiente, EEA.

Benché la tendenza appaia positiva rispetto alle considerazioni di rischio sociali, economici e ambientali al centro dell'attivazione della strategia comunitaria, la sommaria valutazione dei prelievi non basta a qualificare la capacità di conservazione idrica, che emerge dal confronto tra prelievi netti e restituzioni all'ambiente.

La figura 1.26 descrive l'andamento nel tempo, per l'Unione europea nel suo complesso e per alcuni Paesi confrontabili assunti a campione in queste note, di una diffusa misura di "stress idrico": il rapporto tra il consumo di acqua, pari ai prelievi al netto delle restituzioni, e la disponibilità naturale di risorsa idrica rinnovabile (Water Exploitation Index plus, WEI+).

FIG. 1.26 *Rapporto nel tempo tra consumi e disponibilità di risorsa idrica rinnovabile (WEI+)*



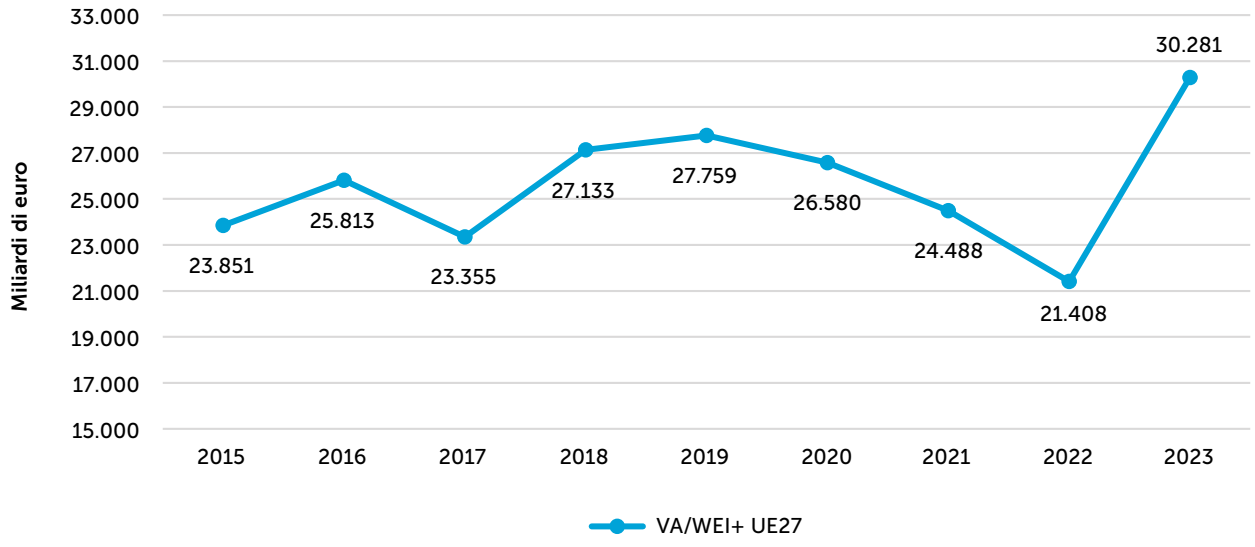
Fonte: Eurostat.

La tendenza per l'Unione europea è moderatamente crescente nel tempo, benché nel 2023, ultimo anno di rilevazioni confrontabili, si osservi quasi dappertutto una riduzione dell'indice di sfruttamento, anche per effetto del confronto con il precedente anno, particolarmente critico. Nel quadriennio 2000-2023, l'Italia supera sistematicamente il 10%; nell'aggregato Unione europea "continentale" (esclusi quindi gli Stati insulari, per i quali la scarsità è sistematica) tale condizione si verifica per le sole Italia, Grecia e Romania.

L'estrema sintesi dei dati mostrati in figura non consente di apprezzare la variabilità dell'indice in corso d'anno, ritenuta dagli osservatori significativa delle difficoltà di approvvigionamento: secondo le rilevazioni dell'Agenzia europea per l'ambiente (EEA), nel terzo trimestre del 2023 sono cinque gli Stati membri non insulari ad aver superato il 20% di WEI+ stagionale, considerato valore soglia per definire situazioni di scarsità, con valori prossimi al 30% in Italia, Portogallo, Spagna e Romania e vicini al 40% in Grecia. Prendendo a riferimento situazioni di scarsità idrica occorse in almeno un trimestre di ciascun anno osservato, l'EEA valuta che la percentuale di popolazione europea interessata dal fenomeno sia stata, nel 2023, pari al 32%.

Dall'intensificarsi di fenomeni di concentrazione e diradamento della risorsa idrica, collegabile ai cambiamenti climatici in atto, prendono le mosse i menzionati interventi comunitari in materia: a) di accentuazione della missione di tutela ambientale intrinsecamente legata all'impostazione comunitaria del ciclo idrico integrato; b) di risparmi ed efficienza nella gestione delle infrastrutture destinate a raccogliere, distribuire, gestire la risorsa stessa.

FIG. 1.27 *Un indice di efficienza idrica: rapporto tra valore aggiunto a prezzi correnti e WEI+UE27*



Fonte: Elaborazioni su dati di contabilità nazionale ed EEA.

Nella prima categoria rientrano le modifiche al quadro normativo relativo a fognature e depurazione, che introducono gradualmente l'obbligo di depurazione quaternaria; nella seconda, si distingue l'obiettivo di "migliorare

l'efficienza idrica almeno del 10% entro il 2030" proposto nella Strategia europea per la resilienza idrica[6] dell'ambiguità di tale obiettivo, determinato da carenze in termini definitori e metodologici, la Commissione europea ha già avviato confronti, studi e discussioni per fondare l'obiettivo su grandezze misurabili, senza rinunciare a indicare obiettivi strumentali, quali la "riduzione delle perdite", a loro volta non ancora misurate su basi standardizzate.

Una misura intuitiva dell'efficienza idrica può essere rappresentata dal confronto tra un indicatore di utilizzo della risorsa e il valore aggiunto dell'economia nell'area presa a riferimento. A questo scopo può essere utilizzato l'esaminato indice WEI+, il cui inverso è moltiplicato, nella figura 1.27, per una semplice misura del valore aggiunto dell'economia europea nel tempo (valore aggiunto lordo a prezzi correnti). La Commissione europea ha istituito un apposito Gruppo di lavoro (che include esperti ed entità rappresentative del settore idrico) per esaminare le misure alternative di "efficienza idrica" ed eventualmente selezionare la più opportuna. In attesa di indicazioni comunitarie, in alcuni Stati membri una "strategia di resilienza" è stata adottata sulla base di obiettivi assoluti di risparmio idrico[7].

Il valore economico del settore idrico

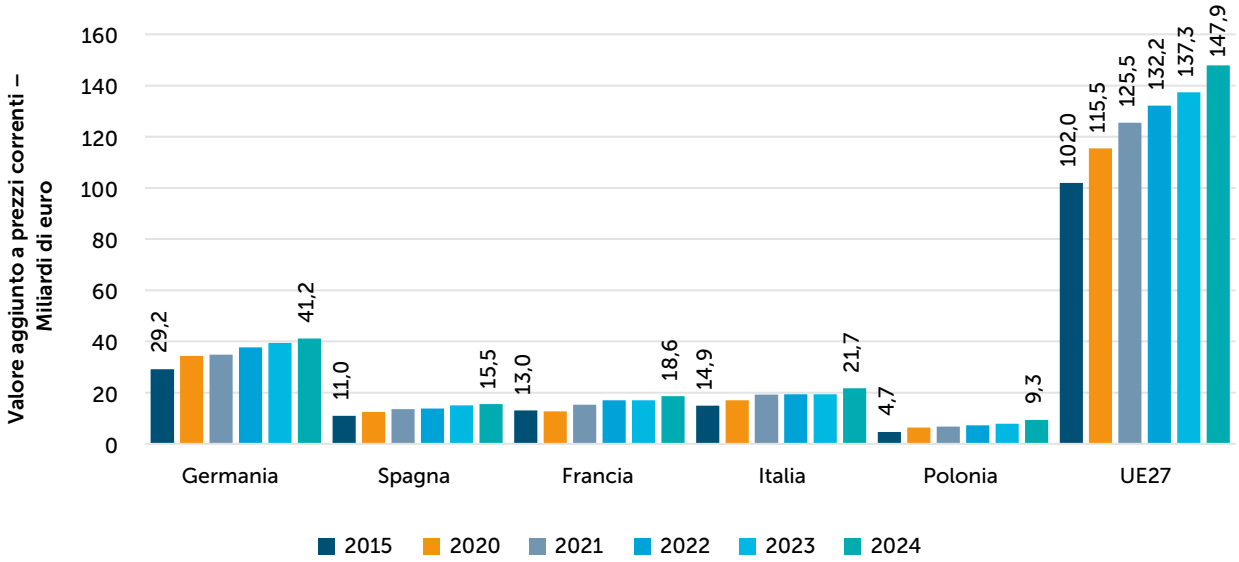
In attesa di metriche più affidabili e rispondenti alle sfide settoriali imposte dai nuovi orientamenti comunitari, l'osservazione di grandezze generali, rappresentative del potenziale economico del settore, induce a interrogarsi sull'effettiva capacità autonoma dell'industria idrica di soddisfare la crescente domanda di compatibilità ambientale, adattamento all'economia circolare ed efficienza nell'uso della risorsa scarsa.

Osserviamo, innanzitutto, qualche indicatore di consistenza economica del settore oggetto delle riforme comunitarie. Seguendo la classificazione NACE delle attività economiche, è possibile illustrare il "valore dell'industria idrica" intesa come complesso delle attività relative a: captazione, trattamento, fornitura delle acque; colletta-mento, trattamento delle acque reflue e attività di bonifica e risanamento.

6 "Strategia europea sulla resilienza idrica", Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni del 5 giugno 2025, COM/2025/280. L'obiettivo dell'aumento nel breve-medio termine dell'efficienza idrica, per quanto richieda qualificazioni e definizioni oggi non disponibili, supera l'approccio del "risparmio assoluto della risorsa", adottato, per esempio, dall'Agenzia europea per l'ambiente.

7 Nel dotarsi di un programma nazionale di resilienza idrica, la Francia ha adottato l'obiettivo di riduzione del 10% dei prelievi *sic et simpliciter* entro il 2030.

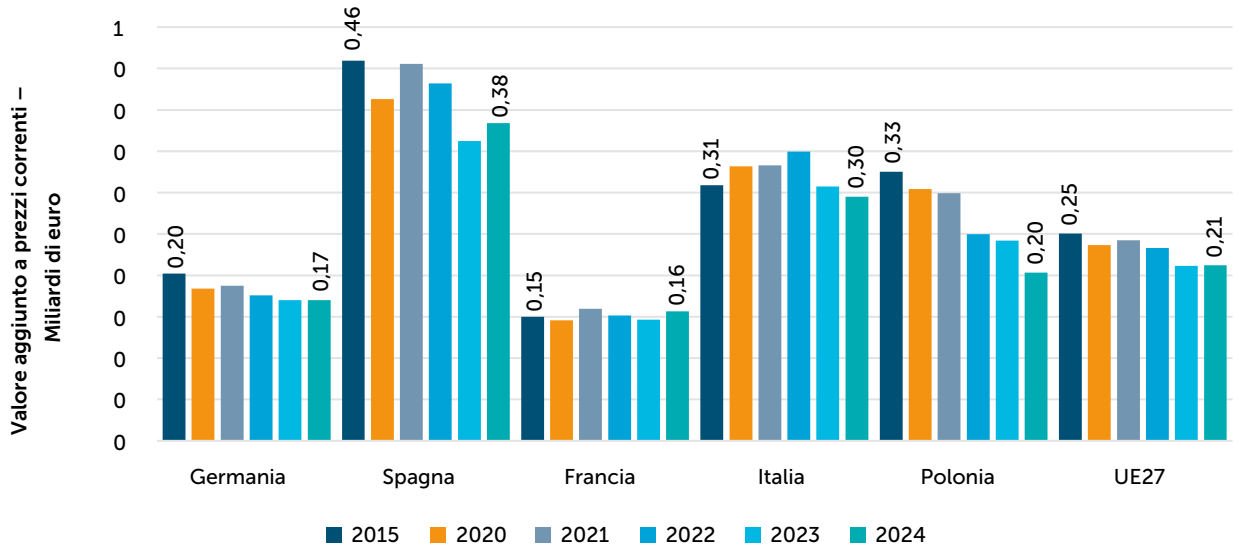
FIG. 1.28 *Valore del comparto idrico nel tempo*



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat.

Il valore economico del comparto, misurato attraverso il valore aggiunto lordo a prezzi correnti, è notevolmente aumentato, con crescite prossime al 50% in media comunitaria (da circa 100 miliardi di euro nel 2015 a poco meno di 150 miliardi nel 2024) e vicine al 30% in sistemi relativamente maturi quali Italia e Germania, passati, rispettivamente, da 15 a 22 miliardi e da 29 a 42 miliardi da inizio a fine periodo osservato. La crescita assoluta del valore corrente del comparto non segue, tuttavia, la crescita dell'economia: nel tempo il valore relativo, addirittura, si riduce, come si evince dal grafico seguente, che rileva la percentuale di valore aggiunto lordo del comparto rispetto al valore aggiunto complessivamente prodotto dall'economia nel periodo.

FIG. 1.29 *Peso del comparto idrico sull'economia nel tempo*



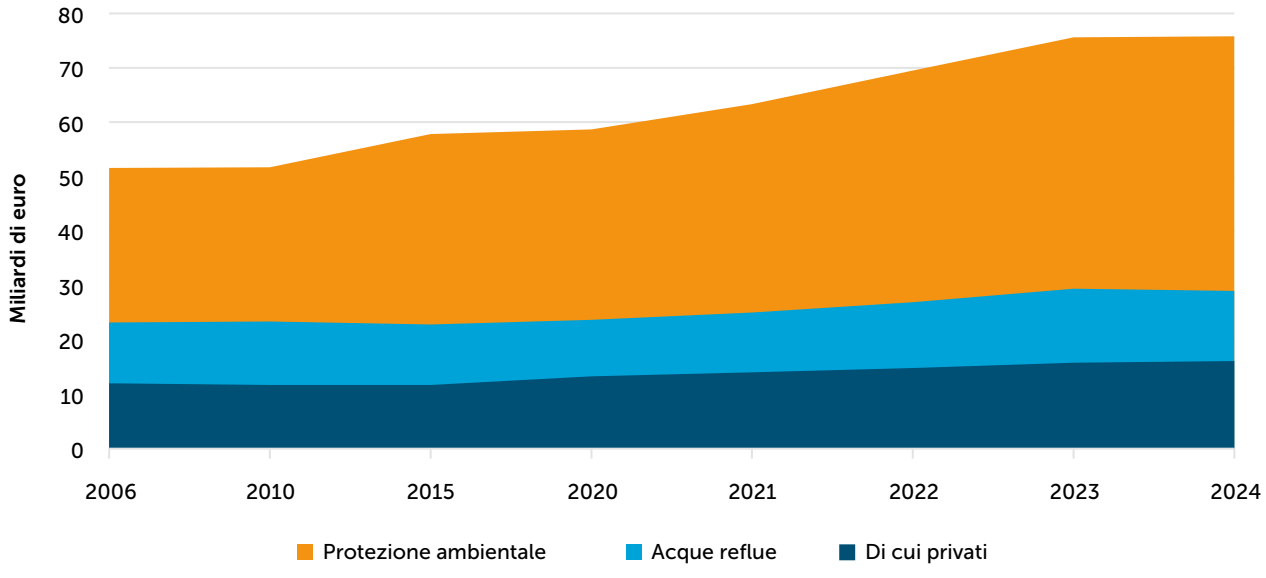
Fonte: Elaborazione ARERA su dati Eurostat.

La figura 1.29 mostra come il peso del comparto idrico nell'economia, valutato come percentuale del valore aggiunto lordo ai prezzi correnti del totale delle corrispondenti categorie NACE (E 36-39) rispetto al valore aggiunto complessivo dell'economia, si sia ridotto nel tempo, anche sensibilmente in taluni Paesi come Polonia e Spagna.

Volgendo lo sguardo al secondo pilastro della strategia comunitaria di sostenibilità ambientale dell'uso della risorsa idrica e, segnatamente, lo sviluppo economico e tecnologico della depurazione sostenuto da criteri più rigorosi di qualità delle acque reflue restituite, è utile esaminare le risorse destinate agli investimenti necessari alle innovazioni, oltre che a quelli di adeguamento agli standard esistenti. Nella figura 1.30 si analizza l'andamento temporale degli investimenti in fognature e depurazione, confrontati con gli investimenti in protezione ambientale per l'aggregato UE27, con l'avvertenza che il monitoraggio degli investimenti è realizzato da Eurostat seguendo la classificazione CEPA (non NACE).

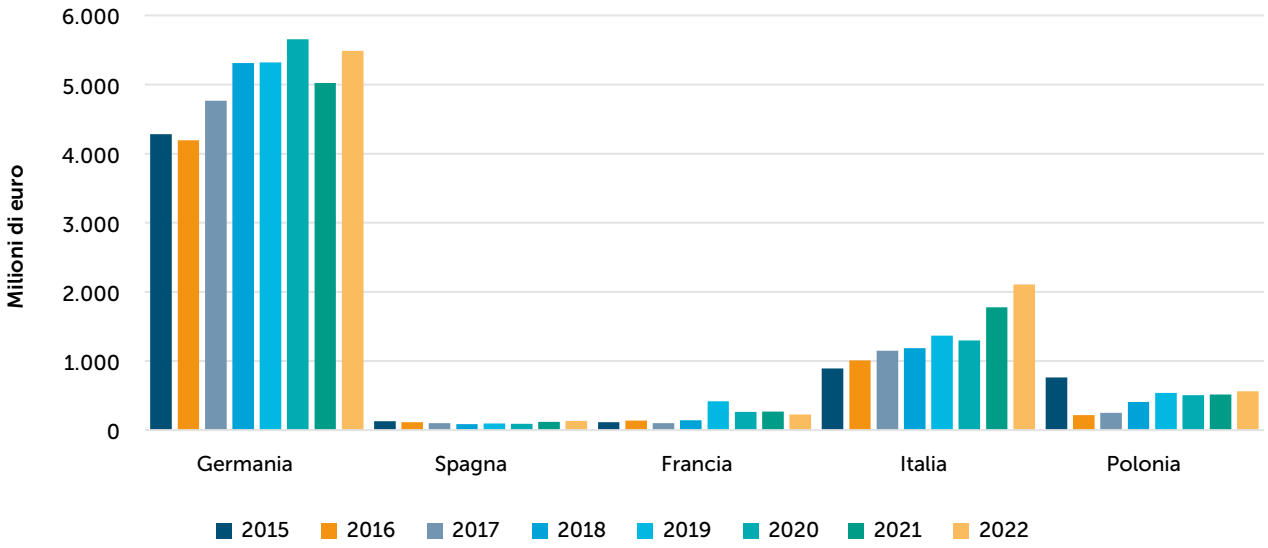
In particolare, si evidenziano gli investimenti totali in attività di protezione ambientale in miliardi di euro a prezzi correnti, gli investimenti in fognature e depurazione effettuati da tutti i soggetti economici (pubblici e privati) e il sottoinsieme degli investimenti in fognature e depurazione realizzati dal solo settore privato, nel quale rientrano le società non pubbliche di gestione della depurazione. Se gli investimenti totali in protezione ambientale crescono di oltre il 50% sul periodo e del 29% tra il 2020 e il 2024, gli investimenti in fognature e depurazione effettuati da tutti i soggetti economici (pubblici e privati) crescono del 3% sull'intervallo quasi ventennale, concentrando la crescita nel periodo 2020-2024. Nell'insieme degli investimenti per fognature e depurazione effettuati da tutti i soggetti, l'andamento degli investimenti privati è decisamente più dinamico (crescita del 34% sull'intervallo osservato e del 15% nel periodo 2020-2024). Nel 2024, ultimo anno disponibile per i dati aggregati, gli investimenti in fognature e depurazione ammontano a 29 miliardi di euro, equivalente al 38% degli investimenti totali in protezione ambientale in UE; di questi, il 55%, pari a 16,1 miliardi, è riconducibile al settore privato.

FIG. 1.30 *Investimenti in protezione ambientale nell'Unione europea dal 2006 al 2024: investimenti totali in protezione ambientale, in acque reflue totali, in acque reflue realizzati dal settore privato*



Fonte: Elaborazione ARERA su dati Eurostat.

FIG. 1.31 *Investimenti in fognature e depurazione da soggetti privati*



Fonte: Elaborazione ARERA su dati Eurostat.

A complemento di quanto sopra, nella figura 1.31, si riporta l'andamento degli investimenti in fognature e depurazione per i Paesi del panel, limitatamente agli investimenti attribuiti da Eurostat al settore privato: nel periodo per il quale sono disponibili osservazioni comparabili, gli investimenti privati nel comparto mostrano dinamiche stabilmente crescenti solo in Italia e, limitatamente, in Germania, che mostra comunque livelli assoluti molto più elevati dei Paesi confrontati.

Alla luce dell'insufficiente livello degli investimenti in fognatura e depurazione, segmenti che sono sotto pressione crescente in ragione degli sviluppi della legislazione comunitaria in materia di protezione ambientale della risorsa ("Direttiva acque reflue" riformulata), appare opportuno e necessario accrescere l'efficienza economica e l'adeguatezza finanziaria delle gestioni pubbliche e private cui è demandata l'implementazione delle politiche. Ne derivano un potenziale maggior coinvolgimento, certamente un crescente interesse e possibilmente un ruolo accresciuto per i regolatori, sempre di più chiamati, nei prossimi anni, a contribuire alla costruzione razionale dello sforzo economico richiesto attraverso, a solo titolo di esempio:

- una modulazione delle politiche tariffarie che incentivi gli investimenti;
- l'individuazione dei costi efficienti ai fini del corretto dimensionamento del sistema di responsabilità estesa del produttore introdotto dalle nuove disposizioni sulle acque reflue;
- la partecipazione alla definizione del concetto di efficienza idrica.

Lo sviluppo di tali interventi regolatori richiederà un adeguamento sostanziale della base dati necessaria all'analisi dei fenomeni sottostanti, con una crescita di precisione delle misure oggi disponibili e l'introduzione di nuove rilevazioni.

Rifiuti urbani

La gestione dei rifiuti urbani nel quadro dell'economia circolare

Con l'avvio della consultazione sulla raccolta preliminare di posizioni, opinioni e informazioni finalizzata all'elaborazione dell'"Atto Economia Circolare"[8], di poco preceduta dalla comunicazione sul "Patto per l'industria pulita" ("Green Industrial Deal")[9], nel corso del 2025 la Commissione europea ha concretizzato la strategia annunciata dal nuovo Collegio nel dicembre del 2024, all'atto del suo insediamento, a proposito dell'accelerazione dell'economia circolare. A partire dalla constatazione, che in qualche misura sarà sostanziata dalle note di questa sezione, di un apparente rallentamento del processo di crescita della circolarità dell'economia promosso dal Green Deal e specificato nel "Piano per l'economia circolare del 2020", la nuova Commissione ha annunciato il proprio impegno a dare al tema nuovo impulso e un ruolo strategico, anche in considerazione di più recenti riflessioni sui rischi di un'eccessiva esposizione dell'economia continentale all'import di materie prime in un contesto geopolitico critico, con particolare attenzione a quelle considerate "strategiche". Nella visione che ne consegue, alla crescita di circolarità dell'economia, intesa come attitudine a reimmettere nel circuito interno le materie prime utilizzate per la produzione, viene affidato un ruolo non più e non soltanto di perseguimento della sostenibilità ambientale e di risparmio tout court di risorse, ma di elemento calmieratore della dipendenza economica europea da altre macroregioni.

Più precisamente, l'integrazione della politica di promozione dell'economia circolare lanciata col Green Deal trova la sua prima specificazione nell'annuncio di un elenco di misure sulla gestione dei rifiuti, contenuto nell'apposito capitolo del *Clean Industrial Deal*, a sostegno:

- della "libera circolazione di materie prime secondarie e rifiuti", con la conseguente maggiore offerta di materiali riciclati di qualità;
- della domanda di materie prime secondarie e "prodotti circolari";
- dell'armonizzazione dei criteri per la cessazione della qualifica di rifiuto;
- della riforma dei meccanismi di responsabilità estesa del produttore, per i quali si prevede un ampliamento del campo d'azione, semplificazione e digitalizzazione.

Tali temi sono ripresi e ampliati in sede di consultazione pubblica preliminare all'adozione dell'"Atto sull'economia circolare", che la Commissione europea presenterà nel corso del 2026 sotto forma di proposta di regolamento. Oltre a quelli elencati dal *Clean Industrial Deal*, la consultazione conclusasi il 6 novembre 2025 sottoponeva all'analisi dei portatori d'interesse ulteriori aree di possibile intervento:

- l'integrazione dei mercati delle materie prime secondarie e dei rifiuti riciclabili, anche attraverso l'istituzione di "*hub* regionali" con l'intento di ovviare gradualmente all'apparente frammentazione di tali mercati;
- il sostegno alla domanda di beni riciclati (e, quindi, di materie prime secondarie) nell'ambito di una revisione della normativa sugli appalti pubblici;

8 *Call for evidence for an impact assessment* del 31 luglio 2025 e pubblicazione, il successivo 1° agosto, di un questionario online sulla piattaforma "*Have Your Say*" con invito a trasmettere contributi autonomi. Alla scadenza del 6 novembre, la Commissione aveva ricevuto 820 contributi (rapporto di sintesi pubblicato in ARES (2026)2540583).

9 *The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation*, Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Comitato Economico e Sociale, al Comitato delle Regioni e al Consiglio europeo del 26 febbraio 2025, COM/2025/85, https://commission.europa.eu/document/download/9db1c5c8-9e82-467b-ab6a-905feeb4b6b0_it

- la potenziale crescita del contributo alla circolarità proveniente da una maggiore efficienza della gestione dei rifiuti urbani.

Quest'ultimo capitolo appare di particolare interesse per la prospettiva regolatoria, laddove si consideri che, pur nella differenziazione dei ruoli e dei poteri attribuiti dalle leggi nazionali, alle autorità indipendenti di regolazione è generalmente affidato il presidio dei servizi di gestione dei rifiuti urbani in ottica di efficienza ed efficacia, con quel che ne consegue in termini di coinvolgimento diretto della regolazione tariffaria e della qualità nella costruzione del processo di economia circolare.

A ben vedere, la valorizzazione del ruolo dei regolatori, che, se intesi nell'accezione di autorità nazionali indipendenti sono a oggi presenti in sette Stati membri, appare evidente nel più generale impianto che prelude all'adozione dell'"Atto Economia Circolare". In coerenza con la "lettera di missione" che definisce compiti e responsabilità della neo-Commissaria all'ambiente Roswall, l'approccio al tema dell'accelerazione dell'economia circolare privilegia l'adozione di misure procedurali, regolatorie e di facilitazione del raggiungimento degli obiettivi rispetto alla fissazione di nuovi o alla revisione di obiettivi esistenti[10]. Si tratta di un approccio rilevante per la regolazione presente e futura del settore, richiesta di verificare, analizzare e adottare modalità efficienti ed efficaci di perseguimento degli obiettivi dati. Si pensi, per esempio, all'esplicito riferimento della rinnovata strategia comunitaria alla necessità di attrarre investimenti privati, la cui incentivazione attraverso strutture tariffarie che bilancino equa remunerazione e obiettivi di sostenibilità finanziaria e sociale è uno dei compiti comunemente assegnati alle autorità di regolazione, laddove istituite.

In continuità con l'approccio adottato nella scorsa *Relazione Annuale*, questa sezione espone i dati fondamentali rappresentativi dell'andamento della gestione dei rifiuti urbani nell'Unione europea nel contesto determinato dagli orientamenti della nuova Commissione, quello della progressiva integrazione delle specifiche rilevazioni statistiche nelle più ampie tematiche dell'economia circolare. All'uopo, si analizzano brevemente i dati fondamentali di produzione e gestione dei rifiuti urbani, ove possibile mettendoli in relazione con l'andamento generale dell'economia europea; si richiama, dopo l'esposizione sintetica del peso e della distribuzione delle tecnologie di trattamento, lo stato e l'evoluzione del percorso di avvicinamento agli obiettivi istituzionali di sostenibilità ambientale della gestione dei rifiuti (con particolare riferimento agli obblighi minimi di riciclo e massimi di smaltimento in discarica); si svolge qualche considerazione su un comparto, quello dei rifiuti da imballaggio, che ha ricevuto notevole attenzione negli ultimi anni da parte del legislatore europeo in ragione del suo elevato potenziale di contribuzione alla circolarità. Le riflessioni finali, basate sull'estrema sintesi di grandezze relative agli scambi di materie prime secondarie, hanno l'obiettivo di concretizzare il concetto di integrazione dei rifiuti nelle politiche generali di sostenibilità ambientale e circolarità dell'economia, come definite dai nuovi orientamenti comunitari.

I dati esposti provengono per la grande maggioranza dalle rilevazioni Eurostat di recente riorganizzate, per rispondere al citato inquadramento organico delle statistiche sui rifiuti nella più ampia prospettiva di circolarità dell'economia, dal "Quadro di monitoraggio" introdotto nel 2018 e rivisto dalla Commissione il 15 maggio 2023 (comunicazione COM/2023/306).

10 L'obiettivo del 24% al 2030 del tasso di utilizzo circolare dei materiali, o indice di circolarità (di cui nel seguito), individuato dal *Clean Industrial Deal* è prossimo all'obiettivo già indicato dal Piano per l'Economia Circolare del 2020 (23,4%).

Il Quadro di monitoraggio redistribuisce le statistiche sui rifiuti tra le aree rilevanti per l'osservazione degli sviluppi dell'economia circolare: produzione e consumo, che include le rilevazioni tradizionali sulla generazione dei rifiuti, anche da imballaggi; gestione dei rifiuti, che consente la rilevazione dei tassi di riciclo per flussi di rifiuto; materie prime secondarie, che rileva il contributo all'economia dei materiali recuperati dai rifiuti e gli scambi intra ed extraeuropei di materiali riciclabili; competitività e innovazione, che raccoglie dati sugli investimenti privati e sulla registrazione di brevetti in settori legati all'economia circolare; sostenibilità globale e resilienza, con focus sulla dipendenza dell'UE dall'importazione di materie prime. L'esposizione che segue si ispira alla logica organizzativa del Quadro di monitoraggio, evidenziando le grandezze rilevanti per l'aggregato "Unione europea" a 27 Stati e per un campione rappresentativo di cinque Stati membri (Italia, Germania, Francia, Polonia e Spagna), selezionati per la loro rappresentatività in termini di importanza complessiva per il settore dei rifiuti urbani, del quale rappresentano complessivamente i due terzi della produzione, e per l'interesse rappresentato da un confronto tra strutture sensibilmente diverse per quanto riguarda il *mix* di tecnologie di trattamento dei rifiuti e le rispettive differenze nei confronti delle medie europee.

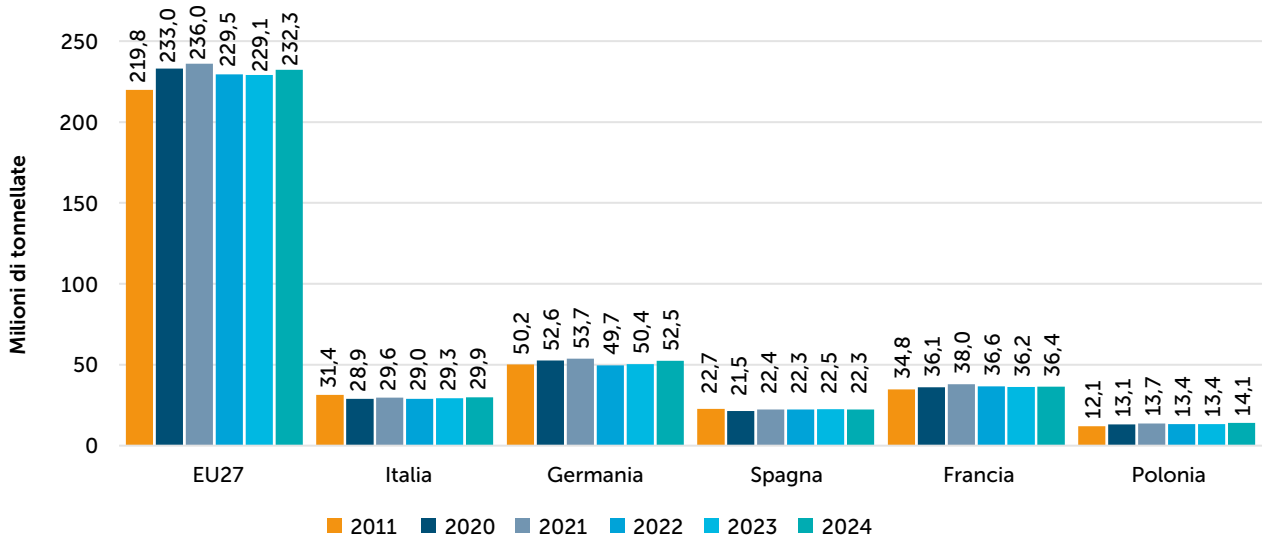
I dati riportati sono, quando non diversamente indicato, tratti dalle banche dati tematiche Eurostat aggiornate al 21 maggio 2026. Persistendo il mancato aggiornamento (per quanto riguarda l'ultimo anno della serie storica, qui generalmente il 2024) di alcuni dati relativi all'Italia, si è ricorso, quando necessario e verificandone l'omogeneità e la confrontabilità, alla banca dati nazionale curata da ISPRA[11].

I dati essenziali: produzione e trattamento dei rifiuti urbani

I primi dati su cui porre l'attenzione riguardano la generazione di rifiuti urbani (Fig. 1.32), un aggregato d'interesse per una prima valutazione della reattività dell'economia alle politiche – prioritarie nella gerarchia comunitaria – di prevenzione e riduzione dei rifiuti. Il 2024 segna un leggero cambio di direzione dopo un triennio di tendenza alla riduzione: la produzione assoluta di rifiuti urbani nell'aggregato UE27 è stata di 232,3 milioni di tonnellate, in crescita dell'1,4% rispetto all'anno precedente, mentre quella *pro capite* si è attestata a 517 kg, superiore dell'1,2% al dato del 2023.

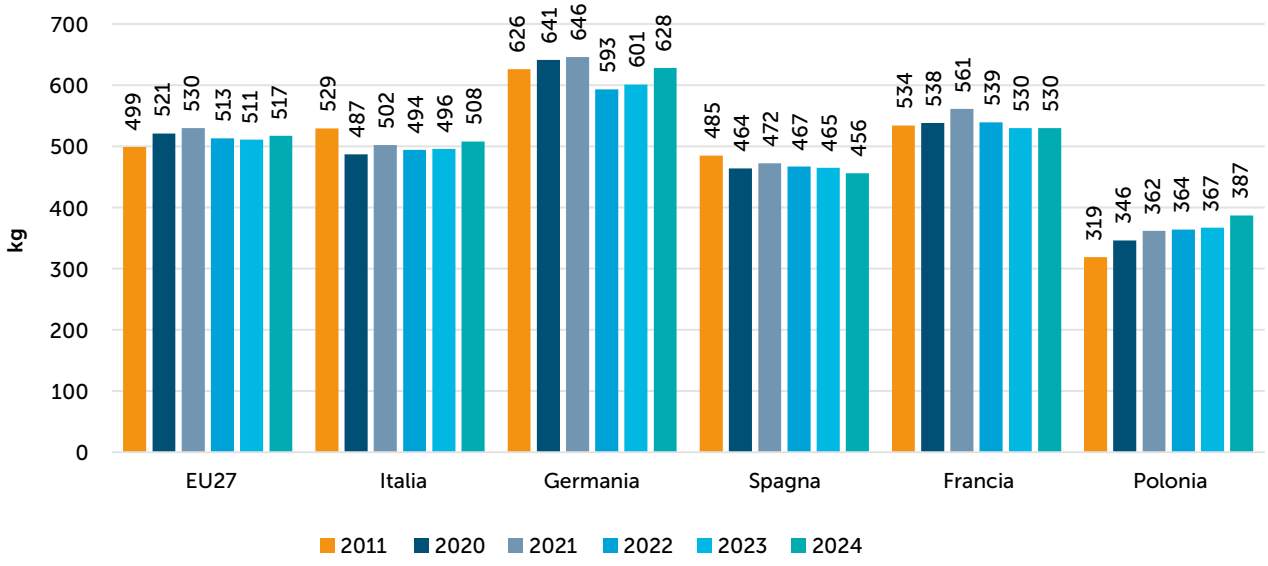
11 Istituto Superiore per la protezione e la ricerca ambientale, "Rapporto sui rifiuti urbani edizione 2025", rapporto n. 419/2025, dicembre 2025.

FIG. 1.32 *Generazione di rifiuti urbani nell'Unione europea a 27 e in alcuni Paesi*



Fonte: Eurostat e ISPRA.

FIG. 1.33 *Generazione di rifiuti urbani pro capite nell'Unione europea a 27 e in alcuni Paesi*

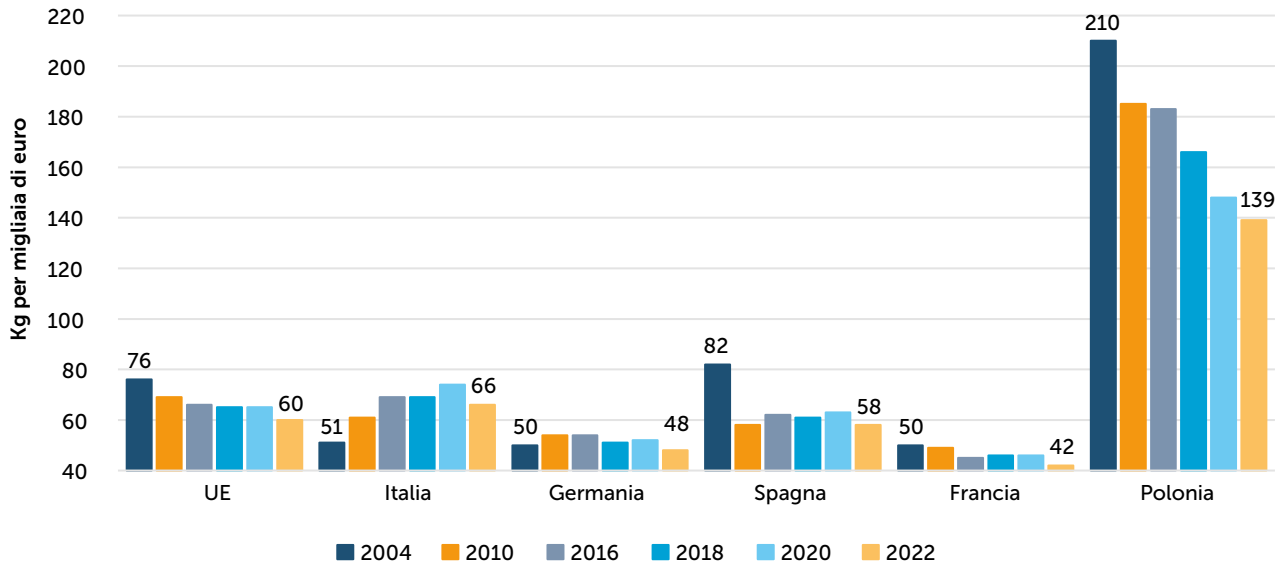


Fonte: Eurostat e ISPRA.

La tendenza alla crescita appare generalizzata: con l'eccezione della Spagna, nei Paesi del campione la produzione di rifiuti urbani cresce sia in assoluto, sia in media *pro capite* (per quest'ultimo valore, l'incremento su base annua varia dall'1,1% in Italia al 4,5% in Germania) (Fig. 1.33).

In analogia a quanto discusso nel caso delle risorse idriche, per inquadrare correttamente il fenomeno appare sensato confrontare la dinamica nel tempo della produzione dei rifiuti urbani con l'andamento dell'economia nel suo complesso. Eurostat rileva la misura della generazione di rifiuti per unità di PIL.

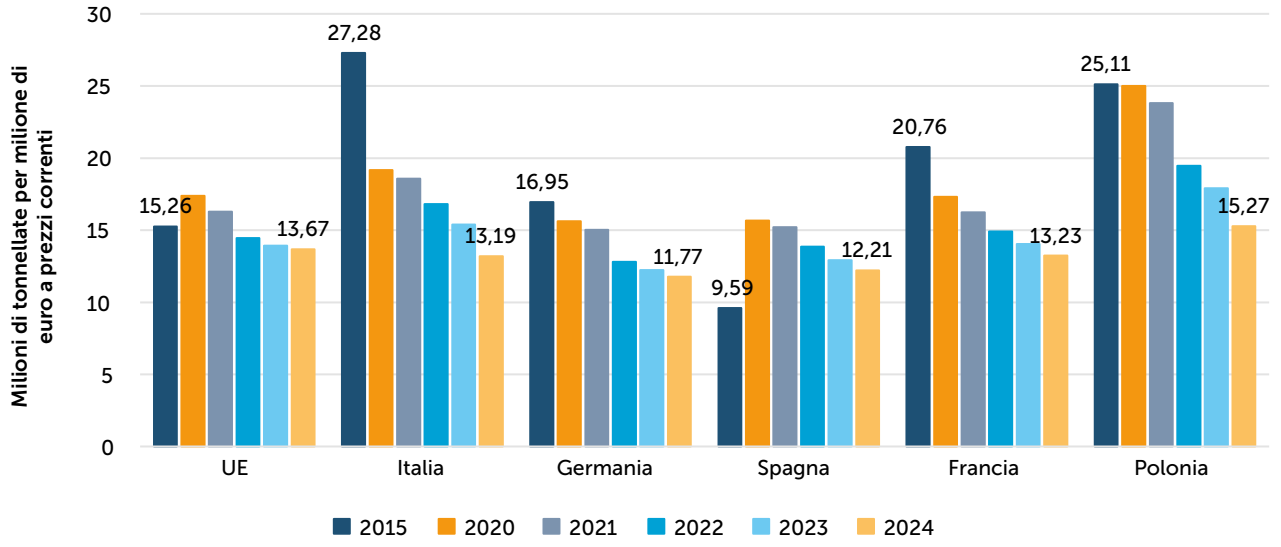
FIG. 1.34 *Generazione di rifiuti totali (esclusi minerali) per unità di PIL*



Fonte: Eurostat.

La figura 1.34 descrive la realizzazione nel tempo del "disaccoppiamento" tra economia e produzione di rifiuti, misurata da una riduzione del rapporto rifiuti/PIL, per l'aggregato UE27, del 26% tra l'anno di riferimento per la rilevazione (2015) e il 2022, e dell'8% nel biennio 2020-2022. All'interno dell'aggregato i comportamenti del rapporto rifiuti/PIL sono diversificati, con riduzioni significative per Francia, Spagna e Polonia (di cui si segnala, tuttavia, l'elevato livello di partenza), un lieve decremento per la Germania e per l'Italia, addirittura, una crescita di quasi il 30% sul periodo considerato. Il limite della rilevazione sta, per quanto d'interesse nella presente sezione, nella grandezza di riferimento, che, pur escludendo i rifiuti minerali, considera pur sempre un aggregato più ampio di quello coincidente coi soli rifiuti urbani.

FIG. 1.35 *Generazione di rifiuti urbani per unità di PIL*

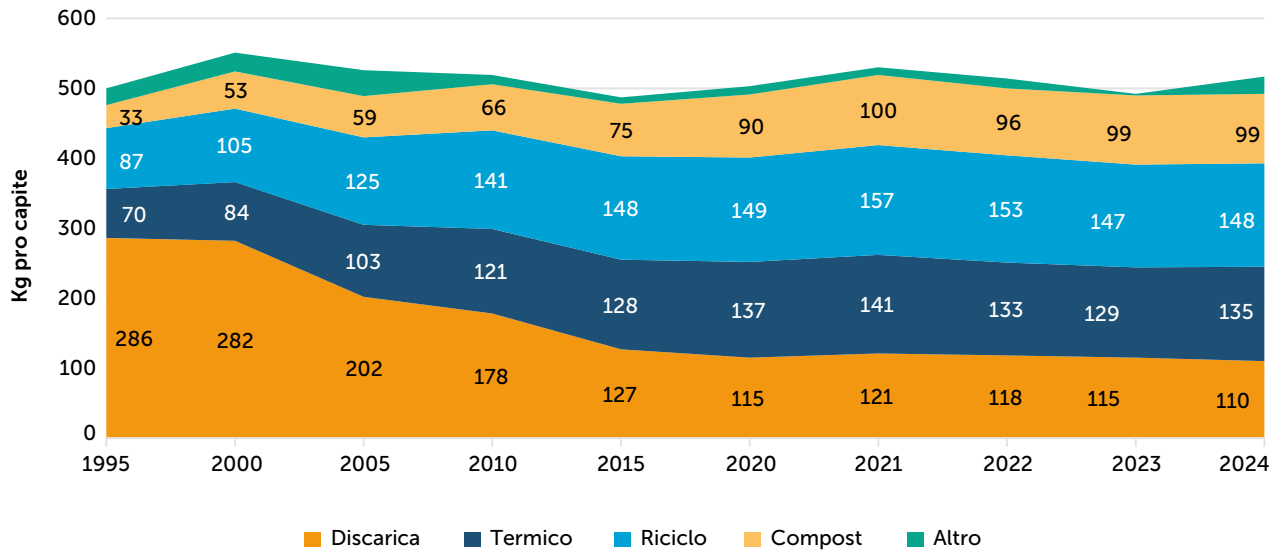


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

L'elaborazione riportata nella figura 1.35 delimita la ricerca ai soli rifiuti urbani e mostra un andamento non ambiguo del fenomeno nel tempo: la generazione di rifiuti urbani per unità di PIL a prezzi correnti si è andata costantemente riducendo (pur con l'incertezza rappresentata dalla rilevazione del 2020, per cui rileva la sostanziale riduzione del denominatore in ragione della crisi pandemica) ed è passata, per l'Unione europea nel suo complesso, da 15,26 milioni di tonnellate per milione di euro prodotto del 2015 ai 13,67 del 2024, con l'Italia a segnare il maggiore scarto relativo sul periodo (oltre il 50% di riduzione)[12].

La riduzione progressiva della produzione "in termini reali" di rifiuti urbani si è accompagnata a una profonda revisione del modello di trattamento e destinazione degli stessi. Con l'entrata in vigore della direttiva quadro 2008/98, il legislatore comunitario estende al complesso dei rifiuti urbani il principio di sostenibilità ambientale della gestione sperimentato in precedenza con la normativa sui rifiuti da imballaggio, imponendo obiettivi graduali ma ambiziosi di ricomposizione del *mix* di trattamento, a favore del riciclo e con una sostanziale riduzione dello smaltimento in discarica.

FIG. 1.36 *Andamento dal 1995 delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani per tipo di trattamento*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

La figura 1.36 riassume l'andamento del processo di ricomposizione per l'Unione europea per il periodo 1995-2024, al termine del quale si evidenzia la drastica riduzione del ricorso alla discarica (-61% in termini di peso *pro capite*), la parallela crescita del riciclo (nel grafico schematicamente suddiviso, seguendo la terminologia di Eurostat, in "riciclo propriamente detto" e "compost", che rappresenta in realtà l'insieme dei trattamenti biologici),

12 Il confronto tra i due grafici è, per quanto riguarda l'Italia, solo apparentemente contraddittorio e segnala la divergenza tra la velocità con cui il disaccoppiamento rifiuti/PIL si verifica nel settore dei rifiuti in generale e in quello dei rifiuti urbani, dove abitudini e modelli di consumo hanno determinato una riduzione decisamente più marcata del rapporto. L'elaborazione rappresentata nella figura 1.35, per quanto sintetica e basata su una misura elementare dell'andamento dell'economia (PIL a prezzi correnti), è confermata dalle stime più puntuali e precise di Istat e ISPRA. Nel citato Rapporto rifiuti urbani – edizione 2025, ISPRA confronta l'andamento della produzione di rifiuti urbani alla dinamica del PIL e della spesa delle famiglie in termini reali, confermando sul periodo 2002-2024 la riduzione della produzione di rifiuti urbani (inferiore del 4% e del 6%, rispettivamente, a spesa delle famiglie e PIL a valori concatenati su base 2020).

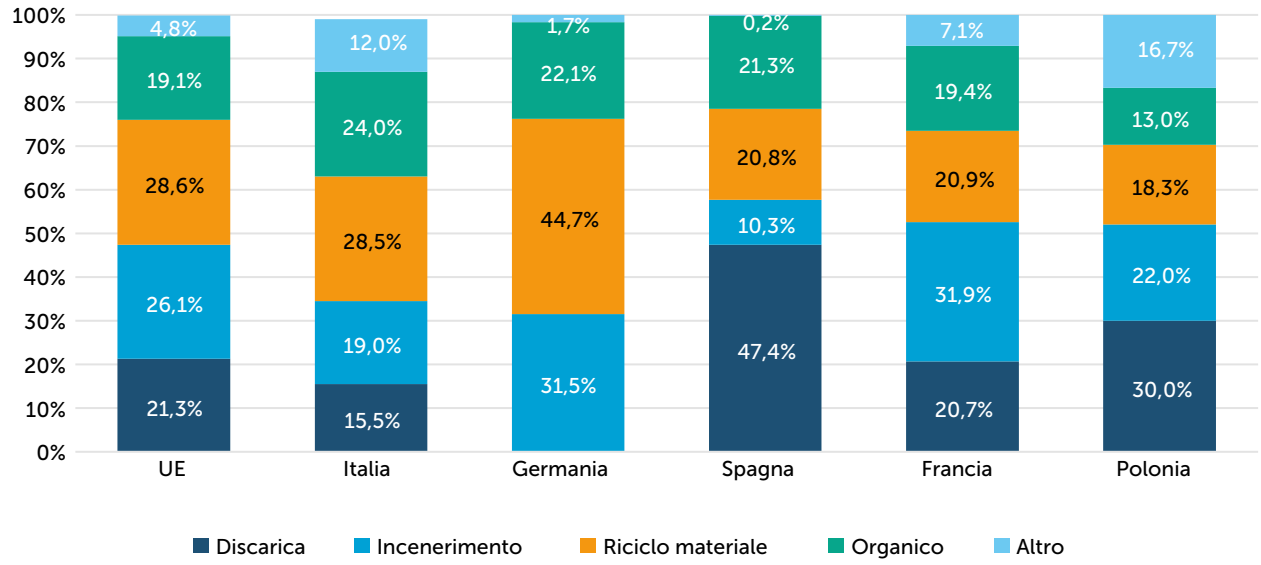
aumentato dell'80% sempre in peso pro capite, e un corrispondente maggior peso della valorizzazione energetica (da 70 a 135 kg *pro capite*, pari a un incremento di oltre il 90%).

L'andamento delle quote di destinazione per tecnologia dei rifiuti urbani può essere agevolmente esaminato per "sottoperiodi". I cambiamenti più evidenti nel portafoglio di tecnologie di trattamento si osservano dell'intervallo 2010-2015, sommariamente sovrapponibile alla propagazione degli effetti dell'entrata in vigore della direttiva quadro: il ricorso alla discarica si riduce, in tale periodo, di oltre il 50%, con un incremento (in peso *pro capite*) quasi corrispondente del riciclo. Nel periodo 2015-2024 l'evoluzione verso un sistema a prevalenza di recupero prosegue, ma a ritmi più lenti: il ricorso alla discarica si riduce ulteriormente, passando da 127 a 110 kg *pro capite* in media europea, il riciclo segna un incremento simmetrico (+24 kg *pro capite*), benché quasi esclusivamente attribuibile alla crescita del trattamento biologico. Si rileva, in altri termini, un rallentamento del processo che sarà oggetto, come vedremo più avanti, di riflessioni e iniziative dei co-legislatori europei in reazione a un progresso da molti ritenuto insoddisfacente.

La stabilizzazione delle quote di contribuzione al *mix* comunitario di tecnologie di trattamento e recupero dei rifiuti urbani è collegabile, tra l'altro, a possibili rigidità – a loro volta spiegabili con ragioni storiche ed economiche – nella dotazione strutturale di impiantistica e nell'organizzazione dei servizi di gestione dei rifiuti negli Stati membri.

La figura 1.37 evidenzia il confronto istantaneo tra Unione europea e Stati membri (del campione prescelto) in merito alla composizione del *mix* di tecnologie. Nel 2024, l'UE ha avviato a riciclo complessivamente il 47,7% dei rifiuti urbani, a discarica il 21,3% e a valorizzazione energetica il 26,1%. Come accennato in premessa, i Paesi del campione mostrano strutture differenti nella composizione di tecnologie di trattamento: ad apparire più in linea con la media europea sono Italia e Francia, Paesi che hanno in anni recenti ottenuto interessanti risultati in termini di riduzione dello smaltimento in discarica e aumento del peso del riciclo; la Germania ha da tempo praticamente azzerato il ricorso alla discarica e avvia a riciclo e valorizzazione energetica, rispettivamente, i due terzi e un terzo dei rifiuti trattati; all'opposto, per compressione delle quote di riciclo e recupero energetico, si collocano Polonia e Spagna, con quest'ultima che sfiora il 50% di smaltimento in discarica.

FIG. 1.37 *Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2024*



Fonte: Eurostat e ISPRA.

Di qualche rilievo è l'osservazione di un andamento apparentemente "contrastato" della dinamica di avvicinamento al sentiero di sostenibilità ambientale nella gestione dei rifiuti urbani, come definita dalle norme e dai documenti programmatici. Se la Francia incrementa, dal 2023 al 2024, la quota di rifiuti recuperati dal 44% a oltre il 51% (e, parallelamente, riduce la quota di rifiuti in discarica dal 24% al 20,7%), e l'Italia passa dal 50,8% al 52,5%, così come la Spagna incrementa il riciclo dal 40% al 42%, in media europea e in altri Stati membri si assiste a una flessione del peso del recupero nell'insieme delle tecnologie di trattamento. L'UE nel suo complesso riduce la quota riciclata dal 50% del 2023 al 47,5%, la Germania dal 68% al 66,7%, la Polonia dal 35% al 31,5%. È importante sottolineare come la confrontabilità nel tempo sia condizionata dalla progressiva adozione delle nuove regole di computo stabilite dal "pacchetto Economia Circolare" del 2018, che indica nella totalità dei rifiuti urbani in peso l'aggregato rilevante per la misura degli obiettivi di avvio a recupero e considera, al numeratore del rapporto, i soli rifiuti urbani effettivamente inseriti in processi di riciclo[13].

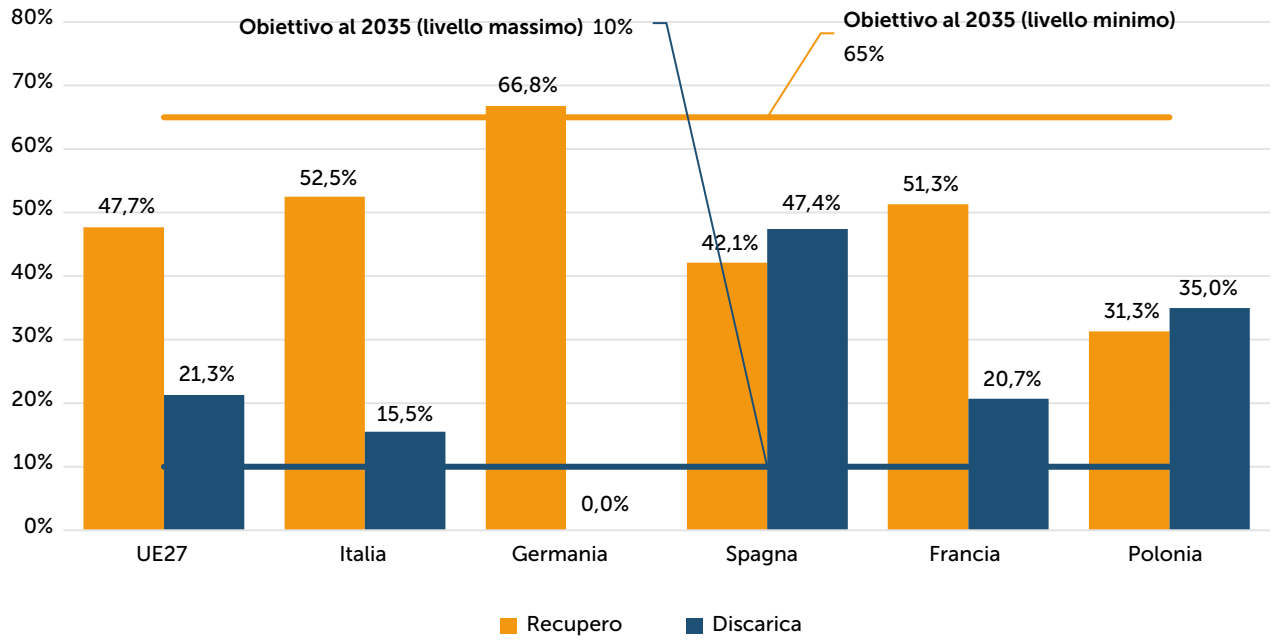
Interessa qui analizzare la capacità della Comunità e degli Stati membri di raggiungere gli obiettivi quantitativi fissati dalla normativa, che prevede una quota minima di rifiuti urbani preparati per il riciclo e il riutilizzo pari al 65% entro il 2035, con un obiettivo intermedio del 55% entro il 2025, e una quota massima, sempre entro il 2035, del 10% di rifiuti urbani smaltiti in discarica.

Se dal confronto tra modelli nazionali e comunitario di adeguamento al percorso di sostenibilità ambientale si passa a esaminare la distanza di tali modelli, come concretamente determinatisi in esito alle scelte di politica di gestione dei rifiuti urbani e alla "storia" della dotazione tecnologica, dagli obiettivi quantitativi di medio periodo,

13 Per nuove regole di computo si intendono quelle specificate dalle Linee Guida di applicazione delle decisioni esecutive 2019/1004/CE e 2019/1885/CE, di implementazione delle definizioni introdotte nella direttiva quadro rifiuti dall'art. 11bis della direttiva 2018/851/UE. Le nuove regole sono utilizzate per la valutazione del grado di raggiungimento degli obiettivi comunitari; è possibile, tuttavia, che gli Stati membri trasmettano a Eurostat dati nazionali rilevati con la precedente metodologia, meno restrittiva. Con le "vecchie regole", l'Italia mostra nel 2023 un tasso di avvio al recupero del 54%, rivisto al 50,8% (dato qui riportato per confronto) con le nuove regole. Una parte del decremento registrato in media UE potrebbe spiegarsi con gli effetti dell'applicazione delle nuove, più restrittive, regole di computo.

si può constatare come il ritmo di convergenza evidenzi il rischio che gli obiettivi concordati e cristallizzati nella normativa non possano essere raggiunti.

FIG. 1.38 *Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2024 in confronto agli obiettivi UE 2035*



Fonte: Eurostat e ISPRA.

La figura 1.38 rappresenta la distanza tra la situazione attuale della destinazione media dei rifiuti urbani e gli obiettivi al 2035: per l'Unione nel suo complesso, il gap tra quota attuale di riciclo e obiettivi si traduce quantitativamente, in ipotesi di invarianza della produzione di rifiuti, in oltre 40 milioni di tonnellate annue supplementari da avviare a riciclo e recupero rispetto ai livelli del 2024. Il ricorso alla discarica dovrebbe a sua volta, entro un decennio, più che dimezzarsi, passando a 23 milioni di tonnellate dagli attuali 49,4. Non è qui in discussione il potenziale di recupero, che potrebbe essere accelerato a condizione di individuare e risolvere le rigidità, eventualmente promuovendo una crescita sostanziale del capitale fisico e delle capacità di trattamento soprattutto nelle realtà nazionali ancora carenti. Come sopra osservato, inoltre, parte del differenziale di 40 milioni di tonnellate (il cui corrispondente era pari a 34 milioni di tonnellate nel 2023, a significare un apparente allontanamento degli obiettivi) potrebbe essere dovuto all'introduzione, in Stati membri significativi, delle nuove e più stringenti regole di calcolo.

Il sentiero di avvicinamento agli obiettivi di medio termine

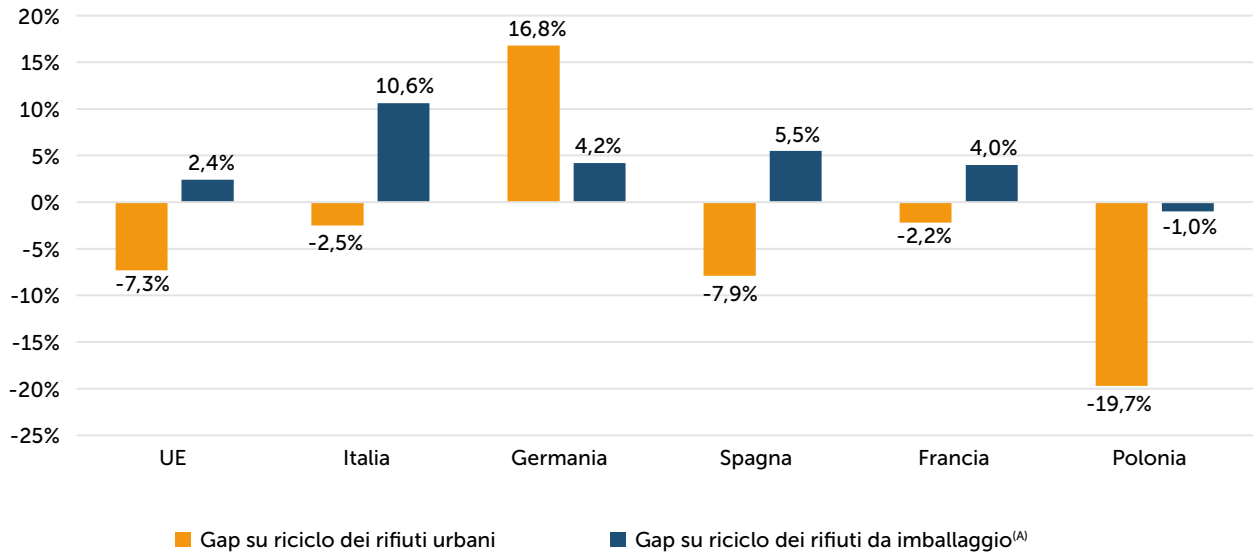
Una verifica del potenziale di raggiungimento degli obiettivi comunitari in termini di sostenibilità del ciclo dei rifiuti è affidata dal legislatore del "pacchetto economia circolare", che assegna all'Agenzia europea per l'ambiente

(EEA), in collaborazione con la Commissione, il compito di valutare la possibilità che uno o più Stati membri non raggiungano gli obiettivi[14].

Nella relazione congiunta del 2023, basata su dati aggiornati al 2022, Commissione ed EEA valutano per ciascuno Stato Membro gli obiettivi intermedi di cui la normativa richiede la misurazione ai fini del giudizio di idoneità del percorso realizzato dagli Stati membri: si tratta del 55% di riciclo dei rifiuti urbani in peso e del 65% di riciclo dei rifiuti da imballaggio, risultati intermedi da realizzare entro il 2025 in vista degli obiettivi di medio termine, il già ricordato 65% del totale dei rifiuti urbani in peso entro il 2035 e il 70% del totale dei rifiuti da imballaggio entro il 2030[15].

Sulla falsariga dell'analisi compiuta nella relazione di *early warning* sulla capacità/difficoltà degli Stati membri di raggiungere gli obiettivi intermedi, la figura 1.39 individua, per l'UE e per il panel, le distanze in termini percentuali dagli obiettivi notevoli designati per il 2025: un valore positivo indica gli Stati membri che hanno già raggiunto (e superato) l'obiettivo, mentre i valori negativi indicano un ritardo. Rispetto alla situazione cristallizzata dalla relazione congiunta, il grafico in esame si basa su dati aggiornati al 2024 (per gli imballaggi, al 2023) consentendo di cogliere i progressi conseguiti dall'aggregato UE-27 e dai Paesi del campione.

FIG. 1.39 *Distanza tra risultato nel 2024 e obiettivo al 2025 in tema di riciclo dei rifiuti urbani e riciclo dei rifiuti da imballaggio*



14 La rendicontazione intermedia, che valuta i risultati in vista degli obiettivi intermedi di riciclo, è prevista dall'art. 11, paragrafo 2, lettera c), della direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti (la direttiva quadro sui rifiuti, riformulata dalla direttiva 2018/581) e all'art. 6, paragrafo 1, lettera f), della direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, riformata dalla direttiva 2018/582 e da ultimo sostituita dal regolamento (UE) n. 40/2025 di recente adozione sugli imballaggi e rifiuti da imballaggi, in vigore dal 2026.

15 La relazione individuava tre gruppi di Stati membri: il gruppo degli Stati che rischiano di non raggiungere l'obiettivo del 55% di preparazione per il riutilizzo e riciclaggio dei rifiuti urbani entro il 2025 (Bulgaria, Cipro, Croazia, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Malta, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Spagna, Svezia e Ungheria); un sottoinsieme del primo gruppo che aggiunge, al rischio di non rispettare l'obiettivo di riciclo dei rifiuti urbani, quello del mancato rispetto dell'obiettivo di riciclo dei rifiuti da imballaggio (Bulgaria, Cipro, Croazia, Grecia, Lituania, Malta, Polonia, Romania, Slovacchia e Ungheria); il gruppo dei Paesi "virtuosi", giudicati in condizione di poter rispettare entrambi gli obiettivi selezionati (Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Germania, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi e Slovenia).

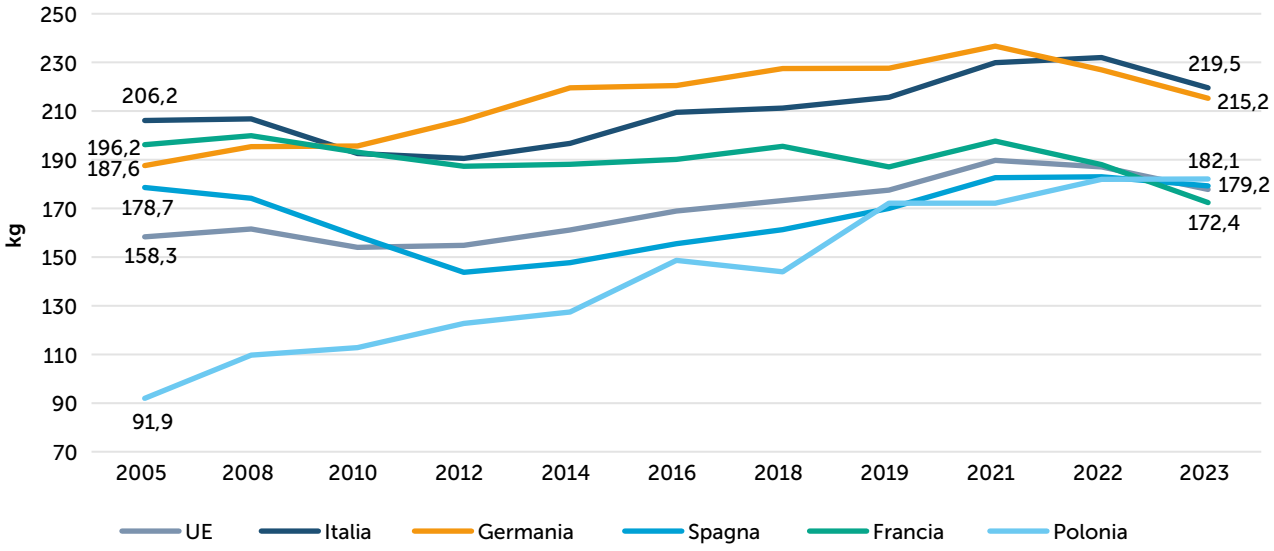
(A) Dati 2023.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Come già evidenziato, Polonia e Spagna sono i due Paesi del campione a forte rischio di mancato raggiungimento degli obiettivi di medio termine sul riciclo e, non sorprendentemente, si confermano impossibilitati a realizzare l'obiettivo intermedio, dal quale è relativamente lontano anche il valore medio europeo, mentre gli altri Paesi del campione appaiono in grado di recuperare il ritardo e possibilmente raggiungere l'obiettivo al 2025. Di contro, la situazione appare favorevole per quanto riguarda gli obiettivi di riciclo dei rifiuti da imballaggio; addirittura, tutti i Paesi del campione tranne la Polonia sarebbero già prossimi all'obiettivo finale del riciclo del 70% in peso (la Germania, per inciso, è già oggi in linea con lo stesso obiettivo al 2035 del riciclo in peso dei rifiuti urbani in quanto tali), e lo stesso aggregato UE non ne sarebbe distante (67,4% contro il 70% finale).

Tale constatazione merita un approfondimento sul comparto dei rifiuti da imballaggio, che si è distinto per la sua centralità nel dibattito di policy della passata legislatura europea, conclusasi con l'approvazione della controversa riforma della regolazione degli imballaggi e rifiuti da imballaggio. L'iter legislativo del regolamento prende le mosse dall'osservazione di un'apparentemente inarrestabile crescita della produzione e immissione in commercio degli imballaggi, con quel che ne consegue in tema di preoccupazioni dei co-legislatori europei relativamente agli impatti ambientali di tale dinamica.

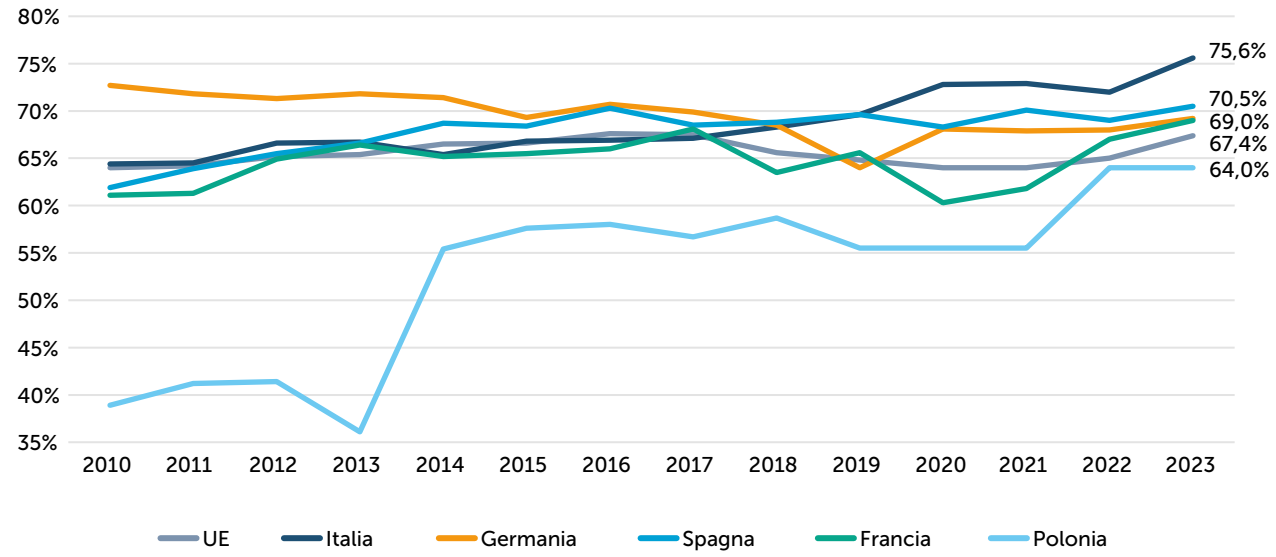
La figura 1.40 mostra, in effetti, una rimarchevole crescita nel tempo della generazione *pro capite* di rifiuti da imballaggio, cresciuta in media europea da 158 kg *pro capite* nel 2005 a 178 nel 2023, con punte di 215-220 kg *pro capite* nei Paesi a dinamica più accentuata come Italia e Germania, a fronte di una crescita non altrettanto dinamica dei tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggio: nella successiva figura 1.41, il tasso medio europeo di riciclo dei rifiuti da imballaggio passa, in effetti, dal 64% del 2010 al 67,4% del 2023, anche in questo caso con notevoli differenze tra Stati membri (l'Italia si segnala come sistema a crescita pressoché costante sul periodo, con 64,4% come valore iniziale e un valore finale di 75,6%, superiore allo stesso obiettivo legale del 70% entro il 2030).

FIG. 1.40 *Generazione pro capite di rifiuti da imballaggio*



Fonte: Eurostat.

FIG. 1.41 *Sviluppo dei tassi di riciclo in peso dei rifiuti da imballaggi dal 2010*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Tuttavia, appare di immediata constatazione come i tassi "terminali" di riciclo siano di fatto molto prossimi agli obiettivi stabiliti dalla direttiva sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio, come riformulata dal pacchetto economia circolare e sostituita dal regolamento del 2025; ulteriori spinte nel senso del maggior riciclo di tali rifiuti potrebbero quindi non essersi manifestate poiché semplicemente non richieste dalla normativa oppure, se è possibile formulare un'ipotesi di cui sarebbe utile verificare la fondatezza, non consigliabili dato l'esaurimento del potenziale tecnologico ed economico.

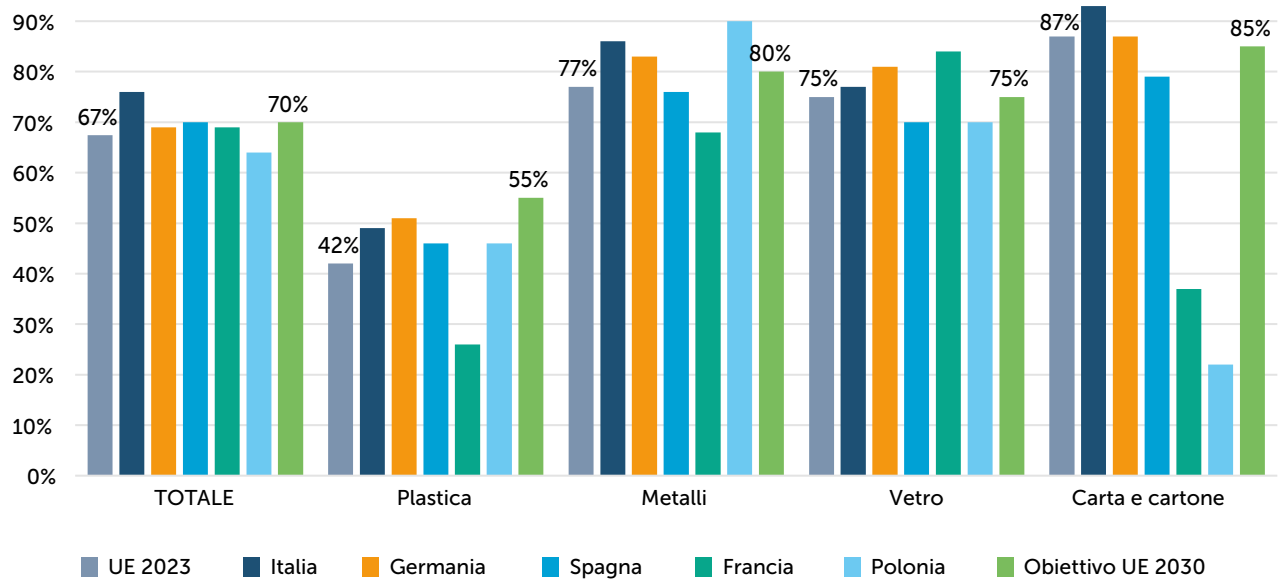
Un rapido esame della figura 1.42 consente di verificare, infatti, come, per la generalità dei rifiuti da imballaggio e, tranne che per la categoria "plastica", per tutti i flussi dettagliati dalla normativa, gli obiettivi normativi siano pressoché raggiunti con largo anticipo rispetto alla previsione del 2030, e in taluni casi (Italia e Germania per metalli, vetro, carta e cartone) addirittura già superati.

In estrema sintesi, l'osservazione delle principali grandezze descrittive del processo di realizzazione dell'economia circolare consegna un quadro complessivamente positivo in termini di risultati oggettivamente raggiunti e progressi compiuti, che suscita, tuttavia, dubbi sulla capacità di raggiungere più ambiziosi obiettivi, in parte in ragione di una distribuzione disomogenea di sforzi e risultati all'interno di un sistema connotato da profonde diversità strutturali.

L'apparente rallentamento del processo di convergenza, come definito dai macro-obiettivi della normativa quadro sui rifiuti urbani (e solo in parte sui rifiuti da imballaggio, che per una quota rilevante provengono dalle gestioni urbane) sembra riflettersi sull'andamento di un indicatore recentemente posto al centro del dibattito coordinato di politica ambientale e industriale, l'indice di circolarità, definito come rapporto tra materiali riciclati e reimmessi nel circuito produttivo e quantità complessiva di materie utilizzate per la produzione. Al pari del citato "processo di convergenza" del *mix* di tecnologie di trattamento e destinazione dei rifiuti urbani, pur considerate le debite differenze di metodologia di calcolo e di aggregati di riferimento (le materie prime secondarie ottenute

dal riciclo dei rifiuti urbani essendo, ovviamente, un sottoinsieme dei materiali riciclati reimmessi nel circuito produttivo), l'andamento nel tempo dell'indice di circolarità esibisce una dinamica positiva ma ritenuta "migliorabile".

FIG. 1.42 *Tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggi per tipi di materiale, situazione al 2023 e obiettivi 2030*

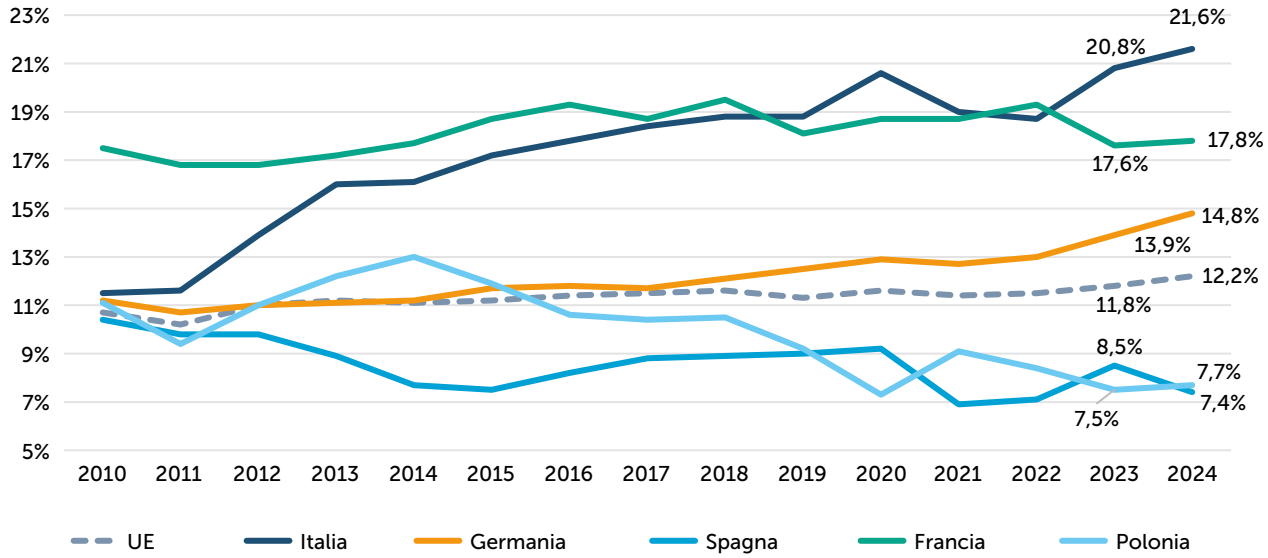


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat e statistiche nazionali.

Come si evince dalla figura 1.43, nel 2024 Eurostat fissa l'indice di circolarità al 12,2%, in crescita rispetto all'anno precedente, quando era pari all'11,8%: si tratta di un valore di non molto superiore al livello registrato nel 2010, anno d'inizio per le rilevazioni (10,7%). La media europea nasce da situazioni molto differenziate tra gli Stati membri: all'interno del campione oggetto di queste note, l'Italia si segnala per un valore quasi doppio rispetto alla media (21,6%) e in crescita pressoché costante, tale da superare negli ultimi anni le pur elevate prestazioni della Francia (14,8% nel 2024). La Germania, che esibiva a inizio periodo un valore in linea con la media europea, beneficia di una crescita meno impetuosa ma costante nel tempo, che la porta nel 2024 a un indice di poco inferiore al 15%. Sotto la media, e con un sentiero di riduzione nel tempo, si collocano Spagna e Polonia, con indici intorno al 7-8%.

Il citato obiettivo di raddoppio dell'indice medio europeo di circolarità comporta, come osservato in premessa, riflessioni sul superamento della logica fin qui "interna" al sistema di gestione dei rifiuti urbani e l'apertura di nuove prospettive, con particolare riferimento allo sviluppo di meccanismi di mercato, istituzionali e tecnologici che stimolino e "trainino" una crescita del riciclo, altrimenti apparentemente incapace di sviluppo autonomo. Nei paragrafi successivi si esaminano, seguendo il ricordato schema del "Quadro di monitoraggio dell'economia circolare", grandezze e fenomeni che estendono l'analisi dell'evoluzione del settore dei rifiuti urbani alle interazioni con l'economia.

FIG. 1.43 *Indice di circolarità (quota di materiali riciclati reinseriti nel ciclo produttivo, in rapporto al totale dei materiali utilizzati)*



Fonte: Eurostat.

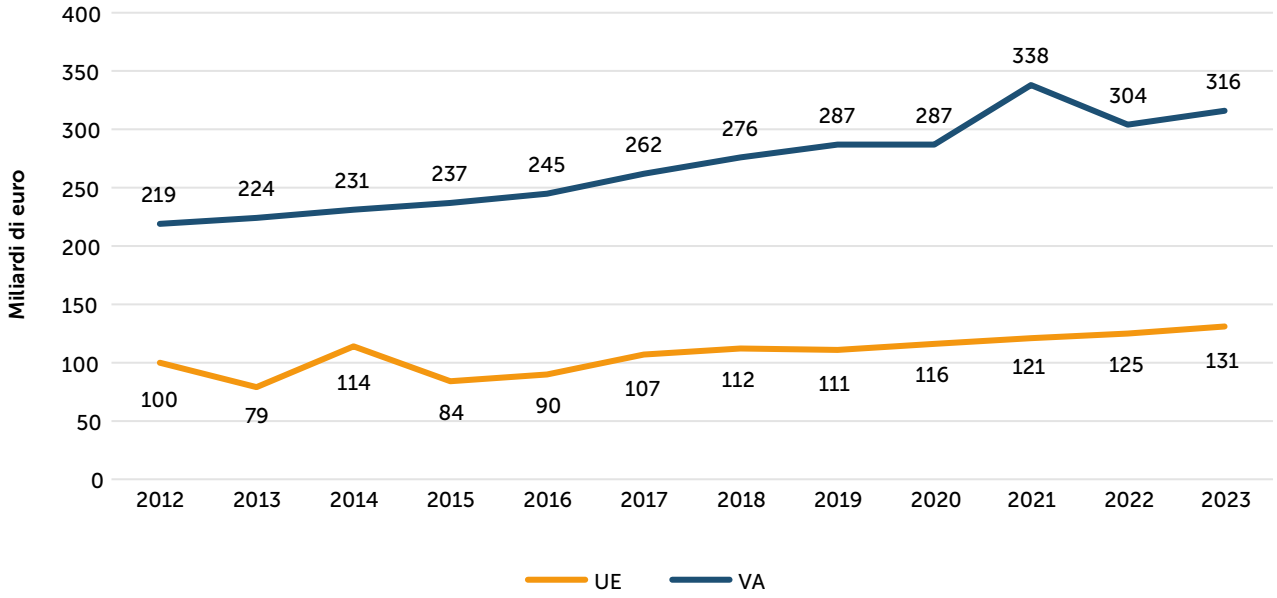
Risorse per l'economia circolare

In un sistema del quale osservatori e decisori constatano implicitamente l'esaurimento della spinta endogena alla crescita, vale la pena esaminare qualche elemento scelto che ne definisca la vitalità economica. A questo scopo, tra le nuove e riformulate osservazioni che emergono del Quadro di monitoraggio dell'economia circolare, Eurostat pone la dinamica degli investimenti privati in settori legati all'economia circolare (logistica, tecnologia, operazioni di recupero propriamente dette, ricerca e sviluppo).

Tra il 2012 e il 2023, investimenti e valore aggiunto lordo realizzati dal settore privato in attività "circolari" sono passati, rispettivamente, da 100 a 131 miliardi di euro e da 219 a 316 miliardi di euro, crescendo approssimativamente del 30% (Fig. 1.44).

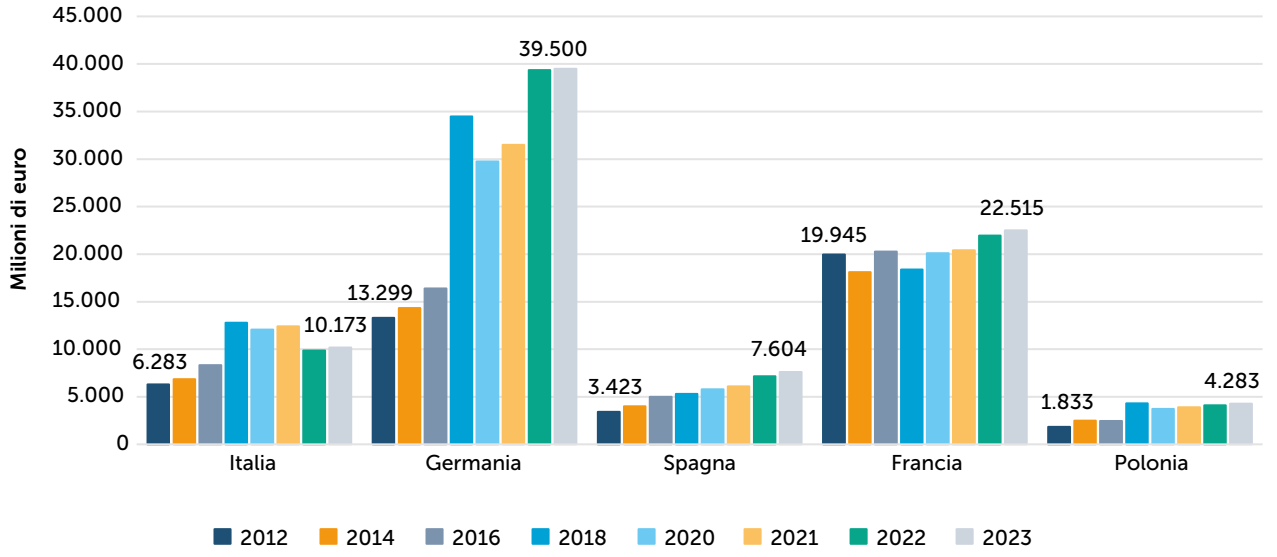
Una quota molto rilevante degli investimenti proviene dai Paesi del campione (Fig. 1.45), che evidenziano dinamiche di crescita anche individualmente accentuate: la Germania ha triplicato gli investimenti, mentre la somma dei contributi differenziali del campione (circa 39 miliardi) addirittura supera la crescita totale degli investimenti in UE, ciò che si spiega con un contributo negativo di altri Paesi alla media comunitaria.

FIG. 1.44 *Investimenti privati e valore aggiunto lordo in economia circolare dal 2012*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.45 *Investimenti privati dei Paesi del campione in economia circolare dal 2012*

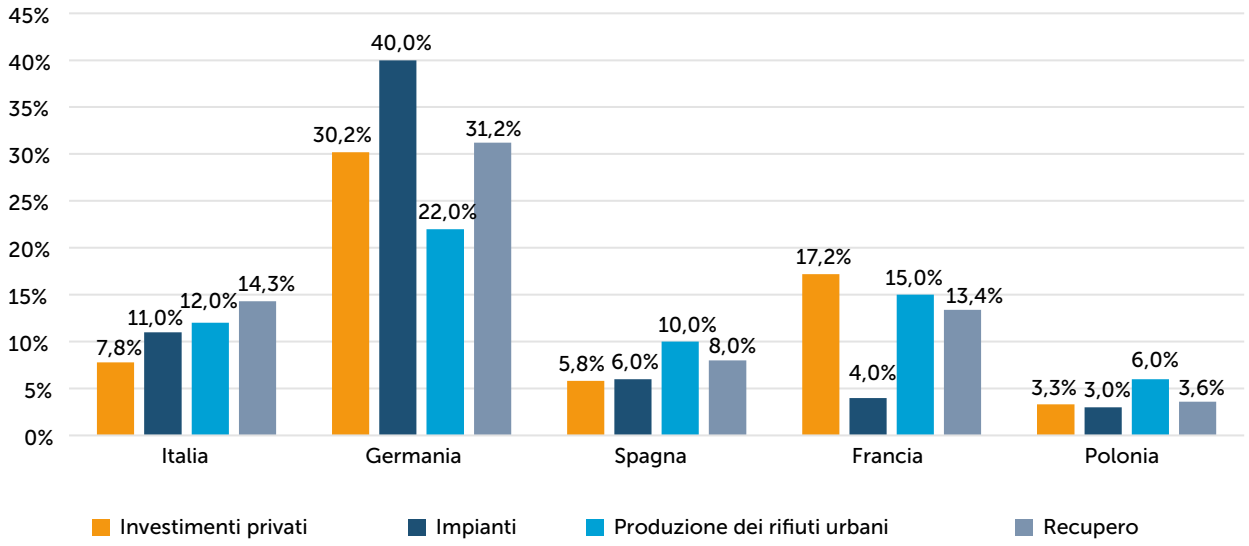


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

In altri termini, alcune realtà risultano, in aspetti più generali ma collegabili alla gestione dei rifiuti urbani, "trainanti", un carattere comune a molti settori dell'economia e che qui ci interessa sottolineare per evidenziare un aspetto che andrebbe approfondito nel dibattito pubblico sul "rallentamento dell'economia circolare", quello della disomogeneità e delle diverse velocità all'interno dell'aggregato Unione europea. Un tale approfondimento, si sottolinea, potrebbe anche giungere a conclusioni controintuitive: distribuire equamente tra Stati membri lo sforzo di investimento e sviluppo tecnologico potrebbe non essere la risposta economicamente migliore alla domanda di accelerazione dell'economia circolare.

Nelle figure 1.46 e 1.47 si accostano, per i Paesi del campione, valori relativi alla misura di alcune delle grandezze fin qui discusse (produzione di rifiuti urbani, tassi di riciclo, investimenti privati), aggiungendo la rilevazione Eurostat della consistenza del parco impiantistico di riciclo. La figura 1.46 mostra le quote percentuali dei Paesi del campione di ciascuna di queste grandezze rispetto al totale UE: si notano, nel caso della Germania e della Francia, contributi percentuali agli investimenti privati più che proporzionali alle rispettive quote di produzione di rifiuti urbani.

FIG. 1.46 *Quote percentuali di investimenti privati in economia circolare, dotazione impiantistica di recupero, produzione e riciclo di rifiuti urbani rispetto al totale UE*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

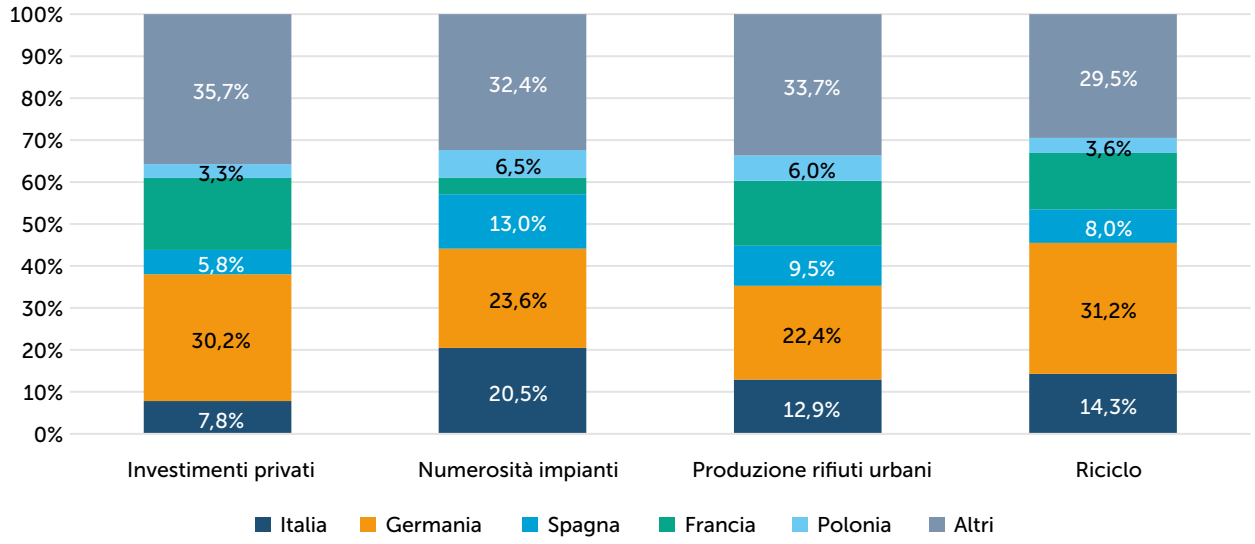
La figura 1.47 trasforma, senza alcuna pretesa di rigore, queste misure in "indici di concentrazione", definiti come quote percentuali cumulate, per ciascuna grandezza rilevante, dei cinque Paesi del campione in relazione al totale attribuibile all'aggregato UE. A fronte di una quota cumulata di generazione dei rifiuti urbani del 66,4% rispetto al totale UE, i Paesi considerati ospitano il 67,7% degli impianti di riciclo, effettuano il 64,3% degli investimenti e riciclano il 70,5% dei rifiuti urbani europei, mostrando un'attitudine a riciclare più che proporzionalmente rispetto alla produzione.

L'esame ispirato al principio di organicità del "Quadro di monitoraggio" consente di allargare l'analisi delle dinamiche dell'economia circolare ad aspetti strutturali: se esistono economie di scala o vantaggi competitivi, ha senso mettere in discussione la richiesta di omogeneizzare lo sforzo di organizzazione e di investimento in ciascuno Stato Membro; se misure appropriate, al contrario, non evidenziano tali economie, la risposta alla domanda di accelerazione potrebbe essere la convergenza, vale a dire l'intensificazione dello sforzo (e degli investimenti) nei Paesi ritardatari.

Oltre agli investimenti e allo sviluppo tecnologico, uno dei limiti strutturali all'accelerazione dell'economia circolare è, a giudicare dall'attenzione posta dalla Commissione al tema dell'integrazione dei mercati anche in forma

di facilitazione e digitalizzazione dei processi, la limitatezza dell'accesso a mercati strutturati per materie prime secondarie e rifiuti riciclabili.

FIG. 1.47 *Contributo percentuale dei Paesi del campione al totale UE degli investimenti privati, della dotazione impiantistica di recupero, della produzione e del riciclo dei rifiuti urbani nel 2024*



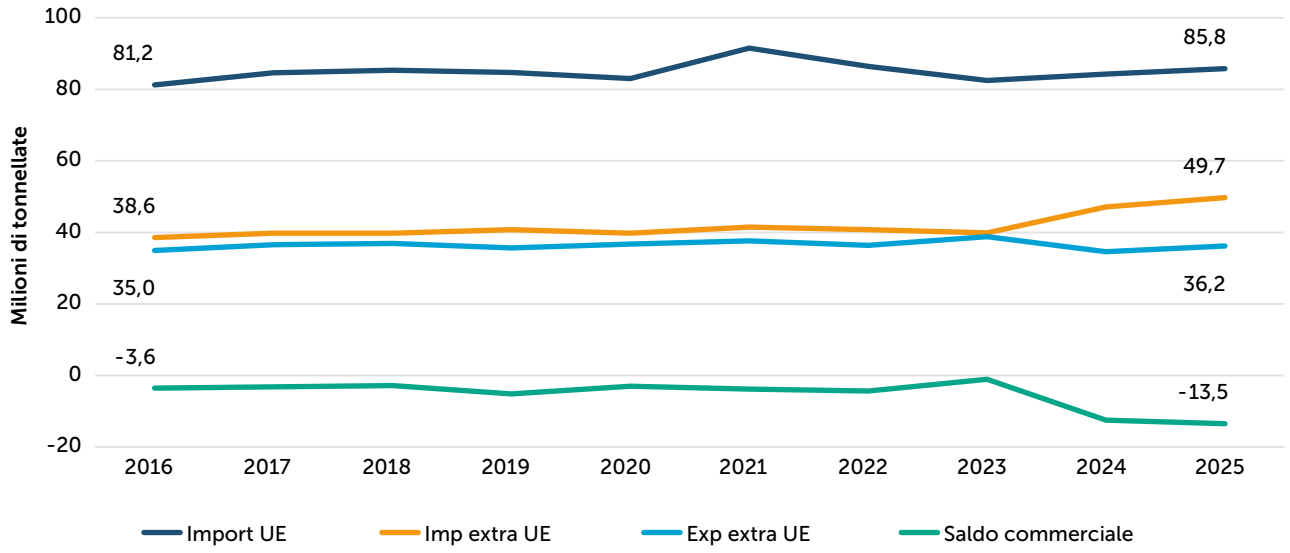
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Il mercato interno delle materie prime secondarie

La creazione di *hub* regionali per lo scambio facilitato di materiali recuperati riciclati, primo passo verso un mercato integrato con mutuo riconoscimento standardizzato, la spinta alla diffusione delle materie prime seconde anche attraverso l'imposizione di standard e obiettivi minimi elevati negli appalti pubblici, il più generale sostegno – per cui andranno verificati e introdotti strumenti specifici – al maggior utilizzo di materie riciclate nell'economia sono, come già richiamato, altrettanti punti all'attenzione delle Istituzioni comunitarie e dovrebbero trovare applicazione nell'atteso regolamento sull'economia circolare. L'obiettivo è duplice: contribuire alla minore dipendenza dalle importazioni di materie prime vergini e stimolare la crescita di quei tassi di riciclo e riuso ritenuti insoddisfacenti, attraverso l'attivazione di un circolo virtuoso che risulti in una maggiore produzione interna di queste ultime e l'incremento strutturale dell'attitudine del sistema rifiuti al riciclo. La creazione e lo sviluppo di un mercato di sbocco per i sottoprodotti dei rifiuti, in altri termini, sono considerati variabili chiave per il successo della complessiva strategia di promozione della circolarità nell'economia europea: l'imposizione di obiettivi minimi di contenuto riciclato nella produzione di imballaggi a opera del recente regolamento dedicato rappresenta una prima risposta all'esigenza di creare a valle, nel mercato dei beni, le condizioni per una risposta di adattamento a monte, nel sistema di gestione dei rifiuti.

In tutta evidenza, una condizione abilitante non eludibile è la disponibilità di istituzioni, strutture e prassi di mercato funzionanti ed efficienti. Non a caso, la Commissione punta all'integrazione progressiva di mercati nazionali in una piattaforma comunitaria, anche attraverso la standardizzazione tecnica per materiali e criteri di valutazione dei materiali riciclati, per rivitalizzare un sistema di scambi che non appare particolarmente sviluppato.

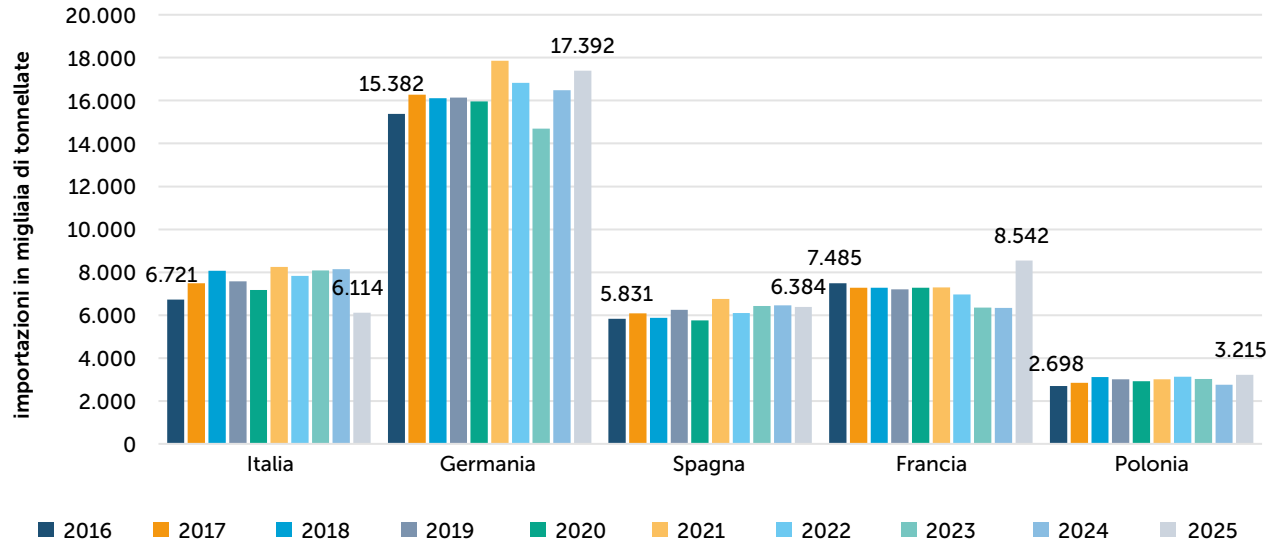
FIG. 1.48 *Scambi intracomunitari di materiali riciclabili*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

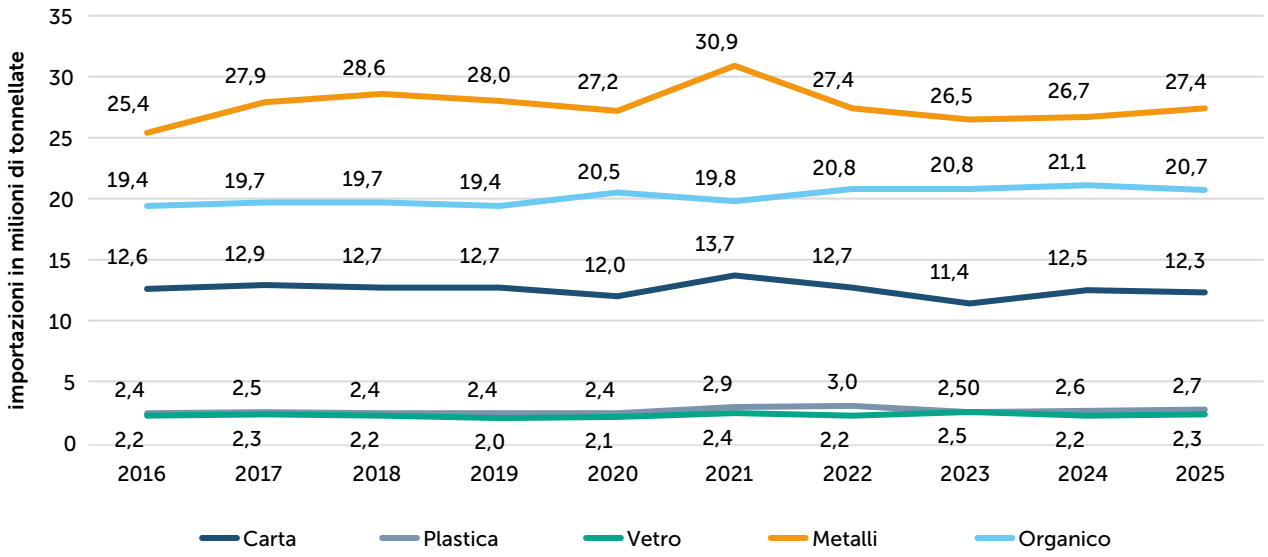
L'osservazione dell'evidenza disponibile mostra, in effetti, un andamento nel tempo non particolarmente dinamico degli scambi di materie prime secondarie: come evidenziato nella figura 1.48, gli scambi intracomunitari di materiali riciclabili sono cresciuti in quantità di poco più del 5% nel periodo 2016-2024, mentre si è fortemente allargata la forbice tra importazioni ed esportazioni, con un deficit che è cresciuto, sullo stesso periodo, da 3,5 a 13,5 milioni di tonnellate. Solo Francia e Germania (Fig. 1.49) hanno accresciuto significativamente le importazioni da Stati UE.

FIG. 1.49 *Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i Paesi del campione*



Fonte: Eurostat.

FIG. 1.50 *Scambi intracomunitari per alcuni tipi di materiali*

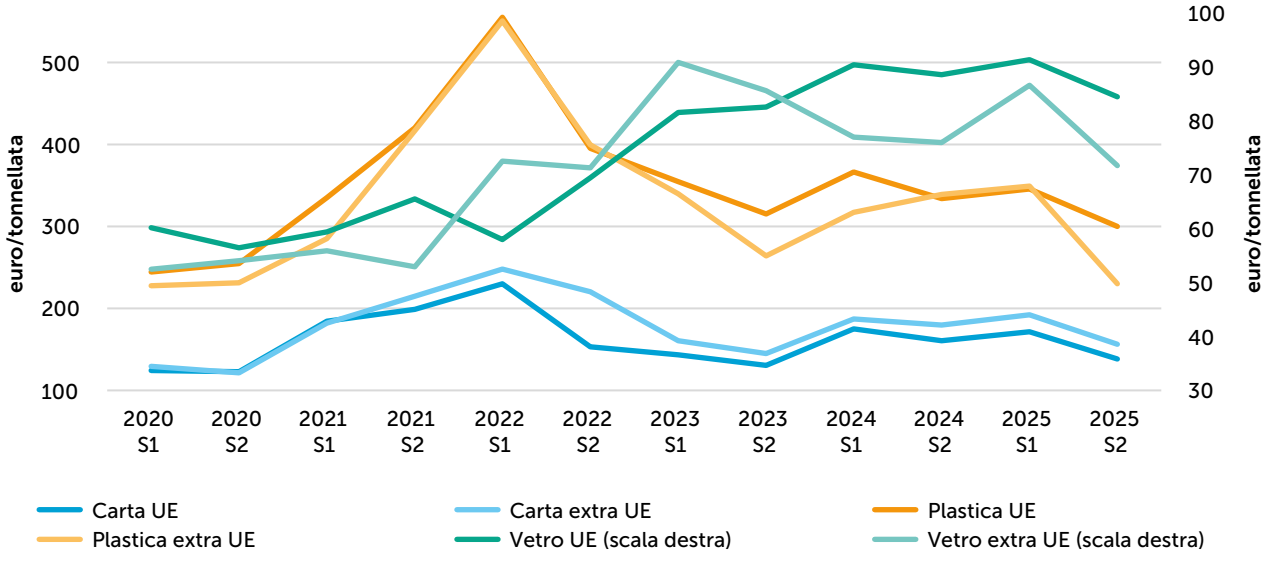


Fonte: Eurostat.

Lo scarso dinamismo degli scambi intracomunitari è confermato dal dettaglio dei movimenti interni dei principali materiali scambiati, con una crescita di qualche rilievo per i soli metalli (passati da 25,4 a 27,4 milioni di tonnellate annue, come si vede nella figura 1.50).

Tranne che per il vetro, la tendenza dei prezzi delle materie prime secondarie è al ribasso (Fig. 1.51), con prevalenza di differenziale di prezzo a favore dei materiali importati da Paesi non comunitari. Tale carattere ha generato un dibattito sulla scarsa competitività "sistemica" dell'industria europea del riciclo, anche rispetto alla generale maggiore convenienza delle materie prime vergini.

FIG. 1.51 *Prezzi dei principali materiali riciclati*



Fonte: Eurostat.

Non è certo questa la sede per valutare la fondatezza del dibattito, né per analizzare meccanismi di formazione e reciproco condizionamento di dinamiche di prezzo relative a settori strettamente di mercato[16]. Rileva, tuttavia, il ruolo attuale e prospettico della regolazione indipendente in un sistema che accentua l'interdipendenza tra gestione dei rifiuti urbani e filiera del riciclo, chiedendo alla prima dimensione – tipicamente soggetta, benché in diversi gradi e assetti istituzionali negli Stati membri, alla supervisione delle entità di regolazione – un contributo significativo in termini di maggiore efficienza rispetto ai costi e di incremento della qualità per l'*output*, vale a dire i rifiuti riciclabili che divengono input per l'industria, più orientata al mercato, del riciclo e del riutilizzo. Non vi è dubbio, infatti, che costi e qualità dei servizi di gestione dei rifiuti urbani abbiano un impatto diretto e notevole sui costi di acquisizione delle materie riciclabili, nonché sul grado di complessità tecnologica dei processi di trattamento e riciclo, a sua volta suscettibile di influenzare costi e qualità del prodotto finale, quelle materie prime secondarie, cui l'Unione europea ha attribuito un ruolo di crescente importanza nella complessiva strategia di sostenibilità ambientale e, di recente, di indipendenza economica nello scenario globale dei mercati delle materie prime. Una regolazione che, attraverso opportuni sistemi incentivanti e la promozione dell'efficienza industriale, metta la gestione dei rifiuti urbani nella condizione di offrire materiali riciclabili efficacemente selezionati e a costi inferiori ai soggetti (operatori di mercato, riciclatori e schemi di responsabilità estesa) a vario titolo responsabili del riciclo in Europa, così riducendo l'asserito gap di competitività rispetto all'importazione di materie prime secondarie e alle stesse materie prime vergini e riducendo le tensioni in un contesto che vede nel potenziale contrasto tra obiettivi di pubblico interesse, fissati dalle istituzioni comunitarie con ambizioni crescenti, e un settore industriale non sempre in grado di conciliare il perseguimento degli obiettivi con i fondamentali economici, un importante ostacolo allo sviluppo armonico dell'economia circolare.

Esiste, beninteso, un potenziale di efficienza anche nello stesso settore a valle della gestione e selezione dei rifiuti riciclabili, in genere, benché non dappertutto vista la variabilità dei perimetri stabiliti dalle normative nazionali, coincidente con complesso degli schemi di responsabilità estesa dei produttori e dei soggetti materialmente incaricati del riciclo. Ne è consapevole la Commissione, che indica nella promozione di una maggiore efficienza, interconnessione e interoperabilità degli schemi EPR uno degli obiettivi del *Circular Economy Act*. In attesa della definizione di proposte legislative specifiche sul tema, appare di qualche rilievo sottolineare che l'apprezzabile sforzo di sviluppo delle rilevazioni, di recente compiuto dagli uffici statistici della Commissione nel quadro dello sviluppo di "metriche dell'economia circolare", è suscettibile di intensificazione: all'osservazione degli sviluppi di prezzi e quantità scambiate nel comparto delle materie prime secondare dovrà possibilmente affiancarsi la rilevazione di dinamiche di economia industriale relative, per esempio, ai costi di produzione e di logistica, per inquadrare più organicamente il settore e per, eventualmente, evidenziare spazi di ottimizzazione, di economie di scala (prospettate dalla Commissione nella sua proposta di creare *hub* regionali per gli scambi di MPS) e di crescita autosostenuta dell'industria europea del riciclo.

16 Nella seconda metà del 2025, le imprese europee attive nel riciclo della plastica hanno ripetutamente rappresentato alla Commissione la problematicità di un contesto economico in cui le MPS sarebbero penalizzate da importazioni di materia prima vergine e riciclata a prezzi non sostenibili per la permanenza sul mercato delle produzioni europee, al punto da aver asseritamente determinato l'arresto di numerosi impianti. Alle richieste di sostegno economico e di protezione delle produzioni europee, la Commissione ha reagito prospettando misure di sostegno non finanziarie, quali l'accelerazione dei criteri "*end of waste*", l'istituzione di poli transregionali per favorire gli scambi di MPS, interventi su pratiche commerciali sleali e maggiori controlli sulla qualità dell'import dei materiali riciclati (*Accelerare la transizione dell'Europa verso l'economia circolare: un progetto pilota per la circolarità della plastica*, Comunicazione della Commissione del 31/12/2025, COM/2025/805).

CAPITOLO **02**

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2025

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2025 a confronto con quello dell'anno precedente; come di consueto, i dati relativi all'ultimo anno sono provvisori.

Nel 2025 la richiesta di energia elettrica è risultata pari a circa 312,4 TWh, in aumento dello 0,1% rispetto al 2024. Tenuto conto che le perdite di rete sono state pari a 19,2 TWh, i consumi di elettricità sono lievemente saliti da 292,7 a 293,2 TWh (+0,2%). Il leggero incremento è dovuto interamente al settore dei servizi, che ha consumato 1,9 TWh in più del 2024 (+1,9%). Il settore industriale ha ridotto i propri consumi di 0,8 TWh (-0,6%), così come quelli del settore domestico sono diminuiti di 573 GWh, da 65,4 a 64,9 TWh.

TAV. 2.1 *Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2024 e nel 2025 (GWh)*

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2024	2025(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	270.963	277.375	2,4%
Servizi ausiliari	7.734	7.919	2,4%
Produzione netta	263.229	269.456	2,4%
Ricevuta da fornitori esteri	55.908	51.798	-7,4%
Ceduta a clienti esteri	4.908	4.909	0,0%
Destinata ai pompaggi	2.141	2.323	8,5%
Assorbimento accumuli *stand alone*	174	1.662	855,8%
Disponibilità per il consumo	311.914	312.360	0,1%
Perdite di rete	19.201	19.207	0,0%
Consumi al netto delle perdite	292.713	293.153	0,2%
Agricoltura	6.685	6.630	-0,8%
Industria	124.824	124.027	-0,6%
Servizi	95.774	97.640	1,9%
Domestico	65.429	64.856	-0,9%

(A) Dati provvisori.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

L'energia disponibile per il consumo (o richiesta) è stata soddisfatta per l'85% dalla produzione nazionale (decurtata dell'energia destinata ai pompaggi e di quella assorbita dagli accumuli) e per il restante 15% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale lorda è cresciuta del 2,4%, quella importata è diminuita del 7,4%, mentre l'energia destinata alle esportazioni è rimasta invariata; di fatto il saldo estero è diminuito dell'8%, da 51 a 46,9 TWh. Da notare anche la netta crescita (da 0,2 a 1,7 TWh) della voce relativa all'assorbimento degli accumuli *stand alone*. Quest'ultima è la quantità di energia elettrica che i grandi sistemi di stoccaggio non connessi direttamente agli impianti di produzione prelevano dalla rete nazionale (per ricaricarsi durante le ore di sovrapproduzione o a basso costo) e successivamente restituiscono alla rete nei momenti di picco della domanda o di emergenza, garantendo la stabilità del sistema elettrico. Si tratta di una voce importante nel bilancio perché evidenzia quanta energia prodotta non viene dispersa, ma viene immagazzinata per essere riutilizzata in modo efficiente, supportando la transizione energetica.

La tavola 2.2 riporta invece il bilancio costruito a partire dai dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati e fornisce in forma sintetica una visione d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali (vedi infra). Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio delle dinamiche che hanno interessato le singole fasi della filiera del settore elettrico.

TAV. 2.2 *Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2025 (TWh)*

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ENEL	10-25 TWH	5-10 TWH	1-5 TWH	0,5-1 TWH	0,1-0,5 TWH	0-0,1 TWH	SENZA VENDITE	TOTALE
Numero gruppi	1	6	4	17	8	65	448	18.639	19.188
Produzione nazionale lorda	34,1	74,9	13,3	21,6	13,0	6,7	10,3	77,7	251,4
Produzione nazionale netta	33,0	72,9	12,9	21,2	12,4	6,5	10,1	74,8	243,8
Energia destinata ai pompaggi	2,2	0,0	0,0	0,1	-	-	0,0	-	2,4
Importazioni[A]	-	-	-	-	-	-	-	-	51,8
Esportazioni[A]	-	-	-	-	-	-	-	-	4,9
Perdite di rete[A]	-	-	-	-	-	-	-	-	19,2
Autoconsumi[B]	0,1	2,1	0,2	0,5	0,1	0,6	0,5	19,6	23,5
Vendite finali	54,9	92,5	22,0	46,5	6,0	15,9	8,0	-	245,8
Mercato libero	48,0	86,9	21,2	44,9	5,9	15,9	7,9	-	230,6
Domestico	16,7	14,0	2,8	6,6	2,1	3,6	2,4	-	48,2
Non domestico	31,2	72,9	18,4	38,3	3,8	12,3	5,5	-	182,4
- Bassa tensione	13,3	18,6	5,1	15,8	2,1	6,3	4,0	-	65,2
- Media tensione	14,5	39,3	8,3	21,7	1,6	5,1	1,5	-	92,0
- Alta e altissima tensione	3,4	15,0	5,0	0,8	0,1	0,9	0,0	-	25,2
Maggior tutela	4,0	0,2	0,1	0,4	-	0,0	0,1	-	4,8
Tutele graduali	2,1	3,2	0,7	1,3	0,1	-	0,1	-	7,5
Domestico	1,8	2,4	0,3	0,7	-	-	-	-	5,2
Microimprese	-	0,6	-	0,6	0,1	-	0,0	-	1,2
Piccole imprese	0,3	0,3	0,4	-	-	-	0,0	-	1,0
Salvaguardia	0,8	2,2	-	-	-	-	-	-	2,9
- Bassa tensione	0,1	0,9	-	-	-	-	-	-	1,1
- Media tensione	0,2	1,1	-	-	-	-	-	-	1,4
- Alta e altissima tensione	0,4	0,1	-	-	-	-	-	-	0,5

(A) Le importazioni, le esportazioni e le perdite di rete sono di fonte Terna.
(B) Sono incluse le cessioni effettuate all'interno di ASSPC (Altri sistemi Semplici di Produzione e Consumo).
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Ai fini della redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, sono stati considerati tenendo conto della loro appartenenza a gruppi societari alla fine dell'anno 2025 e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in libero, maggior tutela, tutele graduali e salvaguardia)[1]. L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (di seguito: Autorità) ai sensi

1 I dati del bilancio della presente edizione della *Relazione Annuale* non sono confrontabili con quelli presenti nel bilancio degli anni precedenti per la diversa composizione delle classi. Occorre inoltre considerare che gli operatori partecipanti alle rilevazioni utilizzate per la redazione del bilancio possono variare da un anno all'altro; tale elemento deve pertanto essere tenuto in considerazione nell'analisi comparativa dei dati nel tempo.

del Testo integrato in materia di obblighi informativi di natura anagrafica (TIAO)[2]; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé[3].

Al momento della chiusura della presente *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano circa il 90,5% del valore della produzione nazionale e il 92% dei consumi pubblicati da Terna (anch'essi provvisori).

Come ogni anno, è opportuno precisare che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui ricadono tutti quei gruppi che producono energia elettrica, ma che non svolgono l'attività di vendita al mercato finale. La maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni effettuate all'interno degli ASSPC – Altri sistemi semplici di produzione e consumo) è da attribuire proprio a questa categoria, popolata dagli autoproduttori e dai produttori che cedono l'energia al Gestore dei servizi energetici (GSE). Per questa categoria il 16,7% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE mentre per tutte le altre classi la frazione di energia destinata al GSE è decisamente più contenuta. Ovviamente anche la quota degli autoconsumi sull'energia generata netta è particolarmente significativa per la classe "Senza vendite", essendo pari al 26,1%. La restante quota dell'energia prodotta (73,9%) viene venduta nel mercato all'ingrosso.

Con una produzione netta di 33 TWh, il gruppo Enel controlla il 12,2% della produzione nazionale complessiva dichiarata da Terna (il 13,5% sul totale della produzione raccolta nell'Indagine annuale) e circa il 22% delle vendite totali che includono quelle relative al servizio di maggior tutela, ai servizi di tutele graduali e al servizio di salvaguardia. La seconda classe con le vendite più elevate (10-25 TWh) include per il 2025 – anche se con un ordine diverso rispetto al passato, che dipende dall'ammontare delle vendite effettuate sul mercato finale – gli stessi cinque gruppi societari degli anni passati (A2A, Edison, Hera, Eni e Axpo Group), cui si è aggiunto il gruppo Engie. Questi sei gruppi detengono il 27% della produzione netta di Terna (quasi il 30% sul totale raccolto nell'Indagine annuale) e le loro vendite finali coprono poco meno del 38% di quelle totali rilevate nell'Indagine annuale.

Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono poco più del 39% della generazione netta di Terna (circa il 43% del totale raccolto nell'Indagine annuale) e vendono il 60% di tutta l'energia ceduta a clienti finali.

I dati raccolti confermano, inoltre, una relazione inversa tra volumi di energia venduta e quota di energia non dispacciata in proprio: tale quota passa da circa il 4% per i principali *competitor* del gruppo Enel a quasi il 72% per i venditori di minori dimensioni.

Circa il 45% della generazione netta rilevata nell'ambito dell'Indagine annuale deriva da fonti rinnovabili. La quota più elevata si osserva nel gruppo Enel, dove oltre il 74% della produzione è riconducibile a tali fonti, seguito dagli operatori privi di vendite finali, con il 63,7%. All'estremo opposto si collocano gli operatori con vendite comprese

2 Il Testo integrato in materia di obblighi informativi di natura anagrafica è l'allegato A alla delibera 15 marzo 2022, n. 102/2022/R/com.

3 Con lo stesso TIAO, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo e da altri a esso connessi i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità oltre a essere già registrati presso il sistema GAUDÌ di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è parimenti tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto, i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata, né quella prodotta dai soggetti che hanno una potenza inferiore ai 100 kW, ma che svolgendo comunque attività nei settori di competenza di ARERA non hanno diritto all'esonero.

tra 500 GWh e 1 TWh, per i quali l'incidenza delle rinnovabili si attesta a poco più del 6%. Tra i gruppi con vendite tra 10 e 25 TWh, infine, la quota di produzione da fonti rinnovabili appare molto eterogenea, oscillando da valori marginali fino a quasi l'87%.

Una breve analisi del mercato finale conferma, come già osservato in passato, che circa il 24% delle vendite complessive è destinato al settore domestico. Tale incidenza risulta più elevata per il gruppo Enel, dove supera il 41%, mentre per i principali concorrenti diretti, con vendite comprese tra 10 e 25 TWh, si attesta intorno al 18%. In questa classe dimensionale si distingue il gruppo Eni, che indirizza ai clienti domestici circa la metà delle proprie vendite finali. Nelle altre classi, la quota più elevata si osserva tra i gruppi con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh, per i quali raggiunge circa il 35%.

La quota più alta di vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, pari al 72,5%, si rileva invece tra i gruppi con vendite inferiori a 100 GWh. Seguono i gruppi con vendite tra 0,5 e 1 TWh, per i quali tale quota si attesta al 56%.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione assumono particolare rilievo per i gruppi con vendite comprese tra 5 e 10 TWh e per i principali concorrenti di Enel, incidendo rispettivamente per il 26,7% e per il 19,8% delle vendite complessive al settore non domestico. La quota meno significativa di vendite ai clienti finali in media tensione si registra invece tra i gruppi con vendite inferiori a 100 GWh, dove rappresenta il 26,9% del totale, mentre raggiunge un peso particolarmente rilevante nei gruppi con vendite tra 5 e 10 TWh, dove si attesta al 55,8% delle vendite finali.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Secondo i dati provvisori rilasciati da Terna, nel 2025 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è cresciuta del 2,4%, essendosi attestata a 277,4 TWh rispetto ai quasi 271 TWh dell'anno precedente (Tav. 2.3). Rispetto a quanto si è rilevato negli ultimi due anni la produzione termoelettrica è aumentata (+5,2%), a fronte di una diminuzione pari all'1,5% della produzione da fonti rinnovabili.

Nell'ambito della generazione termoelettrica si è registrata una diminuzione rilevante (-15%) nella produzione da solidi e da altre fonti (-7,8%), mentre la generazione da gas naturale è salita del 7% arrivando a quasi 127 TWh.

TAV. 2.3 *Produzione lorda per fonte dal 2021 al 2025 (GWh)*

FONTE	2021	2022	2023	2024	2025(A)
Produzione termoelettrica	170.640	181.594	146.570	134.843	141.828
Solidi	14.022	22.607	13.220	3.948	3.357
Gas naturale	143.998	141.445	118.987	118.554	126.860
Prodotti petroliferi	3.851	4.953	3.622	2.527	2.566
Altri	8.769	12.589	10.741	9.814	9.045
Accumulo stand alone	-	-	8	136	1.509
Idroelettrico da pompaggi	2.090	1.893	1.551	1.626	1.710
Produzione da fonti rinnovabili	116.339	100.466	116.579	134.358	132.328
Idroelettrico	45.388	28.398	40.517	53.131	41.961
Eolico	20.927	20.494	23.641	22.322	21.589
Fotovoltaico	25.039	28.122	30.711	35.993	45.001
Geotermico	5.914	5.837	5.692	5.675	5.659
Bioenergie	19.071	17.616	16.018	17.237	18.117
PRODUZIONE TOTALE	289.069	283.953	264.708	270.963	277.375

(A) Dati provvisori.
Fonte: Terna.

Nel caso delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 48% al *mix* della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nell'anno precedente copriva quasi il 50% del totale), si è registrato un aumento solo nel fotovoltaico (+25%) e nelle bioenergie (+5,1%), mentre è decisamente contenuta la diminuzione nel geotermico (-0,3%).

La produzione idroelettrica è scesa del 21% (quasi 42 TWh), riavvicinandosi al valore del 2023 (40,5 TWh), mentre quella eolica è diminuita del 3,3%. Nonostante la contrazione della generazione rinnovabile, gli impianti idroelettrici hanno coperto comunque il 31,7%; tra le altre fonti, gli impianti fotovoltaici hanno garantito la quota maggiore di produzione, pari al 34%.

Come di consueto, i dati riportati nelle figure e nelle tavole successive di questo paragrafo sono tratti dall'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori. Inoltre, alcune differenze che emergono nei risultati dei dati raccolti nell'Indagine da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche alla diversa composizione degli operatori rispondenti, alla loro numerosità, nonché agli aggiornamenti effettuati presso l'Anagrafica operatori in merito al gruppo societario di appartenenza. È opportuno precisare, inoltre, che ai sensi del TIAO4 nella rilevazione non sono inclusi i dati degli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità, oltre a quelli dei soggetti che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

Nell'Indagine annuale relativa all'anno 2025, come in quella dell'anno precedente, i soggetti di minore dimensione (potenza inferiore o uguale a 100 kW) che non sono esonerati ai sensi del TIAO (di cui si è appena detto), han-

4 Come stabilisce il Testo integrato anagrafica operatori (allegato A alla delibera n. 102/2022/R/com), si tratta dei produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW, che sono registrati nel sistema GAUDÌ di Terna e che non svolgono altre attività nei settori di competenza di ARERA.

no partecipato alla rilevazione, ma non hanno fornito alcun dato; si tratta di quasi 1.800 soggetti su un totale di quasi 21.000 partecipanti alla rilevazione. Tra questi il 77,7% è costituito da enti pubblici attivi nel settore dei rifiuti e/o dell'idrico e che proprio a causa della loro operatività in questi settori non possono beneficiare dell'esonero.

Il valore della produzione trasmesso da tutti gli altri soggetti che hanno partecipato alla rilevazione e che hanno fornito dati di dettaglio, principalmente in termini di potenza e generazione dei propri impianti, corrisponde a circa il 90,5% della generazione elettrica lorda indicata come valore provvisorio da Terna.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2025 suddivisa per fonte idroelettrica, rinnovabile e termoelettrica, con il dettaglio dell'anno di entrata in esercizio degli impianti per la potenza netta esistente.

TAV. 2.4 *Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (GW)*

ANNO DI ENTRATA IN ESERCIZIO	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMOELETTRICA	TOTALE
Fino al 1990	16,5	0,0	3,6	20,1
Dal 1991 al 2000	1,6	0,6	6,1	8,4
Dal 2001 al 2010	2,8	7,7	35,2	45,6
Dal 2011 al 2020	1,8	16,0	4,9	22,7
Dal 2021	0,2	14,7	6,9	21,8
TOTALE POTENZA NETTA	22,8	39,0	56,8	118,6
POTENZA LORDA	23,0	39,7	58,5	121,2

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Quasi la metà della potenza installata, il 48,3%, è costituita da impianti termoelettrici, ma tale quota è in lieve flessione rispetto al 2024; gli impianti idroelettrici incidono per il 19% e quelli rinnovabili diversi dagli idroelettrici per il 32,8%. La maggior parte degli impianti esistenti (38,5%) è stata installata tra il 2001 e il 2010, con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici. Quasi tre quarti (72,2%) della potenza da generazione idroelettrica risulta entrata in esercizio prima del 1990, mentre il 41% della potenza degli impianti da fonte rinnovabile diversi dagli idroelettrici è entrata in esercizio nel decennio 2011-2020. Rispetto al 2024, la potenza netta (rilevata) è cresciuta da 111,3 a 118,6 GW (6,3%) per l'installazione di nuovi impianti rinnovabili diversi dagli idroelettrici. Nel 2025 il picco massimo di domanda, pari a circa 56,2 GW, è stato registrato nella giornata di martedì 1° luglio tra le 14 e le 15.

TAV. 2.5 *Produttori, impianti e generazione per fonte*

ANNO	TERMOELETTRICO	DI CUI <1 MW	RINNOVABILE	DI CUI <1 MW	MISTO	DI CUI <1 MW	TOTALE
NUMERO PRODUTTORI							
2021	461	133	13.750	11.001	399	107	14.610
2022	480	145	13.988	11.209	447	119	14.915
2023	485	146	14.944	11.986	503	133	15.932
2024	439	139	16.618	13.210	575	156	17.632
2025	416	124	17.995	14.240	644	171	19.055
POTENZA LORDA (MW)							
2021	20.799	65	33.136	4.743	51.308	48	105.243
2022	21.883	69	36.617	4.791	47.695	57	106.195
2023	22.066	66	38.050	5.006	48.161	63	108.277
2024	22.553	63	42.846	5.425	49.033	72	114.431
2025	22.520	58	46.221	5.771	52.501	79	121.241
GENERAZIONE LORDA (TWH)							
2021	76,1	0,3	76,1	11,1	119,9	0,1	272,2
2022	81,1	0,3	75,3	10,0	108,4	0,1	264,7
2023	69,8	0,3	84,4	10,9	92,3	0,1	246,4
2024	70,7	0,3	94,1	10,1	79,5	0,2	244,3
2025	71,3	0,3	91,9	10,8	88,0	0,2	251,2

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile (che comprende idroelettrico), il numero dei produttori (conteggiati per singola ragione sociale e non per gruppo societario di appartenenza) e la relativa potenza disponibile, con il dettaglio di quella inferiore a 1 MW[5]. I dati confermano quanto già rilevato negli anni scorsi: buona parte della potenza lorda (52.501 MW) è in capo a 644 soggetti che rappresentano poco più del 3% dei produttori che hanno partecipato alla rilevazione; si tratta dei produttori di tipo misto che hanno generato energia elettrica sia attraverso il termoelettrico convenzionale, sia attraverso fonti rinnovabili.

L'apporto percentuale della generazione di questi soggetti alla produzione complessiva è aumentato rispetto allo scorso anno, passando dal 32,5% del 2024 al 35% del 2025 (88 TWh sui 251,2 TWh complessivi). Più in dettaglio gli 88 TWh generati dai 644 operatori misti sono stati garantiti per quasi il 67% da 237 operatori che hanno fino al 30% di potenza da impianti alimentati con fonti rinnovabili e per il 31,4% da 202 operatori per i quali la potenza da impianti rinnovabili incide tra il 30% e il 60% della potenza complessiva lorda; i rimanenti 205 operatori misti possiedono impianti con potenza rinnovabile superiore al 60% e hanno prodotto 5,8 TWh.

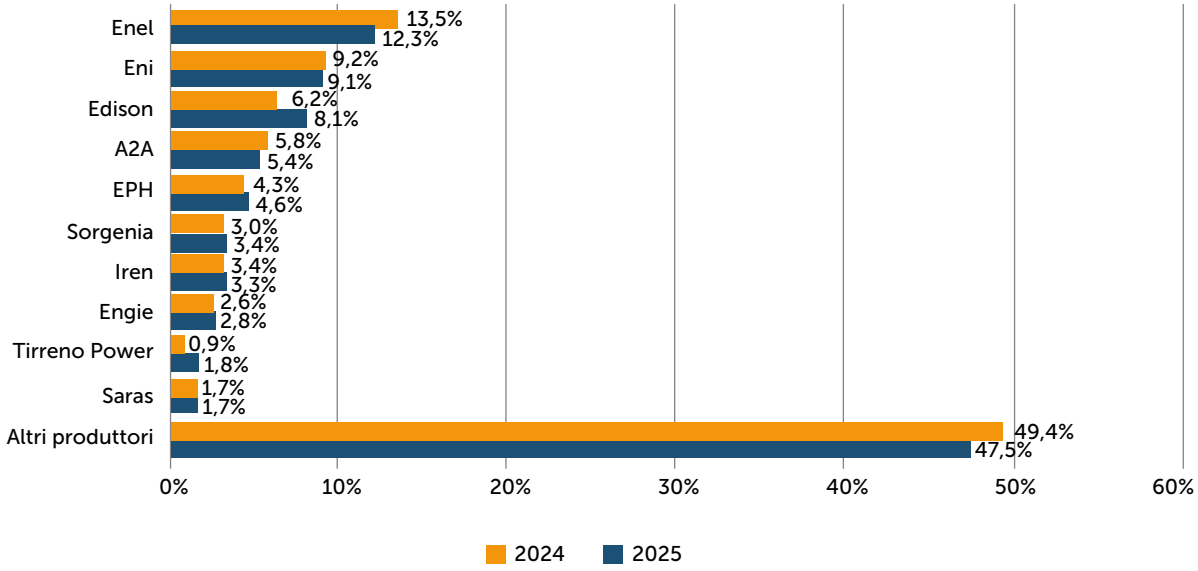
La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari (cioè quelli che nel 2025 hanno una quota superiore all'1,5% della produzione totale fornita da Terna) alla generazione lorda negli ultimi due anni.

5 Si ricorda che la composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione da cui vengono estratti i dati presentati nella tavola (e nell'intero paragrafo) non è necessariamente la stessa da un anno all'altro, fattore che incide sulla confrontabilità dei dati.

Per tali gruppi le differenze più consistenti riguardano il gruppo Edison, per il quale si è registrato un aumento di 1,9 punti percentuali, e il gruppo Enel per il quale, per contro, si è avuta una diminuzione di 1,2 punti percentuali.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda è risultato pari a 400, sostanzialmente invariato rispetto allo scorso anno.

FIG. 2.1 *Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda*



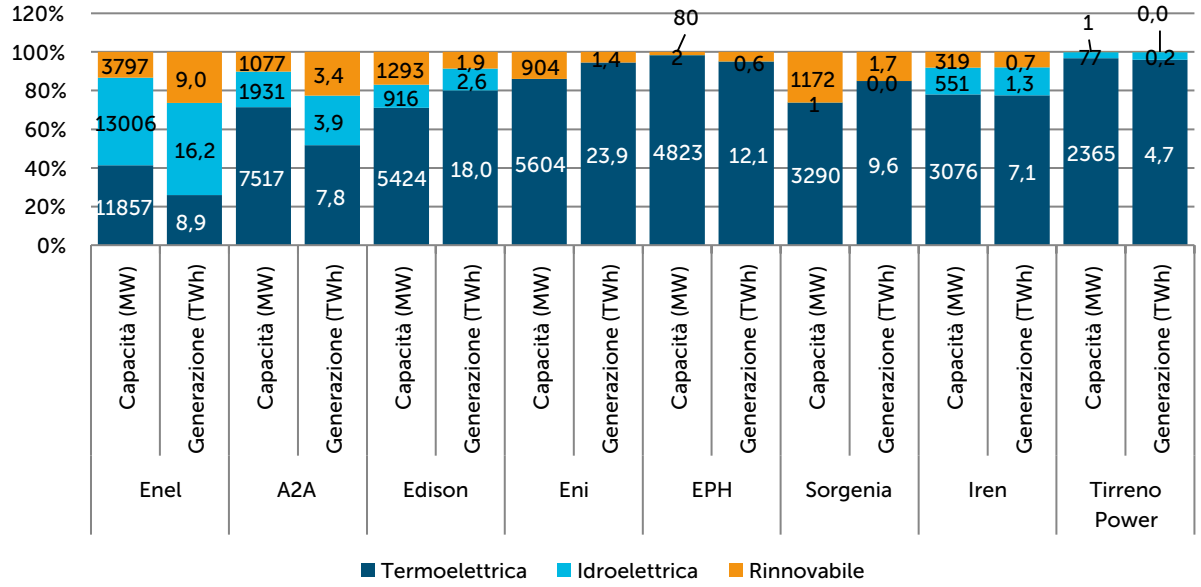
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi della composizione societaria delle imprese della generazione riguarda quelle tra loro che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2025 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori. Le quote del capitale sociale delle imprese che producono energia elettrica (e che non sono quindi enti pubblici o ditte individuali), sono detenute per il 45% da persone fisiche, quindi da società diverse (34,6%) ed enti pubblici (14,8%). La nazionalità dei soci che possiedono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti è sostanzialmente italiana, con il 5,8%[6] detenuto direttamente da soggetti di origine straniera. Gli operatori di questo segmento della filiera elettrica sono particolarmente dinamici con cessioni e acquisizioni di impianti nonché incorporazioni di imprese che hanno interessato anche i gruppi industriali più significativi nel segmento della generazione elettrica.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti sia in termini di capacità, sia in termini di generazione.

6 Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

FIG. 2.2 *Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2025*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano il contributo (calcolato sul totale della generazione rilevato nell'Indagine annuale) dei principali gruppi societari nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione. Nel 2025 Eni si conferma primo operatore nella generazione termoelettrica coprendo il 17,5% della produzione nazionale lorda (18,5% nel 2024), mentre per Enel, che anche per l'anno di riferimento risulta essere il quarto operatore, la quota è pari al 6,5% (lo scorso anno era al 7,8%). Si conferma che il gruppo Enel non è più il maggior utilizzatore del carbone impiegato nella generazione, con una quota del 40,6%; anche la quota di energia elettrica prodotta da Enel con gas naturale si è ulteriormente ridotta rispetto agli anni precedenti arrivando al 6,7%. Il gruppo Edison ha aumentato la produzione termoelettrica passando dall'8,9% del 2024 al 13,1% del 2025, mentre è rimasta praticamente invariata quella del gruppo EPH.

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni con la quota di produzione da questa fonte pari al 18,5%. L'insieme degli altri gruppi, non esplicitati nella tavola, ricopre il 17,5% della produzione da gas naturale, in diminuzione rispetto al 2024, quando tale quota era pari al 20,6%.

Anche per il 2025 la più ampia quota di generazione da prodotti petroliferi appartiene ad A2A che conta per il 64,4% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, in aumento rispetto al 59,3% del 2024. Nella produzione da altre fonti, rilevano invece i contributi di Saras, Eni e Acciaierie d'Italia Holding per i quali il contributo è pari rispettivamente al 53,7%, 10,1% e 9,6% del totale nazionale rilevato.

Enel si conferma, per contro, il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con cui fornisce il 22,1% della generazione lorda nazionale (tale percentuale è calcolata sul totale della generazione rilevata nell'ambito delle indagini annuali), detenendo una quota pari a quasi il 38% nell'idroelettrico e la totalità di quella nel geotermico.

TAV. 2.6 *Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2025 per fonte*

GRUPPI	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI(B)	TOTALE
Eni	-	0,3%	18,5%	10,1%	17,5%
Edison	-	-	14,4%	0,2%	13,1%
Energeticky a Prumislovy Holding (EPH)	59,4%	-	8,1%	-	8,8%
Enel	40,6%	6,7%	6,0%	-	6,5%
Sorgenia	-	-	6,3%	-	5,7%
A2A	-	64,4%	5,8%	0,1%	5,7%
Iren	-	-	5,6%	1,5%	5,2%
Engie	-	-	5,4%	0,1%	4,9%
Tirreno Power	-	-	3,7%	0,0%	3,4%
Saras	-	6,9%	-	53,7%	3,2%
Axpo Group	-	-	2,6%	-	2,4%
Alpiq	-	-	2,2%	-	2,0%
Acciaierie d'Italia Holding	-	-	1,2%	9,6%	1,6%
Achernar	-	-	1,4%	-	1,2%
Solvay	-	-	1,2%	0,3%	1,1%
Ergosud	-	-	1,1%	-	1,0%
Raffineria di Milazzo	-	-	0,8%	3,8%	0,9%
Altri operatori	-	21,7%	17,5%	24,4%	17,5%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, *coke* di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.
(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.7 consente inoltre di apprezzare i principali 15 gruppi che hanno contribuito alla produzione da energia rinnovabile. Come già osservato in passato, nella generazione eolica appare significativa, e in leggero aumento rispetto al 2024, la quota di Erg (11,9% contro 11,4% del 2024), nonché quella di Edison, pari al 7,7%, in diminuzione rispetto all'anno precedente (8,1%); seguono i contributi di Enel, Eni e RWE. La quota più importante dell'intera produzione da fonte solare è quella del gruppo Sorgenia che copre il 5% della generazione da questa fonte anche in virtù delle diverse acquisizioni effettuate nel corso del 2025 di imprese ricadenti in passato nel gruppo EF Solare Italia. Hanno una quota leggermente inferiore a quella di Sorgenia i gruppi Tages e Sonnedix. Agli altri produttori, compresi quelli con quote più significative nella produzione da fonte solare, si attribuisce il 75,5% della produzione nazionale rilevata nell'Indagine annuale. Relativamente alle bioenergie, infine, da notare come il gruppo A2A abbia aumentato ancora il suo contributo, arrivando al 14,7% (la quota era pari al 14% nel 2024), mentre il 65,1% della produzione deriva dai produttori di più piccola dimensione.

TAV. 2.7 *Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2025*

GRUPPO SOCIETARIO	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	37,8%	100,0%	6,0%	2,5%	7,5%	22,1%
A2A	9,0%	-	1,8%	1,8%	12,8%	6,4%
Edison	6,0%	-	7,7%	1,2%	0,2%	3,9%
Alperia	8,8%	-	-	0,0%	-	3,3%
Dolomiti Energia	7,7%	-	-	0,1%	-	2,9%
CVA	6,5%	-	1,7%	0,6%	-	2,9%
ERG	0,0%	-	11,9%	1,1%	-	2,4%
Iren	3,1%	-	-	1,2%	2,2%	1,8%
Sorgenia	0,0%	-	2,2%	5,0%	0,0%	1,5%
Marseglia Group	-	-	-	0,2%	7,3%	1,3%
Eni	-	-	5,2%	1,0%	0,4%	1,2%
Tages	-	-	0,5%	4,9%	-	1,1%
Sonnedix	-	-	-	4,8%	-	1,0%
RWE	-	-	5,2%	0,1%	-	0,9%
Hera	-	-	-	0,1%	4,5%	0,8%
Altri operatori	21,0%	0,0%	57,9%	75,5%	65,1%	46,3%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.8 *Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2025*

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	37,8% Enel	9,0% A2A	8,8% Alperia	7,7% Dolomiti Energia	6,5% CVA
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	11,9% Erg	7,7% Edison	6,0% Enel	5,2% Eni	5,2% RWE
Solare	5,0% Sorgenia	4,9% Tages	4,8% Sonnedix	2,5% Enel	1,8% A2A
Bioenergie	12,8% A2A	7,5% Enel	7,3% Marseglia Group	4,5% Hera	3,1% EPH

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.8 consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte nel 2025, mettendo in evidenza come già emerso negli ultimi anni che sono tendenzialmente i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote più rilevanti sulle varie fonti.

Guardando alla distribuzione territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), come di consueto, la Lombardia si è confermata come regione con il maggior numero di operatori (4.520 contro i 4.036 del 2024), seguita da Emilia-Romagna con 2.698 operatori (2.497 nel 2024), Veneto con 2.596 soggetti produttori contro i 2.356 dell'anno precedente e Piemonte con 2.530 rispetto ai 2.355 del 2024.

TAV. 2.9 *Presenza territoriale degli operatori nel 2025*

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	2.530	446	40,4%	47,0%
Valle d'Aosta	71	5	83,5%	84,3%
Liguria	166	47	80,0%	76,4%
Lombardia	4.520	1.382	31,5%	36,6%
Trentino-Alto Adige	948	183	56,2%	60,9%
Veneto	2.596	720	50,2%	54,0%
Friuli-Venezia Giulia	697	152	53,1%	49,0%
Emilia-Romagna	2.698	803	52,6%	52,5%
Toscana	799	199	65,4%	48,8%
Lazio	695	136	36,4%	48,2%
Marche	1.047	166	17,6%	18,0%
Umbria	357	73	64,4%	69,6%
Abruzzo	604	91	54,9%	54,4%
Molise	134	15	63,9%	65,9%
Campania	607	146	52,7%	40,3%
Puglia	1.236	101	39,8%	33,0%
Basilicata	370	25	17,9%	16,8%
Calabria	214	14	68,8%	54,8%
Sicilia	691	84	39,9%	40,8%
Sardegna	373	51	65,2%	43,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella generazione elettrica i più bassi livelli di concentrazione si registrano nelle Marche, in Basilicata e in Lombardia con il C3 (la quota dei primi tre operatori) che è rispettivamente pari a 17,6%, 17,9% e 31,5%, mentre i livelli più alti appartengono a Valle d'Aosta, con il C3 pari all'83,5%, e Liguria, pari all'80%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Marche, Puglia e Lombardia, mentre quelli più alti si registrano in Valle d'Aosta, Liguria, Umbria e Molise.

Nella tavola 2.10, infine, viene ripartita la generazione lorda (i cui valori sono stati rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale) per zona di mercato e fonte. A eccezione della zona Centro Nord (Toscana e Marche) e Sud (Molise, Puglia e Basilicata) il termoelettrico convenzionale contribuisce sempre per oltre il 50% (50,1% nel caso della zona Centro Sud che include Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria) alla generazione lorda. Nella zona Centro Nord, per contro, risulta molto rilevante anche il termoelettrico rinnovabile, che copre circa il 39% della generazione lorda, mentre nelle altre zone questa tipologia di fonte non supera il 9,4% della zona Nord.

TAV. 2.10 *Quota di generazione lorda per zona di mercato e fonte nel 2025*

AREA	IDROELETTRICO	RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE(A)	TERMOELETTRICO RINNOVABILE(B)	TERMOELETTRICO CONVENZIONALE(C)	TOTALE
Nord	26,9%	7,2%	9,4%	56,5%	100%
Centro Nord	7,8%	12,1%	39,2%	40,9%	100%
Centro Sud	12,2%	29,8%	8,0%	50,1%	100%
Sud	1,0%	41,9%	7,4%	49,8%	100%
Sardegna	3,1%	26,1%	8,1%	62,7%	100%
Calabria	5,7%	17,8%	7,4%	69,1%	100%
Sicilia	2,6%	44,6%	1,4%	51,4%	100%
TOTALE	17,1%	18,2%	10,2%	54,5%	100%

(A) Solare ed eolico.
(B) Geotermico + bioenergie (compresi RSU).
(C) Include RSU non biodegradabili.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La generazione da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) oscilla dalla quota del 44,6% della Sicilia a quella del 7,2% della zona Nord e rappresenta il 18,2% della generazione a livello nazionale. L'idroelettrico, infine, è la fonte che copre il 26,9% della generazione della zona Nord, seguita dalla zona Centro Sud dove questa tipologia di fonte copre il 12,2% della produzione lorda. Nelle altre zone l'idroelettrico pesa al massimo per il 7,8% (Centro Nord), fino al minimo dell'1% nella zona Sud.

Produzione incentivata

In Italia convivono tuttora molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ma alcuni (quali gli incentivi di cui al provvedimento CIP n. 6/92 e i certificati verdi) non trovano più applicazione.

Mentre il provvedimento CIP n. 6/92 ha esaurito i propri effetti, i certificati verdi (CV) sono stati sostituiti da un *feed in premium*[7] *variabile a una via* (cioè definito in funzione dei prezzi medi di mercato dell'anno precedente ma con valore minimo a 0 euro/MWh), differenziato per fonte tramite coefficienti moltiplicativi, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno precedente.

Le tariffe incentivanti onnicomprensive *(feed in tariff)*[8], di cui alla legge n. 244/07, sono invece applicate all'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile (tranne quella solare) di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 20129. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende dalla quantità di energia elettrica incentivata e dai prezzi medi di mercato dell'anno: nel

7 *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.
8 *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.
9 A eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

caso in cui i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi che ottiene dalla vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso (com'è avvenuto nel 2022), tale costo può diventare negativo.

I cosiddetti "conti energia" per impianti fotovoltaici sono cinque, istituiti da altrettanti decreti ministeriali approvati tra il 2005 e il 2012. Ai conti energia non è più possibile accedere, ma essi continuano ad avere effetti per gli impianti che hanno acquisito i relativi diritti. Più in dettaglio:

- i primi quattro decreti (con alcune eccezioni nel quarto) hanno previsto un premio (*feed in premium*) costante per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende solo dalla quantità di energia elettrica prodotta da tali impianti e quindi incentivata;
- il quinto decreto ha previsto due tipi di incentivazione: la modalità *feed in tariff* per gli impianti di potenza fino a 1 MW e la modalità *feed in premium variabile a una via* (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) per tutti gli altri impianti. In aggiunta il decreto ha stabilito anche un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito. Come appena visto, il costo annuale per la collettività degli incentivi in modalità *feed in tariff* dipende dalla quantità di energia elettrica prodotta e dai prezzi medi di mercato (e può divenire negativo quando i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi che ottiene per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso), mentre al più si azzera nel caso del *feed in premium variabile*.

Successivamente sono stati approvati nuovi decreti ministeriali recanti incentivazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, tra il 2012 e il 2024; da ultimo è stato approvato il decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (cd. FER X transitorio) che ha trovato applicazione nel corso del 2025. Più in dettaglio:

- il decreto interministeriale 6 luglio 2012 ha trovato applicazione per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici e ha previsto *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e *feed in premium variabile a una via* (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli altri impianti;
- il decreto interministeriale 23 giugno 2016 sostiene gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici e ha previsto *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 500 kW, *feed in premium variabile a una via* (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli impianti ammessi tramite procedure concorsuali, e *feed in premium variabile a due vie* (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) per gli altri impianti;
- il decreto interministeriale 4 luglio 2019 ha incentivato impianti fotovoltaici con potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, prevedendo *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e *feed in premium variabile a due vie* (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli altri impianti. Inoltre ha stabilito ulteriori premi addizionali cumulabili:
    - per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici fino a 1 MW i cui moduli fotovoltaici siano installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali in eternit o in amianto (premio addizionale pari a 12 €/MWh);

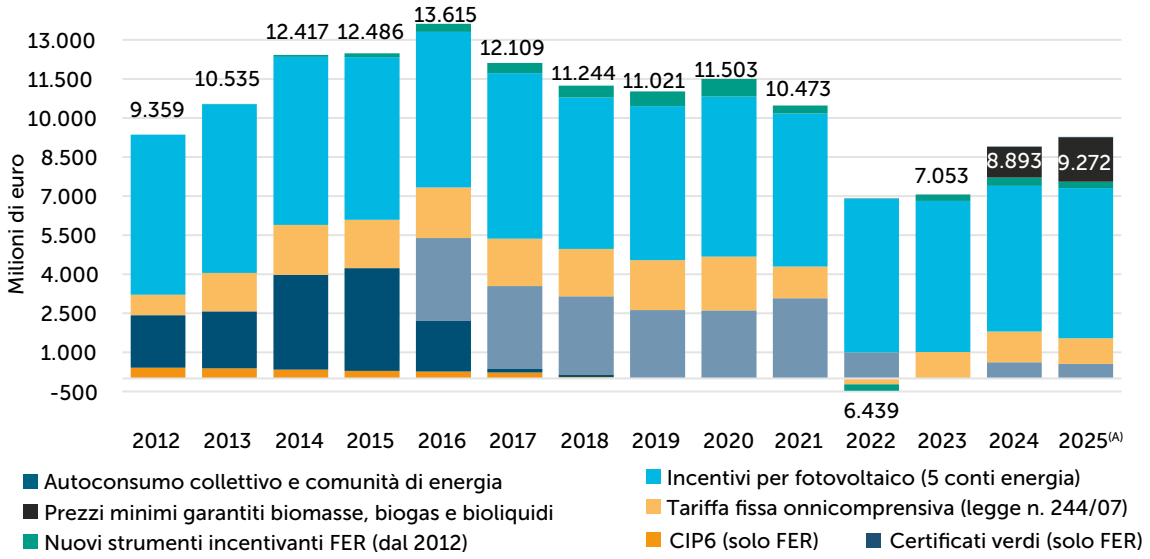
- per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito (premio addizionale pari a 10 €/MWh) nel caso di impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici, a condizione che l'energia elettrica autoconsumata su base annua sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto;

- il decreto ministeriale 22 dicembre 2023 è dedicato agli impianti agrivoltaici e prevede *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 200 kW e *feed in premium variabile a due vie* (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli altri impianti;
- il decreto interministeriale 19 giugno 2024 incentiva gli impianti alimentati da fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio. Esso prevede *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 300 kW e *feed in premium variabile a due vie* (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale di mercato) nel caso degli altri impianti.

Inoltre, i decreti ministeriali 16 settembre 2020 e 7 dicembre 2023 hanno previsto incentivi per il cosiddetto autoconsumo diffuso da fonti rinnovabili in configurazioni per l'autoconsumo individuale su rete pubblica, in configurazioni per l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini e nelle comunità energetiche. Mentre il primo decreto ha introdotto *feed in premium* costanti, il secondo ha previsto un *feed in premium* in parte costante e in parte variabile a una via.

Infine, il decreto legge n. 57/23 ha previsto prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biomasse e da biogas che hanno terminato il periodo di diritto agli incentivi precedentemente spettanti o rinunciano agli incentivi in essere, con l'obiettivo di coprire i costi di esercizio; il decreto legge n. 181/23 ha statuito prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da bioliquidi, anche a integrazione degli incentivi tuttora in corso, con l'obiettivo di coprire i costi di esercizio. Tali prezzi minimi garantiti sono poi stati quantificati e implementati dall'Autorità[10].

FIG. 2.3 *Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili*



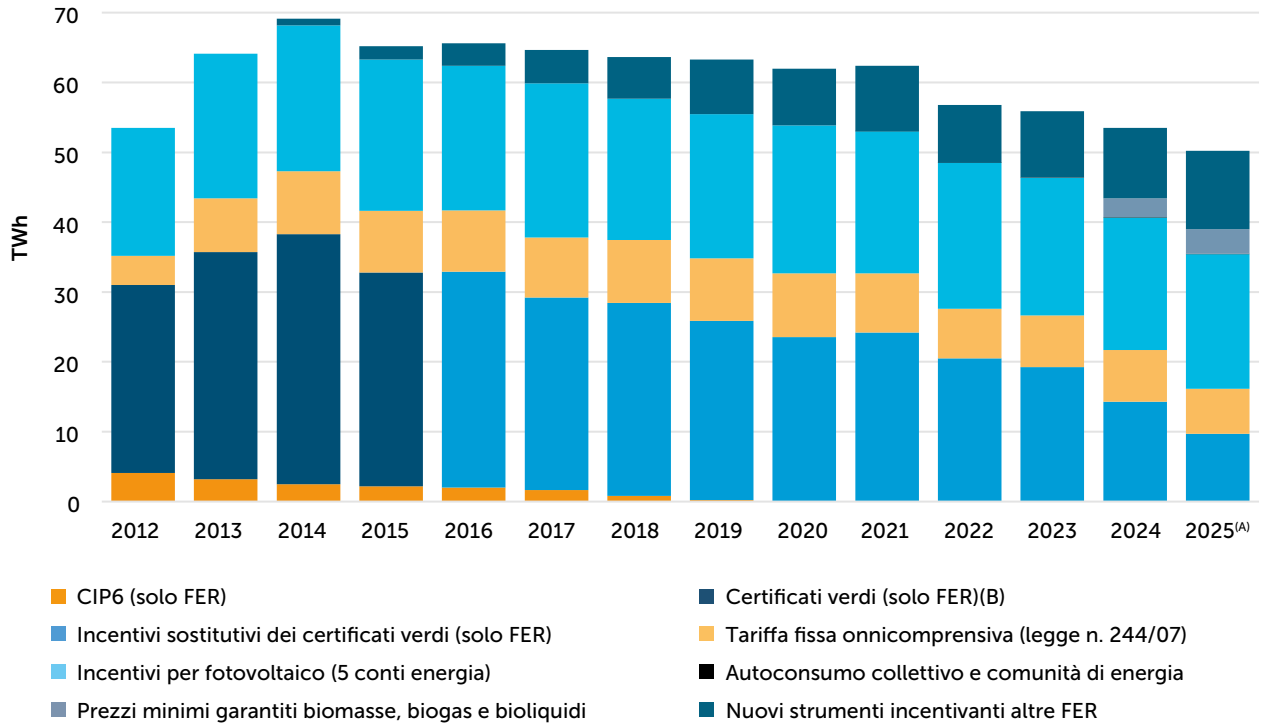
(A) Dati preconsuntivi.
Fonte: Elaborazione ARERA su dati GSE.

10 Rispettivamente con le delibere 9 aprile 2024, n. 132/2024/R/eel e 23 luglio 2024, n. 306/2024/R/eel

La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili, espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

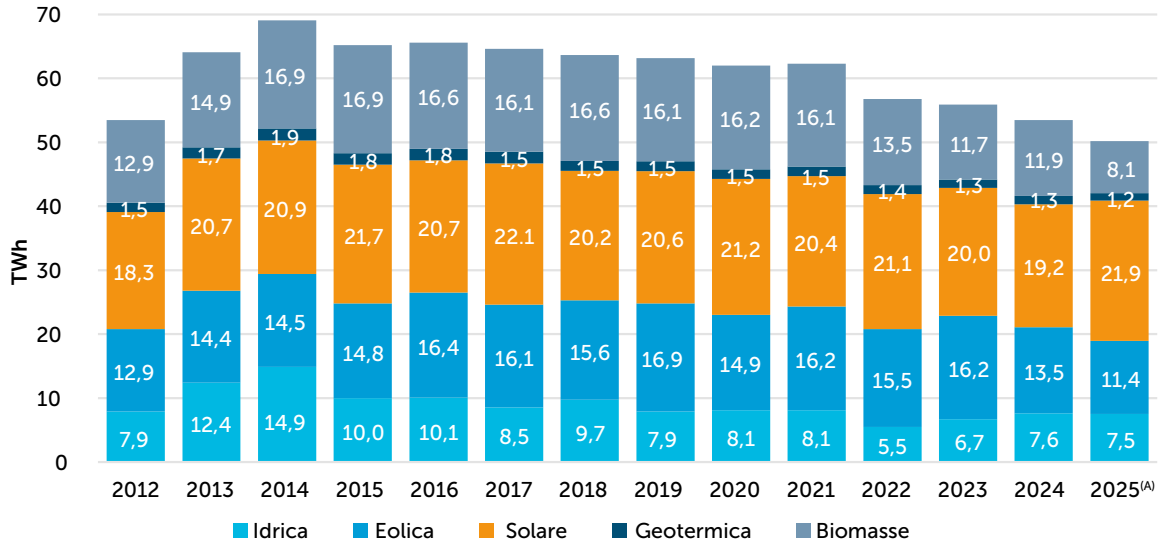
Complessivamente, nel 2025 l'incentivazione delle fonti rinnovabili è costata circa 9,3 miliardi di euro, in aumento del 4,3% rispetto all'anno precedente. L'incremento è sostanzialmente dovuto alla crescita del 3% degli incentivi al fotovoltaico derivanti dai cinque conti energia, che negli anni più recenti costituiscono la voce più importante di tutte le forme di incentivazione; inoltre è legato all'aumento del 45% dei "Prezzi minimi garantiti biomasse, biogas e bioliquidi". Le risorse per il sostegno alle fonti rinnovabili sono in generale poste a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS}. A valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate sono posti anche i costi relativi ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto). Nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2023 tali costi sono stati posti a carico della fiscalità generale. Nel 2025 gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a circa 50,2 TWh, il 44% della quale è stata prodotta da impianti solari, il 23% da impianti eolici, il 16% dalle biomasse, il 15% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5). Rispetto al 2024, il solare ha registrato un aumento (2,7 TWh), mentre le altre fonti hanno registrato un calo. In particolare, è diminuita la produzione incentivata proveniente da impianti eolici (-2,1 TWh) e quella da biomasse (-3,8 TWh).

FIG. 2.4 *Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante*



(A) Dati preconsuntivi.
(B) In relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

FIG. 2.5 *Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte*



(A) Dati preconsuntivi.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

Importazioni nette

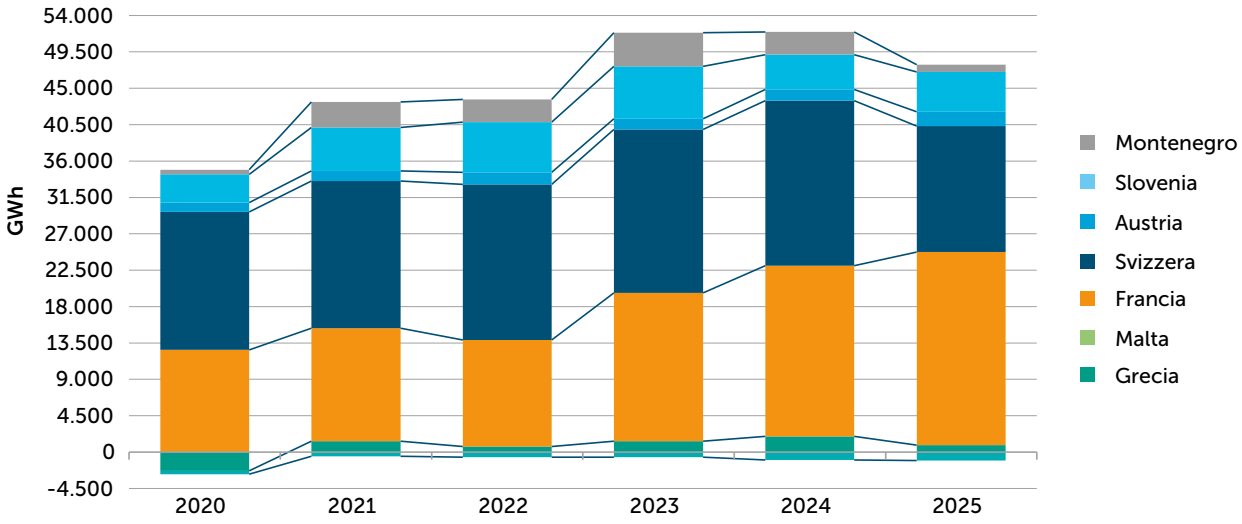
Nel 2025 la richiesta di energia elettrica in Italia, secondo i dati provvisori di Terna, è stata pari a 312,4 TWh, risultando in lievissimo aumento rispetto ai 311,9 TWh del 2024. La domanda è stata soddisfatta per l'85% dalla produzione nazionale (al netto dell'energia destinata ai pompaggi e all'assorbimento di accumuli *stand alone*), mentre il restante 15% è stato coperto dal saldo netto degli scambi con l'estero. Il ricorso all'importazione, pur in lieve riduzione rispetto al 2024 (16,4%), si conferma comunque su livelli elevati nel confronto degli ultimi vent'anni.

Nonostante la stabilità del fabbisogno complessivo, il saldo estero ha registrato una flessione: le importazioni nette sono passate da 51 TWh nel 2024 a 46,9 TWh nel 2025, con una riduzione dell'8%. Più in dettaglio, le importazioni lorde hanno mostrato un calo del 7,4%, diminuendo di 4,1 TWh rispetto all'anno precedente (da 55,9 TWh a 51,8 TWh), mentre le esportazioni sono risultate stazionarie, pari a 4,9 TWh, come nel 2024. Di conseguenza, la dinamica del saldo estero riflette sostanzialmente la contrazione delle importazioni.

Analizzando la provenienza dei flussi, nel 2025 si registra un incremento delle importazioni da Francia (+2,8 TWh), Austria (+0,3 TWh) e Slovenia (+0,1 TWh). In diminuzione risultano invece i flussi da Svizzera (-4,5 TWh), Grecia (-1,3 TWh) e Montenegro (-1,4 TWh) (Fig. 2.6).

In termini di composizione percentuale del saldo estero, la Francia si conferma il principale partner, con una quota pari al 51%, seguita da Svizzera (33,3%) e Slovenia (10,5%).

FIG. 2.6 *Importazioni nette di energia elettrica per frontiera*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna (provvisori per l'ultimo anno).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo di circa 76.200 km di linee e circuiti elettrici e 930 stazioni di smistamento e di conversione (Tav. 2.11). Nel 2025 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono state nove, una in più rispetto al 2024, di cui quattro appartenenti al gruppo Terna. Oltre a Terna – Rete Elettrica Nazionale le società del gruppo Terna sono: Rete, Terna Crna Gora e l'ultima nata Rete2, tutte interamente controllate da Terna.

TAV. 2.11 *Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)*

OPERATORI, LINEE E STAZIONI	2021	2022	2023	2024	2025
Numero operatori di rete	8	7	8	8	9
LINEE					
Linee 380 kV (km)	11.315	11.349	11.372	11.389	11.397
Linee 220 kV (km)	11.061	11.079	11.100	11.063	11.058
Linee ≤ 150 kV (km)	50.263	50.135	50.183	50.244	50.896
Linee 500 kV a corrente continua (km)	1.490	1.490	1.490	1.545	1.545
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	267
Linee 320 kV a corrente continua (km)		95	190	190	190
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI[A]					
Numero stazioni 380 kV	175	176	180	176	176
Numero stazioni 220 kV	155	154	155	152	152
Numero stazioni ≤ 150 kV	580	583	587	592	603

(A) Nel conteggio delle stazioni 380 kV e 220 kV sono incluse anche le stazioni di conversione dei collegamenti in corrente continua esistenti e assimilabili per livello di tensione.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

Rete è l'impresa nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello stato italiano. Rete2 è la società costituita nel 2025 per facilitare il trasferimento a Terna della rete di alta tensione situata nel territorio di Roma Capitale di proprietà di Areti, con l'obiettivo di razionalizzare la proprietà e la gestione degli *asset* di rete in alta tensione, in coerenza con la normativa di settore e con gli obiettivi di efficientamento promossi dall'Autorità. Nel giugno 2025 Areti ha costituito Rete2 alla quale ha conferito il ramo di azienda relativo alla rete in alta tensione di cui era titolare[11] e nella stessa data, ha ceduto a Terna l'intero capitale sociale di Rete2, che risulta oggi titolare degli *asset* di alta tensione precedentemente appartenuti ad Areti e inclusi nella RTN[12].

Vi sono poi tre società *merchant*, Monita Interconnector, Piemonte Savoia (Pi.Sa.) e Resia Interconnector, costituite per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione realizzate nel quadro normativo definito dall'art. 32 della legge 99/2009. Quest'ultima ha affidato a Terna il compito di selezionare, sulla base di gare pubbliche, le società disposte a finanziare specifiche interconnessioni a fronte dei benefici loro derivanti dall'ottenimento dell'esenzione dall'accesso di terzi sulla capacità di trasporto che le relative infrastrutture renderebbero disponibile. La legge prevede che tali soggetti, a fronte del rilascio dell'esenzione, si impegnino a finanziare le infrastrutture di interconnessione, affidando a Terna un mandato per la realizzazione e l'esercizio delle interconnessioni. Nell'ambito del quadro legislativo definito dalla legge n. 99/2009 Terna gestisce quindi le attività di manutenzione (ordinaria e straordinaria) ed esercizio degli Interconnector realizzati ed entrati in esercizio.

Infine, sono presenti nella trasmissione elettrica e non fanno parte del gruppo Terna: Eneco Valcanale, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (Austrian Power Grid) e la società Brulli Trasmissione Unipersonale, con sede a Reggio Emilia, che gestisce una stazione a 380 kV a Voghera (PV).

La società Monita Interconnector è stata costituita per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro di cui ora gestisce la manutenzione e l'esercizio, ed è stata ceduta dal gruppo Terna a finanziatori privati alla fine del 2019 a fronte del pagamento di un corrispettivo annuale. Analogamente, la società Piemonte Savoia Pi.Sa. è titolare dell'autorizzazione per la realizzazione e per la gestione della *merchant line* del collegamento HVDC Piossasco-Grand Île che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio nel novembre 2022; Terna ha ceduto anche tale società a finanziatori privati nel 2017 in accordo a quanto previsto dalla legge 99/2009.

Nel dicembre 2023 è entrato in esercizio il collegamento di interconnessione in corrente alternata con l'Austria promosso da Resia Interconnector. Il nuovo elettrodotto a 220 kV, lungo 28 chilometri, è stato realizzato interamente in cavo interrato e collega la stazione elettrica di Nauders, in Austria, con la stazione elettrica di Glorenza in val Venosta. L'opera consente a Italia e Austria di aumentare la capacità di interscambio elettrico di 300 MW, raddoppiando quella precedente.

Gli *asset* nelle proprietà di Monita Interconnector, di Pi.Sa. e di Resia Interconnector godono di un periodo di esenzione all'accesso dei terzi della durata di dieci anni a partire dall'entrata in esercizio commerciale della *merchant line*, in virtù di decreti di esenzione emanati dal Ministero dello sviluppo economico e dal Ministero

11 Composto da 73 elettrodotti in AT, per un totale di circa 481 Km e di circa 177 Km di collegamenti in fibre ottiche installate a corredo degli elettrodotti (equivalenti a circa 5.682 km di fibre ottiche complessive), nonché 3 cabine primarie.

12 Con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 29 del 28 gennaio 2025, successivamente integrato dal decreto n. 137 del 30 maggio 2025.

per la transizione ecologica (oggi Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)[13]; al termine del periodo di esenzione la titolarità della porzione di rete oggetto dell'esenzione e ricadente in territorio italiano dovrà essere trasferita a Terna. Il gruppo Terna possiede o gestisce quindi quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte della RTN (elettrodotti nazionali e stazioni elettriche). La partecipazione di controllo del 29,851% di Terna è detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti[14]. A parte la quota statale (per il tramite di CDP Reti) e uno 0,2% di azioni proprie, il restante 69,9% del capitale appartiene al mercato, di cui il 58,2% è posseduto da investitori istituzionali, tra i quali l'unico azionista rilevante[15] è la società di investimento e gestione patrimoniale americana BlackRock Inc. che possiede il 5,014%. Considerando tutti gli azionisti, ad aprile 2026 le azioni di Terna sono detenute per il 45,7% da azionisti italiani e per il restante 54,3% da investitori esteri, localizzati prevalentemente negli Stati Uniti e in Canada (28,3%), in Europa (17,8%), nel Regno Unito e in Irlanda (4,6%).

Relativamente alla composizione degli impianti di trasmissione elettrica (Tav. 2.11), nel corso del 2025 si sono registrate lievi variazioni delle linee rispetto all'anno precedente: quelle a 380 kV sono aumentate di 7 km, quelle a 220 kV sono aumentate di 5 km, quelle con tensione inferiore a 150 kV sono cresciute di 653 km; nel caso delle linee in corrente continua si rileva solo l'incremento di 12 km delle linee a 400 kV. Rispetto al 2024 il numero delle stazioni elettriche è complessivamente cresciuto di 11 unità, tutte inferiori a 150 kV.

TAV. 2.12 *Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))*

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2024	2025	2026	2024	2025	2026
Francia	4.485	4.485	4.485	4.044	4.044	4.044
Svizzera	4.572	4.572	4.572	3.747	3.747	3.747
Austria	625	625	685	580	580	640
Slovenia	753	753	753	534	534	534
TOTALE FRONTIERA NORD	10.435	10.435	10.435	8.905	8.905	8.965
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE IMPORTAZIONE	11.535	11.535	11.535	10.005	10.005	10.075
Francia	1.995	1.995	1.995	1.870	1.870	1.870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	200	200	220	180	180	200
Slovenia	660	660	660	620	620	620
TOTALE FRONTIERA NORD	4.665	4.665	4.685	4.110	4.110	4.130
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE ESPORTAZIONE	5.765	5.765	5.785	5.210	5.210	5.230

Fonte: Terna.

13 Decreto direttoriale n. 290/ML/7/2019 del 5 settembre 2019 di esenzione dalla disciplina sull'accesso dei terzi per quota parte della totale capacità generata dalla linea di interconnessione tra Villanova (PE) – Lastva (Montenegro), e decreto direttoriale 20 luglio 2016, n. 290/ML/6/2016 di esenzione per la "linea privata" di interconnessione di Piossasco (Italia) – Grande Ile (Francia) e decreto direttoriale 18 maggio 2021 di esenzione per una quota di potenza pari a 150 MW relativamente alla porzione italiana dell'interconnector Italia – Austria denominato "Interconnector Passo Resia".

14 Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società controllata da State Grid Corporation of China e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

15 Gli azionisti rilevanti sono quelli che partecipano al capitale sociale di Terna in misura superiore alle soglie di rilevanza indicate dalla delibera Consob n. 11971/99 e dal decreto legislativo n. 58/98 e s.m.i.

La capacità italiana di interconnessione con l'estero è principalmente collegata con i quattro Paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia. Per il 2026 il valore nominale complessivo della capacità di scambio (*net transfer capacity* – NTC) in inverno è leggermente aumentato in ingresso (importazione) a seguito dell'incremento di 60 MW associata alla linea Prati di Vizze – Steinach; la capacità di scambio in uscita (esportazione) è invece incrementata di 20 MW alla frontiera austriaca. La capacità estiva per l'importazione sulla frontiera Nord è lievemente cresciuta da 8.905 a 8.965 MW grazie a un aumento di 60 MW sulla frontiera austriaca; quella per l'esportazione è salita da 4.110 a 4.130 MW (Tav. 2.12) per l'incremento di 20 MW sempre sulla frontiera austriaca. I valori della capacità NTC esposti nella tavola 2.12 sono valutati di concerto con i gestori delle reti confinanti e sono validi per le ore di picco (dalle 7 alle 23) dei giorni dal lunedì al sabato. Nelle ore *off-peak* – dalle 23 alle 7 di tutti i giorni e per l'intera durata dei giorni festivi – la capacità d'importazione NTC sulla frontiera Nord si riduce leggermente a 9.680 MW in inverno e a 8.360 MW in estate (rispettivamente, la capacità scende del 7,8% in inverno e del 6,7% in estate). La capacità di scambio totale, tuttavia, comprende anche 500 MW da/verso la Grecia, nonché 600 MW da/verso il Montenegro.

Capacità addizionale di trasporto tra zone della rete rilevante

Uno dei principali indicatori per l'integrazione dei mercati elettrici e il supporto alla transizione energetica, in presenza della crescente integrazione di fonti energetiche rinnovabili, è la capacità di interconnessione con l'estero e la capacità di trasporto tra le zone interne della rete rilevante (dette anche "zone di mercato").

La regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica[16] ha introdotto nel 2024 un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a determinati valori di capacità obiettivo. Nel 2025 sono stati poi stati aggiornati[17] parametri e obiettivi, validi dal 1° gennaio 2025 al 31 dicembre 2027, per il meccanismo di incentivazione tra i confini (interconnessioni con l'estero) e le sezioni interne al territorio italiano.

Al 31 dicembre 2025, rispetto al livello di partenza, le azioni e gli interventi messi in atto da Terna hanno incrementato la capacità di trasporto nelle seguenti zone di mercato:

- +60 MW al confine Nazioni a Nord (Francia, Svizzera e Austria) verso Italia, grazie al collegamento a 132/110 kV con la regione austriaca del Tirolo attraverso il valico del Brennero, da Prati di Vizze a Steinach;
- +250 MW sulla sezione Nord – Centro Nord, dovuti alla sostituzione, sulla linea 380 kV tra le stazioni di Bargi e Calenzano, del conduttore della linea Bargi-Calenzano e della bobina a onde convogliate sulla linea Bargi-Martignone;
- +700 MW sulla sezione Centro Sud – Centro Nord, di cui +600 MW grazie a interventi puntuali sulle direttrici 220 kV Candia – Villanova e S. Barbara – Villavalle e alla sostituzione degli autotrasformatori (ATR) 380/220 kV nella Stazione Elettrica di Candia e di Villanova, e +100 MW per interventi di tipo *capital light* sulla linea 380 kV Pian della Speranza – Roma Nord;
- +175 MW sulla sezione Sicilia verso Calabria e +100 MW sulla sezione Calabria verso Sicilia, per la sostituzione dell'ATR di "Sorgente";

16 Aggiornata dall'Autorità con la delibera 27 febbraio 2024, n. 55/2024/R/eel.
17 Con la delibera 29 luglio 2025, n. 366/2025/R/eel.

- +200 MW sulla sezione Calabria – Sud, grazie a interventi di potenziamento sulla rete a 220 kV in Campania e alla sostituzione dell'ATR di Montecorvino.

TAV. 2.13 *Capacità di trasporto (MW) tra zone di rete e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 31 dicembre 2025, per i confini e le principali sezioni della rete*

CONFINE/SEZIONE E VERSO	CAPACITÀ DI PARTENZA	CAPACITÀ OBIETTIVO	CAPACITÀ AL 31/12/2025
Nazioni a Nord (Francia, Svizzera e Austria) – Italia	9.682	12.282	9.742
Slovenia – Italia	753	1.003	753
Nazioni a Est (Montenegro e Grecia) – Italia	1.100	2.050	1.100
Italia – Nazioni a Est (Montenegro e Grecia)	1.100	2.050	1.100
Centro Nord – Nord	3.100	6.600	3.350
Nord – Centro Nord	4.300	7.400	4.550
Centro Sud – Centro Nord	2.800	5.400	3.500
Centro Nord – Centro Sud	2.900	5.500	3.600
Sud – Centro Sud	5.200	7.250	5.200
Centro Sud – Sud	2.400	N.A.	2.400
Nord – Centro Sud	0	1.050	0
Centro Sud – Nord	0	1.050	0
Nord – Sud	0	2.100	0
Sud – Nord	0	2.100	0
Sardegna – Centro Sud	900	1.050	900
Centro Sud – Sardegna	720	870	720
Sardegna – Sicilia	0	1.000	0
Sicilia – Sardegna	0	1.000	0
Sicilia – Centro Sud	0	1.100	0
Centro Sud – Sicilia	0	1.100	0
Sicilia – Calabria	1.300	2.750	1.475
Calabria – Sicilia	1.550	3.000	1.650
Calabria – Sud	2.350	3.400	2.550
Sud – Calabria	1.100	2.150	1.300

Fonte: ARERA, delibera 29 luglio 2025, n. 366/2025/R/eel, ed elaborazioni su dati Terna.

Nella tavola 2.13 sono indicati i livelli di partenza della capacità di trasporto, i livelli obiettivo definiti dalla regolazione dall'Autorità e la capacità di trasporto al 31 dicembre 2025, per aggregato di confini e sezioni più rilevanti.

In quanto *Transmission System Operator* italiano, Terna è responsabile della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete elettrica nazionale ed è tenuta a sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi. Relativamente ai progetti di sviluppo dell'interconnessione con l'estero, Terna deve definirne le linee tenendo conto della necessità di potenziamento delle reti nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio, oltre che degli eventuali progetti realizzati da soggetti privati.

A ottobre 2024[18] l'Autorità – di concerto con l'autorità di regolazione francese – ha approvato la ripartizione dei costi di investimento del collegamento ad altissima tensione in corrente continua (HVDC) SA.CO.I.3, che consiste nel rinnovo e ammodernamento dell'attuale collegamento (denominato SA.CO.I.2) tra la Sardegna, la Corsica e la Toscana, che consentirà di utilizzare una capacità di trasporto complessiva fino a 400 MW. Quest'opera ha ricevuto anche un contributo di 200 milioni di euro nell'ambito del PNRR, nel capitolo RepowerEU. Il collegamento originale tra la Sardegna e la Toscana entrò in servizio alla fine degli anni '60, e fu il primo collegamento ad alta tensione a 200 kV in corrente continua al mondo. Il rinnovo dell'opera, inserita già dal 2017 nella terza lista dei Progetti di Interesse Comune della Commissione europea, prevede la realizzazione di due stazioni di conversione adiacenti alle esistenti, la posa di cavi sottomarini e interrati (circa 140 km) dagli approdi alle stazioni elettriche utilizzando, dove possibile, l'infrastruttura esistente. L'entrata in servizio del SA.CO.I.3 è prevista per il 2029. I cantieri terrestri per la realizzazione dei punti di approdo dei cavi marini tra Sardegna e Corsica sono partiti nel febbraio 2025; inoltre a settembre EDF, il gestore della rete elettrica in Corsica, ha avviato i lavori di costruzione della nuova stazione di conversione a Lucciana.

Per quanto riguarda i progetti di sviluppo interni, invece, nel 2024 è proseguita la realizzazione del Tyrrhenian Link, il collegamento tra Sardegna, Sicilia e Campania tramite due linee elettriche sottomarine in corrente continua di circa 970 km di lunghezza e 1.000 MW di potenza, per il quale, nel settembre 2023, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha rilasciato l'autorizzazione[19] del secondo tratto. L'intero progetto è stato suddiviso in Tratta Est (Campania – Sicilia, autorizzata dal Ministero nel settembre 2022[20]) e Tratta Ovest (Sicilia – Sardegna). Essendo composta di due tratte, l'opera prevede date di entrata in esercizio progressive, il cui completamento è atteso entro il 2028. Nel febbraio 2025 è stata avviata a Fiumetorto, nel Comune di Termini Imerese (PA), la prima fase della posa del cavo sottomarino del ramo Est, che poi è stata completata a maggio e a settembre è stata avviata anche la posa del primo tratto del ramo Ovest che si è conclusa a dicembre. A inizio 2026, terminate le opere marine, Terna ha completato la posa del ramo Est e quella del primo cavo sottomarino del ramo Ovest. Sempre per la Tratta Ovest, sono attualmente in corso in Sardegna le attività per la costruzione della nuova stazione di conversione di Selargius (Cagliari).

Ancora nell'ambito dei progetti interni, è da menzionare l'Adriatic Link, il nuovo collegamento da 1.000 MW che unirà via mare le Marche e l'Abruzzo che servirà a incrementare lo scambio di energia nella parte centrale dell'Italia. Il progetto rientra nel Piano di Sviluppo della RTN ed è stato inserito tra gli interventi previsti dal PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), che punta alla decarbonizzazione del sistema energetico entro il 2030. A inizio 2024 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha rilasciato a Terna l'autorizzazione[21] alla costruzione e all'esercizio del collegamento e per le opere connesse nei Comuni di Cepagatti, Spoltore, Cappelle sul Tavo, Montesilvano e Città di Sant'Angelo, in provincia di Pescara e nel Comune di Fano, in provincia di Pesaro e Urbino. Nel corso del 2025 è iniziata la cantierizzazione dei lavori, inoltre nel mese di luglio, la Banca Europea per gli Investimenti (BEI), Terna, Intesa Sanpaolo e SACE hanno firmato accordi per un totale di 1,5 miliardi di euro per sostenere lo sviluppo e la realizzazione dell'Adriatic Link, la cui entrata in esercizio è prevista nel 2029.

18 Con la delibera 17 ottobre 2024, n. 416/2024/R/eel.
19 Decreto direttoriale n. 239/EL-526/389/2023 del 5 settembre 2023.
20 Decreto direttoriale n. 239/EL486/368/2022 del 19 settembre 2022.
21 Decreto direttoriale n. 239/EL-538/398/2024 del 31 gennaio 2024.

Più in generale, nel corso del 2025, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha adottato oltre 50 decreti tramite i quali ha autorizzato la costruzione e l'esercizio o l'ammodernamento di nuove linee e/o di stazioni elettriche, oppure ha prorogato le autorizzazioni per la costruzione di impianti concesse in precedenza.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2025 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 110 distributori elettrici; tutti hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità.

Rispetto al 31 dicembre 2024, si contano quattro distributori in meno principalmente per via di operazioni societarie che sono avvenute nel corso dell'anno. Infatti, nel 2025 sono usciti dal settore cinque operatori e al contempo ne è entrato uno.

A partire dal 1° gennaio 2025, Sachsenklemme KG di Ganterer Roland & Co. ha ceduto a Edyna l'unità aziendale comprendente le attività e i rapporti giuridici relativi ai servizi di distribuzione e misurazione dell'energia elettrica. In aprile e-distribuzione ha acquisito l'attività dal Comune di Exilles. L'Impresa Produzione Energia Elettrica Pesenti ha cessato l'attività in giugno. Dal 1° luglio Unareti ha incorporato due società del gruppo A2A, cioè le imprese Camuna Energia e LD Reti, che quindi si sono estinte.

Il 31 dicembre il Comune di Santo Stefano di Sessanio ha ceduto l'attività ad ASPM Soresina Servizi, ma questa cessione è operativa dal 2026 e quindi non incide sul numero di soggetti che hanno operato per il 2025.

Alla fine del 2024 nell'ambito del gruppo Enel è stata creata la società Duereti, veicolo societario cui e-distribuzione ha conferito una parte delle attività che svolgeva in Lombardia, cioè circa 12.000 km di rete e 800 mila punti di prelievo serviti in circa 130 comuni nelle province di Milano e Brescia. Ciò con lo scopo di razionalizzare la gestione delle reti di distribuzione che interoperano in Lombardia, cedendo al gruppo A2A gli *asset* di rete e i clienti di Duereti. e-distribuzione ha mantenuto una partecipazione del 10% in Duereti, funzionale alla fase di avvio della società; su questa quota è stato stipulato un patto parasociale che include un meccanismo di opzioni di acquisto e di vendita esercitabili a partire dal primo anniversario dalla conclusione dell'operazione. La società Duereti è divenuta operativa dal 1° gennaio 2025, data dalla quale il 90% del capitale sociale è stato acquisito dalla capogruppo A2A.

Nell'ambito delle operazioni societarie avvenute in corso d'anno occorre anche segnalare la cessione parziale dell'attività da Edyna all'Azienda Elettrica Dobbiaco; più in dettaglio Edyna ha ceduto l'attività di distribuzione e di misura nonché i relativi impianti di sua proprietà siti nei comuni di Dobbiaco e di Villabassa.

Nel 2025 sono stati complessivamente erogati 251,3 TWh, 1,3 in meno rispetto al 2024. Il leggero decremento dello 0,5% è stato accompagnato da un aumento, altrettanto modesto, dei punti di prelievo (+0,3%), cresciuti di circa 120.000 unità (Tav. 2.14). Come vedremo più avanti, l'aumento complessivo dei punti serviti è dovuto esclusivamente all'utenza domestica.

TAV. 2.14 *Attività dei distributori elettrici dal 2020*

DISTRIBUTORI[A] PER NUMERO DI CLIENTI SERVITI	2020	2021	2022	2023	2024	2025
NUMERO	126	123	122	118	114	110
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	5
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	1	2	2	2
Tra 20.000 e 50.000	9	9	9	8	7	6
Tra 5.000 e 20.000	19	19	19	18	18	18
Tra 1.000 e 5.000	38	37	38	35	33	31
Fino a 1.000	48	46	45	45	44	42
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	248.550	263.651	257.236	249.939	252.589	251.302
Oltre 500.000	233.818	248.390	242.084	235.073	237.658	236.757
Tra 100.000 e 500.000	9.874	10.131	11.252	11.136	11.119	11.151
Tra 50.000 e 100.000	1.359	1.495	314	739	852	850
Tra 20.000 e 50.000	1.734	1.809	1.756	1.397	1.379	961
Tra 5.000 e 20.000	1.132	1.181	1.167	982	999	1.000
Tra 1.000 e 5.000	504	515	543	494	479	476
Fino a 1.000	129	130	120	118	103	107
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migl.)	36.830	36.933	37.066	37.197	37.371	37.492
Oltre 500.000	34.841	34.937	35.065	35.175	35.341	35.516
Tra 100.000 e 500.000	1.290	1.296	1.376	1.392	1.392	1.397
Tra 50.000 e 100.000	137	138	63	120	150	151
Tra 20.000 e 50.000	267	267	267	245	222	163
Tra 5.000 e 20.000	181	183	183	164	167	166
Tra 1.000 e 5.000	91	91	91	85	80	78
Fino a 1.000	22	22	21	20	19	21

(A) I valori si riferiscono agli operatori che hanno risposto alle varie edizioni dell'Indagine annuale.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I primi 11 distributori, cioè quelli con più di 100.000 utenti, servono il 98,5% dei punti totali ed erogano una quota analoga (98,6%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. I restanti 99 operatori della distribuzione erogano solo l'1,4% di tutta l'energia prelevata dalle reti di distribuzione. Il volume medio distribuito per operatore si è attestato a 2.285 GWh, in aumento (2,2%) rispetto ai 2.235 GWh dell'anno precedente. Per effetto della riduzione del numero di operatori e dell'incremento degli utenti, il numero medio di utenti serviti da ciascun operatore è cresciuto da circa 331.000 a 341.000 unità (+3,1%).

Il numero dei distributori con più di 100.000 utenti, storicamente pari a 10, nel 2025 è cresciuto di una unità, per l'ingresso nella classe dei distributori più grandi (cioè quelli con più di 500.000 utenti) della nuova società Duereti. I restanti operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono: e-distribuzione (gruppo Enel), Unareti (gruppo A2A), Areti (gruppo Acea) e Ireti (gruppo Iren). Tutti gli operatori hanno cambiato nome nel 2016 per adempiere alle disposizioni sull'*unbundling* funzionale, che ha obbligato le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato, impegnato anche in attività di commercializzazione, a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione. A parte e-distribuzione, la cui dimensione è largamente superiore alle altre, le altre 3 società servono in media 1,1 milioni di utenti e distribuiscono il 12% circa di tutta l'energia elettrica.

TAV. 2.15 *Composizione societaria dei distributori*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2024	2025
Persone fisiche	45,4%	45,6%
Enti pubblici	28,3%	28,6%
Società diverse	12,5%	13,0%
Imprese energetiche nazionali	8,5%	7,3%
Imprese energetiche locali	5,2%	5,3%
Istituti finanziari nazionali e altri	0,2%	0,2%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le grandi imprese di distribuzione (da 100.000 a 500.000 utenti) sono rimaste invece le stesse, vale a dire Edyna (nata dalla fusione delle due società di distribuzione dell'energia elettrica altoatesine Aew Reti e Selnet), Set Distribuzione (società trentina del gruppo Dolomiti Energia), Inrete Distribuzione Energia, la società costituita da Hera per gestire l'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che opera principalmente in Emilia-Romagna, V-Reti (ex Megareti del gruppo veneto Agsm Aim), Deval (che opera in Valle d'Aosta e fa parte del gruppo CVA) e AcegasApsAmga (che opera nel Nordest e fa parte del gruppo Hera). In media queste sei società servono poco più di 230.000 utenti e distribuiscono il 4,4% di tutta l'elettricità italiana.

I dati relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.15), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostrano come negli ultimi anni le cessioni della distribuzione da parte dei comuni abbiano fatto scendere l'incidenza degli enti pubblici al di sotto del 30%. In prima posizione restano le persone fisiche alle quali appartiene il 45,6% delle quote delle imprese di distribuzione. Quote significative sono possedute anche da società diverse (13%) e dalle imprese energetiche nazionali (7,3%). La quota relativa alle imprese energetiche locali è del 5,3%.

Circa la natura giuridica dei distributori elettrici si osserva che le società che svolgono questa attività sono organizzate prevalentemente in forma di società per azioni (27%) o in varie forme cooperative (27%), che costituiscono le modalità predominanti, insieme con le società a responsabilità limitata (21%); gli enti pubblici rappresentano il 17% dei distributori; il restante 7% si divide tra altre forme.

TAV. 2.16 *Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2025 (km)*

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI(A)
Piemonte	66.152	30.419	37	5
Valle d'Aosta	2.994	1.649	57	2
Lombardia	89.333	44.807	25	10
Trentino-Alto Adige	20.274	9.341	178	55
Veneto	64.224	29.012	45	2
Friuli-Venezia Giulia	16.052	8.689	4	5
Liguria	22.319	7.325	0	2
Emilia-Romagna	70.674	34.505	41	3
Toscana	60.891	27.898	0	2
Umbria	20.590	9.224	0	2
Marche	29.868	12.227	0	5
Lazio	71.340	31.164	481	6
Abruzzo	27.116	10.746	0	7
Molise	8.310	3.846	0	1
Campania	64.302	27.437	0	4
Puglia	65.916	34.026	4	3
Basilicata	15.657	10.601	1	1
Calabria	45.824	19.402	0	1
Sicilia	83.193	38.164	4	10
Sardegna	39.027	19.109	0	3
ITALIA	884.053	409.590	878	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2025 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è diminuita di circa 3.300 km, di cui circa 520 in bassa tensione e circa 2.800 in media tensione; le reti in alta o altissima tensione sono diminuite di 20 km. Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.294.500 km di reti, la maggior parte delle quali (68,3%) è in bassa tensione (Tav. 2.16).

Tradizionalmente il numero dei distributori che operano in Trentino-Alto Adige è molto più elevato che nelle altre regioni: 55 imprese che gestiscono il 2,3% dell'estensione della rete di distribuzione nazionale. Le altre regioni con un elevato numero di distributori, seppure ben distante da quello del Trentino-Alto Adige, sono Lombardia (10 distributori), Sicilia (10 distributori) e Piemonte (5 soggetti).

L'ordinamento per quantità di energia erogata delle maggiori società di distribuzione, cioè quelle con più di 50.000 utenti (Tav. 2.17) vede, come sempre, e-distribuzione (gruppo Enel) quale operatore principale, con l'81,7% dei volumi complessivamente distribuiti e l'82,9% degli utenti serviti. Seguono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,3% dei volumi e il 3,3% dei punti, Areti (gruppo Acea), con il 3,7% dei volumi e il 4,5% dei punti, Duereti (gruppo A2A) con il 3,1% dei volumi e il 2,2% dei punti, Ireti (gruppo Iren) con l'1,3% dei volumi e il'1,9% dei punti, V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1,1% dei volumi e lo 0,7% dei punti ed Edyna con l'1% dei volumi e lo 0,6% dei punti. Tutti gli altri distributori detengono una quota dell'elettricità distribuita inferiore all'1%. Tutti insieme, i restanti 97 distributori detengono una quota dell'1% dei volumi distribuiti e dell'1,1% dei punti di prelievo.

TAV. 2.17 *Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2025 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
e-distribuzione	48.759	25.242	156.676	5.851	205.435	31.093
Unareti	1.837	1.018	9.023	209	10.859	1.227
Areti	2.718	1 376	6 495	307	9 213	1 682
Duereti	1.344	675	6.525	132	7.869	807
Ireti	892	573	2.489	134	3.381	706
V-Reti	377	192	2.454	55	2.831	247
Edyna	346	180	2.154	62	2.499	242
Set Distribuzione	412	280	1.809	67	2.221	347
Inrete Distribuzione Energia	393	205	1.612	61	2.004	266
Deval	141	105	707	26	849	131
AcegasApsAmga	218	133	529	32	747	165
Distribuzione Elettrica Adriatica	115	68	419	17	535	85
ASM Terni	94	53	221	13	315	66
Altri operatori	605	331	1.939	97	2.544	428
TOTALE	**58.250**	**30.430**	**193.053**	**7.062**	**251.302**	**37.492**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel dettaglio, distinguendo tra l'utenza domestica e quella non domestica, le quote in termini di volumi distribuiti dell'impresa maggiore, e-distribuzione, sono rispettivamente dell'83,7% e dell'81,2%. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,7%), Unareti (3,2%), Duereti (2,3%) e Ireti (1,5%); nel settore non domestico, in ordine, si trovano Unareti (4,7%), Areti e Duereti (entrambe al 3,2%), Ireti e V-Reti (entrambe all'1,3%) ed Edyna (1,1%).

L'81,2% dei punti di prelievo allacciati alle reti di distribuzione è domestico, mentre il rimanente 18,8% è costituito da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considerano i prelievi di energia che per il 23,2% sono effettuati da punti domestici e per il restante 76,8% da utenti non domestici. I distributori per i quali l'incidenza dei prelievi non domestici è più elevata sono, come lo scorso anno, V-Reti ed Edyna (poco più dell'86%), Deval (83,3%), Unareti (83,1%) e Duereti (82,9%). All'opposto, presentano una quota di volumi prelevata dagli utenti domestici superiore alla media: Asm Terni (29,7%) e Areti (29,5%), AcegasApsAmga (29,2%), Ireti (26%) ed e-distribuzione (23,7%).

La distribuzione territoriale dei volumi distribuiti e dei punti di prelievo allacciati per settore di consumo (Tav. 2.18) resta relativamente stabile nel tempo.

TAV. 2.18 *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2025 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.925	2.354	14.552	544	18.478	2.897
Valle d'Aosta	151	110	727	27	878	137
Lombardia	9.731	5.039	47.919	1.067	57.650	6.106
Trentino-Alto Adige	961	573	4.904	166	5.864	740
Veneto	5.009	2.399	21.175	583	26.184	2.981
Friuli-Venezia Giulia	1.129	660	7.182	149	8.311	809
Liguria	1.454	1.051	4.134	247	5.588	1.298
Emilia-Romagna	4.493	2.319	17.614	601	22.107	2.920
Toscana	3.698	1.940	11.670	518	15.368	2.458
Umbria	824	433	3.687	113	4.511	546
Marche	1.343	757	4.659	202	6.003	960
Lazio	5.619	2.879	13.486	629	19.105	3.508
Abruzzo	1.155	736	4.123	159	5.278	894
Molise	248	172	985	37	1.232	209
Campania	5.083	2.349	10.921	539	16.004	2.888
Puglia	3.839	1.976	8.057	487	11.896	2.462
Basilicata	436	282	1.811	69	2.247	351
Calabria	1.857	1.039	2.977	210	4.834	1.249
Sicilia	5.227	2.455	8.629	523	13.857	2.979
Sardegna	2.067	908	3.840	192	5.908	1.100
ITALIA	58.250	30.430	193.053	7.062	251.302	37.492

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si consuma complessivamente il 22,9% dell'energia elettrica distribuita in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,3% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10,4% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene prelevato un altro 8,8%, il Lazio (7,6%), il Piemonte (7,4%), la Campania e la Toscana (entrambe con poco più del 6%) e la Sicilia (5,5%). Un quarto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni. I 55 distributori del Trentino-Alto Adige servono 740.000 punti di prelievo (il 2% dei punti nazionali) e distribuiscono poco meno di 5.900 GWh (il 2,3% dell'elettricità nazionale). I dati regionali mostrano che il calo nazionale nei prelievi di elettricità da parte dell'utenza domestica si è manifestato in tutti i territori, seppure con intensità differente: Friuli-Venezia Giulia, Basilicata e Marche, sono le regioni con le variazioni più negative (da -9% a -11%); al contrario Lombardia, Piemonte e Lazio evidenziano le riduzioni più contenute (da -1% a -3%); la Valle d'Aosta è l'unica regione che registra un lieve incremento (1%). Nell'ambito dell'utenza non domestica, si osserva una maggiore variabilità, con alcune regioni nelle quali i prelievi sono rimasti stabili o sono lievemente cresciuti (Lazio e Abruzzo stabili, Trentino-Alto Adige, Campania e Basilicata con un +1%) e altre in cui sono nettamente diminuiti (-16% in Sardegna, -9% in Friuli-Venezia Giulia, -8% in Piemonte e -7% in Umbria.Nel 2025 la distribuzione ha servito 37,5 milioni di utenti: 30,4 milioni di punti domestici e 7,1 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata i volumi dei domestici sono scesi a 58,2 TWh dai precedenti 58,6 TWh, mentre

quelli dei non domestici sono passati da 194 a 193,1 TWh. Entrambi i settori hanno quindi ridimensionato i propri prelievi quasi della stessa entità: -0,6% i domestici e -0,5% quelli non domestici. Il piccolo aumento complessivo degli utenti serviti è invece da attribuire esclusivamente al settore domestico (circa 136.000 punti in più del 2024), mentre nel settore non domestico i punti sono diminuiti si 15.000 unità. A seguito di questi andamenti, nel 2025 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è passato da 1.935 a 1.914 kWh (-1,1%), quello dell'utenza non domestica si è ridotto dello 0,3%, portandosi a 27.337 kWh.

TAV. 2.19 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2025 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	59	96	612
Da 1,5 a 3 kW	36.881	19.997	1.844
Da 3 a 4,5 kW	5.993	2.035	2.946
Da 4,5 a 6 kW	5.795	1.610	3.598
Da 6 a 10 kW	967	159	6.088
Da 10 a 15 kW	368	39	9.392
Oltre 15 kW	317	19	16.927
TOTALE RESIDENTI	50.379	23.954	2.103
NON RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	56	254	221
Da 1,5 a 3 kW	4.511	5.030	897
Da 3 a 4,5 kW\	938	511	1.834
Da 4,5 a 6 kW	1.387	556	2.493
Da 6 a 10 kW	390	78	5.003
Da 10 a 15 kW	222	26	8.408
Oltre 15 kW	367	20	18.201
TOTALE NON RESIDENTI	7.871	6.476	1.215
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.250	30.430	1.914

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

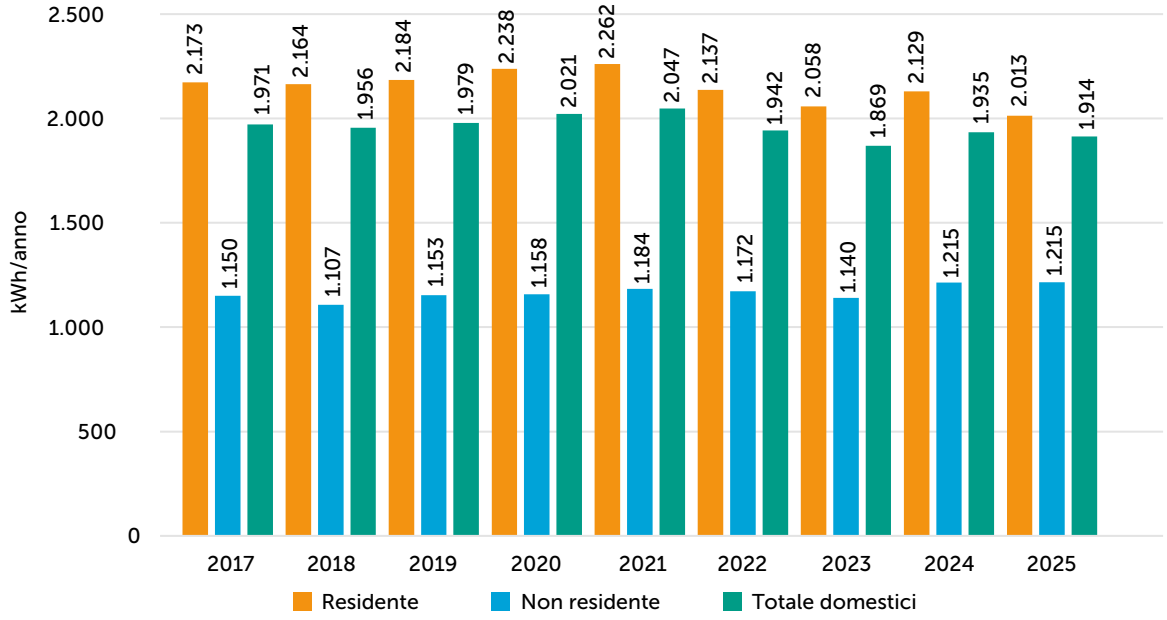
La maggioranza dei clienti domestici (78,7%) è residente e consuma l'86,5% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie (Tav. 2.19). I clienti non residenti sono il 21,3% e la quota dei loro prelievi è pari al 13,5% del totale. La maggior parte dei punti di prelievo con uso domestico ha un contratto con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: essa rappresenta l'83,4% di tutti gli utenti domestici (di cui il 65,7% è residente e il 16,5% è non residente). I volumi di elettricità prelevati da tali clienti rappresentano il 71,3% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 63,4% e i non residenti per il 7,8%).

Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie e in lieve aumento rispetto al 2024 è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per l'8,4% (il 6,3% nel 2024) dei punti di prelievo e per l'11,9% (il 9,8% nel 2024) dei consumi complessivi. La potenza compresa tra 4,5 e 6 kW, necessaria soprattutto alla sempre maggiore elettrificazione delle

abitazioni (nelle quali siano presenti impianti di condizionamento, o impianti di riscaldamento a pompa di calore e/o altre tecnologie moderne come i piani di cottura a induzione), riguarda il 7,1% (4,8% nel 2024) degli utenti e assorbe il 12,3% (9,1% nel 2024) di tutta l'energia distribuita al settore domestico.

Il prelievo medio delle famiglie italiane che, come già notato, è complessivamente risultato pari a 1.914 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.103 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.215 kWh, entrambi comunque abbastanza stabili rispetto al 2024 (Fig. 2.7).

FIG. 2.7 *Consumi medi degli utenti domestici della distribuzione dal 2017*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (254.000 punti di prelievo) è quasi tripla rispetto a quella dei residenti (96.000 punti). I prelievi, invece, risultano più elevati per le abitazioni di residenza (59 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (56 GWh). In questa classe ricade con molta probabilità gran parte delle cosiddette "seconde case", per le quali è sufficiente un basso livello di potenza e i consumi sono piuttosto ridotti; questo spiega la notevole differenza in questa classe tra i consumi medi dei residenti, pari a 612 kWh, e quelli dei non residenti, pari a 221 kWh.

La superiorità dei consumi medi dei residenti rispetto a quelli dei non residenti si osserva per tutte le classi di potenza, con l'eccezione dell'ultima. Infatti, nella classe di potenza 1,5-3 kW i 1.844 kWh dei clienti residenti si confrontano con gli 897 kWh dei non residenti. Nella classe 3-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 2.946 kWh, mentre quello dei non residenti è 1.834 kWh. Ancora, nella classe di potenza da 4,5 a 6 kW, abbastanza rilevante in termini di numerosità degli utenti, il consumo medio dei residenti risulta di 3.598 kWh a fronte dei 2.493 kWh dei non residenti. Nell'ultima classe di potenza, che accoglie i punti con potenza superiore a 15 kW, il consumo medio dei non residenti supera di 1.300 kWh quello dei residenti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.20), le proporzioni tra i livelli di tensione sono abbastanza stabili nel tempo: il 47% dei volumi distribuiti nel 2025 ha interessato la clientela allacciata in media tensione, il 18% quella allacciata in alta e altissima tensione e il restante 36% quella in bassa tensione. Quest'ultima tipologia, pur assorbendo solo poco più di un terzo dei volumi, riguarda ben il 98,5% dei punti di prelievo.

TAV. 2.20 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2025 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh, consumo medio in kWh)*

LIVELLO DI TENSIONE E TIPO DI UTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	PUNTI DI IMMISSIONE
Bassa tensione	68.627	6.955.936	9.866	13.125
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	3	4.229	0
Punti di emergenza	1	1	1.462.633	0
Illuminazione pubblica	3.129	290.078	10.788	3
Altri usi	65.496	6.665.854	9.826	13.122
Media tensione	90.012	105.035	856.968	8.337
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	132	40	3.312.164	0
Punti di emergenza	236	869	271.525	0
Illuminazione pubblica	402	363	1.106.142	0
Altri usi	89.242	103.763	860.053	8.337
Alta e altissima tensione	34.414	1.030	33.411.869	812
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	5.109	344	14.852.925	0
Punti di emergenza	49	19	2.572.939	0
Altri usi	29.256	667	43.861.968	812
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	**193.053**	**7.062.001**	**27.337**	**22.274**

(A) Numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre con misuratore elettronico programmato orario. Include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).
(B) Si tratta dei punti di connessione dei produttori che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari ("produttori puri").
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I volumi prelevati dal segmento della bassa tensione sono diminuiti di mezzo punto percentuale rispetto al 2024, mentre gli utenti sono diminuiti di quasi 17.400 punti; per questo motivo, il consumo medio in questo segmento è sceso da 9.889 a 9.866 kWh. I prelievi della media tensione sono rimasti stabili e i punti sono cresciuti del 2,5%. I consumi dell'alta e altissima tensione sono scesi dell'1,6% e i punti sono aumentati dell'1,1%.

Nel 2025 il 78,8% dei punti allacciati in alta o altissima tensione è in realtà un "produttore puro", nel senso che preleva energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari. Tale percentuale si riduce al 7,9% nel caso delle utenze in media tensione e sostanzialmente si annulla (0,2%) nei punti in bassa tensione. La quota dei punti di immissione allacciati in alta o altissima tensione è aumentata rispetto al 75,6% del 2024.

Il dettaglio dei clienti non domestici "Altri usi", allacciati in bassa tensione e suddivisi per livello di potenza (Tav. 2.21) mostra che il 44,8% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 4,8%. Tra le classi di potenza superiori a 3 kW, quella più rilevante in termini di punti serviti (17,5%) è quella che va da 4,5 a 6 kW; la classe di potenza più rilevante in termini di prelievi, invece, è quella oltre i 50 kW, che da sola assorbe il 27% dell'energia, nonostante comprenda solo l'1,7% degli utenti. Tuttavia, le classi di potenza più importanti per que-

sto segmento della distribuzione sono quelle da che vanno da 6 a 30 kW: considerate insieme rappresentano il 28,2% dei punti e il 45,5% dei prelievi.

TAV. 2.21 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2025 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Fino a 1,5kW	748	1.292.424	579
Da 1,5 kW a 3 kW	2.407	1.693.084	1.422
Da 3 kW a 4,5 kW	1.309	392.692	3.334
Da 4,5 kW a 6 kW	4.566	1.164.553	3.921
Da 6 kW a 10 kW	7.437	875.203	8.497
Da 10 kW a 15 kW	8.704	573.374	15.181
Da 15 kW a 30 kW	13.654	432.132	31.597
Da 30 kW a 42 kW	5.705	87.398	65.272
Da 42 kW a 50 kW	3.300	41.252	79.996
Oltre 50 kW	17.665	113.742	155.311
TOTALE ALTRI USI IN BT	65.496	6.665.854	9.826

(A) Numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre con misuratore elettronico programmato orario. Esso include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Sistemi di *smart metering* 2G

Le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo (che rappresentano il 98,37% degli utenti BT italiani in base alle informazioni reperibili dalla raccolta dati sulla continuità del servizio elettrico per il 2024) hanno avviato in momenti differenti (dal 2017 al 2022) la messa in servizio dei sistemi e dei misuratori dell'energia elettrica di seconda generazione (2G) e comunicano all'Autorità, entro il 31 ottobre di ogni anno, i dati sullo stato di avanzamento. Sulla base di tali informazioni l'Autorità pubblica un calendario con l'installazione prevista di misuratori 2G (sia di prima messa in servizio, sia in sostituzione di misuratori 2G già installati) per le varie imprese, così come previsto dall'art. 9, comma 4, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210.

I dati presenti nelle tavole che seguono sono aggiornati al 31 dicembre 2024, pertanto in esse non compare l'impresa distributrice Duereti, cui è stato conferito dal 1° gennaio 2025 il ramo d'azienda di e-distribuzione inclusivo della rete di distribuzione di energia elettrica della cinta Est-Sud-Ovest di Milano e della Val Trompia (in provincia di Brescia).

La tavola 2.22 riporta il totale previsto di misuratori 2G da installare (comprensivo di misuratori 2G da installare in sostituzione di misuratori di prima generazione o elettromeccanici, in corrispondenza di nuovi punti e in sostituzione di misuratori 2G già installati) e il totale di misuratori 2G effettivamente installati al 31 dicembre degli anni dal 2022 al 2024.

Il numero delle installazioni 2G complessive al 31 dicembre 2024 (per tutte le imprese) è pari a poco meno del 97% del dato previsionale. I principali motivi di questo scostamento sono:

- il blocco delle installazioni di misuratori 2G durante il periodo marzo – maggio 2020 di primo *lockdown* causato dalla pandemia di Covid-19;
- il rallentamento delle installazioni, principalmente nel corso del 2022, per effetto di limitazioni sulle forniture di alcuni componenti degli *smart meter* e, di riflesso, della indisponibilità degli *smart meter* (c.d. crisi dei *chip*);
- con effetto opposto, l'accelerazione delle installazioni effettuata dalle imprese distributrici in momenti diversi dai precedenti, anche al fine di riavvicinarsi alle proprie previsioni di installazione.

TAV. 2.22 *Numero totale (previsto ed effettivo) di misuratori 2G da installare per le imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo nel 2022, 2023 e 2024*

DISTRIBUTORE	2022		2023		2024	
	PREVISTO	EFFETTIVO	PREVISTO	EFFETTIVO	PREVISTO	EFFETTIVO
AcegasApsAmga	27.919	8.536	76.600	56.923	126.071	119.059
Areti	717.063	651.625	1.081.615	980.951	1.446.167	1.425.646
Deval	5.136	5.790	37.569	38.496	110.313	110.813
e-distribuzione	29.327.047	28.477.889	32.694.917	31.885.660	35.609.710	34.433.661
Edyna	120.577	117.574	195.500	195.527	258.590	258.727
Inrete Distribuzione Energia	63.035	20.300	175.656	151.512	245.743	250.781
Ireti	211.966	141.184	404.954	329.996	590.656	506.884
SET Distribuzione	66.248	34.652	204.585	191.423	341.336	354.633
Unareti	571.733	503.517	875.669	802.358	1.166.575	1.080.079
V-reti	96.977	97.674	197.712	200.944	256.592	272.052
TOTALE	31.207.701	30.058.741	35.944.777	34.833.790	40.151.753	38.812.335

Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle imprese distributrici.

La tavola 2.23 riporta le previsioni di installazione dei soli misuratori 2G di prima messa in servizio (comprensive di misuratori 2G da installare in sostituzione di misuratori di prima generazione o elettromeccanici e in corrispondenza di nuovi punti) per il periodo 2017-2031, con distinzione delle fasi massive 2017-2020 di quattro imprese, dettaglio annuale della fase massiva di sostituzione 2021-2025 da parte di tutte le imprese e aggregazione del periodo 2026-2031 delle installazioni residue.

TAV. 2.23 *Previsioni di installazione di misuratori 2G di prima messa in servizio nel periodo 2017-2031 per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo*

DISTRIBUTORE	2017-2019	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2031	TOTALE
AcegasApsAmga			27.890	48.464	48.901	37.632	13.049	175.936
Areti	47.866	316.309	341.127	350.674	345.192	339.865	83.074	1.824.107
Deval			5.001	32.080	71.652	28.867	7.248	144.848
e-distribuzione	18.824.281	5.350.981	4.371.021	3.077.842	2.541.261	507.702	3.277.653	37.950.741
Edyna	15.438	46.609	57.183	73.553	61.271	3.293	20.543	277.890
Inrete			62.877	112.099	68.676	22.660	18.036	284.348
Ireti		37.184	172.413	189.087	180.023	84.727	90.242	753.676
SET Distribuzione			65.945	137.400	134.926	47.661	23.487	409.419
Unareti	120.930	165.002	279.081	297.907	283.118	28.040	69.904	1.243.982
V-reti		28.569	68.213	100.066	57.681	1.648	10.010	266.187
TOTALE	**19.008.515**	**5.944.654**	**5.450.751**	**4.419.172**	**3.792.701**	**1.102.095**	**3.613.246**	**43.331.134**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle imprese distributrici.

La tavola 2.24 riporta i dati relativi ai soli misuratori 2G di prima messa in servizio (per sostituzione massiva o non massiva di misuratori di prima generazione o elettromeccanici e per nuovi punti) effettivamente installati negli anni dal 2022 al 2024.

TAV. 2.24 *Misuratori 2G di prima messa in servizio per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo dal 2022 al 2024*

DISTRIBUTORE	2022	2023	2024
AcegasApsAmga	4.303	47.934	61.790
Areti	267.008	322.420	440.685
Deval	2.610	32.480	71.389
e-distribuzione	3.294.327	2.967.550	2.090.645
Edyna	56.001	76.994	62.030
Inrete Distribuzione Energia	8.738	130.229	97.607
Ireti	121.912	187.621	175.399
SET Distribuzione	22.382	156.068	162.150
Unareti	210.579	294.905	272.299
V-Reti	66.126	101.978	69.254
TOTALE	**4.053.986**	**4.318.179**	**3.503.248**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle imprese distributrici.

TAV. 2.25 *Misuratori 2G presenti in rete al 31 dicembre 2024 per imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo*

DISTRIBUTORE	NUMERO DI MISURATORI INSTALLATI
AcegasApsAmga	116.965
Areti	1.408.760
Deval	109.387
e-distribuzione	31.814.499
Edyna	255.098
Inrete Distribuzione Energia	247.044
Ireti	504.464
SET Distribuzione	349.532
Unareti	1.061.538
V-Reti	266.951
TOTALE	**36.134.238**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle imprese distributrici.

Nella tavola 2.25 è riportato l'andamento dei dati cumulati dei misuratori 2G presenti nella rete di distribuzione al 31 dicembre 2024: non tutti i punti di prelievo in cui è presente un misuratore 2G risultano attivi, in quanto possono essere presenti misuratori 2G sia in punti di prelievo disattivati, sia in punti di prelievo in attesa di prima attivazione.

Connessioni

Le connessioni degli utenti alla rete possono essere attive o passive. Le "connessioni attive" sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti[22]. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, invece, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito delle raccolte dati sulla qualità dei servizi.

Nel 2025 Terna ha ricevuto 4.241 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 362,3 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 3.261

22 Le elaborazioni effettuate sono basate sui dati messi a disposizione dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 38 del TICA. In particolare, con riferimento all'anno 2025, sono stati utilizzati i dati forniti da AcegasApsAmga, Areti, Deval, Duereti, e-distribuzione, Edyna, Ireti, SET Distribuzione e Unareti che hanno trasmesso all'Autorità le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*. Sono quindi esclusi i dati non comunicati in tempo utile.

preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 291,3 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 52 giorni lavorativi.

Nell'arco dell'anno dei 3.261 preventivi messi a disposizione ne sono stati accettati 1.429, corrispondenti a una potenza totale di circa 113,9 GW. Solo per cinque di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 294 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD), ma per nessuna di tali richieste Terna ha messo la STMD a disposizione entro il 31 dicembre 2024. Pertanto, entro tale data non risultano essere state realizzate e attivate connessioni relative a richieste ricevute da Terna nell'anno 2025.

Le imprese distributrici hanno invece ricevuto quasi 291.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione[23], corrispondenti a una potenza totale di 37,6 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 256.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 23,7 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 46 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 63 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Quasi 240.000 preventivi, rispetto al totale di quelli messi a disposizione, sono stati accettati nel corso dell'anno, per una potenza totale di circa 10,6 GW.

In relazione alle richieste pervenute nel 2025, sono state realizzate più di 163.000 connessioni entro l'anno, corrispondenti a circa 2,1 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 22 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici[24];
- 67 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi[25],

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 6 giorni lavorativi.

Nel 2025 le uniche imprese distributrici che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione sono state Edyna ed e-distribuzione con 552 richieste, corrispondenti a una potenza totale di 9,7 GW; nello stesso anno sono stati messi a disposizione 258 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di quasi 4,8 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 64 giorni lavorativi.

23 Si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nel 2025 dai distributori con più di 100.000 clienti e che hanno trasmesso all'Autorità le relative informazioni in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*.

24 I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

25 I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

Tra i preventivi messi a disposizione, 74 di essi, corrispondenti a una potenza totale di 1,4 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per tre di essi (circa 32 MW di potenza totale) è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD entro il 31 dicembre 2025.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi alle reti di distribuzione, si rimanda al paragrafo *Qualità commerciale dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica* di questo stesso Capitolo che descrive le connessioni effettuate dai distributori e i tempi di esecuzione delle stesse.

Nel 2025 anche Terna ha realizzato 4 connessioni passive in alta e altissima tensione con un tempo medio di 322 giorni lavorativi.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati elettrici, storicamente ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME raccoglie infine le offerte sul Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, ovvero l'ex Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento al successivo giorno di consegna. La gestione avviene tramite aste: con prodotti relativi a intervalli di tempo minimi orari fino al 1° ottobre 2025 e quartorari a partire da tale data. Le aste sono valorizzate al prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono e fino al giorno antecedente il giorno di consegna. A partire dal 1° gennaio 2025, gli operatori possono sottomettere offerte a blocchi, ovvero offerte che allo stesso prezzo prevedono volumi distribuiti su più periodi non necessariamente consecutivi. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata fra di esse. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*Market Splitting*). A seguito dell'introduzione del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) e del Decreto n. 450/2024, a partire dal 1° gennaio 2025, i volumi venduti e acquistati sui mercati dell'energia vengono valorizzati al prezzo zonale, determinato per ogni intervallo di tempo di mercato minimo[26]. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Nel 2025 non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima di altri Stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento del mercato italiano e sloveno. Alla fine del 2025, pertanto, gli Stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) erano ancora 26[27]. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

26 Fino al 2024 mentre le offerte in vendita venivano valorizzate al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto (riferite ai punti di consumo) erano valorizzate a un prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zonali ponderati per il valore degli acquisti zonali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere.

27 Austria, Belgio, Bulgaria, Cechia, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

Come per l'MGP, anche per il Mercato Infragiornaliero (MI) il contesto regolatorio europeo ha previsto un meccanismo di accoppiamento dei mercati nazionali, il *Single Intra-Day Coupling* (SIDC). Il SIDC è basato sulla negoziazione dell'energia elettrica in modalità di contrattazione continua, nella quale la capacità di interconnessione disponibile tra le diverse zone che lo costituiscono viene allocata implicitamente, contestualmente all'abbinamento di offerte di acquisto e vendita localizzate in zone diverse. A complemento della modalità di contrattazione continua è altresì previsto che la capacità di trasmissione interzonale sia allocata anche attraverso tre aste implicite pan europee (*Intra-Day Auction* – IDA), che a partire da giugno 2024 hanno sostituito le aste implicite regionali complementari (*Complementary Regional Intraday Auction* – CRIDA), laddove queste erano state approvate dalle Autorità nazionali di regolazione. Per l'Italia, a partire dal 21 settembre 2021 il meccanismo è stato implementato attraverso l'introduzione di tre aste implicite regionali (MI-A), che sostituiscono le precedenti sette aste di cui si componeva il MI, e di una sessione in negoziazione continua (MI-XBID) accoppiata a quelle degli altri Paesi europei che hanno aderito al SIDC[28]. La sessione in negoziazione continua, a sua volta, è articolata in tre fasi. Nelle sessioni dell'MI ad asta le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale e il GME agisce come controparte centrale, mentre nelle fasi in negoziazione continua la regola di fissazione del prezzo è il *pay-as-bid*.

In seguito all'integrazione dell'MGP nei progetti di *coupling* europeo, si è resa necessaria la riduzione delle scadenze di pagamento da due mesi a una settimana, affinché il GME potesse far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza, segnalata da numerosi operatori, di poter continuare a negoziare prodotti giornalieri mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri. I prodotti giornalieri attualmente negoziabili sul MPEG sono i prodotti con "differenziale unitario di prezzo", con profili di consegna *baseload* e *peakload*.

Il Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie al bilanciamento in tempo reale e alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali e la costituzione di capacità di riserva. Diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo mercato agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. Questo mercato si svolge in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. La modalità di contrattazione è un'asta discriminatoria: le offerte accettate vengono, cioè, valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*).

Con riferimento al Mercato del bilanciamento in senso stretto, dal 13 gennaio 2021 e fino a fine dicembre 2024, l'Italia ha utilizzato anche la piattaforma europea TERRE per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione (*Replacement reserve*). Sulla piattaforma TERRE, come sulle altre piattaforme previste dal Regolamento (UE) 2195/2017 (c.d. Regolamento *Balancing*), entrato in vigore il 17 dicembre 2018, lo scambio di energia di bilanciamento avviene tramite prodotti standard caratterizzati da specifici tempi di attivazione, secondo un modello multilaterale TSO-TSO con attivazione delle offerte per ordine di merito economico. La piattaforma TERRE è stata dismessa alla fine di marzo 2026.

28 Tutti i Paesi dell'Unione europea (con esclusione di Malta e Cipro) più la Norvegia. La Grecia e la Slovacchia hanno aderito il 29 novembre 2022.

Il 1° giugno 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, meglio conosciuta come PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*), mentre il 5 ottobre 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale, meglio conosciuta come MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*). Terna ha iniziato a utilizzare la piattaforma PICASSO il 19 luglio 2023, mentre non è ancora operativo sulla piattaforma MARI[29].

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE), gestito dal GME, è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. In questo mercato si svolge la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload,* negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), dopo le verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"[30].

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio)[31].

Scambi e prezzi nel Mercato del giorno prima

Nel 2025 la quantità di energia elettrica scambiata nell'MGP nel Sistema Italia è risulta pari a 286,2 TWh (+0,8% rispetto al 2024). Sono aumentati, in particolare, i volumi contrattati in borsa (234,4 TWh; +3,4%) a scapito delle contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (51,8 TWh; -9,4%), quasi interamente riferite a zone nazionali.

Nel 2025 sono diminuiti gli scambi con l'estero, trainati da una riduzione delle importazioni per un totale di 55,2 TWh (-3,8%), pari al 23% (24% nel 2024) delle vendite di borsa e all'1% (3% nel 2024) delle vendite bilaterali; sono risultate in crescita le esportazioni per un totale di 7,4 TWh (+37%), negoziati totalmente in borsa. È diminuita la

29 Facendo seguito alle prescrizioni della delibera 27 febbraio 2024, n. 60/2024/R/eel, la partecipazione operativa di Terna alla piattaforma PICASSO è stata sospesa in data 15 marzo 2024. Il 25 novembre 2025, Terna è tornata ad aderire alla Piattaforma PICASSO. Con la delibera 23 settembre 2025, n. 423/2025/R/eel, sono state approvate le proposte di modifica al Codice di Rete, relative all'avvio della partecipazione alla Piattaforma MARI.

30 Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

31 Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al Rapporto di monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento pubblicato dall'Autorità in data 21 luglio 2020 (delibera 21 luglio 2020, n. 282/2020/E/eel), nonché ai rapporti pubblicati sul sito di Terna.

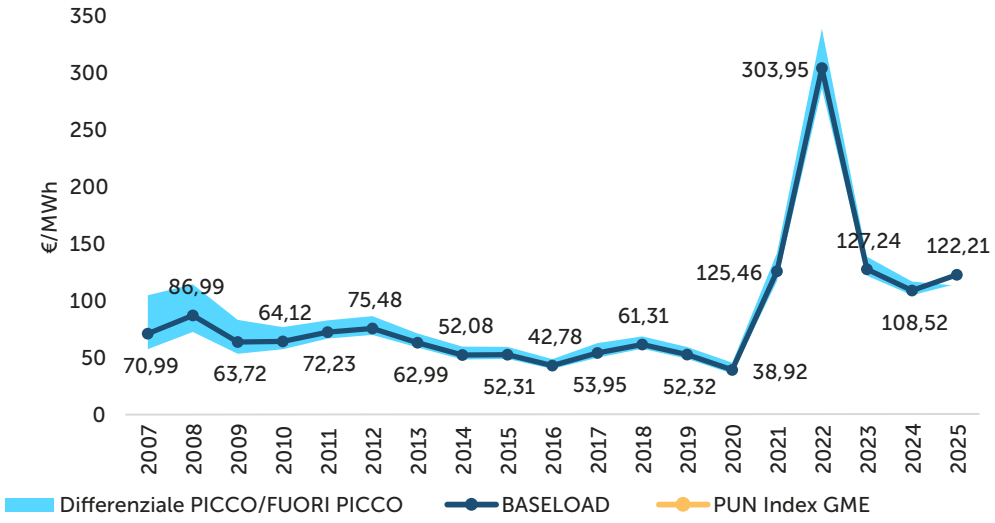
quota di volumi acquistati da Acquirente Unico (6 TWh; -54,7%) mentre sono aumentate le vendite del GSE (33 TWh; +1,5%), che insieme rappresentano il 7% dei volumi scambiati (-1,2 punti percentuali rispetto al 2024).

I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali sono saliti a 231 TWh (+2% rispetto al 2024); essi rappresentano più dell'80% delle vendite sull'intero sistema. A livello zonale è da evidenziare una crescita dei volumi approvvigionati nelle zone Sud (42 TWh; +4,3%), Sardegna (12,4 TWh; +4,5%) e Centro-Sud (29,8 TWh; +9,3%), mentre un calo ha interessato i volumi approvvigionati in Sicilia (12 TWh; -5,9%).

Sono diminuite le vendite da impianti alimentati da fonti rinnovabili (105 TWh; -3,6%) che ammontano al 46% delle vendite totali (-3 punti percentuali sul 2024); in particolare, è diminuita di 3 punti percentuali la quota dell'idroelettrico con l'esclusione dei pompaggi (48 TWh; -12%), mentre ha guadagnato 2,5 punti percentuali la quota di vendite del fotovoltaico (5,8 TWh; +73%). È rimasta, infine, stabile la quota prodotta da impianti eolici (20 TWh; -2%).

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2025 è aumentato del 7% rispetto al 2024, attestandosi a 115,9 €/MWh (Fig. 2.8); tale aumento si è manifestato in tutte e tre le fasce orarie: 122 €/MWh (+5%) nelle ore di picco, 119 €/MWh (+10,5%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 105 €/MWh (+5%) nei giorni festivi.

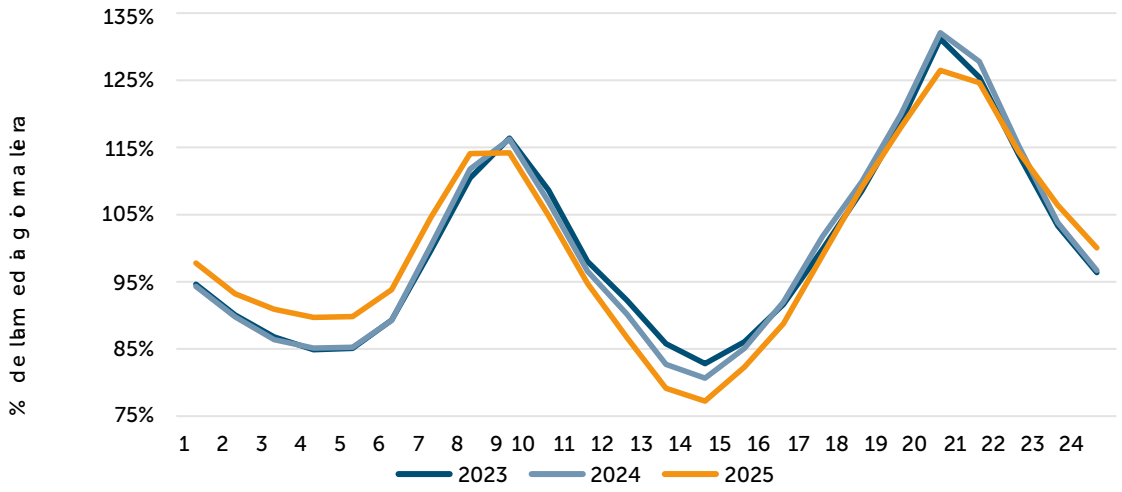
FIG. 2.8 *Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco*



Fonte: GME.

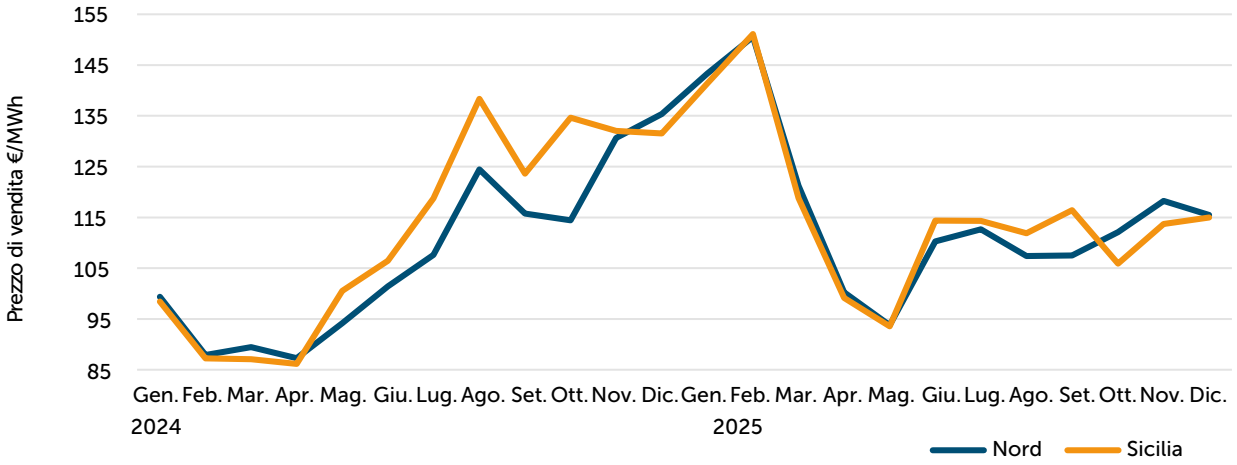
Osservando il profilo orario (Fig. 2.9), nel 2025 è aumentato lo scarto dalla media giornaliera delle ore del mattino "1-8" (95%; +4% rispetto al 2024), mentre è diminuito il differenziale delle ore di picco "9-19" (94%; -3% rispetto al 2024) ed è diminuito, seppur di poco, anche il differenziale delle ore della sera "20-24" (112%; -1% sul 2024).

FIG. 2.9 *Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera*



Fonte: GME.

FIG. 2.10 *Andamento mensile nell'MGP dei prezzi nelle zone Nord e Sicilia*



Fonte: GME.

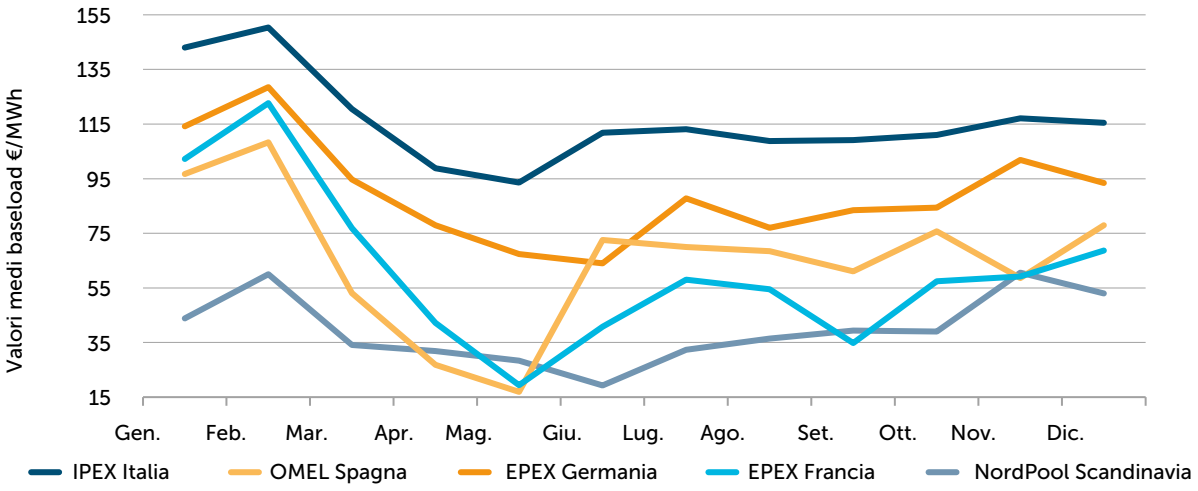
I prezzi zonali si sono caratterizzati per aumenti compresi tra +3% in Sicilia (116,1 €/MWh) e +8% nella zona Nord (115,9 €/MWh) (Fig. 2.10); la Sardegna è rimasta, per il quarto anno consecutivo, la zona con il prezzo medio più basso (112,2 €/MWh; +6%) mentre quella con il prezzo medio più alto è risultata la zona Centro-Nord (116,8 €/MWh; +7%). Il differenziale tra le zone Nord e Sicilia continua a essere negativo, ma si riduce significativamente (-0,2 €/MWh), anche in percentuale rispetto al PUN (-0,2%); aumenta il differenziale tra le zone Nord e Sardegna (+3,7 €/MWh), anche in percentuale rispetto al PUN (+3,2%). Osservando l'andamento mensile dei prezzi medi durante l'anno, si nota un calo significativo in tutte le zone nei mesi di marzo, aprile e maggio (passando dai 146-151 €/MWh di febbraio agli 88-121 €/MWh nei tre mesi successivi), seguito poi da una crescita che ha portato il prezzo a stabilizzarsi intorno ai 115 €/MWh in tutte le zone nel mese di dicembre.

Confronto delle quotazioni nelle borse europee

In media d'anno, nel 2025 le quotazioni nelle borse europee hanno registrato ovunque un aumento rispetto al 2024. Nella maggior parte dei Paesi europei i prezzi dei mercati elettrici sono cresciuti fino a febbraio, per poi registrare notevoli diminuzioni nei mesi primaverili; a partire da giugno in Italia e in Spagna e da luglio negli altri mercati, la tendenza è tornata però a invertirsi e i prezzi hanno parzialmente recuperato i livelli del primo trimestre dell'anno (Fig. 2.11). I significativi cali di prezzo messi a segno nella prima parte dell'anno sono stati sicuramente favoriti da incrementi nella generazione rinnovabile, specialmente quella fotovoltaica, mentre a partire dall'estate le tensioni sui prezzi dell'elettricità sono state alimentate da quelle dei mercati petroliferi, dagli incrementi nei prezzi del gas e da quelli dei diritti di emissione di CO_2. L'aumento osservato in media d'anno vede il mercato tedesco al primo posto con un +13,8%, seguito da quello scandinavo che ha registrato un +10,1%. L'incremento delle quotazioni del mercato italiano e di quello francese si colloca a un livello intermedio, rispettivamente pari a +6,8% e +65,3%, mentre la borsa spagnola ha contenuto i rincari al 3,6%.

Nonostante questi aumenti, i prezzi medi del 2025 sono risultati i più bassi raggiunti dal 2021, l'anno in cui è cominciata la crisi energetica. La quotazione media del 2025 è risultata infatti pari a circa il 60% di quella osservata nel 2021 per i mercati francese, spagnolo e scandinavo, mentre è pari al 92% nel caso delle borse italiana e tedesca.

FIG. 2.11 *Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2025*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GME.

Inoltre, il manifestarsi di aumenti generalizzati, sebbene come si è appena visto in misura non uniforme tra i mercati, non ha contribuito ad attenuare le storiche disuguaglianze nei prezzi connesse alle caratteristiche dei parchi di produzione nazionali: in media d'anno, infatti, i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in un intervallo compreso tra 39,7 €/MWh, il prezzo minimo registrato nel Nord Pool, e 115,9 €/MWh, cioè il prezzo massimo registrato nella borsa italiana. Il prezzo italiano, rimasto quindi piuttosto distante dai prezzi che si sono affermati nelle borse di Francia e Spagna (rispettivamente pari a 61,1 e 65,3 €/MWh), perché è fortemente dipendente dalla generazione a gas e per questo tende a subire in misura maggiore le oscillazioni che si producono sui mercati

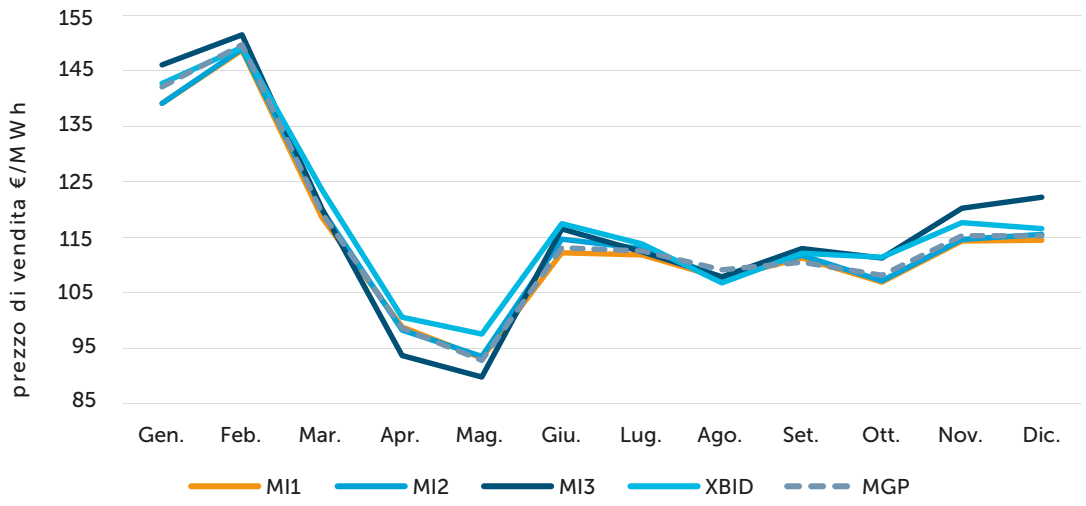
internazionali di questa fonte. La Germania, che condivide con l'Italia un ampio uso del gas, ha evidenziato un prezzo medio più elevato, pari a 89,3 €/MWh, ma comunque inferiore a quello italiano.

Con l'eccezione del Nord Pool dove il prezzo massimo si è manifestato in novembre (60,58 €/MWh), nel corso dell'anno i punti di massimo sono stati raggiunti ovunque nel mese di febbraio, quando le quotazioni hanno toccato 150 €/MWh in Italia, 128,5 €/MWh in Germania, 122,7 €/MWh Francia e 108,3 €/MWh in Spagna. Nonostante i recuperi degli ultimi mesi, l'anno si è poi chiuso con valori decisamente inferiori: a dicembre 2025 le quotazioni sono risultate di 115,5 €/MWh in Italia, 93,5 €/MWh in Germania, 77,9 €/MWh in Spagna, 68,7 €/MWh in Francia e 53 €/MWh nei Paesi scandinavi.

Scambi e prezzi nel Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati, nel 2025, nel Mercato Infragiornaliero (37,2 TWh) sono risultati in aumento rispetto all'anno precedente (+5%). La maggior parte di questi volumi (43%) è stata scambiata nella prima sessione ad asta MI-A1 (16 TWh; +6% rispetto al 2024); una quota minore è stata intermediata nelle rimanenti sessioni ad asta, rispettivamente il 19% nell'MI-A2 (7,1 TWh) e il 9% nell'MI-A3 (3,2 TWh), mentre i rimanenti volumi (29%) sono stati scambiati nella sessione in negoziazione continua XBID (10,9 TWh; -5,5% sul 2024).

FIG. 2.12 *Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2025*



Fonte: GME.

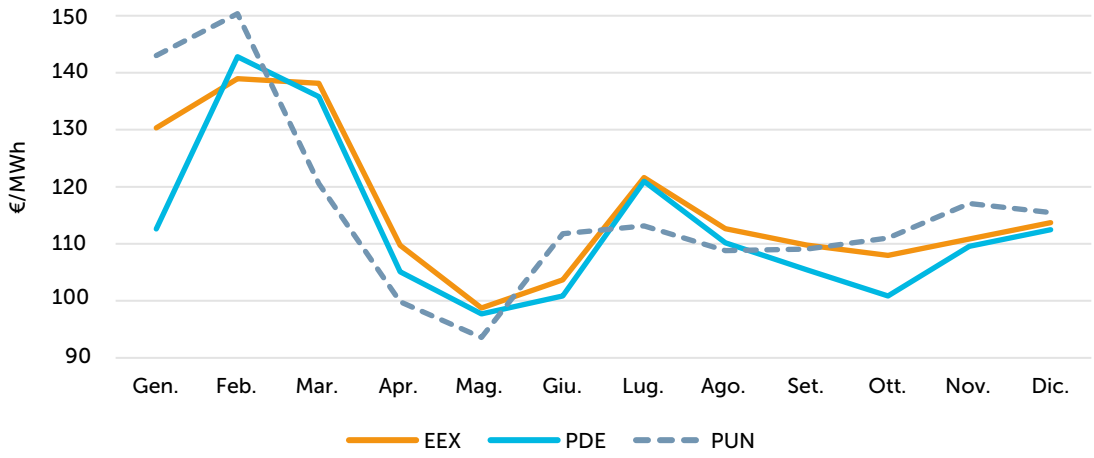
I prezzi registrati (Fig. 2.12) si sono mantenuti fortemente correlati ai livelli medi dei corrispondenti valori del MGP, in particolare nella seconda sessione ad asta (MI2) per la quale il differenziale medio annuo con il prezzo del MGP è risultato sempre negativo e inferiore allo 0,5% in tutte le zone; tale differenziale è risultato sempre negativo e mai superiore al punto percentuale per tutte le zone anche nella prima sessione ad asta (MI1), mentre è risultato positivo nella terza sessione ad asta (MI3) che si riferisce alle sole ore 13-24, registrando un massimo di +1,9% nella zona Sicilia. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili sono risultati sostanzialmente allineati con il relativo prezzo di vendita di MGP, tranne che nel mese di gennaio per tutte le sessioni (con uno scarto medio di circa -3

€/MWh per MI1 e MI2 e -4 €/MWh per MI3) e nei mesi di aprile, maggio, ottobre novembre e dicembre per MI3 (con uno scarto medio tra i +3 e i +7 €/MWh).

Scambi e prezzi nel Mercato a termine

Nel mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2025 non si sono registrati abbinamenti; si sono avute invece 120 transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 1,1 TWh (+1 TWh rispetto al 2024); tali transazioni riguardano al 94% il profilo *baseload* (e solo al 6% il profilo *peakload*) per scadenze mensili nel 53% dei casi, trimestrali nel 18% dei casi e annuali nel 29% dei casi.

FIG. 2.13 *Andamento mensile nel 2025 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna*



Fonte: elaborazione su dati GME (PUN, PDE) e LSEG Data & Analytics (EEX).

Dopo un periodo d'inattività durato otto anni, sono riprese sull'MTE le registrazioni di transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 107 GWh in 16 abbinamenti.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), le negoziazioni degli operatori (dichiarate sulla piattaforma dei contratti a termine PDE, ai sensi del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento[32]) hanno determinato, per il 2025, prezzi in aumento nel primo bimestre fino a un massimo di 143 €/MWh, seguiti da un calo fino al mese di maggio (con un minimo di 98 €/MWh) e una successiva ripresa fino ai 112 €/MWh nel mese di dicembre. Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN.

Nel 2025 sono diminuite le negoziazioni nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che ha registrato 241 transazioni (-53% rispetto al 2024), per un totale di 296 GWh scambiati, quasi unicamente per il profilo *baseload*. Con riferimento a quest'ultimo, il prezzo medio dei prodotti giornalieri di profilo *baseload* si è attestato nell'intorno di 0,69 €/MWh (-20% rispetto allo scorso anno).

32 Di cui alla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004 è stato più volte oggetto di revisioni normative finalizzate anche a modificarne la *governance* della gestione: dopo i primi anni, in cui è stata in capo all'Autorità, a partire dal 2013, è assegnata al Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Come si può leggere più approfonditamente nel secondo volume della presente *Relazione*, con il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 21 luglio 2025 sono stati definiti nuovi obblighi di risparmio energetico in capo ai distributori aventi almeno 50.000 clienti finali connessi alle proprie reti per gli anni d'obbligo sino al 2030 e sono state introdotte alcune nuove disposizioni o ne sono state modificate altre già oggetto del previgente decreto del Ministro della transizione ecologica del 21 maggio 2021.

Nel secondo volume della presente *Relazione* si dà conto anche dei conseguenti provvedimenti adottati dall'Autorità (per quanto di competenza) tra cui, in particolare, la delibera 1° luglio 2025, n. 303/2025/R/efr, con cui è stato definito il contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2024.

I dati del Gestore dei Servizi Energetici evidenziano che nel 2025 la quantità di titoli emessi è di circa 788.000 TEE, valore confrontabile a quello riscontrato nel 2024 (in particolare, nel 2025 si è registrato un aumento del 3%).

Nel 2025 la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata sul mercato e tramite accordi bilaterali, è risultata pari a circa 2,9 milioni (Tav. 2.26), valore di circa il 3% inferiore rispetto a quello del 2024, ma leggermente superiore a quella del 2023. La ripartizione tra TEE scambiati sul mercato e tramite accordi bilaterali (rispettivamente 61% e 39% del totale degli scambi), inoltre, è pressoché la medesima riscontrata nei due anni precedenti (per maggiori dettagli si rimanda ai dati pubblicati dal GME).

TAV. 2.26 *Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)*

TIPOLOGIA	2023		2024		2025	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Mercato	1.756.866	251,73	1.830.359	248,51	1.781.327	247,80
Bilaterali	1.057.084	224,22	1.180.640	228,80	1.129.448	222,29
TOTALE	2.813.950	241,39	3.010.999	240,78	2.910.775	237,90

Fonte: GME.

Con riferimento ai prezzi rilevati negli scambi, si conferma la netta prevalenza dei TEE scambiati tramite accordi bilaterali a valori compresi nelle fasce rilevanti per la determinazione del contributo tariffario[33], sebbene in lieve flessione rispetto all'anno precedente. In particolare, nel 2025 tale quota è pari a quasi il 90%, a fronte del 92% nel 2024, dell'89% nel 2023, dell'81% nel 2022 e di appena il 27% nel 2021.

33 Ai sensi della delibera 14 luglio 2020, n. 270/2020/R/efr che definisce i criteri di riconoscimento del contributo tariffario.

Inoltre, come già osservato nel 2024, nel 2025 non si registrano TEE scambiati tramite accordi bilaterali a prezzi superiori a 260 €/tep (soglia oltre la quale le transazioni non vengono considerate ai fini della formazione del prezzo medio di scambio nella formula di determinazione del contributo tariffario riconosciuto), la cui incidenza risultava invece significativa fino al 2022, almeno nei mesi di aprile e maggio di chiusura degli anni d'obbligo.La media, ponderata per le relative quantità, dei prezzi medi dei titoli scambiati sul mercato in ciascuna sessione nel periodo compreso tra l'inizio e il termine dell'anno d'obbligo 2024 (ovvero: tra giugno 2024 e maggio 2025) è risultata pari a 247,63 €/tep, sensibilmente minore della corrispondente media dei 12 mesi precedenti (249,33 €/tep).

Si conferma, infine, il limitato ricorso da parte dei distributori alla possibilità di ottemperare a parte del proprio obbligo di risparmio energetico mediante i TEE non corrispondenti a progetti, come riscontrato l'anno scorso. Il GSE ha reso infatti noto che anche nel 2025 sono stati emessi meno di 60.000 TEE non corrispondenti a progetti a fronte dell'utilizzo di quasi 1,9 milioni di TEE.

Risulta invece in aumento la quantità di TEE non corrispondenti a progetti emessi negli anni precedenti e che sono stati oggetto di riscatto nell'ambito delle verifiche per il conseguimento degli obiettivi 2025, rispetto a quanto osservato finora. Nel 2025, infatti, è stato richiesto da parte dei distributori il riscatto di circa 200.000 TEE non corrispondenti a progetti, quantità in sensibile aumento rispetto ai circa 150.000 oggetto di riscatto nell'anno.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.27 riporta il numero di operatori presenti[34] nelle sei articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, tutele graduali per i domestici, tutele graduali per le piccole imprese e per le microimprese, mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2025 sono risultati 769: 102 nel servizio di maggior tutela, 7 nel servizio a tutele graduali per i domestici, 16 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese, 18 nel servizio a tutele graduali per le microimprese[35], 2 nella salvaguardia e 710 nel mercato libero. Come sempre, il totale di 769 non equivale alla somma delle imprese presenti nei singoli segmenti, perché vi sono imprese che operano in più di un mercato (Hera Comm, per esempio, è presente in tutti e sei i mercati, A2A Energia è opera nel libero, in maggior tutela e nei servizi a tutele graduali ecc.). 631 delle 710 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere la vendita a clienti nel mercato libero (cioè l'89%) hanno risposto all'Indagine annuale, comunicando in 61 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 43 delle società attive hanno venduto energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, e che le imprese che operano nella salvaguardia e nei servizi a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel ser-

34 Sono indicati come "presenti" gli operatori che nell'Anagrafica Operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nell'anno (o una parte di esso) di riferimento dell'Indagine.

35 I numeri dei venditori per i servizi a tutele graduali includono anche i soggetti che, pur non avendo partecipato alle aste, applicano le condizioni di tali servizi ai clienti che ne hanno diritto nelle isole non interconnesse.

vizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive che hanno operato nel mercato finale della vendita elettrica nel 2025 e hanno risposto all'Indagine annuale risulta pari a 690.

TAV. 2.27 *Imprese di vendita di energia elettrica nel 2025*

MERCATO	VENDITORI(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	102	102	10
Servizio a tutele graduali per i domestici	7	7	-
Servizio a tutele graduali per le piccole imprese	16	16	-
Servizio a tutele graduali per le microimprese	18	18	-
Servizio di salvaguardia	2	2	-
Vendita ai clienti liberi	710	631	61
TOTALE	769	690	63

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nell'anno di indagine, anche per un periodo limitato dell'anno. I venditori per i servizi a tutele graduali includono anche le imprese che, pur non avendo partecipato alle aste, applicano le condizioni di tali servizi ai clienti che ne hanno diritto nelle isole non interconnesse.
Fonte: ARERA. Anagrafica operatori e Indagine annuale sui settori regolati.

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2025, al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete (Tav. 2.28), nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del *pro die*) è stata costruita, come sempre, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: gli esercenti i servizi di maggior tutela, di tutele graduali e di salvaguardia, i grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 92% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2025[36], ma questa percentuale è indicativa, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori.

Anche nel 2025 si osserva l'ulteriore consistente uscita dei clienti domestici dalla maggior tutela che segue quella già molto rilevante avvenuta lo scorso anno. Il ridimensionamento del mercato di maggior tutela è ancora dovuto alla cessazione del servizio per la generalità della clientela domestica e alla nascita del servizio a tutele graduali per coloro che non hanno scelto un fornitore nel mercato libero. Come noto, infatti, dal 1° luglio 2024 il servizio di maggior tutela è riservato ai clienti domestici vulnerabili[37].

36 Per ottenere la percentuale indicata, ai consumi finali esposti nella tavola 2.28 occorre sommare anche i quantitativi che nell'Indagine sono stati dichiarati come autoconsumi (propri e di gruppo), circa 23,5 TWh che non sono inclusi nella tavola.

37 Ovvero coloro che si trovino in almeno una delle seguenti condizioni: hanno compiuto 75 anni, hanno diritto a ricevere il bonus sociale elettrico o siano soggetti con disabilità (ai sensi dell'art. 3 della legge n. 104/92), si trovino in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi, siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

TAV. 2.28 *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

MERCATI E CLIENTI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO				
	2024	2025	VARIAZ.	2024	2025	VARIAZ.
Servizio di maggior tutela	8.488	4.750	-44,0%	5.553	3.176	-42,8%
Domestico	8.488	4.750	-44,0%	5.553	3.176	-42,8%
Servizio a tutele graduali per i domestici	3.103	5.197	67,5%	1.675	3.015	80,0%
Servizio a tutele graduali microimprese(A)	1.516	1.038	-16,1%	829	62	-20,2%
Servizio a tutele graduali piccole imprese(A)	1.238	1.249	-17,6%	77	680	-17,9%
Servizio di salvaguardia	3.563	2.936	-17,6%	80	69	-13,4%
Mercato libero	225.075	230.603	2,5%	29.399	30.827	4,9%
Domestico	47.169	48.236	2,3%	23.222	24.327	4,8%
Non domestico	177.906	182.367	2,5%	6.177	6.500	5,2%
MERCATO FINALE	242.983	245.773	1,1%	37.613	37.828	0,6%

(A) Nel 2023 stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le microimprese.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

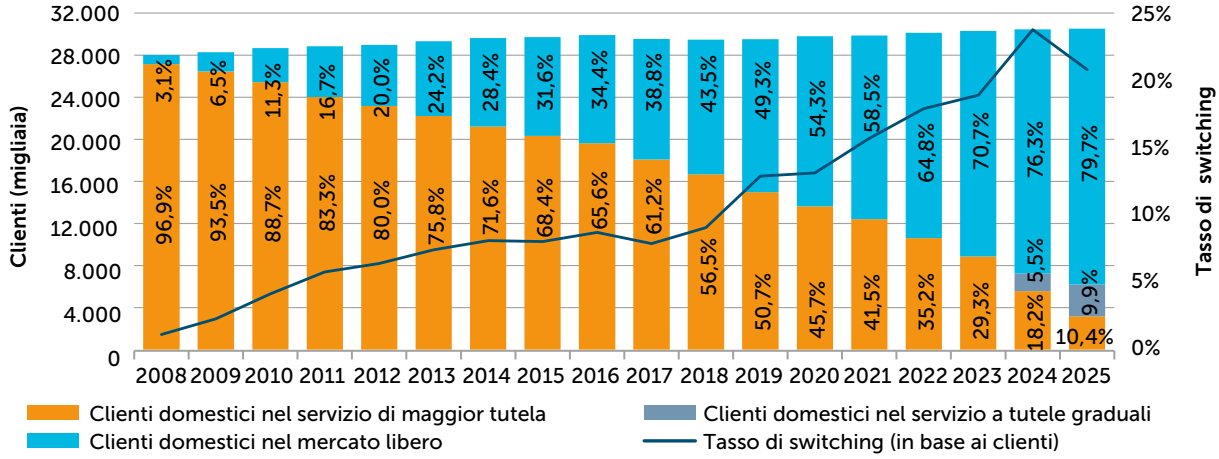
I dati evidenziano, inoltre, una lieve ripresa dei consumi (1,1%) dopo il calo del 2023 e la sostanziale stabilità osservata nel 2024: nel 2025 i consumi di energia elettrica sono cresciuti di quasi 3 TWh, da poco meno di 243 a quasi 246 TWh, che sono stati acquistati da 37,8 milioni di clienti. Rispetto al 2024 i punti di prelievo sono aumentati di circa 215.000 unità (0,6%).

La ripresa dei consumi complessivi è il risultato di un calo nelle vendite ai clienti domestici che è stato controbilanciato dall'aumento di quelle alla clientela non domestica. Infatti, il settore domestico ha acquistato complessivamente 58,2 TWh contro i 58,8 TWh del 2024, registrando così una riduzione dell'1%. Al contrario, l'energia acquisita dal settore non domestico è cresciuta dell'1,8%, da 184,2 a 187,6 TWh, restando però ancora al di sotto dei livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Nel 2025 il numero di punti di prelievo domestici ha superato di poco i 30,5 milioni, con un incremento dello 0,2% (+67.000 punti di prelievo) rispetto al 2024. Di questi, 3,2 milioni sono stati serviti in maggior tutela, 3 milioni nel servizio a tutele graduali e circa 24,3 milioni nel mercato libero (Fig. 2.14). I punti domestici serviti nel mercato libero sono saliti al 79,7%, quelli serviti in maggior tutela sono scesi al 10,4% e quelli nel servizio a tutele graduali rappresentano il 9,9%. L'ampia riduzione del numero di punti in maggior tutela e il parallelo aumento di quelli entrati nel servizio a tutele graduali sono ancora dovuti, come detto poco sopra, all'effetto della cessazione del servizio di maggior tutela per la generalità della clientela domestica che ha trasferito automaticamente i punti domestici non vulnerabili al servizio a tutele graduali. Questo perché il numero dei clienti è calcolato con il criterio del *pro-die* e ciò implica che un cliente che nel 2024 è uscito dal servizio di maggior tutela e dal 1° luglio è passato al servizio a tutele graduali (in quanto non vulnerabile), nei dati del 2024 è stato conteggiato tra i clienti di entrambi i servizi (0,5 nella maggior tutela e 0,5 nel servizio a tutele graduali). Nel 2025, invece, i domestici che hanno lasciato la maggior tutela sono conteggiati integralmente nel servizio a tutele graduali. Nel 2025 questo servizio ha accolto anche un certo numero di clienti vulnerabili serviti nel mercato libero o in maggior tutela che,

sfruttando la possibilità introdotta dalla legge concorrenza 2024[38], hanno esplicitamente richiesto l'attivazione del servizio a tutele graduali entro il 30 giugno 2025.

FIG. 2.14 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In termini di energia venduta, nel 2025 i consumi del settore domestico si sono ridotti del 44% nella maggior tutela, le cui vendite sono passate da 8,5 a 4,4 TWh, mentre sono cresciute da 3,1 a 5,2 TWh (+67,5%) nel servizio a tutele graduali e in misura minore anche nel libero dove sono passate da 47,2 a 48,2 TWh (+2,3%). Di conseguenza la quota di energia acquistata dal settore domestico nel mercato libero ha raggiunto l'83%; quella del servizio a tutele graduali è salita dal 5,5% all'8,9%, mentre del servizio di maggior tutela è scesa all'8,2% dal già esiguo 14,4% osservato nel 2024.

I consumi del settore non domestico, invece, nel 2025 sono cresciuti complessivamente del 2,1%, raggiungendo 187,6 TWh. Il settore non domestico acquista il 97,2% dell'energia nel mercato libero, l'1,6% nel servizio di salvaguardia e l'1,2% nei servizi a tutele graduali. Più in dettaglio, nel 2025 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese (nato nel 2021 per accogliere le piccole imprese connesse in bassa tensione e le microimprese con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW che non avevano più diritto al servizio di maggior tutela e non avevano scelto un'offerta nel mercato libero) i consumi si sono ridotti di 200 GWh (-16,1%), così come i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 16 mila unità (-20,2%). Ugualmente, nel servizio a tutele graduali per le microimprese (iniziato il 1° aprile 2023 per servire i clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW che hanno perso il diritto a essere serviti in maggior tutela e non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero) i consumi sono scesi a 1,25 TWh (-17,6%) e i punti di prelievo serviti sono scesi a 680.000 unità (-17,9%). Sempre secondo i dati raccolti con l'Indagine annuale (da considerarsi provvisori qui e in tutto il capitolo), anche il servizio di salvaguardia ha registrato una contrazione: sono stati serviti 69.000 punti di prelievo, il 13,4% in meno del 2024 e sono stati prelevati 2.936 GWh, a fronte dei 3.563 GWh del 2024 (-17,6%). Al contrario, le vendite nel mercato libero sono cresciute (+2,5%) raggiungendo il ragguardevole volume di 182,4 TWh, distribuite su 6,5 milioni di clienti.

38 E in particolare ai sensi dall'art. 24 della legge n. 193/24 (legge concorrenza 2024).

Sotto il profilo della tensione (Tav. 2.29), anche nel 2025 il 52% dell'energia (126,7 TWh) è stata venduta a clienti allacciati in bassa tensione, il 38% (93,4 TWh) a clienti connessi in media tensione e il 10% (25,7 TWh) in alta o altissima tensione. Naturalmente le percentuali si rovesciano calcolando le quote in termini di punti di prelievo che per il 99,7% sono allacciati in bassa tensione, per lo 0,3% in media tensione e per un irrisorio 0,002% in alta o altissima tensione. Queste quote sono costanti nel tempo.

La composizione degli acquisti tra i diversi mercati è, invece, un po' più variabile: nel 2025 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 3,7% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 5,9% nei servizi a tutela graduale, lo 0,8% tramite il servizio di salvaguardia e l'89,5% nel mercato libero; le stesse quote nel 2024 vedevano un maggior peso della maggior tutela (era 7%) che è diminuito a favore dei servizi a tutele graduali (erano al 5%) e del mercato libero (era 88%). I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno acquisito solo il 3,3% (4% nel 2024) dell'energia nei servizi a tutela graduale, l'1,6% (era 1,7% nel 2024) in salvaguardia e il 95,1% nel mercato libero (94,3% nel 2024). La quota di energia fornita in regime di salvaguardia ai clienti connessi in media tensione (1,5%), è inferiore a quella fornita ai clienti in alta o altissima tensione (1,9%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (98,1%), che fornisce anche il 98,5% dell'elettricità ai clienti in media tensione.

TAV. 2.29 *Vendite finali di energia elettrica nel 2025 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite*

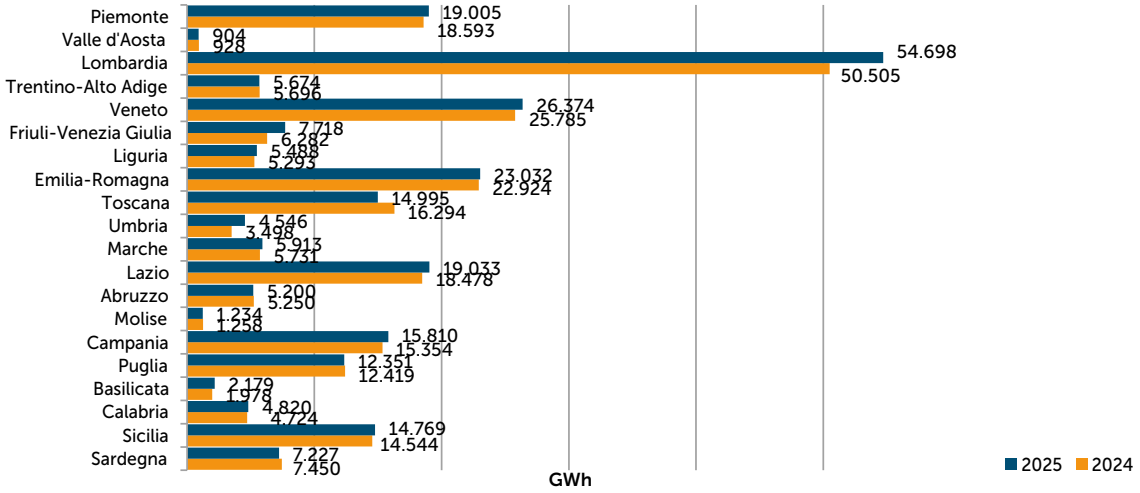
TENSIONE E TIPO CLIENTE	MAGGIOR TUTELA	TUTELE GRADUALI DOMESTICI	TUTELE GRADUALI PICCOLE I.	TUTELE GRADUALI MICRO I.	SALVA-GUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
Volumi (GWh)							
Bassa tensione	4.750	5.197	1.038	1.249	1.070	113.405	126.709
Domestico	4.750	5.197	-	-	-	48.236	58.183
Non domestico	-	-	1.038	1.249	1.070	65.169	68.526
Media tensione	-	-	-	-	1.383	92.012	93.395
Alta/altissima tensione	-	-	-	-	483	25.186	25.669
TOTALE	**4.750**	**5.197**	**1.038**	**1.249**	**2.936**	**230.603**	**245.773**
Clienti (migliaia)							
Bassa tensione	3.176	3.015	62	680	65	30.720	37.718
Domestico	3.176	3.015	-	-	-	24.327	30.517
Non domestico	-	-	62	680	65	6.394	7.201
Media tensione	-	-	-	-	4	106	110
Alta/altissima tensione	-	-	-	-	0,0	0,8	1
TOTALE	**3.176**	**3.015**	**62**	**680**	**69**	**30.827**	**37.828**

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le microimprese.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nessun mutamento sostanziale emerge nei consumi del 2025 sotto il profilo geografico (Fig. 2.15): l'ordinamento delle regioni per quantità di consumo resta lo stesso degli anni passati: la Lombardia è sempre la regione con i consumi più elevati e doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più alti. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. La stabilità dei prelievi è il risultato di andamenti contrapposti in diversi territori: rispetto al 2024 i consumi sono aumentati in misura consistente in Lombardia, dove sono

cresciuti di 3.331 GWh, in Friuli-Venezia Giulia (+1.309 GWh) e in Umbria (+1.000 GWh). All'opposto, in Toscana i consumi sono diminuiti di 1.620 GWh, in Sardegna di 401 GWh, in Puglia di 358 GWh e in Lazio di 171 GWh.

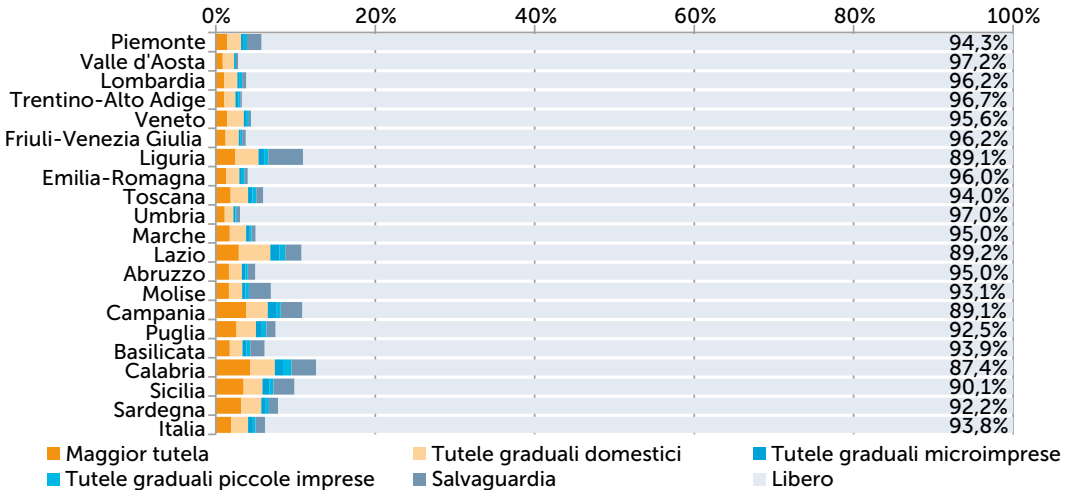
FIG. 2.15 *Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La ripartizione delle vendite di elettricità nei sei mercati a livello territoriale (Fig. 2.16) mostra una quota del mercato libero largamente preponderante, seppure con divari regionali che si vanno lentamente colmando: la porzione di energia acquistata nel mercato libero più bassa, pari all'87,4% è in Calabria, mentre la più elevata, pari al 97,2% si verifica in Val d'Aosta.

FIG. 2.16 *Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2025*

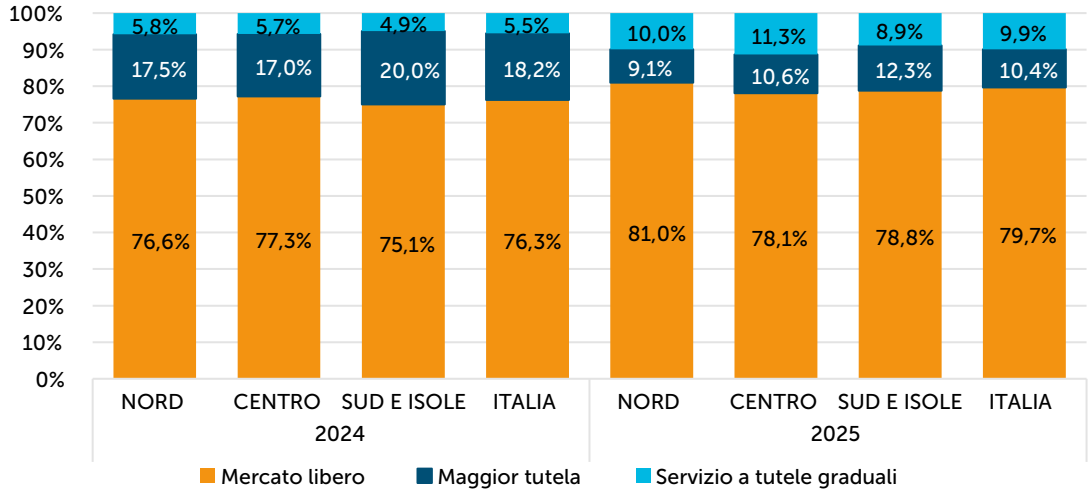


Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante è infine osservare la ripartizione dei clienti domestici nei vari mercati a livello territoriale (Fig. 2.17). Nel 2025 la quota del mercato libero (calcolata come numero di punti di prelievo domestici serviti nel libero sul totale dei punti di prelievo domestici in ciascuna area) è cresciuta a livello nazionale di 3,5 punti percentuali, ma

l'aumento più ampio si è avuto al Nord, dove è passata dal 76,6% all'81%. Il Nord è anche la zona in cui il mercato libero ha raggiunto la porzione più elevata di clienti. Viceversa, la quota del servizio di maggior tutela è diminuita a livello nazionale del 7,8%; il Sud e Isole sono la parte di territorio in cui la maggior tutela serve il maggior numero di clienti (12,3%), mentre il nuovo servizio a tutele graduali possiede la quota più elevata al Centro (11,3%). Le due regioni in cui la quota di clienti serviti in maggior tutela è più elevata sono la Campania e la Calabria (rispettivamente al 13,6% e 13,5%), mentre quelle in cui è più bassa sono l'Umbria (8%) e la Lombardia (8,1%). Il servizio a tutele graduali risulta più ampio in Val d'Aosta (14,3%) e in Lazio (13,7%), mentre le quote più basse si verificano per Umbria (6,5%) e Sicilia (8%).

FIG. 2.17 *Clienti domestici serviti nei diversi mercati per area territoriale*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Sebbene in diminuzione rispetto al 2024, l'attività di *switching* dei consumatori domestici nel 2025 è rimasta molto elevata, sicuramente ancora stimolata dai mutamenti imposti dalla fine del servizio di maggior tutela. È verosimile, infatti, che l'uscita automatica dal servizio di maggior tutela abbia spinto una parte dei clienti a informarsi e a cercare un fornitore alternativo sul mercato libero, avendo comunque cambiato contratto.

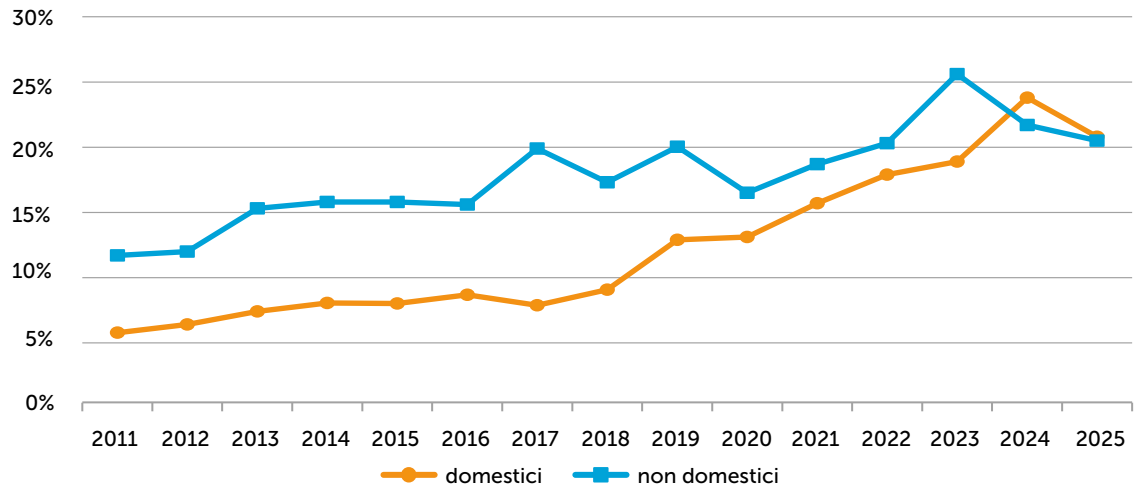
TAV. 2.30 *Tassi di switching nel settore elettrico per tipologia di cliente*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2024		2025	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	23,8%	26,8%	20,8%	21,0%
Non domestico:	21,7%	22,6%	20,5%	22,3%
di cui:				
- bassa tensione	21,8%	26,9%	20,5%	24,3%
- media tensione	19,7%	22,5%	17,2%	20,4%
- alta e altissima tensione	27,8%	13,5%	22,0%	23,8%
TOTALE	**23,4%**	**23,6%**	**20,7%**	**22,0%**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati ed elaborazioni su dati del SII.

Lo *switching* della clientela domestica (che non include i passaggi automatici dalla maggior tutela al servizio a tutele graduali), infatti, è sceso di tre punti percentuali rispetto al 2024 in termini di clienti e di oltre cinque punti percentuali in termini di volumi (Tav. 2.30), allineandosi a quello delle utenze non domestiche (Fig. 2.18).

FIG. 2.18 *Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Nel 2025 il 20,8% dei clienti domestici (circa 6,3 milioni di punti di prelievo, pari al 21% dell'energia acquistata dal settore domestico) ha cambiato fornitore nel corso dell'anno. Anche il tasso di *switching* dei clienti non domestici è diminuito rispetto al 2024, benché in misura davvero lieve, sia in termini di punti (dal 21,7% è sceso al 20,5%), sia in termini di volumi (dal 22,6% al 22,3%), rimanendo anch'esso piuttosto elevato.

In particolare, i clienti altri usi in media tensione, hanno evidenziato nel 2025 un tasso di cambio fornitore pari al 17,2% (equivalente al 20,4% dei volumi), 2,5 punti percentuali inferiore a quello del 2024.

L'attività di *switching* dei clienti altri usi in bassa tensione è rimasta su livelli elevati, sebbene inferiore a quella degli anni precedenti: dal 21,8% è scesa al 20,5% in termini di punti. Il tasso di cambio fornitore dei clienti non domestici in alta e altissima tensione evidenzia invece una riduzione in termini di punti, ma un netto ampliamento in termini di energia.

Complessivamente, nel 2025 hanno cambiato fornitore oltre 7,7 milioni di punti di prelievo. In termini di volumi sottesi, 53,4 TWh, che corrispondono al 22% dei volumi acquistati nell'intero mercato elettrico.

Guardando al numero totale di clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno a livello regionale (Tav. 2.31), si notano percentuali complessive abbastanza uniformi intorno al valore medio nazionale tra le regioni, con qualche eccezione (Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta mostrano, storicamente, valori di *switching* molto contenuti). Valutato in termini di numerosità complessiva dei clienti il tasso di cambio dei fornitori nelle varie aree del Paese mostra valori tendenzialmente più alti al Sud e Isole (24,3%), rispetto al Nord (18,3%) e al Centro (20,9%). Anche in

termini di volumi totali si nota la medesima differenziazione, con le regioni del Sud e Isole più attive (25,7%) rispetto a quelle del Centro (24,4%) e con il Nord che evidenzia un tasso relativamente più contenuto (19,7%).

TAV. 2.31 *Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2025*

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	20,8%	20,3%	19,1%	23,1%	20,5%	22,5%
Valle d'Aosta	5,8%	4,7%	7,0%	4,7%	6,0%	4,7%
Lombardia	18,6%	18,5%	17,1%	17,7%	18,4%	17,8%
Trentino-Alto Adige	5,7%	5,5%	6,6%	9,0%	5,9%	8,4%
Veneto	19,1%	20,0%	16,9%	19,2%	18,7%	19,3%
Friuli-Venezia Giulia	17,4%	17,6%	19,6%	33,0%	17,8%	30,8%
Liguria	20,3%	21,2%	19,0%	24,6%	20,1%	23,7%
Emilia-Romagna	18,4%	18,4%	18,1%	22,5%	18,3%	21,6%
Toscana	22,9%	22,5%	23,6%	20,0%	23,1%	20,7%
Umbria	21,1%	20,9%	23,6%	43,6%	21,6%	39,4%
Marche	20,5%	20,9%	21,6%	24,8%	20,7%	23,8%
Lazio	19,0%	19,0%	20,2%	26,3%	19,2%	24,0%
Abruzzo	22,2%	22,6%	21,6%	23,8%	22,1%	23,5%
Molise	22,2%	23,4%	24,3%	28,7%	22,5%	27,6%
Campania	22,5%	23,0%	23,7%	27,2%	22,7%	25,8%
Puglia	31,7%	32,7%	28,2%	28,4%	31,0%	29,8%
Basilicata	23,9%	25,2%	21,9%	17,0%	23,5%	18,7%
Calabria	22,2%	23,3%	21,3%	21,2%	22,1%	22,1%
Sicilia	22,6%	22,8%	23,8%	25,9%	22,8%	24,7%
Sardegna	21,9%	21,1%	25,0%	30,0%	22,4%	26,8%
ITALIA	**20,8%**	**21,0%**	**20,5%**	**22,3%**	**20,7%**	**22,0%**
Nord	**18,5%**	**18,6%**	**17,2%**	**20,0%**	**18,3%**	**19,7%**
Centro	**20,6%**	**20,5%**	**21,9%**	**25,9%**	**20,9%**	**24,4%**
Sud e Isole	**24,3%**	**24,7%**	**24,4%**	**26,3%**	**24,3%**	**25,7%**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Nel settore domestico le differenziazioni regionali sono abbastanza lievi, benché si osservino punte sia verso il basso (Val d'Aosta 5,8% e Trentino-Alto Adige 5,7%), sia verso l'alto (Puglia 31,7% e Basilicata 23,9%); complessivamente si riproduce la variabilità per macro-zone già descritta, con il Sud e Isole sicuramente più attivo (24,3%), il Nord meno vivace (18,5%) e il Centro a un livello intermedio (20,6%). Lo stesso può dirsi per la clientela non domestica, dove il tasso di *switching* (calcolato sui volumi) dei clienti meridionali (26,3%) supera di oltre 6 punti quello dei clienti settentrionali (20%), mentre al Centro il tasso di cambio è solo lievemente più basso (25,9%); anche in questo caso i valori di cambio più piccoli si riscontrano per la Val d'Aosta (4,7%) e per il Trentino-Alto Adige (9%), mentre quelli più elevati si osservano per l'Umbria (43,6%), il Friuli-Venezia Giulia (33%) e la Sardegna (30%).

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite totali al mercato finale nel 2025 presenta qualche cambio di posizione, soprattutto nelle posizioni centrali: in crescita

si riscontrano i gruppi Alperia, Duferco e Sorgenia, mentre hanno perso posizioni Acea, E.On e Agsm Aim (Tav. 2.32).

TAV. 2.32 *Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2025 (GWh)*

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2024
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	22.575	13.716	14.783	3.825	54.900	22,3%	1°
A2A	2.813	8.375	11.978	1.424	24.590	10,0%	2°
Edison	3.192	3.202	7.544	4.422	18.360	7,5%	4°
Hera	3.757	4.501	7.683	164	16.106	6,6%	3°
Eni	5.950	1.427	3.806	473	11.656	4,7%	6°
Axpo Group	324	2.587	6.285	2.071	11.267	4,6%	5°
Engie	537	288	3.156	6.496	10.477	4,3%	7°
Alperia	623	1.647	3.477	230	5.977	2,4%	8°
Duferco	466	2.122	1.343	1.616	5.547	2,3%	9°
Iren	2.135	1.700	1.384	166	5.386	2,2%	11°
Royal Dutch Shell	0	0	2.061	2.992	5.086	2,1%	22°
Sorgenia	795	2.276	1.728	48	4.847	2,0%	12°
Acea	1.616	1.424	1.418	131	4.590	1,9%	10°
Agsm Aim	585	1.586	1.856	172	4.199	1,7%	16°
Repower	0	2.196	1.763	0	3.960	1,6%	15°
E.On	934	1.015	1.920	0	3.868	1,6%	13°
Nova Coop	0	1.120	2.202	27	3 425	1,4%	14°
Dolomiti Energia	809	1.208	901	0	2.917	1,2%	18°
Alpiq	0	0	2.631	114	2.845	1,2%	19°
MET Holding	0	716	1.885	142	2.801	1,1%	21°
Altri gruppi	11.072	17.419	13.590	1.158	42.970	17,5%	
TOTALE GRUPPI	58 183	68 526	93 395	25 669	245 773	100,0%	

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il gruppo Enel rimane l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, sebbene con una quota del 22,3%, da anni in calo (era 33,5% nel 2023 e 26,8% nel 2024), a causa di una forte diminuzione delle vendite del gruppo (-15,8%), scese di circa 10 TWh. In particolare, sia le vendite alla clientela domestica, sia quelle ai clienti non domestici in bassa tensione sono diminuite di circa 3,3 TWh, così come le vendite ai clienti in media tensione sono scese di 4 TWh. Al contrario le vendite alla clientela in alta tensione sono cresciute di circa 0,4 TWh (+11%), ma tale incremento non è bastato a impedire l'ulteriore discesa in terza posizione nella classifica delle vendite relativa a questo segmento (nel 2024 era sceso dal primo al secondo posto). La predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, è rimasta comunque significativa: il 28,6% di questo mercato è infatti servito da Enel (era pari a 41,6% nel 2023 e a 33,7% nel 2024) e la quota del gruppo inseguitore A2A resta molto distante (20 punti percentuali).

Il gruppo A2A ha consolidato la seconda posizione della classifica complessiva, con una quota in aumento dall'8,9% al 10%. Nel 2025 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di 2,9 TWh (13,3%), in quasi tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in bassa tensione (30%); pertanto,

anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota dell'8,8%), 1,7 punti percentuali superiore a quella ottenuta nel 2024. Per questo gruppo, però, le vendite ai clienti in alta tensione sono nettamente diminuite rispetto all'anno precedente (-28%).

Nella classifica delle vendite complessive, è salito dal quarto al terzo posto il gruppo Edison, grazie a una crescita delle vendite di quasi 4 TWh (26,4%). L'incremento è stato particolarmente rilevante nei segmenti dell'alta e della media tensione, ai quali il gruppo ha venduto rispettivamente 1,9 e 1 TWh in più rispetto al 2024; tuttavia anche le vendite nel mass market sono salite di 0,8 TWh (+17%), contribuendo in misura non trascurabile alla risalita del gruppo nella classifica generale.

È sceso invece dalla terza alla quarta posizione il gruppo Hera con la quota complessiva del 6,6%, le cui vendite hanno sfiorato i 16 TWh (in aumento dello 0,7% rispetto al 2024); il lieve incremento complessivo è dovuto unicamente alla significativa crescita (13,2%) nel segmento domestico, mentre in quello non domestico il gruppo ha visto diminuire le proprie vendite.

Il gruppo Eni è salito di una posizione grazie a una sostanziale stabilità delle vendite rispetto al 2024, ottenuta compensando le minori vendite ai clienti in bassa e media tensione, con una crescita a quelli in alta/altissima tensione. Anche il gruppo veneto Agsm Aim ha guadagnato due posizioni, dal 16° al 14° posto, recuperando parte del terreno perduto lo scorso anno (nel 2023 era dodicesimo). Tra i gruppi in discesa troviamo invece Acea, E.On e Nova Coop, ciascuno dei quali ha perso tre posizioni rispetto al 2024.

A seguito dei movimenti della classifica appena visti, nel 2025 il livello di concentrazione del mercato totale è nuovamente diminuito, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 39,8% dal 42,3% dell'anno precedente. L'indice HHI è divenuto pari a 806 contro il valore di 988 del 2024, allontanandosi sempre più dalla prima soglia di attenzione pari a 1.500[39]. Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 14 a 15.

Analizzando i vari segmenti si osserva che nel 2025 anche la concentrazione del mercato domestico è diminuita, rimanendo comunque a un livello elevato: il C3 è sceso dal 59,9% al 55,5%, l'HHI è passato da 2.165 a 1.748. Come già in parte accennato, il 38,8% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel; con una quota del 10,2% il secondo gruppo è Eni, mentre nelle posizioni successive si trovano, nell'ordine, i gruppi Hera (6,5%), Edison (5,5%) e A2A (4,8%). L'indice HHI è in diminuzione da diversi anni, grazie all'avvicinarsi delle distanze tra le quote dei primi gruppi di vendita.

Un andamento simile della concentrazione si registra nel *mass market*, dove le misure hanno registrato lievi progressi: il C3 è sceso al 44% (era 47,1%) e l'indice HHI è passato da 1.333 a 1.055. Il primo operatore, come detto è Enel con il 28,6%, seguito da A2A con l'8,8%, Hera (6,5%), Eni (5,8%) ed Edison (5,0%). In questo segmento le quote dei primi cinque operatori sono tutte aumentate, tranne per il gruppo Enel (diminuita) e per il gruppo Eni (invariata).

39 Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato. Il valore massimo dell'indice è 10.000.

Nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la distanza tra la quota del gruppo Enel, pari al 20% (era al 24,8% nell'anno precedente), e quella del gruppo inseguitore – A2A – si è accorciata: quest'ultimo, infatti, è passato dal 9,4% al 12,2% in questo segmento. Seguono Hera con il 6,6%, Edison con il 4,7% e Axpo Group con il 3,8%. L'indice HHI è passato da 857 a 707.

Nel segmento della media tensione dopo il gruppo Enel, con una quota del 15,8%, i gruppi inseguitori sono tutti vicini tra loro: si trovano, infatti, A2A con il 12,8%, Hera con l'8,2%, Axpo Group con l'8,1% ed Edison con il 6,7%. L'indice HHI, già molto basso, è sceso da 795 a 690.

Come detto, le vendite a clienti in alta o altissima tensione sono la sezione del mercato complessivo nella quale nel 2024 il gruppo Enel ha perso la prima posizione, essendo stato superato dal gruppo Engie. Nel 2025 il gruppo Enel è sceso di un'altra posizione, superato dal Edison, la cui quota è aumentata dall'11,9% al 17,2%. Il gruppo Engie ha conservato il primo posto con una quota del 25,3% (era 24,9% nel 2024). Al quarto posto Royal Dutch Shell (11,7%) che ha superato Axpo Group, la cui quota è scesa dall'11,4% all'8,1%. Il segmento dell'alta tensione è l'unico in cui l'indice HHI segnala un lieve aumento della concentrazione da 1.328 a 1.440, confermato dal C3 che è salito dal 52,9% al 57,4%.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela è la fornitura di energia elettrica a condizioni economiche e contrattuali regolate dall'Autorità e garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete.

Il servizio di maggior tutela, introdotto con la liberalizzazione del mercato elettrico nel 2007, ha garantito per molti anni la fornitura di energia ai clienti che non avevano scelto un operatore del mercato libero. Nel tempo, tuttavia, il legislatore ha avviato un graduale processo di superamento di questo regime, riducendo progressivamente il numero dei soggetti che potevano accedervi.

Il primo cambiamento significativo è avvenuto il 1° gennaio 2021, quando hanno perso il diritto alla maggior tutela le piccole imprese[40] e le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW. Successivamente, dal 1° aprile 2023, l'esclusione è stata estesa anche a tutte le altre microimprese[41]. Da maggio 2023 il servizio è quindi rimasto riservato esclusivamente ai clienti domestici.

Il percorso di superamento della maggior tutela si è completato, per la maggior parte delle famiglie, il 1° luglio 2024. Da tale data possono continuare a essere serviti nel regime di tutela soltanto i clienti domestici vulnerabili, ossia quei soggetti che si trovano in particolari condizioni di fragilità economica, anagrafica o sanitaria.

40 Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono piccole imprese i clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

41 Sono microimprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di soli punti di prelievo in bassa tensione.

I clienti vulnerabili sono i clienti domestici che si trovano in almeno una delle seguenti condizioni:

- abbiano compiuto 75 anni;
- abbiano diritto a ricevere il bonus sociale elettrico perché in condizioni di disagio economico o il bonus per gravi condizioni di salute (tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica);
- siano portatori di disabilità ai sensi dell'art. 3 della legge n. 104/92;
- siano ubicati in una struttura abitativa di emergenza a seguito di eventi calamitosi;
- siano ubicati in un'isola minore non interconnessa.

L'evoluzione normativa della maggior tutela rappresenta quindi uno snodo fondamentale del percorso di liberalizzazione del mercato elettrico italiano, con l'obiettivo di favorire il passaggio dei consumatori al mercato libero, mantenendo però specifiche forme di protezione per le categorie considerate più deboli.

I primi risultati dell'Indagine annuale evidenziano gli effetti del superamento del servizio di maggior tutela nel settore domestico. Nel 2025 si registra infatti una forte riduzione sia dei volumi di energia fornita sia del numero dei punti di prelievo rispetto al 2024, come conseguenza del passaggio della maggior parte dei clienti al mercato libero e della permanenza nel servizio dei soli clienti vulnerabili (Tav. 2.33).

TAV. 2.33 *Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Residenti	7.418	4.180	-43,7%	4.227	2.462	-41,8%
Non residenti	1.070	570	-46,7%	1.326	714	-46,1%
TOTALE	**8.488**	**4.750**	**-44,0%**	**5.553**	**3.176**	**-42,8%**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più in dettaglio, i punti di prelievo relativi ai clienti residenti si sono ridotti del 41,8%, passando da 4,2 milioni a 2,5 milioni, mentre quelli non residenti si sono pressoché dimezzati (-46,1%), passando da 1,3 milioni a 714.000. La riduzione ha anche modificato le proporzioni: nel 2025 la quota dei residenti (che nel 2024 rappresentavano il 76,1% del totale) è salita al 77,5%, mentre l'incidenza dei non residenti è scesa al 22,5% (dal 23,9%). Un'analoga marcata riduzione ha interessato i volumi di vendita: quelli dei residenti sono scesi da 7,4 a 4,2 TWh (-43,7%), così come quelli dei non residenti sono diminuiti del 46,7% da poco più di 1 TWh a 0,6 TWh. Il ridimensionamento dei volumi di consumo non ha invece modificato di molto le quote tra le due tipologie di clienti: nel 2025 i consumi si suddividono tra l'88% dei residenti e il 12% dei non residenti (nel 2024 le due quote erano rispettivamente pari all'87,4% e al 12,6%.

Nel 2025 il consumo medio annuo dei clienti domestici serviti nel regime di maggior tutela è risultato pari a 1.496 kWh, in calo del 2,1% rispetto al 2024. Come sempre i clienti domestici residenti presentano un consumo medio più elevato, pari a 1.698 kWh annui, pur in calo del 3,2% rispetto all'anno precedente. Il consumo medio dei non residenti, significativamente più contenuto, si attesta a 799 kWh annui in riduzione dell'1% rispetto al 2024 (Tav. 2.34).

TAV. 2.34 *Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2025 per tipologia e per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti	4.180	88,0%	2.462	77,5%	1.698
0-1.000 kWh	378	7,9%	763	24,0%	495
1.000-1.800 kWh	1.051	22,1%	759	23,9%	1.385
1.800-2.500 kWh	939	19,8%	444	14,0%	2.114
2.500-3.500 kWh	881	18,6%	303	9,5%	2.911
3.500-5.000 kWh	564	11,9%	139	4,4%	4.061
5.000-15.000 kWh	339	7,1%	52	1,6%	6.464
> 15.000 kWh	27	0,6%	1	0,0%	25.968
Domestici non residenti	570	12,0%	714	22,5%	799
0-1.000 kWh	156	3,3%	560	17,6%	279
1.000-1.800 kWh	100	2,1%	75	2,4%	1.337
1.800-2.500 kWh	66	1,4%	31	1,0%	2.096
2.500-3.500 kWh	64	1,4%	22	0,7%	2.915
3.500-5.000 kWh	53	1,1%	13	0,4%	4.089
5.000-15.000 kWh	76	1,6%	10	0,3%	7.386
> 15.000 kWh	54	1,1%	2	0,1%	32.270
TOTALE	4.750	100%	3.176	100%	1.496

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti residenti le classi di consumo più rilevanti in termini numerici sono quelle comprese tra 0 e 1.800 kWh annui: quasi il 62% dei clienti residenti si trova nelle prime due fasce. La fascia 0-1.000 kWh conta infatti 763 mila punti di prelievo (24,0% del totale), mentre la fascia 1.000-1.800 kWh ne registra 759 mila (23,9%). In termini di volumi, invece, il peso maggiore è attribuibile alla classe 1.000-1.800 kWh, che assorbe 1.051 GWh, pari al 22,1% dei consumi complessivi.

Per i clienti non residenti, invece, la maggior parte delle utenze si concentra nella fascia 0-1.000 kWh, che raccoglie 560 mila punti di prelievo, pari al 17,6% del totale domestico, e quasi il 23% dei clienti non residenti, ma si registrano consumi per solo 156 GWh.

Le condizioni contrattuali offerte nel servizio di maggior tutela si articolano in due modalità: monoraria e bioraria (Tav. 2.35). Anche nel 2025 il servizio di maggior tutela è quasi interamente caratterizzato da clienti con tariffa bioraria, che rappresentano il 99,5% dei volumi complessivi e il 99,6% dei punti di prelievo. I clienti con tariffa monoraria, del tutto residuali, possiedono una quota inferiore all'1% sia in termini di consumi sia di utenze. Il confronto tra i consumi medi (Tav. 2.36) dei clienti con tariffa monoraria e quelli con tariffa bioraria evidenzia che i primi registrano un consumo medio annuo di 1.719 kWh, superiore del 15% rispetto ai clienti in bioraria, il cui consumo medio si attesta a 1.495 kWh.

TAV. 2.35 *Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2025 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	22	0,47%	13	0,4%
Residenti	16	0,33%	7	0,2%
Non residenti	6	0,14%	6	0,2%
Bioraria	4.728	99,53%	3.163	99,6%
Residenti	4.164	87,66%	2.454	77,3%
Non residenti	564	11,87%	709	22,3%
TOTALE	4.750	100,00%	3.176	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.36 *Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2025 per condizione economica e classi di consumo annuo (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Monoraria	22	13	1.719
0-1.000 kWh	2	6	356
1.000-1.800 kWh	3	2	1.373
1.800-2.500 kWh	4	2	2.138
2.500-3.500 kWh	4	1	2.917
3.500-5.000 kWh	3	1	4.050
5.000-15.000 kWh	3	0	7.577
> 15.000 kWh	3	0	35.601
Bioraria	4.728	3.163	1.495
0-1.000 kWh	532	1.317	404
1.000-1.800 kWh	1.149	832	1.380
1.800-2.500 kWh	1.001	474	2.113
2.500-3.500 kWh	942	323	2.912
3.500-5.000 kWh	615	151	4.063
5.000-15.000 kWh	412	62	6.609
> 15.000 kWh	78	3	29.681
TOTALE	4.750	3.176	1.496

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione territoriale dei clienti domestici serviti nel regime di maggior tutela nel 2025 (Tav. 2.37), distinguendo tra clienti residenti e non residenti, risulta sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori. Dal punto di vista territoriale, i maggiori volumi complessivi si registrano in Campania e Lombardia, entrambe con circa il 12,5% dei consumi nazionali complessivi.

TAV. 2.37 *Clienti nel servizio di maggior tutela nel 2025 per tipologia e per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	239	174	28	53	267	227
Valle d'Aosta	4	2	4	8	8	11
Lombardia	539	341	54	67	593	408
Trentino-Alto Adige	49	33	12	21	60	54
Veneto	333	186	35	44	368	230
Friuli-Venezia Giulia	85	55	8	14	93	69
Liguria	108	83	24	46	131	129
Emilia-Romagna	260	152	30	42	291	194
Toscana	230	140	46	47	276	187
Umbria	44	27	6	8	51	35
Marche	93	59	10	17	103	76
Lazio	453	264	75	69	528	334
Abruzzo	73	50	11	28	84	77
Molise	17	14	3	7	20	21
Campania	541	278	53	41	594	319
Puglia	279	164	37	47	316	211
Basilicata	34	27	3	8	37	34
Calabria	175	101	26	40	201	141
Sicilia	432	223	73	75	506	298
Sardegna	192	88	33	32	225	119
ITALIA	4.180	2.462	570	714	4.750	3.176

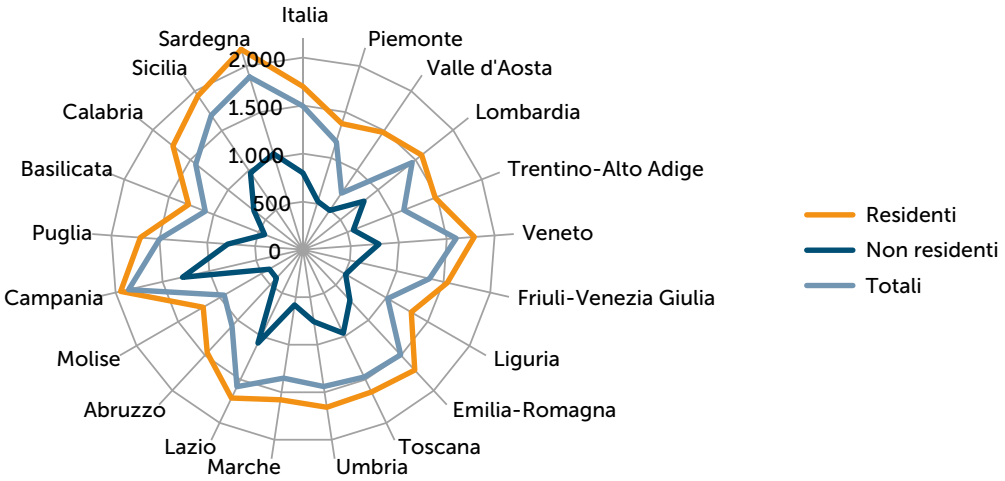
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

In particolare, la Campania registra 594 GWh e 319 mila punti di prelievo, mentre la Lombardia presenta 593 GWh e 408 mila punti di prelievo, risultando la regione con il maggior numero di utenze servite in maggior tutela. Seguono il Lazio con 528 GWh e 334 mila punti di prelievo e la Sicilia con 506 GWh e 298 mila punti. Tra le altre regioni con un peso significativo si segnalano il Veneto, che rappresenta il 7,7% dei volumi nazionali, e la Puglia con il 6,6%. Le regioni con i valori più contenuti risultano, invece, Valle d'Aosta, Molise e Basilicata, che incidono marginalmente sia in termini di consumi sia di punti di prelievo.

La composizione delle utenze mostra inoltre una netta prevalenza dei clienti residenti in quasi tutte le regioni. Le quote più elevate si osservano in Campania, dove i residenti rappresentano l'87% dei punti di prelievo, e in Lombardia, con l'84%. Al contrario, nelle aree caratterizzate da una maggiore presenza di seconde case o abitazioni stagionali, come Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige e Liguria, la quota dei clienti non residenti risulta più elevata. In Valle d'Aosta, per esempio, i punti di prelievo non residenti rappresentano il 78% del totale regionale. Nel complesso, i dati confermano che il servizio di maggior tutela nel 2025 rimane concentrato principalmente nelle regioni più popolose del Paese e continua a essere caratterizzato da una prevalenza di utenze domestiche residenti.

I consumi medi regionali dei clienti serviti nel regime di maggior tutela nel 2025 (Fig. 2.19) evidenziano differenze significative tra le diverse aree del Paese e tra clienti residenti e non residenti. Tra le regioni con i consumi medi complessivi più elevati si distinguono: Sardegna (1.881 kWh), Campania (1.861 kWh), Sicilia (1.694 kWh) e Veneto (1.599 kWh), tutte superiori alla media nazionale. In particolare, la Sardegna presenta uno scostamento positivo di 483 kWh rispetto alla media italiana, seguita dalla Campania con +249 kWh e dalla Sicilia con +241 kWh. Al contrario, i consumi medi più bassi si registrano in Valle d'Aosta (714 kWh), Molise (946 kWh), Liguria (1.019 kWh), Abruzzo (1.086 kWh) e Basilicata (1.093 kWh), valori inferiori alla media nazionale. Il Molise evidenzia il divario negativo più ampio rispetto alla media italiana (-498 kWh).

FIG. 2.19 *Consumi medi regionali dei clienti serviti in maggior tutela nel 2025*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche analizzando separatamente residenti e non residenti emergono differenze rilevanti. I consumi medi dei residenti risultano particolarmente elevati in Sardegna (2.181 kWh), Campania (1.947 kWh) e Sicilia (1.939 kWh) mentre i valori più contenuti si osservano in Molise (1.200 kWh) e Basilicata (1.281 kWh). Per i clienti non residenti, i consumi medi più elevati si registrano in Campania (1.286 kWh), Sardegna (1.045 kWh) e Lazio (1.078 kWh), mentre Molise e Abruzzo presentano i valori più bassi, rispettivamente pari a 405 e 402 kWh.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2025 sono 102 (di cui 10 inattivi).

Nel corso del 2025 il settore degli esercenti il servizio di maggior tutela è stato interessato da alcune operazioni societarie che hanno comportato cessazioni di attività, cessioni di ramo operativo e modifiche societarie. In particolare, Sachsenklemme KG des Ganterer Roland & Co. ha cessato l'attività di vendita ai clienti finali tutelati con decorrenza dal 1° gennaio 2025. Nella stessa data, il Comune di Exilles ha ceduto l'attività a Servizio Elettrico Nazionale. Successivamente, Impresa Produzione Energia Elettrica Pesenti ha cessato l'attività di vendita ai clienti finali tutelati a partire dal 30 giugno 2025.

La tavola 2.38 presenta le prime quindici imprese che nel 2025 hanno gestito il servizio di maggior tutela, evidenziandone le rispettive quote di mercato. Si osserva, come sempre, la forte concentrazione del servizio di maggior tutela, con l'operatore dominante, Servizio Elettrico Nazionale, che fornisce 4.046 GWh e detiene l'85,2% dei volumi complessivi nazionali (+1,4% rispetto all'anno 2024). Al secondo posto si colloca Acea Energia, con 283 GWh e una quota del 5,9% (rispetto ai 7,1% dell'anno precedente), seguita da A2A Energia con 122 GWh e il 2,6% del totale nazionale. Quote più contenute caratterizzano gli altri operatori, tra cui Iren Mercato (1,8%), Dolomiti Energia (0,9%) ed Estenergy (0,4%).

TAV. 2.38 *Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2025 (volumi in GWh)*

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA
Servizio Elettrico Nazionale	4.046	85,2%
Acea Energia	283	5,9%
A2A Energia	122	2,6%
Iren Mercato	85	1,8%
Dolomiti Energia	45	0,9%
Estenergy	19	0,4%
Hera Comm	19	0,4%
Agsm Aim Energia	16	0,3%
Soc. Elettrica Liparese	14	0,3%
S.Med.E. Pantelleria	13	0,3%
Alperia Smart Services	11	0,2%
S.El.I.S. Lampedusa	10	0,2%
CVA Energie	7	0,2%
Odoardo Zecca	6	0,1%
Sea Soc. Elettrica di Favignana	6	0,1%
Altri esercenti	49	1,0%
TOTALE	**4.750**	**100,00%**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel complesso, le prime tre società coprono una quota del 93,7% del servizio quasi analoga all'anno precedente (93,9%). L'indice HHI invece sale lievemente da 7.257 del 2024 a 7.353 restando non troppo distante da quota 10.000, che indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore.

Servizio a tutele graduali

Il servizio a tutele graduali (STG) è il servizio disciplinato dall'Autorità finalizzato ad accompagnare il progressivo passaggio al mercato libero dell'energia elettrica, garantendo la continuità della fornitura ai clienti che, alla cessazione del diritto di essere serviti nel regime di maggior tutela, non abbiano ancora scelto un fornitore nel mercato libero.

Il servizio è articolato in funzione della tipologia di clientela interessata e comprende una disciplina specifica per i clienti domestici non vulnerabili, per le microimprese e per le piccole imprese. La fornitura dell'energia elettrica è assicurata da esercenti selezionati mediante procedure concorsuali indette dall'Autorità.

Il territorio nazionale è suddiviso in aree territoriali, ciascuna delle quali è assegnata a un unico esercente. Lo stesso operatore può risultare aggiudicatario di più aree, qualora abbia partecipato con successo alle relative procedure di gara. Tale meccanismo è finalizzato a garantire condizioni di fornitura omogenee e la continuità del servizio durante la fase di transizione verso il mercato libero.

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili

Il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili (STGNV) è il regime di fornitura di energia elettrica destinato ai clienti domestici non vulnerabili che, alla cessazione del servizio di maggior tutela, non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero. Il servizio è entrato in vigore il 1° luglio 2024, assicurando la continuità della fornitura ai clienti interessati durante il processo di completa liberalizzazione del mercato retail dell'energia elettrica.

A partire da marzo 2025, nell'ambito dell'STGNV sono stati inclusi anche alcuni clienti vulnerabili. In particolare, possono accedere al servizio:

- i clienti vulnerabili che ne abbiano fatto esplicita richiesta entro il 30 giugno 2025[42], in attuazione dell'art. 24 della legge n. 193/2024;
- i clienti che abbiano acquisito la condizione di vulnerabilità mentre erano già serviti nell'STGNV[43]. Tali clienti hanno il diritto di continuare a essere serviti nel medesimo servizio fino alla conclusione del periodo di assegnazione, mantenendo comunque la facoltà di sottoscrivere in qualsiasi momento un contratto nel mercato libero oppure di rientrare nel servizio di maggior tutela.

Le condizioni contrattuali applicate corrispondono a quelle previste per le offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (PLACET), con riferimento alle modalità di fatturazione, alle garanzie richieste al cliente e agli strumenti di pagamento. In particolare, la fatturazione avviene con cadenza bimestrale.

Dal punto di vista economico, il servizio prevede il completo allineamento del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica ai prezzi del mercato all'ingrosso, mediante l'applicazione al cliente finale del valore del prezzo unico nazionale (PUN) effettivamente registrato nel periodo di riferimento (PUN *ex post*). A tale componente si aggiunge una quota destinata alla copertura dei costi di commercializzazione del servizio, definita sulla base degli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio, pur mantenendo un corrispettivo uniforme su tutto il territorio nazionale.

42 Ai sensi dell'art. 47.3, lettera a) del Testo integrato per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), allegato A alla delibera 3 agosto 2023, n. 362/2023/R/eel.

43 Ai sensi dell'art. 2, comma 3, del decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19.

TAV. 2.39 *Esercenti del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel periodo 1° luglio 2024-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Aosta, Biella, Milano provincia, Verbania, Vercelli	Enel Energia
Parma, Piacenza, Torino provincia	Enel Energia
Como, Torino comune, Varese	Illumia
Imperia, Lecco, Monza-Brianza, Savona	E.ON Energia
Brescia, Milano comune	Enel Energia
Cremona, Genova, La-Spezia, Lodi, Lucca, Massa-Carrara	Hera Comm
Alessandria, Asti, Cuneo, Novara, Pavia	Hera Comm
Bergamo, Sondrio, Udine	Hera Comm
Belluno, Gorizia, Pordenone, Treviso, Trieste	Enel Energia
Bolzano, Trento, Vicenza	Enel Energia
Mantova, Modena, Reggio Emilia, Verona	Enel Energia
Ancona, Padova, Pesaro-Urbino, Venezia	Hera Comm
Ascoli Piceno, Bologna, Fermo, Ferrara, Macerata, Rovigo	Hera Comm
Firenze, Roma provincia	Illumia
Arezzo, Caserta, Perugia, Rieti, Terni, Viterbo	Hera Comm
Roma comune	Enel Energia
Napoli provincia, Nuoro, Sassari	Illumia
Cagliari, Napoli comune, Oristano, Sud Sardegna	A2A Energia
Avellino, Benevento, Grosseto, Livorno, Pisa, Pistoia, Prato, Siena	Edison Energia
Chieti, Forlì-Cesena, L'Aquila, Pescara, Ravenna, Rimini, Teramo	Hera Comm
Bari, Frosinone, Latina	Edison Energia
Brindisi, Matera, Potenza, Salerno, Taranto	Iren Mercato e Salerno Energia Vendite
Barletta-Andria-Trani, Campobasso, Cosenza, Foggia, Isernia	Iren Mercato e Salerno Energia Vendite
Catanzaro, Crotone, Lecce, Reggio-Calabria, Vibo Valentia	Edison Energia
Catania, Enna, Messina, Ragusa, Siracusa	Edison Energia
Agrigento, Caltanissetta, Palermo, Trapani	A2A Energia

Fonte: ARERA.

Il 6 febbraio 2024, Acquirente Unico ha reso noti i risultati delle procedure concorsuali, indicando, per ciascuna delle ventisei aree territoriali nelle quali è stato suddiviso il territorio nazionale, i nominativi dei fornitori aggiudicatari del servizio e i relativi prezzi di assegnazione; il periodo di erogazione va dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027 (Tav. 2.39). Le ventisei aree territoriali sono state assegnate a sette operatori: Enel Energia e Hera Comm risultano aggiudicatarie di sette aree ciascuna, Edison Energia di quattro aree, Illumia di tre aree, mentre A2A Energia e Iren Mercato e Salerno Energia Vendite operano in due aree ciascuna ed E.On Energia in una sola area.

Secondo i dati dell'Indagine annuale, nel 2025 i sette esercenti aggiudicatari servono complessivamente 3,0 milioni di punti di prelievo calcolati con il criterio *pro die* e circa 5,2 TWh di energia elettrica (Tav. 2.40). L'analisi della clientela servita nel 2025 evidenzia una netta prevalenza dei clienti residenti, che rappresentano circa i tre quarti dei punti di prelievo. I clienti residenti assorbono infatti 4.456 GWh, pari all'85,7% dell'energia complessivamente

erogata, e contano 2,24 milioni di punti di prelievo (74,4% del totale). Il relativo consumo medio si attesta a 1.987 kWh annui, valore significativamente superiore a quello osservato per i clienti non residenti (960 kWh annui).

TAV. 2.40 *Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025 per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Residente	2.602	4.456	71,2%	1.230	2.243	82,4%
Non residente	501	741	48,1%	445	772	73,3%
TOTALE	3.103	5.197	67,5%	1.675	3.015	80,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2024, il servizio ha registrato una crescita particolarmente sostenuta. I volumi complessivi sono aumentati del 67,5%, mentre i punti di prelievo sono cresciuti dell'80,0%, determinando una riduzione del 6,9% del consumo medio unitario, sceso a 1.724 kWh. L'incremento è stato più marcato per la clientela residente, per la quale i volumi sono aumentati del 71,2% e i punti di prelievo dell'82,4%, con una conseguente riduzione del 6,1% del consumo medio. Quest'ultimo dato suggerisce che l'espansione del servizio abbia coinvolto soprattutto utenze caratterizzate da livelli di consumo relativamente contenuti.

Enel Energia si conferma il principale operatore del servizio (34,3% dei volumi complessivi), seguono Hera Comm, con una quota del 25,2% dei volumi, ed Edison Energia, che detiene il 14,6% dei consumi (Tav. 2.41).

TAV. 2.41 *Esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025*

ESERCENTE	NUMERO DI AREE AGGIUDICATE	VOLUMI (GWh)	QUOTA DEI VOLUMI
Enel Energia	7	1.782,6	34,3%
Hera Comm	7	1.311,3	25,2%
Edison Energia	4	761,1	14,6%
Illumia	3	536,9	10,3%
A2A Energia	2	325,2	6,3%
Iren Mercato e Salerno Energia Vendite	2	322,6	6,2%
E.On Energia	1	157,5	3,0%
TOTALE	26	5.197.2	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come anticipato, l'analisi per classe di consumo evidenzia come la clientela servita nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili sia prevalentemente concentrata nelle fasce di consumo medio-basse, mentre i consumi complessivi risultano distribuiti in modo più equilibrato tra le diverse classi. La classe con il maggior numero di punti di prelievo è quella con consumi inferiori a 1.000 kWh annui, che conta circa 1,06 milioni di utenze, pari al 35,1% del totale, ma assorbe soltanto 450,8 GWh, corrispondenti all'8,7% dei volumi

complessivi. Le classi comprese tra 1.000 e 3.500 kWh rappresentano il nucleo principale della clientela servita. In particolare, le fasce 1.800-2.500 kWh e 2.500-3.500 kWh assorbono rispettivamente 1.130 GWh e 1.189 GWh, pari a circa il 22% e il 23% dei volumi complessivi, risultando le categorie più rilevanti in termini di energia fornita. Complessivamente, le utenze con consumi compresi tra 1.000 e 3.500 kWh rappresentano oltre il 56% dei punti di prelievo e circa il 65% dei volumi erogati (Tav. 2.42).

TAV. 2.42 *Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	451	8,7%	1.058	35,1%	426
1.000 – 1.800 kWh	1.049	20,2%	751	24,9%	1.397
1.800 – 2500 kWh	1.130	21,7%	531	17,6%	2.126
2.500 – 3.500 kWh	1.189	22,9%	407	13,5%	2.922
3.500 – 5.000 kWh	755	14,5%	185	6,2%	4.070
5.000 – 15.000 KWh	537	10,3%	79	2,6%	6.790
> 15.000 kWh	87	1,7%	3	0,1%	26.198
TOTALE	5.197	100,0%	3.015	100,0%	1.724

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.43 *Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025 per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)*

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	1.833	35,3%	1.007	33,4%
Multioraria	3.365	64,7%	2.008	66,6%
TOTALE	5.197	100,0%	3.015	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione dei clienti per tipologia di tariffazione (Tav. 2.43) evidenzia una netta prevalenza della tariffa multioraria, sia in termini di punti di prelievo sia di volumi di energia fornita. Nel 2025 risultano infatti serviti con tariffa multioraria circa 2,0 milioni di punti di prelievo, pari al 66,6% del totale, ai quali corrispondono 3.365 GWh di energia fornita, equivalenti al 64,7% dei volumi complessivi.

La distribuzione regionale dei clienti (Tav. 2.44) evidenzia una suddivisione della clientela e dei consumi coerente con il peso demografico delle diverse regioni italiane, con una maggiore concentrazione nelle aree del Nord e nelle regioni più popolose del Paese. La Lombardia rappresenta la principale area di concentrazione del servizio, con il 15,6% dei punti di prelievo e il 16,6% dei volumi nazionali, seguita dal Lazio (13,0% dei punti e 14,0% dei volumi) e dal Veneto (9,1% e 10,4%). Insieme, queste tre regioni raccolgono quasi il 38% della clientela e oltre il 41% dell'energia complessivamente fornita.

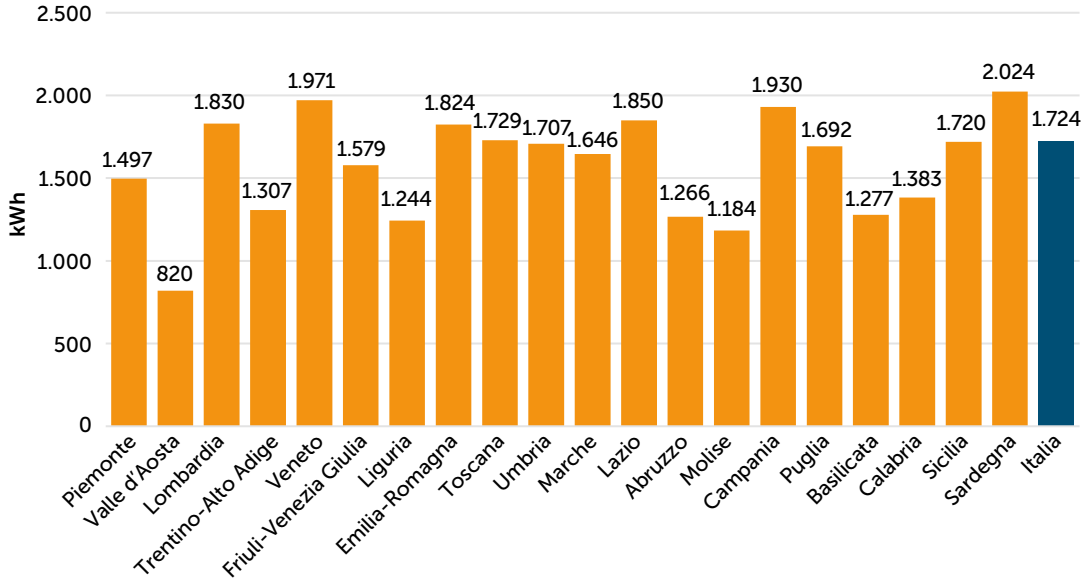
TAV. 2.44 *Servizio a tutele graduali per clienti domestici nel 2025 per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)*

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	324	217	1.497
Valle d'Aosta	13	16	820
Lombardia	862	471	1.830
Trentino-Alto Adige	78	60	1.307
Veneto	542	275	1.971
Friuli-Venezia Giulia	127	80	1.579
Liguria	155	125	1.244
Emilia-Romagna	383	210	1.824
Toscana	321	186	1.729
Umbria	48	28	1.707
Marche	118	72	1.646
Lazio	726	392	1.850
Abruzzo	83	66	1.266
Molise	20	17	1.184
Campania	408	212	1.930
Puglia	290	172	1.692
Basilicata	34	27	1.277
Calabria	145	105	1.383
Sicilia	339	197	1.720
Sardegna	178	88	2.024
ITALIA	**5.197**	**3.015**	**1.724**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.20 evidenzia le differenze territoriali nei consumi medi (calcolati sul totale dei clienti); quelli più elevati si registrano in Sardegna, dove ogni punto di prelievo consuma mediamente 2.024 kWh annui, seguita dalla Campania (1.930 kWh) e dal Veneto (1.971 kWh). Valori superiori alla media nazionale si osservano anche nel Lazio (1.850 kWh), in Lombardia (1.830 kWh) e in Emilia-Romagna (1.824 kWh). In queste regioni il consumo medio supera il dato nazionale tra il 6% e il 17%, segnalando una maggiore intensità di utilizzo delle forniture elettriche da parte della clientela servita in tale servizio. Al contrario, nelle regioni con consumi medi inferiori alla media nazionale si osservano livelli significativamente più bassi. Tra queste si distinguono la Valle d'Aosta, che registra appena 820 kWh per punto di prelievo, pari a circa la metà della media nazionale, il Molise (1.184 kWh), la Liguria (1.244 kWh), la Basilicata (1.277 kWh) e l'Abruzzo (1.266 kWh). Anche il Trentino-Alto Adige (1.307 kWh) e la Calabria (1.383 kWh) si collocano significativamente al di sotto della media italiana.

FIG. 2.20 *Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili nel 2025*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese

Dal 1° gennaio 2021 il servizio di maggior tutela per l'energia elettrica è cessato per le piccole imprese connesse in bassa tensione[44] e per le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW. Per garantire la continuità della fornitura ai clienti che non avevano ancora scelto un venditore nel mercato libero, l'Autorità ha disciplinato il servizio a tutele graduali destinato a questa categoria di utenti.

L'assegnazione del servizio avviene mediante procedure concorsuali nelle quali i venditori competono per l'aggiudicazione delle diverse aree territoriali. Per il secondo periodo di assegnazione, compreso tra il 1° luglio 2024 e il 31 marzo 2027, il servizio è stato ripartito in sette aree territoriali e affidato a tre esercenti: A2A Energia, Enel Energia e Iren Mercato (Tav. 2.45).

Anche per le piccole imprese le condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle previste dalle offerte PLACET (prezzo libero a condizioni equiparate di tutela) definite dall'Autorità. Tali condizioni disciplinano gli aspetti contrattuali della fornitura, tra cui le modalità e la periodicità di fatturazione, il contenuto dei documenti di fatturazione, le garanzie richieste al cliente, le modalità di pagamento, nonché i criteri di rateizzazione e di applicazione degli interessi di mora in caso di ritardato pagamento.

44 Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 2019/944 sono piccole imprese le imprese con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 10 milioni di euro.

TAV. 2.45 *Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2024 – 31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Toscana, Calabria	Iren Mercato
Lazio, Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta	A2A Energia
Lombardia senza il comune di Milano	Enel Energia
Emilia-Romagna, Piemonte	Iren Mercato
Comune di Milano, Liguria, Trentino-Alto Adige, Veneto	Enel Energia
Campania, Marche, Sardegna	A2A Energia
Puglia, Abruzzo, Basilicata, Molise, Umbria, Sicilia	Iren Mercato

Fonte: ARERA.

Le condizioni economiche non prevedono la determinazione amministrata dei prezzi da parte dell'Autorità. La spesa per la materia energia è infatti correlata ai valori consuntivi del prezzo unico nazionale (PUN) e comprende corrispettivi destinati alla copertura dei costi di approvvigionamento e commercializzazione sostenuti dagli esercenti. Il prezzo finale applicato ai clienti dipende inoltre dai parametri economici offerti dai singoli operatori in sede di gara e differisce quindi tra le diverse aree territoriali di assegnazione del servizio.

I dati dell'Indagine annuale relativamente al servizio a tutele graduali per le piccole imprese evidenzia nel 2025 una significativa riduzione sia dei volumi di energia fornita sia del numero di punti di prelievo rispetto all'anno precedente. Nel 2025 il servizio ha erogato complessivamente 1.038 GWh, il 16,1% in meno rispetto ai 1.238 GWh del 2024. Parallelamente, i punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*) si sono ridotti da 77.100 a 61.600, con una contrazione del 20,2%. Nonostante tale diminuzione, il consumo medio per punto di prelievo è aumentato del 5,1%, passando da 16.050 kWh a 16.864 kWh (Tav. 2.46)

TAV. 2.46 *Servizio a tutele graduali per le piccole imprese per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	113	86	-23,9%	9.102	6.634	-27,1%
Altri usi	1.125	952	-15,4%	68.030	54.930	-19,3%
TOTALE	1.238	1.038	-16,1%	77.132	61.565	-20,2%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La categoria Altri usi continua a rappresentare la componente largamente prevalente del servizio. Nel 2025 essa concentra circa il 92% dei volumi complessivi e quasi il 90% dei punti di prelievo. I consumi di questa tipologia si attestano a 952,5 GWh, in diminuzione del 15,4% rispetto all'anno precedente, mentre i punti di prelievo scendono da 68.030 a 54.930 (-19,3%). Contestualmente il consumo medio aumenta del 4,8%, raggiungendo 17.340 kWh per punto di prelievo. Anche il comparto dell'illuminazione pubblica registra una riduzione significativa della clientela servita. I volumi passano da 112,6 GWh a 85,7 GWh (-23,9%), mentre i punti di prelievo diminuiscono del

27,1%, passando da 9,1 mila a 6,6 mila unità. Nonostante la contrazione della platea servita, il consumo medio cresce del 4,4%, attestandosi a 12.919 kWh.

L'analisi per classe di consumo delle piccole imprese nel servizio a tutele graduali evidenzia una forte concentrazione della clientela nelle fasce di consumo più basse, mentre i volumi di energia risultano prevalentemente attribuibili alle classi intermedie e medio-alte. (Tav. 2.47).

TAV. 2.47 *Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo, consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	56	5,4%	31.260	50,8%	1.792
5-10 MWh	57	5,5%	7.103	11,5%	8.082
10-15 MWh	79	7,6%	5.901	9,6%	13.459
15-20 MWh	45	4,3%	2.494	4,1%	17.913
20-50 MWh	314	30,3%	9.953	16,2%	31.587
50-100 MWh	236	22,7%	3.394	5,5%	69.533
100-500 MWh	233	22,5%	1.434	2,3%	162.513
500-2.000 MWh	17	1,7%	26	0,0%	672.775
TOTALE	1.038	100,0%	61.565	100,0%	16.864

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La classe con il maggior numero di punti di prelievo è quella con consumi inferiori a 5 MWh annui, che conta 31,3 mila punti di prelievo, pari al 50,8% del totale, ma assorbe soltanto 56,0 GWh, corrispondenti al 5,4% dei volumi complessivi, con un consumo medio di appena 1.792 kWh annui. Dal punto di vista dei volumi, il peso maggiore si concentra tuttavia nelle classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh. In particolare, la fascia 20-50 MWh assorbe 314,4 GWh, pari al 30,3% dell'energia complessivamente fornita, pur rappresentando soltanto il 16,2% dei punti di prelievo. Seguono le classi 50-100 MWh e 100-500 MWh, che incidono rispettivamente per il 22,7% e il 22,5% dei volumi complessivi. La classe più elevata, compresa tra 500 e 2.000 MWh, presenta una consistenza numerica trascurabile, ma registra un consumo medio particolarmente elevato, pari a circa 673 MWh per punto di prelievo, contribuendo per l'1,7% dei volumi complessivi.

Le condizioni economiche applicate alle piccole imprese nel servizio a tutele graduali evidenziano una netta prevalenza delle forniture multiorarie, sia in termini di punti di prelievo sia di volumi di energia elettrica fornita (Tav. 2.48). Nel 2025 risultano infatti associati alla condizione multioraria 39.080 punti di prelievo, pari al 63,5% del totale, ai quali corrispondono 704,2 GWh di energia fornita, equivalenti al 67,8% dei volumi complessivi. La condizione monoraria interessa invece circa 22.500 punti di prelievo, pari al 36,5% della clientela, e assorbe 334,0 GWh, corrispondenti al 32,2% dell'energia complessivamente fornita nel servizio.

TAV. 2.48 *Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025 per condizione economica (volumi in GWh, numero di punti di prelievo)*

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	334	32,2%	22.485	36,5%
Multioraria	704	67,8%	39.080	63,5%
TOTALE	1.038	100,0%	61.565	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.49 *Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo, consumo medio in kWh)*

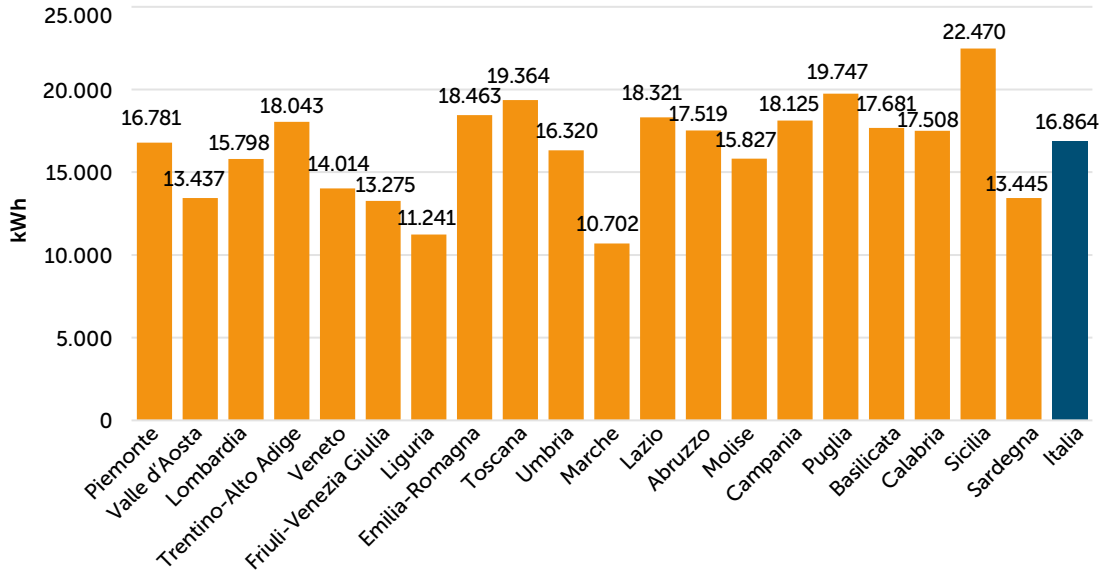
REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	69	4.101	16.781
Valle d'Aosta	1	0.082	13.437
Lombardia	200	12.674	15.798
Trentino-Alto Adige	14	0.761	18.043
Veneto	87	6.214	14.014
Friuli-Venezia Giulia	15	1.126	13.275
Liguria	28	2.511	11.241
Emilia-Romagna	77	4.168	18.463
Toscana	68	3.506	19.364
Umbria	9	0.564	16.320
Marche	12	1.080	10.702
Lazio	130	7.116	18.321
Abruzzo	16	0.908	17.519
Molise	6	0.350	15.827
Campania	75	4.149	18.125
Puglia	68	3.467	19.747
Basilicata	10	0.552	17.681
Calabria	48	2.764	17.508
Sicilia	78	3.465	22.470
Sardegna	27	2.005	13.445
ITALIA	1.038	61.565	16.864

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi territoriale del servizio mostra una distribuzione della clientela fortemente concentrata nelle regioni italiane economicamente più rilevanti (Tav. 2.49). La Lombardia rappresenta la principale regione per dimensioni del servizio, con quasi 12.700 punti di prelievo e 200,2 GWh di energia fornita, corrispondenti rispettivamente al 20,6% della clientela e al 19,3% dei volumi nazionali. Seguono il Lazio, che concentra il 12,6% dei volumi e l'11,6% dei punti di prelievo, e il Veneto, con quote pari all'8,4% dei consumi e al 10,1% della clientela. Un peso significativo è detenuto anche da Sicilia, Emilia-Romagna e Campania, ciascuna con quote dei volumi comprese tra il 7% e l'8%.

I consumi medi regionali (Fig. 2.21) evidenziano differenze più marcate rispetto a quelle osservate per la clientela domestica. La Sicilia presenta il valore più elevato, con 22.470 kWh per punto di prelievo, superiore del 33,2% rispetto alla media nazionale. Seguono la Puglia (19.747 kWh, +17,1% rispetto alla media Italia), la Toscana (19.364 kWh, +14,8%), l'Emilia-Romagna (18.463 kWh, +9,5%) e il Lazio (18.321 kWh, +8,6%). Valori superiori alla media si registrano anche in Campania, Trentino-Alto Adige e Basilicata. All'estremo opposto si collocano le Marche, che presentano il consumo medio più contenuto (10.702 kWh), inferiore del 36,5% rispetto alla media nazionale. Livelli significativamente inferiori si osservano anche in Liguria (-33,3%), Friuli-Venezia Giulia (-21,3%), Valle d'Aosta (-20,3%) e Sardegna (-20,3%). Anche il Veneto evidenzia consumi medi inferiori alla media nazionale (-16,9%).

FIG. 2.21 *Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2025*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio a tutele graduali per le microimprese

Dal 1° aprile 2023 anche le microimprese, ossia i clienti non domestici titolari di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW, hanno perso il diritto di essere rifornite nel servizio di maggior tutela. Per garantire la continuità della fornitura ai clienti che non avevano ancora scelto un venditore nel mercato libero, l'Autorità ha disciplinato lo specifico servizio a tutele graduali destinato a questa categoria di utenti. Il periodo di assegnazione del servizio ha una durata di quattro anni, dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027.

L'affidamento del servizio è avvenuto mediante procedure concorsuali organizzate dall'Acquirente Unico. Il 16 dicembre 2022 sono stati pubblicati gli esiti delle gare per l'assegnazione delle aree territoriali del servizio. Il territorio nazionale è stato suddiviso in dodici aree territoriali, assegnate complessivamente a sette esercenti: A2A Energia, Acea Energia, AGSM AIM Energia, Estra Energie, Hera Comm, Illumia e Sorgenia (Tav. 2.50).

TAV. 2.50 *Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese nel periodo 1° aprile 2023 – 31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm
Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia
Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2A Energia
Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia
Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia
Liguria, Biella, Cuneo, Torino	Magis Energia(A)
Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	Illumia
Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2A Energia
Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie
Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2A Energia
Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia
Sicilia	A2A Energia

(A) Ex Agsm Aim Energia.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali sono analoghe a quelle delle Offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, prevedono l'allineamento del prezzo di approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della commodity nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN ex post). Inoltre, come per le utenze domestiche, viene applicata una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

I dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2025 il servizio ha fornito complessivamente 1.248,7 GWh, in diminuzione del 17,6% rispetto ai 1.515,7 GWh del 2024. Parallelamente, i punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*) si sono ridotti da poco meno di 829.100 a circa 680.400, registrando una flessione del 17,9%. Il consumo medio è invece rimasto sostanzialmente stabile, passando da 1.828 kWh a 1.835 kWh per punto di prelievo (+0,4%) (Tav. 2.51).

La categoria Altri usi continua a rappresentare la quasi totalità del servizio. Nel 2025 essa concentra infatti 1.245,1 GWh, pari a oltre il 99% dei volumi complessivi, e 679.800 punti di prelievo, corrispondenti a circa il 99,9% della clientela servita. Rispetto al 2024, i consumi di questa categoria si sono ridotti del 17,6%, mentre i punti di prelievo sono diminuiti del 17,9%. Il consumo medio si è mantenuto sostanzialmente invariato, attestandosi a 1.831 kWh per punto di prelievo. L'illuminazione pubblica rappresenta una componente residuale del servizio, con 3,6 GWh di energia fornita e circa 500 punti di prelievo nel 2025. Pur registrando una riduzione dei volumi (-9,9%) e soprattutto dei punti di prelievo (-36,1%), questa categoria evidenzia un marcato incremento del consumo medio, che passa da 4.737 kWh a 6.684 kWh (+41,1%).

TAV. 2.51 *Servizio a tutele graduali per le microimprese per tipologia di cliente (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	4	4	-9,9%	849	542	-36,1%
Altri usi	1.512	1.245	-17,6%	828.203	679.839	-17,9%
TOTALE	1.516	1.249	-17,6%	829.052	680.381	-17,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.52 *Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo, consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	619	49,6%	625.430	91,9%	990
5-10 MWh	248	19,8%	33.613	4,9%	7.372
10-15 MWh	139	11,1%	11.034	1,6%	12.601
15-20 MWh	87	7,0%	4.924	0,7%	17.652
20-50 MWh	144	11,5%	5.191	0,8%	27.741
50-100 MWh	11	0,9%	185	0,0%	60.754
100-500 MWh	1	0,1%	4	0,0%	189.285
TOTALE	1.249	100,0%	680.381	100,0%	1.835

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi per classe di consumo delle microimprese che acquistano energia in questo servizio evidenzia una forte concentrazione della clientela nelle fasce di consumo più basse, caratteristica coerente con la dimensione ridotta delle attività economiche interessate (Tav. 2.52). La classe con consumi inferiori a 5 MWh annui rappresenta di gran lunga la categoria più numerosa, con 625.400 punti di prelievo, pari al 91,9% del totale, e assorbe 618,9 GWh, corrispondenti al 49,6% dei volumi complessivamente forniti. Il consumo medio di questa fascia si attesta a 990 kWh annui. Le classi comprese tra 5 e 15 MWh raccolgono complessivamente il 6,5% dei punti di prelievo e circa il 31% dei volumi. In particolare, la fascia 5-10 MWh assorbe 247,8 GWh (19,8% del totale), mentre la classe 10-15 MWh contribuisce per ulteriori 139,0 GWh (11,1%). In queste categorie il consumo medio cresce progressivamente, passando da 7.372 kWh a 12.601 kWh per punto di prelievo. Le microimprese con consumi compresi tra 15 e 50 MWh rappresentano una quota molto limitata della clientela, pari complessivamente all'1,5% dei punti di prelievo, ma assorbono una quota significativa dei consumi, pari al 18,5% dei volumi complessivi. In particolare, la fascia 20-50 MWh registra 144,0 GWh, corrispondenti all'11,5% dell'energia fornita, pur rappresentando appena lo 0,8% delle utenze. Nel complesso emerge una struttura della clientela fortemente polarizzata: quasi il 92% delle microimprese servite presenta consumi inferiori a 5 MWh annui.

La disaggregazione delle microimprese per tipo di tariffazione nel servizio a tutele graduali evidenzia una marcata prevalenza delle forniture multiorarie, sia in termini di punti di prelievo sia di energia complessivamente fornita (Tav. 2.53). Nel 2025 risultano associati alla condizione multioraria circa 602.000 punti di prelievo, pari all'88,5% del totale, ai quali corrispondono 1.095,4 GWh di energia fornita, equivalenti all'87,7% dei volumi complessivi. La

condizione monoraria interessa invece 77.900 punti di prelievo, pari all'11,5% della clientela, e assorbe 153,4 GWh, corrispondenti al 12,3% dei volumi complessivamente erogati.

TAV. 2.53 *Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025 per condizione economica (volumi in GWh, numero di punti di prelievo)*

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	153	12,3%	77.935	11,5%
Multioraria	1.095	87,7%	602.446	88,5%
TOTALE	1.248	100,0%	680.381	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.54 *Servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo, consumo medio in kWh)*

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	68	40.910	1.660
Valle d'Aosta	1	713	1.346
Lombardia	121	63.102	1.921
Trentino-Alto Adige	20	9.215	2.143
Veneto	75	41.176	1.828
Friuli-Venezia Giulia	18	9.758	1.813
Liguria	37	24.635	1.484
Emilia-Romagna	69	43.076	1.606
Toscana	78	49.617	1.582
Umbria	11	8.497	1.295
Marche	26	19.504	1.333
Lazio	210	87.799	2.390
Abruzzo	22	13.210	1.686
Molise	5	3.410	1.421
Campania	178	79.046	2.251
Puglia	92	60.531	1.516
Basilicata	11	9.782	1.156
Calabria	48	28.943	1.659
Sicilia	120	65.704	1.820
Sardegna	39	21.755	1.802
ITALIA	1.249	680.381	1.835

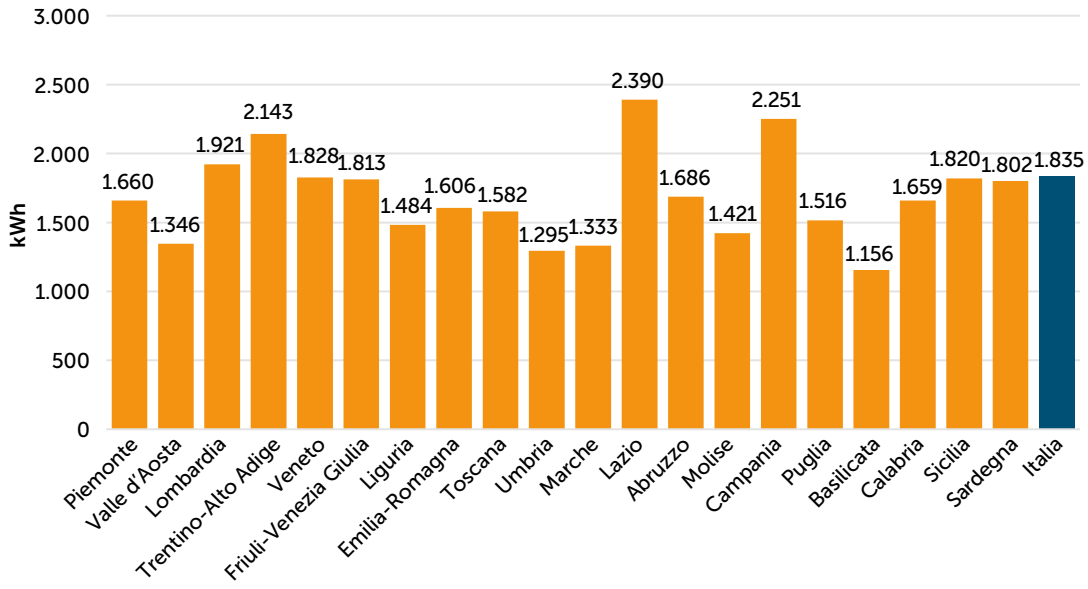
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi territoriale evidenzia una distribuzione delle microimprese correlata alla struttura economica e produttiva delle diverse regioni italiane (Tav. 2.54). La principale concentrazione della clientela si osserva nel Lazio, che

rappresenta la prima regione sia in termini di volumi sia di punti di prelievo, con 209,8 GWh e 87.800 utenze, corrispondenti rispettivamente al 16,8% dei volumi nazionali e al 12,9% dei punti di prelievo. Seguono la Campania, con il 14,2% dei volumi e l'11,6% della clientela, e la Lombardia, che concentra il 9,7% dei consumi e il 9,3% dei punti di prelievo. Quote rilevanti si osservano anche in Sicilia (9,6% dei volumi), Puglia (7,3%) e Toscana (6,3%).

Nel 2025 il Lazio registra il consumo medio più elevato, pari a 2.390 kWh per punto di prelievo, valore superiore del 30,2% rispetto alla media nazionale. Livelli significativamente superiori si osservano anche in Campania (2.251 kWh, +22,6%) e nel Trentino-Alto Adige (2.143 kWh, +16,8%). Anche la Lombardia presenta consumi medi superiori alla media italiana (+4,7%). All'estremo opposto si collocano le regioni caratterizzate dai livelli di consumo più contenuti. La Basilicata registra il valore minimo con 1.156 kWh per punto di prelievo, inferiore del 37,0% rispetto alla media nazionale. Seguono Umbria (-29,5%), Marche (-27,4%), Valle d'Aosta (-26,7%) e Molise (-22,6%). Anche Liguria, Puglia ed Emilia-Romagna presentano consumi medi sensibilmente inferiori al dato nazionale. Nel complesso, il quadro territoriale delle microimprese appare meno concentrato rispetto a quello delle piccole imprese ed evidenzia una significativa eterogeneità nei profili di consumo.

FIG. 2.22 *Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le microimprese nel 2025*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

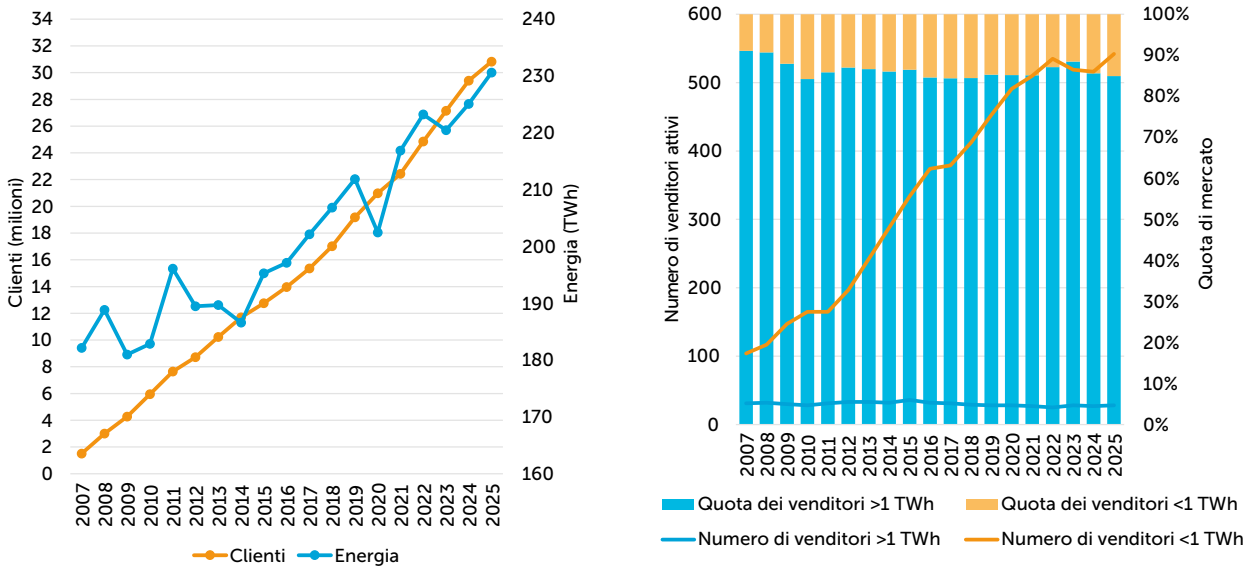
Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2025 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 230,6 TWh, 5,5 TWh in più del 2024, a quasi 31 milioni di clienti, cresciuti del 4,9% rispetto al 2024. I clienti nel mercato libero, in costante e sostenuta crescita nel tempo, hanno raggiunto ormai l'81,5% dell'intero mercato della vendita di energia elettrica italiano, così come l'energia intermediata ha raggiunto il 93,8% dell'intero mercato elettrico italiano, benché tale espansione non abbia mantenuto sempre lo stesso ritmo e, anzi, nell'arco del tempo abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (Fig. 2.23).

A prescindere dall'andamento del mercato, comunque, il numero di venditori attivi è cresciuto ininterrottamente dal 2007 fino al 2022. Il 2023 è stato il primo anno in cui tale tendenza si è interrotta, e anche nel 2024 si è registrato un piccolo calo, mentre nel 2025 il numero dei venditori è nuovamente aumentato.

Nel 2025, infatti, in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, le imprese attive nel mercato libero sono risultate 570, cioè 27 in più rispetto al 2024 (+6,1%) (Tav. 2.55). Poiché nel frattempo le vendite sono cresciute pressoché nella stessa misura (+6,3%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è tornato in calo: 405 GWh, anziché i 415 GWh registrati nel 2024. Rispetto a quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato, pari a 1.349 GWh, il valore attuale è 3,3 volte inferiore.

FIG. 2.23 *Evoluzione del mercato libero di energia elettrica*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2024, i venditori di grandissima dimensione sono divenuti sei (Tav. 2.55): a Enel Energia, A2A Energia, Edison Energia, Axpo Italia ed Hera Comm, gli stessi dello scorso anno, si è aggiunta Engie Italia. Il numero dei venditori di grande dimensione (cioè con vendite comprese tra 5 e 10 TWh) è invece rimasto invariato a quattro unità, ma la sua composizione è cambiata: oltre a Eni Plenitude, Alperia Smart Services e Duferco Energia, già presenti nel 2024, è entrata in questa classe Shell Energy Italia, in sostituzione di Engie Italia passata nella classe superiore. Anche la classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh è rimasta invariata rispetto al 2024 e annovera 18 imprese: PostePay e Bluenergy Group hanno infatti rimpiazzato le due società che ne sono uscite (Shell Energy Italia entrata nella classe superiore e Iberdrola Italia, che invece è passata alla classe inferiore). La classe dei piccoli venditori (con vendite comprese tra 0,1 e 1 TWh) è cresciuta di 7 unità, mentre l'ultima (operatori con vendite inferiori a 0,1 TWh) ne conta 19 in più.

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2025 è salita marginalmente, dal 14,4% al 15,1%, ma come si vede nella parte a destra della figura 2.23, da sempre i venditori di più piccole di-

mensioni (542 imprese nel 2025) si dividono sostanzialmente la medesima quota di mercato. Le prime tre classi di operatori, cioè le prime 28 imprese, corrispondenti al 4,9% dei venditori attivi) nel 2025 hanno coperto l'84,9% delle vendite complessive; nel 2024 le prime tre classi contavano 27 imprese che corrispondevano al 5% dei venditori attivi e coprivano l'85,6% del mercato libero.

TAV. 2.55 *Attività dei venditori per classe di vendita*

CLASSE DI VENDITORI	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Numero di venditori attivi	521	537	560	547	543	570
Oltre 10 TWh	4	4	4	5	5	6
5-10 TWh	4	8	5	2	4	4
1-5 TWh	20	15	16	21	18	18
0,1-1 TWh	71	80	72	67	84	91
Fino a 0,1 TWh	422	430	463	452	432	451
Volume venduto (TWh)	202,4	216,9	223,2	220,5	225,1	230,6
Oltre 10 TWh	90,8	96,7	109,6	118,5	111,7	119,6
5-10 TWh	26,9	51,4	35,2	16,9	29,2	25,5
1-5 TWh	54,6	36,5	49,7	59,6	51,8	50,8
0,1-1 TWh	23,8	25,5	21,5	18,0	24,2	26,0
fino a 0,1 TWh	6,3	6,8	7,3	7,5	8,2	8,7
Volume medio unitario (GWh)	389	404	399	403	415	405
Oltre 10 TWh	22.712	24.180	27.389	23.693	22.330	19.938
5-10 TWh	6.735	6.421	7.037	8.458	7.301	6.368
1-5 TWh	2.731	2.433	3.105	2.839	2.880	2.822
0,1-1 TWh	335	319	298	268	288	286
fino a 0,1 TWh	15	16	16	17	19	19

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2025, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello[45], mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 33,3% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (10,7%) e alle imprese energetiche locali (5,6%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 3% e allo 0,3%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 44,6% delle quote di capitale sociale dell'insieme dei venditori. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 4,2% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, anche nel 2025 sono state comunicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie riguardanti l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica (Tav. 2.56).

45 Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

Ventidue imprese hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico; tra loro, alcune sono società che erano già presenti nei mercati energetici con altre attività. Diciotto imprese hanno dichiarato la cessazione dell'attività. Cinque imprese hanno ceduto l'attività ad altrettante società che l'hanno acquisita. Le imprese coinvolte in queste operazioni risultano tutte di piccolissima dimensione.

Come sempre le incorporazioni sono avvenute infragruppo, nel senso che prima dell'operazione di acquisizione l'incorporante e l'incorporata facevano già parte del medesimo gruppo societario. Dall'inizio dell'anno all'interno del gruppo Canarbino, la società Segnoverde (già Gesam Gas & Luce) ha incorporato Miogas & Luce unipersonale, Commerciale Gas & Luce unipersonale, Controcorrente unipersonale e JEN Energia. A marzo Augusta Ratio ha incorporato Gasway. A fine anno, invece, all'interno del gruppo Gas Rimini, Astea Energia ha incorporato San Giorgio Energie.

TAV. 2.56 *Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2025 per tipologia*

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività	22
Cessione/acquisizione dell'attività	5
Cessazione dell'attività	18
Fusioni/Incorporazioni	6
Modifica di gruppo societario	12
Cambio di ragione sociale	10
Cambio di natura giuridica	9

Fonte: ARERA. Anagrafica operatori.

Per quanto attiene invece i cambiamenti d'appartenenza a gruppi societari sono da segnalare in particolare Aspm Energia che da marzo è entrata a far parte del gruppo societario Esa Italia in quanto Energia Pulita ne ha acquisito l'intero capitale sociale da Axpo Italia. Dieci imprese hanno cambiato ragione sociale; tra loro Iberdrola Clienti Italia a fine anno ha assunto la denominazione sociale di Iberdrola Italia. Infine, nove imprese hanno cambiato natura giuridica, passando in quattro casi da società a responsabilità limitata a società per azioni e viceversa in due casi; tre società a responsabilità limitata sono invece divenute società a responsabilità limitata a socio unico.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero (Tav. 2.57) non evidenzia clamorosi movimenti rispetto al 2024: come di consueto, si osserva la predominanza del gruppo Enel, ma con una quota del 24,8% delle vendite complessive, nettamente più bassa del 30,8% registrata nel 2023. In seconda posizione, con una quota largamente inferiore e pari all'8,3%, si trova il gruppo A2A (7,3% nel 2023). È rimasto in terza posizione, con il 6,3% anche il gruppo Edison (5,9% nel 2023).

TAV. 2.57 *Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2025 (volumi in GWh)*

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2024
Enel	47.956	20,8%	1°
A2A	23.392	10,1%	2°
Edison	17.599	7,6%	3°
Hera	12.535	5,4%	4°
Eni	11.656	5,1%	6°
Axpo Group	11.267	4,9%	5°
Engie	10.477	4,5%	7°
Alperia	5.966	2,6%	8°
Duferco	5.547	2,4%	9°
Royal Dutch Shell	5.086	2,2%	22°
Sorgenia	4.621	2,0%	13°
Iren	4.562	2,0%	11°
Acea	4.161	1,8%	10°
Agsm Aim	4.096	1,8%	16°
Repower	3.960	1,7%	15°
E.On	3.711	1,6%	12°
Nova Coop	3.425	1,5%	14°
Dolomiti Energia	2.873	1,2%	18°
Alpiq	2.845	1,2%	19°
MET Holding	2.801	1,2%	21°
Altri gruppi	42.067	17,1%	-
TOTALE GRUPPI	**230.603**	**100,0%**	**-**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il restringimento della quota di Enel è dovuto a un significativo decremento da 55,8 a 50 TWh (-14%) nelle vendite al mercato libero, mentre i gruppi inseguitori hanno evidenziato volumi in aumento del 26% nel caso di A2A e del 25% nel caso di Edison. Negli ultimi due anni la distanza tra l'*incumbent* e il primo inseguitore si è accorciata a circa 11 punti percentuali (erano ancora 23,4 nel 2023). Nel mercato libero la predominanza di Enel è assai meno significativa rispetto a quella che il gruppo possiede nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.38), dove la distanza rispetto al secondo operatore è del 79%.

Anche il gruppo Hera ha mantenuto la quarta posizione, nonostante un calo nelle vendite del 10% rispetto al 2024; le vendite di Eni, invece, sono rimaste stabili, ma il gruppo ha comunque superato Axpo Group (portandosi in quinta posizione) le cui vendite sono invece diminuite del 13%. Altri avvicendamenti si possono osservare nei dati della tavola. Tra i più significativi, il balzo del gruppo Royal Dutch Shell in decima posizione.

Non stupisce quindi che il grado di concentrazione nel mercato libero sia ancora diminuito: la quota dei primi tre gruppi è pari al 38,6% (era al 39,3% nel 2024 e al 44,1% nel 2023); quella dei primi cinque è scesa sotto al 50% (era al 51,3% nel 2024 e al 55,2% nel 2023); l'indice HHI è passato da 884 a 743, sempre lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

Il 21% dei 570 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 45% dei venditori ha venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale (cioè in almeno 18 regioni); il restante 34% delle società ha operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17. La quota delle imprese che serve l'intero territorio nazionale sta crescendo costantemente nel tempo: nel 2023 era pari al 37,5%.

TAV. 2.58 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti*

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		QUOTA PUNTI DI PRELIEVO	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025
Piemonte	404	424	34,6%	31,5%	39,6%	44,4%
Valle d'Aosta	231	254	84,5%	83,4%	76,5%	77,4%
Lombardia	448	484	44,1%	42,5%	39,6%	47,8%
Trentino-Alto Adige	317	333	69,7%	67,5%	70,0%	73,8%
Veneto	402	430	37,0%	36,1%	33,3%	30,7%
Friuli-Venezia Giulia	332	354	42,8%	39,8%	47,0%	25,7%
Liguria	372	394	39,9%	36,8%	50,9%	46,7%
Emilia-Romagna	406	438	47,6%	40,0%	55,8%	51,7%
Toscana	410	435	45,1%	39,4%	61,5%	47,1%
Marche	311	341	51,2%	57,9%	52,0%	47,2%
Umbria	355	378	46,2%	42,2%	48,2%	44,5%
Lazio	407	441	44,1%	38,4%	59,0%	66,0%
Abruzzo	371	399	48,1%	42,8%	51,3%	47,8%
Molise	291	316	48,8%	47,7%	54,1%	47,3%
Campania	394	420	46,5%	43,0%	64,4%	56,6%
Puglia	399	421	45,3%	42,2%	58,9%	55,7%
Basilicata	311	341	42,2%	48,0%	66,5%	49,4%
Calabria	389	418	56,1%	51,6%	70,1%	57,5%
Sicilia	378	409	53,1%	50,9%	65,8%	56,4%
Sardegna	365	389	64,8%	58,0%	56,9%	55,3%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per valutare i livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica nel mercato libero si possono utilizzare la quota di mercato dei primi tre venditori, o indice C3, calcolata per le singole imprese e non per i gruppi societari, insieme con la percentuale dei punti di prelievo serviti dalle stesse tre imprese e il numero di operatori che hanno servito clienti nel territorio regionale (Tav. 2.58).

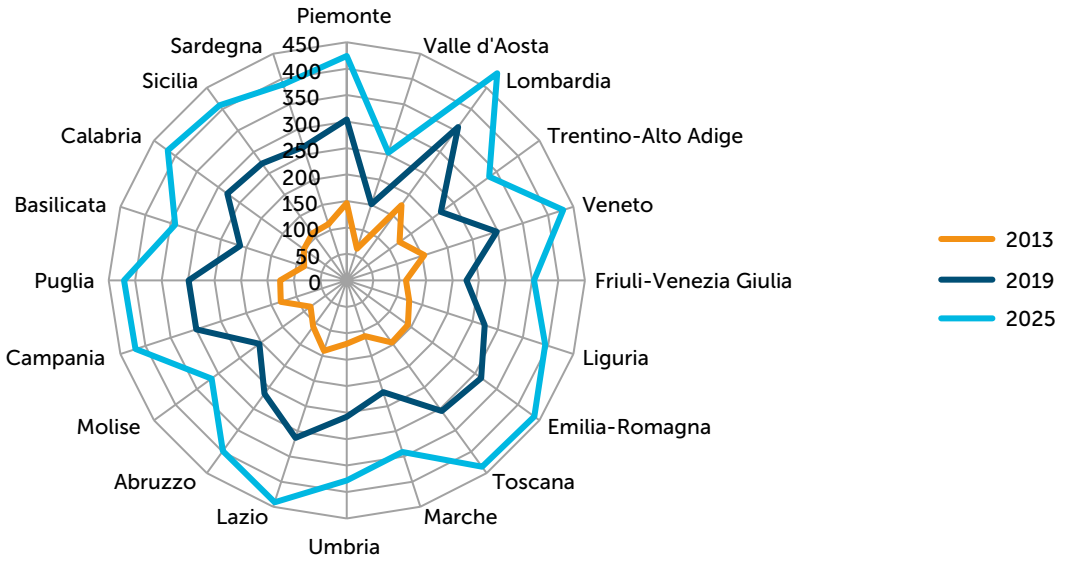
Nel 2025 la concentrazione territoriale è aumentata rispetto all'anno precedente in due regioni su venti, con un incremento significativo in entrambe: nelle Marche, dove è salita dal 51,2% al 57,9% e in Basilicata dove è salita dal 42,2% al 48%. In tutti gli altri territori, l'indice C3 ha registrato una riduzione, in media di circa 4 punti percentuali. Il numero di operatori è ulteriormente cresciuto in tutte le regioni (Fig. 2.27), in media di 25 unità rispetto al 2024.

Come in passato, anche nel 2025 le regioni centro-settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelle meridionali.

Piemonte, Veneto e Liguria risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 35% delle vendite complessive regionali. Friuli-Venezia Giulia, Veneto e Piemonte sono invece i territori in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti. Viceversa, la Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige si confermano anche quest'anno le regioni che evidenziano i livelli di concentrazione più elevati sia in termini di quota di volumi, sia di clienti serviti. Come da alcuni anni, la Sardegna è il territorio che evidenzia il valore del C3 più elevato dopo Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige, sebbene la concentrazione in termini di punti serviti sia decisamente meno elevata rispetto alle prime due.

Il numero medio dei venditori nel mercato libero per regione è più che triplicato dal 2013 al 2025: a fronte delle iniziali 121 imprese, nel 2019 il numero era già più che raddoppiato (267) per arrivare a 391 soggetti nel 2025 (Fig. 2.24).

FIG. 2.24 *Numero di venditori del mercato libero per regione*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.59) mostra un aumento di oltre 1,4 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto pressoché integralmente ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un aumento numericamente significativo si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.105.000 unità, ovvero del 4,8% rispetto al 2024; circa 311.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+5,3%), come pure i punti in media tensione sono cresciuti di 2.100 unità (+2%). Al contrario, i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un calo di quasi 262 unità (-24,9%) che li ha portati a circa 790 unità. Un discreto aumento (+10.200 unità) ha interessato anche gli usi per l'illuminazione pubblica in bassa tensione, come pure quelli in media tensione sono quasi raddoppiati (da 750 a 1100). Anche in termini di energia venduta, con l'eccezione dell'illuminazione pubblica in bassa tensione e dei clienti altri usi in media tensione, tutti gli altri usi e livelli di tensione hanno registrato un dato in crescita.

Le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'1,5% rispetto al 2024, grazie soprattutto alla crescita del settore domestico; i clienti in media tensione hanno acquistato circa 563 GWh in meno dell'anno precedente (-0,6%), mentre, come detto, i consumi dei clienti in alta tensione sono aumentati di 4,5 TWh, registrando un incremento del 21,5%.

TAV. 2.59 *Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Bassa tensione	111.775	113.405	1,5%	29.295	30.720	4,9%
Domestico	47.169	48.236	2,3%	23.222	24.327	4,8%
Illuminazione pubblica	2.938	2.825	-3,8%	256	266	4,0%
Altri usi	61.668	62.344	1,1%	5.816	6.128	5,3%
Media tensione	92.575	92.012	-0,6%	103.462	105.563	2,0%
Illuminazione pubblica	214	242	13,3%	0,75	1,11	47,5%
Altri usi	92.361	91.770	-0,6%	103	104	1,7%
Alta e altissima tensione	20.725	25.186	21,5%	1,05	0,79	-24,9%
Altri usi	20.725	25.186	21,5%	1,05	0,79	-24,9%
TOTALE	225.075	230.603	2,5%	29.399	30.827	4,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Con l'ingresso di 1,1 milione di nuovi clienti, il settore domestico ha accresciuto i propri consumi di quasi 1,1 TWh (+2,3%). Complessivamente i punti di prelievo per illuminazione pubblica serviti nel mercato libero (in media e in alta tensione) hanno ridotto gli acquisti del 2,7%, pari a 84 GWh in meno rispetto al 2024, nonostante i punti di prelievo siano aumentati in totale del 4,1%. I consumi degli altri usi (in tutte le tensioni) hanno registrato una crescita del 2,6%, anche grazie all'incremento del 5,3% del numero di punti serviti.

In conseguenza di queste variazioni, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è lievemente diminuita rispetto al 2024, dal 49,7% al 49,2%, quella acquisita dai consumatori connessi in media tensione è scesa dal 41,1% al 39,9%, mentre quella dell'alta tensione è salita dal 9,2% al 10,9%. Nel 2025 la quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica è risultata pari al 77,8% di tutta l'energia venduta nel mercato libero (era al 77,6% nel 2024), e al 20,2% in termini di punti di prelievo (era al 20,1% nel 2024).

Nel 2025 il consumo medio dei clienti domestici è risultato di 1.983 kWh/anno, in leggera riduzione rispetto al 2024 (-2,4%). Come di consueto, le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.800 kWh, che insieme raccolgono più di metà dei clienti (il 54%). Tuttavia, anche le due classi successive possiedono un peso non troppo distante (34%). Di fatto l'88% dei clienti italiani consuma meno di 3.500 kWh/anno (Tav. 2.60).

TAV. 2.60 *Mercato libero domestico nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	3.306	6,9%	6.833	28,1%	484
1.000-1.800 kWh	8.797	18,2%	6.292	25,9%	1.398
1.800-2.500 kWh	9.602	19,9%	4.509	18,5%	2.129
2.500-3.500 kWh	10.835	22,5%	3.695	15,2%	2.932
3.500-5.000 kWh	8.097	16,8%	1.979	8,1%	4.091
5.000-15.000 kWh	6.664	13,8%	981	4,0%	6.793
> 15.000 kWh	934	1,9%	37	0,2%	25.390
TOTALE DOMESTICI	**48.236**	**100,0%**	**24.327**	**100,0%**	**1.983**
DI CUI CON CONTRATTO *DUAL FUEL*					
< 1.000 kWh	197	5,9%	340	20,9%	578
1.000-1.800 kWh	662	19,8%	471	28,9%	1.404
1.800-2.500 kWh	747	22,3%	351	21,6%	2.128
2.500-3.500 kWh	820	24,5%	281	17,2%	2.922
3.500-5.000 kWh	537	16,1%	132	8,1%	4.064
5.000-15.000 kWh	348	10,4%	52	3,2%	6.647
> 15.000 kWh	33	1,0%	1	0,1%	23.392
TOTALE CON CONTRATTO *DUAL FUEL*	**3.345**	**100,0%**	**1.629**	**100,0%**	**2.053**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

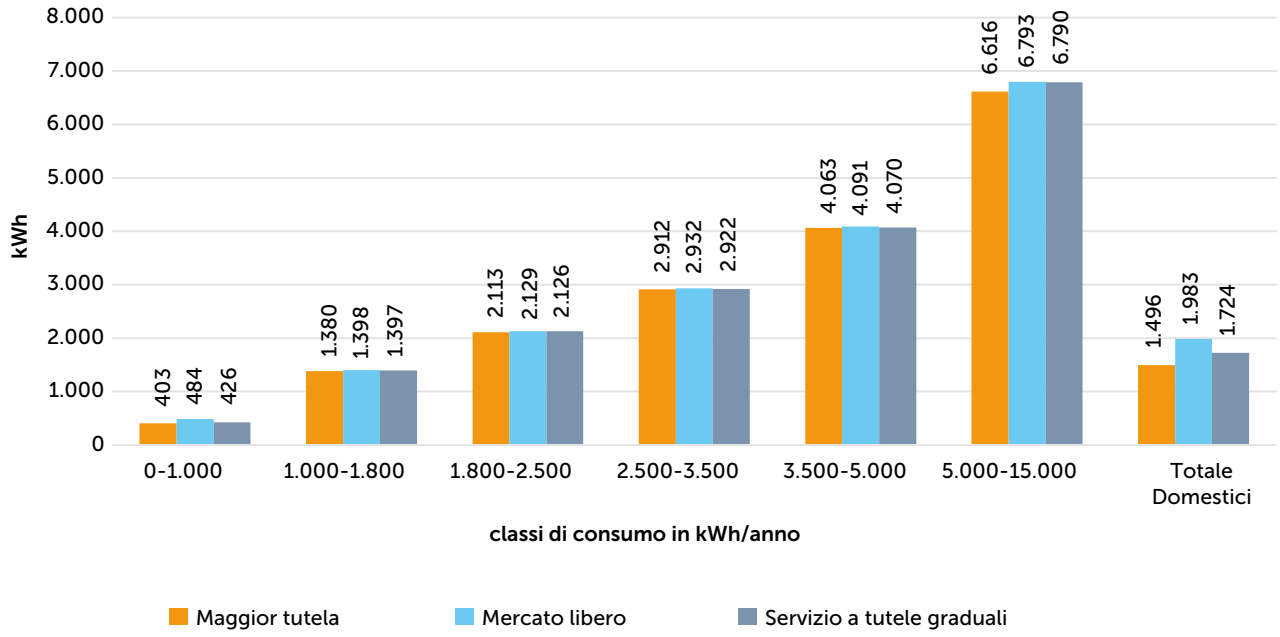
Nelle varie classi, con l'eccezione della prima e dell'ultima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici che acquistano nei servizi di maggior tutela e tutele graduali (Fig. 2.25). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, il consumo medio nel libero (484 kWh) è del 20% più alto di quello dei clienti in maggior tutela (403 kWh) e del 14% più elevato dei clienti nel servizio a tutele graduali (426 kWh), così come, per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno il consumo medio nel libero, pari 25.390 kWh risulta del 15% inferiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela (29.838 kWh) e un po' più basso (-3%) di quello nel servizio a tutele graduali (26.198 kWh). A causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel libero, pari a 1.983 kWh, risulta di un terzo più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.496 kWh e del 15% più alto di quello delle famiglie nel servizio a tutele graduali, pari a 1.724 kWh.

Nel 2025 circa 1,63 milioni di punti domestici risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*[46] (Tav. 2.60). Il numero di tali clienti è cresciuto rispetto al 2024 (erano 1,55 milioni); la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è rimasta invariata al 6,7% dell'intera clientela domestica. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco più di 3,3 TWh, il 6,9% di tutta l'elettricità venduta ai clienti domestici sul mercato libero. Con l'eccezione delle prime due classi, i consumi medi dei clienti *dual fuel* sono generalmente più bassi di quelli dei clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia

46 Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

elettrica. Per effetto di un maggior consumo nelle prime due classi, però, a livello totale il consumo medio risulta del 3,5% superiore a quello della generalità dei clienti domestici.

FIG. 2.25 *Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici nel mercato libero e negli altri servizi di vendita nel 2025*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

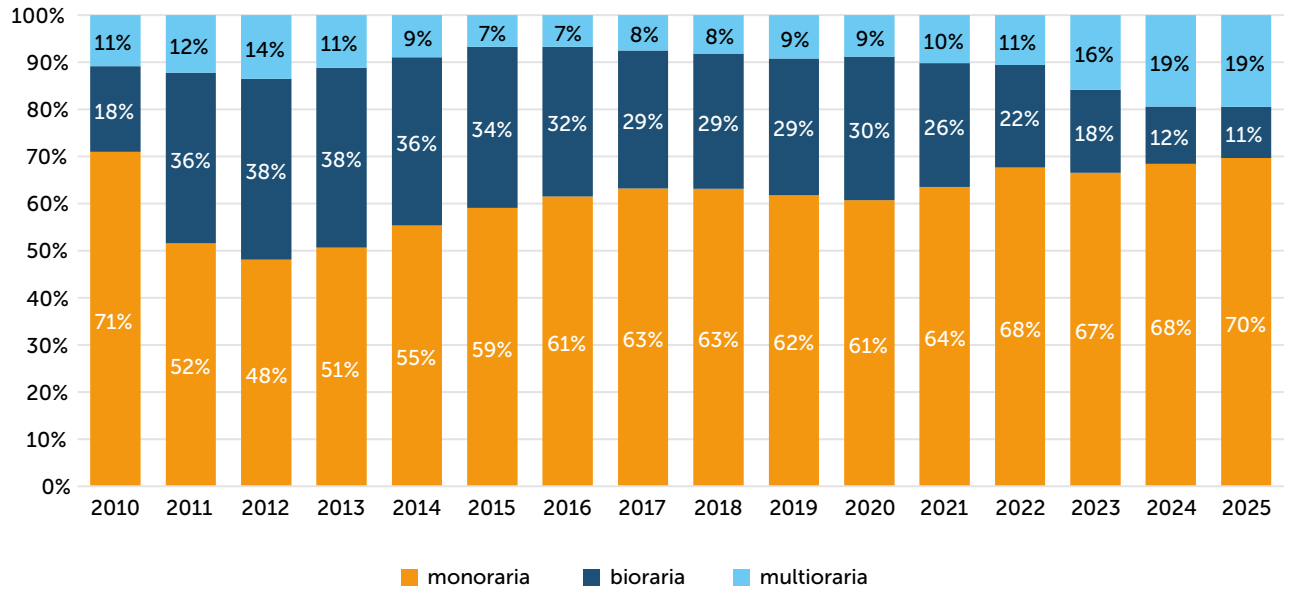
TAV. 2.61 *Mercato libero domestico nel 2025 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	33.360	69,2%	16.955	69,7%
Bioraria	5.256	10,9%	2.635	10,8%
Multioraria	9.620	19,9%	4.737	19,5%
TOTALE DOMESTICI	**48.236**	**100,0%**	**24.327**	**100,0%**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.61) mostra una sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2024 è stato scelto dal 69,7% dell'intera clientela, equivalente al 69,2% dei volumi. Il 10,8% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e il 19,5% quella multioraria.

FIG. 2.26 *Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La prevalenza del prezzo monorario nel 2025 è salita di 1,3 punti percentuali rispetto al 2024, e con l'eccezione di qualche anno, è andata crescendo nel tempo (Fig. 2.26): gli elementi che lo rendono più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che l'assenza di un vincolo nel momento del consumo. La tariffa bioraria è ormai ridotta a una quota molto piccola di utenze, mentre la tariffa multioraria risulta da diversi anni in lenta ma costante crescita.

TAV. 2.62 *Mercato libero non domestico nel 2025 per livello di tensione (volumi in GWh)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	65.169	1.669	6.393.797	108.840
Media tensione	92.012	1.297	105.563	1.142
Alta/altissima tensione	25.186	146	790	14
TOTALE NON DOMESTICI	**182.367**	**3.113**	**6.500.151**	**109.996**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2024, l'interesse verso i contratti *dual fuel* da parte della clientela non domestica è rimasto invariato: i punti di prelievo che hanno scelto la fornitura congiunta di elettricità e gas sono risultati l'1,7% dei 6,5 milioni di clienti non domestici totali, pressoché tutti connessi in bassa tensione. Nel 2025, tuttavia, è diminuita dal 2% all'1,7% la quota di energia acquistata dai clienti *dual fuel* rispetto al totale dell'energia venduta ai clienti non domestici. I clienti *dual fuel*, infatti, hanno acquistato 3,1 TWh, sul totale dei 182,4 TWh complessivamente venduti ai clienti non domestici (Tav. 2.62).

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tav. 2.63) mostra che le vendite in termini di volumi sono abbastanza concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 56,6% dell'energia complessivamente acquistata da tale clientela. Il 69,5% dei clienti, tuttavia, ricade nella prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno.

TAV. 2.63 *Mercato libero non domestico nel 2025 per classe di consumo (volumi in GWh)*

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
<5 MWh	BT	5.967	3,3%	4.519.127	1.320
5-10 MWh	BT	4.574	2,5%	637.377	7.177
10-15 MWh	BT	3.731	2,0%	301.122	12.389
15-20 MWh	BT	3.344	1,8%	191.469	17.466
< 10 MWh	MT	50	0,0%	11.118	4.474
10-20 MWh	MT	84	0,0%	5.873	14.383
< 20 MWh	AT e AAT	0,2	0,0%	46	3.768
20-50 MWh	Tutti	14.928	8,2%	474.046	31.490
50-100 MWh	Tutti	12.511	6,9%	180.680	69.246
100-500 MWh	Tutti	28.497	15,6%	139.063	204.922
500-2.000 MWh	Tutti	27.905	15,3%	30.092	927.311
2.000-20.000 MWh	Tutti	46.894	25,7%	9.630	4.869.689
20.000-50.000 MWh	MT, AT e AAT	10.270	5,6%	348	29.504.469
50.000-70.000 MWh	MT, AT e AAT	3.049	1,7%	52	58.527.630
70.000-150.000 MWh	MT, AT e AAT	6.449	3,5%	68	94.738.833
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	14.113	7,7%	41	343.074.533
TOTALE NON DOMESTICI	-	**182.367**	**100,0%**	**6.500.151**	**28.056**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano per lo più in diminuzione rispetto a quelli osservati nel 2024. Fanno eccezione alcune classi il cui consumo medio:

- è cresciuto del 10% per i clienti in bassa tensione medio-grandi (consumo annuo da 15 a 20 MWh);
- è aumentato del 60,6% per i clienti di tutte le tensioni con consumi annui compresi tra 50 e 100 MWh;
- è salito del 17,2% per i clienti in media e alta/altissima tensione con consumi annui tra 20 e 50 GWh;
- è aumentato del 33,9% per i clienti in media e alta/altissima tensione con consumi annui tra 50 e 70 GWh;
- è cresciuto del 3,34% per i grandissimi clienti in media e alta/altissima tensione con consumi annui superiori a 150 GWh.

Complessivamente il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2025 pari a 28.056 kWh, il 2,6% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2024 (28.802 kWh).

I contratti di vendita nel mercato libero

Anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande finalizzate a valutare sia il numero di offerte commerciali disponibili per i clienti del mercato libero[47], sia la distribuzione della clientela tra le diverse tipologie contrattuali sottoscritte[48]. L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali effettivamente scelte dai loro clienti è volto a classificare l'estrema varietà di contratti presenti nel mercato, componendo un quadro che, naturalmente, non può essere considerato esaustivo della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di leggere con prudenza i risultati presentati in queste pagine.

Nel 2025, le imprese di vendita hanno messo a disposizione della clientela domestica una media di 44 offerte commerciali, di cui 7 sottoscrivibili esclusivamente attraverso canali digitali. Per la clientela non domestica, che dispone generalmente di una più ampia possibilità di scelta e per la quale i venditori possono offrire servizi maggiormente personalizzati e contratti costruiti sulle specifiche esigenze del cliente, il numero medio di offerte sale a 52 Di queste, tuttavia, solo 6 risultano acquistabili esclusivamente tramite canali online.

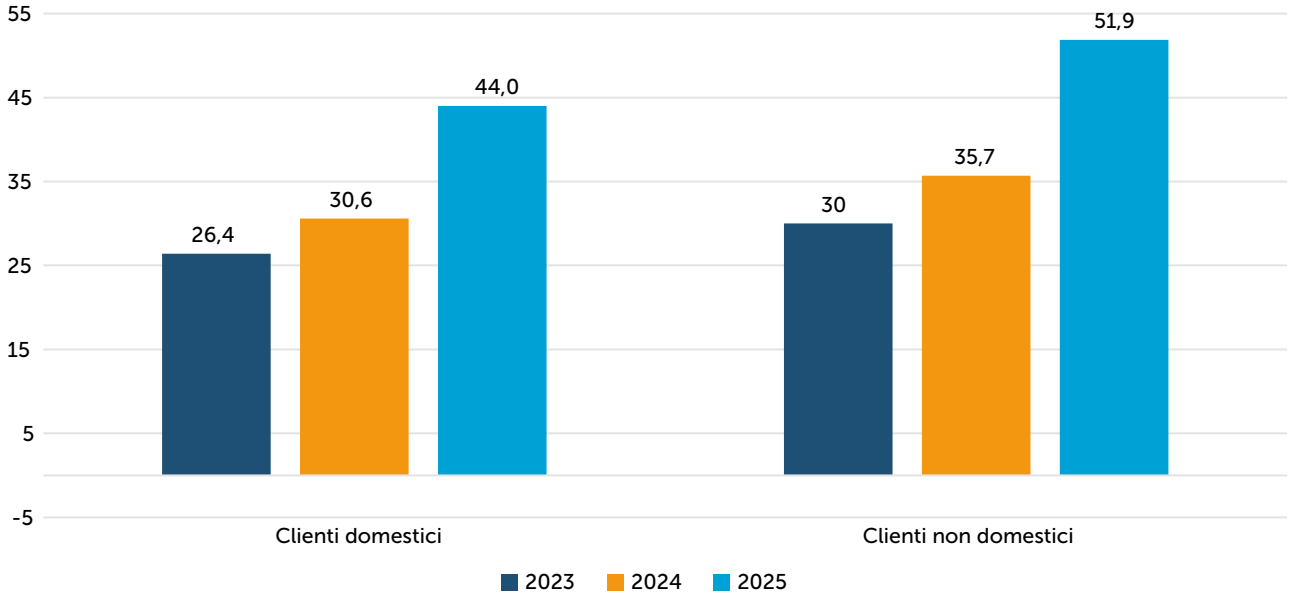
La figura 2.27 evidenzia il costante ampliamento del numero medio di offerte commerciali disponibili nel mercato libero tra il 2023 e il 2025. Per la clientela domestica, le offerte medie sono passate da 26,4 nel 2023 a 30,6 nel 2024, fino a raggiungere 44 nel 2025, con un incremento di oltre il 60% nel triennio. Anche per la clientela non domestica si osserva una crescita significativa: dalle 30 offerte medie del 2023 si è passati a 35,7 nel 2024 e a 51,9 nel 2025, pari a un aumento del 70% circa rispetto a due anni prima. Ciò riflette la crescente articolazione delle proposte commerciali sviluppate dalle imprese di vendita per rispondere alle esigenze di segmenti di clientela sempre più differenziati. La dinamica risulta particolarmente accentuata nel 2025 per i clienti non domestici, per i quali il numero medio di offerte disponibili supera quello destinato ai clienti domestici di circa sette unità.

La distribuzione delle offerte commerciali rivolte alla clientela domestica (Fig. 2.28) evidenzia nel 2025 un ulteriore spostamento verso portafogli di offerta più ampi rispetto all'anno precedente. In particolare, aumenta significativamente la quota di venditori che propone oltre 30 offerte, passata dal 25% nel 2024 al 31% nel 2025, confermandosi la classe più rappresentata. Contestualmente si riduce il peso delle imprese che offrono un numero limitato di contratti. La quota di operatori con un numero di offerte compreso tra 2 e 3 scende dal 25% al 21%, mentre scompare completamente la categoria dei venditori che dichiarano una sola offerta, che nel 2024 rappresentava il 6% del totale. In diminuzione anche la fascia compresa tra 11 e 15 offerte, che passa dall'11% all'9%.

47 Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nell'anno sottoposto alla rilevazione a prescindere dal momento in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di prelievo che li hanno scelti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

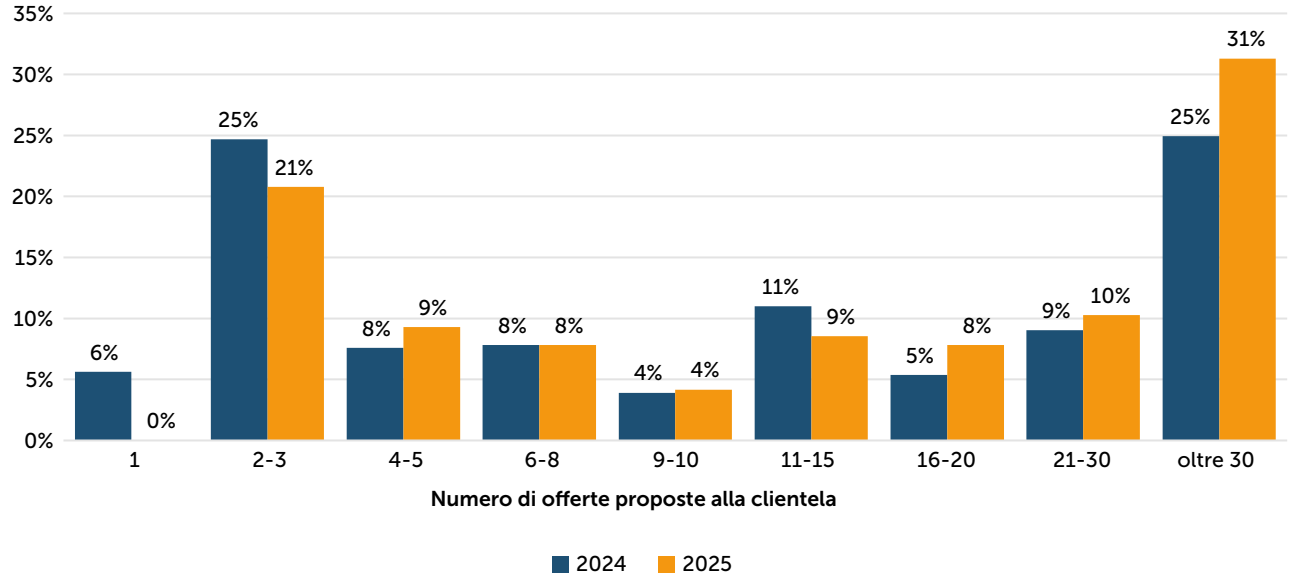
48 I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le offerte PLACET.

FIG. 2.27 *Media del numero di offerte disponibili nel mercato libero dal 2023*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.28 *Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La quota di venditori che ha almeno un'offerta online, è cresciuto negli anni e raggiunge quota 29%, 8 punti percentuali in più rispetto al 2024. Nonostante la crescente digitalizzazione dei servizi e dei processi commerciali, nel settore della vendita di energia la diffusione delle offerte sottoscritte attraverso canali esclusivamente online continua a mantenere un peso relativamente contenuto. Nel 2025, le offerte acquistate via web rappresentano infatti il 9,3% del totale dei contratti sottoscritti dalla clientela domestica. Il dato risulta ancora più contenuto nel segmento non domestico, dove le offerte online rappresentano una quota pari al 2,2% del totale dei contratti attivi.

Nel 2025 il mercato libero dell'energia elettrica presenta una netta differenziazione tra clientela domestica e non domestica nelle preferenze relative alla tipologia di prezzo contrattuale (Tav. 2.64).

TAV. 2.64 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2025 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

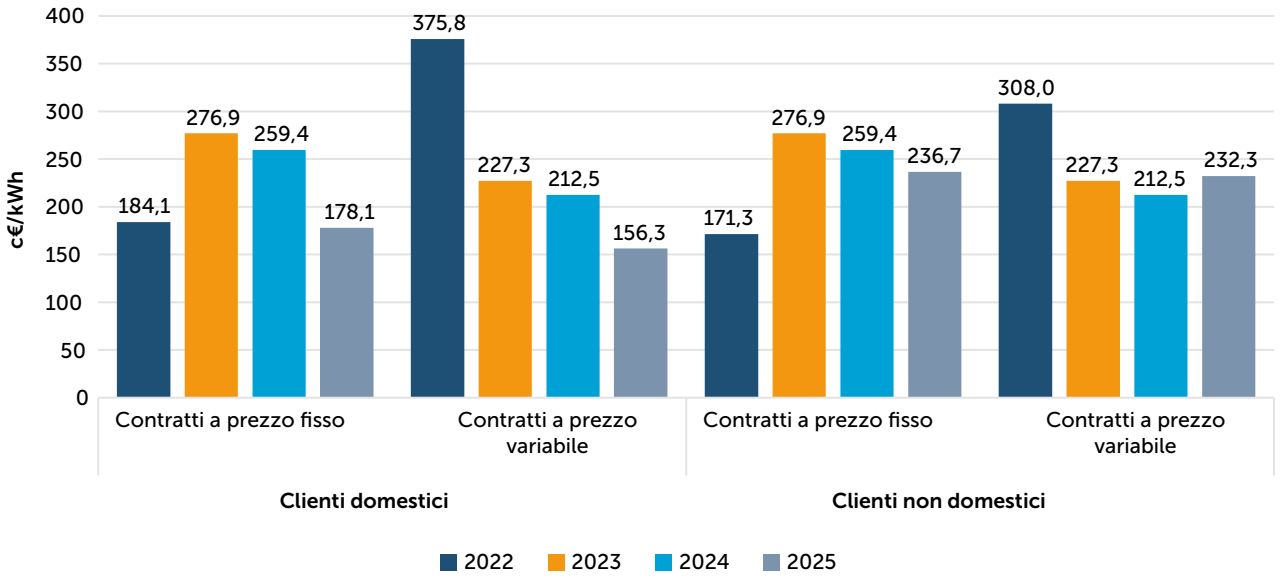
CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh
Contratti a prezzo fisso	51,0%	236,69	20,5%	178,08
Contratti a prezzo variabile	49,0%	232,35	79,5%	156,26
TOTALE CLIENTI	**100%**	**234,51**	**100%**	**158,10**

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti domestici si osserva una sostanziale ripartizione equilibrata tra contratti a prezzo fisso e contratti a prezzo variabile. Le offerte a prezzo fisso risultano leggermente prevalenti, essendo state sottoscritte dal 51,0% dei clienti, mentre il restante 49,0% ha scelto formule a prezzo variabile. Il differenziale di prezzo medio tra le due formule risulta molto contenuto: 236,69 €/MWh per i contratti a prezzo fisso contro 232,35 €/MWh per quelli a prezzo variabile, con uno scarto inferiore al 2%. Diversa appare la situazione nel segmento dei clienti non domestici, dove prevalgono nettamente i contratti a prezzo variabile, scelti dal 79,5% della clientela, mentre solo il 20,5% ha optato per offerte a prezzo fisso. Tale distribuzione riflette la maggiore propensione delle imprese ad assumere il rischio legato all'andamento dei prezzi all'ingrosso, anche in considerazione della possibilità di beneficiare più rapidamente di eventuali riduzioni delle quotazioni di mercato. Anche in questo segmento i contratti a prezzo variabile risultano associati a un prezzo medio inferiore rispetto alle offerte a prezzo fisso (156,26 €/MWh contro 178,08 €/MWh), con un differenziale di circa il 12%. Il confronto tra i due segmenti evidenzia inoltre come i prezzi medi pagati dalla clientela non domestica risultino significativamente inferiori rispetto a quelli sostenuti dai clienti domestici.

L'evoluzione dei prezzi medi dei contratti del mercato libero (Fig. 2.29) evidenzia il progressivo riassorbimento delle tensioni che avevano caratterizzato i mercati energetici nel 2022. Tra il 2022 e il 2025 si osserva infatti una marcata riduzione dei prezzi medi sia per i contratti a prezzo fisso sia per quelli a prezzo variabile, per entrambe le tipologie di clientela. Per i clienti domestici, nel 2022 i contratti a prezzo variabile presentavano un prezzo medio significativamente superiore rispetto a quelli a prezzo fisso (375,77 €/MWh contro 184,07 €/MWh), riflettendo il forte impatto della crisi energetica sulle offerte indicizzate ai mercati all'ingrosso. A partire dal 2023 il differenziale si riduce drasticamente e nel 2025 i prezzi delle due tipologie risultano pressoché allineati. Anche per la clientela non domestica emerge una dinamica analoga. Nel 2022 i contratti a prezzo variabile registravano un prezzo medio di 307,99 €/MWh, nettamente superiore a quello dei contratti a prezzo fisso (171,27 €/MWh). Negli anni successivi il ridimensionamento delle quotazioni all'ingrosso ha determinato una significativa contrazione dei prezzi delle offerte indicizzate, che nel 2025 si attestano a 156,26 €/MWh, valore inferiore di quasi il 50% rispetto al 2022.

FIG. 2.29 *Valore medio della componente relativa ai costi di approvvigionamento dei contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero negli ultimi anni*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi delle offerte a prezzo variabile conferma come l'indicizzazione al PUN medio rappresenti la modalità contrattuale largamente prevalente nel mercato libero dell'energia elettrica. Nel 2025 questa formula è stata scelta dall'89,1% dei clienti domestici e dal 78,8% dei clienti non domestici che hanno sottoscritto contratti a prezzo variabile. Il prezzo medio associato a tale tipologia si attesta a 233,12 €/MWh per i clienti domestici e a 162,46 €/MWh per quelli non domestici, valori molto prossimi ai prezzi medi complessivi dei contratti indicizzati (Tav. 2.65). Una quota più contenuta di clienti ha optato per contratti collegati al prezzo all'ingrosso orario dell'energia elettrica, ossia alle offerte a prezzo dinamico[49] previste dalla normativa europea. Questa tipologia interessa il 7,2% dei clienti domestici e il 16,1% dei clienti non domestici. I prezzi medi di tali contratti risultano inferiori rispetto a quelli indicizzati al PUN medio, attestandosi rispettivamente a 227,79 €/MWh e 145,31 €/MWh. Le restanti forme di indicizzazione mantengono un peso marginale. Le offerte che prevedono uno sconto su componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela rappresentano il 3,6% dei contratti variabili domestici e poco più dell'1% di quelli non domestici. Ancora più limitata è la diffusione delle offerte legate a prezzi definiti tramite gare pubbliche, a indici alternativi (quali ITEC, ITEC12[50], Brent o indici dei prezzi al consumo) oppure a forme di indicizzazione limitata, che complessivamente raccolgono quote inferiori all'1% della clientela.

49 Stabiliti dall'art. 2, comma 15 della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019; prevedono un'indicizzazione al PUN orario.

50 Si tratta di indici di costo variabile medio per il funzionamento del parco termoelettrico in Italia che erano calcolati da REF-E, un centro studi specifico del settore energetico, e che riflettevano le condizioni di mercato al 2004 (ITEC/REF-E) e al 2012 (ITEC12/REF-E). Nel gennaio 2022 la pubblicazione di tali indici è terminata.

TAV. 2.65 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2025 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	DI CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO[A] €/MWh	QUOTA	PREZZO[A] €/MWh
Con prezzo legato all'andamento di uno o più corrispettivi stabiliti da ARERA	3,6%	224,1	1,1%	189,9
Con indicizzazione all'andamento del PUN medio	89,1%	233,1	78,8%	162,5
Con indicizzazione al prezzo all'ingrosso orario (contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica)	7,1%	227,8	16,1%	145,3
Con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica	0,0%	155,5	0,7%	148,8
Con altra indicizzazione (per es.: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent ecc.)	0,0%	219,4	0,4%	287,4
Con indicizzazione limitata	0,1%	201,8	0,0%	172,1
Con un'altra modalità non altrimenti specificata	0,1%	160,4	2,8%	126,7
TOTALE	100,0%	232,3	100,0%	156,3

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come sempre, nell'Indagine annuale è stata indagata anche la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti e la loro consistenza, chiedendo ai venditori che sceglievano l'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi" di specificare da quali servizi aggiuntivi fosse composta la combinazione e i relativi punti di prelievo sono stati poi riattribuiti *pro quota* ai singoli servizi aggiuntivi indicati.

I risultati raccolti (Tav. 2.66) evidenziano come le offerte del mercato libero siano sempre più caratterizzate dall'integrazione di elementi accessori rispetto alla sola vendita di energia. Tale fenomeno risulta particolarmente marcato nel segmento domestico, mentre per la clientela non domestica permane una maggiore concentrazione su offerte prive di servizi complementari.

Tra i contratti a prezzo fisso, la componente accessoria più diffusa è rappresentata dalla garanzia di provenienza dell'energia da fonti rinnovabili, presente nel 74,6% dei contratti sottoscritti dai clienti domestici e nel 44,6% di quelli relativi alla clientela non domestica. I prezzi medi di tali offerte risultano pari a 237,32 €/MWh per i clienti domestici e a 187,49 €/MWh per quelli non domestici, valori leggermente superiori alle rispettive medie di segmento. Nel mercato domestico a prezzo fisso assumono inoltre una certa rilevanza i programmi di raccolta punti, presenti nel 9,3% dei contratti, e la categoria degli altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità, che interessa l'8,1% della clientela. Al contrario, solo il 2,5% dei clienti domestici sottoscrive contratti privi di qualsiasi servizio aggiuntivo. La situazione è profondamente diversa nel segmento non domestico, dove oltre la metà dei contratti a prezzo fisso (50,8%) non prevede servizi accessori e dove le offerte green rappresentano comunque la principale componente aggiuntiva.

TAV. 2.66 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2025 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO				
Nessun servizio aggiuntivo	2,5%	226,5	50,7%	172,3
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	74,6%	237,3	44,5%	187,5
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,0%	175,1	0,0%	172,7
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	9,3%	224,7	3,1%	215,5
Servizi energetici accessori	2,4%	226,3	1,0%	183,9
Omaggio o gadget	0,9%	212,2	0,0%	158,7
Servizi di mobilità elettrica	0,0%	198,4	0,0%	224,7
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	8,1%	262,2	0,3%	177,3
Altro	2,1%	227,0	0,4%	151,9
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100,0%	236,7	100,0%	178,1
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE				
Nessun servizio aggiuntivo	29,1%	228,0	53,0%	149,3
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	48,5%	234,4	38,3%	168,5
Garanzia di energia prodotta in Italia	9,8%	149,5	0,0%	147,5
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	0,3%	230,5	1,6%	188,5
Servizi energetici accessori	6,7%	234,4	3,7%	152,4
Omaggio o gadget	1,0%	240,9	0,1%	169,5
Servizi di mobilità elettrica	0,0%	0,0	0,0%	0,0
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	2,6%	219,6	1,1%	231,0
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	2,1%	251,2	2,3%	165,2
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100,0%	232,3	100,0%	156,3

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per i contratti a prezzo variabile la garanzia di energia proveniente da fonti rinnovabili costituisce il servizio più diffuso, interessando il 48,5% dei clienti domestici e il 38,3% dei clienti non domestici. Tuttavia, rispetto ai contratti a prezzo fisso, aumenta significativamente la quota di offerte prive di servizi aggiuntivi, che raggiunge il 29,1% della clientela domestica e il 53,0% di quella non domestica. Ciò suggerisce che le offerte indicizzate siano maggiormente orientate alla competitività economica e meno alla differenziazione attraverso servizi complementari. Tra i clienti domestici che hanno scelto contratti a prezzo variabile emergono inoltre i servizi energetici accessori (9,8%) e i programmi di raccolta punti (6,7%), mentre le altre tipologie di benefit mantengono una diffusione limitata. Nel segmento non domestico, invece, le quote delle diverse categorie accessorie risultano generalmente inferiori al 4%, confermando una minore attenzione verso strumenti di fidelizzazione e servizi collaterali.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia, istituito nel 2007[51], accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno diritto al servizio di maggior tutela o a quello delle tutele graduali. In particolare, possono accedere al servizio di salvaguardia i clienti titolari unicamente di punti di prelievo connessi in media o alta/altissima tensione e i clienti non domestici che, pur essendo titolari di punti di prelievo in bassa tensione, hanno più di 50 dipendenti e/o un fatturato (o totale di bilancio) almeno pari a 10 milioni di euro annui. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità.

L'Acquirente Unico ha il compito di organizzare e svolgere le procedure concorsuali per la selezione delle imprese che erogano il servizio di salvaguardia, secondo le direttive dell'Autorità[52]. Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

Gli esiti dell'asta per il servizio di salvaguardia nel biennio 2025-2026 sono stati pubblicati da Acquirente Unico il 25 novembre 2024, con l'aggiudicazione del servizio a due venditori: Enel Energia e Hera Comm. Hera Comm gestisce 7 aree territoriali su 9, coprendo gran parte del Centro-Nord e delle isole maggiori, mentre Enel Energia gestisce 2 aree, concentrate nel Nord-Ovest e nel Sud-Est.

Più in dettaglio, Hera Comm serve 14 regioni: Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Marche, Toscana, Sardegna, Lazio, Umbria, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia; rispetto alle sole quattro regioni gestite nell'asta 2023-2024 (Campania, Abruzzo, Umbria e Calabria), la società registra quindi un forte ampliamento della propria presenza territoriale. Enel Energia serve le restanti sei regioni: Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Puglia, Molise e Basilicata; rispetto alle cinque regioni gestite nell'asta 2023-2024 (Lazio, Puglia, Molise, Basilicata e Sicilia), ha consolidato la propria presenza soprattutto nelle aree del Sud Italia.

Insieme a Enel Energia ed Hera Comm, l'asta 2023-2024 comprendeva anche una terza società aggiudicatrice: A2A Energia, che risultava il principale operatore con 11 regioni servite (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Marche, Toscana e Sardegna). Il confronto tra le due aste evidenzia quindi una redistribuzione del mercato: A2A Energia esce completamente dal servizio, Hera Comm diventa il principale operatore nazionale acquisendo 10 regioni aggiuntive, mentre Enel Energia mantiene una presenza sostanzialmente stabile con un lieve incremento territoriale.

Secondo i dati forniti dagli esercenti, il servizio di salvaguardia ha continuato a registrare una contrazione anche nel 2025, confermando il *trend* discendente già osservato nel 2024 dopo la crescita del 2023.

Nel 2025 i punti di prelievo serviti sono scesi a 69.300, calcolati secondo il criterio del *pro die*, ovvero tenendo conto solo delle frazioni di anno in cui i punti sono stati effettivamente attivi, con una riduzione del 13,4%. Nel 2024 si registravano 80.000 punti di prelievo, dato significativamente inferiore anche rispetto ai 97.800 punti

51 Legge 3 agosto 2007, n. 125, conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.

52 Più precisamente, l'Acquirente Unico svolge le procedure di individuazione degli esercenti il servizio di salvaguardia in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007, che reca "Modalità e criteri per assicurare il servizio di salvaguardia di cui all'art. 1, comma 4, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125".

registrati nel 2023. Il numero dei punti serviti nel 2025 rappresenta quindi uno dei livelli più bassi osservati nel mercato della salvaguardia dalla sua istituzione. Il livello minimo storicamente raggiunto fino al 2025 era infatti quello del 2020, con 69.900 clienti serviti.

Anche i volumi di energia prelevata mostrano un'ulteriore contrazione: nel 2025 sono stati prelevati complessivamente 2.936 GWh, contro i 3.563 GWh del 2024, con una diminuzione del 17,6%. Rispetto al 2023, quando i volumi ammontavano a 5.119 GWh, la riduzione complessiva supera il 40%, evidenziando un forte ridimensionamento del servizio sia in termini di clienti sia di consumi energetici (Tav. 2.67).

TAV. 2.67 *Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	264	203	-23,1%	16,1	12,7	-21,1%
Altri usi	880	866	-1,6%	59,2	52,4	-11,5%
TOTALE BT	1.145	1.070	-6,5%	75,3	65,0	-13,6%
Illuminazione pubblica	26	20	-22,7%	0,1	0,1	24,6%
Altri usi	1.796	1.363	-24,1%	4,6	4,1	-11,8%
TOTALE MT	1.822	1.383	-24,1%	4,7	4,2	-10,9%
Altri usi	597	483	-19,0%	0,03	0,02	-28,9%
TOTALE AT	597	483	-19,0%	0,03	0,02	-28,9%
TOTALE SALVAGUARDIA	3.563	2.936	-17,6%	80,0	69,3	-13,4%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti in bassa tensione continuano a rappresentare la componente predominante del servizio: nel 2025 i punti di prelievo in bassa tensione risultano pari a circa 65.000 unità, corrispondenti al 93,9% del totale, mentre la media tensione rappresenta il 6,1% e l'alta tensione mantiene un peso marginale, pari allo 0,04% dei punti serviti. Dal punto di vista dei volumi, ovviamente, emerge una struttura differente: la bassa tensione assorbe il 36,4% dei consumi complessivi; la media tensione rappresenta la quota principale con il 47,1%; l'alta tensione, pur con un numero estremamente ridotto di clienti, pesa per il 16,5% dei volumi complessivi.

Nel complesso i punti in salvaguardia sono distribuiti per l'81,5% nella categoria altri usi e per il 18,5% in quella dell'illuminazione pubblica. Entrambe le categorie registrano una diminuzione rispetto al 2024: in bassa tensione i punti relativi agli altri usi diminuiscono dell'11,6%, mentre quelli dell'illuminazione pubblica si riducono del 20,8%.

Il consumo medio unitario degli utenti connessi in bassa tensione è passato da 15,2 a 16,4 MWh (+8,1%), mentre quello degli utenti connessi in media tensione diminuisce da 384 a 327 MWh (-14,8%), infine, nel consumo medio dell'alta tensione il consumo medio passa da 17 a 19 GWh (+13,9%).

TAV. 2.68 *Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

REGIONE	2024			2025		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	A2A Energia	355	2,9	Enel Energia	343	2,0
Valle d'Aosta	A2A Energia	3	0,0	Enel Energia	2	0,1
Lombardia	A2A Energia	358	8,1	Hera Comm	296	7,8
Trentino-Alto Adige	A2A Energia	9	0,3	Hera Comm	12	0,2
Veneto	A2A Energia	136	3,2	Hera Comm	76	2,5
Friuli-Venezia Giulia	A2A Energia	49	1,0	Hera Comm	35	1,2
Liguria	A2A Energia	290	1,6	Enel Energia	231	1,0
Emilia-Romagna	A2A Energia	115	3,8	Hera Comm	92	3,2
Toscana	A2A Energia	199	3,9	Hera Comm	132	3,2
Umbria	Hera Comm	18	1,2	Hera Comm	18	0,8
Marche	A2A Energia	57	2,0	Hera Comm	31	1,6
Lazio	Enel Energia	411	11,8	Hera Comm	377	12,0
Abruzzo	Hera Comm	45	1,7	Hera Comm	50	1,5
Molise	Enel Energia	11	0,3	Enel Energia	33	0,3
Campania	Hera Comm	603	12,8	Hera Comm	420	8,5
Puglia	Enel Energia	180	4,4	Enel Energia	137	3,6
Basilicata	Enel Energia	44	1,0	Enel Energia	38	0,9
Calabria	Hera Comm	197	7,2	Hera Comm	145	5,9
Sicilia	Enel Energia	401	10,7	Hera Comm	382	10,8
Sardegna	A2A Energia	83	2,1	Hera Comm	84	2,2
ITALIA	-	3.563	80,0		2.936	69,3

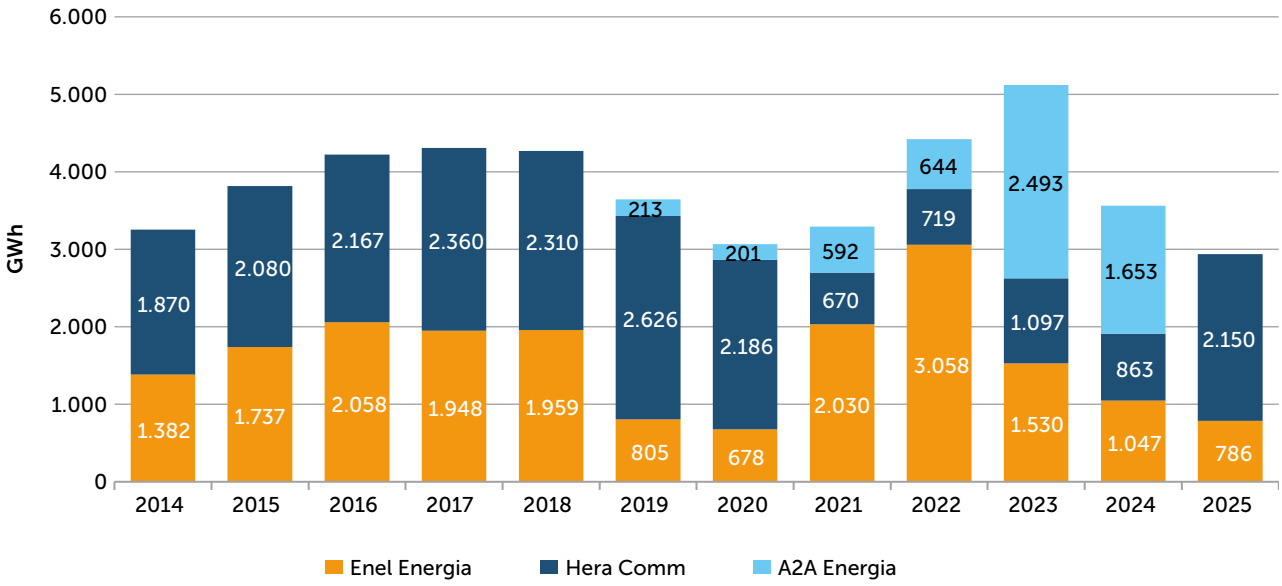
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi più dettagliata a livello regionale (Tav. 2.68) mostra che nel 2025 le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore sono, per quanto riguarda i volumi, nell'ordine Campania (14,3%), Lazio (12,8%), Sicilia (13%) Lombardia (10,1%) e Piemonte (11,7%): il 61,9% dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti appartengono anche ad altre quattro regioni: Liguria, Toscana, Calabria e Puglia, che insieme ne assorbono un altro 22%.

La riduzione media nazionale dei punti osservata (-13,4%) si è manifestata quasi ovunque, seppure con intensità diversa tra le varie regioni, mentre alcune hanno registrato una variazione positiva come nel Friuli-Venezia Giulia (+22,2%) o Sardegna (+7,6%).

A differenza di quanto accaduto negli anni scorsi, il calo medio dei consumi del 17,6% non è invece il risultato di un calo generalizzato in tutto il territorio nazionale. Alcune regioni hanno subito una riduzione maggiore in termini di volumi come le Marche (-45,4%) o Veneto (-43,6%), altre una un aumento come Molise (+200%) o Trentino (+29,9%).

FIG. 2.30 *Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel triennio 2023-2025 il servizio di salvaguardia ha registrato una significativa evoluzione nella distribuzione dei volumi tra gli operatori aggiudicatari, riflettendo gli effetti delle procedure concorsuali e del progressivo ridimensionamento del servizio.

Nel 2023 A2A Energia si è affermata come principale operatore del mercato, con volumi pari a 2.493 GWh, in forte crescita rispetto ai 644 GWh del 2022 (+287%). Nello stesso anno Enel Energia ha registrato una marcata contrazione dei volumi serviti, scendendo da 3.058 GWh a 1.530 GWh (-50%), mentre Hera Comm ha evidenziato un incremento più contenuto, passando da 719 GWh a 1.097 GWh (+53%) (Fig. 2.30).

Anche nel 2024 si è osservata una generale riduzione dei volumi serviti da tutti gli operatori. In particolare, A2A Energia ha registrato volumi pari a 1.653 GWh (-33,7% rispetto al 2023), Enel Energia è scesa a 1.047 GWh (-31,5%), Hera Comm ha registrato 863 GWh (-21,4%).

Come detto, nel 2025 l'assetto competitivo risulta profondamente modificato a seguito degli esiti dell'asta per il biennio 2025-2026; in tale contesto, Hera Comm è divenuta il principale esercente nazionale del servizio, raggiungendo volumi pari a 2.150 GWh, con un incremento del 149,2%; Enel Energia ha invece proseguito il trend di riduzione dei volumi, attestandosi a 786 GWh nel 2025 (-25% rispetto al 2024); A2A Energia è uscita completamente dal servizio.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Come ogni anno, alla fine del 2025 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare[53] le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici da applicare nel 2026. La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2026 risulta pari a 3,792 c€/kWh. Nella tavola 2.69 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2025, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2026. I valori delle componenti UC3 e UC6[54] considerate nel calcolo per gli anni indicati sono quelli riferiti, rispettivamente, al quarto trimestre del 2025 e al primo trimestre del 2026[55].

TAV. 2.69 *Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)*

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2024	1,148	2,263	0,304	0,126	3,841
2025	1,149	2,126	0,310	0,207	3,792
Differenza	0,001	-0,137	0,006	0,081	-0,049
Variazione	0,1%	-6,1%	2,0%	64,3%	-1,3%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.70 *Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh; componenti UC3 e UC6 incluse)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2025	2026	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	6,086	5,914	-0,172	-2,8%
BT illuminazione pubblica	2,968	2,993	0,025	0,8%
BT altri usi	4,240	4,194	-0,046	-1,1%
MT illuminazione pubblica	2,026	2,025	-0,001	0,0%
MT altri usi	2,298	2,280	-0,018	-0,8%
AT	1,239	1,258	0,019	1,5%
AAT	1,128	1,153	0,025	2,2%

Fonte: ARERA.

53 Con le delibere 23 dicembre 2025, n. 573/2025/R/eel, e 23 dicembre 2025, n. 575/2025/R/eel.

54 La UC3 è la componente destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Si applica all'energia consumata (euro/kWh). La componente UC6 serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi erogati alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata (euro/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (euro/kWh).

55 Fissati con le delibere 18 novembre 2025, n. 429/2025/R/com, e 30 dicembre 2025, n. 588/2025/R/com.

TAV. 2.71 *Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2025	2026	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	1,010	1,035	0,026	2,6%
BT illuminazione pubblica	0,095	0,104	0,009	9,5%
BT altri usi	0,224	0,224	0,001	0,4%
MT illuminazione pubblica	0,078	0,087	0,009	11,5%
MT altri usi	0,031	0,030	-0,001	-3,2%
AT	0,003	0,003	0,000	-
AAT	0,001	0,001	0,000	-

Fonte: ARERA.

Nelle tavole 2.70 e 2.71 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente, rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

Prezzi del mercato al dettaglio

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato richiesto alle imprese di vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti al netto delle imposte, nonché la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, intesa come somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione.

TAV. 2.72 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2025 per classe di consumo (quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	4.291	9.214	655,6	359,5
1.000-1.800	10.998	7.878	335,2	238,9
1.800-2.500	11.738	5.517	287,0	213,8
2.500-3.500	12.970	4.427	265,5	201,1
3.500-5.000	9.470	2.317	33,9	191,9
5.000-15.000	7.616	1.123	244,4	181,6
> 15.000	1.101	43	227,2	167,1
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.183	30.517	306,3	217,8

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

L'analisi dei dati trasmessi dalle imprese mostra la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti, con valori inversamente proporzionali alla dimensione del consumo. Come si vede nella tavola 2.72, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 227 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 656 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti.

Tale andamento risulta riconducibile a quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuativamente al crescere del consumo pro-capite, passando dai 359 €/MWh della classe più piccola ai 167 €/MWh di quella più grande.

TAV. 2.73 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2025 per classe di consumo e tipo di mercato (€/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO MEDIO TOTALE (AL NETTO DELLE IMPOSTE)				
	MAGGIOR TUTELA	TUTELE GRADUALI	MERCATO LIBERO	DIFFERENZA LIBERO/M. TUTELA	DIFFERENZA LIBERO/TUTELE GRADUALI
< 1.000	583,0	348,1	709,3	22%	104%
1.000-1.800	268,9	205,7	359,3	34%	75%
1.800-2.500	234,9	193,7	303,4	29%	57%
2.500-3.500	220,4	191,6	277,6	26%	45%
3.500-5.000	215,3	193,7	261,3	21%	35%
5.000-15.000	205,3	199,0	250,5	22%	26%
> 15.000	180,9	197,1	234,0	29%	19%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	273,3	209,6	319,9	17%	53%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola successiva (Tav. 2.73) è riportata la disaggregazione e il confronto dei prezzi tra il mercato libero e i servizi di tutela. Dopo la parentesi del 2022, il mercato libero presenta nuovamente valori superiori al servizio di maggior tutela[56] per tutte le classi di consumo. Nel dettaglio, con riferimento al prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti eccetto le imposte, la maggiore onerosità del mercato libero è massima (+34%) per la seconda classe (clienti con consumi tra 1000 e 1800 kWh/anno), mentre la quinta classe (clienti con consumi tra 3.500 e 5.000 kWh/anno) presenta il differenziale più basso, comunque rilevante (+21%).

I clienti della maggior tutela che l'1 luglio 2024 non erano vulnerabili e non avevano scelto un fornitore nel mercato libero sono passati al nuovo servizio a tutele graduali, erogato da venditori selezionati in base a procedure concorsuali in cui i partecipanti hanno offerto uno sconto in forma fissa (euro/cliente/anno), a beneficio dei clienti finali.

Il nuovo servizio presenta quindi livelli di prezzo generalmente più bassi della maggior tutela e differenziali ancora più forti con il mercato libero, in particolare per le classi di consumo più piccole. Nel dettaglio, la maggiore onerosità del mercato libero rispetto alle tutele graduali domestiche è compresa tra il +104% della prima classe (consumi fino a 1.000 kWh/anno) e il +19% dell'ultima classe (consumi superiori a 15.0000 kWh/anno). Per l'insieme delle classi principali (clienti con consumi tra 1.000 e 5.000 kW/h, che assorbono oltre tre quarti dei consumi domestici totali), il differenziale medio è superiore al 50%.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella tavola 2.74 sono riportati i dati relativi alle quantità e ai prezzi a loro applicati, distinti per livello di tensione. I prezzi più elevati sono associati ai clienti serviti in bassa tensione.

56 Il servizio di maggior tutela dal 1° luglio 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili. Si veda il paragrafo nelle pagine precedenti.

TAV. 2.74 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2025 per livello di tensione (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	68.524	7.200,4	270,9	179,3
Media tensione	93.395	109,8	198,7	143,6
Alta e altissima tensione	25.669	0,8	140,7	122,3
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	**187.588**	**7.311,0**	**217,2**	**153,7**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato presenta elevati differenziali di prezzo (Tav. 2.75). I due servizi a tutele graduali (microimprese e piccole imprese), che beneficiano degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per la loro aggiudicazione, presentano la componente di approvvigionamento più bassa (rispettivamente 120 e 139 €/MWh); segue il mercato libero (176 €/MWh) e, infine, il servizio di salvaguardia, molto distanziato (254 €/MWh).

TAV. 2.75 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2025 (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Tutele graduali piccole imprese	1.036	61	234,4	152,1
Tutele graduali microimprese	1.249	680	373,5	168,8
Salvaguardia	1.070	65	246,0	165,9
Mercato libero	65.169	6.394	270,0	180,1
CLIENTI NON DOMESTICI IN BT	68.524	7.200	270,9	179,3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica, avvenuta il 1° luglio 2007[57], l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela. Dal 1° gennaio e fino al 30 giugno 2024 tale servizio era rivolto ai clienti domestici che non avevano un venditore sul mercato libero. Dal 1° luglio 2024 è rivolto esclusivamente ai clienti domestici vulnerabili che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti domestici che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio a tutele graduali ovvero del servizio di salvaguardia, entrambi svolti da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara.

Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica e, a partire dalla metà del 2025, ha ampia flessibilità nell'individuazione delle forme di approvvigionamento per il proprio portafoglio, potendo diversificare fra prodotti a pronti e prodotti a termine purché tale

57 Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

prezzo sia non superiore alla quotazione di prodotti a termine di analoga durata con consegna in Italia presenti sulle piattaforme estere, tenendo conto dell'evoluzione attesa del fabbisogno per il servizio di maggior tutela. La tavola 2.76 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2025 per ciascuna delle fasce orarie in cui è articolato il sistema tariffario[58].

TAV. 2.76 *Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2025*

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh al lordo delle perdite di rete)	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	1.629	1.455	1.874	4.958
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	75	55	56	187
Sbilanciamento Unità di consumo(A)	-2	4	-20	-18
Approvvigionamenti a termine	219	130	244	593
TOTALE	1.921	1.644	2.154	5.719
Media del prezzo di cessione (€/MWh)	141,61	149,56	127,50	-

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111 e successive modifiche e integrazioni.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

Dalla tavola è possibile constatare come nel 2025 l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti esclusivamente sui mercati a pronti per circa il 90%, in particolare sull'MGP (mercato del giorno prima) per l'87% del proprio fabbisogno, e sull'MPEG (mercato dei prodotti giornalieri) per il 3%. Per il restante 10% del proprio fabbisogno, Acquirente unico ha fatto ricorso a prodotti a termine, stipulando contratti fisici bilaterali a prezzo fisso e selezionando le controparti tramite lo svolgimento di aste settimanali in busta chiusa. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di *Balance Responsible Party* per le unità di consumo è stata inferiore all'1% del fabbisogno a indicazione di una efficiente capacità di programmazione da parte di Acquirente unico stesso. Con riferimento al 2026[59], l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico, stimato pari a circa 5 TWh.

L'ultima riga della tavola riporta invece il prezzo di cessione applicato nel 2025 da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela, calcolato come media ponderata rispetto all'energia acquistata in ciascun mese dell'anno; tale prezzo include i costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti finali in maggior tutela.

58 Le fasce orarie sono definite nel Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), allegato alla delibera 03 agosto 2023, 362/2023/R/eel. La Fascia F1 si applica nelle ore centrali della giornata (dalle 8:00 alle 19:00) dal lunedì al venerdì; la fascia F3 si applica dal lunedì al sabato nelle ore notturne (dalle 00:00 alle 7:00 e dalle 23:00 alle 24:00) e in tutte le ore dei giorni festivi; la fascia F2 si applica nelle ore rimanenti.

59 I dati relativi all'anno 2025 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2026.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è sceso leggermente, dal 2,89% del 2025 al 2,64% del 2026, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat[60].

Poiché il peso dell'altro segmento energetico soggetto alla regolazione dell'Autorità, ovvero il gas, è salito lievemente nel 2026 (si veda il Capitolo 3 di questo stesso Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è rimasta pressoché invariata, passando dal 5,44% del 2025 al 5,35%. Includendo i segmenti ambientali rilevati dall'Istat ("fornitura acqua", "raccolta acque di scarico", "raccolta rifiuti"), l'incidenza complessiva dei beni regolati dall'Autorità raggiunge il 6,48% (era il 6,67% nel 2025).

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat è salito nella prima metà del 2025, con tassi di variazione a 12 mesi quasi sempre positivi e compresi tra il -0,8% di gennaio e il +9,4% di maggio, mentre nella seconda metà dell'anno l'indice è diminuito, con tassi di variazione a 12 mesi sempre negativi e compresi tra il -2,5% di luglio e il -7,5% di ottobre. Il complesso di tali variazioni ha determinato che in media d'anno l'indice sia rimasto praticamente invariato (+0,1% rispetto all'anno precedente) (Tav. 2.78).

Volgendo uno sguardo d'insieme all'ultimo quinquennio (Fig. 2.31), nella prima metà di tale periodo il tasso di variazione a 12 mesi dell'elettricità è sempre stato positivo con un andamento campanulare: appena sopra lo zero (+0,4%) nel gennaio 2021, in piena epoca Covid, mentre con la fine di quest'ultima e il successivo inizio del conflitto russo-ucraino è salito enormemente fino a raggiungere il massimo di ben 200 punti percentuali nell'ottobre 2022 (che indica una triplicazione del prezzo rispetto a 12 mesi prima), per poi scendere progressivamente sino all'1,4% del giugno 2023. Dal luglio 2023 il tasso di variazione a 12 mesi è diventato negativo, indicando diminuzioni che hanno raggiunto valori del -50% alla fine di tale anno. Nel 2024 sono proseguite le diminuzioni, ma la loro entità in valore assoluto si è via via ridotta, sino al -0,8% del gennaio 2025. Successivamente si sono presentati nuovi aumenti (da febbraio a giugno, in media di poco superiori al 7%) mentre negli ultimi sei mesi dell'anno vi sono state nuove diminuzioni (variazioni a 12 mesi poco sopra il 5%). I valori descritti risultano dalla combinazione di due sottoinsiemi: i tassi degli indici del mercato libero e quelli del servizio di maggior tutela. Anche quest'ultimo ha presentato incrementi nella prima metà del quinquennio, ma di entità più contenuta (massimo +103% nel primo trimestre 2022) e sono terminati prima (marzo 2023), dopodiché si sono avute delle diminuzioni che hanno raggiunto il loro massimo nell'ultimo trimestre 2023 (-48%) e sono terminate nel dicembre 2024, quando hanno lasciato spazio a una nuova serie di aumenti, nuovamente forti nella tarda primavera del 2025 (+46,5% ad aprile e maggio). Ha avuto una evoluzione diversa il mercato libero. Nei primi dieci mesi del 2021 si sono alternate variazioni di segno opposto ed entità modesta, mentre successivamente ha preso avvio una serie di aumenti iniziati con il +23% del novembre di tale anno e poi saliti rapidamente sino a culminare nel +329% dell'ottobre 2022, che indica un prezzo più che quadruplicato rispetto a 12 mesi prima. Gli aumenti, di entità via via più ridotta, sono proseguiti sino al luglio 2023 (quattro mesi dopo il servizio di tutela). Successivamente si sono sempre verificate delle diminuzioni (salvo un isolato +0,7% nel marzo 2025). Relativamente al tasso di

60 Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'Indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti ausiliarie interne ed esterne all'Istat. Le variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi inclusi nel paniere concorrono al calcolo dell'indice generale in funzione della quota di spesa che le famiglie destinano al loro acquisto.

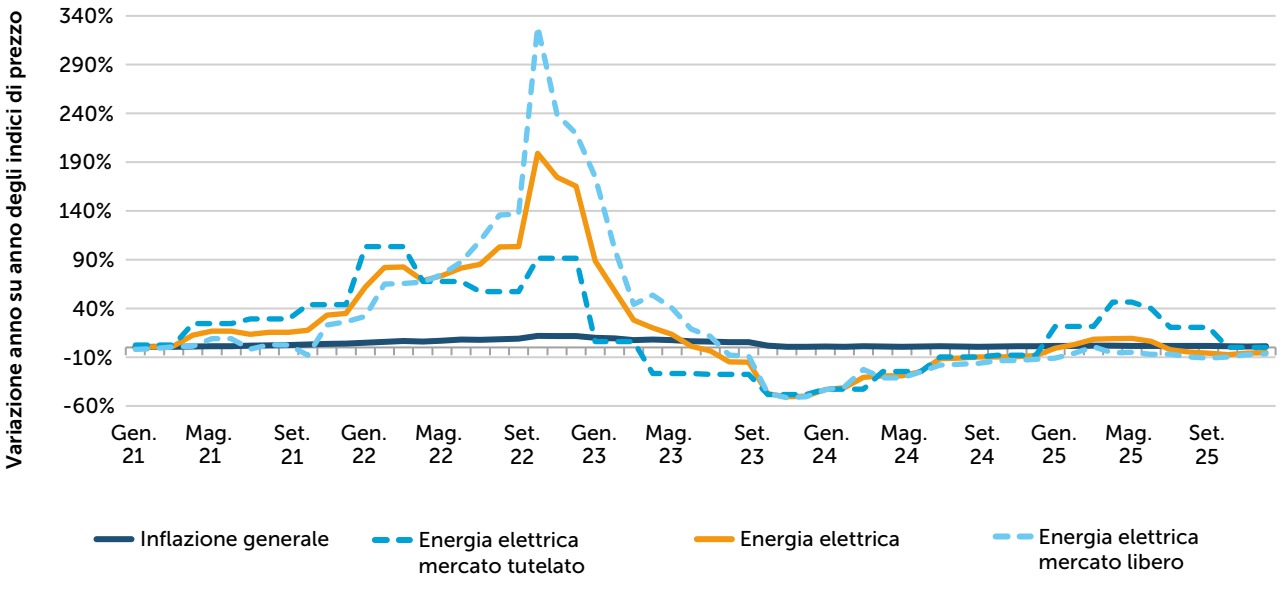
inflazione complessivo, dopo il primo semestre 2021 ancora caratterizzato dai valori molto bassi del decennio precedente, a partire dalla seconda metà di tale anno ha iniziato mostrare livelli progressivamente crescenti sino al culmine dell'ultimo trimestre del 2022, nel quale, in concomitanza con i picchi dell'energia elettrica sopra indicati, ha superato ampiamente il 10%, livello che non si registrava da oltre trent'anni.

TAV. 2.77 *Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali)*

MESI	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	194,2	-0,8%	121,9	1,5%	159,3	-2,3%
Febbraio	195,3	3,1%	122,1	1,6%	160,0	1,5%
Marzo	197,6	8,3%	122,5	1,9%	161,3	6,2%
Aprile	180,1	9,1%	122,6	1,9%	146,9	7,0%
Maggio	178,1	9,4%	122,5	1,6%	145,4	7,7%
Giugno	171,8	6,2%	122,7	1,7%	140,0	4,5%
Luglio	178,1	-2,5%	123,2	1,7%	144,6	-4,0%
Agosto	174,4	-4,9%	123,3	1,6%	141,4	-6,3%
Settembre	174,0	-5,8%	123,1	1,6%	141,3	-7,3%
Ottobre	168,7	-7,5%	122,7	1,2%	137,5	-8,6%
Novembre	169,3	-5,8%	122,4	1,1%	138,3	-6,8%
Dicembre	170,8	-5,4%	122,6	1,2%	139,3	-6,5%
ANNO 2025	179,4	0,1%	122,6	1,5%	146,3	-1,4%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

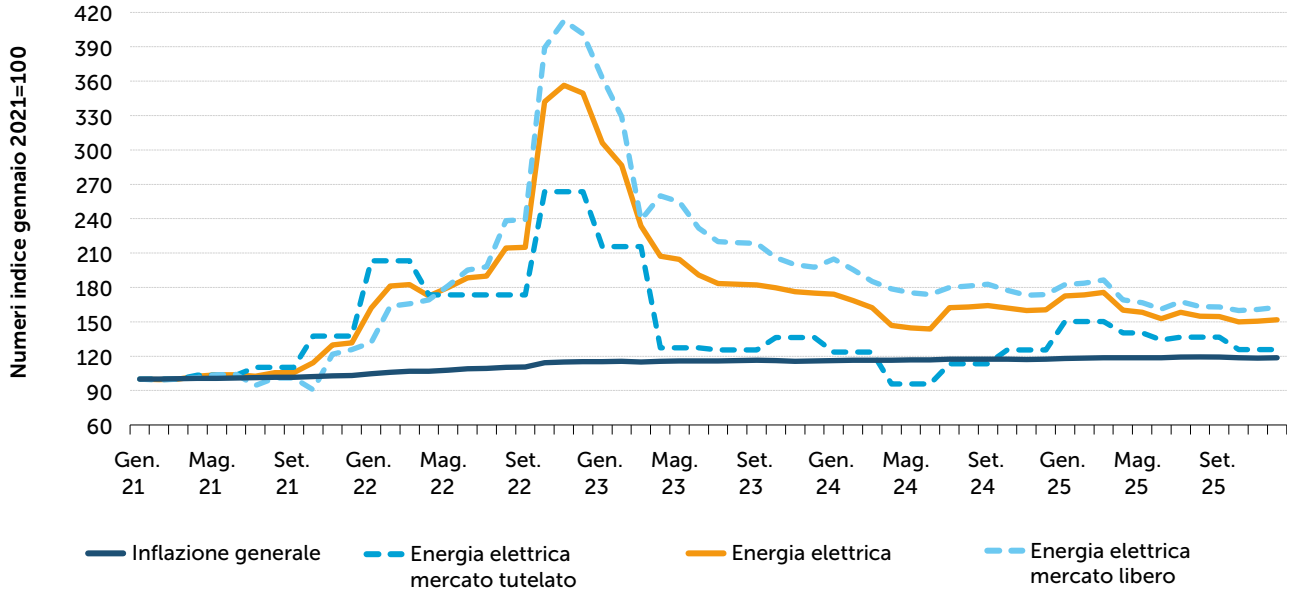
FIG. 2.31 *Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi cinque anni*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali

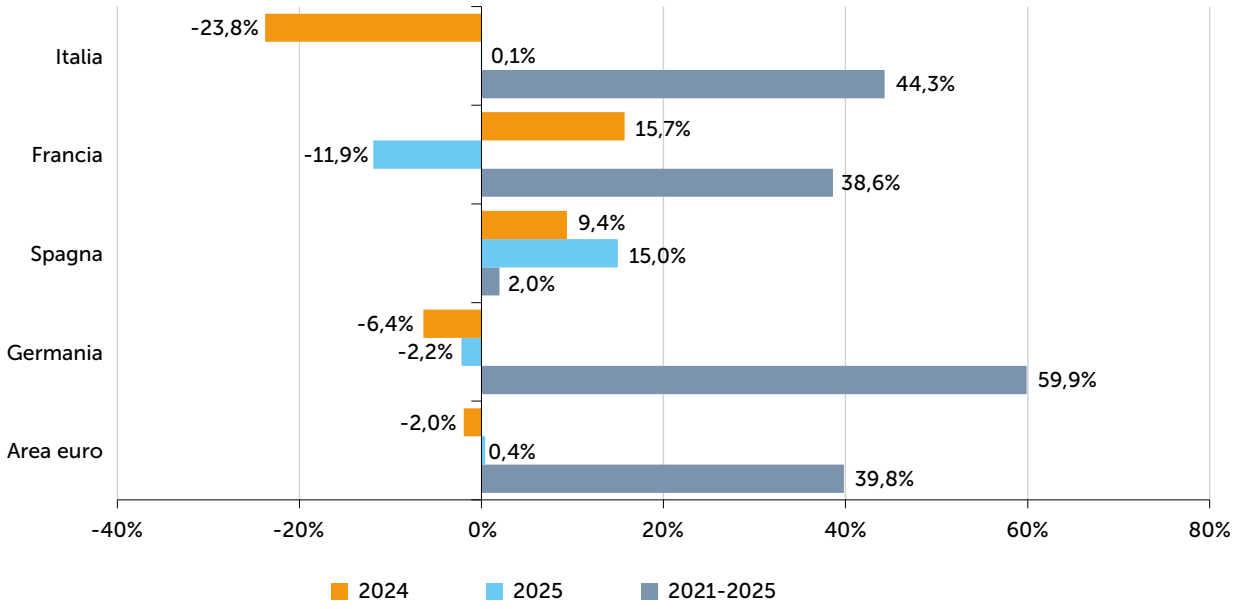
Per individuare l'impatto complessivo delle variazioni sopra descritte a fine quinquennio e il confronto tra gli indicatori, occorre esaminare gli effetti cumulati analizzando l'evoluzione degli indici considerati, ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2021). Dalla figura 2.32 si vede anzitutto che i livelli più elevati dei prezzi dell'energia elettrica sono stati raggiunti nell'ultimo trimestre 2022. Si rileva inoltre, a partire dal secondo semestre 2021, un diverso andamento tra il mercato libero e il servizio di tutela. Quest'ultimo per quasi un anno, tra il luglio 2021 e l'aprile 2022, presenta livelli superiori al mercato libero, mentre successivamente accade sempre l'opposto. A fine quinquennio l'indice complessivo dell'energia elettrica mostra un livello superiore del 52% a quello iniziale (gennaio 2021) e ciò è ascrivibile essenzialmente al mercato libero, il cui livello finale è superiore a quello iniziale di oltre il 62%, laddove invece per il servizio di tutela l'incremento è limitato al 26%, di poco superiore a quello dell'indice generale dei prezzi (19%). Come accennato, il mercato libero presenta livelli sistematicamente più elevati in gran parte del quinquennio (più di tre anni e mezzo), mentre il servizio di tutela presenta livelli più elevati in una decina di mesi a inizio periodo, nei quali il servizio, per la sua stessa natura, ha recepito più rapidamente i forti aumenti verificatesi nei mercati energetici all'ingrosso a seguito della ripresa delle attività economiche dopo il Covid e l'inizio del conflitto russo-ucraino.

FIG. 2.32 *Livello dei prezzi dell'energia elettrica negli ultimi cinque anni*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali.

FIG. 2.33 *Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei*



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con quella dei principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.33).

La sostanziale invarianza indicata in precedenza per il 2025 per l'Italia (+0,1%) non è molto dissimile dalla media dell'Area euro (-0,4%), mentre negli altri paesi si riscontrano variazioni più marcate e di segno diverso tra loro: la Spagna mostra un sensibile incremento (+15%), mentre la Germania (-2,2%) e soprattutto la Francia (-11,9%) evidenziano delle diminuzioni. Se si considera l'ultimo quinquennio, l'Italia mostra ancora una volta un incremento (+44%) simile a quello della media dell'Area euro (+40%), nonché alla Francia (+39%), mentre la Germania mostra un aumento molto più forte (+60%); completamente fuori scala l'evoluzione della Spagna, che esibisce un incremento minimale (+2%).

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

Come stabilito dalla normativa e dalla regolazione, dal 1° luglio 2024 i clienti che hanno diritto al servizio di maggior tutela sono esclusivamente i clienti domestici vulnerabili. Pertanto, a partire dal terzo trimestre 2024 le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela calcolate per un consumatore tipo e qui commentate sono da riferirsi unicamente a tale categoria di utenti.

A seguito della crisi dei prezzi registrata nel periodo post-pandemico, dalla primavera del 2023 e nella prima metà del 2024 si è osservato un significativo decremento della spesa per un consumatore domestico tipo (cliente residente con consumo annuo di 2.000 kWh e potenza impegnata di 3 kW) (Fig. 2.34).

La fase di riduzione si è fermata nella seconda metà del 2024: dal valore minimo di 21,7 c€/kWh registrato nel secondo trimestre del 2024, la spesa complessiva ha ripreso a salire raggiungendo un picco nel primo trimestre del 2025 pari a 31,3 c€/kWh. Nel corso 2025 si è osservato un moderato aumento della spesa, con valori intorno ai 30–31 cent€/kWh, seguito da una lieve flessione nel primo trimestre del 2026, quando il costo è sceso a circa 28 cent€/kWh. L'evoluzione complessiva evidenzia una fase di assestamento dei prezzi su livelli superiori a quelli minimi del 2024, ma decisamente inferiori ai picchi del 2022.

La dinamica appena descritta è riconducibile all'evoluzione delle diverse componenti del prezzo e, in particolare, alla volatilità della materia energia, principale determinante delle variazioni della spesa totale.

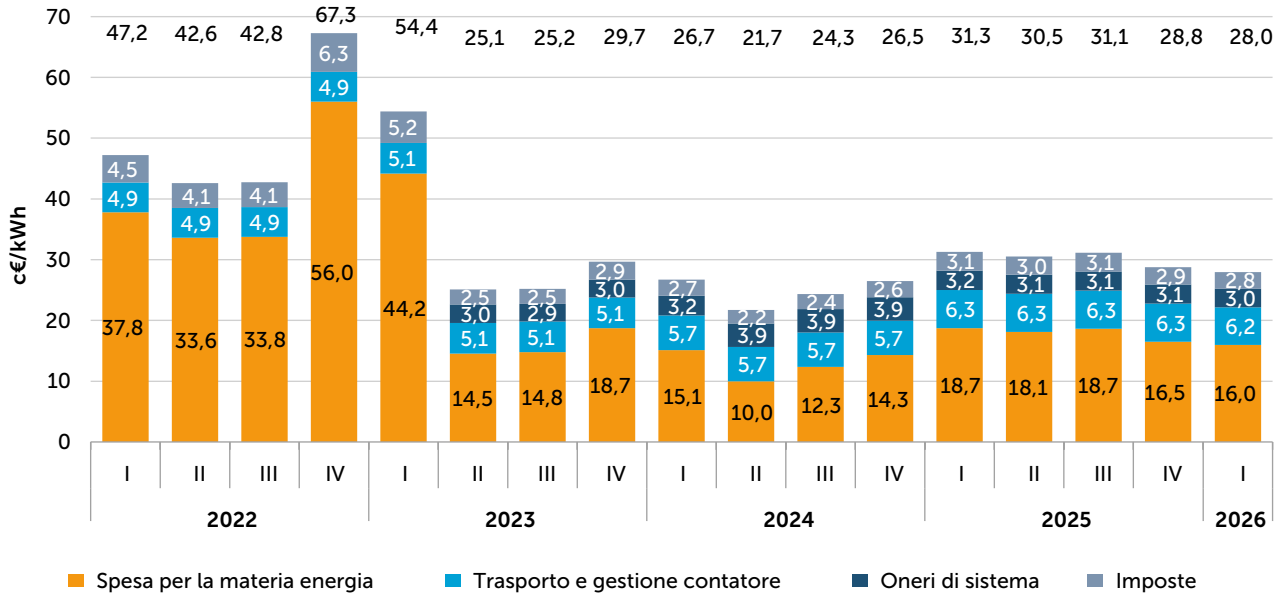
Più in dettaglio, analizzando le singole componenti, si osserva che nel 2025, la materia energia, il cui andamento è collegato alle condizioni dei mercati all'ingrosso, è tornata a rappresentare la componente di costo prevalente della spesa. Dopo la forte contrazione del 2023 e la stabilità del 2024, nel 2025 si osserva un moderato incremento, correlato alla ripresa dei prezzi all'ingrosso. Questa componente incide per circa il 59% sulla spesa totale ed è responsabile delle principali variazioni trimestrali.

Nel primo trimestre del 2025 è aumentata del 24% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente (da 15,1 a 18,7 c€/kWh). Nel secondo trimestre 2025 l'aumento su base annua raggiunge l'82%; segue una contrazione nel quarto trimestre (-11,6% sul trimestre precedente, pari a 16,5 c€/kWh), con ulteriore riduzione nel primo trimestre 2026 (16,0 c€/kWh).

I costi per la spesa di trasporto e misura pesano mediamente per il 21% della spesa totale nel 2025, leggermente in aumento rispetto all'anno precedente; tali costi mostrano un progressivo incremento nell'arco del quadriennio: da 4,9 c€/kWh del primo trimestre 2023 sono saliti a 5,1 c€/kWh del 2023 (+3,3%) e a 5,7 c€/kWh del 2024 (+12,5%), a 6,28 c€/kWh del 2025 (+12,3%).

Gli oneri di sistema nel 2025 presentano un'incidenza più rilevante rispetto agli anni di crisi, in cui erano stati ridotti o azzerati tramite interventi governativi (2022 – primo trimestre 2023). Nel 2025 registrano un valore medio pari a 3,1 c€/kWh, in calo rispetto ai 3,7 c€/kWh del 2024. Nel primo trimestre 2026 si attestano a 3,0 c€/kWh, con una variazione del -6% rispetto allo stesso periodo del 2025.

FIG. 2.34 *Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW*



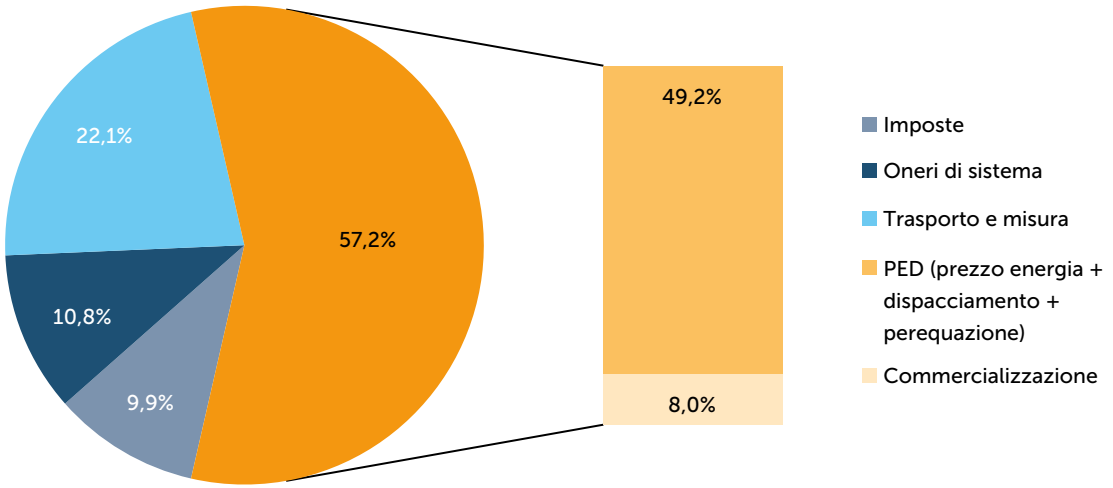
Fonte: ARERA.

Per un consumatore domestico vulnerabile residente con 2.000 kWh/anno di consumo e potenza impegnata pari a 3 kW, il prezzo dell'energia elettrica al 1° gennaio 2026 risulta pari a 25,2 c€/kWh al netto delle imposte e a 27,97 c€/kWh incluse le imposte (Fig. 2.35).

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2026 hanno un'incidenza del 57,2%, leggermente inferiore a quella di inizio dell'anno 2025, quando era pari al 59,8%. Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE_1 e PPE_2);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e $DISP_{BT}$).
- Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC3 e UC6, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 22,1% del prezzo lordo complessivo, incidenza lievemente superiore rispetto all'inizio del 2025 (20,1%).
- L'incidenza degli oneri generali di sistema resta sostanzialmente stabile rispetto al primo trimestre 2025, essendo passata dal 10,3% al 10,8%.

FIG. 2.35 *Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2025*



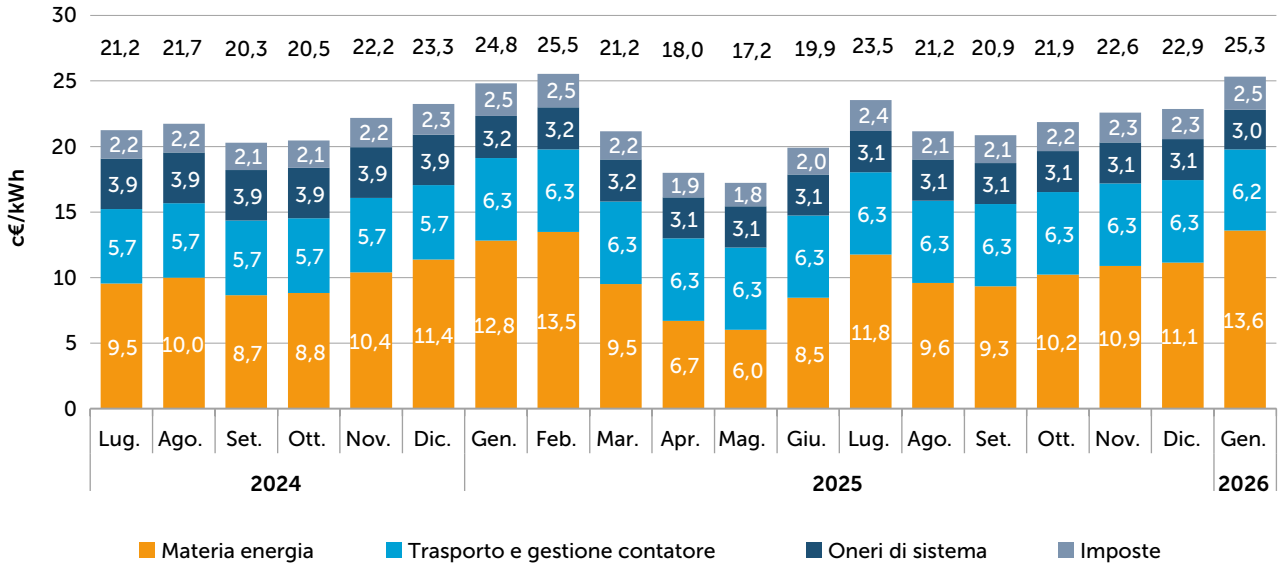
Fonte: ARERA.

Condizioni economiche per il servizio a tutele graduali per i consumatori domestici

A partire dal 1° luglio 2024 i clienti domestici non vulnerabili precedentemente serviti nel regime di maggior tutela sono stati trasferiti automaticamente al servizio a tutele graduali per i consumatori domestici. Tale servizio costituisce lo strumento individuato dall'Autorità per garantire la continuità dell'approvvigionamento elettrico nella fase di transizione verso il mercato libero, conseguente alla cessazione della tutela di prezzo prevista dalla normativa vigente. Il servizio a tutele graduali per tale tipologia di clienti, presenta una durata definita di poco inferiore a tre anni, con scadenza al 31 marzo 2027. Alla conclusione del periodo, qualora il cliente non abbia espresso una scelta contrattuale verso un'offerta del mercato libero, la fornitura proseguirà automaticamente con il medesimo venditore, applicando l'offerta di mercato libero da questo ritenuta più favorevole.

Le condizioni economiche qui analizzate si riferiscono a un cliente domestico tipo, vale a dire un'utenza non vulnerabile, residente, caratterizzata da un consumo annuo pari a 2.000 kWh e potenza impegnata di 3 kW (Fig. 2.36). Tali condizioni sono valutabili a partire da luglio 2024, in concomitanza con l'avvio operativo del servizio.

FIG. 2.36 *Condizioni economiche servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e potenza pari a 3 kW*



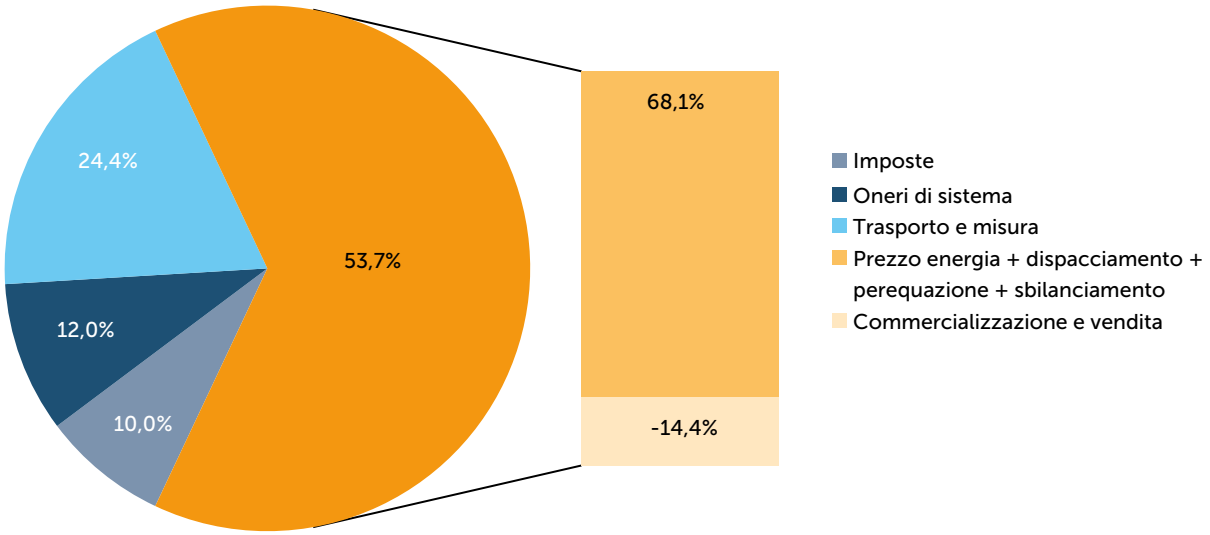
Fonte: ARERA.

Per tale consumatore, nel periodo compreso tra luglio e dicembre 2024, il prezzo totale ha registrato una progressiva crescita, passando da circa 21,2 c€/kWh nel mese di luglio a 23,3 c€/kWh a dicembre, valore massimo registrato nell'anno. Ulteriori incrementi si sono registrati nei primi mesi del 2025 che hanno portato il prezzo al valore massimo di 25,5 c€/kWh nel mese di febbraio. Successivamente, tra marzo e maggio 2025, si è osservata una fase di contrazione, con una prima importante riduzione (-17,1%) nel mese di marzo, seguita da ulteriori cali fino al valore minimo dell'anno di 17,2 c€/kWh raggiunto in maggio. A partire da giugno il prezzo ha poi ripreso a crescere progressivamente, attestandosi a 22,9 c€/kWh in dicembre. Nel mese di gennaio 2026 si è toccato un nuovo punto di massimo relativo, pari a 25,3 c€/kWh, che ha riportato il prezzo in linea con il picco registrato nel febbraio 2025. Il prezzo per l'utente tipo nel servizio a tutele graduali a gennaio 2026 è del 2,1% più alto di un anno prima.

Guardando alle singole componenti, nel periodo analizzato la voce "Trasporto e gestione del contatore" è rimasta sostanzialmente stabile, mentre gli oneri di sistema sono diminuiti in aprile per poi rimanere stabili per il resto dell'anno. Di fatto l'andamento del prezzo complessivo riflette da vicino quello della componente per la materia energia che ha evidenziato un andamento complessivamente crescente, ma caratterizzato da marcata volatilità. Dopo una fase di moderato aumento nella seconda metà del 2024, culminata a dicembre, i valori hanno raggiunto un primo picco nel febbraio 2025. A tale crescita è seguita una brusca contrazione tra marzo e maggio 2025, con il valore minimo di 6,02 c€/kWh toccato a maggio. Dalla seconda metà del 2025 la componente energia ha ripreso progressivamente a crescere fino a raddoppiare nel gennaio 2026, quando ha raggiunto 13,59 c€/kWh.

Per il consumatore domestico non vulnerabile residente con consumo annuo di 2.000 kWh e potenza impegnata pari a 3 kW, il prezzo dell'energia elettrica al 1° gennaio 2026 risulta pari a: 22,8 c€/kWh al netto delle imposte e a 25,3 c€/kWh incluse le imposte (Fig. 2.36).

FIG. 2.37 *Composizione percentuale delle condizioni economiche del servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.000 kWh e 3 kW di potenza al 1° gennaio 2026*



Fonte: ARERA.

In tale prezzo l'incidenza dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica è del 53,7%, nettamente superiore a quella osservata nel luglio 2024, quando era pari al 44,9%.

Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

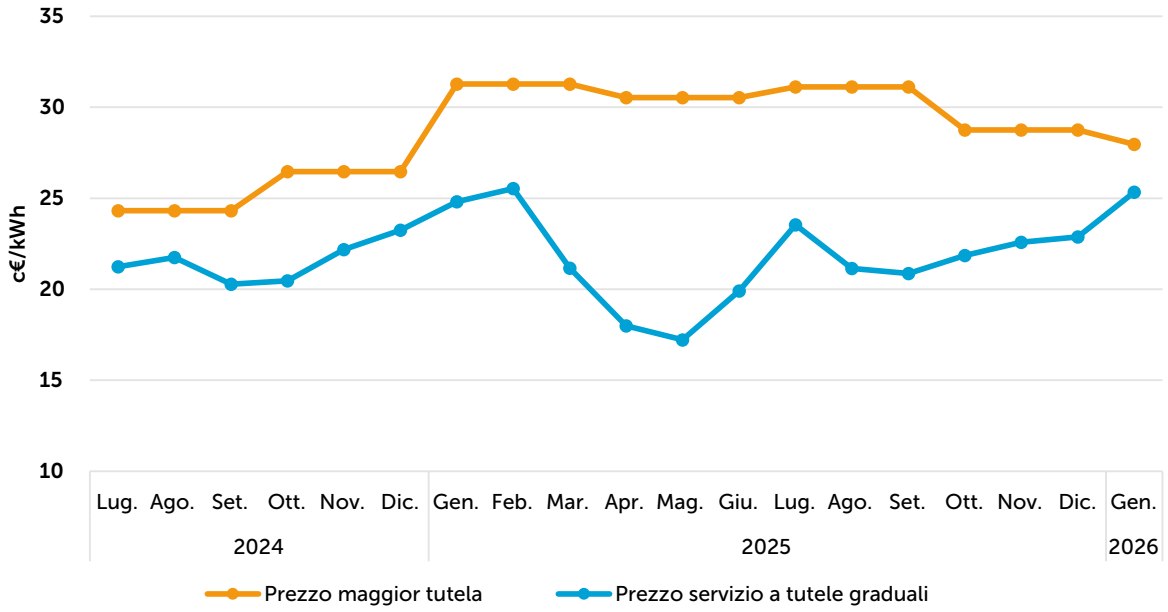
- costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (corrispettivo C_{ELD});
- costi di dispacciamento (corrispettivo C_{DISPD} e corrispettivo C_{SED});
- saldi di perequazione relativi al servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili (corrispettivo C_{PSTGD});
- le voci relative alla commercializzazione (parametro γ).

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC3 e UC6, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 24,4% del prezzo lordo complessivo, con un'incidenza inferiore rispetto a luglio 2024, quando era del 26,8%. Una riduzione più accentuata si è osservata nel peso degli oneri generali di sistema, sceso dal 18,2% al 12% del prezzo totale, sia perché il loro valore è diminuito nel 2025, ma soprattutto perché sono aumentati i valori delle altre componenti.

Come descritto, il servizio di maggior tutela è attualmente riservato ai solo clienti vulnerabili domestici, mentre il servizio a tutele graduali è destinato ai clienti domestici non vulnerabili che non avevano ancora scelto un fornitore nel mercato libero al 1° luglio 2024.

Pur trattandosi di platee differenti, il confronto tra i livelli di prezzo totale, a parità di cliente tipo (consumo annuo pari a 2.000 kWh e potenza impegnata di 3 kW), evidenzia uno scostamento significativo tra i due regimi (Fig. 2.38).

FIG. 2.38 *Condizioni economiche del servizio di maggior tutela e del servizio a tutele graduali per il consumatore domestico tipo*



Fonte: ARERA.

Per il consumatore tipo considerato, nel secondo semestre del 2024, il servizio a tutele graduali presenta un vantaggio economico stimabile in circa 3–4 c€/kWh rispetto alla maggior tutela; tale differenziale permane strutturalmente favorevole nel servizio a tutele graduali anche nel secondo semestre 2025. Nel mese di gennaio 2026 il differenziale si riduce sensibilmente rispetto ai mesi precedenti, pur rimanendo positivo per il servizio a tutele graduali: infatti la spesa unitaria si attesta intorno a 28 c€/kWh nel servizio di maggior tutela e a circa 25 c€/kWh nel servizio a tutele graduali.

La discrepanza osservata è imputabile esclusivamente alla componente per la materia energia, in quanto le ulteriori voci che concorrono alla formazione della spesa totale (trasporto e misura, oneri di sistema) risultano identiche nei due regimi. La componente materia energia include la quota di commercializzazione, che nel servizio a tutele graduali assume valore negativo (–73,2 €/cliente/anno), mentre nella maggior tutela la corrispondente quota fissa presenta valore positivo (+44,7 €/cliente/anno). Il segno negativo della componente di commercializzazione nel servizio a tutele graduali è riconducibile agli esiti competitivi delle procedure d'asta attraverso le quali sono stati individuati gli esercenti il servizio.

La maggiore convenienza del prezzo nel servizio a tutele graduali, originariamente previsto solo per i clienti domestici non vulnerabili, ha indotto il Governo a introdurre la possibilità per i clienti domestici vulnerabili di richiedere l'attivazione del servizio a tutele graduali tra il 1° gennaio e il 30 giugno 2025 (ai sensi dall'articolo 24 della legge 193/2024, Legge Concorrenza 2024).

Qualità del servizio

In questa parte del capitolo sono presentati i principali indici di qualità del servizio elettrico e, più in generale, di prestazione delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Nelle more della futura predisposizione di una relazione nazionale su tali indici, il presente testo assolve agli obblighi definiti dall'art. 43, comma 2, lettera c-decies) del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e dall'art. 59, comma, lettera l) della direttiva (UE) 2019/944.

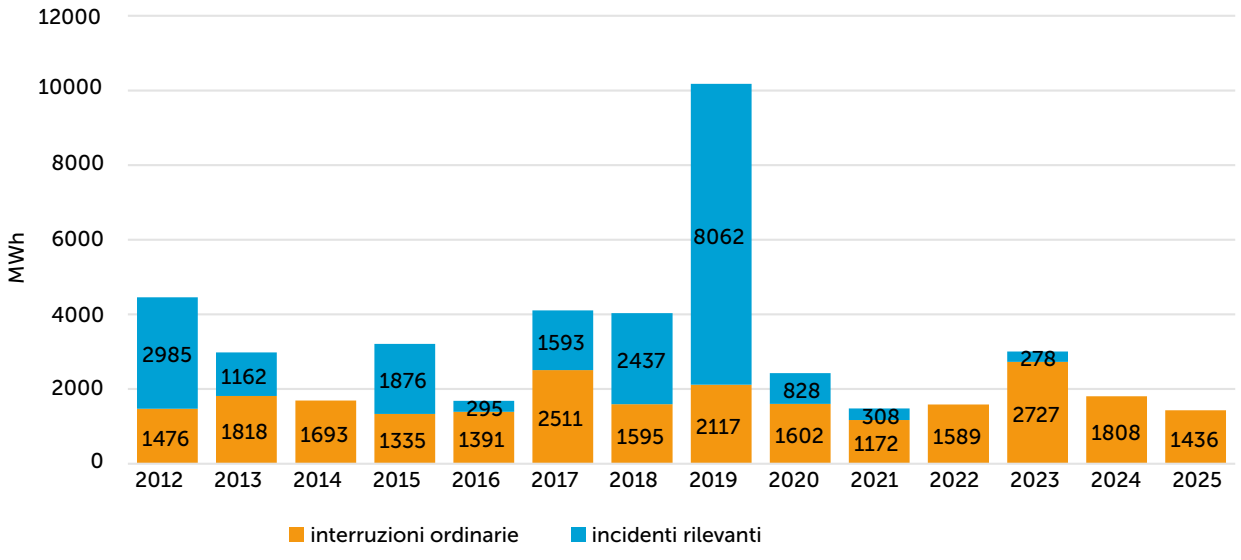
Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Affidabilità del servizio di trasmissione

L'affidabilità del servizio di trasmissione è misurata principalmente mediante l'indicatore di energia non fornita o, in inglese, *energy not supplied* (ENS). Il valore di ENS registrato nel 2025 risulta in riduzione rispetto all'anno 2024 e in linea con i valori del biennio 2021-2022, gli anni in cui si è registrata la migliore performance del periodo 2012-2024.

Nella figura 2.39 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS nel periodo che va dal 2012 al 2025 per l'intera nazione e con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi alla rete rilevante (rete in alta e in altissima tensione) coinvolti in disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti (ossia interruzioni con ENS superiore a 250 MWh), senza distinzione di origine della disalimentazione. Il calcolo della ENS considera gli interventi delle imprese distributrici che, in caso di disalimentazione di una o più cabine primarie, effettuano una controalimentazione degli utenti connessi alle reti di distribuzione tramite altre cabine primarie e tramite la rete di distribuzione (c.d. mitigazione).

FIG. 2.39 *Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.78 *Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti*

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS (MWh/anno)
2012	3	2.985
2013	2	1.163
2014	0	0
2015	2	1.876
2016	1	295
2017	2	1.593
2018	1	2.437
2019	4	8.063
2020	1	828
2021	1	308
2022	0	0
2023	1	278
2024	0	0
2025	0	0

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

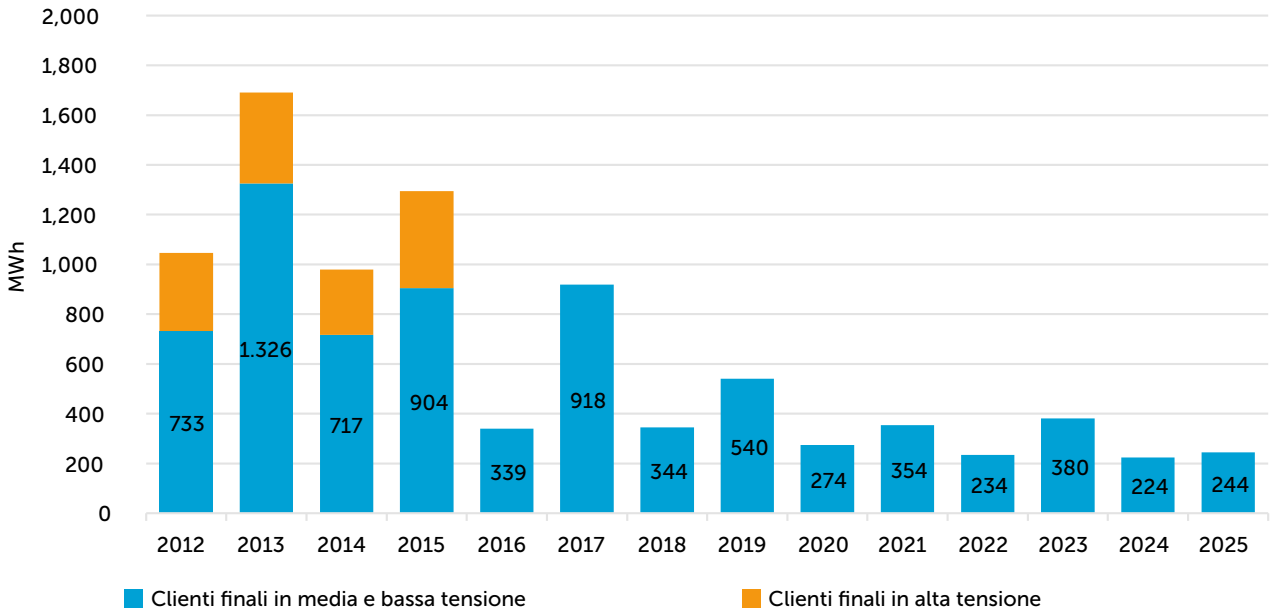
Nella tavola 2.78 è riportato il numero degli incidenti rilevanti, cioè le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh, e la relativa ENS nel periodo 2012-2025.

L'incentivazione per Terna, volta all'affidabilità del servizio di trasmissione, avviene con la regolazione premi-penalità fissata dall'Autorità[61] tramite l'indicatore dell'energia non fornita per cause riconducibili all'operato di Terna e per alcuni tipi di eventi eccezionali, applicando una funzione di smussamento del valore di tale energia nel caso di incidenti rilevanti (ENS regolata o anche ENSR).

L'andamento della ENS regolata nel periodo dal 2012 al 2025 (Fig. 2.40), evidenzia che la regolazione premi-penalità dell'Autorità e le azioni di Terna hanno determinato un trend di riduzione, con valori di ENS significativamente migliori rispetto agli obiettivi fissati sulla base dei dati storici: il livello obiettivo per l'anno 2025 è pari a 711 MWh/anno; nel 2016 era pari a 980 MWh/anno, con valori poi decrescenti ogni anno. Fino al 2015 i livelli obiettivo ed effettivi comprendevano l'ENS ai clienti finali in alta tensione, mentre dal 2016 tale energia è stata esclusa dal computo dell'indicatore ENSR.

61 Introdotta con la delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel e aggiornata con la delibera 27 febbraio 2024, n. 55/2024/R/eel.

FIG. 2.40 *Energia non fornita regolata soggetta a premi-penalità*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

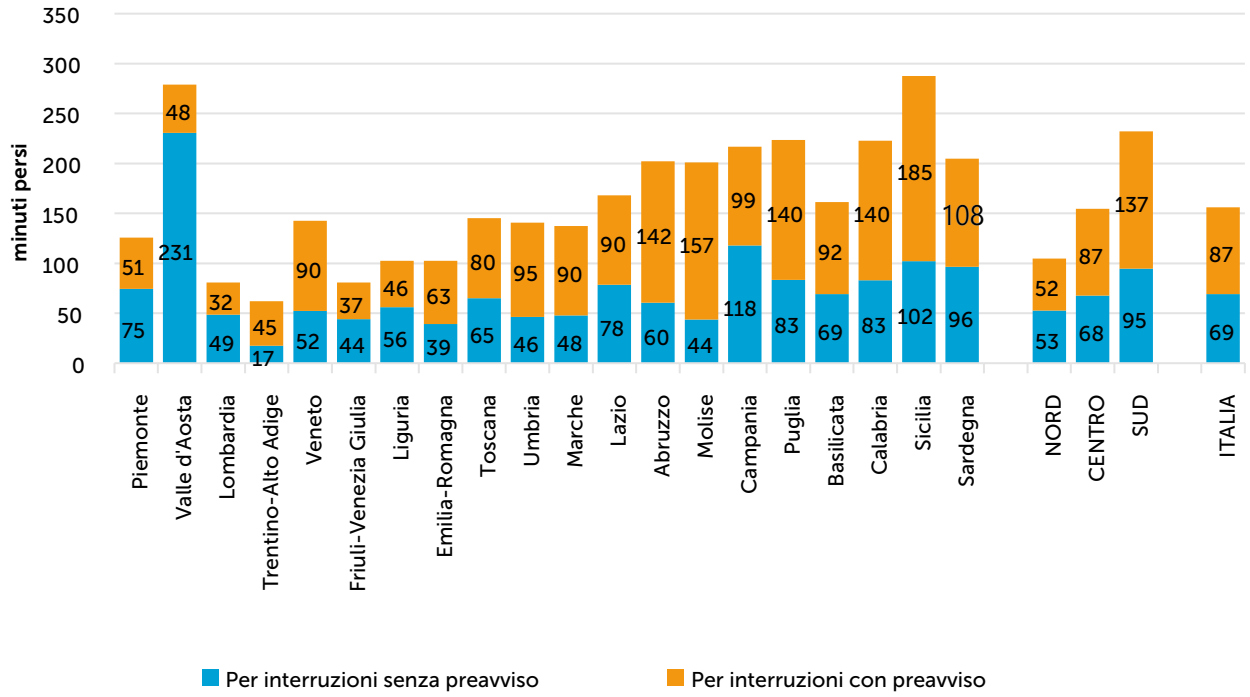
Durata e numero di interruzioni di energia elettrica

Nel 2025 la durata media delle interruzioni (con e senza preavviso) per utente in bassa tensione in Italia si attesta a 156 minuti (163 minuti nel 2024 e 185 minuti nel 2023): 105 minuti al Nord (107 minuti nel 2024 e 115 minuti nel 2023), 155 minuti al Centro (165 nel 2024 e 174 minuti nel 2023) e 232 minuti al Sud (244 nel 2024 e 291 minuti nel 2023). Nella figura 2.41 è indicata la durata totale media di interruzione (minuti persi), per regione, per l'anno 2025, calcolata escludendo gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

Nel 2025 si registra un miglioramento rispetto all'anno 2024 sia per la durata media delle interruzioni senza preavviso (69 minuti contro i 76 dell'anno precedente), sia per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (4,92 contro 5,12 del 2024).

Il miglioramento della performance per il 2025 è in parte associato al minor impatto di eventi meteorologici estremi (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore): nell'anno 2025 le regioni maggiormente colpite da tali eventi meteorologici sono state la Valle d'Aosta e, in misura minore, la Campania e la Sicilia.

FIG. 2.41 *Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2025*

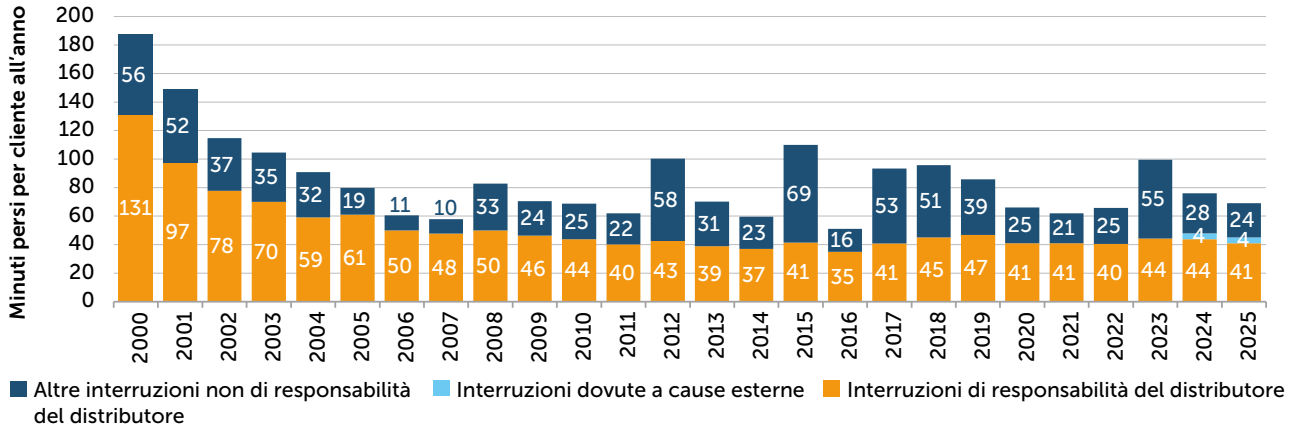


Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Analizzando in dettaglio le cause di interruzione relative al 2025, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 41 minuti per utente in bassa tensione (Fig. 2.42, Fig. 2.43 e Fig. 2.44), mentre il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici è pari a 3,69 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.45 e Fig. 2.46).

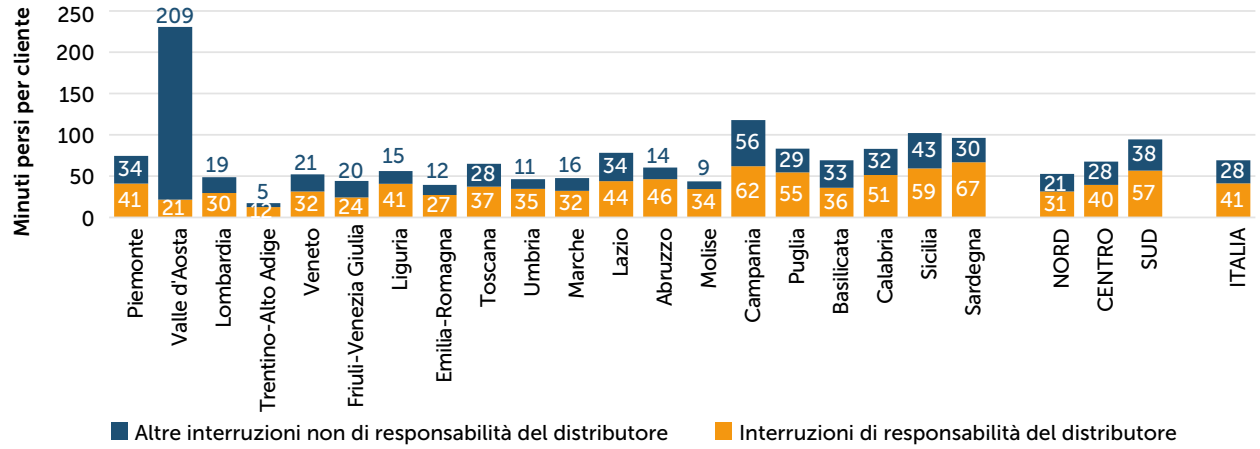
Nel calcolo di tali valori sono dedotte: le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate e in giorni con fulminazioni eccezionali (identificate in base a due metodi statistici specifici), le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti, nonché le interruzioni dovute a cause esterne a partire dall'anno 2024 (le interruzioni dovute a cause esterne per il periodo 2005-2023 erano incorporate nelle interruzioni di responsabilità delle imprese distributrici per la maggior parte delle imprese distributrici partecipanti al meccanismo incentivante la regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica).

FIG. 2.42 *Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione*[A]



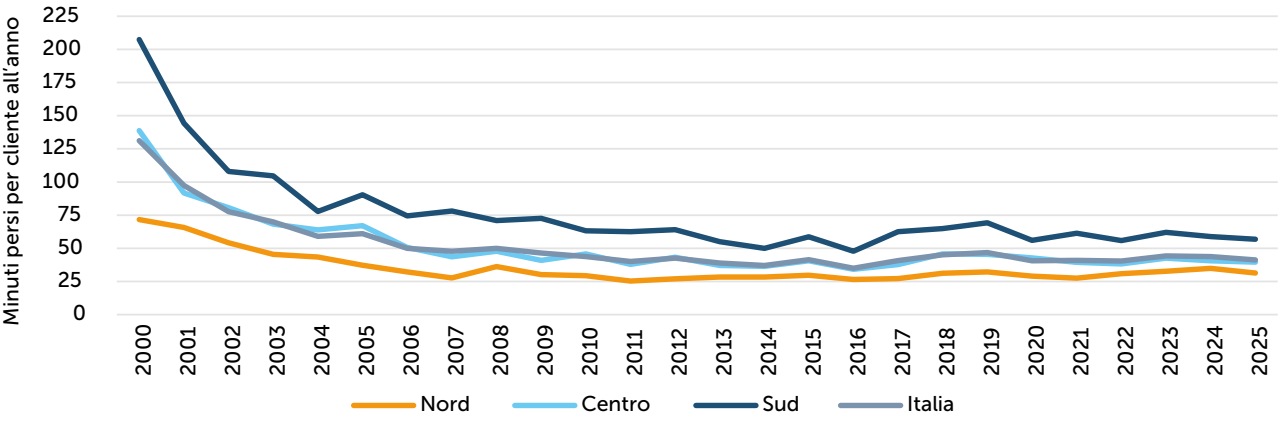
(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.
Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.43 *Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione, per regione, nel 2025*[A]



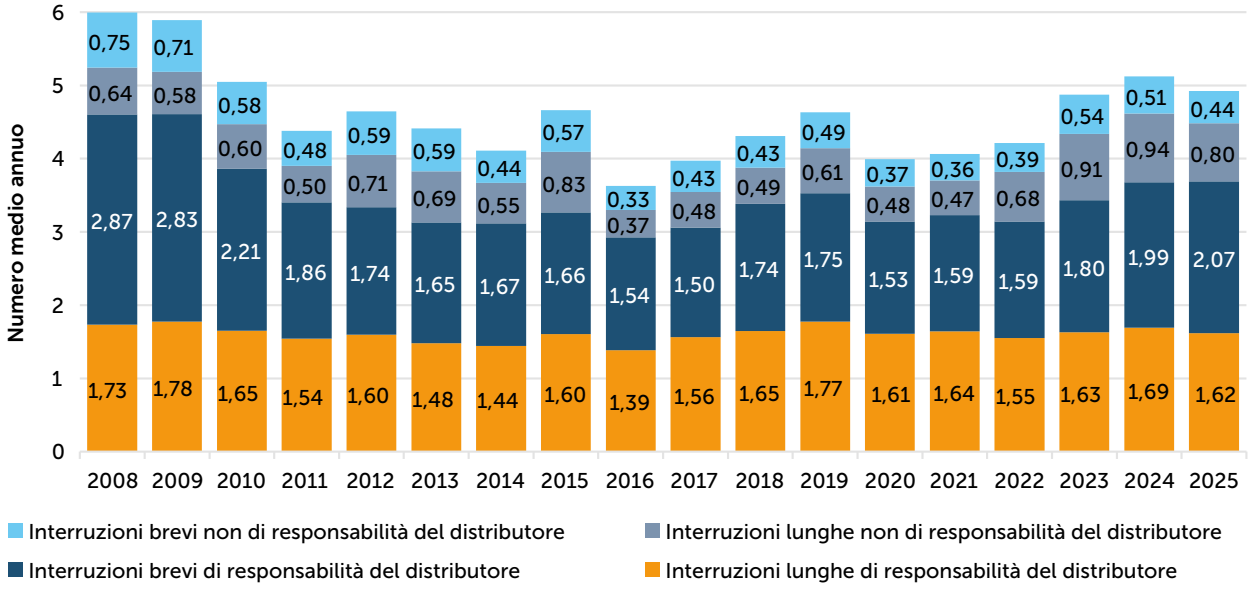
(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.
Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.44 *Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici*



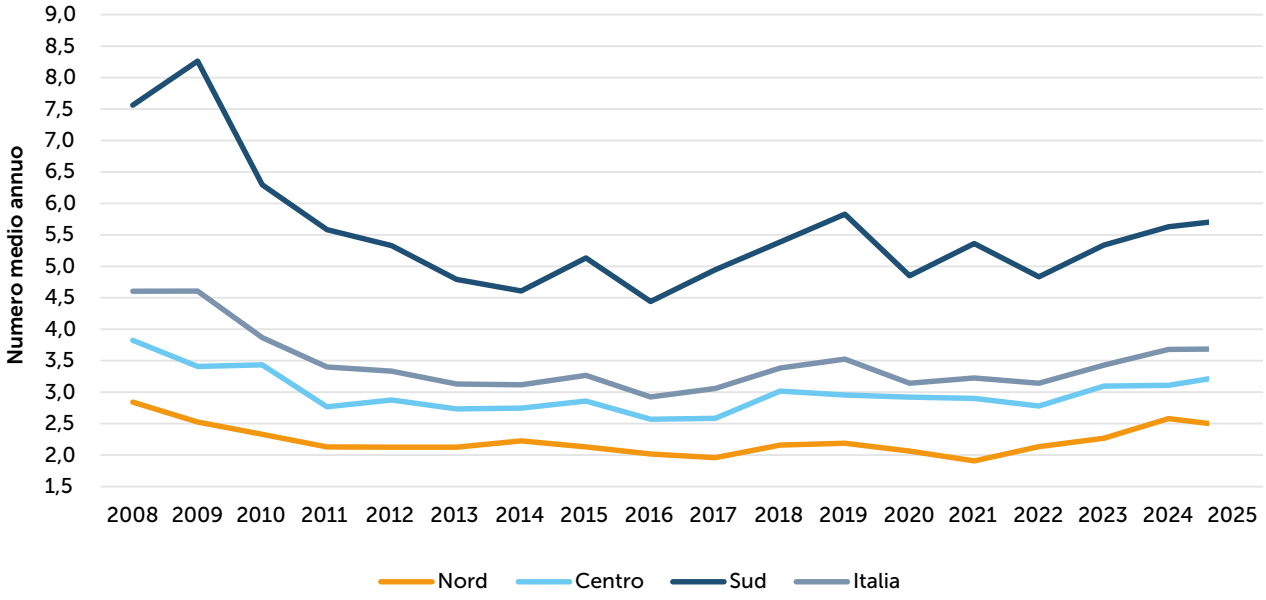
Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.45 *Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione*[A]



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa.
Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.46 *Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici*



Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Fig. 2.42). A partire dall'anno 2024 lo standard sulla durata massima delle interruzioni è stato fissato a 8 ore sia per gli utenti in bassa tensione, sia per gli utenti in media tensione e per le interruzioni con

e senza preavviso (indipendentemente, quindi, dalla densità abitativa del comune in cui si trova l'utente, detta anche "grado di concentrazione").

TAV. 2.79 *Indennizzi automatici erogati nel 2025 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)*

GRADO DI CONCENTRAZIONE	UTENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	UTENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	151.051	8,2	262	0,4
Media	301.424	17,5	1.539	1,9
Bassa	175.002	12,2	1.215	1,2
TOTALE	627.477	37,9	3.016	3,5

Fonte: ARERA.

La tavola 2.79 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2025 per il superamento degli standard: circa 38 milioni di euro a circa 627.000 utenti in bassa tensione (in media circa 60 € per utente) e poco più di 3 milioni di euro a circa 3.000 utenti in media tensione (in media circa 1.150 € per utente).

Per il 2025, circa 24 milioni di euro di indennizzi – rispetto ai 41 milioni di euro totali – sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. All'incirca 18 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità (Fig. 2.44).

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Lo scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è tutelare i clienti attraverso standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni.

Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi effettivi delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).

Nel 2025 sono state richieste poco più di 4,4 milioni di prestazioni da clienti finali e produttori: un numero in linea con gli anni precedenti. Infatti, nel 2024 sono state richieste poco più di 4,3 milioni di prestazioni, poco più di 4,1 milioni di prestazioni nel 2023, circa 4,3 milioni di prestazioni per ogni anno del biennio 2021-2022, circa 3,9 milioni di prestazioni nel 2020 e circa 4,6 milioni di prestazioni all'anno nel periodo 2016-2019.

Il numero di casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi corrisposti nel 2025 sono in diminuzione rispetto al 2024 (Tav. 2.80), a fronte di un ammontare degli indennizzi corrisposti pressoché identico nei due anni: tale circostanza è dovuta ad un aumento del tempo medio di esecuzione delle prestazioni nel 2025 (rispetto al 2024) nei casi in cui il mancato rispetto dello standard sia imputabile all'impresa distributrice (se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo doppio dello standard ed entro un tempo triplo è corrisposto il doppio dell'indennizzo automatico base; se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard è corrisposto il triplo dell'indennizzo automatico base).

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (tavole dalla 2.81 alla 2.87) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2025 è inferiore al 3% nei seguenti casi:

per i clienti in bassa tensione: attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura, riattivazione per morosità, fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente e sostituzione del gruppo di misura guasto;

- per i clienti in media tensione: fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente;
- per i produttori in bassa tensione: sostituzione del gruppo di misura guasto;
- per i produttori in media tensione: comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono superiori al 3%.

TAV. 2.80 *Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*

ANNO	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE (milioni)	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	INDENNIZZI EFFETTIVAMENTE EROGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE EROGATO NELL'ANNO (M€)
2016	4,7	27.905	18.986	1,7
2017	4,7	29.791	35.885	3,8
2018	4,6	32.389	31.690	2,8
2019	4,7	54.113	50.218	4,3
2020	3,9	31.389	36.270	4,4
2021	4,3	37.524	42.428	3,8
2022	4,2	62.520	67.515	6,6
2023	4,1	53.322	60.669	6,0
2024	4,3	52.204	61.180	6,6
2025	4,4	51.769	57.915	6,6

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.81 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 4.224.412 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni ordinarie	15 giorni lavorativi	163.956	10,33	4,41%	8.455
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	147.527	7,13	5,24%	8.320
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	61.699	37,56	10,38%	7.118
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.541.391	0,78	0,40%	7.170
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	811.728	0,84	0,38%	3.353
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.121.244	0,06	0,19%	2.963
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	281.441	0,05	1,18%	3.346
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	65.703	2,30	9,17%	4.495
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	12.906	8,89	3,94%	675
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	7.782	5,91	1,65%	203
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	7.193	15,38	9,68%	960
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.842	88,55	33,44%	987

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Per circa 2.300 prestazioni relative a esecuzioni di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie sono stati richiesti atti autorizzativi il cui tempo medio di ottenimento da parte dell'impresa distributrice è stato pari a circa 80 giorni solari; per circa 15.200 prestazioni relative a esecuzioni di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie sono stati richiesti atti autorizzativi il cui tempo medio di ottenimento da parte dell'impresa distributrice è stato pari a circa 152 giorni solari.

TAV. 2.82 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 213.773 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per nuove connessioni permanenti ordinarie	15 giorni lavorativi	95.424	10,59	4,18%	4.547
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	81.544	7,10	5,05%	4.606
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	36.805	40,68	12,06%	4.841

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.83 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 riferiti alle connessioni temporanee per gli utenti non domestici BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 130.512 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10 giorni lavorativi	41.440	6,24	2,95%	1.371
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 40 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5 giorni lavorativi	86.446	3,17	1,58%	1.640
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 40 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10 giorni lavorativi	2.626	4,93	3,12%	107

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.84 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 per gli utenti MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 23.980 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	30 giorni lavorativi	14.176	22,65	6,38%	906
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	330	13,85	8,21%	29
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.891	31,11	10,11%	212
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.867	4,14	5,39%	141
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.370	5,53	4,89%	99
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	589	0,87	4,41%	137
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	3.472	0,08	1,20%	41
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	185	9,64	3,24%	6
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	39	10,97	10,26%	8
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	61	18,25	11,48%	18
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Per sette prestazioni relative a esecuzioni di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie in media tensione sono stati richiesti atti autorizzativi il cui tempo medio di ottenimento da parte dell'impresa distributrice è stato pari a circa 224 giorni solari; per circa 530 prestazioni relative a esecuzioni di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie sono stati richiesti atti autorizzativi il cui tempo medio di ottenimento da parte dell'impresa distributrice è stato pari a circa 273 giorni solari.

TAV. 2.85 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 7.934 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT per nuove connessioni permanenti ordinarie	30 giorni lavorativi	6.709	23,08	6,64%	461
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	121	46,57	4,96%	6
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	1.104	28,55	9,70%	120

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.86 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 4.702 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	1.641	10,06	5,12%	137
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	719	4,31	2,23%	20
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	1.165	12,56	6,09%	70
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.177	117,35	49,53%	1.047

Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.87 *Standard specifici di qualità commerciale nel 2025 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori, per un totale di 233 prestazioni*

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	180	10,81	6,67%	16
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	46	16,41	19,57%	15
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	6	11,50	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	49,00	0,00%	1

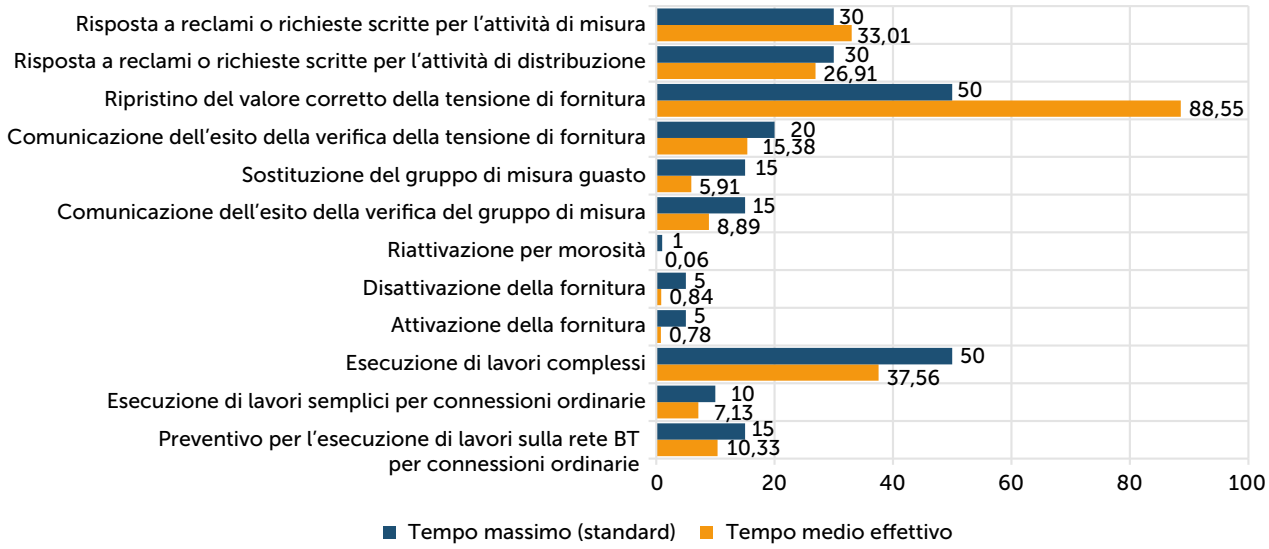
Fonte ARERA. Elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Per le risposte motivate a reclami scritti e le richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono stati fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2025 per categoria di utenza (figure dalla 2.47 alla 2.53), si può osservare che il tempo medio effettivo è inferiore al tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni tipologia di prestazione e utenza, con l'esclusione dei seguenti casi:

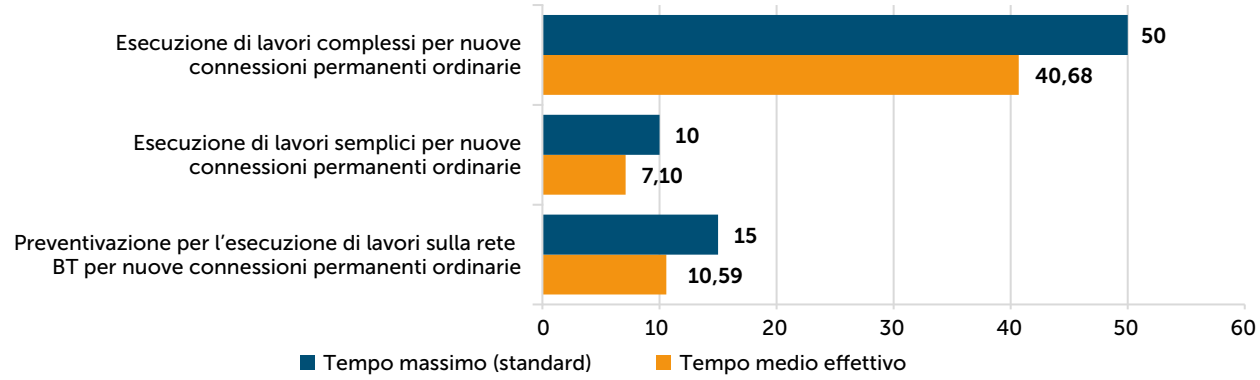
- per i clienti in bassa tensione: ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura;
- per i clienti in media tensione: esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie;
- per i produttori in bassa tensione: ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i produttori in media tensione: sostituzione del gruppo di misura guasto.

FIG. 2.47 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per gli utenti domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*



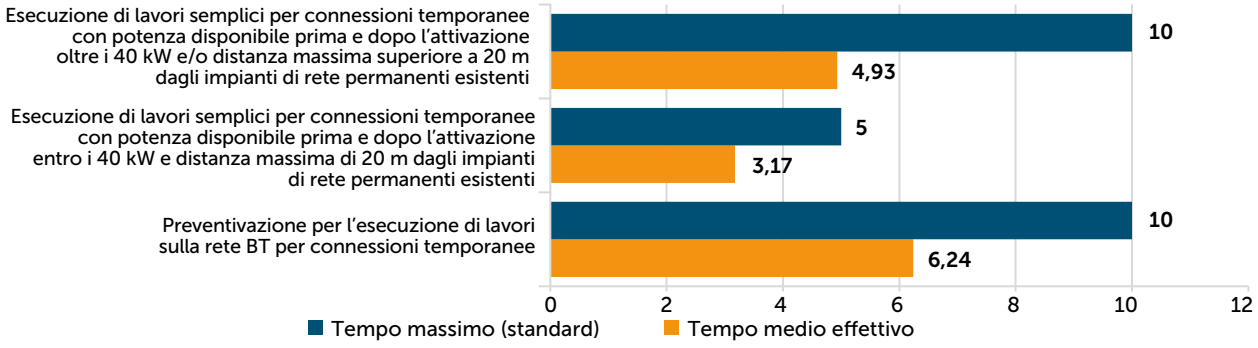
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.48 *Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2025 per gli utenti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*



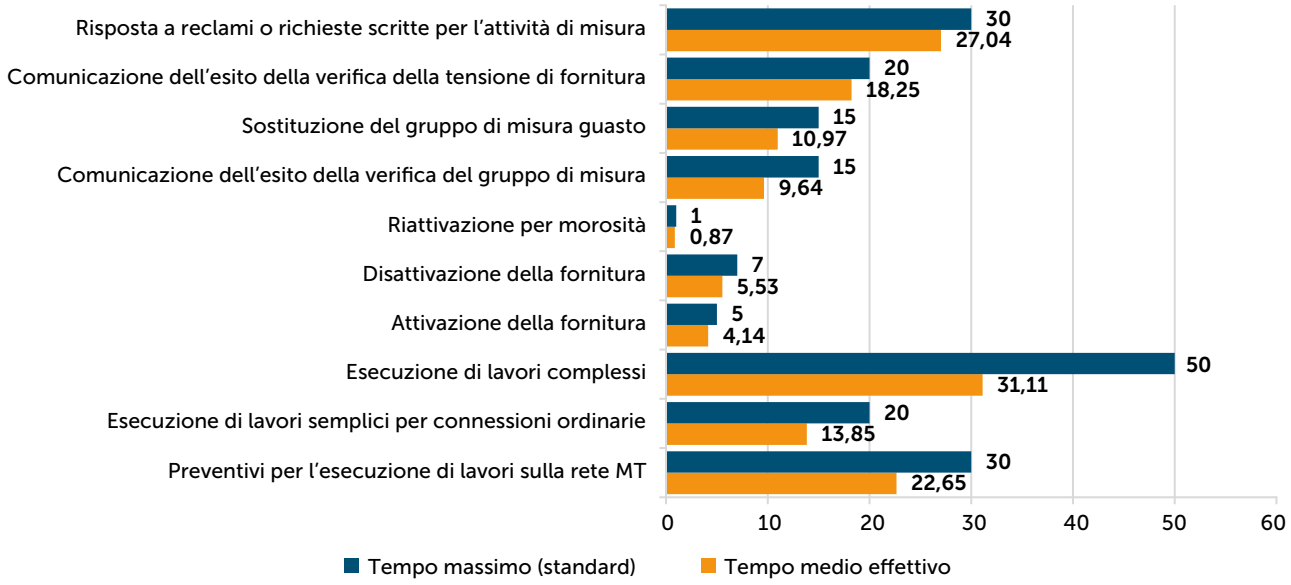
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.49 *Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2025 per gli utenti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*



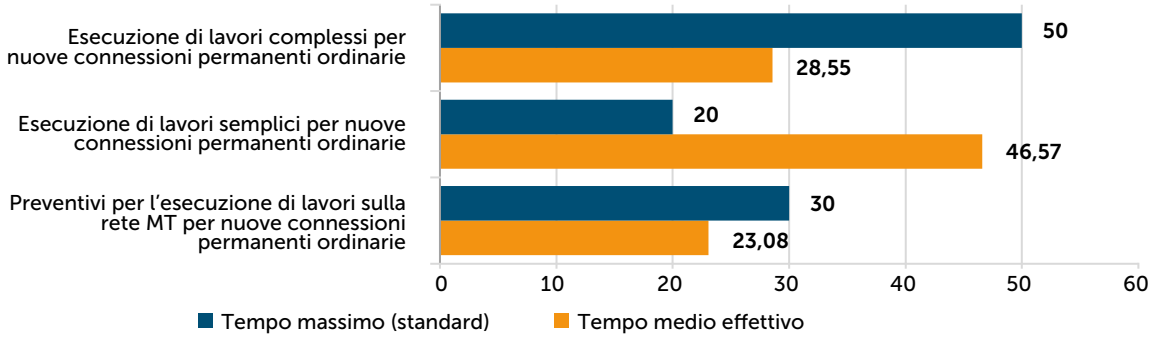
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.50 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*



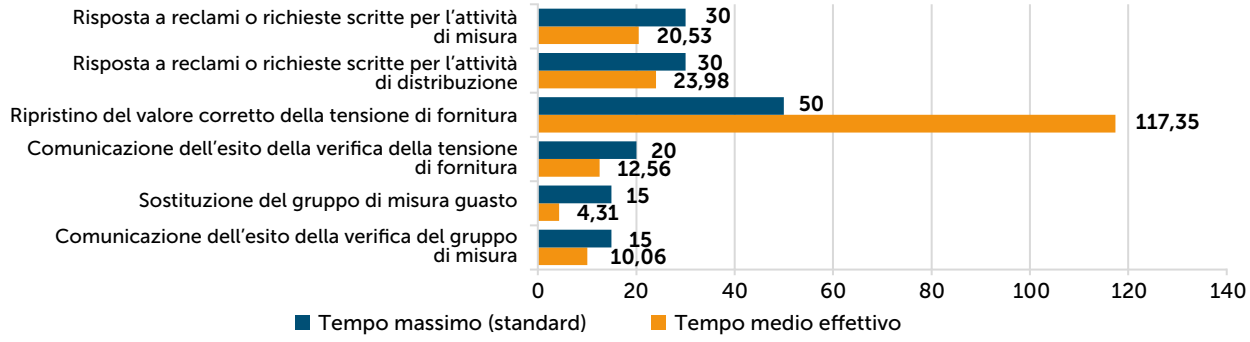
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.51 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*



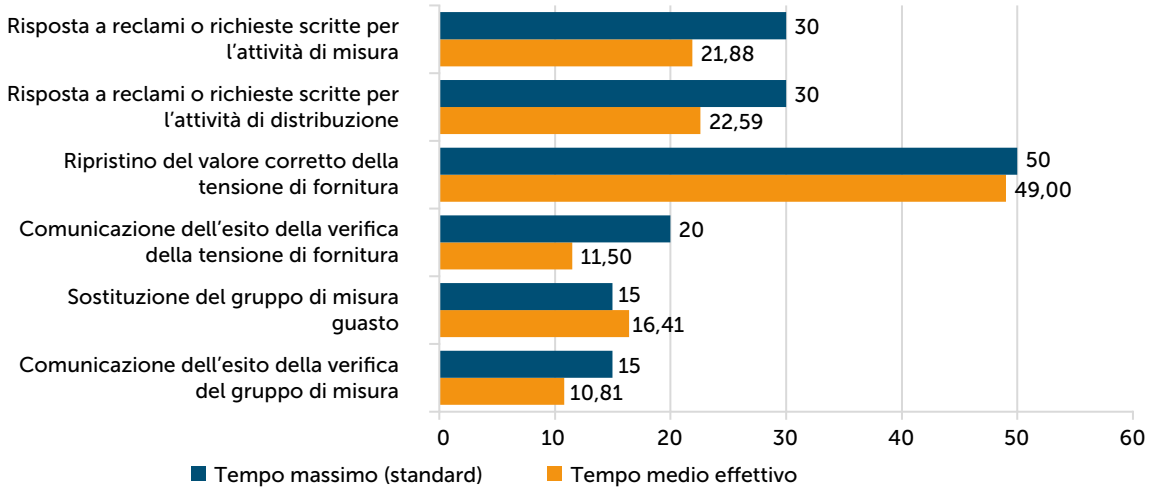
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.52 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.53 *Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2025 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica

Standard di qualità commerciale e indennizzi

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)[62], disciplina la qualità commerciale che le imprese di vendita sono tenute a offrire ai clienti finali[63].

Il provvedimento stabilisce obblighi minimi di servizio e livelli standard, generali o specifici, per particolari prestazioni erogate dai venditori: il tempo impiegato per le risposte ai reclami scritti, per le rettifiche di fatturazione e per le rettifiche di doppia fatturazione[64] è sottoposto a standard specifico, riferito a ogni singola prestazione, mentre il tempo di risposta alle richieste scritte di informazioni è sottoposto a standard generale, riferito all'insieme delle prestazioni eseguite nell'anno di riferimento. Se il venditore non rispetta uno standard specifico per cause a lui imputabili, il cliente deve ricevere automaticamente, con la prima bolletta utile, un indennizzo automatico del valore base di 25 euro (aumentato a 30 euro a partire dal 2026), che raddoppia se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard. L'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro sei mesi dalla data in cui il venditore ha ricevuto il reclamo che ha dato origine alla prestazione (termine aumentato a otto mesi

62 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, n. 413/2016/R/com, come modificato da ultimo con la delibera 5 agosto 2025, n. 399/2025/R/com.

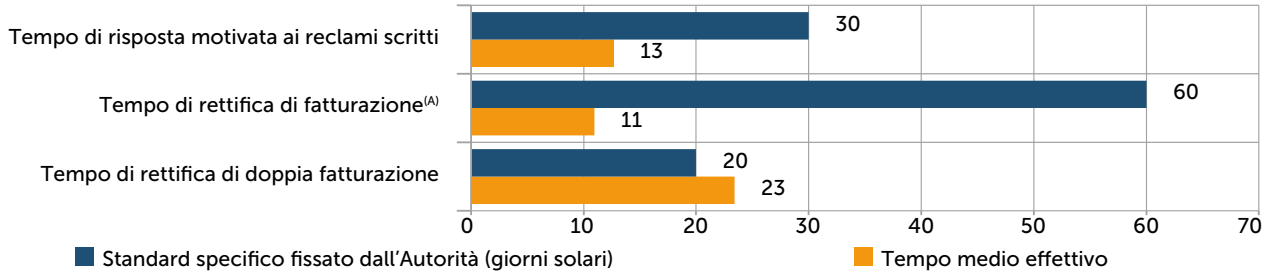
63 Sono esclusi dall'applicazione del TIQV i clienti del servizio di salvaguardia, del servizio a tutele graduali per piccole imprese, del servizio di ultima istanza e del servizio di default.

64 Ai sensi del TIQV il tempo di rettifica (di fatturazione o di doppia fatturazione) è il tempo che intercorre tra il ricevimento del reclamo del cliente e la restituzione al cliente stesso dell'importo già pagato ma non dovuto. Per doppia fatturazione si intende l'emissione di bollette riferite ai medesimi consumi da parte del venditore entrante e del venditore uscente, dovuta a errori nel processo di *switching*.

per clienti con periodicità di fatturazione quadrimestrale). I venditori di maggiori dimensioni sono inoltre coinvolti ogni anno in un'indagine di soddisfazione dei clienti che hanno effettivamente inviato un reclamo[65].

Con riferimento al 2025, hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita di energia elettrica[66] 589 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 33,1 milioni di clienti (27,3 milioni di clienti domestici, di cui il 79% nel mercato libero, l'11% nel servizio a tutele graduali e il restante 10% in maggior tutela; 5,8 milioni di clienti non domestici, di cui l'89% nel mercato libero e il restante 11% nel servizio a tutele graduali).

FIG. 2.54 *Tempi medi di esecuzione delle prestazioni soggette a standard specifici nel settore elettrico nel 2025*



(A) Standard pari a 90 giorni solari in caso di fatturazione quadrimestrale.
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda il tempo di esecuzione delle prestazioni soggette a standard specifici (Fig. 2.54), i tempi medi delle risposte ai reclami e delle rettifiche di fatturazione risultano ampiamente inferiori ai rispettivi standard specifici fissati dal TIQV; il tempo medio per le rettifiche di doppia fatturazione risulta, viceversa, superiore allo standard. Rispetto all'anno precedente, risultano migliorati i tempi medi di esecuzione di tutte le prestazioni considerate (da 15 a 13 giorni per le risposte ai reclami, da 33 a 11 giorni per le rettifiche di fatturazione e da 35 a 23 giorni per le rettifiche di doppia fatturazione). Anche per le richieste scritte di informazioni, soggette a standard generale, il tempo medio di risposta dei venditori, pari a 2 giorni solari (standard generale 30 giorni solari), ha registrato un sensibile miglioramento rispetto al dato 2024 (6 giorni solari).

TAV. 2.88 *Numero di reclami nel settore elettrico nel 2025, per tipologia di cliente*

TIPO DI CLIENTE	MERCATO	NUMERO DI RECLAMI	NUMERO DI RECLAMI OGNI MILLE CLIENTI
Domestici	Mercato libero	176.997	8
Domestici	Maggior tutela	18.420	7
Domestici	Tutele graduali	9.755	3
Non domestici	Mercato libero	48.604	12
Non domestici	Tutele graduali microimprese	5.907	9
Multisito	-	18.653	16
TOTALE	-	**278.336**	**8**

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

65 Per ulteriori approfondimenti sulla regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale si rinvia al Capitolo 10 del Volume 2 della presente *Relazione Annuale*.

66 I dati sono riferiti ai clienti del servizio elettrico alimentati esclusivamente in bassa tensione.

In relazione ai reclami scritti (Tav. 2.88), nel complesso le imprese hanno ricevuto oltre 278 mila reclami scritti, in prevalenza provenienti dal segmento dei clienti domestici serviti nel mercato libero, in coerenza con l'ampiezza della base clienti. Parametrando il numero di reclami ai clienti serviti, il 2025 evidenzia una flessione del dato complessivo rispetto all'anno precedente (8 reclami ogni mille clienti, rispetto a 9 reclami ogni mille clienti nel 2024). Valutando il dato in relazione alle diverse categorie di clienti, si evidenziano valori più elevati nel segmento dei clienti non domestici, in particolare per i clienti multisito; all'interno del segmento dei clienti domestici il dato risulta leggermente più elevato nel mercato libero rispetto alla maggior tutela. In entrambi i segmenti (clienti domestici e non domestici) l'incidenza relativa dei reclami risulta sensibilmente inferiore nell'ambito dei rispettivi servizi di ultima istanza.

TAV. 2.89 *Rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione nel settore elettrico nel 2025*

TIPO DI CLIENTE	MERCATO	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE
Domestici	Mercato libero	12.141	213
Domestici	Maggior tutela	15	2
Domestici	Tutele graduali	36	5
Non domestici	Mercato libero	1.147	108
Non domestici	Tutele graduali microimprese	37	2
Multisito	-	605	28
TOTALE	-	13.981	358

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione (Tav. 2.89), risultano complessivamente pari a 14.339, riferite per l'87% a clienti domestici (0,45 rettifiche ogni mille clienti) e per il restante 13% ai clienti non domestici (0,33 rettifiche ogni mille clienti). Per entrambi i segmenti il fenomeno presenta una incidenza nettamente maggiore nel mercato libero rispetto alle altre modalità di fornitura (rispettivamente, 0,53 e 0,02 rettifiche ogni mille clienti). Rispetto all'anno precedente, risultano più che raddoppiati i casi di rettifica di fatturazione (erano 6.566 nel 2024), mentre per le rettifiche di doppia fatturazione si conferma la tendenza alla riduzione del fenomeno (erano 565 nel 2024 e 1.320 nel 2023).

Le richieste scritte di informazioni ricevute dalle imprese sono risultate complessivamente pari a 778.607, provenienti in misura preponderante da clienti del mercato libero (e in particolare, in questo segmento, dai clienti domestici). Il dato risulta più che raddoppiato rispetto all'anno precedente, nel quale erano state registrate complessivamente 261.117 richieste.

In relazione al rispetto degli standard specifici di qualità commerciale definiti dal TIQV, i dati comunicati dagli operatori evidenziano che, complessivamente, il 97% dei fuori standard è stato attribuito a cause riconducibili alla responsabilità dell'impresa; il restante 3% dei casi è stato imputato a cause di terzi (cliente, altri soggetti), e solo una minima parte è stata attribuita a cause di forza maggiore.

Con riferimento al mancato rispetto degli standard specifici per responsabilità riconducibile al venditore (Tav. 2.90), il 94% degli indennizzi erogati risulta dovuto al superamento del tempo standard di risposta ai reclami scritti, il 5% ai fuori standard per le rettifiche di fatturazione e l'1% ai fuori standard per le rettifiche di doppia fatturazione. Il numero di indennizzi erogati risulta molto inferiore al dato registrato l'anno precedente (27.033 indennizzi erogati nel 2024), in coerenza con il dato sopra richiamato relativo alla riduzione complessiva dei fuori standard.

TAV. 2.90 *Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico nel 2025 per mancato rispetto degli standard specifici*

TIPO DI CLIENTE	MERCATO	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Domestici	Mercato libero	7.740	533	71	8.344
Domestici	Maggior tutela	956	3	-	959
Domestici	Tutele graduali	464	-	-	464
Non domestici	Mercato libero	2.800	107	23	2.930
Non domestici	Tutele graduali microimprese	217	50	-	267
Multisito	-	895	65	9	969
TOTALE		**13.072**	**758**	**103**	**13.933**

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

In termini di importi corrisposti ai clienti, sono stati erogati indennizzi automatici per oltre 632 mila euro (Tav. 2.91); anche questo dato, come quello relativo al numero di erogazioni, evidenzia una sensibile flessione rispetto all'anno precedente (circa 1,16 milioni di euro nel 2024). La maggior parte dell'importo erogato va ricondotto ai ritardi nelle risposte a reclami scritti. In coerenza con la base clienti, la maggior parte degli importi è stata erogata ai clienti del mercato libero (domestici e non), e solo l'11% a clienti serviti nei regimi di tutela o di ultima istanza.

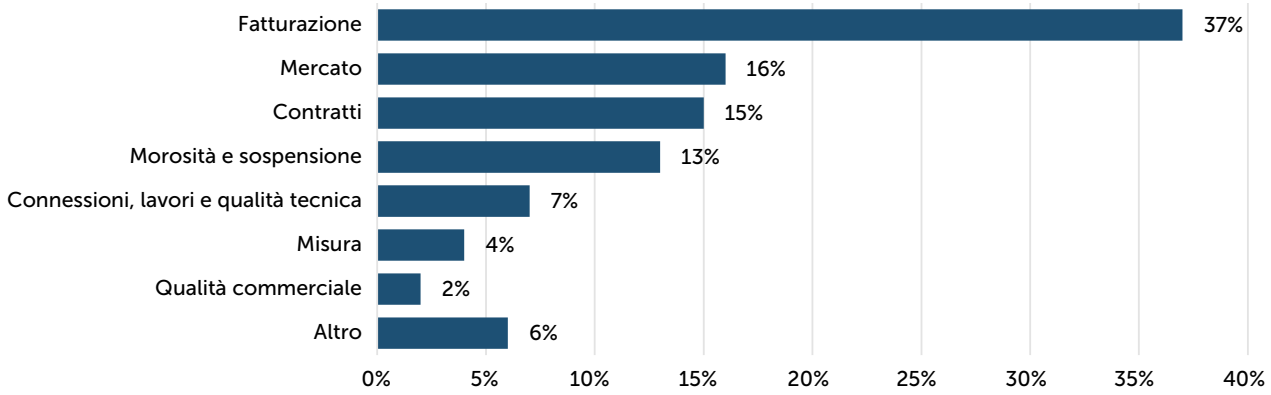
TAV. 2.91 *Importo degli indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2025 (euro)*

TIPO DI CLIENTE	MERCATO	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Domestici	Mercato libero	341.450	35.600	3.850	380.900
Domestici	Maggior tutela	37.725	150	-	37.875
Domestici	Tutele graduali	17.125	-	-	17.125
Non domestici	Mercato libero	125.725	8.225	1.175	135.125
Non domestici	Tutele graduali microimprese	9.950	3.075	-	13.025
Multisito	-	44.700	3.125	525	48.350
TOTALE		**576.675**	**50.175**	**5.550**	**632.400**

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Gli argomenti dei reclami scritti più ricorrenti (Fig. 2.55) riguardano problemi legati alla fatturazione (consumi e corrispettivi fatturati, ricalcoli, uso dell'autolettura, periodicità di fatturazione, pagamenti e rimborsi), seguiti dai problemi legati al mercato (cambio fornitore, contratti non richiesti, condizioni economiche), alle vicende dei contratti (volture e subentri, recesso, modifiche unilaterali) e alla morosità (mancati pagamenti, sospensione della fornitura, applicazione del corrispettivo Cmor). All'interno della voce Altro, i reclami relativi al bonus sociale elettrico rappresentano circa l'1% dei reclami presentati dai clienti domestici.

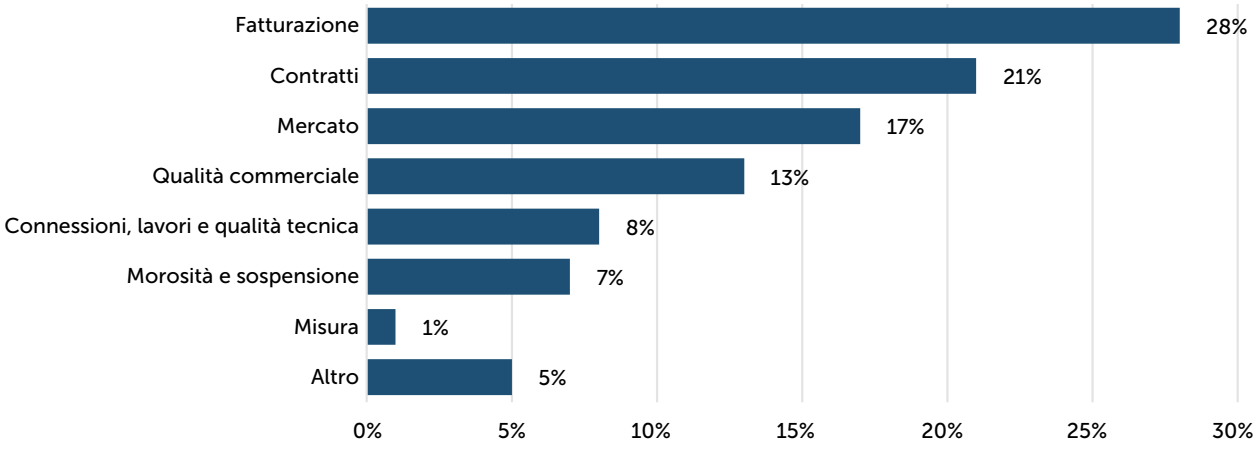
FIG. 2.55 *Argomenti dei reclami scritti ai venditori di energia elettrica nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni (Fig. 2.56), la maggior parte delle richieste riguarda la fatturazione (consumi e corrispettivi fatturati, ricalcoli, autolettura, periodicità di fatturazione, pagamenti e rimborsi), i contratti (volture e subentri, modifiche unilaterali), il mercato (cambio fornitore, condizioni economiche) nonché la qualità commerciale (servizio clienti, corresponsione degli indennizzi). All'interno della voce Altro, le richieste di informazioni relative al bonus sociale elettrico rappresentano circa il 2% delle richieste scritte presentate dai clienti domestici.

FIG. 2.56 *Argomenti oggetto di richieste scritte di informazione ai venditori di energia elettrica nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Qualità dei servizi telefonici di assistenza ai clienti dell'energia elettrica e del gas naturale

La regolazione della qualità dei servizi telefonici di assistenza ai clienti (Parte III del TIQV), analoga per il settore elettrico e per il settore gas, definisce obblighi di servizio, indicatori e standard generali, che tutti i venditori devono rispettare, per garantire l'accessibilità del servizio telefonico, ridurre il fenomeno delle linee occupate e limitare l'attesa per parlare con un operatore. La regolazione lascia libere le imprese, che operano in regime di concorrenza, di configurare i servizi telefonici di customer care in coerenza con le proprie strategie commerciali, anche attraverso l'uso di innovazioni e tecnologie avanzate per migliorare l'efficienza, la personalizzazione e la qualità del supporto offerto ai clienti.

Gli obblighi minimi stabiliti dall'Autorità per il servizio di assistenza telefonica dei venditori riguardano:

- la disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- la disponibilità di almeno un numero verde per le chiamate da rete fissa;
- in caso di risponditore automatico con albero fonico, la possibilità di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre scelte se l'impresa opera anche settori diversi da quelli elettrico o gas);
- la pubblicazione, sul sito internet del venditore e sulle bollette, del numero telefonico del call center, degli orari di apertura e del tipo di chiamate abilitate.

La tavola 2.92 riporta gli indicatori e gli standard di qualità attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle imprese di vendita dotate di call center.

TAV. 2.92 *Standard generali di qualità dei call center*

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori.	AS ≥ 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	TMA ≤ 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai *call center* chiedendo di parlare con un operatore.	LS ≥ 85%

Fonte: ARERA.

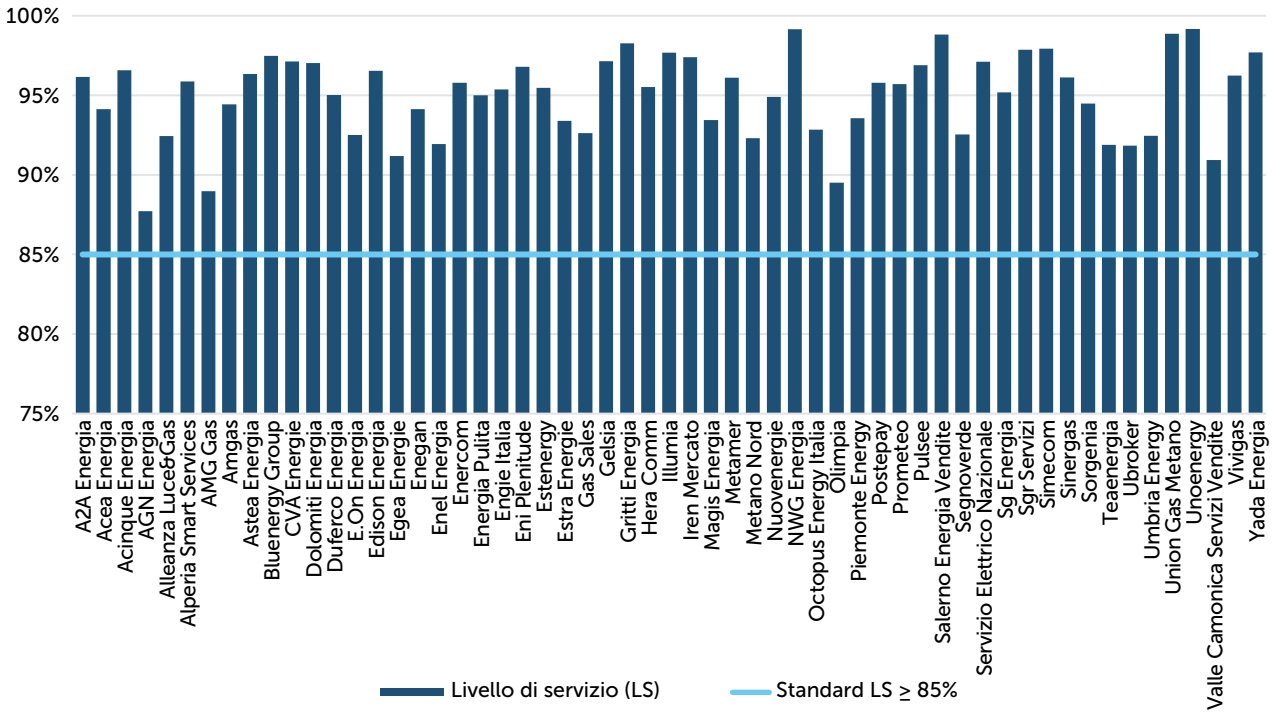
I venditori di maggiori dimensioni (che servono complessivamente più di 50 mila clienti) devono comunicare all'Autorità i dati relativi alla qualità dei servizi telefonici effettivamente erogata, e sono coinvolti ogni anno in un'indagine di soddisfazione dei clienti che hanno effettivamente fruito del servizio telefonico (per maggiori dettagli sull'indagine di qualità dei call center si veda il paragrafo *Indagini sul livello di soddisfazione dei clienti finali* del Volume 2).

Nel 2025, i venditori con più di 50 mila clienti hanno dichiarato di servire poco più di 51 milioni di clienti, di cui più di 32 milioni per il servizio elettrico e 19 milioni per il gas.

Il numero complessivo di chiamate ricevute dai 171 numeri telefonici messi a disposizione dei clienti di queste imprese si attesta su 41 milioni[67]. Il rapporto tra numero complessivo di chiamate ricevute e numero di clienti risulta sensibilmente diminuito rispetto all'anno precedente (0,8 chiamate per cliente contro lo 0,95 dello scorso anno). A tale proposito, occorre considerare che, pur mantenendo il canale telefonico un ruolo rilevante nei rapporti con i clienti, sia contrattualizzati sia potenziali, i venditori stanno progressivamente ampliando l'offerta di canali alternativi (in particolare, canali digitali e sportelli territoriali) ai quali i clienti fanno ricorso in misura crescente.

Per quanto riguarda il livello di servizio, ovvero le chiamate effettuate per parlare con un operatore andate a buon fine (Fig. 2.57), tutte le imprese si sono attestate, pur con significative differenze, su valori superiori allo standard generale.

FIG. 2.57 *Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas naturale nel 2025*[(A)]

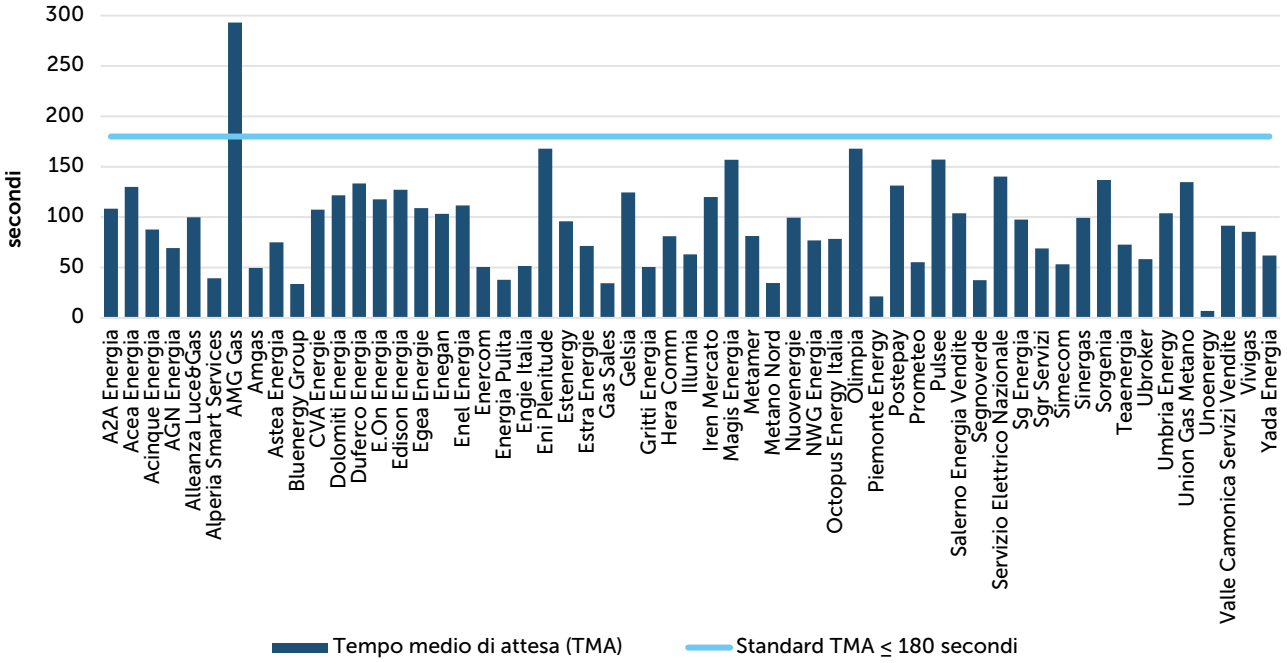


(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.
Fonte: elaborazione ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda i tempi medi di attesa (Fig. 2.58), nel complesso, la maggior parte dei clienti è riuscita a parlare con un operatore senza dover richiamare, con tempi medi di attesa inferiori allo standard generale fissato dall'Autorità; una sola impresa ha registrato tempi di attesa nettamente superiori al livello standard.

67 Per le imprese che erogano servizi ulteriori rispetto ai servizi elettrico e gas, il numero complessivo di chiamate comprende anche quelle riferite ai servizi ulteriori in caso di numeri telefonici non differenziati.

FIG. 2.58 *Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas naturale nel 2025*[A]



(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.
Fonte: elaborazione ARERA su dati dichiarati dagli operatori.

CAPITOLO **03**

03

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

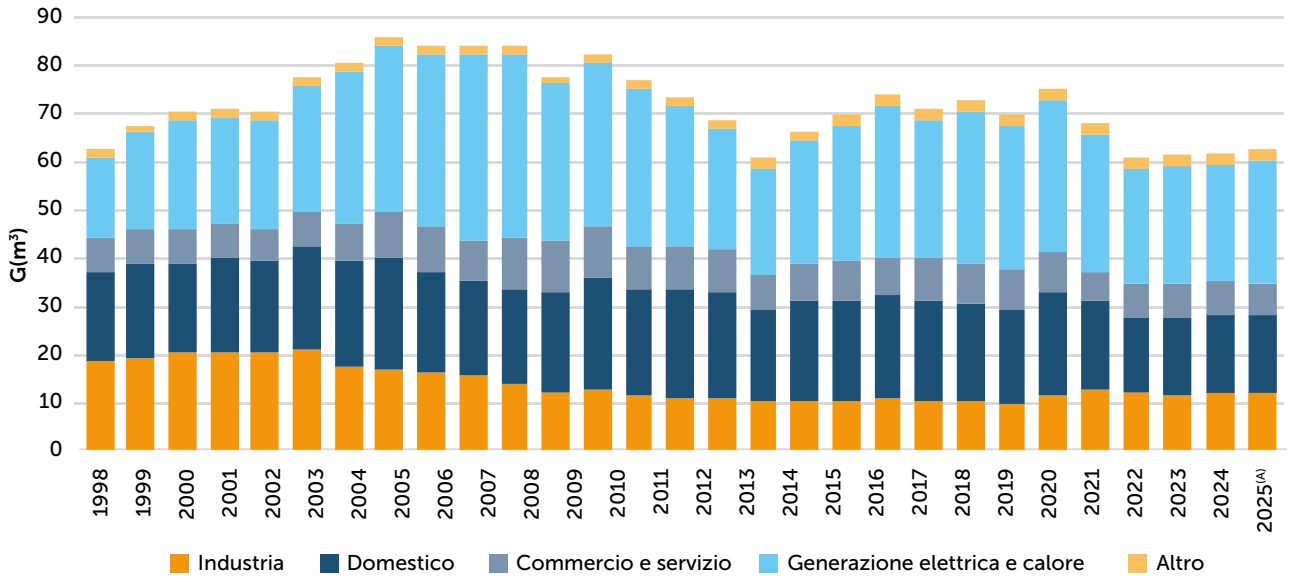
Domanda e offerta di gas naturale nel 2025

In base ai dati preconsuntivi diffusi nell'ambito del Bilancio energetico nazionale dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2025 il consumo finale di gas naturale è aumentato quasi del 2%, passando da 61 a 62,1 G(m³). Dopo il forte calo registrato nel 2022 e nel 2023 (-10% in entrambi gli anni) e il lieve recupero del 2024 (+1,2%), questo incremento rappresenta un ulteriore segnale positivo per il settore. I consumi restano tuttavia sui livelli minimi degli ultimi trent'anni (Fig. 3.1).

Il dettaglio settoriale mostra che la ripresa è stata sostenuta pressoché interamente dai consumi del settore termoelettrico, che sono aumentati di 1,6 G(m³) (+6,6% rispetto al 2024), principalmente per compensare il calo delle importazioni nette di elettricità. La richiesta di gas per la produzione di energia elettrica, risalita a 25,5 G(m³), rimane comunque piuttosto distante da quella del periodo precedente alla crisi dei prezzi: nel periodo 2019-2021 era intorno a 30 G(m³).

Tutti gli altri settori hanno invece registrato una lieve flessione, pari in media a 0,2 G(m³) ciascuno. Gli usi civili (domestici e terziario) sono scesi da 23,1 a 22,8 G(m³), per effetto della riduzione dei consumi sia nel comparto domestico, passati da 16,1 a 15,9 G(m³), sia in quello terziario, diminuiti da 7 a 6,9 G(m³). In un contesto di crescita economica complessivamente moderata (+0,5% il PIL nel 2025 rispetto al 2024), anche i consumi industriali hanno mostrato una lieve contrazione, scendendo da 11,7 a 11,6 G(m³) (-1,4%).

FIG. 3.1 *Consumi di gas naturale per settore*

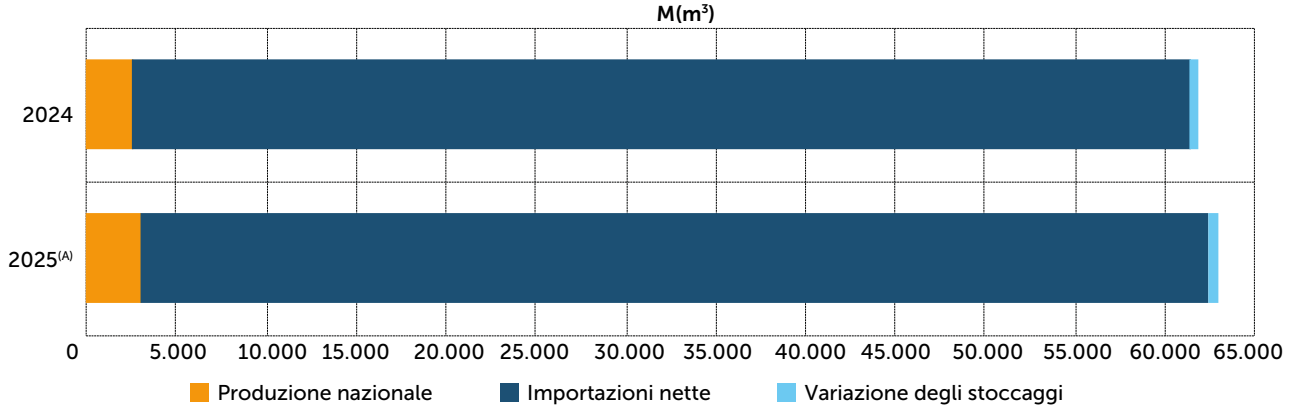


(A) Dati provvisori.
Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Guardando ai dati (provvisori) diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito al bilancio del gas naturale, nel 2025 la produzione nazionale ha registrato una discreta ripresa, risalendo a 3 G(m³) dai 2,6

G(m^3) raggiunti nel 2024. Anche il saldo estero è leggermente cresciuto dell'1%, per effetto dell'incremento delle importazioni, salite da 59,5 a 61,6 G(m^3), parzialmente attenuato da una risalita delle esportazioni, tornate a 2,1 G(m^3), vale a dire sui livelli del 2023. Poiché negli stoccaggi i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,6 G(m^3) superiori ai quantitativi di inizio anno, il consumo interno lordo nel 2025 è risultato pari a 63 G(m^3), un valore di quasi due punti percentuali superiore a quello del 2024 (Fig. 3.2). Di conseguenza, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è leggermente diminuito: nel 2025 il 94,3% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero (nel 2024 era pari a 95,2%).

FIG. 3.2 *Disponibilità di gas naturale negli ultimi due anni*



(A) Dati provvisori.
Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Come sempre il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno trasmesso nell'Indagine annuale sui settori energetici in base al gruppo di appartenenza dichiarato nell'Anagrafica operatori[1]. Nel caso in cui un'impresa abbia dichiarato di non appartenere ad alcun gruppo societario, è stata considerata come gruppo a sé. I gruppi vengono attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, che è dato dalla somma dei quantitativi riguardanti gli autoconsumi, alle vendite nel mercato all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Eni si conferma anche nel 2025 il gruppo principale nel mercato, con vendite e autoconsumi che superano quelle del secondo operatore, il gruppo Engie, di circa 3 G(m^3), sebbene la distanza tra i due gruppi sia diminuita rispetto al 2024. Il gruppo Engie ricade nella seconda classe, insieme con Edison, Royal Dutch Shell, Enel, Vitol e A2A, tutti soggetti che hanno vendite e autoconsumi compresi tra 10 e 40 G(m^3). I sei gruppi appartenenti a questa classe, infatti, hanno impieghi che oscillano dai poco di più 30 G(m^3) di Engie ai quasi 12 G(m^3) di A2A.

1 Ai sensi della delibera 15 marzo 2022, n. 102/2022/R/com che reca in allegato il Testo integrato anagrafica operatori (TIAO), nella quale sono stati riordinati tutti gli obblighi informativi di natura anagrafica a carico degli operatori dei settori di competenza dell'Autorità.

TAV. 3.1 *Bilancio degli operatori del gas naturale nel 2025 (G(m³)); valori riferiti ai gruppi industriali)*

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	GRUPPO ENI	10-40 G(m³)	2-10 G(m³)	1-2 G(m³)	0,1-1 G(m³)	< 0,1 G(m³)	TOTALE
NUMERO DI GRUPPI	1	6	22	9	52	473	563
Produzione nazionale netta	1,9	0,4	0,1	0,1	0,6	0,3	3,3
Importazioni nette[A]	16,3	21,8	17,2	1,4	0,7	0,0	57,4
Variazioni scorte							
Stoccaggi al 31 dicembre 2022	0,7	3,6	2,2	0,3	0,4	0,0	7,2
Stoccaggi al 31 dicembre 2023	1,2	2,8	2,1	0,2	0,4	0,0	6,8
Acquisti sul territorio nazionale	16,4	91,5	81,3	10,1	13,3	4,2	216,8
di cui da Eni	10,5	6,0	2,3	0,4	0,8	0,1	20,0
di cui da altri operatori	5,9	85,5	78,9	9,7	12,6	4,1	196,8
Acquisti in Borsa	0,3	2,7	8,2	1,9	3,0	0,6	16,7
Cessioni ad altri operatori nazionali	21,1	89,0	84,7	10,2	7,4	1,5	213,8
– di cui vendite al PSV	16,5	80,2	80,8	9,6	5,3	0,7	193,1
Vendite in Borsa	1,0	2,4	9,6	2,4	2,7	0,2	18,3
Trasferimenti netti	-1,2	-2,1	-0,7	-0,1	-0,1	0,0	-4,2
Consumi e perdite di sistema[B]	-0,2	-0,5	-0,5	-0,1	-0,1	0,0	-1,3
Autoconsumi	5,2	5,8	1,1	0,0	0,7	0,2	13,1
Vendite finali	5,9	18,4	11,3	0,9	6,8	3,2	46,5
– di cui a clienti finali collegati	0,7	2,5	5,2	0,0	0,9	0,0	9,4
Al mercato libero	5,4	17,9	10,9	0,8	6,6	3,1	44,7
Nei servizi di vulnerabilità, ultima istanza e *default*	0,5	0,5	0,4	0,0	0,3	0,1	1,8
Vendite finali per settore[C]	5,9	18,4	11,3	0,9	6,8	3,2	46,5
Domestico	2,4	3,5	1,8	0,2	2,5	1,2	11,8
Condominio uso domestico	0,2	0,2	0,4	0,0	0,8	0,4	2,0
Commercio e servizi	0,4	1,4	1,5	0,4	1,1	0,8	5,5
Industria	2,1	8,3	2,2	0,1	1,8	0,6	15,1
Generazione elettrica	0,7	4,9	5,3	0,0	0,5	0,1	11,4
Attività di servizio pubblico	0,1	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1	0,7

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.
(B) Consumi e perdite totali (fonte Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi quelli in Borsa).
(C) Non include le vendite per forniture di ultima istanza e *default*.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2025 la classe con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³) è risultata maggiormente popolata rispetto all'anno precedente: include infatti 22 gruppi societari, 7 in più dello scorso anno; i relativi impieghi passano dai quasi 9 G(m³) di Azerbaijan Gas Supply Company e di Hera ai circa 2 G(m³) di MET Holding, che è il gruppo con gli impieghi più bassi.

Il numero di gruppi societari che ricadono nelle classi più piccole con impieghi tra 1 e 2 G(m³) comprende 9 gruppi, che mediamente vendono e autoconsumano circa 1,5 G(m³). Sono 52 i gruppi che ricadono nella classe con impieghi tra 0,1 e 1 G(m³) e pari mediamente a 338 M(m³), mentre nell'ultima classe i gruppi sono 473 con impieghi medi di 10,6 M(m³) che oscillano dai da circa 98 M(m³) del più grande a poche centinaia di metri cubi dei più piccoli.

Come di consueto, è opportuno precisare che i soggetti partecipanti alle rilevazioni utilizzate per la redazione del bilancio possono variare da un anno all'altro e tale elemento deve essere tenuto in considerazione nell'analisi comparativa dei dati nel tempo. A ciò si deve aggiungere che, come già emerso negli ultimi anni, i soggetti operanti nell'attività di vendita all'ingrosso e/o al dettaglio presentano un'elevata dinamicità anche con riferimento all'appartenenza ai diversi gruppi societari. La composizione di tali gruppi, pertanto, è suscettibile a modifiche nel tempo.

Nell'ambito della coltivazione di gas naturale, la situazione nel 2025 è rimasta praticamente immutata rispetto al passato. Quasi tutto il gas prodotto in Italia (compresa la produzione di biometano) risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni.

Le importazioni rimangono, come di consueto, una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione, con il gruppo Eni che da solo importa poco oltre il 28% del volume netto complessivamente importato in Italia. La fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas per i restanti gruppi è invece quella degli acquisti sul territorio nazionale, sebbene il gas acquistato direttamente da Eni sia sceso al 6,8% (era il 10% nel 2024).

Le vendite al mercato all'ingrosso, comprese quelle effettuate in Borsa, rappresentano quasi l'80% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati. La quota supera il 90% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 1 e 2 G(m^3), mentre risulta molto più contenuta (32,3%) nella classe dei venditori più piccoli. Il dato conferma, comunque, che anche questi operatori sono attivi sul mercato all'ingrosso e non più soltanto sul mercato finale.

Nel 2025, gli autoconsumi rappresentano il 4,5% del totale degli impieghi. Considerando anche le vendite a clienti finali appartenenti al medesimo gruppo societario, la quota di gas destinata al fabbisogno interno di ciascun gruppo sale al 7,7%. In particolare, Eni riserva al proprio fabbisogno il 18% del gas complessivamente venduto e autoconsumato, mentre per la classe di operatori con i maggiori impieghi la stessa quota si colloca poco al di sopra del 7%.

Nel 2025, le vendite al mercato finale hanno rappresentato il 16% del gas complessivamente impiegato. Per i gruppi più piccoli, con volumi inferiori a 100 M(m^3), questa quota è risultata però molto più elevata, pari a circa il 64%. La porzione di gas destinata ai servizi di vulnerabilità, ultima istanza e *default* ha inciso per poco meno del 4% delle vendite complessive al mercato finale. Ai clienti serviti in tali mercati Eni destina quasi il 9% delle proprie vendite finali, mentre i suoi principali concorrenti vi destinano complessivamente il 2,7%.

Le maggiori quote di vendita al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) si registrano nei gruppi con vendite tra 1 e 2 G(m^3) e tra i venditori di più piccole dimensioni, con valori pari, rispettivamente, al 79% e al 78,9%.

La stessa quota risulta piuttosto significativa anche per i gruppi con impieghi tra 0,1 e 1 G(m^3), dove si attesta al 67%, nonché per il gruppo Eni, per il quale, pur in diminuzione rispetto al passato, raggiunge il 52,2%. Considerando il solo settore domestico, si osserva inoltre che la quota di gas destinata da Eni a tale tipologia di clienti supera ancora il 40%, sebbene anch'essa risulti inferiore rispetto all'anno precedente.

Relativamente ai clienti industriali la quota più importante si raggiunge nella classe dei maggiori *competitor* di Eni, in cui rappresenta poco di più del 45% delle vendite finali, mentre nella generazione elettrica la quota più rilevante di vendite si registra nella classe tra 2 e 10 G(m^3), dove rappresenta quasi il 47% delle vendite al mercato finale.

Mercato e concorrenza

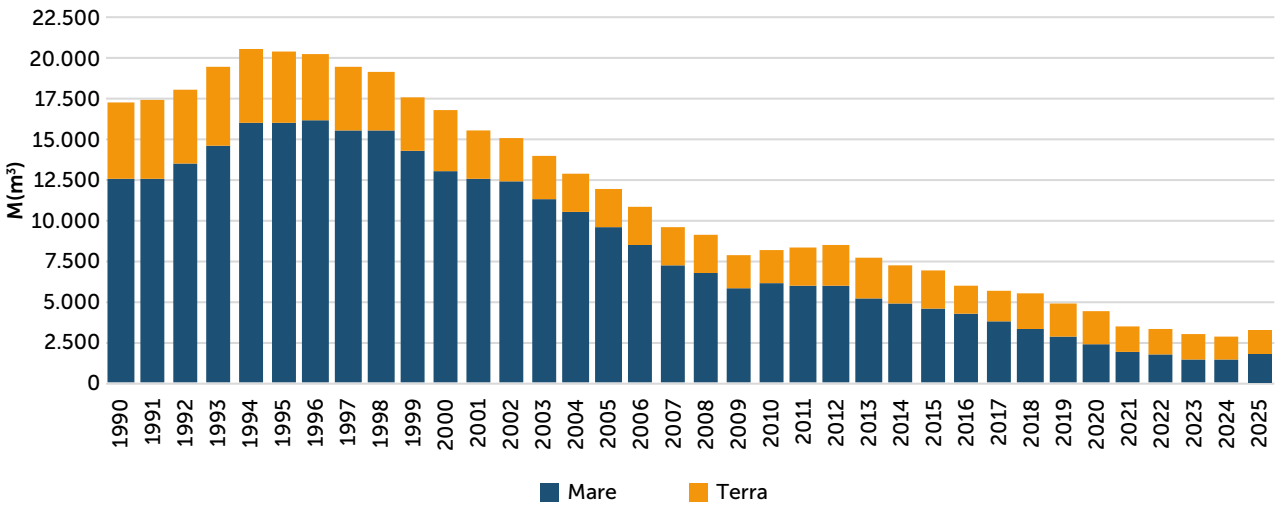
Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Nei dati diffusi dalla Direzione Generale fonti energetiche e titoli abilitativi del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il 2005 è risultato un'eccezione sotto il profilo della produzione nazionale di gas naturale, che ha invertito la tendenza decennale al calo registrando una crescita del 12,2%[2], attestandosi a 3.233 M(m^3), dai 2.882 M(m^3) del 2024. Il ripristino e la proroga delle concessioni esistenti, insieme alla possibilità di attivare nuovi giacimenti dopo il superamento del Pitesai (Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee), hanno guidato la ripresa.

Più in dettaglio, secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale fonti energetiche e titoli abilitativi Ministero, riprodotti nella figura 3.3, nel 2025 sono stati estratti 1.753 M(m^3) dal mare (+21% rispetto al 2024) e 1.480 M(m^3) dai campi situati in terraferma (+3% sul 2024). L'aumento del 2025 è infatti principalmente riconducibile all'entrata in produzione tra il 2024 e il 2025 di due nuovi giacimenti: uno *offshore* operato da Eni nel canale di Sicilia e uno in terraferma operato da Gas Plus in provincia di Ravenna. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in mare è salita al 54% dell'intera produzione nazionale.

FIG. 3.3 *Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990*

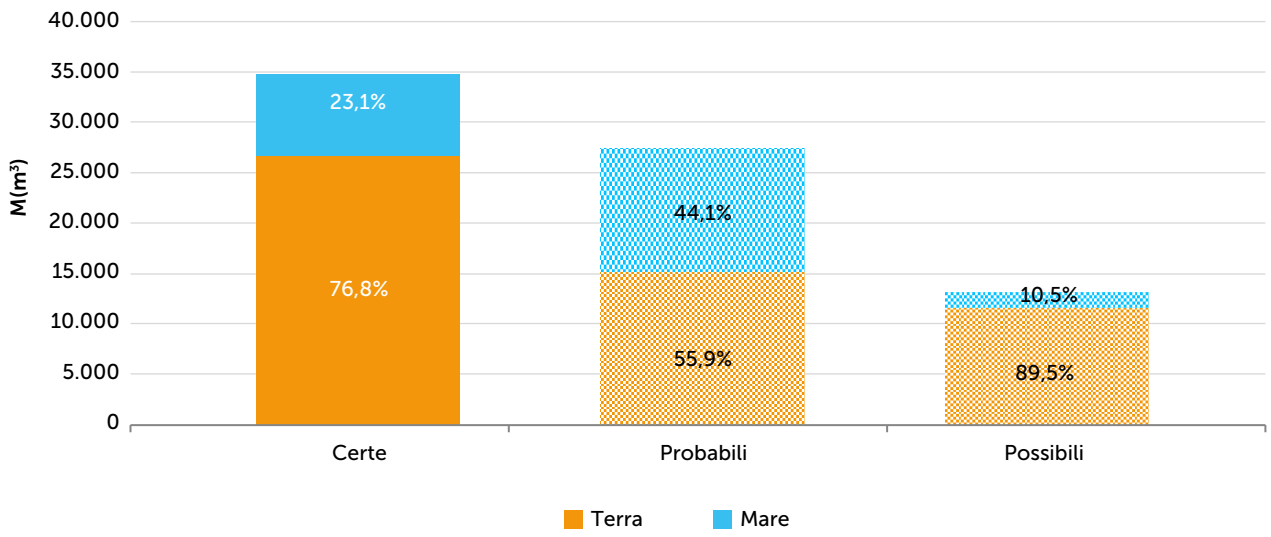


Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione Generale fonti energetiche e titoli abilitativi.

2 Il recupero produttivo risulta lievemente più elevato nei dati preconsuntivi del bilancio energetico nazionale, secondo i quali nel 2025 la produzione nazionale è cresciuta del 16,1% rispetto al 2024.

Il Ministero ha stimato le riserve certe di gas al 31 dicembre 2025 in 34,7 G(m³) e quelle probabili in 27,3 G(m³) (Fig. 3.4). Rispetto ai dati valutati un anno prima[3], la stima delle riserve certe è diminuita del 18% e quella delle riserve possibili è rimasta sostanzialmente invariata, mentre un notevole aumento ha interessato le riserve probabili (19%). La parte più rilevante delle riserve certe, il 76,8%, è ubicata in terraferma (quasi interamente al Sud), mentre il restante 23,2% è localizzato in mare.

FIG. 3.4 *Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2025*



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione Generale fonti energetiche e titoli abilitativi.

L'estrazione media degli ultimi cinque anni è ancora leggermente diminuita, nonostante l'incremento della produzione osservato nel 2025: dai 3,5 G(m³) del 2024 è infatti passata a 3,2 G(m³), ormai lontanissima dai 15 G(m³), che era la produzione media nel periodo 1990-1999, ma anche molto inferiore ai quasi 10 G(m³) che era la produzione media nei primi dieci anni del nuovo millennio. Nonostante il rallentamento nel ritmo di estrazione, il tempo di esaurimento delle scorte (calcolato solo in base alle riserve certe) si è leggermente ridotto rispetto allo scorso anno, essendo passato da circa 15 anni a poco meno di 12 anni, a causa del netto ridimensionamento della stima delle riserve certe. È sempre opportuno rammentare, comunque, che parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, nel caso vi fosse l'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

Nei dati raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità, che dal 2022 comprendono anche la produzione di biometano, si registra per il 2025 un valore della produzione nazionale di gas pari a 3.301 M(m³) (Tav. 3.2), contro i 2.674 M(m³) registrati nel 2024. L'incremento nei volumi di gas coltivato risulta significativo per alcuni dei grandi operatori.

3 Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

Nel 2025 le società del gruppo Eni hanno estratto circa 135 M(m^3) in più rispetto al 2024, registrando quindi un aumento produttivo del 7,8%; il gruppo resta dominante in questo segmento con una quota decisamente maggioritaria (56,7%) e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. La distanza nel 2025 tra i due principali operatori si è, anzi, ulteriormente ampliata, perché la produzione di Royal Dutch Shell è diminuita rispetto al 2024 di circa 30 M(m^3), subendo un calo del 6,7%. Lo stesso è accaduto al gruppo Total, la cui produzione si è ridotta del 7% rispetto al 2024, essendo passata da 62 a 58 M(m^3). Al contrario, un notevole incremento ha contraddistinto l'attività di Gas Plus, la cui produzione è più che raddoppiata, passando da 81 a 179 M(m^3).

Nei dati raccolti con l'Indagine annuale, la produzione di biometano nel 2025 ha superato di poco i 268 M(m^3), cioè l'8,1% della produzione nazionale, in aumento del 20% rispetto all'anno precedente.

Gli attori più importanti in questa attività sono la Società Estense Servizi Ambientali (S.E.S.A.), che ha prodotto 36 M(m^3) (+3,9% rispetto al 2024), la Società Agricola Agriman la cui produzione ha quasi raggiunto 31 M(m^3) (+9,6% rispetto al 2024), la società Bioman del gruppo Finam, che ha prodotto 17 M(m^3) (-14% rispetto al 2024), le imprese A2A Ambiente e Agripower del gruppo A2A che insieme hanno prodotto 15,9 M(m^3) (+5,3% rispetto al 2024) e la società Sant'Ilario Bioenergia del gruppo Vallette che ha prodotto 14,6 M(m^3) (+9,3% rispetto al 2024). Una produzione leggermente inferiore è stata realizzata dalle società Herambiente e Biorg, entrambe del gruppo Hera, che insieme hanno prodotto 10,7 M(m^3) (+6,2% rispetto al 2024).

TAV. 3.2 *Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2025 (in M(m^3))*

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	1.870	56,7%
Royal Dutch Shell	423	12,8%
Energean	364	11,0%
Gas Plus	179	5,4%
Total	58	1,8%
Società Estense Servizi Ambientali	37	1,1%
Altri	371	11,2%
TOTALE	**3.301**	**100,0%**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

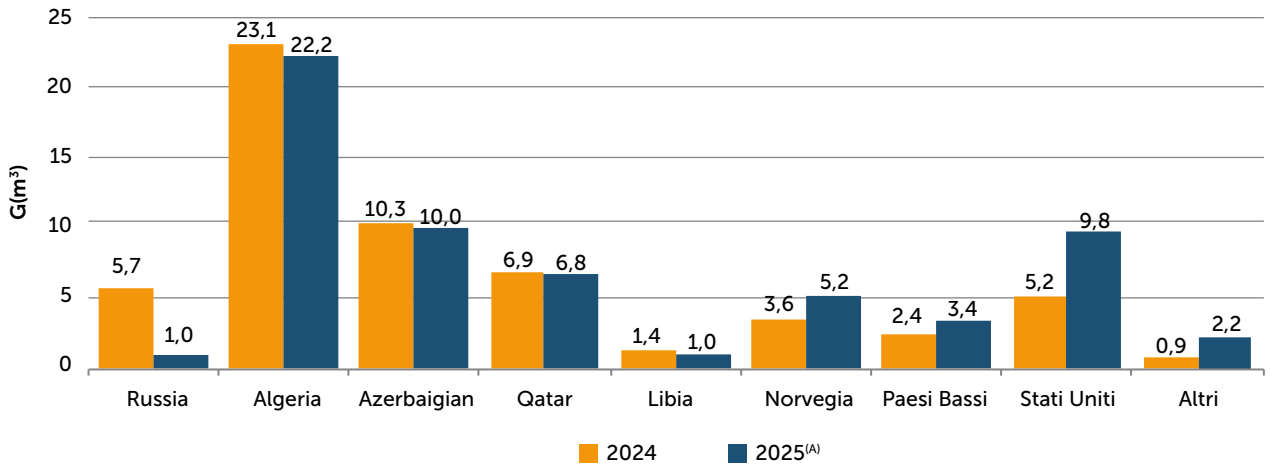
Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2025 l'Italia ha importato 2,1 G(m^3) di gas naturale in più rispetto al 2024. Le importazioni lorde sono infatti risalite da 59,5 a 61,6 G(m^3), con un incremento del 3,6%. Dopo il minimo registrato nel 2024, il livello delle importazioni lorde è così tornato sostanzialmente in linea con quello del 2023.

L'aumento ha riguardato, innanzitutto, le importazioni dagli Stati Uniti, che nel 2025 sono quasi raddoppiate, passando da 5,2 a 9,8 G(m^3). Sono inoltre cresciuti i flussi dal Nord Europa, con un incremento del 43% sia dalla Norvegia sia dai Paesi Bassi, così come quelli provenienti dai Paesi di più recente ingresso nel mix di approvvigio-

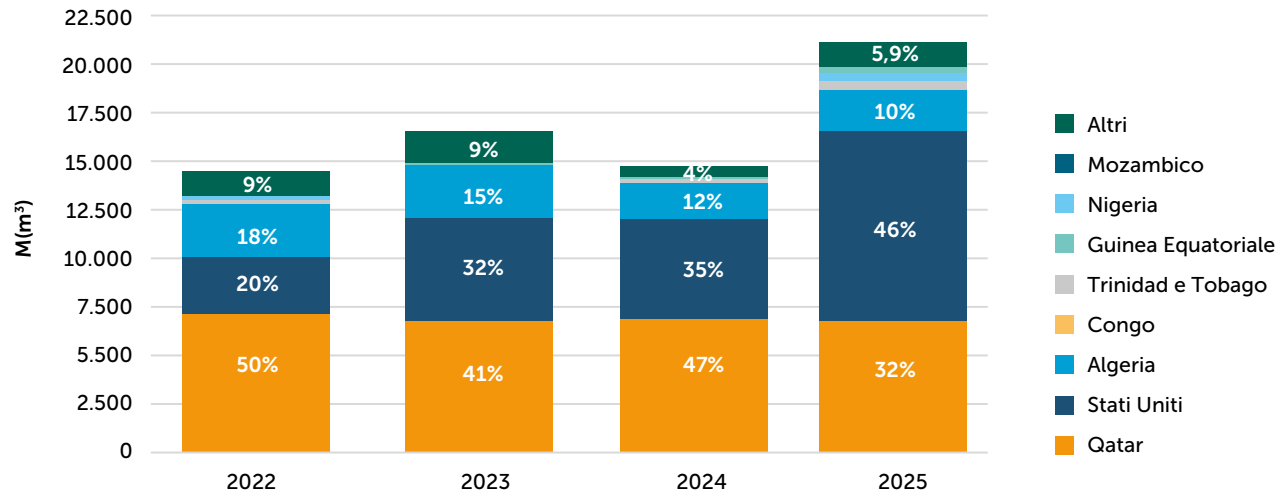
namento, saliti da 0,9 a 2,2 G(m³) (+163%). Tra questi si segnalano in particolare Trinidad e Tobago (501 M(m³)), Guinea Equatoriale (353 M(m³)), Nigeria (328 M(m³)), Mauritania e Senegal (248 M(m³) ciascuno). Si sono invece ridotte le importazioni dall'Algeria (-890 M(m³)), dall'Azerbaigian (-307 M(m³)), dal Qatar (-108 M(m³)) e dalla Libia (-448 M(m³)). Anche i quantitativi statisticamente attribuiti alla Russia, legati a maggiori erogazioni dagli stoccaggi austriaci in transito da Tarvisio, sono diminuiti drasticamente (-83%), passando da 5,7 G(m³) nel 2024 a 972 M(m³) (Fig. 3.5).

FIG. 3.5 *Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza*



(A) Dati preconsuntivi.
Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

FIG. 3.6 *Paesi di origine delle importazioni di GNL*



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

La crescita delle importazioni italiane è stata sostenuta in larga misura dal gas naturale liquefatto. Nel 2025 i volumi di GNL provenienti dall'estero sono aumentati del 44%, passando da 14,7 a 21,2 G(m^3) (Fig. 3.6). Di conseguenza, il GNL ha coperto poco più di un terzo dell'import complessivo, rispetto a circa un quarto nel 2024. Tale dinamica ha modificato anche la composizione geografica delle forniture: la quota dei tre principali Paesi fornitori – Stati Uniti, Qatar e Algeria – è scesa dal 94% all'88% del totale del GNL importato, mentre hanno acquisito maggiore rilievo i carichi provenienti da Trinidad e Tobago (2,4%), Guinea Equatoriale (1,7%) e Nigeria (1,5%) (Fig. 3.6).

Considerando i volumi complessivi di importazione, sia via tubo sia via nave, nel 2025 l'Algeria si conferma il primo fornitore dell'Italia con una quota del 36,1%, seguita dall'Azerbaigian (16,2%) e dagli Stati Uniti (15,9%). L'incidenza del Qatar si è lievemente ridotta, dall'11,6% all'11%, mentre quella dei Paesi del Nord Europa (Norvegia e Paesi Bassi), storicamente rilevante, è risalita dal 10,1% al 14,1%.

Secondo i dati raccolti nell'Indagine annuale dell'Autorità, nel 2025 sono stati importati in Italia 58,8 G(m^3), 1,2 in più rispetto ai 57,6 G(m^3) importati nel 2024[4] (Tav. 3.3). L'aumento, pari al 2%, risulta quindi lievemente inferiore a quello che emerge dai dati ministeriali[5]. Il 3,1% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè poco più di 1,8 G(m^3), è stato acquistato presso le Borse europee. Tale quota si è molto ridotta rispetto all'8% del 2024.

L'elenco dei primi venti importatori (Tav. 3.3) non presenta variazioni nelle prime tre posizioni. Come sempre, al primo posto si trova Eni che nel 2025 ha importato 16,8 G(m^3), quasi 1 G(m^3) in meno dell'anno precedente. In conseguenza del calo delle importazioni di Eni (-5,4%), la quota di mercato della società è scesa dal 30,9% registrato nel 2024 al 28,6% (27,3% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale). Anche i volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, si sono ridotti di quasi 1,2 G(m^3) (-11,5%); per questo la relativa quota è passata dal 17,6% al 15,3%, benché la distanza da Eni sia rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2024 (poco più di 13 punti percentuali).

Anche i quantitativi importati dalla società Azerbaijan Gas Supply Company, che commercializza il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP si sono lievemente ridotti (-2,8%): con 8,9 G(m^3) importati, circa 300 M(m^3) in meno del 2024, ha comunque consolidato la terza posizione con una quota del 15,2% (era al 15,9% nel 2024).

È salita in quarta posizione, dalla sesta occupata lo scorso anno, l'impresa Vitol i cui quantitativi approvvigionati sono più che raddoppiati, passando da 2,4 a 5,4 G(m^3). Questa forte crescita ha fatto scendere Enel Global Trading in quinta posizione, nonostante anche le importazioni di quest'ultima siano nettamente aumentate (+19,4%) rispetto al 2024, da 3,6 a 4,3 G(m^3).

Il panorama degli importatori, soprattutto nella seconda metà della classifica, mostra diversi avvicendamenti e variazioni di posizione in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono i tassi di variazione rela-

4 Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

5 Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. Può accadere che alcuni quantitativi classificati come importazioni nei dati ministeriali, vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

tivamente più grandi. Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 34,7 dei 58,7 G(m^3) importati, cioè il 59,1% del gas approvvigionato all'estero. Tale quota è in diminuzione rispetto al 2024 (era 64,4%).

TAV. 3.3 *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2025 (importazioni lorde in M(m^3))*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2024
Eni	16.818	28,6%	1°
Edison	8.974	15,3%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	8.921	15,2%	3°
Vitol	5.368	9,1%	6°
Enel Global Trading	4.329	7,4%	4°
Shell Energy Europe	2.471	4,2%	5°
Gunvor International	2.223	3,8%	7°
Exxonmobil Gas Marketing Europe	2.027	3,5%	8°
Bp Gas Marketing	1.624	2,8%	10°
Axpo Solutions	956	1,6%	9°
Totalenergies Gas & Power	873	1,5%	17°
Dxt Commodities Enet Energy	856	1,5%	13°
A2A	784	1,3%	15°
Geoplin	427	0,7%	14°
Axpo Italia	393	0,7%	21°
Vng Handel & Vertrieb	389	0,7%	11°
Cez	356	0,6%	20°
Volta Energy Designated Activity Company	269	0,5%	43°
Enet Energy	200	0,3%	18°
Danske Commodities	145	0,2%	33°
Altri	347	0,6%	-
TOTALE	**58.751**	**100,0%**	**-**
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	1.842	3,1%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)	59.436	–	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

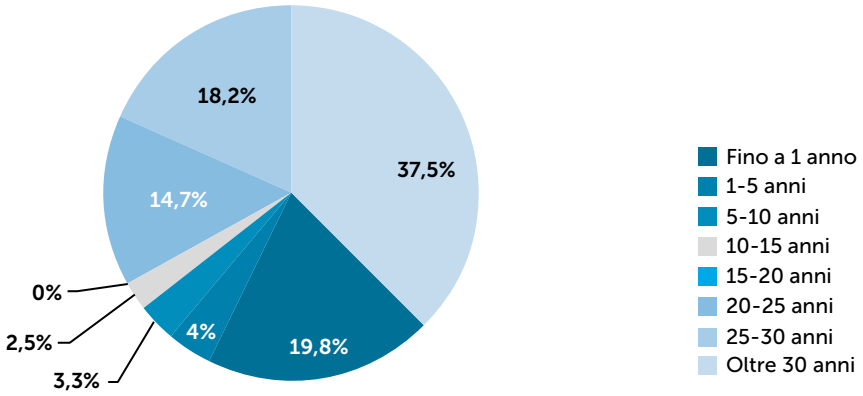
La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2024 secondo la durata intera (Fig. 3.7) è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2024. Infatti, l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è lievemente scesa al 23,8% dal 24,9% registrato nel 2024. In compenso, è un po' cresciuta l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni), che è passata dal 3,4% al 5,8%, mentre quella delle importazioni di lunga durata (oltre 20 anni) è passata dal 71,6% al 70,4%. L'incidenza delle importazioni *spot*[6], quelle cioè con durata inferiore all'anno, è rimasta sostanzialmente invariata, risultando di poco inferiore al 20%. Importante è, però, sottolineare che le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura stanno leggermente aumentando, come è accaduto per quasi tutti gli anni dal 2010 al 2021, quando i vecchi contratti

6 Valutata, come negli anni passati, escludendo le *annual contract quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

d'importazione di lunga durata giungevano via via a scadenza e non venivano rinnovati o sostituiti con contratti di pari durata.

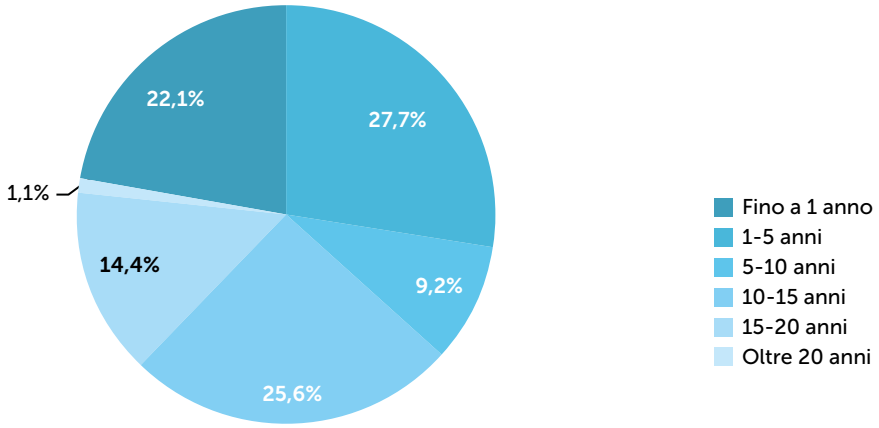
Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2025 (Fig. 3.8) mostrano che il 49,7% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 50,5% nel 2024) e il 58,9% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni (era il 59%). Il 15,5% dei contratti oggi in vigore ha una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è marginalmente cresciuta rispetto allo scorso anno, quando era pari al 14,8%.

FIG. 3.7 *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2025 secondo la durata intera*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Fig. 3.8 *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2025 secondo la durata residua*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Rispetto al 2024 è da segnalare unicamente il passaggio di un contratto di importazione rilevante dalla classe con vita residua oltre i 20 anni a quella con vita residua tra i 15-20 anni: ciò ha comportato la discesa all'1,1% della quota dei contratti con scadenza residua ultraventennale (pari al 13,5% nel 2024) e il corrispondente aumento al 14,4% (dall'1,2% osservato nel 2024) della quota dei contratti con scadenza residua tra 15 e 20 anni.

Infrastrutture del gas

Trasporto e rigassificazione

Nel 2025 otto imprese hanno gestito le reti di trasporto del gas nazionale e regionale: tre hanno operato sulla Rete nazionale e regionale e cinque che hanno operato solo sulla Rete regionale (Tav. 3.4). Snam Rete Gas è l'impresa maggiore di trasporto della Rete nazionale, le altre due società che ne possiedono e gestiscono solo piccoli tratti sono: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas.

Società Gasdotti Italia (SGI) è nata nel 2004 dalla fusione di Edison T&S e della sua controllata Società Gasdotti del Mezzogiorno che ha ottenuto la certificazione come operatore del trasporto fin dal 2012; è attualmente di proprietà di fondi di investimento internazionali. Oltre alla Rete nazionale, SGI trasporta anche sulla Rete regionale; le sue reti si estendono principalmente nell'Italia centrale (Marche, Abruzzo, Molise e Lazio), ma la società gestisce anche un gasdotto in Veneto e reti ubicate in Basilicata, in Calabria e in Sicilia. La società Infrastrutture Trasporto Gas, invece, è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stoccaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dall'ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam quando, insieme alla cessione della società di trasporto, Edison ha ceduto a Snam anche la propria quota (pari al 7,3%) del capitale di Terminale GNL Adriatico, la società che gestisce il terminale GNL di Rovigo. Nel febbraio 2025 la quota di Snam in Terminale GNL Adriatico è salita al 30%.

TAV. 3.4 *Reti delle società di trasporto nel 2025 (in km)*

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.891	23.145	33.036
Società Gasdotti Italia	823	1.058	1.881
Retragas	0	394	394
Energie Rete Gas	0	144	144
Infrastrutture Trasporto Gas	83	3	86
Metanodotto Alpino	0	76	76
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	51	51
Netenergy Service	0	36	36
TOTALE	**10.797**	**24.904**	**35.704**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Relativamente al trasporto gas, il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 92,8% delle reti: 33.122 km di rete sui 35.704 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.881 km di rete (il 5,3%), di cui 823 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,1%, grazie ai suoi 394 km di rete. Vi sono poi altri cinque operatori minori che possiedono piccoli tratti di Rete regionale.

Le attività di trasporto per regione sono descritte nella tavola 3.5 tramite la lunghezza delle reti, i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). La voce "Aggregato nazionale" mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

Nel 2025 i volumi riconsegnati sulle reti sono cresciuti del 5,3% rispetto al 2024, salendo a 84,5 G(m^3) dagli 80,2 G(m^3) raggiunti lo scorso anno. Il numero dei punti di riconsegna è invece rimasto stabile a circa 7.000 unità; il volume medio trasportato è quindi aumentato del 5,8% da 11,4 a 12,1 M(m^3).

TAV. 3.5 *Attività di trasporto per regione nel 2025*

REGIONE	RETE NAZIONALE (km)	RETE REGIONALE (km)	VOLUMI RICONSEGNATI M(m^3)					PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO(A)	TOTALE	
Piemonte	507	2.190	3.005	1.067	2.330	72	6.474	452
Valle d'Aosta	0	106	39	60	0	0	100	15
Lombardia	642	4.505	7.221	2.301	5.749	548	15.819	2.018
Trentino-Alto Adige	108	382	632	293	21	0	946	89
Veneto	831	2.123	3.378	1.197	1.010	63	5.649	543
Friuli-Venezia Giulia	492	572	757	568	450	1.773	3.548	161
Liguria	22	453	720	215	446	3	1.384	59
Emilia-Romagna	1.418	2.488	3.427	2.464	2.315	8.599	16.805	589
Toscana	634	1.481	1.834	826	1.130	5	3.795	310
Umbria	180	469	417	270	93	2	781	94
Marche	486	632	705	254	3	155	1.117	184
Lazio	532	1.490	1.728	501	747	439	3.415	406
Abruzzo	755	919	605	324	379	51	1.360	277
Molise	417	509	115	58	328	447	949	129
Campania	578	1.463	990	441	1.377	7	2.815	627
Puglia	738	1.328	953	629	2.565	4	4.152	298
Basilicata	398	904	192	77	15	33	317	203
Calabria	986	1.320	253	40	1.661	6	1.960	291
Sicilia	1.073	1.573	584	610	1.459	3	2.656	256
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	10.487	10.487	3
ITALIA	**10.797**	**24.907**	**27.555**	**12.197**	**22.079**	**22.697**	**84.527**	**7.004**

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla Rete di trasporto.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

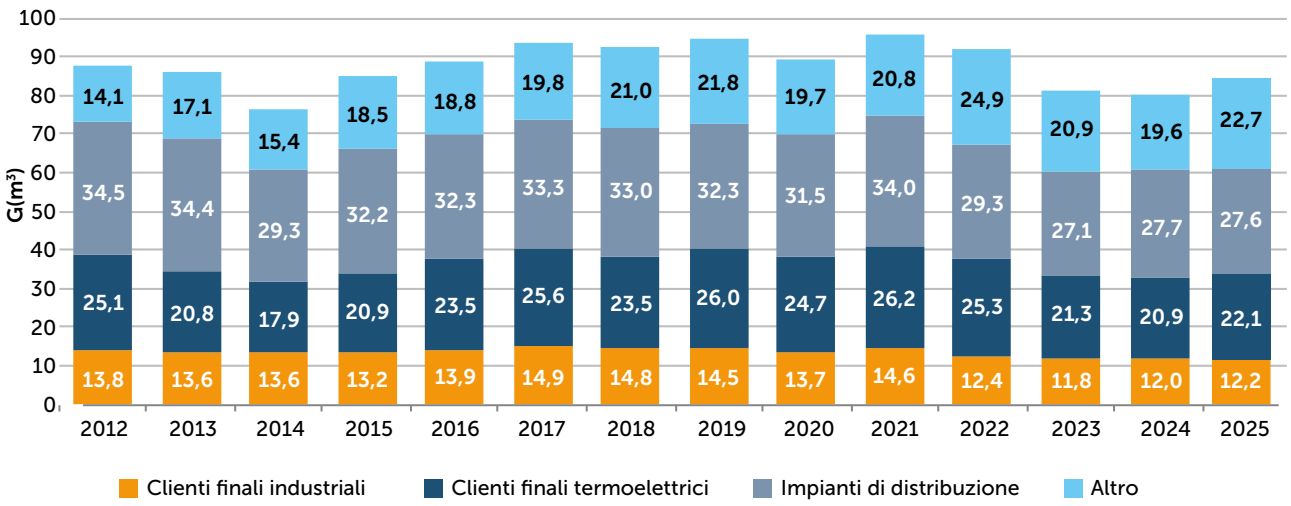
Le riconsegne ai settori produttivi hanno evidenziato un incremento del 3,9%, per buona parte dovuto all'aumento dei volumi consegnati al settore termoelettrico che sono saliti da 20,9 a 22,7 G(m^3) (+5,4%), mentre al

comparto industriale sono stati riconsegnati 12,2 G(m^3), cioè circa 170 M(m^3) in più del 2024 (+1,4%). I volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione, pari a 27,6 G(m^3), sono invece lievemente diminuiti (-0,5%) rispetto al 2024. Diversamente dallo scorso anno, un discreto aumento ha interessato la categoria residuale "altro", che comprende le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla Rete di trasporto (come, per esempio, gli ospedali): a questi punti sono stati complessivamente riconsegnati 22,7 G(m^3), 3 in più del 2024 (in termini percentuali l'incremento è del 16%).

L'attività di trasporto registrata negli ultimi anni (Fig. 3.9) evidenzia che i volumi del 2025, seppure in risalita, risultano ancora molto inferiori a quelli registrati nel 2021, cioè al periodo antecedente alla crisi dei prezzi causata dalla ripresa economica post-Covid e dalla guerra russo-ucraina. In quell'anno le riconsegne raggiunsero 95,6 G(m^3).

I volumi complessivamente trasportati nel 2025 evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 40,5%, a fronte del 32,6% degli impianti di distribuzione e del 26,9% dei restanti usi del trasporto.

FIG. 3.9 *Attività di trasporto dal 2012*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti per la capacità annuale, effettuati prima dell'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della Rete nazionale per l'anno termico 2025-2026 e la capacità che risulta conferita al 1° gennaio 2026 a seguito anche dei conferimenti di più breve termine.

Snam Rete Gas conferisce la capacità disponibile per il servizio di trasporto continuo nei punti interconnessi con l'estero tramite aste online trasparenti e non discriminatorie, organizzate mediante la piattaforma PRISMA - *European Capacity Platform*, secondo le tempistiche stabilite dal regolamento (UE) 2017/459 del 16 marzo 2017. Nei punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero, Snam Rete Gas conferisce capacità per il servizio di trasporto continuo di tipo:

- annuale, con effetto dal 1° ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dal 1° ottobre, dal 1° gennaio, dal 1° aprile e dal 1° luglio;

- mensile, con effetto dal primo giorno di ciascun mese;
- giornaliero, con effetto dalle ore 6:00 di ciascun giorno alle ore 6:00 del giorno di calendario successivo;
- infra-giornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno gas.

Dal 2013 la capacità disponibile viene offerta sulla piattaforma PRISMA presso i punti di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries ai quali si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela e nel 2020 anche il punto di Melendugno. Dalla fine del 2020, infatti, è divenuto operativo il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) che trasporta il gas dell'Azerbaigian in Europa, passando per Grecia, Albania e mare Adriatico per poi connettersi alla rete italiana di trasporto presso il punto di Melendugno (LE). È gestito dalla società Tap AG i cui azionisti sono BP, Socar, Snam, Fluxys ed Enagás, con quote paritetiche del 20% ciascuno. Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio Meridionale del Gas, è lungo circa 900 km e la sua capacità iniziale di 10 G(m^3) è espandibile sino a 20 G(m^3) l'anno. Una prima fase di espansione ha portato la capacità a lungo termine del gasdotto a 11,2 G(m^3)/anno durante il 2026.

TAV. 3.6 *Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2025-2026 (in M(m^3) standard per giorno)*

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI(C)
A inizio anno termico					
Passo Gries	59,0	7,9	51,1	13,4%	3
Tarvisio	109,2	0,0	109,2	0,0%	2
Gorizia(A)	4,2	0,0	4,2	0,0%	0
Melendugno(B)	44,5	24,6	52,3	57,1%	2
Mazara del Vallo(B)	103,7	39,5			10
Gela(B)	40,2	5,6			2
TOTALE GASDOTTI	**294,4**	**77,6**	**216,8**	**26,4%**	**14**
All'1.1.2026					
Passo Gries	59,0	15,6	43,4	26,4%	6
Tarvisio	109,2	0,2	109,0	0,2%	4
Gorizia(A)	4,2	0,0	4,2	0,0%	0
Melendugno(B)	44,5	27,5	32,7	73,2%	2
Mazara del Vallo(B)	103,7	56,2			10
Gela(B)	40,2	5,6			2
TOTALE GASDOTTI	**294,4**	**95,5**	**189,3**	**35,7%**	**18**

(A) L'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.
(B) La capacità massima trasportabile contemporaneamente dai tre punti è pari a 122,0 M(m^3)/g.
(C) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori energetici e Snam Rete Gas.

Per l'anno termico 2025-2026 la capacità complessiva di trasporto è rimasta invariata al livello dei due anni termici precedenti e cioè pari a 294,4 M(m^3)/giorno, in considerazione del vincolo dato dalla massima capacità trasportabile da Sud (cioè dai punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno) che è pari a 122 M(m^3)/giorno.

Nell'anno termico 2022-2023 la capacità tecnica di trasporto complessiva era pari a 298,4 M(m^3)/giorno, ma in ragione dell'entrata in esercizio del terminale di Piombino, che si connette alla dorsale di trasporto dal Sud Italia, la massima capacità continua contemporaneamente trasportabile nei punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno è scesa da 126 a 122 M(m^3)/g. Per questo motivo la capacità tecnica di trasporto complessiva, che tiene conto di tale vincolo, è scesa in quell'anno a 294,4 M(m^3)/giorno, per poi restare come detto invariata negli anni successivi.

I risultati del conferimento mostrano come, all'inizio dell'anno termico 2025-2026, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto (compresa quella derivante da conferimenti pluriennali precedenti) sia stata conferita a 14 soggetti per 77,6 M(m^3)/giorno, cioè per il 26,4%. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2026 la suddetta quota sale al 35,7% per l'incremento delle capacità conferite a Passo Gries per 7,7 M(m^3)/giorno e nei punti meridionali di Melendugno per 3 M(m^3)/giorno e di Mazara del Vallo per 16,7 M(m^3)/giorno. All'inizio del 2026 i conferimenti effettuati nei tre punti di Melendugno, Mazara e Gela occupano quindi il 73,2% della massima capacità trasportabile da Sud, pari, come detto, a 122 M(m^3)/giorno.

I volumi di capacità conferita nei primi mesi dell'anno termico che risultavano in calo da diversi anni, in parte per il venir meno di contratti a lungo termine e in parte a causa di consumi sempre più bassi, nel 2025 sono invece lievemente cresciuti. Infatti, nell'anno termico precedente (2024-2025) la capacità tecnica conferita a inizio anno era pari a 76,4 M(m^3)/giorno, cioè il 25,2% del totale, e quella conferita al 1° gennaio 2025 era risultata di 95,9 M(m^3)/giorno, equivalente al 32,6% del totale. Ad anno termico concluso, tuttavia, la massima capacità conferita è risultata pari a 241,4 M(m^3)/giorno, equivalente all'82% della massima conferibile. Sempre ad anno termico concluso, è interessante sottolineare, inoltre, che la massima capacità conferita a Sud ha raggiunto nell'anno termico 2024-2025 il 100%, cioè 122 M(m^3)/giorno, così come quella a Passo Gries ha raggiunto il 96,9%, fenomeno che non accadeva da anni. A seguito del conflitto russo-ucraino, l'utilizzo della rete di trasporto, che fino a qualche anno fa era prevalentemente caratterizzato dai flussi di gas provenienti da Nord e dalla predominanza delle importazioni dalla Russia, è cambiato in modo radicale: attualmente la direttrice di trasporto da Sud assicura oltre il 50% dei flussi di importazione. Nel nuovo contesto stanno, quindi, assumendo un'importanza crescente la capacità di trasporto lungo la direttrice Sud-Nord, da cui dipende la stabilità del sistema gas, e la disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento di GNL e via tubo.

Complessivamente, nell'anno solare 2025, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 872, contro i 748 del 2024, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata, come sempre, del 100%.

Accanto alla capacità di entrata fornita dai gasdotti vi sono poi i punti di entrata della Rete in corrispondenza dei terminali di rigassificazione di GNL operanti in Italia, che nel 2025 sono divenuti cinque, dopo l'entrata in operatività della FSRU[7] BW Singapore ormeggiata al largo di Ravenna. La capacità complessiva di rigassificazione nazionale ha raggiunto circa 28 G(m^3)/anno.

7 I rigassificatori galleggianti o FSRU (*Floating Storage and Regasification Units*) sono dei terminali in grado di stoccare e rigassificare il gas naturale. Si tratta di navi collocate in prossimità di un'area portuale, in banchina o al largo, che ricevono gas naturale liquefatto da altre navi metaniere e lo rigassificano (ovvero lo portano allo stato gassoso) per poterlo immettere nella Rete nazionale di trasporto del gas.

Il primo impianto di rigassificazione costruito in Italia e operativo dal 1971 è quello di Panigaglia (SP): è gestito dalla società Snam Energy Terminals (ex Snam FSRU Italia che nel marzo 2025 ha incorporato GNL Italia), che è posseduta al 100% da Snam. Il terminale dispone di una capacità di stoccaggio di circa 100.000 m^3 liquidi di GNL, equivalenti a circa 60 M(m^3), di una capacità di rigassificazione di 10,5 M(m^3)/giorno e di una capacità di importazione annua di circa 3,5 G(m^3).

Il terminale di Rovigo (connesso con la Rete nel punto di Cavarzere) è entrato in esercizio nel 2009 e dispone di una capacità di stoccaggio di circa 250.000 m^3 liquidi di GNL. Nel 2025 è stato completato l'intervento di aumento della capacità di importazione, che è passata da 9 a 9,5 G(m^3)/anno. Contestualmente, la capacità di rigassificazione giornaliera massima è stata incrementata da 26,4 a 28,5 M(m^3)/giorno. La nuova capacità di importazione aggiuntiva, pari a 0,5 G(m^3)/anno, è già interamente allocata fino a dicembre 2045, così come l'80% della capacità iniziale, cioè 21 M(m^3)/giorno, è occupata sino all'anno termico 2033-2034, poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi della capacità per 25 anni[8]. Dal dicembre 2024 la società Terminale GNL Adriatico è posseduta da VTTI LNG Italy per il 70% e da Snam per il 30%. Dal 2017 e fino alla fine del 2024 la quota di Snam – acquisita da Edison – era del 7,3%.

La capacità di importazione del terminale di Livorno, che è anch'esso una FSRU entrata in esercizio nel dicembre 2013 e gestita dalla società OLT Offshore LNG Toscana, è stata autorizzata ad aumentare nel 2023[9] dagli iniziali 3,75 a 5 G(m^3)/anno; la capacità di stoccaggio è di 137.100 m^3 liquidi di GNL e la capacità di rigassificazione è di circa 15 M(m^3)/giorno. Da marzo 2026 la società OLT Offshore LNG Toscana è stata acquisita al 100% da Snam.

Nel luglio 2023 è entrata in operatività la FSRU Italis Lng (ex Golar Tundra), ormeggiata nel porto di Piombino. Costruita nel 2015 e acquistata da Snam nel 2022, la FSRU ha una capacità di stoccaggio di circa 175.000 m^3 liquidi di GNL, una capacità di importazione di 4,5 G(m^3)/anno e una capacità di rigassificazione di 12,9 M(m^3)/giorno. Nella prima metà del 2023 si sono concluse le procedure per il primo conferimento di capacità di rigassificazione su questo terminale per il periodo di 20 anni compreso tra gli anni termici 2023/2024 e 2043/2044, che hanno visto l'assegnazione del 95% della capacità per il periodo 2023/2024-2025/2026 e l'86% della capacità fino al 2044. L'autorizzazione all'esercizio del terminale FSRU di Piombino prevede che il terminale sia ricollocato in un altro sito, inizialmente individuato al largo di Vado Ligure, entro il 2026. Allo stato attuale, nonostante la procedura di valutazione di impatto ambientale per la collocazione al largo di Vado sia in corso, permane incertezza sull'effettiva ricollocazione del terminale e sul sito destinato ad accoglierlo. A prescindere dalla collocazione, l'art. 9 comma 5 del decreto legge Infrastrutture[10], trasmesso al Senato per la conversione, ha disposto che "ritenuta la straordinaria necessità e urgenza di adottare misure necessarie ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti funzionali alla sicurezza energetica nazionale", il rigassificatore di Piombino possa continuare a operare in base all'attuale autorizzazione fino alla conclusione del procedimento di rinnovo, proroga o nuova autorizzazione, avviato da Snam. Il decreto stabilisce, inoltre, che qualora sia prevista la realizzazione di opere per il mantenimento degli impianti in altro sito, l'efficacia dell'autorizzazione originaria sia prorogata sino all'ultimazione delle opere medesime[11].

8 Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.
9 L'incremento è stato autorizzato dal decreto del 26 maggio 2023 del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.
10 Decreto legge n. 32 dell'11 marzo 2026.
11 Fermi restando gli adempimenti di cui al decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151 e al decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105.

Come detto poco sopra, nel maggio 2025 è entrato in funzione il quinto impianto di rigassificazione, cioè la FSRU ormeggiata a circa 8 chilometri al largo di Ravenna, che Snam ha acquistato nel luglio 2022. Costruita nel 2015, questa nave ha una capacità di importazione di 4,5 G(m^3)/anno e una capacità di rigassificazione di 12,9 M(m^3)/giorno, oltre che una capacità di stoccaggio di 175.000 m^3 liquidi di GNL.

Nell'anno termico 2025-2026 la capacità di trasporto continua e interrompibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL (cioè i punti di importazione) è di 403 M(m^3)/giorno (di cui 383,8 di capacità continua e 19,5 di interrompibile), in incremento rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in esercizio del punto di entrata interconnesso con il terminale di Ravenna. Il sistema nazionale offre anche una capacità continua di esportazione di circa 46 M(m^3)/giorno, cui si aggiungono 21,3 M(m^3)/giorno di capacità interrompibile in controflusso commerciale a Melendugno.

Per quanto concerne i conferimenti pluriennali, come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, anche nel 2025 le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento per i successivi quindici anni termici, a partire dal 2026-2027.

In tutti gli anni termici fino al 2039-2040 la capacità complessiva di trasporto nei gasdotti è pari a 294,4 M(m^3)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata di Passo Gries, Gorizia, Tarvisio e della capacità massima trasportabile da Sud (122, M(m^3)/giorno), considerando il vincolo dato dalla capacità concorrente tra i punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno. Anche se occorre considerare che il progetto di sviluppo della Rete Nazionale "Linea Adriatica", che a oggi è in fase realizzativa, dovrebbe consentire di ridurre il limite dovuto alla massima capacità trasportabile da Sud, incrementando la capacità di trasporto dai punti di entrata del Sud Italia fino a 150 M(m^3)/giorno entro l'inizio del 2028, con un primo incremento da 122 a 127 M(m^3)/giorno entro il 2026, a seguito della realizzazione della prima fase del progetto.

Per il prossimo anno termico 2026-2027, risultano allocati 0,2 M(m^3)/ giorno nel punto di Passo Gries, 3,2 M(m^3)/giorno nel punto di Mazara del Vallo e 27,5 M(m^3)/giorno nel punto di Melendugno, per un totale di 30,9 M(m^3)/giorno.

Per il successivo anno termico 2027-2028, risultano conferimenti di 0,2 M(m^3)/giorno a Passo Gries e di 27,5 a Melendugno.

La capacità di 27,5 M(m^3)/giorno è stata conferita nel punto di Melendugno sino a dicembre 2028, mentre da gennaio 2029, e per i dieci anni termici successivi, la capacità allocata nel punto scende a 24,6 M(m^3)/giorno. Pertanto, per l'anno termico 2028-2029 al conferimento di 0,2 M(m^3)/giorno a Passo Gries si aggiunge quello a Melendugno di 27,5 M(m^3)/giorno per tre mesi e di 24,6 M(m^3)/giorno per i restanti nove mesi, sino a settembre 2029.

Poi dall'anno termico 2029-2030 e sino all'anno termico 2039-2040 non risultano ulteriori conferimenti nei gasdotti tranne quello di 24,6 M(m^3)/giorno nel punto di Melendugno.

Stoccaggio

Lo stoccaggio è il processo mediante il quale è possibile conservare il gas naturale in giacimenti esauriti. Si tratta di un servizio necessario per ottimizzare l'utilizzo della rete nazionale dei gasdotti, assicurando al contempo flessibilità di fornitura a fronte di variazioni della domanda (stoccaggio di modulazione o commerciale) e in risposta a situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale, per esempio quando si presentano condizioni climatiche estreme o in caso di interruzioni dell'approvvigionamento dai gasdotti (stoccaggio strategico). Con circa 18 G(m^3) di capacità di stoccaggio, l'Italia può contare su una risorsa che fornisce fino al 30% del gas consumato in inverno, contribuendo alla stabilità del mercato in termini sia di volumi sia di prezzi.

Le concessioni vigenti per lo stoccaggio in Italia sono 15 (Tav. 3.7) e riguardano 13 campi attivi. Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti.

Sino al 2015 la società Stoccaggi Gas Italia, nota come Stogit, interamente posseduta dal gruppo Snam, possedeva dieci delle concessioni vigenti; tre delle restanti cinque erano possedute da Edison Stoccaggio. Nel 2025 Stogit ha acquisito l'intero capitale sociale di Edison Stoccaggio, cambiando nome alla società in Stogit Adriatica; dal 1° gennaio 2026, Stogit ha incorporato anche Stogit Adriatica. Dal 2025, quindi, le concessioni di stoccaggio del gruppo Snam sono diventate 13 su 15, di cui soltanto 12 riguardano campi attivi: sei situati in Lombardia, tre in Emilia-Romagna, uno in Veneto e due in Abruzzo e Molise. Per il sito di San Potito e Cotignola, Stogit (subentrata a Edison Stoccaggio) è co-concessionaria al 90%, in quanto il restante 10% è di Blugas Infrastrutture, società partecipata da alcune *multiutility* pubbliche attive in Toscana, Emilia-Romagna e Lombardia.

TAV. 3.7 *Concessioni di stoccaggio in Italia nel 2025*

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	ANNO DI CONFERIMENTO
Alfonsine(A)	Stogit	100%	Emilia-Romagna	85,88	1997
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	2001
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	1997
Cellino	Stogit	100%	Abruzzo	30,38	1984
Collalto	Stogit	100%	Veneto	88,95	1994
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	2011
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia-Romagna	81,61	1997
Cugno Le Macine(A)	Thaleia	100%	Basilicata	48,16	2012
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo – Molise	76,79	1982
Minerbio	Stogit	100%	Emilia-Romagna	68,61	1997
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	1997
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia-Romagna	100,15	1997
San Potito e Cotignola	Stogit Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia-Romagna	51,76	2009
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	1997
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	1997

(A) Concessioni non attive.
Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

L'unica concessione riguardante un sito attivo che non è di proprietà di Stogit è quella di Cornegliano Laudense, in Lombardia, che appartiene a Ital Gas Storage, il cui capitale è stato quasi interamente acquisito nel 2023 da F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture Società di Gestione del Risparmio. L'impianto di stoccaggio è entrato in esercizio nel 2019.

Stogit è quindi il maggior operatore attivo nello stoccaggio con uno spazio utilizzabile di circa 17,5 G(m^3), mentre lo spazio gestito da Ital Gas Storage è di circa 1 G(m^3).

Il sistema di stoccaggio del gas italiano comprende una capacità di stoccaggio commerciale, che viene riempito durante la stagione estiva, mentre durante la stagione invernale consente prelievi di gas a vantaggio prevalentemente del consumo domestico. Oltre alla capacità commerciale vi è un quantitativo di gas stoccato permanentemente destinato a riserva strategica, utilizzabile in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali. L'ampiezza dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas, è stabilita dal MASE.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel marzo 2026, con l'emanazione, da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, del consueto decreto in materia (decreto 12 marzo 2026).

Tale assetto (Tav. 3.8) replica quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2025–2026, pari a 7,961 G(m^3); a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,779 G(m^3), è associata a prodotti con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità. Tale capacità è suddivisa in capacità per il servizio di modulazione uniforme, capacità per i servizi di flessibilità e capacità per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata da due a cinque anni.

Le modalità di conferimento sono di tre tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, strategico e di bilanciamento;
- attraverso procedure di asta competitiva;
- attraverso l'allocazione implicita.

TAV. 3.8 *Spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2025-2026 e 20262027*

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO (M(Sm³))	
		2024-2025	2025-2026
Minerario	Definito da MASE	126	101
Bilanciamento trasporto	A richiesta	50	50
Modulazione di punta	Annuale	7.901	7.961
Modulazione uniforme	Annuale	3.635	3.717
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.999	2.002
Modulazione uniforme	Flessibilità	60	60
Strategico	Definito da MASE	4.620	4.620
TOTALE		**18.391**	**18.511**

Fonte: ARERA.

Nel complesso, nell'anno termico 2025–2026, la capacità di stoccaggio è stata conferita a 74 operatori, di cui:

- 59 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione di punta;
- 49 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione uniforme;
- 15 utenti hanno acquistato servizi di flessibilità;
- 1 utente ha acquistato il servizio di bilanciamento;
- nessun utente ha sottoscritto il servizio di stoccaggio minerario.

In termini di numerosità di prodotti sottoscritti:

- 37 utenti hanno acquistato solo 1 prodotto;
- 25 utenti hanno acquistato 2 prodotti;
- 12 utenti hanno acquistato 3 prodotti.

In termini di durata del conferimento:

- 13 utenti hanno capacità per il servizio pluriennale, acquistata nell'anno termico 2025-2026 e/o in quello precedente;
- 74 utenti hanno acquistato capacità annuale.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi nell'anno termico 2025-2026 sono risultati pari a circa 17,8 G(m^3), di cui 8,7 in erogazione e 9,1 in iniezione per Stogit; poco più di 1,8 G(m^3), di cui circa 0,9 in erogazione e 0,9 in iniezione per Edison Stoccaggio; poco più di 0,69 G(m^3), di cui circa 0,35 in erogazione e 0,34 in iniezione per Ital Gas Storage.

Distribuzione

Come negli anni scorsi, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nel 2025 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente per il 2024. Nelle pagine che seguono devono quindi essere considerati provvisori tutti i dati riguardanti il 2025. Ogni anno il questionario viene somministrato sia alle imprese presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente, sia a quelle che, pur non essendo più attive a tale data, avevano fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima, per ottenere la conferma o la rettifica dei dati inviati.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti nel 2025 e che hanno modificato considerevolmente l'assetto del settore.

In primo luogo, vi sono state molteplici operazioni di cessione/acquisizione. In dettaglio:

- il 1° gennaio 2025, nell'ambito del Gruppo Ascopiave, Ap Reti Gas Nord Ovest ha acquisito da AP Reti Gas l'attività di distribuzione del gas in 17 comuni delle province di Piacenza (Borgonovo Val Tidone, Castel San Giovanni, Sarmato, Ziano Piacentino), Pavia (Casteggio) e Varese (Bedero Valcuvia, Brusimpiano, Cadegliano-Viconago, Cremenaga, Cugliate-Fabiasco, Cunardo, Ferrera di Varese, Lavena Ponte Tresa, Marchirolo, Marzio, Masciago Primo, Valganna);
- il 1° gennaio 2025, sempre nell'ambito del Gruppo Ascopiave, AP Reti Gas ha acquisito da AP Reti Gas Nord Ovest l'attività di distribuzione del gas in 12 comuni delle province di Padova (Piombino Dese), Treviso (Mogliano Veneto), Vicenza (Dueville), Venezia (Marcon, Musile di Piave, Noventa di Piave, San Donà di Piave) e Udine (Bordano, Castions di Strada, Moimacco, Trasaghis, Venzone);
- il 1° gennaio 2025, Martesana Reti ha acquisito l'attività di distribuzione gas gestita in precedenza dalla capogruppo Cogeser;
- il 10 gennaio 2025 il Gruppo Iren ha acquisito dal Gruppo Egea il controllo di Reti Metano Territorio;
- il 1° aprile 2025 il Gruppo Italgas ha acquisito da 2i Reti Gas il 60% del capitale di Cilento Reti Gas;
- il 1° aprile 2025 il Gruppo Italgas ha acquisito da F2i SGR e Finavias il 99,94% del capitale di 2i Reti Gas (secondo operatore del settore);
- il 1° luglio 2025 il Gruppo Ascopiave ha acquisito dal Gruppo A2A numerosi impianti di distribuzione del gas situati in Lombardia e confluiti nella società AP Reti Gas North;
- il 1° maggio 2025 Condotte Nord ha acquisito la gestione della distribuzione del gas nel Comune di Casirate d'Adda, svolta in precedenza dall'amministrazione comunale;
- il 22 dicembre 2025 il Gruppo Ascopiave ha acquisito dal Gruppo Sime Crema la Società Impianti Metano.

Vi sono state, inoltre, le seguenti incorporazioni societarie:

- il 1° gennaio 2025, nell'ambito del Gruppo Ascopiave, AP Reti Gas ha incorporato AP Reti Gas Vicenza, AP Reti Gas Rovigo e AP Reti Gas Nord Est;
- il 1° gennaio 2025 Romeo Gas, ridenominata AP Reti Gas Nord Ovest, ha incorporato Edigas Esercizio Distribuzione Gas e Serenissima Gas;

- il 1° luglio 2025, nell'ambito del Gruppo Estra, Centria ha incorporato Murgia Reti Gas;
- il 1° luglio 2025, Italgas Reti ha incorporato 2i Rete Gas;
- il 1° novembre 2025 Adistribuzionegas ha incorporato Notaresco Gas.

TAV. 3.9 *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2024	2025
Enti pubblici	32,9%	33,2%
Imprese energetiche locali	12,1%	11,5%
Imprese energetiche nazionali	14,2%	12,9%
Imprese energetiche estere	0,4%	0,4%
Società diverse	26,6%	27,5%
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
Istituti finanziari esteri	0,3%	0,3%
Mercato	0,0%	0,0%
Persone fisiche	13,5%	14,1%
TOTALE	**100,0%**	**100,0%**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2025, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.9), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che risultano possedere il 33,2% delle quote delle società di distribuzione, in lieve aumento rispetto all'anno precedente (+0,4%), mentre presentano un calo le imprese energetiche locali (11,5%, -0,6%) e, soprattutto, le imprese energetiche nazionali (13,5%, -1,3%). Risultano invariate le quote di altre tre categorie (imprese energetiche estere, 0,4%, istituti finanziari esteri, 0,3%, istituti finanziari nazionali, 0,1%), mentre aumentano le quote delle persone fisiche (dal 13,5% al 14,1%). Presentano un aumento anche le società diverse dalle precedenti (dal 26,6% al 27,5%). I soggetti esteri provengono dal Lussemburgo (partecipazioni in Energetica e Mediterranea Energia Ambiente), dai Paesi Bassi (quote di Liquigas), dalla Francia (partecipazioni in Compagnia Ricerche Metano e Liquigas) e dall'Austria (partecipazioni in Südtirolgas).

Nel 2025 la suddivisione dei distributori in base al numero dei misuratori installati (Tav. 3.10) mostra la presenza di 8 distributori molto grandi (oltre 500.000 apparecchi), 18 distributori grandi (tra 100.000 e 500.000 misuratori), 17 distributori medi (50.000-100.000 apparecchi di misura), 869 piccoli (5.000-50.000) e 45 piccolissimi (meno di 5.000 misuratori). Complessivamente la frammentazione è diminuita per la riduzione nel numero complessivo di operatori (8 in meno) e nel numero di quelli medio-piccoli (6 in meno).

TAV. 3.10 *Attività dei distributori nel periodo 2015-2025*

OPERATORI(A)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2015
NUMERO	226	218	210	208	197	193	186	186	187	182	174
Molto grandi	8	8	7	7	7	6	6	6	6	6	8
Grandi	22	20	20	19	19	22	22	22	22	22	18
Medi	22	22	22	22	21	19	20	20	20	20	17
Piccoli	114	110	104	101	97	96	89	91	91	88	86
Piccolissimi	60	58	57	59	53	50	49	47	48	46	45
VOLUME DISTRIBUITO M(m^3)	31.184	31.078	31.654	32.116	31.243	30.075	32.247	28.299	25.604	25.800	24.993
Molto grandi	18.375	19.511	19.967	32.188	20.189	18.585	19.967	17.842	15.968	16.137	17.412
Grandi	7.099	5.843	5.941	20.523	5.816	6.814	7.512	6.263	5.761	5.897	4.239
Medi	2.228	2.240	2.407	6.059	2.254	1.878	1.926	1.734	1.607	1.601	1.250
Piccoli	3.297	3.290	3.141	2.446	2.804	2.643	2.691	2.328	2.150	2.045	1.973
Piccolissimi	184	194	198	2.968	180	154	151	131	118	119	119

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti. Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000. Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000. Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000. Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti. Il numero degli operatori attivi è dato dal numero dei rispondenti all'Indagine annuale.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I volumi complessivamente distribuiti sono diminuiti rispetto all'anno precedente (-3,1%) e risultano inferiori di quasi un terzo rispetto ai massimi storici, essendo scesi ai livelli della prima metà degli anni '90. Anche se il numero delle imprese con più di 100.000 misuratori è lievemente sceso nell'ultimo decennio (26 unità, dalle 30 che si registravano nel 2015), la quota di queste società è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'82% fino al 2018, per poi salire gradualmente all'86,6% del 2024. Le medie imprese sono diminuite sia in termini di numero (da 22 a 17) sia di volumi distribuiti (da poco più del 7% al 5%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sensibilmente sia la loro numerosità (da 174 a 131) sia la quota di volumi erogati (dall'11,2% all'8,4%).

Complessivamente, gli operatori attivi nel 2025 hanno distribuito 25 G(m^3), a 21,75 milioni di clienti finali[12]; per questi ultimi prosegue la riduzione che si registra da alcuni anni (circa 50 mila unità in meno rispetto all'anno precedente). Il servizio è stato gestito attraverso 6.363 concessioni in 7.317 Comuni (Tav. 3.11).

12 Individuati mediante il numero dei gruppi di misura attivi.

TAV. 3.11 *Attività di distribuzione per regione nel 2025 (volumi in M(m^3), clienti in migliaia, volumi unitari in m^3)*

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Piemonte	1.080	910	23	1.893	2.772	11,1%	8,7%	1.464
Valle d'Aosta	27	1	1	22	36	0,1%	0,1%	1.644
Lombardia	1.589	1.366	40	4.484	6.591	27,4%	20,7%	1.470
Trentino-Alto Adige	169	185	8	269	607	2,4%	1,2%	2.255
Veneto	619	463	15	1.978	3.084	12,3%	9,1%	1.559
Friuli-Venezia Giulia	196	142	6	505	742	2,8%	2,3%	1.470
Liguria	160	128	5	818	653	2,5%	3,8%	799
Emilia-Romagna	384	316	14	2.104	3.180	12,4%	9,7%	1.511
Toscana	252	241	8	1.526	1.769	6,8%	7,0%	1.160
Umbria	92	78	9	335	356	1,5%	1,5%	1.065
Marche	234	192	26	638	690	2,6%	2,9%	1.081
Lazio	327	308	10	2.182	1.524	5,9%	10,0%	699
Abruzzo	306	289	19	612	519	2,1%	2,8%	847
Molise	137	133	6	120	93	0,4%	0,6%	771
Campania	488	484	14	1.324	730	3,1%	6,0%	551
Puglia	261	254	9	1.311	767	3,2%	6,0%	585
Basilicata	134	130	8	193	162	0,6%	0,9%	839
Calabria	389	290	5	392	216	0,8%	1,8%	552
Sicilia	361	341	11	1.022	494	2,0%	4,7%	484
Sardegna	112	112	1	20	5	0,0%	0,1%	270
ITALIA	**7.317**	**6.363**	**-**	**21.749**	**24.993**	**100,0%**	**99,9%**	**1.149**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Dall'analisi territoriale dei dati emerge la consueta ripartizione dei consumi: al primo posto si collocano, come sempre, le grandi regioni del Nord (Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte), nelle quali viene distribuito il 63,3% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 18,9%, mentre il restante 17,8% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali inferiori al 3%.

Anche il raggruppamento delle regioni nelle ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra la consueta concentrazione dei consumi: al Nord viene erogato il 71,1% del gas distribuito a livello nazionale a 12,1 milioni di clienti (il 55,6% del totale nazionale); seguono il Centro con il 19,1%, erogato a 5,4 milioni di clienti (il 24,9% del totale) e infine il Sud e le Isole, con il 9,7% del gas distribuito a 4,3 milioni di clienti (il 19,5% del totale nazionale). Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità, nel 2025 sono state metanizzate 6 nuove località.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 272.927 km di rete (di cui, nel 2025, 520 non in funzione): il 57% in bassa pressione, il 42,4% in media pressione e lo 0,6% in alta pressione (Tav. 3.12).

TAV. 3.12 *Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2025 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km)*

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	959	9.063	107	13.068	11.865	93,8%	4,6%
Valle d'Aosta	16	111	0	236	217	98,9%	0,7%
Lombardia	1.865	17.264	123	15.374	33.431	79,5%	16,9%
Trentino-Alto Adige	243	22.124	200	2.343	2.284	92,3%	7,4%
Veneto	873	15.900	253	11.701	19.288	80,7%	18,9%
Friuli-Venezia Giulia	140	2.258	5	2.345	5.296	69,1%	30,3%
Liguria	161	3.042	5	2.210	4.086	98,0%	1,8%
Emilia-Romagna	532	7.954	210	17.788	13.287	75,9%	23,9%
Toscana	341	10.205	197	7.098	10.180	87,0%	13,0%
Umbria	203	2.095	101	2.106	3.453	60,0%	40,0%
Marche	179	2.485	21	4.781	4.814	62,1%	29,5%
Lazio	491	4.160	183	7.935	8.097	66,7%	33,2%
Abruzzo	235	2.256	4	5.120	5.181	75,2%	24,5%
Molise	112	427	1	1.250	1.204	81,5%	18,4%
Campania	500	6.164	52	5.328	8.652	84,3%	15,6%
Puglia	283	1.915	117	3.860	9.034	92,0%	7,8%
Basilicata	139	511	8	1.132	1.696	56,1%	43,4%
Calabria	484	778	32	4.413	3.687	92,0%	7,9%
Sicilia	317	1.847	81	5.749	9.232	95,4%	4,4%
Sardegna	134	72	0	1.783	626	100,0%	0,0%
ITALIA	**8.207**	**110.631**	**1.700**	**115.618**	**155.609**	**81,5%**	**17,3%**
di cui non in funzione	-	-	12	316	192	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La lunghezza delle reti è cresciuta di circa 700 km rispetto al 2024. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 8.207 cabine e 110.631 gruppi di riduzione finale[13].Il 57,1% delle reti (155.721 km) è collocato al Nord, il 22,6% al Centro (61.725 km) e il restante 20,3% (55.481 km) si trova al Sud e nelle Isole.

Mediamente i distributori possiedono l'81,5% delle reti che gestiscono, mentre i Comuni ne possiedono il 17,3%. Le quote di proprietà variano sensibilmente da regione a regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti, diversi dal distributore e dal Comune, cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle due percentuali può differire dal 100%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso (Tav. 3.13), di seguito illustrata, viene effettuata sulla base delle categorie entrate in vigore nel 2013. Definite nell'ambito della riforma del *settlement*, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i

13 I dati riportati nelle tabelle risentono delle attività di aggiornamento e di riallineamento delle basi informative effettuate dalle imprese di distribuzione coinvolte nelle operazioni societarie descritte all'inizio del paragrafo.

quantitativi di gas dei clienti finali i cui consumi non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili temporali di consumo standard.

TAV. 3.13 *Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2025 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³)*

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	1,31%	18,81%	16.461
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	47,56%	8,37%	202
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	49,79%	42,27%	976
C4	Uso condizionamento	0,05%	0,03%	608
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,10%	0,13%	1.505
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,09%	4,99%	67.084
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,10%	25,39%	26.606
	TOTALE	**100,00%**	**100,00%**	**1.149**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Vi sono due categorie dominanti in termini di numerosità. Quasi la metà dei clienti (il 49,79%) utilizza il gas sia per il riscaldamento sia per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale categoria, che preleva quasi la metà (42,27%) del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 976 m³/anno, inferiore del 4,2% a quello rilevato per il 2024 (1.019 m³).

La seconda tipologia più diffusa, anch'essa prossima alla metà dei clienti (47,56%), è la C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questa categoria è pari all'8,37% del totale, per un consumo unitario di 202 m³, anch'esso in calo rispetto all'anno precedente (215 m³). Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1), perlopiù impianti termici centralizzati, sono una piccola quota dei clienti totali (1,31%), ma assorbono quasi un quinto del gas distribuito (18,81%), con un consumo unitario di 16.461 m³ che presenta una diminuzione (-2,2%) rispetto all'anno precedente (16.823 m³), la quale spiega anche il calo nei riscaldamenti individuali. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,09% dei clienti e il 4,99% dei prelievi; il loro consumo unitario, ovviamente elevato, è pari a 67.084 m³, che, in controtendenza rispetto agli altri utilizzatori, risulta in aumento (+11,3%) rispetto all'anno precedente (60.273 m³). Un quarto del gas distribuito (il 25,39%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici sia di riscaldamento (codice T2), il cui consumo medio è pari a 26.606 m³, sostanzialmente identico al 2024 (26.617 m³). Rimangono marginali gli utilizzi per condizionamento, pari allo 0,05% dei clienti e allo 0,03% dei volumi assorbiti (consumo unitario 608 m³), al pari di quelli misti (condizionamento + riscaldamento, consumo unitario di 1.505 m³/anno), che annoverano lo 0,10% dei clienti e lo 0,13% dei volumi. Infine, considerando l'insieme di tutte le categorie sopra descritte, emerge un consumo *pro capite* medio di 1.149 m³/anno (Tav. 3.14), in calo del 2,8% rispetto ai 1.183 m³ rilevati per il 2024.

La tavola 3.14 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi in base all'entità del prelievo annuo. Le prime due classi che, data l'esiguità del consumo (al massimo pari a 480 m³ all'anno), riguardano principalmente consumi di prima necessità, comprendono più della metà dei clienti (54,75%), ma assorbono solo il 9,18% del gas complessi-

vamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (37,87%) sia di volumi (28,16%) è quella relativa ai consumi tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto nei dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e per la produzione di acqua calda o la cucina. I riscaldamenti centralizzati e gli usi produttivi del gas sono perlopiù compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente poco popolate (tutte insieme annoverano solo l'1,57% dei clienti), assorbono la metà del gas complessivamente distribuito (50,95%).

TAV. 3.14 *Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2024 in migliaia; volumi prelevati in M(m³))*

FASCIA DI PRELIEVO (m³/anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA ATTIVI	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA ATTIVI	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	8.721	6.909	4.642	207	21,26%	0,80%
121-480	7.008	6.994	6.907	2.020	31,63%	7,83%
481-1.560	8.535	8.514	8.454	7.248	38,72%	28,09%
1.561-5.000	1.482	1.481	1.476	3.358	6,76%	13,01%
5.001-80.000	341	341	339	5.022	1,55%	19,46%
80.001-200.000	10	10	10	1.163	0,04%	4,51%
200.001-1.000.000	5	5	5	2.279	0,02%	8,83%
Oltre 1.000.000	2	2	2	4.507	0,01%	17,47%
TOTALE	**26.104**	**24.256**	**21.834**	**25.804**	**100,00%**	**100,00%**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura attivi[14]. Considerando il numero totale dei gruppi di misura installati, si ottiene un valore più elevato di circa 2,5 milioni di unità, condensate (93,6%) nella fascia di prelievo più piccola, mentre se si considera il numero complessivo di punti di riconsegna[15], si ottiene un ulteriore ampliamento della platea di circa 1 milione di unità, ancora più concentrate (99%) nella prima fascia di prelievo. Salvo dove non diversamente specificato, nel paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura attivi.

La tavola 3.15 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e dei punti di misura dei clienti, suddivisi per fascia di consumo annuo e per le diverse tipologie settoriali individuate nel Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)[16]. Nel 2024 sono presenti nel settore 20,4 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 11,2 miliardi di m³, ovvero il 44,9% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 52,8% di tutto il gas distribuito in Italia e il 94,5% dei clienti totali.

14 Il gruppo di misura (GdM), o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, la misura del gas e il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

15 Il punto di riconsegna è l'elemento di confine tra l'impianto di distribuzione dell'impresa e l'impianto interno del cliente finale, nel quale può essere installato il gruppo di misura.

16 Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas n. 64/09 e s.m.i.

TAV. 3.15 *Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2025 in migliaia; volumi prelevati in M(m³))*

FASCIA DI PRELIEVO (m³/anno)	GRUPPI DI MISURA ATTIVI				VOLUMI			
	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI
0-120	4.621,0	9,2	9,4	165,4	211	0,3	0,2	5
121-480	6.878,3	8,6	5,8	208,8	2.009	3	2	64
481-1.560	7.868,6	14,8	10,9	341,9	6.696	14	10	317
1.561-5.000	985,3	38,1	13,3	227,9	2.112	128	40	647
5.001-80.000	20,0	108,1	18,7	178,5	164	1.639	314	2.772
80.001-200.000	0,05	1,17	0,72	7,43	6	132	87	918
200.001-1.000.000	0,04	0,14	0,38	4,71	16	44	148	2.010
Oltre 1.000.000	0,01	0,01	0,12	1,48	16	10	275	4.182
TOTALE	**20.373,3**	**180,1**	**59,2**	**1.136,1**	**11.231**	**1.969**	**876**	**10.916**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Poco meno di un miliardo di metri cubi (il 3,5% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico (0,3% dei clienti), definite come strutture pubbliche o private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. I consumatori rimanenti ("altri usi") rappresentano il 5,2% dei clienti e il 43,7% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono compatibili con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 551 m³ per i clienti domestici, 10.937 per i condomini, 14.804 per le attività di servizio pubblico e 9.609 per gli "altri usi". Nell'ambito dei domestici (in senso stretto), la classe di consumo più popolata è quella da 481 a 1.560 m³/anno: vi ricade il 38,6% dei clienti e il 59,6% dei volumi di tale categoria, con un consumo medio unitario di 851 m³/anno. Segue la classe inferiore (121-480 m³/anno), con il 33,8% dei clienti ma solo il 17,9% dei volumi, mentre risulta ancora meno rilevante la prima classe (0-120 m³/anno), che pur annoverando oltre un quinto dei clienti domestici (22,7%) assorbe solo l'1,9% dei consumi degli stessi.

Per quanto riguarda i condomini con uso domestico, gran parte (60%) ricade nella classe di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'83,2% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 15.162 m³/anno. Nella medesima classe di consumo ricade anche la quota principale (31,6%) delle utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 35,8% del gas utilizzato da questa categoria. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", la classe di consumo principale in termini di numerosità (30,1%) è la terza (da 481 a 1.560 m³/anno), ma assorbe solo il 2,9% dei consumi di questi clienti; più rilevante la classe da 5.000 a 80.000 m³/anno, con il 15,7% dei clienti, il 25,4% dei volumi e un consumo unitario prossimo a quello dei riscaldamenti centralizzati (15.533 m³), mentre considerando i volumi si rileva la prevalenza (38,3%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 milioni di m³/anno.

TAV. 3.16 *Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2025 (clienti in migliaia e volumi in M(m^3))*

REGIONE	USO DOMESTICO CONDOMINIO		USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.773,5	1.245,7	15,7	218,4	5,2	97,2	98,9	1.210,9
Valle d'Aosta	20,6	16,3	0,2	2,9	0,1	1,3	1,2	15,8
Lombardia	4.200,6	2.961,6	37,1	519,3	12,2	231,1	234,2	2.878,7
Trentino-Alto Adige	252,1	272,7	2,2	47,8	0,7	21,3	14,1	265,1
Veneto	1.853,1	1.385,9	16,4	243,0	5,4	108,1	103,3	1.347,1
Friuli-Venezia Giulia	472,9	333,6	4,2	58,5	1,4	26,0	26,4	324,2
Liguria	766,1	293,6	6,8	51,5	2,2	22,9	42,7	285,3
Emilia-Romagna	1.971,3	1.429,2	17,4	250,6	5,7	111,5	109,9	1.389,2
Toscana	1.429,2	795,1	12,6	139,4	4,2	62,0	79,7	772,9
Umbria	313,4	160,1	2,8	28,1	0,9	12,5	17,5	155,6
Marche	598,0	310,0	5,3	54,4	1,7	24,2	33,3	301,3
Lazio	2.043,6	684,9	18,1	120,1	5,9	53,4	114,0	665,8
Abruzzo	573,8	233,2	5,1	40,9	1,7	18,2	32,0	226,7
Molise	112,5	41,6	1,0	7,3	0,3	3,2	6,3	40,4
Campania	1.239,8	328,0	11,0	57,5	3,6	25,6	69,1	318,8
Puglia	1.228,0	344,8	10,9	60,5	3,6	26,9	68,5	335,2
Basilicata	181,1	72,9	1,6	12,8	0,5	5,7	10,1	70,8
Calabria	367,4	97,2	3,2	17,0	1,1	7,6	20,5	94,5
Sicilia	957,7	222,2	8,5	39,0	2,8	17,3	53,4	215,9
Sardegna	18,5	2,4	0,2	0,4	0,1	0,2	1,0	2,3
ITALIA	**20.373,3**	**11.230,9**	**180,1**	**1.969,4**	**59,2**	**876,2**	**1.136,1**	**10.916,4**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico (Tav. 3.16) consente di apprezzare come i valori medi visti per l'Italia nel suo complesso siano in realtà abbastanza differenziati territorialmente, con consumi unitari medi che - per il complesso delle tipologie di clienti - al Nord (1.463 m^3) sono oltre il doppio (2,63 volte) di quelli osservati al Sud e nelle Isole (557 m^3), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (915 m^3). La variabilità climatica del territorio italiano, le differenze urbanistiche e il diverso grado di metanizzazione delle varie aree del Paese spiegano gran parte della eterogeneità nei prelievi regionali di gas.

TAV. 3.17 *Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2025 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m^3))*

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	TOTALE GRUPPI DI MISURA	VOLUMI
ELETTRONICI					
Fino a G6	8.705	3.378	8.309	20.392	10.471
G6	159	56	94	309	597
Da G6 a G25	142	54	63	259	1.385
G25	47	27	28	102	1.110
G40	22	15	16	53	979
Oltre G40	26	16	24	66	8.880
Totale elettronici	9.101	3.546	8.534	21.181	23.421
TRADIZIONALI					
Fino a G6	1.241	327	1.378	2.946	1.231
G6	60	18	67	145	138
Da G6 a G25	3	1	3	8	16
G25	1	0	1	3	9
G40	1	0	1	2,3	16
Oltre G40	2	1	2	4	162
Totale tradizionali	1.309	348	1.451	3.108	1.571
TOTALE GRUPPI DI MISURA	**10.410**	**3.894**	**9.986**	**24.289**	**24.993**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

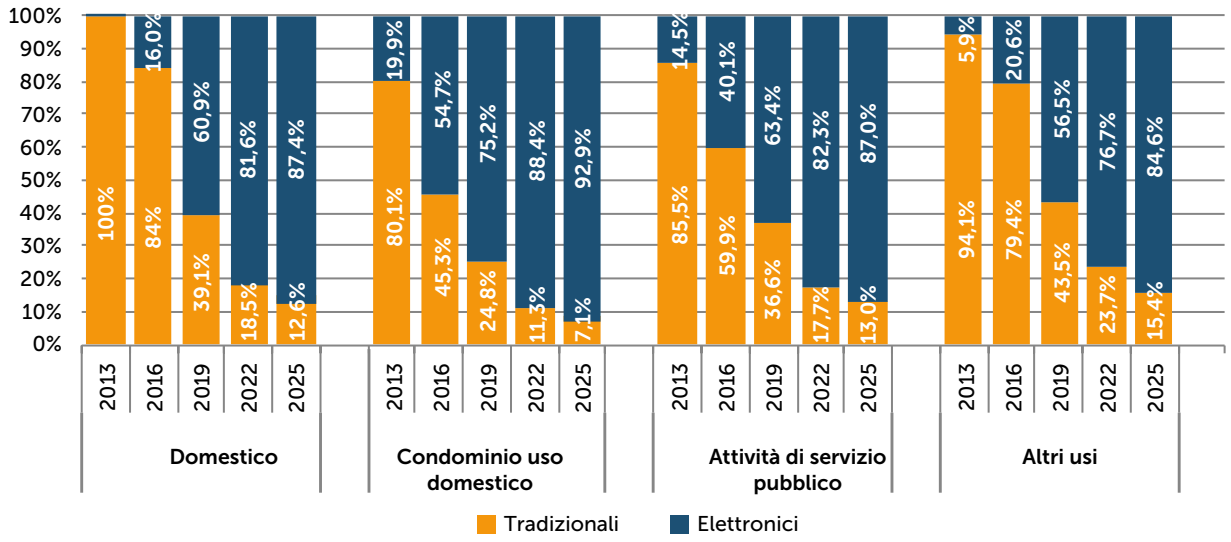
La tavola 3.17 mostra la tecnologia dei gruppi di misura del gas, con la ripartizione della loro numerosità[17] tra le principali tipologie al 31 dicembre 2025, evidenziando anche il loro grado di accessibilità fisica[18]. Per quanto riguarda i gruppi di misura tradizionali, che necessitano di essere visionati in loco per raccogliere il dato di misura dei consumi, la quota direttamente accessibile da parte del personale incaricato delle rilevazioni è pari al 42,1%. Anche per ovviare alle difficoltà di accesso, l'Autorità ha disciplinato la graduale sostituzione degli apparecchi tradizionali con gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è intervenuta rivedendo le tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

17 Numero totale, comprensivo dei gruppi di misura non attivi.

18 La definizione di "accessibile", "non accessibile" o "parzialmente accessibile" dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue, anche se a ritmi inferiori rispetto al passato. Nel corso del 2025 il loro numero è aumentato dell'1,3%, grazie all'installazione di circa 0,3 milioni di apparecchi. Alla fine del 2025 risulta dotato di misuratore elettronico del gas l'86,2% dei clienti; primeggiano come sempre i condomini, con il 92,9%, mentre risultano lievemente più indietro (84,6%) i clienti con altri usi (Fig. 3.10).

FIG. 3.10 *Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'attività di rilevazione dei dati di misura svolta dai distributori è riassunta nella tavola 3.18, che riporta la ripartizione percentuale dei clienti, distinti per classe di consumo annuo, in base alla frequenza della rilevazione dei loro consumi. La numerosità dei tentativi di raccolta dei dati di misura dipende dall'entità del consumo annuo del cliente: la lettura più frequente, giornaliera o mensile, è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i consumatori più piccoli sono oggetto di rilevazioni a intervalli plurimensili o annuali.

TAV. 3.18 *Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2025*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m^3)	GRUPPI DI MISURA CON RILEVAZIONE						
	1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO	PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	MENSILE	GIORNALIERA	TOTALE
0 - 500	63,7%	12,1%	1,0%	2,3%	20,0%	0,9%	100,0%
501 - 1.500	2,1%	54,1%	8,3%	7,7%	26,5%	1,2%	100,0%
1.501 - 5.000	0,5%	3,4%	45,9%	13,5%	29,3%	7,4%	100,0%
>5.000	0,1%	0,3%	0,7%	0,3%	24,8%	73,7%	100,0%
TOTALE	**36,1%**	**26,6%**	**6,7%**	**5,0%**	**23,0%**	**2,6%**	**100,0%**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I clienti con consumi molto contenuti (fino a 500 m^3/anno) sono in gran parte (63,7%) oggetto di un solo tentativo di rilevazione all'anno; una parte significativa è oggetto di lettura mensile (20%), una quota inferiore (12,1%) ha avuto due tentativi di lettura nell'anno, mentre solo piccole percentuali di tali clienti hanno avuto altre frequenze di rilevazione. Oltre la metà dei clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m^3 è stata oggetto di rilevazione semestrale, mentre un quarto (26,5%) ha avuto rilevazioni mensili. Quasi la metà (45,9%) dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m^3/anno) ha avuto lettura quadrimestrale (tre volte l'anno), quasi un terzo (29,3%) ha avuto rilevazioni mensili, una quota significativa (13,5%) ha avuto più di tre rilevazioni, un quinto (20,7%) è stato rilevato mensilmente, mentre la piccola quota di tali clienti (meno del 4%) con bassa frequenza di lettura (meno di tre volte l'anno) è più che compensata da quella con frequenza addirittura giornaliera (7,4%). Ancora migliori e completamente diverse le tempistiche per i clienti più grandi (oltre 5.000 m^3/anno): quasi un quarto (23%) ha rilevazione mensile e quasi tre quarti (73,7%) hanno la rilevazione quotidiana (realizzata ovviamente con strumentazione elettronica).

Esaminando i totali, si può osservare che la misura giornaliera riguarda il 2,6% dei clienti (che consumano, però, il 46,5% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per il 23% dei consumatori (18,6% dei volumi distribuiti); i clienti con un numero di letture inferiore a 12, ma superiore a 3, sono il 5% (4,1% dei consumi); la rilevazione semestrale (2 volte all'anno) coinvolge più di un quarto (26,6%) dei clienti (16,1% dei volumi), mentre infine la rilevazione annuale riguarda ancora oltre un terzo dei clienti (36,1%), che assorbono però solo il 6,2% dei consumi.

La tavola 3.19 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2025 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente.

Le operazioni societarie descritte all'inizio del paragrafo hanno prodotto rilevanti cambiamenti nella graduatoria e nelle quote di mercato. Il gruppo Italgas ha rafforzato notevolmente il proprio primato, con una quota del 45,4% in crescita di quasi 19 punti rispetto al 2024, grazie all'acquisizione di 2i Rete Gas. Al secondo posto, occupato in precedenza da 2i Rete Gas, vi è ora Ascopiave, molto distanziata (quota del 9,4%) ma con un incremento di quasi quattro punti percentuali e un balzo di tre posizioni rispetto all'anno precedente, in virtù delle grosse acquisizioni effettuate. Sale al terzo posto Hera, con una quota dell'8,3%, anch'essa in lieve crescita (+0,3%) rispetto al 2024, mentre scende di una posizione A2A, con un considerevole calo nella quota (dall'8,4% al 5,6%) per effetto delle cessioni di *asset* ad Ascopiave. Sale al quinto posto Iren, con il 5%, anche questo in crescita di mezzo punto in virtù dell'acquisizione effettuata. Tutti i gruppi che seguono hanno volumi inferiori alla soglia del miliardo di m^3; con quote superiori all'1% e sostanzialmente invariate rispetto al 2024 compaiono Estra, Agsm-Aim, Acinque, Eg Holding, Dolomiti Energia e Enercom. Sotto la soglia dell'1% figurano, tra gli altri, Gas Rimini e Brimsco, che scalano rispettivamente 3 e 4 posizioni rispetto all'anno precedente.

Nel 2025 i primi venti gruppi hanno distribuito l'89,5% del totale dei volumi erogati, 0,7 punti in più dell'anno precedente. Vi sono sensibili aumenti nel grado di concentrazione, che si registrano nell'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, salita dal 55,4% al 63,1%), nell'indice C5 (quota dei primi cinque gruppi, passata dal 68,9% al 73,8%) e, soprattutto, nell'indice HHI, che è salito da 1334,5 a 2304 (tale parametro può assumere valori compresi tra 0, in caso di concorrenza perfetta teorica, e 10.000, in caso di massima concentrazione, che corrisponde alla presenza di un solo operatore).

TAV. 3.19 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2025 (Volumi in M(m^3))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2024
Italgas	11.358	45,4%	1°
Ascopiave	2.348	9,4%	5°
Hera	2.071	8,3%	4°
A2A	1.403	5,6%	3°
Iren	1.260	5,0%	6°
Estra	690	2,8%	7°
Agsm Aim	512	2,0%	8°
Acinque	429	1,7%	9°
Eg Holding	353	1,4%	10°
Dolomiti Energia	272	1,1%	11°
Gruppo Enercom	262	1,1%	12°
Aimag	207	0,8%	13°
Gas Rimini	196	0,8%	16°
Gas Plus	195	0,8%	14°
Selfin	182	0,7%	17°
Gruppo Amga Legnano	153	0,6%	18°
Lucca Holding	149	0,6%	19°
Brimsco	114	0,5%	22°
Marche Multiservizi	111	0,4%	20°
AGESP	108	0,4%	21°
Altri	2.619	10,5%	-
TOTALE	**24.993**	**100,0%**	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Connessioni

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di collegamenti con le reti di trasporto o di allacciamenti alla rete di distribuzione. Per ciascuna di queste tipologie, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate nel corso dell'anno e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale che ha richiesto la connessione. Il tempo medio è misurato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di prelievo, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2025 sono state realizzate 120 connessioni con le reti di trasporto, di cui 116 alle condotte in alta pressione e 4 a quelle in media pressione (Tav. 3.20). Mediamente, è stata registrata un'attesa di 206,8 giorni lavorativi per le connessioni in alta pressione e di 8,3 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è nettamente aumentato il numero di connessioni in alta pressione, mentre è marginalmente diminuito quello relativo alle tubazioni in media pressione. In merito al tempo medio per la realizzazione dei collegamenti, vi è

stato un significativo incremento per le condotte in alta pressione (circa 65 giorni lavorativi in più), mentre per quelle in media pressione vi è stata una contrazione (6 giorni in meno). Poco più del 30% delle 120 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 35 sulle 116 in alta pressione e 2 sulle 4 realizzate in media pressione).

Nel caso delle reti di distribuzione locale (Tav. 3.21), si è verificata una diminuzione nel numero di connessioni realizzate: 42.873 rispetto alle 59.236 del 2024. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato le condotte in bassa pressione (96,1%) e la restante parte le tubazioni in media pressione, dal momento che nessuna connessione è stata effettuata alle condotte di distribuzione in alta pressione, come già negli ultimi anni. Si registra una riduzione dei tempi di attesa per le connessioni alle tubazioni in media pressione (da 11,8 a 8,6 giorni lavorativi) e un aumento per le connessioni alle condotte in bassa pressione (da 36,7 a 43,1 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 224 connessioni alle condotte in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (30 soggetti), la media sale a 268 connessioni per distributore.

TAV. 3.20 *Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento*

PRESSIONE	2024		2025	
	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)
Alta pressione	58	139,8	116	206,8
Media pressione	6	14,4	4	8,3
TOTALE	64	128,0	120	200,2

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.21 *Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento*

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2024		2025	
	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO(A)
Bassa pressione	55.771	11,8	41.209	8,6
Media pressione	3.465	36,7	1.664	43,1
Alta pressione	0	-	0	-
TOTALE	**59.236**	**13,2**	**42.873**	**9,9**

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi dell'attività di distribuzione di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la panoramica dei servizi nel settore del gas.

Nell'Indagine annuale sui settori energetici, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2025 e confermato (o rettificato) i dati sul 2024 trasmessi in via preconsuntiva lo scorso anno. Questi ultimi sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*).

Hanno risposto all'Indagine 58 delle 61 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate nei due anni considerati; le imprese attive al 31 dicembre 2025 erano 58.

Anche in questo segmento del settore gas ogni anno si registrano diverse operazioni societarie. Le principali che nel 2025 hanno riguardato l'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo reti canalizzate e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- dall'inizio dell'anno Socogas ha ceduto l'attività a SG Distribuzione, società che era già all'interno del gruppo societario Socogas; inoltre, BIM Gestione Servizi Pubblici ha cambiato la ragione sociale in Servizi Integrati Bellunesi e Società Impianti Metano ha assunto la denominazione sociale di AP Reti Gas North;
- sempre da gennaio 2025, la società Egea Commerciale è uscita dal settore in quanto ha ceduto l'attività di vendita di altri gas distribuiti a mezzo reti a Reti Metano Territorio, impresa che aveva già in capo l'attività di distribuzione e misura;
- a luglio, nell'ambito del gruppo Italgas, l'impresa Italgas Reti ha incorporato 2i Rete Gas; inoltre, nello stesso mese, Unareti ha ceduto parzialmente l'attività ad AP Reti Gas North che, al contempo, è entrata a far pare del gruppo societario Asco Holding, in quanto la capogruppo Ascopiave ne ha acquisito l'intero capitale sociale; in occasione dell'acquisizione, AP Reti Gas North ha modificato la natura giuridica da società a responsabilità limitata in società per azioni;
- a novembre Univergas Italia ha ceduto l'attività a Goldengas, a Beyfin Società Benefit e a SG Distribuzione, uscendo da questo mercato;
- a fine anno anche Società Impianti Metano è entrata nel gruppo societario Ascopiave dal momento che Ascopiave ha acquisito la totalità delle quote di capitale sociale dell'impresa.

Dopo due cadute consecutive, registrate nel 2023 e nel 2024, i prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete hanno evidenziato nel 2025 un lieve incremento di mezzo punto percentuale, risalendo a 27,5 M(m^3), mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas si sono ancora lievemente ridotti di ulteriori 400 unità circa, scendendo al di sotto delle 150.000 unità (Tav. 3.22).

TAV. 3.22 *Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m^3) e numero di GdM)*

TIPO DI GAS	2024		2025		VARIAZIONI	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	12,0	102.434	12,9	104.699	6,9%	2,3%
Aria propanata	12,0	45.128	11,3	42.374	-6,3%	-6,1%
Altri gas	3,4	2.794	3,4	2.786	1,4%	-0,3%
TOTALE	27,4	150.265	27,5	149.859	0,5%	-0,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La diminuzione complessiva nei volumi distribuiti è avvenuta interamente a carico dell'aria propanata, i cui prelievi sono scesi del 6,3% (da 12 a 11,3 M(m^3)). Al contrario i volumi degli altri tipi di gas diversi dal gas naturale hanno registrato una ripresa: abbastanza lieve nel caso degli altri gas (1,4%) e un po' più netta (6,9%) nel caso del gas di petrolio liquefatto (GPL). Anche nel caso dei gruppi di misura, la riduzione complessiva (-0,3%) è dovuta quasi esclusivamente all'aria propanata, dove i clienti sono diminuiti di circa 2.750 unità, mentre i clienti alimentati da altri gas sono diminuiti di otto unità; viceversa, i gruppi di misura alimentati a GPL hanno registrato un incremento dello 0,8%, cioè di quasi 2.400 punti.

Rispetto al 2024 il consumo medio unitario è lievemente cresciuto dello 0,7%, passando da 182 a 184 m^3, ma come sempre restano le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 123 m^3 (in aumento del 4,5%) è infatti il più basso, se confrontato con i 266 m^3 dell'aria propanata e con i 1.223 m^3 degli altri gas.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta il GPL, che copre il 47% dei volumi complessivamente erogati e il 70% dei clienti serviti. Il resto dei clienti (28%) è allacciato a reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 41% dei volumi distribuiti. Gli altri tipi di gas, che includono solo il 2% dei clienti, consumano il 12% del gas complessivamente distribuito.

I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale nel 2025 sono risultati complessivamente 644 (Tav. 3.23).

TAV. 3.23 *Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m^3); numero di esercenti; numero di clienti; numero di comuni serviti)*

REGIONE	2024				2025			
	ESERCENTI[A]	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI[A]	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	10	1,34	8.970	82	10	1,45	9.213	86
Valle d'Aosta	3	0,10	630	7	3	0,11	628	7
Lombardia	14	5,26	12.539	58	15	5,43	12.613	59
Trentino-Alto Adige	2	0,26	1.094	8	2	0,25	1.101	8
Veneto	4	0,21	1.315	11	4	0,22	1.326	11
Friuli-Venezia Giulia	5	0,79	2.140	10	5	0,81	2.158	10
Liguria	12	1,07	10.844	65	12	1,24	11.760	67
Emilia-Romagna	10	1,19	8.511	42	11	1,43	9.791	49
Toscana	13	2,62	23.761	132	12	2,79	23.662	131
Umbria	8	0,58	4.943	34	7	0,65	4.973	34
Marche	10	0,36	2.834	32	10	0,45	2.837	32
Lazio	13	1,19	16.198	57	12	1,17	16.669	57
Abruzzo	7	0,14	2.911	10	7	0,15	2.906	10
Molise	1	0,03	197	1	1	0,01	195	1
Campania	3	0,13	1.036	9	3	0,10	983	9
Puglia	1	0,02	137	1	1	0,02	136	1
Basilicata	2	0,06	141	2	2	0,03	136	2
Calabria	1	0,06	843	5	1	0,05	768	5
Sicilia	2	0,04	205	3	2	0,05	224	3
Sardegna	6	11,97	51.016	63	6	11,16	47.780	62
ITALIA	**-**	**27,42**	**150.265**	**632**		**27,54**	**149.859**	**644**

(A) In questa colonna gli esercenti sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di rilievo rispetto agli anni passati. Con il 41% dei volumi complessivamente prelevati e il 32% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (a lungo non metanizzata) rimane la regione con i consumi maggiori in Italia, sebbene l'arrivo del gas naturale, e la conseguente conversione di alcuni impianti di distribuzione, stia lentamente erodendo i consumi dei gas diversi. La trasformazione degli impianti a gas naturale emerge anche dal numero di comuni serviti in questa regione, che è in calo da qualche anno: nel 2020 il servizio raggiungeva 110 comuni che sono scesi a 62 nel 2025. Con il 20% dei volumi erogati e l'8% dei clienti serviti, la Lombardia è la seconda regione per importanza, seguita dalla Toscana (10% dei volumi distribuiti e 16% dei gruppi di misura), dall'Emilia-Romagna (5% dei volumi e 7% dei clienti), dal Piemonte (5% dei volumi e 6% dei clienti), dalla Liguria (4% dei volumi e 8% degli utenti) e dal Lazio (4% dei volumi, ma 11% dei clienti serviti).

L'estensione delle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale (Tav. 3.24) è di 3.830 km (di cui l'83% alimentati a GPL), con circa 15 km non in funzione. Nel 2025 l'estensione complessiva delle reti è aumentata di circa 150 km rispetto al 2024; si osservano, infatti, 138 km in più sulla rete in bassa pressione e 15 in più su quella in media pressione.

TAV. 3.24 *Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2025 (km)*

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI(A)
Piemonte	0	190,3	79,5	91,6%	8,4%
Valle d'Aosta	0	21,1	0,0	92,7%	7,3%
Lombardia	0	130,4	121,6	87,4%	12,6%
Trentino-Alto Adige	0	23,9	1,2	100,0%	-
Veneto	0	28,5	2,0	100,0%	-
Friuli-Venezia Giulia	0	9,2	46,4	85,3%	14,7%
Liguria	0	144,3	101,8	95,4%	4,6%
Emilia-Romagna	0	136,5	133,9	90,8%	9,2%
Toscana	0,69	395,4	212,5	93,0%	7,0%
Umbria	0	74,5	51,9	96,5%	3,5%
Marche	0	39,3	45,5	73,2%	26,8%
Lazio	0	197,8	192,9	74,5%	25,5%
Abruzzo	0	41,6	8,0	59,4%	40,6%
Molise	0	2,3	1,6	100,0%	-
Campania	0	3,2	59,3	100,0%	-
Puglia	0	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	0	3,7	0,0	100,0%	-
Calabria	0	53,7	0,0	100,0%	-
Sicilia	0	6,1	3,3	100,0%	-
Sardegna	0	601,6	660,7	84,2%	15,8%
ITALIA	**0,69**	**2.110,1**	**1.722,0**	**87,2%**	**12,8%**
di cui non in funzione	0	13,2	2,2	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La maggior parte delle infrastrutture appartiene agli esercenti. I Comuni e le società patrimoniali delle reti risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 12,8% (in lieve calo rispetto agli anni precedenti). Le quote di proprietà dei Comuni più significative si registrano in Abruzzo (40,6%), Marche (26,8%) e Lazio (25,5%).

Le 61 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate nei due anni considerati si dividono, quasi equamente, in due forme giuridiche: quella di società per azioni (30 casi) e quella di società a responsabilità limitata (27 casi); le restanti quattro imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti.

La concentrazione nella distribuzione a mezzo rete dei gas diversi dal gas naturale è leggermente diminuita nel 2025: la quota dei primi tre operatori è risultata, infatti, pari al 58,9% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.25), mentre nel 2024 era pari al 61,1%. Le prime cinque imprese contano per il 74,2% (75,9% nel 2024). Questa riduzione è però dovuta unicamente al calo dei volumi erogati dal primo operatore, Medea, mentre quelli degli altri sono cresciuti.

TAV. 3.25 *Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2025 (volumi in M(m^3))*

SOCIETÀ	VOLUMI 2025	QUOTA	POSIZIONE NEL 2024
Mediterranea Energia Ambiente (MEDEA)	9,81	35,6%	1°
Liquigas	3,43	12,5%	2°
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	2,98	10,8%	3°
Enilive	2,80	10,2%	4°
Beyfin Soc. Benefit	1,43	5,2%	5°
Butan Gas	0,79	2,9%	6°
Centria	0,66	2,4%	7°
SG Distribuzione	0,58	2,1%	-
AGN Energia	0,51	1,9%	8°
Goldengas	0,48	1,8%	9°
Italgas Reti	0,43	1,5%	50°
Lunigas I.F.	0,38	1,4%	11°
Autogas Riviera	0,30	1,1%	12°
Bragas	0,27	1,0%	14°
Olivi	0,26	0,9%	15°
iReti Gas	0,18	0,7%	16°
Bruno Reti Gas	0,18	0,7%	19°
Ultragas C.M.	0,15	0,6%	17°
SCG Gas	0,15	0,5%	18°
Colsam	0,14	0,5%	20°
Altri	1,63	5,9%	-
TOTALE	27,54	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Ciò nonostante, la classifica dei primi venti non risulta molto cambiata rispetto allo scorso anno, con due importanti eccezioni: la prima è l'ingresso all'ottavo posto di SG Distribuzione che, come abbiamo visto all'inizio di questo paragrafo, ha acquisito l'attività da Socogas all'inizio dell'anno e a novembre anche parte dell'attività di Univergas Italia; la seconda è il balzo dal 50° all'11° posto di Italgas Reti, grazie all'incorporazione di 2i Reti gas.

La quota del primo operatore Mediterranea Energia Ambiente (Medea), che è il distributore del gruppo Italgas che opera in Sardegna, è scesa (dal 38,7% al 35,6%). La società Liquigas è in seconda posizione con una quota del 12,5% (aveva l'11,7% nel 2024). Il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, è in terza posizione come nel 2024 con una quota del 10,8% (era al 10,7%). In tale comune è localizzata la raffineria di Eni che produce, tra l'altro, gas destinato all'alimentazione della centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone (PV) di proprietà di EniPower.

Enilive (già Eni Sustainable Mobility), la società del gruppo Eni che effettua l'attività di distribuzione dei gas diversi per il gruppo Eni, ha conservato la quarta posizione con una quota sostanzialmente identica nei due anni, appena superiore al 10%. In quinta posizione si trova la società Beyfin, che ha consolidato tale posizione cui era giunta nel 2023 grazie all'incorporazione di Carbotrade Gas; la sua quota è salita dal 4,7% al 5,2%, in parte anche perché a novembre ha acquisito parte dell'attività di Univergas Italia.

Una minore concentrazione, anch'essa in lievissimo calo, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori, nell'ordine Liquigas con il 26,7%, Beyfin con l'11,1% ed Enilive con il 10,3%, hanno distribuito il 48,1% del totale; i primi cinque, che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Butan Gas e Centria, il 59,4%. Nel 2024 la quota dei primi tre operatori era del 48,6%, quella dei primi cinque era pari al 60,5%. In questo caso, è interessante notare che Beyfin Soc. Benefit ha superato nel 2025 Enilive, salendo in seconda posizione, mentre nel 2024 era al terzo posto. Questo grazie all'aumento del 9,8% nei volumi di GPL erogati, mentre quelli di Enilive sono diminuiti dello 0,6%.

Mercato all'ingrosso del gas

Il numero di imprese che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di aver svolto l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2025 (anche per un periodo limitato dell'anno) è risultato pari a 994. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori energetici 776 imprese (78%), 67 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 17 a un'impresa di trasporto.

Delle 776 società che hanno partecipato all'Indagine, 98 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 678 attive, 185 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 342 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 151, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (Tav. 3.22)

TAV. 3.26 *Numero di operatori e vendite nel 2025 (M(m^3))*

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	185	-	158.370	140.103	158.370
Venditore puro	342	13.747	-	-	13.747
Operatore misto	151	32.802	73.685	52.976	106.488
Inattivo	98	-	-	-	-
TOTALE	**776**	**46.550**	**232.056**	**193.078**	**278.605**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Ne 2025 il gas commercializzato nel mercato complessivo della vendita – che include sia il mercato all'ingrosso, sia il mercato finale – è stato pari a 278,6 G(m^3), lo stesso valore del 2024.

Il 56,8% di tale gas, cioè 158,4 G(m^3), è stato intermediato dai grossisti, il 4,9%, cioè 13,7 G(m^3), dai venditori puri e il 38,2%, cioè 106,5 G(m^3), dagli operatori misti; anche tali quote sono rimaste pressoché invariate rispetto alle quantità intermediate nel 2024.

Nel 2025 il solo mercato all'ingrosso ha movimentato 232,1 G(m^3) di gas che sono stati forniti per il 68,2% da grossisti puri e per il restante 31,8% da operatori misti. I quantitativi venduti nel mercato al dettaglio, 46,5 G(m^3), sono stati collocati per il 29,5% dai venditori puri e per il 70,5% da operatori misti. L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (nell'apposito paragrafo).

Il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso, 336 soggetti, è nettamente cresciuto rispetto al 2024[19], mentre il volume di gas che hanno venduto in tale mercato è diminuito di 0,5 G(m^3) (-0,2%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita si è ridotto del 9,1%, passando da 760 a 691 M(m^3). I dati testimoniano, quindi, un consolidamento dei buoni risultati ottenuti nel 2024, dopo tre anni consecutivi di forte ridimensionamento, ma i volumi restano distanti dal massimo, raggiunto nel 2020, quando nel mercato all'ingrosso furono intermediati 314,5 G(m^3).

TAV. 3.27 *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI(A) PER CLASSE DI VENDITA	2021	2022	2023	2024	2025
NUMERO	**192**	**257**	**311**	**306**	**336**
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	7	6	6	8	5
Medi	34	36	32	29	38
Piccoli	51	53	59	51	53
Piccolissimi	99	161	213	217	239
VOLUME VENDUTO G(m^3)	**285,7**	**216,3**	**212,2**	**232,6**	**232,1**
Eni	30,6	21,6	16,5	16,8	12,6
Grandi	129,3	83,5	83,4	103,4	72,2
Medi	111,2	97,2	95,4	95,6	130,9
Piccoli	13,3	12,1	15,0	14,6	14,2
Piccolissimi	1,3	1,9	2,0	2,2	2,1
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m^3)	**1.488**	**842**	**682**	**760**	**691**
Eni	30.598	21.636	16.496	16.777	12.627
Grandi	18.475	13.912	13.892	12.927	14.449
Medi	3.271	2.700	2.981	3.297	3.443
Piccoli	261	228	254	286	268
Piccolissimi	13	12	9	10	9

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m^3); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

19 Occorre sempre ricordare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di risposta all'Indagine da un anno all'altro.

Come di consueto, le attività dei grossisti sono state analizzate suddividendo le imprese in grandi, medie, piccole e piccolissime (Tav. 3.27) in base al volume totale di vendita di ciascuna impresa, che può essersi realizzato sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto". Nel 2025 la classe dei grandi conta tre soggetti in meno del 2024, quella dei medi è cresciuta di nove unità, quella dei piccoli è aumentata di 2 unità e quella dei piccolissimi è cresciuta di 22 unità. Più in dettaglio, nel 2025 nella classe dei grandi vi sono Edison, Enel Global Trading, Engie Global Markets, Shell Energy Europe e Vitol, mentre sono uscite Eni Global Energy Markets, Engie Italia ed EDF Trading, tutte passate alla classe dei medi.

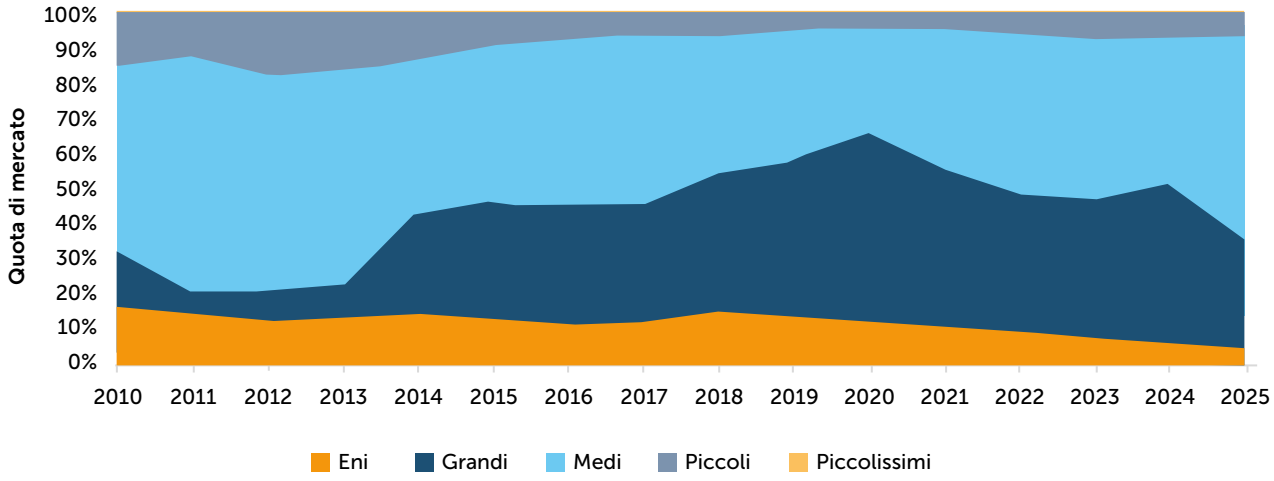
Quest'ultima ha registrato l'ingresso di 12 soggetti, i tre provenienti dalla classe superiore più altri nove, e l'uscita di tre soggetti (di cui due passati alle classi inferiori e uno che non ha effettuato l'invio dei dati alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*).

Al 31 dicembre 2025 il capitale sociale del 42,3% delle imprese che operano esclusivamente all'ingrosso (78 su 185) è interamente posseduto da soci stranieri[20]. Tali soci provengono da ben 28 nazioni diverse, tra le quali Svizzera, Regno Unito e Francia rivestono la maggiore importanza.

Il 5,4% (7,2% nel 2024) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 31,1% dai grandi venditori (44,5% nel 2024), il 56,4% dai venditori medi (41,1% nel 2024). Le rimanenti 292 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 7% del mercato all'ingrosso (nel 2024 erano 268 e avevano rifornito il 7,2% del gas complessivamente venduto nel mercato all'ingrosso).

Dal 2014 al 2020 la fetta di mercato detenuta dai grandi venditori è andata allargandosi sempre più a discapito dei venditori di tutte le altre classi (Fig. 3.11). Dal 2022 la porzione di mercato servita dai venditori di media dimensione è divenuta la più elevata (45% del mercato all'ingrosso) e gli ultimi anni continuano a confermare tale tendenza.

FIG. 3.11 *Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

20 La composizione societaria del capitale sociale delle imprese al 31 dicembre 2025 è valutata in base alle sole partecipazioni dirette di primo livello.

Le variazioni societarie avvenute nel 2025 che sono state comunicate nell'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso sono riassunte nei punti seguenti:

- 9 imprese hanno avviato l'attività in corso d'anno;
- 8 imprese l'hanno cessata, mentre una impresa l'ha ceduta;
- 2 imprese (Ital Power ed ePower) si sono estinte per liquidazione;
- 4 imprese si sono estinte perché incorporate: Energy Trade Unipersonale è stata incorporata da HB Trading, Gasway e Augusta Ratio (ex Levigas) sono state incorporate da Augusta Ratio; Astea Energia ha incorporato San Giorgio Energie;
- 5 imprese hanno cambiato gruppo societario: Aspm Energia è entrata nel gruppo Energia Pulita che ne ha acquisito il 100% del capitale sociale; G Six Energia ha acquisito l'intero capitale sociale di Trust Energy, che quindi è entrata nel gruppo G SIX; Mooren è entrata a far parte del gruppo societario EQUITY Landing & Trust che ne ha acquisito l'80% del capitale; Geoplin Ljubljana è entrata nel gruppo Petrol Ljubljana; Sim è entrata nel gruppo Siliafin che ha acquistato il 55% del suo capitale sociale;
- 3 imprese hanno cambiato natura giuridica;
- 10 imprese hanno cambiato ragione sociale: New Energy Gas e Luce ha assunto la denominazione sociale Enasarco Energia; Sinergia ora è Mooren; Energi Danmark ora si chiama Mind Energy; Win Alliance Green è divenuta Winalliance Green; Blu Gas e Power è diventata Northgas; DEPA Commercial ora si chiama DEPA Commercial Single Member; Cip Lombardia è diventata Cip Energia; Enoi in liquidazione ha assunto la denominazione sociale Enoi; Libarna Gas ora è Libarna Gas e Luce; il nuovo nome di Elpedison Power Generation Single Member è Enerwave Single Member.

Come di consueto, acquisti al PSV e importazioni sono le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si procurano la materia prima che poi rivendono (Tav. 3.28): su 100 m^3 acquistati, in media 86,4 m^3 provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (65,6 m^3) sulle importazioni (20,8 m^3). I restanti 13,6 m^3 provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (5,9 m^3) e solo 1,1 m^3 dalla produzione nazionale. Infine, 6,5 m^3 vengono dagli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME). L'incidenza delle varie fonti, naturalmente, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

Gli approvvigionamenti all'estero (75%) e gli acquisti al PSV (15%) costituiscono le principali fonti per Eni, società per la quale la produzione nazionale rimane comunque una fonte di un certo rilievo (6%). La fonte estera riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano il 26,5% del gas che poi rivendono, così come per i medi, che acquistano oltre frontiera poco meno del 13% del gas di cui dispongono. Per i piccoli operatori le importazioni incidono per il 4,6%, mentre sono praticamente inesistenti per i piccolissimi. Gli acquisti al PSV rappresentano, invece, la prima fonte di approvvigionamento per tutte le classi (tranne che per Eni). Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera sia al *city gate*, assumono il peso maggiore nell'approvvigionamento dei piccolissimi (30%) e un peso importante anche per i piccoli (9,4%). Il ricorso ai mercati organizzati resta sostanzialmente trascurabile per i grossisti di qualunque dimensione, tranne che per i piccoli che lì acquistano il 15,5% del gas che rivendono.

TAV. 3.28 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2025*

FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	5,9%	0,0%	0,0%	7,5%	10,8%	1,2%
Importazioni	75,4%	26,5%	12,7%	4,6%	0,0%	20,8%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	2,6%	1,5%	7,5%	9,4%	29,7%	5,9%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	0,3%	0,1%
Acquisti al PSV	14,9%	69,1%	71,7%	62,7%	52,8%	65,6%
Acquisti in Borsa	1,2%	2,8%	7,9%	15,5%	6,4%	6,5%
TOTALE	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m^3); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.29) evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media il 77%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (89%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi (77,2%) e per Eni (61,8%), benché per quest'ultima sia da anni in diminuzione. La parte destinata al mercato finale conta mediamente per l'11,8%. Tale quota si è lentamente assottigliata nel corso degli ultimi anni. Nell'ambito delle classi di operatori sono, ovviamente, i piccolissimi quelli che destinano la quota maggiore del gas che intermediano verso i clienti finali (40%), ma essa è significativa anche per i piccoli (29,6%) e per i medi (12,7%).

TAV. 3.29 *Impieghi di gas dei grossisti nel 2025*

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	61,8%	89,0%	77,2%	54,6%	39,7%	77,1%
– di cui vendite in stoccaggio	0,8%	0,1%	0,0%	0,6%	0,8%	0,1%
– di cui vendite al PSV	67,1%	95,0%	92,5%	69,6%	50,1%	69,6%
A clienti finali	10,9%	4,1%	12,7%	29,6%	40,0%	11,8%
– di cui collegati societariamente	33,8%	49,9%	30,2%	7,4%	1,8%	26,6%
Autoconsumi	25,9%	4,1%	2,0%	0,8%	14,6%	4,5%
Borsa	1,3%	2,8%	8,1%	15,1%	5,7%	6,6%
TOTALE	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m^3); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli operatori grandi e medi che, come appena detto, usano perlopiù il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), concentrano invece le vendite finali a clienti collegati societariamente. In media, il 4,5% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche per questo impiego si osserva una discreta variabilità tra le classi di

operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre gli autoconsumi contano poco tra gli altri. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi abbastanza limitato, pari in media al 6,6%, con una punta del 15,1% nel caso dei piccoli.

In base ai dati ricevuti dalle 336 imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale, sono 19 le società che nel 2025 hanno venduto almeno 3 G(m^3) in tale mercato (Tav. 3.30); nel 2024 le imprese che avevano raggiunto la medesima soglia erano 21. Le società che nel 2025 hanno venduto almeno 1 G(m^3), sono invece 44, mentre erano 38 nel 2024. Nel 2025, la quota di mercato delle società che hanno venduto oltre 3 G(m^3) all'ingrosso è pari al 78,8%, mentre nel 2024 era all'83,5%.

Il prezzo medio praticato ad altri rivenditori è risultato pari a 41,7 €cent/m^3, mentre quello praticato ai clienti finali è risultato pari a 63,2 €cent/m^3. Nel 2024 gli stessi prezzi erano risultati mediamente pari a 41,7 €cent/m^3 nel caso degli altri rivenditori e 61,5 €cent/m^3 nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato un lieve aumento, più consistente nel prezzo all'ingrosso (2,9%) rispetto a quello nel mercato al dettaglio (2,7% circa). Queste variazioni sono in linea con l'andamento dei prezzi internazionali della *commodity*, che nel corso del 2025 hanno registrato aumenti relativamente contenuti in tutti i mercati europei.

TAV. 3.30 *Vendite dei principali grossisti nel 2025 (M(m^3))*

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Shell Energy Europe	17.709	0	17.709	7,6%
Engie Global Markets	17.297	0	17.297	7,5%
Edison	13.873	1.630	15.503	6,0%
Eni	12.627	2.188	14.814	5,4%
Vitol	11.817	0	11.817	5,1%
Enel Global Trading	11.550	1.621	13.171	5,0%
Eni Global Energy Markets	8.959	0	8.959	3,9%
Azerbaijan Gas Supply Company	8.933	0	8.933	3,8%
Engie Italia	8.737	1.072	9.809	3,8%
Bp Gas Marketing	8.281	0	8.281	3,6%
Sefe Marketing & Trading	8.222	0	8.222	3,5%
Exxonmobil Gas Marketing Europe	8.215	0	8.215	3,5%
Gunvor International	8.121	0	8.121	3,5%
Edf Trading	8.079	0	8.079	3,5%
A2A	7.482	298	7.780	3,2%
Hera Trading	6.255	6	6.261	2,7%
Vattenfall Energy Trading Gmbh	4.208	0	4.208	1,8%
Dxt Commodities	3.915	0	3.915	1,7%
Axpo Italia	3.612	1.042	4.654	1,6%
Altri	54.163	24.945	79.108	23,3%
TOTALE	**232.056**	**32.802**	**264.858**	**100%**
Prezzo medio (c€/m^3)	42,9	63,2	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Punto di scambio virtuale

Un *hub* è un punto contrattuale e di interconnessione, dove i compratori e i venditori effettuano transazioni di gas naturale. Un *hub* può essere fisico o virtuale: quando è fisico è un punto di interconnessione tra due o più gasdotti appartenenti a sistemi di trasmissione diversi; quando è virtuale si tratta di una piattaforma finanziaria legata al sistema di trasporto del gas, nel quale i *trader* scambiano quantitativi di gas indipendentemente dalla sua provenienza.

In Italia, il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella Rete stessa. È gestito da Snam Rete Gas come strumento di bilanciamento commerciale e per offrire la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. La sua importanza, in termini sia di volumi scambiati sia di numero delle contrattazioni, è cresciuta nel tempo grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Più in dettaglio, il PSV consente di notificare a Snam Rete Gas, gestore del sistema di trasporto, le cessioni di gas tra gli utenti, in modo che siano contabilizzate nei loro bilanci giornalieri. Le cessioni registrate sono quelle che avvengono attraverso contratti bilaterali (detti *over the counter* - OTC) e quelle che si realizzano nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Queste ultime sono le cessioni che negli anni più recenti hanno accresciuto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Da settembre 2015 si registrano al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze[21], ovvero le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. Le regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse di altri Paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV. Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e aver sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni[22].

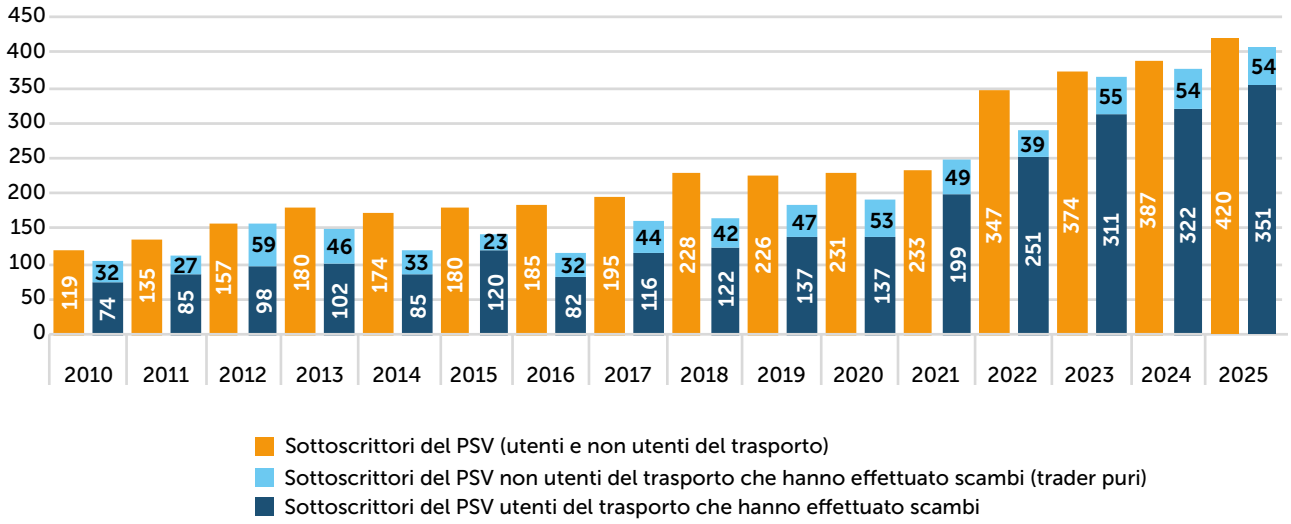
Nel 2025, 351 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (Fig. 3.12). Soltanto 54 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 420 unità contro le 387 del 2024 (+9%). Il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato di pari misura (+9%), da 322 soggetti a 351. Diversamente dagli anni scorsi, è invece rimasto stabile il numero dei *trader* puri, pari a 54 (stesso dato nel 2024).

La figura 3.13 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV dalla sua nascita. Nel grafico sono state raggruppate sotto la dicitura "PSV" le riconsegne derivanti dalle cessioni OTC Giornaliera, OTC Multigiornaliera e Forzosa GNL, mentre con l'indicazione "PSV Mercati", sono raggruppati gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

21 Per Borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

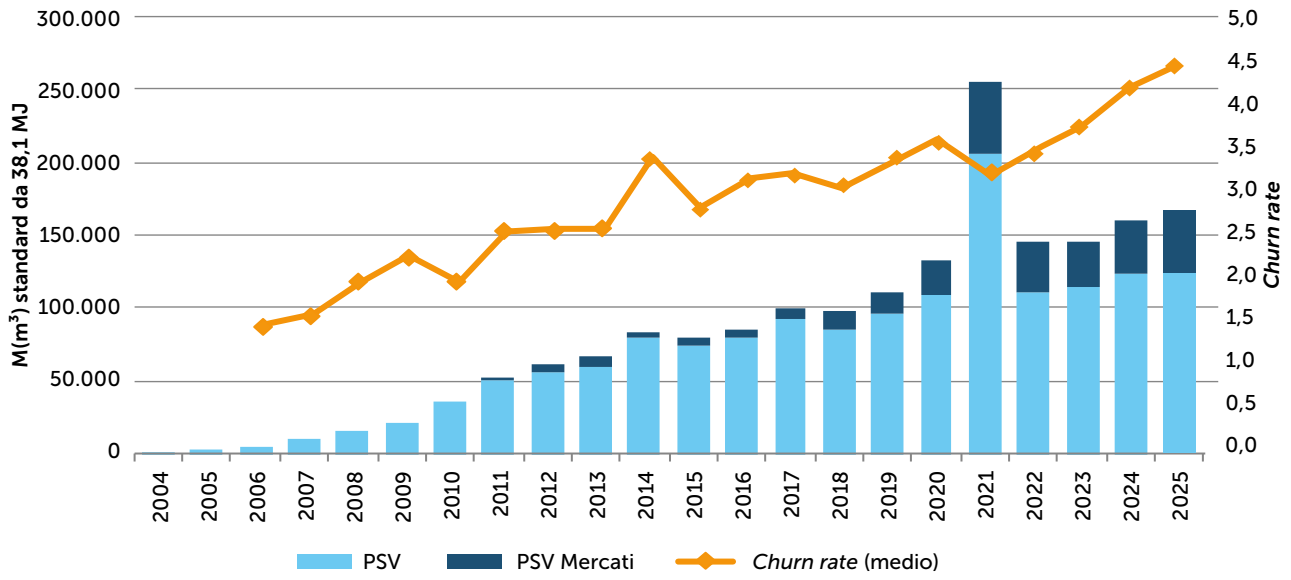
22 Approvate dall'Autorità con la delibera n. 147/2017/R/gas.

FIG. 3.12 *Sottoscrittori del PSV dal 2010*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.13 *Volumi delle transazioni al PSV e churn rate*



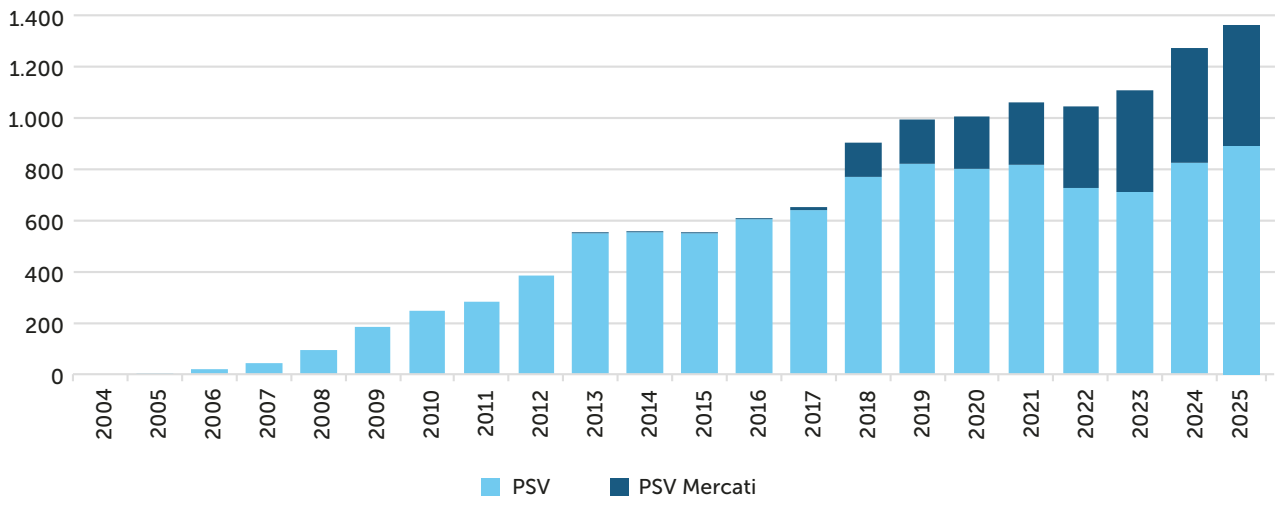
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Nel 2025 i volumi OTC sono cresciuti dell'1,5% da 123 a quasi 125 G(m³); al contrario i volumi con consegna forzosa al PSV si sono ridotti del 40%, da 183 a 109 M(m³). Il complesso delle riconsegne al PSV è quindi aumentato solo lievemente dell'1,4% rispetto al 2024 (Fig. 3.13). In compenso, i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una netta crescita (19%), che segue quella già robusta (13%) dello scorso anno. I volumi scambiati nei mercati organizzati sono infatti saliti a 42,8 G(m³), cioè a un livello non troppo distante dal massimo toccato nel 2021 (49,3 G(m³)); ciò grazie all'incremento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+14,1%) cui si è accompagnata una forte crescita anche del gas scambiato come *clearing house* (+56,6%).

Anche il numero medio delle transazioni giornaliere (Fig. 3.14) nel 2025 è complessivamente aumentato del 6,4%, da circa 1270 a 1.355, e questo grazie a quelle avvenute nei mercati (+5,5%), ma soprattutto a quelle effettuate OTC (+7%).

La crescita degli scambi e dei volumi sottesi spiega l'incremento da 4,2 a 4,4 del *churn rate*, l'indicatore sintetico che misura il numero medio di volte in cui la *commodity* (il gas) è oggetto di scambio tra il momento della vendita iniziale e quello della sua consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido, più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014, nel 2015 ha evidenziato un netto calo per poi stabilizzarsi, negli anni dal 2016 al 2018, intorno a 3,1. Dal 2022, ha consolidato un *trend* di crescita. Il 4,4 raggiunto nel 2025 è il valore più alto dalla nascita del PSV.

FIG. 3.14 *Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito:

- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità;
- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato (c.d. *royalties*).

Attraverso provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009, sono state definite le modalità di cessione delle aliquote. La legge 23 luglio 2009, n. 99, ha affidato la ge-

stione del mercato del gas al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero della transizione ecologica 18 marzo 2010, è avvenuta l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa, con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS.

Con la nascita di M-GAS, nell'ottobre 2010, è stato avviato il mercato *spot* del gas naturale, con il GME nel ruolo di controparte centrale. Su tale mercato gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere volumi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Con il decreto 9 agosto 2013, n. 110, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT–GAS)[23]. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento, a partire dal 1° ottobre 2016 è stato introdotto un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL. In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot*, MGP-GAS e MI-GAS, per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma ha introdotto, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la Rete, nel suo complesso, risulti bilanciata. In questo contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della Rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo". Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, il 1° ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili a fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS), che permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete, sia per altre operazioni;
- il Mercato dei prodotti *locational* (MPL), che si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas approvvigiona dagli utenti abilitati i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

23 In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

Le negoziazioni di entrambi i comparti, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del Gas (M-GAS)[24]. Dal 2015 gli operatori possono, inoltre, estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *futures* con consegna al PSV.

Tra gennaio e febbraio 2018 sono state introdotte alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo è stata la creazione di figure di *market making*, ossia di soggetti (c.d. *liquidity provider*) che si impegnano, a fronte di un vantaggio economico, a mantenere nel mercato contemporaneamente offerte di vendita e di acquisto contenute entro un differenziale di prezzo predefinito; i *liquidity provider* operano nella negoziazione di prodotti *day-ahead*. Ai *liquidity provider* che abbiano svolto l'attività di *market making* nel rispetto dei termini, modalità e condizioni previste, relativamente a un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 € (cui si è aggiunto, a partire dal 1° febbraio 2020, un corrispettivo fisso di 240 € per il *market making* di 2 prodotti nella stessa sessione) per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sul MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1.

Nel 2018 è stata disposta anche l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, una misura che consente agli utenti di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

Sempre al fine di promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale, ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano, alla fine del 2019 il Ministero della transizione ecologica ha introdotto il prodotto *weekend* nel mercato MGP–GAS[25] che è negoziabile dal 1° gennaio 2020.

Dal 1° gennaio 2020 è stato, inoltre, attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del Bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema[26]. Questo comparto, denominato AGS, è articolato in due aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas, da tenersi nel giorno-gas G-1, a valle di una prima valutazione dei quantitativi da approvvigionare e nel giorno G, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta. La partecipazione alle aste è aperta a tutti gli operatori ammessi a operare su M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

A partire dal 20 luglio 2023, il GME ha introdotto l'*Italian Gas Index* (IGI), un indice di prezzo basato sui prezzi delle transazioni concluse nel mercato del gas naturale (MGAS), quindi per prodotti *title transfer* con nomina automatica al PSV. Si tratta, in sostanza, di un indice elaborato ogni giorno sulla base delle contrattazioni avvenute nell'MGAS con l'obiettivo di fungere da riferimento per la definizione dei contratti. L'indice è calcolato per ciascun giorno-gas (di consegna) come media aritmetica dei prezzi di tutte le negoziazioni concluse:

- nel comparto MGP-GAS in negoziazione continua;

24 In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.
25 Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, dopo che l'Autorità aveva espresso parere favorevole con la delibera 26 novembre 2019, n. 496/2019/I/com,
26 Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, n. 451/2019/R/gas.

- nella fascia oraria 17:15-17:30;
- nel giorno lavorativo precedente alla data di consegna (per il prodotto giornaliero), oppure nel venerdì (per il prodotto *weekend*);
- con prezzo compreso nell'intorno (±30%) della media aritmetica dei prezzi registrati dalle precedenti cinque transazioni.

Il decreto legislativo 2 febbraio 2021, n.14, che ha stabilito l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/1938, ha previsto che il GME provveda, secondo quanto stabilito all'interno di ciascun accordo intergovernativo di solidarietà tra uno Stato membro, o Paese terzo rispetto all'UE, con il Governo della Repubblica Italiana, a mettere a disposizione piattaforme di scambio dedicate all'attuazione delle disposizioni contenute nei medesimi accordi. A partire dal 30 dicembre 2025, il GME ha introdotto, nell'ambito del mercato gas, il mercato per la gestione delle misure volontarie di solidarietà (MVS), funzionale a gestire a livello nazionale la possibile richiesta di misure di solidarietà di mercato ai sensi dell'art. 13 del regolamento (UE) 2017/1938.

Scambi e prezzi

Nell'ambito dei mercati del gas naturale gestiti dal GME (Tav. 3.31), nel 2025 sono stati negoziati volumi complessivi per 210,4 TWh, in crescita del 16% rispetto al 2024.

Si continua a osservare la maggior liquidità nel Mercato del giorno prima (78%; +3% rispetto al 2024), che registra un aumento dei volumi negoziati saliti a 165 TWh (+20% sul 2024). La quota maggiore di questi ultimi (81%; -1%) è stata contrattata in negoziazione continua (133,8 TWh; +20%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti nei primi due mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 30,8 TWh, in aumento rispetto al 2024 (22%).

TAV. 3.31 *Volumi consegnati per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (GWh)*

MERCATI	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
P-GAS							
Aliquote	444.292	-	2.216.982	2.031.021	629.548	957.915	826.082
M-GAS							
MGP-GAS	**24.794.256**	**55.782.408**	**79.292.760**	**127.159.680**	**106.451.328**	**136.987.608**	**164.646.984**
MGP-Continuativa	24.676.608	30.043.296	45.593.472	75.780.648	78.522.624	111.713.568	133.824.000
MGP-AGS	117.648	25.739.112	33.699.288	51.379.032	27.928.704	25.274.040	30.822.984
MI	**41.052.864**	**51.064.320**	**45.932.952**	**43.126.512**	**44.544.312**	**40.207.512**	**39.495.816**
MI-Continuativa	41.052.864	46.701.360	44.325.192	40.528.008	44.385.336	39.202.152	38.875.320
MI-AGS	-	4.362.960	1.607.760	2.598.504	158.976	1.005.360	620.496
MGS	**13.365.494**	**6.449.968**	**5.084.077**	**5.133.885**	**3.274.177**	**3.515.669**	**5.425.160**
MPL	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS	**3.192.048**	**478.272**	**22.320**	-	-	-	-
TOTALE	**79.656.906**	**113.296.696**	**132.526.771**	**177.451.098**	**154.899.365**	**181.668.704**	**210.394.042**

Fonte: GME.

Come nel 2024, è scesa ancora la quota di volumi negoziati nel Mercato infragiornaliero, passata al 19% dal 22% del 2024, che sono ammontati a 39,5 TWh, in diminuzione del 2% rispetto al 2024. Gli scambi in negoziazione continua (38,9 TWh; -1%) hanno continuato a essere preponderanti (pari al 98% dell'intero mercato), mentre nel comparto AGS i volumi sono risultati leggermente meno marginali dell'anno precedente (0,6 TWh).

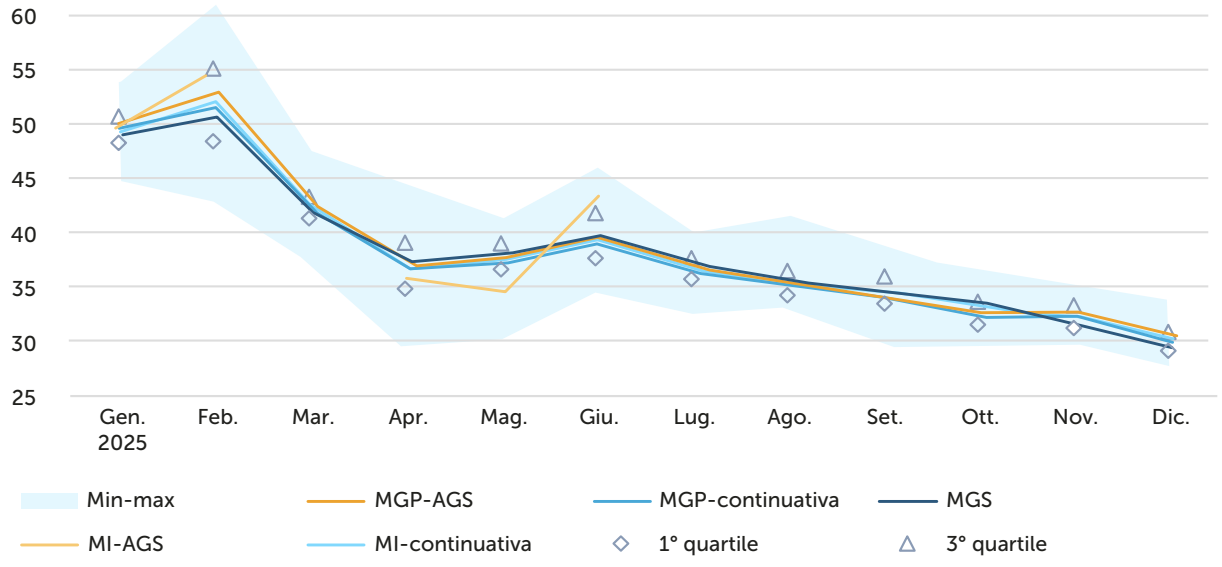
Nel 2025 sono risultate in aumento anche le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS), con scambi pari a 5,4 TWh (+54%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*.

Relativamente ai prodotti negoziati a termine nel MT-GAS non si sono osservate negoziazioni, mentre le allocazioni relative al comparto *Royalties* della P-GAS sono risultate pari a 0,8 TWh (14%).

Si sono osservati, infine, 119 *slot* (99 in più del 2024) allocati sulla Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 14,5 M(m^3) liquefatti, 12,8 milioni in più rispetto al 2024.

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione, si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 38,35 €/MWh (Fig. 3.15), in aumento del 5% rispetto al 2024 e in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (38,56 €/MWh), a sua volta cresciuta del 5% rispetto all'anno precedente. In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'MGAS, rispettivamente pari a 37,95 €/MWh per MGP e 38,47 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

FIG. 3.15 *Prezzi nei mercati del M-GAS e valori minimi e massimi*

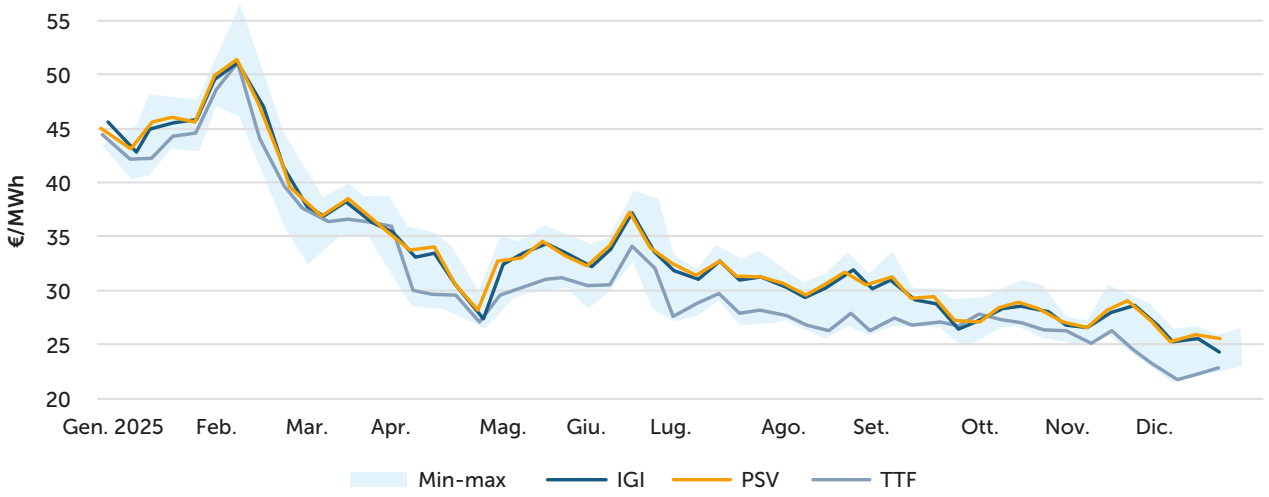


Fonte: GME.

La media annuale dell'indice di prezzo IGI elaborato dal GME (Fig. 3.16) è risultata pari a 38,53 €/MWh e il suo andamento nell'anno è stato in linea con il prezzo medio registrato al PSV (di fonte ICIS) con riferimento ai prodotti

day-ahead e *weekend* (38,56 €/MWh). Nel grafico è riportato anche il prezzo medio al TTF (di fonte LSEG Data & Analytics) per il prodotto *day-ahead*.

FIG. 3.16 *Confronto tra indici di prezzo per giorno di flusso (medie aritmetiche settimanali)*



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GME (IGI), ICIS (PSV) e LSEG Data & Analytics (TTF).

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori energetici, illustrati in queste pagine, nel 2025 sono stati venduti nel mercato al dettaglio 46,4 G(m^3), cui vanno aggiunti 186 M(m^3) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 46,5 G(m^3), con un aumento di 0,5 G(m^3) rispetto al 2024 (Tav. 3.32).

TAV. 3.32 *Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m^3); punti di prelievo in migliaia)*

TIPO DI MERCATO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2024	2025	VARIAZIONE	2024	2025	VARIAZIONE
Vendite finali	45.807	46.363	1,2%	21.717	21.640	-0,4%
Forniture di ultima istanza e *default*[(A)]	243	186	-23,3%	31	27	-13,0%
TOTALE MERCATO	**46.050**	**46.550**	**1,1%**	**21.748**	**21.667**	**-0,4%**
Autoconsumi	12.181	13.100	7,5%	1,6	1,2	-27,1%
CONSUMI FINALI	**58.231**	**59.650**	**2,4%**	**21.750**	**21.668**	**-0,4%**

(A) Esclude le vendite ai domestici nel servizio di tutela della vulnerabilità, che sono incluse nella voce "Vendite finali".
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dell'ambiente e sicurezza energetica commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli au-

toconsumi, 13,1 G(m^3), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 59,6 G(m^3), cioè a un valore paragonabile ai 62,1 G(m^3) di fonte ministeriale. Come di consueto, vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2025 ha quindi evidenziato una ripresa (2,4%) rispetto a quello del 2024.

Diversamente da quanto accaduto nei due anni più recenti, nel 2025 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio ha ripreso a salire. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 776 imprese sulle 994 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2025 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 98 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 678 ve ne sono 185 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 493, cioè 11 in più del 2024 (Tav. 3.33).

L'aumento nel numero delle imprese di vendita si è manifestato in tutte le classi nelle quali gli operatori vengono suddivisi[27], con l'eccezione di quella dei venditori di piccola dimensione, il cui numero è diminuito di 5 unità rispetto al 2024; si osservano, infatti, un venditore in più nella prima classe, cinque in più nella classe dei medi e 10 in più in quella dei piccolissimi[28].

TAV. 3.33 *Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio*

OPERATORI	VENDITE	2021	2022	2023	2024	2025
NUMERO	**489**	**515**	**487**	**482**	**493**	
Grandi	Superiori a 1.000 M(m^3)	22	21	18	17	18
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m^3)	38	36	36	32	37
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m^3)	151	127	122	131	126
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m^3)	278	331	311	302	312
VOLUME VENDUTO G(m^3)	**57,4**	**50,9**	**44,7**	**46,1**	**46,5**	
Grandi	Superiori a 1.000 M(m^3)	42,2	37,6	32,5	33,4	33,3
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m^3)	9,9	8,9	8,6	8,2	8,9
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m^3)	4,7	3,7	2,9	3,7	3,6
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m^3)	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m^3)	**117**	**99**	**92**	**96**	**94**	
Grandi	Superiori a 1.000 M(m^3)	1.920	1.790	1.804	1.967	1.851
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m^3)	261	248	240	241	241
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m^3)	31	29	24	28	28
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m^3)	2	2	2	2	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

27 Come già ricordato nel paragrafo sul mercato all'ingrosso, la suddivisione delle imprese nelle classi indicate si basa sul volume totale venduto, anche quello realizzato nel mercato all'ingrosso dai venditori denominati misti.

28 È opportuno, ancora una volta, ricordare che il numero dei venditori è sempre conteggiato sulle società che rispondono all'Indagine annuale dell'Autorità; pertanto, i dati di vendita e la consistenza degli operatori sono influenzati dal livello di partecipazione a tale Indagine.

L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra altrettante variazioni positive, tranne nel caso dei venditori di grande e di piccola dimensione. Entrambi queste classi di operatori hanno venduto 0,1 G(m^3) in meno dell'anno precedente. Al contrario, i venditori di media dimensione hanno venduto 0,7 G(m^3) in più (8,4%) e i piccolissimi 0,1 G(m^3) in più (8,3%).

Il risultato di questi andamenti ha condotto il volume medio unitario di vendita a una nuova lieve diminuzione: da 96 a 94 M(m^3) (-1,2%). Per molti anni l'allargamento del numero dei venditori ha mantenuto questo valore in costante discesa dai 237 M(m^3) del 2010 (massimo storico); tale diminuzione è sostanzialmente in linea con quelli osservati negli ultimi 10 anni, con l'eccezione del 2024.

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 18 soggetti, gli stessi dell'anno precedente con l'aggiunta di TotalEnergies Gas & Power che nel 2024 era passata nella classe dei medi. Nella classe di questi ultimi il numero degli operatori è salito di cinque unità, ma al suo interno vi sono state quattro uscite e nove ingressi. Alcuni dei passaggi sono stati determinati (o favoriti) da variazioni societarie.

Anche nel 2025, infatti, sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie (Tav. 3.34). Molte tra loro sono state menzionate nel paragrafo del Capitolo 2 dedicato al mercato libero elettrico perché le imprese coinvolte oltre al gas vendono anche l'elettricità; altre sono state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas.

Di seguito la loro breve descrizione, seguendo la consueta schematizzazione.

- Avvio: 33 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero e 5 anche quella a clienti vulnerabili e nei servizi di ultima istanza;
- Cessazione: 14 imprese hanno cessato la vendita nel mercato libero (tra le quali Iberdrola Clienti Italia e Fastweb) e 3 hanno cessato la vendita a clienti vulnerabili;
- Cessione/acquisizione dell'attività di vendita: 3 imprese hanno ceduto l'attività di vendita ad altre società del medesimo gruppo societario;
- Incorporazioni: nell'anno ne sono state registrate 6 in Anagrafica operatori (alcune già commentate nel paragrafo relativo alla vendita nel mercato libero di energia elettrica del Capitolo 2), quasi tutte avvenute all'interno dello stesso gruppo societario, indicato tra parentesi. A gennaio, Segnoverde (già Gesam Gas & Luce) ha incorporato Miogas & Luce Unipersonale, Commerciale Gas & Luce Unipersonale, Controcorrente Unipersonale e JEN Energia (tutte gruppo Canarbino); a marzo Augusta Ratio ha incorporato Gasway (gruppo Augusta Ratio); a dicembre Astea Energia ha incorporato San Giorgio Energie (gruppo Gas Rimini);
- Cambio di gruppo societario: numerosi sono stati anche i casi di cambio di gruppo, che avvengono a seguito di acquisizioni di quote importanti di capitale sociale. A gennaio Energia Azzurra è entrata nel gruppo 3B Holding, in quanto Alpha Gas ne ha acquisito il 100% del capitale sociale; a febbraio LW Energy è entrata nel gruppo Phoenix Lm Holding (che l'ha acquisita al 66%), inoltre, ASPM Energia è entrata nel gruppo Energia Pulita che l'ha acquisita al 100%; ad aprile Lumen è entrata nel gruppo Passalacqua Holding (che l'ha acquisita al 100%), Tecnoenergy Service è entrata nel gruppo Cleverse (che l'ha acquisita al 100%), Sky Gas & Power è entrata nel gruppo Roma Invest Holding che ha acquisito oltre il 90% delle quote del capitale sociale dell'impresa e Mooren è entrata nel gruppo Equity Landing & Trust (che l'ha acquisita all'80%); a giugno Ge-

oplin Ljubljana è entrata nel gruppo Petrol Ljubljana (che l'ha acquisita al 99%) e ègreen è entrata nel gruppo Satura L. che l'ha acquisita al 100%); a ottobre S.I.M. è entrata nel gruppo societario Siliafin che l'ha acquisita al 55%; infine, a dicembre One Power Company è entrata nel Gruppo Trust Energy (che ha acquisito il 70% del capitale sociale) e OK Energia è entrata nel gruppo Silente Holding (che l'ha acquisita al 95%);

- Cambio di ragione sociale: 11 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria;
- Cambio natura giuridica: 7 imprese hanno cambiato la forma giuridica diventando in 4 casi società per azioni e in 2 società a responsabilità limitata.

TAV. 3.34 *Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2025*

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio vendita di gas naturale nel mercato libero	33
Avvio vendita di gas naturale nel servizio di tutela della vulnerabilità	5
Cessione/acquisizione vendita di gas naturale nel mercato libero	3
Cessazione vendita di gas naturale nel mercato libero	14
Cessazione vendita di gas naturale nel servizio di tutela della vulnerabilità	3
Estinzioni o avvio procedure di liquidazione	-
Fusioni/Incorporazioni	6
Cambio gruppo societario	12
Cambio ragione sociale	11
Cambio natura giuridica	7

Fonte: ARERA. Anagrafica operatori.

Il 5,5% delle imprese attive nel mercato al dettaglio, cioè 27 su 475, ha venduto nel 2025 oltre 300 M(m^3) a clienti finali (Tav. 3.35). La quota è sostanzialmente la stessa del 2024, in quanto 26 imprese su 482 avevano superato la soglia indicata. Complessivamente, le 27 società che hanno venduto oltre 300 M(m^3) nel 2024 coprono l'83,9% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio (l'84,7% nel 2023).

Il prezzo al netto delle imposte mediamente praticato ai clienti finali dalle imprese di vendita operanti nel mercato *retail* è risultato pari a 71,9 c€/m^3, circa 7 centesimi più alto (+1%) rispetto al 2024. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – è risultato pari a 63,2 c€/m^3. La ragione del differenziale positivo risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. I clienti dei venditori nel mercato retail sono perlopiù clienti civili collegati alle reti di distribuzione, i quali, pur essendo molti, hanno consumi relativamente bassi. I clienti finali dei grossisti, invece, sono tipicamente i grandi consumatori, soprattutto nel settore industriale, che grazie ai loro elevati livelli di consumo sono in grado di ottenere prezzi più vantaggiosi e spesso sono direttamente collegati alla rete di trasporto, e quindi non pagano i costi di distribuzione.

Il differenziale del prezzo richiesto ad altri rivenditori è, invece, per ovvi motivi, molto più contenuto: a fronte di un prezzo di 42,9 c€/m^3 praticato dai grossisti, quello praticato dai venditori del mercato finale è risultato pari a 44,3 c€/m^3, cioè 1,46 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è in aumento rispetto al 2024 (+2,2%).

TAV. 3.35 *Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2024 (M(m^3))*

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Edison Energia	6.131	136	6.267	13,2%
Eni Plenitude Società Benefit	3.636	0	3.636	7,8%
Enel Energia	2.917	0	2.917	6,3%
Shell Energy Italia	2.248	543	2.791	4,8%
A2A Energia	2.246	136	2.382	4,8%
Eni	2.188	12.627	14.814	4,7%
EP Commodities	2.152	2.396	4.548	4,6%
Iren Mercato	1.966	331	2.298	4,2%
Hera Comm	1.858	0	1.858	4,0%
Sorgenia	1.776	435	2.211	3,8%
Edison	1.630	13.873	15.503	3,5%
Enel Global Trading	1.621	11.550	13.171	3,5%
Engie Italia	1.072	8.737	9.809	2,3%
Axpo Italia	1.042	3.612	4.654	2,2%
Met Energia Italia	820	149	968	1,8%
Agsm Aim Energia	665	97	762	1,4%
Estenergy	655	0	655	1,4%
E.On Energia	624	215	838	1,3%
Duferco Energia	519	579	1.098	1,1%
Unoenergy	517	40	557	1,1%
Estra Energie	496	259	756	1,1%
Dolomiti Energia	443	0	443	1,0%
Solvay Energy Services Italia	420	0	420	0,9%
Burgo Energia	335	147	482	0,7%
Alpiq Energia Italia	321	0	321	0,7%
Repower Vendita Italia	312	3	315	0,7%
Consorzio Toscana Energia	306	22	328	0,7%
Altri	7.632	17.798	25.430	16,4%
TOTALE	**46.550**	**73.685**	**120.235**	**100,0%**
Prezzo medio (c€/m^3)	71,9	44,3	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'analisi delle performance di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali (Tav. 3.36), consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale. Va osservato però che la graduatoria non è molto mutata rispetto al 2024, se non nelle ultime posizioni.

Con un aumento dei volumi di vendita del 9,7%, il gruppo Edison è rimasto in prima posizione, con una quota di mercato in aumento dal 15,5% al 16,8%. Il gruppo Eni, che perse la prima posizione nel 2023, ha consolidato la seconda posizione riguadagnata nel 2024; grazie a una crescita del 7,1% delle vendite, anche la sua quota di mercato è leggermente salita dal 12% al 12,7%. Il gruppo Enel, invece, è rimasto in terza posizione nonostante una riduzione delle vendite dell'11,5%, che ha determinato un calo nella quota di mercato del gruppo dall'11,1% del 2024 al 9,7%.

Il confronto dei volumi di vendita con quelli realizzati nel 2024, mostra variazioni positive per 11 gruppi su 20, mentre per nove di essi le vendite sono diminuite, in qualche caso anche in misura molto significativa. A parte le prime tre posizioni già descritte, spiccano per volumi in forte aumento, in particolare, il gruppo Sorgenia, le cui vendite nel 2025 sono cresciute di 284 M(m^3), il gruppo Engie, che ha venduto 175 M(m^3) in più rispetto all'anno precedente e il gruppo Met Holding, le cui vendite sono aumentate di 123 M(m^3) rispetto al 2024. All'opposto, una significativa riduzione emerge per Axpo Group, i cui volumi di vendita si sono ridotti di 445 M(m^3) e per i gruppi Hera (373 M(m^3)), A2A (-268 M(m^3)) e Royal Dutch Shell (-199 M(m^3)).

TAV. 3.36 *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2025 (M(m^3))*

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2024
Edison	7.811	16,8%	1°
Eni	5.927	12,7%	2°
Enel	4.538	9,7%	3°
A2A	2.747	5,9%	4°
Hera	2.525	5,4%	5°
Royal Dutch Shell	2.248	4,8%	6°
Energeticky a Prumislovy Holding (Eph)	2.152	4,6%	8°
Iren	2.074	4,5%	7°
Sorgenia	1.776	3,8%	10°
Axpo Group	1.101	2,4%	9°
Engie	1.072	2,3%	11°
Met Holding	820	1,8%	12°
Agsm Aim	680	1,5%	14°
E.On	624	1,3%	13°
Unoenergy	537	1,2%	16°
Duferco	519	1,1%	17°
Estra	496	1,1%	15°
Dolomiti Energia	443	1,0%	19°
Solvay	420	0,9%	18°
Burgo Group	335	0,7%	28°
Altri	7.703	16,5%	-
TOTALE	**46.550**	**100,0%**	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Dati questi andamenti di segno opposto tra i gruppi più importanti, il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2024. Infatti, nel 2025 i primi tre gruppi risultano controllare il 39,3%, anziché il 38,6% dell'anno precedente. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 50,6%, ma nel 2024 era leggermente maggiore e pari al 51,5%. L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 711, contro il valore di 700 del 2024. Il livello dell'indice resta comunque ben al di sotto del valore 1.000, soglia sotto la quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

La tavola 3.37 propone la sintesi dei dati riguardanti i consumi finali di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2025 sono provvisori.

Nel 2025 sono stati venduti 59,6 G(m^3) – di cui 13 destinati all'autoconsumo e 46,6 alla vendita – a poco meno di 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2024 i consumi di gas sono cresciuti del 2,4%. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato un aumento del 7,5%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 44,7 G(m^3), hanno evidenziato un piccolo incremento (0,9%), mentre le vendite nel servizio di tutela della vulnerabilità per i domestici e nei servizi di ultima istanza, pari a 1,8 G(m^3), sono aumentate del 4,8%.

TAV. 3.37 *Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m^3), punti di riconsegna in migliaia)*

SETTORE DI CONSUMO	2024				2025			
	TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E *DEFAULT*	MERCATO LIBERO	AUTOCONSUMI	TOTALE	TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E *DEFAULT*	MERCATO LIBERO	AUTOCONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	1.478	10.268	0	11.771	1.616	10.138	0	11.754
Condominio uso domestico	25	1.868	7	1.901	12	1.961	7	1.980
Commercio e servizi	126	6.169	39	6.333	100	5.429	35	5.565
Industria	2	14.603	784	15.389	5	15.106	749	15.860
Generazione elettrica	0	10.818	11.350	22.167	0	11.449	12.309	23.758
Attività di servizio pubblico	91	578	0,4	669	69	664	0,2	734
TOTALE VOLUMI	**1.721**	**44.330**	**12.181**	**58.231**	**1.803**	**44.747**	**13.100**	**59.650**
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	2.641	17.727	0	20.367	2.760	17.535	0,0	20.295
Condominio uso domestico	2	171	0,4	174	1	166	0,4	168
Commercio e servizi	20	976	1,0	996	18	969	0,6	988
Industria	1	152	0,1	153	1	152	0,1	153
Generazione elettrica	0	1	0,1	1	0	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	9	50	0,0	59	7	55	0,0	62
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	**2.672**	**19.077**	**1,6**	**21.750**	**2.787**	**18.879**	**1,2**	**21.668**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Come già in parte anticipato all'inizio di questo Capitolo, i consumi del settore domestico (domestico e condomini con uso domestico) sono rimaste sostanzialmente stabili a 13,7 G(m^3), quelli dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono saliti da 37,6 a 39,6 G(m^3), registrando quindi un aumento del 5,5%. I consumi

del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono scesi del 10%, passando da 7 a 6,3 G(m^3).

Più in dettaglio, nel 2025 le vendite di gas:

- al settore domestico sono rimaste sostanzialmente stabili a 11,7 G(m^3) (-0,1%); quelle nel servizio di tutela della vulnerabilità sono cresciute da 1,5 a 1,6 G(m^3) (+9,4%), mentre quelle nel mercato libero sono scese a 10,1 G(m^3) (-1,5%);
- ai condomini sono cresciute del 4,2% (4,9% nel mercato libero, mentre quelle nei servizi di ultima istanza si sono dimezzate);
- al settore industriale sono passate da 14,6 a 15,1 G(m^3) (+3,5%), mentre gli autoconsumi sono diminuiti del 4,6%; complessivamente, quindi, nel 2025 i consumi dell'industria sono aumentati del 3,1%;
- al settore termoelettrico sono cresciute del 5,8% (+0,6 G(m^3)), mentre gli autoconsumi sono aumentati dell'8,5%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono passati da 22,2 a 23,8 G(m^3), risultando così del 7,2% superiori a quelli del 2024;
- al settore del commercio e servizi si sono ridotte del 12,2%; anche gli autoconsumi sono nettamente diminuiti, quindi, complessivamente, i consumi del commercio sono scesi a 5,6 G(m^3) dai 6,3 G(m^3) del 2024, registrando una variazione pari a -12,1%;
- alle attività di servizio pubblico sono passate da 669 a 734 M(m^3), quantificando l'incremento nel 9,6%.

Nel 2025 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 579 m^3, quello dei condomini con uso domestico pari a 11.787 m^3, 5.635 m^3 per il commercio, 103,5 migliaia di m^3 per l'industria, 20,4 M(m^3) per la generazione elettrica e, infine, 11.746 m^3 per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (578 m^3) è leggermente più basso di quello riscontrato nel mercato di tutela della vulnerabilità (586 m^3).

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2025: il settore domestico ha acquistato 11,7 G(m^3), cioè poco meno di un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,3%, ovvero circa 2 G(m^3); il commercio ne ha utilizzato il 9,3%, corrispondente a 5,6 G(m^3); l'industria ne ha consumato il 26,6%, cioè 15,9 G(m^3); la generazione elettrica ne ha assorbito il 39,8%, equivalente a 23,8 G(m^3); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1,2%, equivalente a 0,7 G(m^3).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 75%, quella del servizio di tutela della vulnerabilità e dei servizi di ultima istanza è del 3%, mentre il 22% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 96,1% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 3,9% nei servizi di tutela della vulnerabilità e di ultima istanza. In termini di clienti, invece, l'87,1% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2025 si è lievemente ridotta all'86,2% per le famiglie mentre ha raggiunto il 99,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2024 i valori erano pari, rispettivamente, all'87,4% e al 98,7%.

In termini di punti di prelievo, nel 2025 la quota delle famiglie che usufruiscono del servizio di tutela della vulnerabilità è del 13,6% (era pari al 13% nel 2024).

TAV. 3.38 *Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2025 (M(m³))*

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m³)						TOTALE
	<5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	>20.000.000	
TUTELA DELLA VULNERABILITÀ E SERVIZI DI ULTIMA ISTANZA	**1.611**	**104**	**32**	**40**	**16**	**-**	**1.803**
Domestico	1.587	29	0,1	-	-	-	1.616
Condominio uso domestico	0,8	9,5	2,0	0,0	-	-	12
Commercio e servizi	16	36	16	18	14	-	100
Industria	0,8	2,2	0,3	0,2	1,1	-	5
Generazione elettrica	-	-	-	-	-	-	-
Attività di servizio pubblico	6,4	26,5	13,7	21,7	1,0	-	69
MERCATO LIBERO	**11.236**	**4.294**	**1.938**	**4.566**	**8.065**	**14.648**	**44.747**
Domestico	9.989	145	3	1	-	-	10.138
Condominio uso domestico	133	1.458	320	48	3	-	1.961
Commercio e servizi	927	1.855	854	1.200	419	175	5.429
Industria	140	583	615	2.823	5.735	5.210	15.106
Generazione elettrica	0	2	14	338	1.831	9.263	11.449
Attività di servizio pubblico	47	252	132	157	77	-	664
TOTALE	**12.847**	**4.398**	**1.969**	**4.606**	**8.081**	**14.648**	**46.550**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.38) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 27,6% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9,4%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,2%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 9,9%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 17,4% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 31,5%. Il 98,5% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³ che assorbe il 74,4%. Il 67% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica. I consumi delle attività di servizio pubblico sono concentrati tra le classi intermedie: il 38% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 19,9% da quelli con consumi tra 50.000 e 200.000 m³, il 24,3% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 10,6% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/anno.

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale anche quest'anno comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto e della distribuzione tramite l'Indagine annuale sui settori energetici e dati provenienti

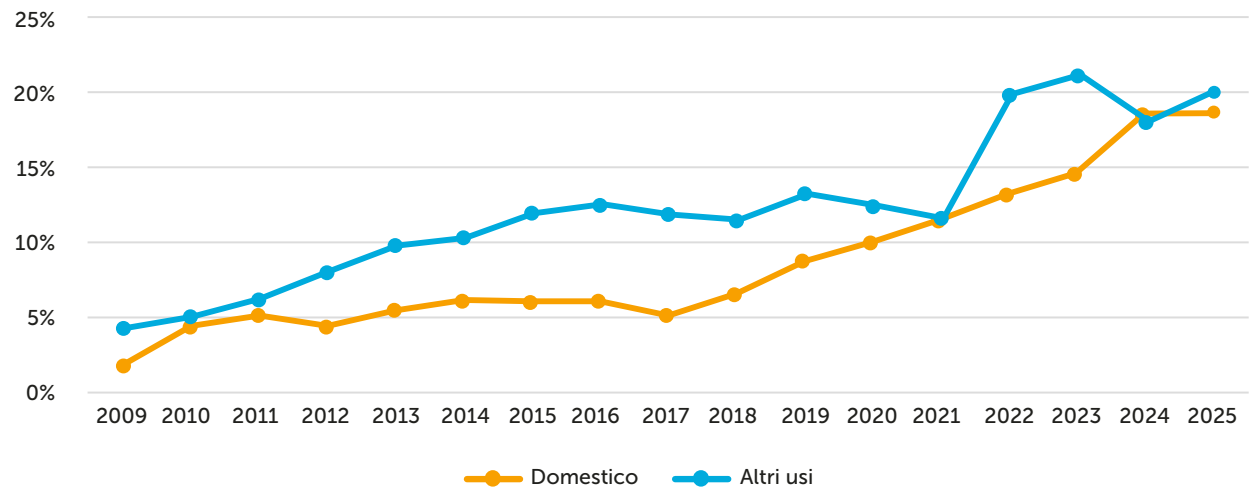
dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico. Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti[29] che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2025, è risultata complessivamente pari al 18,8%, ovvero al 19,4% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.39).

TAV. 3.39 *Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale*

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2024		2025	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	18,6%	24,1%	18,7%	25,3%
Condominio uso domestico	24,1%	30,0%	24,4%	31,0%
Attività di servizio pubblico	35,8%	54,7%	30,3%	50,0%
Altri usi	18,1%	22,4%	19,9%	16,8%
TOTALE	**18,7%**	**23,5%**	**18,8%**	**19,4%**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori energetici e SII.

FIG. 3.17 *Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009*



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori energetici e SII.

Lo *switching* dei consumatori domestici è rimasto invariato rispetto al 2024, confermando la significativa vivacità raggiunta negli anni più recenti (Fig. 3.17). Più in dettaglio, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco più di 4,2 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 18,7% dei clienti domestici totali (e corrispondente a una porzione di volumi del 25,3%). Lo *switching* dei domestici ha probabilmente beneficiato ancora, almeno in parte, della spinta provocata dal termine della possibilità di accedere alle condizioni economiche tutelate stabilite

29 Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

dall'Autorità per la clientela domestica, che – è appena il caso di ricordarlo – dal 1° gennaio 2024 sono riservate ai clienti domestici vulnerabili[30]. È verosimile, infatti, che il cambio di contratto dopo l'uscita dalla tutela abbia spinto alcuni consumatori a informarsi e a cercare condizioni di fornitura migliori.

Altrettanto ampia e pari al 24,4% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 31% del relativo settore di consumo. Questa clientela ha perso il diritto ad accedere al servizio di tutela già nel 2023 e, in effetti, il tasso di cambio fornitore è rimasto elevato, ma è diminuito rispetto al 2023.

Il 30,3% (equivalenti al 50% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore. Si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile per valori di consumo agli esercizi commerciali), ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 19,9% del totale in termini di clienti, nonché il 16,8% in termini di volumi (corrispondenti a circa 7,6 G(m^3)).

Anche nel 2025 l'andamento dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.40), non presenta novità di particolare rilievo, tenuto conto che è legato principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti fasce climatiche del territorio e alla maggiore densità delle attività industriali, tutti elementi che tendono a mutare lentamente nel tempo. I consumi della Sardegna aumentano, ma restano ancora estremamente marginali.

Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 64,6% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 30 G(m^3); il 20,7% dei consumi, pari a 9,6 G(m^3), è localizzato nell'area del Centro e il restante 14,7%, cioè 6,9 G(m^3), viene venduto al Sud e nelle Isole. Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3,1 volte quelli del Centro, con valori non troppo dissimili tra i vari settori di consumo, e 4,4 volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (2,3) e massimo nel caso dei condomini (26,4).

La regione con i consumi più elevati, pari a 10,1 G(m^3) – e molto superiori a quelli delle altre – è sempre la Lombardia, che da sola acquista il 21,8% dei volumi nazionali. Solo in due altre regioni i consumi raggiungono almeno 5 G(m^3): l'Emilia-Romagna con 6,1 G(m^3) e il Piemonte con 5,6 G(m^3), cioè, rispettivamente il 13,2% e l'11,9% del totale nazionale. Altri territori in cui i consumi sono compresi tra 2 e 5 G(m^3) sono il Lazio (10,2%), il Veneto (9,3%), la Toscana (6,9%) e la Sicilia (4,6 %). Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m^3).

Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori abbastanza simile a quella appena descritta. Tuttavia, nei comparti della generazione elettrica e delle attività di servizio pubblico i consumi risultano maggiormente equidistribuiti tra le varie zone del territorio, mentre nei condomini con uso domestico la distanza tra il Nord e le altre aree è decisamente

30 I clienti domestici vulnerabili sono le persone delle seguenti categorie: età superiore a 75 anni, percettori del bonus sociale gas in base all'ISEE, con disabilità ai sensi della legge 104/92, utenti in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi.

più ampia. Infatti, nella generazione elettrica il Nord pesa per il 49,9%, il Centro per il 31,1% e il Sud e Isole per il 19%; nelle attività di servizio pubblico l'incidenza del Nord sale al 50,7%, quella del Centro scende al 27,8% e quella del Sud e Isole sale al 21,6%; all'opposto, per i condomini con uso domestico il Nord assume l'82% dei volumi nazionali e il resto è in gran parte acquistato al Centro (14,9%); questo uso è molto ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 3,1% del totale nazionale.

TAV. 3.40 *Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2025 (M(m^3))*

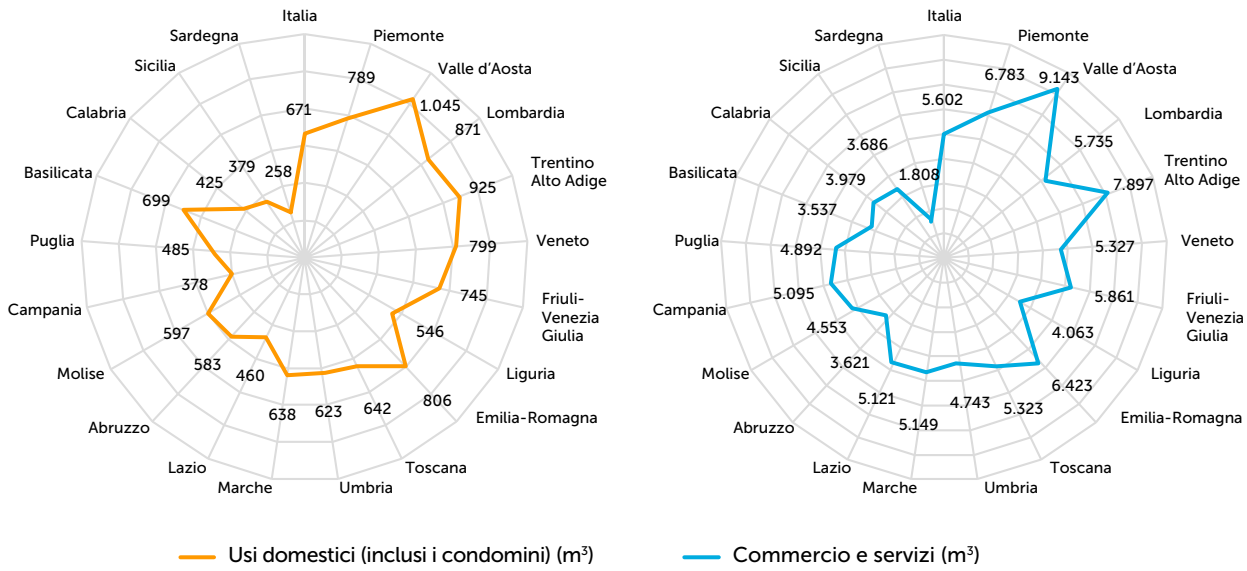
REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.106	290	677	1.556	1.858	75	5.561
Valle d'Aosta	15	6	16	45	1	2	85
Lombardia	2.908	758	1.364	3.276	1.708	115	10.130
Trentino-Alto Adige	156	64	182	396	85	20	903
Veneto	1.345	118	668	1.898	571	68	4.667
Friuli-Venezia Giulia	301	50	161	680	51	35	1.278
Liguria	291	136	105	263	473	19	1.287
Emilia-Romagna	1.376	196	852	2.706	972	37	6.139
Toscana	837	82	349	1.317	571	61	3.217
Umbria	181	13	80	320	97	15	706
Marche	393	17	184	295	46	23	959
Lazio	781	182	291	559	2.845	105	4.764
Abruzzo	295	15	93	402	44	23	872
Molise	61	4	24	74	320	4	488
Campania	456	17	176	431	235	42	1.357
Puglia	601	12	157	283	342	38	1.433
Basilicata	123	5	26	93	28	15	289
Calabria	159	1	40	48	6	11	265
Sicilia	363	7	82	469	1.198	24	2.144
Sardegna	4,5	0,0	1,1	0,0	0,0	0,2	5,8
ITALIA	**11.754**	**1.973**	**5.529**	**15.111**	**11.449**	**733**	**46.550**
NORD	7.498	1.617	4.024	10.821	5.718	371	30.050
CENTRO	2.192	294	905	2.491	3.559	204	9.645
SUD E ISOLE	2.064	61	600	1.799	2.172	158	6.855

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il confronto tra i valori di consumo medio regionali per gli usi domestici, che includono i dati dei condomini, e quelli del commercio e servizi (Fig. 3.18) mostrano dati stabili nel tempo. La media nazionale dei consumi domestici è di 671 m^3, con una punta al Nord, dove le condizioni climatiche relativamente più rigide spingono il consumo medio unitario a 809 m^3, mentre i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 555 e 451 m^3. Tra le regioni spiccano il dato della Sardegna, dove il consumo medio è molto inferiore a tutte le altre zone e pari a 258 m^3 e la Valle d'Aosta, dove il consumo è comprensibilmente il più alto d'Italia, pari

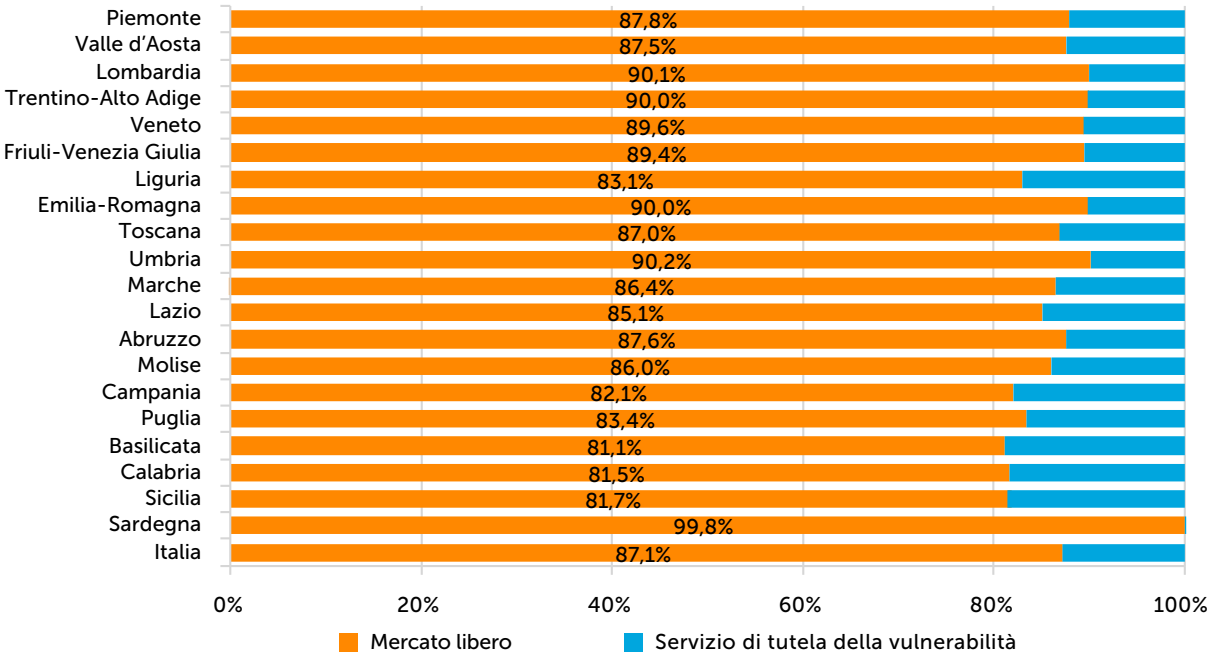
a 1.045 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, ovviamente su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 5.602 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (5.974 m³), del Centro (5.166 m³) e del Sud e Isole (4.345 m³). Anche in questo caso il consumo medio più elevato si osserva in Valle d'Aosta (9.143 m³) e il più basso si riscontra in Sardegna (1.808 m³).

FIG. 3.18 *Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2025*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.19 *Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2025*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La ripartizione dei clienti a livello territoriale tra mercati libero e servizio di tutela della vulnerabilità (Fig. 3.19) evidenzia come nel 2025 il mercato libero abbia superato l'80% in tutte le regioni, con punte superiori al 90% in Lombardia, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna, Umbria e Sardegna. La quota media nazionale dei clienti nel nuovo servizio di tutela della vulnerabilità è risultata pari al 12,2%; l'incidenza di tale servizio è tendenzialmente più elevata nelle regioni meridionali e in Liguria. La quota più ampia di clienti nel servizio di tutela della vulnerabilità è in Basilicata (18,9%), seguita da Calabria (18,5%) e Sicilia (18,3%); quelle più basse sono in Sardegna (0,2%), in Umbria (9,8%) e in Lombardia (9,9%).

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre gruppi societari in ciascuna regione e dalla quota di clienti da loro serviti (Tav. 3.41). Il numero di imprese di vendita esposto per ciascuna regione, invece, è ottenuto conteggiando le singole imprese che operano nei vari mercati regionali e non sui gruppi societari.

TAV. 3.41 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2025 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)*

REGIONE	NUMERO DI IMPRESE DI VENDITA	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	356	44,9%	50,6%	54,6%	41,4%
Valle d'Aosta	149	84,6%	82,6%	76,7%	74,8%
Lombardia	403	42,4%	52,9%	38,3%	37,7%
Trentino-Alto Adige	226	76,8%	84,1%	61,1%	79,7%
Veneto	352	45,1%	48,3%	39,5%	33,0%
Friuli-Venezia Giulia	279	60,9%	63,4%	43,9%	53,3%
Liguria	311	55,0%	56,6%	67,0%	56,0%
Emilia-Romagna	369	59,6%	62,4%	53,1%	51,2%
Toscana	349	68,0%	73,0%	47,6%	33,2%
Umbria	276	56,1%	59,5%	59,9%	52,6%
Marche	305	47,3%	47,6%	42,1%	29,5%
Lazio	360	67,9%	71,2%	68,7%	56,2%
Abruzzo	311	51,7%	54,2%	40,4%	23,4%
Molise	217	46,0%	45,6%	76,8%	20,6%
Campania	326	65,1%	69,3%	40,9%	61,4%
Puglia	322	55,3%	56,9%	46,0%	43,9%
Basilicata	226	69,1%	69,0%	59,8%	63,7%
Calabria	281	76,9%	77,9%	66,6%	77,1%
Sicilia	300	76,9%	78,6%	87,4%	77,9%
Sardegna	15	99,9%	100,0%	99,9%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il livello di concentrazione nel settore domestico allargato – inteso come somma dei punti di riconsegna domestici e dei condomini con uso domestico – risulta ancora piuttosto elevato con valori del C3 vicini o superiori al

70% in cinque regioni: Valle d'Aosta, Calabria, Sicilia e Trentino-Alto Adige, oltre che in Sardegna, regione nella quale il gas è arrivato solo da pochi anni, per questo il numero dei venditori è ancora molto basso (15). Vi sono poi altre cinque regioni in cui il C3 è superiore al 60% e inferiore al 70% (Basilicata, Toscana, Lazio, Campania e Friuli-Venezia Giulia), alle quali si aggiungono altre cinque regioni in cui supera il 50% (Emilia-Romagna, Umbria, Puglia, Liguria e Abruzzo). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (403): qui la quota del mercato domestico dei primi tre gruppi di vendita è del 42,4% e la percentuale di clienti da loro serviti è pari al 38,3%. Un valore di C3 relativamente ridotto, si osserva anche in Piemonte (44,9%) e in Veneto (45,1%). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Lazio e Toscana, dove le quote dei primi tre gruppi sono vicine al 70% in termini di volumi, nonostante, appunto, un cospicuo numero di venditori presenti (almeno 350) in entrambi questi territori.

I livelli di concentrazione, naturalmente, si abbassano di molto (in media di oltre 7 punti percentuali) se valutati rispetto all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici. Ciò in quanto, di norma, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti è più elevato.

Rispetto al 2024 il numero di imprese di vendita è cresciuto in tutte le regioni (in media di 16 unità); il livello della concentrazione sul mercato totale è cresciuto in 10 regioni, in media di 3 punti percentuali ed è sceso in altrettante regioni, in media di 1,7 punti percentuali.

I contratti di vendita nel mercato libero

Analogamente a quanto osservato per l'energia elettrica nel Capitolo 2 di questo Volume, l'Indagine annuale sui settori regolati ha raccolto informazioni sulle caratteristiche dei contratti di fornitura di gas naturale sottoscritti nel mercato libero, distinguendo tra clienti domestici, clienti non domestici e condomini con uso domestico. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà complessa e variegata. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2025 includono anche i contratti PLACET, senza tuttavia tenerli distinti.

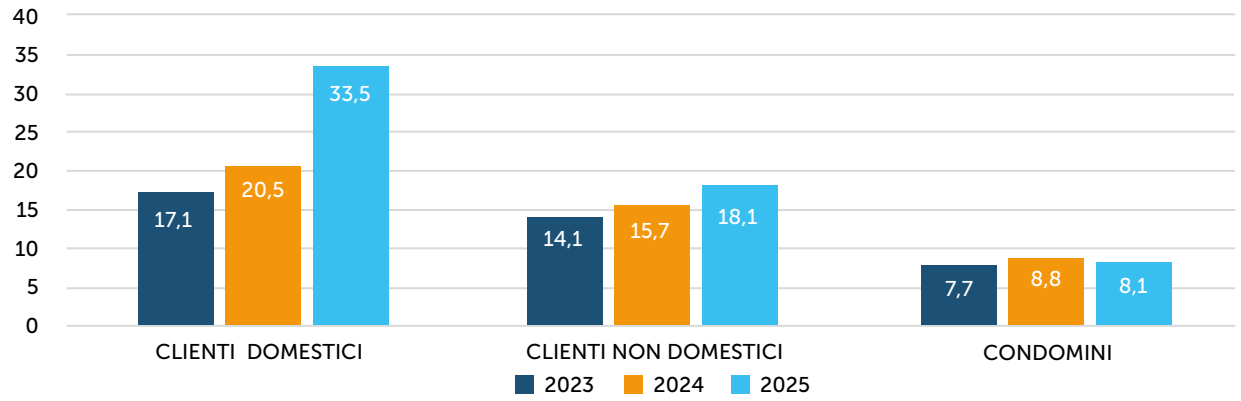
L'analisi dei dati consente di esaminare le principali caratteristiche delle offerte commerciali effettivamente scelte dai clienti, con particolare riferimento alla tipologia di prezzo, ai meccanismi di indicizzazione e alla presenza di eventuali servizi aggiuntivi. Tali elementi costituiscono aspetti centrali delle strategie commerciali adottate dai venditori e consentono di valutare le preferenze espresse dalle diverse categorie di clientela. Come già rilevato per il settore elettrico, i risultati offrono solo una sintesi delle principali caratteristiche dei contratti disponibili nel mercato libero e devono quindi essere interpretati con cautela, senza considerarli esaustivi dell'intera varietà di offerte presenti nel mercato stesso.

Nel 2025 le imprese di vendita di gas naturale hanno messo a disposizione della clientela domestica un numero medio di 33,5 offerte commerciali; di queste, 3,2 risultano sottoscrivibili esclusivamente attraverso canali online. Per la clientela non domestica il numero medio di offerte disponibili è risultato pari a 18,1, di cui 1,9 acquistabili esclusivamente tramite canali digitali. Per i condomini a uso domestico il numero medio di offerte disponibili si è

attestato a 8,1, mentre le offerte acquistabili esclusivamente online sono risultate in media 1,3. Come già osservato in passato, il mercato libero del gas naturale presenta una marcata differenziazione tra le diverse categorie di clientela: la maggiore varietà di offerte destinata alle famiglie riflette la più intensa competizione commerciale in questo segmento, mentre condomini e clienti non domestici dispongono di un numero più limitato di proposte, che spesso vengono poi caratterizzate da condizioni personalizzate e meno standardizzate rispetto a quelle rivolte alla clientela domestica.

Nel tempo (Fig. 3.20) è possibile osservare come la clientela domestica continui a beneficiare della più ampia possibilità di scelta, con una media di 33,5 offerte disponibili per venditore nel 2025, in forte crescita rispetto alle 20,5 rilevate nel 2024 e alle 17,1 del 2023. Tale andamento evidenzia il crescente dinamismo competitivo degli operatori nel segmento delle famiglie, che per alcuni venditori rappresenta il principale mercato di riferimento. Anche per la clientela non domestica si registra un aumento del numero medio di offerte, che passa da 15,7 nel 2024 a 18,5 nel 2025, confermando una tendenza alla progressiva diversificazione delle proposte commerciali già osservata negli anni precedenti. Nonostante tale crescita, il numero di offerte disponibili rimane significativamente inferiore rispetto a quello destinato ai clienti domestici.

FIG. 3.20 *Numero medio di offerte disponibili nel mercato libero del gas naturale dal 2023*



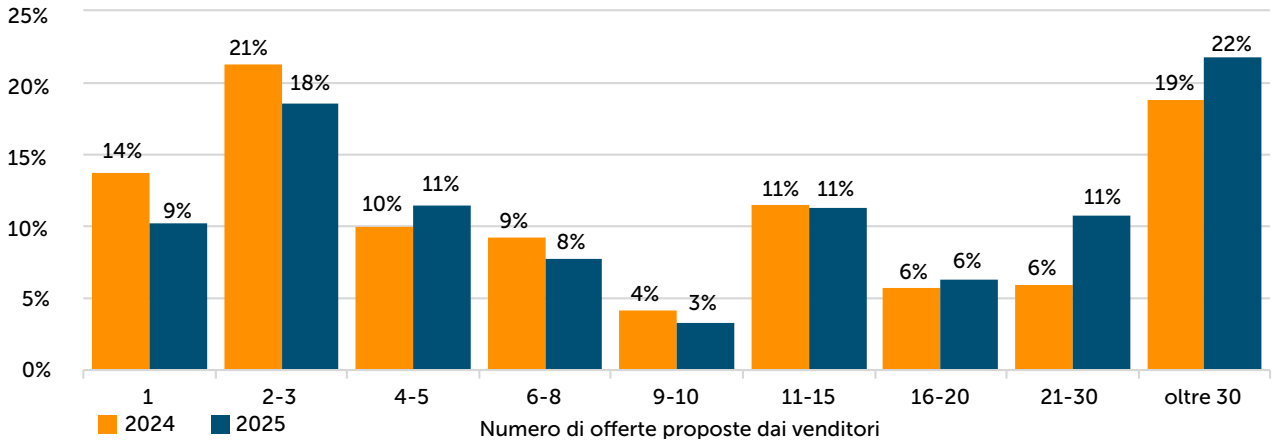
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Diversa è la situazione dei condomini a uso domestico, per i quali il numero medio di offerte disponibili si mantiene sostanzialmente stabile nel triennio considerato. Dopo essere passato da 7,7 offerte nel 2023 a 8,8 nel 2024, nel 2025 il dato si attesta a 8,2 offerte, registrando una lieve flessione rispetto all'anno precedente. Tale evidenza suggerisce un mercato caratterizzato da una minore varietà di proposte commerciali e da una più limitata segmentazione dell'offerta rispetto agli altri comparti.

La distribuzione del numero di offerte rivolte alla clientela domestica nel 2024 e nel 2025 (Fig. 3.21) dettaglia la messa a disposizione dei clienti da parte dei venditori. La quota di venditori che propone oltre 30 offerte sale dal 19,0% al 21,7%, testimoniando lo sforzo di differenziare le proprie condizioni di vendita per adattarle a un'ampia clientela. Contestualmente si osserva una riduzione della presenza degli operatori caratterizzati da portafogli di offerta più limitati. In particolare, la quota di venditori che propone una sola offerta scende dal 14,0% al 9,2%, mentre quella relativa alla classe 2-3 offerte – che insieme a quella dei venditori con il numero di offerte più ampio, rappresentano il 40% dei venditori – diminuisce dal 21,0% al 18,5%. Si riducono anche le quote delle classi intermedie comprese tra 6 e 8 offer-

te (dal 9,0% al 7,7%) e tra 9 e 10 offerte (dal 4,0% al 3,2%). Al contrario, la quota di operatori che mette a disposizione 4-5 offerte passa dal 10,0% all'11,5%, quella con 16-20 offerte dal 6,0% al 6,2% e, soprattutto, quella con 21-30 offerte cresce sensibilmente dal 6,0% al 10,7%, registrando l'incremento più elevato tra tutte le classi considerate.

FIG. 3.21 *Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel settore del gas naturale il ricorso ai canali digitali per la sottoscrizione dei contratti appare maggiormente diffuso rispetto a quello osservato negli anni scorsi, soprattutto tra la clientela non domestica. Nel 2025, infatti, i contratti conclusi online rappresentano il 13,5% del totale per i clienti domestici e il 22,9% per i clienti non domestici, valori entrambi in crescita rispetto al 2024, quando le rispettive quote si attestavano al 9,7% e al 20,6%. L'incremento risulta particolarmente marcato nel segmento domestico, dove la quota di contratti sottoscritti attraverso il *web* aumenta di quasi quattro punti percentuali in un solo anno. Tale dinamica suggerisce una crescente familiarità dei consumatori con i canali digitali e una maggiore propensione dei venditori a promuovere offerte dedicate alla sottoscrizione online, spesso associate a condizioni economiche più competitive o a procedure di adesione semplificate.

TAV. 3.42 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2025 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO(A) c€/m³	QUOTA	PREZZO(A) c€/m³	QUOTA	PREZZO(A) c€/m³
Contratti a prezzo fisso	32,1%	81,2	5,9%	62,5	13,8%	48,9
Contratti a prezzo variabile	67,9%	75,0	94,1%	61,1	86,2%	50,2
TOTALE CLIENTI	**100%**	**76,9**	**100%**	**61,2**	**100%**	**50,1**

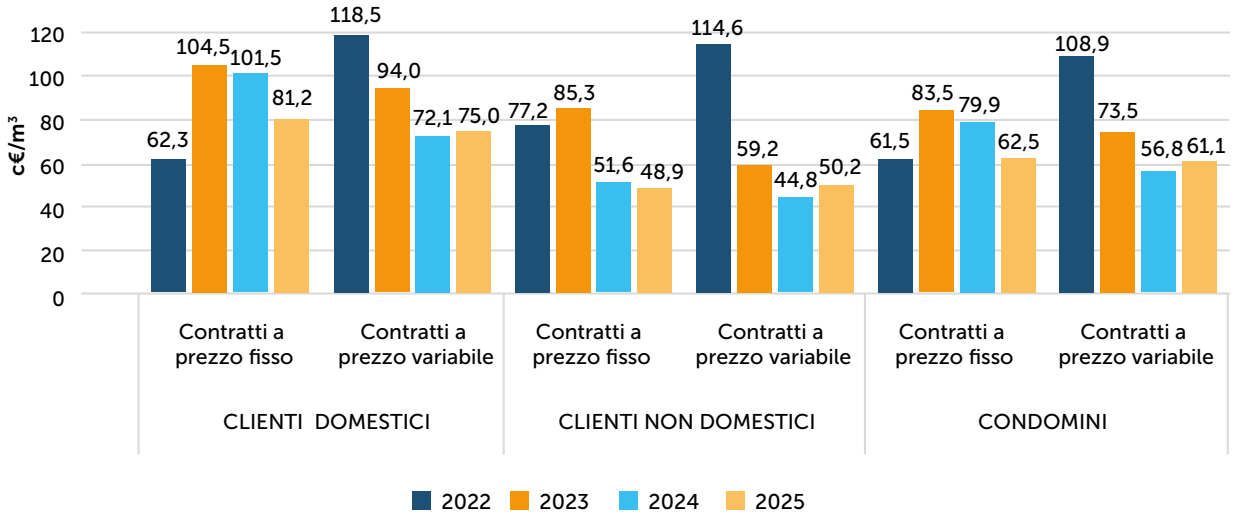
(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2025 il mercato libero del gas naturale non presenta una netta differenziazione tra le diverse tipologie di clienti nelle preferenze relative alla forma di prezzo contrattuale (Tav. 3.42). I contratti a prezzo variabile risultano

nettamente prevalenti in tutti i segmenti del mercato, confermando una tendenza già osservata negli ultimi anni. Tra i clienti domestici, il 67,9% dei contratti è caratterizzato da un prezzo variabile, mentre il restante 32,1% prevede un prezzo fisso. La differenza tra le due tipologie è rilevante anche nei relativi prezzi: i contratti a prezzo variabile presentano infatti una componente di approvvigionamento pari a 75,0 c€/m^3, inferiore di circa l'8% rispetto agli 81,2 c€/m^3 dei contratti a prezzo fisso. La significativa presenza di offerte a prezzo fisso indica, tuttavia, come una quota non trascurabile di famiglie continui a privilegiare la stabilità della spesa energetica. La preferenza per i contratti indicizzati risulta decisamente più marcata nel segmento dei condomini a uso domestico, dove il 94,1% dei clienti ha sottoscritto offerte a prezzo variabile, mentre solo il 5,9% ha scelto formule a prezzo fisso. Anche in questo caso il prezzo medio delle offerte variabili (61,1 c€/m^3) risulta leggermente inferiore rispetto a quello delle offerte a prezzo fisso (62,5 c€/m^3). La quota di contratti a prezzo variabile raggiunge livelli molto elevati anche tra i clienti non domestici, dove rappresenta l'86,2% del totale. Solo il 13,8% della clientela professionale sceglie infatti formule a prezzo fisso. A differenza di quanto osservato nei segmenti domestici, tuttavia, il prezzo medio dei contratti variabili (50,2 c€/m^3) risulta sostanzialmente allineato a quello dei contratti a prezzo fisso (48,9 c€/m^3), evidenziando un differenziale economico molto contenuto tra le due opzioni contrattuali.

L'andamento nel tempo della componente relativa ai costi di approvvigionamento dei contratti del mercato libero (Fig. 3.22) evidenzia il progressivo superamento delle eccezionali tensioni che avevano caratterizzato i mercati del gas naturale nel 2022. In tutti i segmenti di clientela e per entrambe le tipologie contrattuali si osserva, infatti, una significativa riduzione dei prezzi medi rispetto ai livelli raggiunti durante la crisi energetica.

FIG. 3.22 *Valore medio della componente relativa ai costi di approvvigionamento dei contratti per la fornitura di gas nel mercato libero negli ultimi anni*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti domestici, nel 2022 i contratti a prezzo variabile presentavano una componente di approvvigionamento pari a 118,5 c€/m^3, quasi doppia rispetto ai 62,3 c€/m^3 dei contratti a prezzo fisso. Negli anni successivi il differenziale si è progressivamente ridotto grazie al forte calo delle quotazioni all'ingrosso, fino a raggiungere nel 2025 valori molto più vicini tra loro: 81,2 c€/m^3 per i contratti a prezzo fisso e 75,0 c€/m^3 per quelli a prez-

zo variabile. Se il prezzo fisso rispetto al 2024 diminuisce del 20%, quello a prezzo variabile aumenta di quattro punti percentuali. Tra i clienti non domestici la riduzione rispetto ai livelli del 2022 appare ancora più marcata. I contratti a prezzo variabile passano da 114,6 c€/m^3 nel 2022 a 50,2 c€/m^3 nel 2025, con una diminuzione superiore al 55%, mentre i contratti a prezzo fisso scendono da 77,2 a 48,9 c€/m^3. Dopo il forte calo osservato nel biennio 2023-2024, nel 2025 si registra tuttavia una lieve ripresa dei prezzi delle offerte variabili, coerente con il moderato rialzo delle quotazioni del gas osservato nel corso dell'anno. Anche nel segmento dei condomini a uso domestico emerge una dinamica analoga. Le offerte a prezzo variabile, che nel 2022 presentavano una componente di approvvigionamento pari a 108,9 c€/m^3, si attestano nel 2025 a 61,1 c€/m^3, mentre quelle a prezzo fisso passano da 61,5 a 62,5 c€/m^3. Dopo il forte ridimensionamento registrato tra il 2022 e il 2024, nel 2025 si osserva dunque un lieve incremento dei prezzi medi variabili rispetto al 2024.

L'analisi delle offerte a prezzo variabile conferma che il Punto di Scambio Virtuale (PSV) rappresenta il principale riferimento per la determinazione del prezzo del gas naturale nel mercato libero italiano. Nel 2025 i contratti indicizzati all'andamento del PSV costituiscono infatti la quota largamente prevalente in tutti i segmenti di clientela: il 74,8% dei contratti sottoscritti dai clienti domestici, l'84,2% di quelli relativi ai condomini a uso domestico e il 75,4% dei contratti della clientela non domestica (Tav. 3.43). I prezzi medi associati a tali offerte si attestano a 76,7 c€/m^3 per i clienti domestici, 61,7 c€/m^3 per i condomini e 51,9 c€/m^3 per i clienti non domestici, valori molto prossimi ai rispettivi prezzi medi complessivi dei contratti a prezzo variabile.

TAV. 3.43 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2025 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO(A) c€/m^3	QUOTA	PREZZO(A) c€/m^3	QUOTA	PREZZO(A) c€/m^3
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità	13,2%	64,3	10,0%	56,6	9,6%	54,2
Con indicizzazione all'andamento del Brent	0,0%	82,1	0,3%	53,7	0,7%	41,6
Con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF	5,4%	77,5	1,7%	60,9	6,7%	53,4
Con indicizzazione all'andamento del prezzo del PSV	74,8%	76,7	84,2%	61,7	75,4%	51,9
Con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti da GME	3,0%	66,4	3,2%	60,9	4,2%	47,8
Con indicizzazione limitata	0,1%	65,8	0,0%	58,5	0,0%	63,0
Con altra modalità non altrimenti specificata	3,4%	101,9	0,5%	48,3	3,3%	45,7
TOTALE	**100%**	**75,0**	**100%**	**61,1**	**100%**	**50,2**

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Una seconda categoria di una certa rilevanza è costituita dalle offerte che prevedono uno sconto su componenti definite dall'Autorità nell'ambito dei servizi di tutela, scelte dal 13,2% dei clienti domestici, dal 10,0% dei condomini e dal 9,6% dei clienti non domestici. Tali contratti risultano associati a prezzi medi inferiori rispetto alla media

delle offerte variabili per la clientela domestica e per i condomini con uso domestico, suggerendo che questa formula continua a rappresentare un riferimento competitivo per una parte di questa clientela.

Le offerte indicizzate alle quotazioni del TTF (*Title Transfer Facility*) mantengono invece una diffusione relativamente limitata, interessando il 5,4% dei clienti domestici e circa il 7% dei clienti non domestici, mentre la loro presenza tra i condomini è inferiore al 2%. Il prezzo medio di queste offerte risulta generalmente superiore a quello dei contratti indicizzati al PSV, in particolare nel segmento domestico, dove raggiunge 77,5 c€/m^3.

Ancora più contenuta è la diffusione delle offerte collegate ai mercati gestiti dal GME, che rappresentano quote comprese tra il 3% e il 4% della clientela. Le altre forme di indicizzazione, quali quelle basate sul Brent, l'indicizzazione limitata o altre modalità non specificate, mantengono un peso marginale e complessivamente interessano una quota molto ridotta della clientela.

Il 38,9% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente prevista al verificarsi di una determinata condizione (per esempio, sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 63,4% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 16,6% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (di cui prevalentemente a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 17,8% del totale (anche in questo caso si tratta prevalentemente di quelli a prezzo variabile).

Come sempre, nell'Indagine annuale è stata analizzata anche la presenza di servizi aggiuntivi associati ai contratti di fornitura di gas naturale. Ai venditori che avevano indicato l'opzione "una combinazione di servizi aggiuntivi" è stato richiesto di specificarne la composizione; i relativi punti di riconsegna sono stati successivamente ripartiti pro quota tra le diverse categorie di servizi indicate. I risultati dell'elaborazione sono riportati nella tavola 3.44.

La diffusione dei servizi aggiuntivi nei contratti di fornitura gas a prezzo fisso varia sensibilmente in base alla tipologia di clientela, con significative differenze tra clienti domestici, condomini a uso domestico e clienti non domestici. Nel complesso, il ricorso a servizi accessori risulta più diffuso tra i clienti domestici, mentre condomini e clienti non domestici tendono a privilegiare offerte maggiormente focalizzate sulla sola fornitura di gas.

Per i contratti a prezzo fisso destinati ai clienti domestici, il servizio aggiuntivo più diffuso è rappresentato dai programmi di raccolta punti, presenti nel 57,6% dei contratti sottoscritti il cui prezzo medio (85,6 c€/m^3) risulta superiore alla media dei contratti a prezzo fisso (81,2 c€/m^3). Seguono le offerte prive di servizi aggiuntivi (22,7%) con un prezzo inferiore alla media (75,6 c€/m^3) e quelle che includono una garanzia di energia 100% *green* (11,7%). Le altre categorie di servizi mantengono una diffusione relativamente contenuta. Tra i condomini a uso domestico, oltre il 65% dei contratti a prezzo fisso non prevede alcun servizio aggiuntivo. L'unico servizio aggiuntivo con una diffusione significativa è quello dei servizi energetici accessori, scelto dal 31% dei clienti con prezzo analogo a quello medio, mentre tutti gli altri servizi aggiuntivi riscontrano poco interesse. Una situazione analoga si osserva tra i clienti non domestici, dove quasi l'80% dei contratti a prezzo fisso è privo di servizi aggiuntivi; le quote più rilevanti riguardano i programmi di raccolta punti (11,5%) e le offerte *green* (7,9%).

Anche nei contratti a prezzo variabile la quota di contratti sottoscritti e privi di servizi accessori rimane elevata, sebbene con differenze significative tra i segmenti di clientela. Tra i clienti domestici essa raggiunge il 55,5%, mentre tra i condomini si attesta al 65,6% e tra i clienti non domestici arriva al 95,3%, evidenziando come nel segmento professionale la componente accessoria abbia un ruolo estremamente limitato.

Per la clientela domestica, le offerte a prezzo variabile si caratterizzano principalmente per la presenza di programmi di raccolta punti (20,2%) e di garanzie di energia 100% *green* (12,9%). Rispetto ai contratti a prezzo fisso, emerge quindi una minore incidenza dei programmi di fidelizzazione e una maggiore presenza di offerte prive di servizi aggiuntivi.

TAV. 3.44 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2025 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO[A] c€/m³	QUOTA	PREZZO[A] c€/m³	QUOTA	PREZZO[A] c€/m³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	22,7%	75,6	65,6%	59,7	79,8%	48,0
Garanzia di energia 100% *green*	11,7%	78,7	2,9%	63,7	7,9%	77,3
Servizi energetici accessori	3,7%	71,8	31,0%	73,8	0,5%	59,3
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,0%	69,9	0,0%	62,7	0,1%	66,6
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	0,2%	78,3	0,1%	57,3	0,0%	77,0
Programma di raccolta punti	57,6%	85,6	0,1%	61,8	11,5%	87,2
Omaggio o gadget	0,7%	107,8	0,1%	47,6	0,1%	105,6
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,5%	80,7	0,2%	28,1	0,0%	80,0
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	**100%**	**81,2**	**100%**	**62,5**	**100%**	**48,9**
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	55,5%	75,0	65,6%	59,6	95,3%	50,1
Garanzia di energia 100% *green*	12,9%	76,9	2,9%	63,7	1,6%	62,5
Servizi energetici accessori	5,3%	75,5	31,0%	73,8	1,0%	52,1
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,0%	72,4	0,0%	62,7	0,0%	62,8
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	4,4%	74,5	0,1%	57,3	0,1%	70,8
Programma di raccolta punti	20,2%	70,3	0,1%	61,8	1,9%	59,5
Omaggio o gadget	0,7%	94,4	0,1%	47,6	0,0%	48,5
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	0,9%	59,4	0,2%	28,1	0,1%	44,4
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	**100%**	**75,0**	**100%**	**61,1**	**100%**	**50,1**

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel segmento dei condomini a uso domestico, i servizi energetici accessori continuano a rappresentare la principale categoria complementare, interessando il 31% dei contratti a prezzo variabile, anche se con un prezzo maggiore rispetto al prezzo medio. Per i clienti non domestici, invece, le offerte con servizi aggiuntivi risultano residuali: nessuna singola categoria supera il 2% dei contratti sottoscritti, confermando che le scelte di questa tipologia di clientela sono orientate prevalentemente agli aspetti economici e contrattuali della fornitura.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha approvato[31] i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas per il periodo 2024-2027 (RTTG 2024-2027). È stata confermata la metodologia della "distanza (percorsa)[32] ponderata per la capacità (impegnata)", prevista dal codice TAR[33] e introdotta nel precedente periodo regolatorio. Come in passato, vi sono corrispettivi di entrata e di uscita, i cui proventi devono consentire di recuperare, rispettivamente, il 25% e il 75% dei costi di capitale complessivi del sistema (nella precedente regolazione tariffaria tali percentuali erano rispettivamente del 28% e 72%). Sempre in continuità con la regolazione precedente, sono stati fissati corrispettivi di entrata differenziati per ciascuno dei punti di immissione nella Rete nazionale di gas: da produzione nazionale, da importazione via metanodotto, da importazione via impianto di rigassificazione e da stoccaggio. Anche i corrispettivi di uscita sono differenziati, sia per i prelievi sul territorio nazionale (a seconda che il punto di uscita sia più o meno distante di 15 km dalla rete nazionale), sia per le esportazioni, per le quali i valori sono associati a ciascun metanodotto.

Relativamente alla misura, è stata confermata l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali (CM^{T}) e una (CM_{CF}^{PDR}) che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali. Quest'ultima viene espressa in euro/PDR/anno e articolata in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura ubicato presso i clienti finali. Sono state eliminate le maggiorazioni nel tasso di remunerazione dei nuovi investimenti, sostituendole con meccanismi sperimentali di incentivazione, finalizzati al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate e all'utilizzo delle centrali di compressione *dual-fuel* per la fornitura di servizi di flessibilità al mercato per il dispacciamento. Infine, nei meccanismi di riconoscimento dei costi vi è stato un primo raccordo con la regolazione per obiettivi di spesa e servizio (ROSS)[34].

In base alla RTTG 2024-2027, nel maggio 2025 sono state approvate[35] le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentate dalle imprese per l'anno solare 2026 (Tav. 3.45).

31 Allegato A alla delibera 4 aprile 2023, n. 139/2023/R/gas, Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) - RTTG 2024-2027.
32 Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.
33 Regolamento (UE) 2017/460 della Commissione del 16 marzo 2017, finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea.
34 Regolazione contenuta nel Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031), allegato A alla delibera 18 aprile 2023, n. 163/2023/R/com.
35 Delibera 27 maggio 2025, n. 215/2025/R/gas.

TAV. 3.45 *Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2026*

Corrispettivi unitari variabili (commodity); €/S(m³)

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV_U	0,0083703
CV_{FC}	0,0030794

Corrispettivi unitari di capacità; €/anno/S(m³)/giorno

CP_E – CORRISPETTIVI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,964814	Tarvisio	1,628406
Gela	3,633374	Gorizia	1,518306
Passo Gries	1,655468	Melendugno	2,652243
5 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,346334	GNL Cavarzere	1,213708
GNL OLT Livorno	1,580487	GNL Piombino	1,603790
GNL Ravenna	1,141894		
***Hub* stoccaggio**			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage			0,587790
10 *Hub* di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione *Hub* 1 – Nord Occidentale	1,078145	Produzione *Hub* 2 – Nord Orientale	1,034188
Produzione *Hub* 3 – Rubicone	1,068695	Produzione *Hub* 4 – Falconara	1,240038
Produzione *Hub* 5 – Pineto	1,436766	Produzione *Hub* 6 – San Salvo	1,693125
Produzione *Hub* 7 – Candela	1,883780	Produzione *Hub* 8 – Monte Alpi	2,260115
Produzione *Hub* 9 – Crotone	2,809209	Produzione *Hub* 10 – Gagliano	3,389609
CPU – CORRISPETTIVI DI USCITA			
6 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	4,689317	Passo Gries	5,357806
Gorizia	4,560805	Melendugno	5,606599
Repubblica di San Marino	3,259169	Tarvisio	4,823524
***Hub* stoccaggio**			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Ital Gas Storage			1,854442
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 Km dalla Rete nazionale	4,063350	Distanti più di 15 Km dalla Rete nazionale	4,264574

Corrispettivi per il servizio di misura

CM	Unità di misura	
CM^T	€/anno/S(m³)/giorno	0,187413
CM_{CF}^{PDR}:	€/anno/PdR	
Q erogata ≤ 16	S(m³)/ora	30,57
16 < Q erogata ≤ 65	S(m³)/ora	203,81
65 < Q erogata ≤ 200	S(m³)/ora	458,57
200 < Q erogata ≤ 4.000	S(m³)/ora	5.197,14
Q erogata > 4.000	S(m³)/ora	8.152,38

Fonte: ARERA.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio, è prevista una riduzione del 15% dei corrispettivi CP_E per un'interruzione massima di 29 giorni per il punto di entrata di Passo Gries e di 37 giorni per gli altri punti di entrata, con preavviso entro le ore 16 del terzo giorno-gas precedente a quello di inizio dell'interruzione.

Agli utenti del servizio di trasporto di gas naturale vengono infine applicate altre componenti tariffarie addizionali[36], elencate e descritte nella tavola 3.46, insieme al valore vigente nel primo trimestre 2026.

TAV. 3.46 *Componenti addizionali alle tariffe di trasporto e misura gas*

COMPONENTE	DESTINAZIONE/FINALITÀ	VALORE ALL'1/1/2026 (c€/sm³)
GS_T	Agevolazioni ai clienti finali del settore gas in stato di disagio economico	0,3320[37]
RE_T	Misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale	2,7320[38]
UG_{3T}	Importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto	0,6881[39]
CRV^{BL}	Bilanciamento del sistema gas	0,0000[40]
CRV^{CS}	Disponibilità di stoccaggio strategico	0,3448[41]
CRV^{FG}	Fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione	0,01841[42]
CRV^{OS}	Fattore di copertura parziale dei ricavi per il servizio di stoccaggio	2,2100[43]
CRV^{ST}	Oneri derivanti dalla nuova disciplina del *settlement* gas	1,6000[44]
CRV^{I}	Contenimento dei consumi di gas	0,7210[45]

Fonte: ARERA.

Rigassificazione

Nel maggio 2023 l'Autorità ha definito[46] i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo 2024-2027. Sono stati sostanzialmente confermati i criteri di riconoscimento dei costi del servizio seguiti in precedenza e vi è stato l'allineamento di alcuni aspetti alla regolazione per obiettivi di spesa e servizio (ROSS).

Nel luglio 2025 l'Autorità ha quindi approvato[47] le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno 2026 presentate dalle società: Snam Energy Terminals per i terminali di Panigaglia, Piombino e Ravenna; Terminale GNL Adriatico per l'impianto di Rovigo; OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno (Tav. 3.47).

36 Art. 41 dell'allegato A (RTTG) alla delibera 4 aprile 2023, n. 139/2023/R/gas.
37 Comma 2.4 delibera 30 dicembre 2025, n. 588/2025/R/com e tabella 2 allegata a delibera 27 settembre 2024, n. 384/2024/R/com.
38 Comma 2.6 delibera n. 588/2025 e tabella 2 allegata a delibera 26 giugno 2025, n. 281/2025/R/com. La tabella 2 della delibera n. 281/2025 prevede che per le imprese a forte consumo di gas naturale, di cui alla delibera 2 novembre 2022, n. 541/2022/R/GAS, la componente RET sia più bassa e compresa tra 0,1300 e 0,5460 c€/m³.
39 Comma 2.5 delibera n. 588/2025 e tabella 9 allegata a delibera 28 marzo 2024, n. 113/2024/R/com.
40 Comma 2.10 delibera n. 588/2025 e comma 2.10 delibera 27 dicembre 2024, n. 599/2024/R/com.
41 Comma 2.12 delibera n. 588/2025 e comma 2.12 delibera 27 marzo 2025, n. 131/2025/R/com.
42 Comma 2.7 delibera n. 588/2025.
43 Comma 2.9 delibera n. 588/2025 e comma 2.9 delibera 26 settembre 2025, n. 429/2025/R/com.
44 Comma 2.11 delibera n. 588/2025 e comma 2.11 delibera n. 599/2024.
45 Comma 2.8 delibera n. 588/2025 e comma 2.8 delibera n. 131/2025.
46 Delibera 9 maggio 2023, n. 196/20239/R/gas, come modificata con delibera 22 giugno 2023, n. 279/2023/R/gas.
47 Delibere 1° luglio 2025, n. 293/2025/R/gas, e 29 luglio 2025, n. 369/2025/R/gas.

TAV. 3.47 *Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2026*

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO	PIOMBINO	RAVENNA
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{qs} (€/m³ liquido/anno)	7,286283	18,365225	16,741698	11,630056	19,482558
Corrispettivo unitario di impegno a copertura del delta ricavo t-2	$C_{\Delta t-2}$ (€/m³ liquido/anno)	-	-	-	0,325297	-
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m³ liquido/anno)	0,138276	-	0,255274	0,011210	-
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{CP} (per m³ liquido consegnato)	1,20%	0,85%	0,86%	0,80%	1,40%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	C_{CP} (€/m³ liquido)	1,597928	-	-	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di *Emission Trading*	C_{ETS} (€/m³ liquido)	0,712759	0,336516	0,616003	0,635283	1,097117

Fonte: ARERA

Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha definito[48] i criteri di regolazione delle tariffe (RTSG) e della qualità (RQSG) del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2025).

Nel luglio 2025 l'Autorità ha approvato[49] i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2025. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit, Stogit Adriatica (ex Edison Stoccaggio) e Ital Gas Storage hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2025-2026 (Tav. 3.48), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, sin dalla fine del 2017 è stato introdotto[50] il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore alle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

TAV. 3.48 *Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2024 – 31 marzo 2025*

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO	ITAL GAS STORAGE
Corrispettivo unitario di spazio c_s	c€/KWh/a	0,101601	0,208985	1,229558
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/KWh/g/a	7,141448	17,918018	81,220745
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/KWh/ g/a	9,904995	22,910922	87,487747

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

48 Delibera 23 ottobre 2019, n. 419/2019/R/gas.
49 Delibera 29 luglio 2025, n. 367/2025/R/gas.
50 Punto 3 della delibera 14 dicembre 2017, n. 855/2017/R/gas.

Occorre evidenziare che le tariffe esposte nella tavola 3.48 hanno ormai un'applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario delle imprese di produzione nazionale, che insieme assorbono una quota inferiore al 2% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità ed è finalizzato a fronteggiare eventuali criticità negli approvvigionamenti o nel funzionamento del sistema gas, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile CRV^{CS}, applicato alle quantità di gas trasportato[51]. Per il periodo dal 1° aprile 2025 al 31 marzo 2026 il corrispettivo CRV^{CS} è pari a 0,3448 c€/S(m^3)[52].

La capacità di stoccaggio restante, destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali, disciplinate dalla regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST), come definita dall'Autorità nel febbraio 2019[53]. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione degli operatori del mercato del gas naturale (essenzialmente grossisti e venditori ai clienti finali). Nella tavola 3.49 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit, Stogit Adriatica e Ital Gas Storage nel corso del 2025 per l'anno termico 1° aprile 2025 – 31 marzo 2026.

Rispetto all'anno precedente, si registra:

- un sensibile aumento nella capacità conferita su base d'asta (+21 TWh, +25%);
- un drastico ridimensionamento dei livelli dei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), scesi dai 2,979 €/MWh del 2024 a 0,093 €/MWh del 2025, riconducibili ai valori nettamente più elevati nei prezzi all'ingrosso del gas naturale rispetto all'anno prima, che hanno ridotto le aspettative sui risparmi conseguibili con gli acquisti estivi di gas da stoccare.

TAV. 3.49 *Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2025-31 marzo 2026*

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA (GWh)	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE (c€/kWh)
Stogit	92.242	0,001218
Stogit Adriatica	9.525	0,066571
Ital Gas Storage	3.027	0,074237
TOTALE	**104.795**	**0,009267**

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage.

Distribuzione

La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale (RTDG), definita[54] alla fine del 2019 e aggiornata[55] alla fine del 2022, nel dicembre del 2025 è stata estesa[56] con modifiche, agli anni 2026 e 2027.

51 Delibera 20 ottobre 2020, n. 396/2020/R/gas.
52 Comma 2.12 delibera 27 marzo 2025, n. 131/2025/R/com e comma 2.12 delibera 30 dicembre 2025, n. 588/2025/R/com.
53 Delibera 26 febbraio 2019, n. 67/2019/R/gas.
54 Delibera 27 dicembre 2019, n. 570/2019/R/gas.
55 Delibera 29 dicembre 2022, n. 737/2022/R/Gas.
56 Delibera 2 dicembre 2025, n. 532/2025/R/gas

Essa è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi relativi al riconoscimento dei costi delle imprese:

- costi operativi differenziati secondo la dimensione dell'impresa distributrice e la densità territoriale della clientela servita;
- riduzione annua dei costi operativi dipendente dalla dimensione dell'impresa negli anni fino al 2025[57] e invarianza negli anni 2026 e 2027;
- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) identico per l'attività di distribuzione e quella di misura; per l'anno 2026 il suo valore è stato confermato[58] al 5,9% (valore determinato per l'anno precedente[59]).

Come nei periodi regolatori precedenti, le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, rivolta ai clienti finali, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. Gli ambiti tariffari sono:

- Nord-occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria);
- Nord-orientale (Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna);
- Centrale (Toscana, Umbria e Marche);
- Centro-Sud-orientale (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata);
- Centro-Sud-occidentale (Lazio e Campania);
- Meridionale (Calabria e Sicilia);
- Sardegna.

La quota fissa (τ1, €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ1dis), misura (τ1mis) e commercializzazione (τ1cot). A partire da gennaio 2015, gli elementi τ1dis e τ1mis sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (τ3, €/m^3) è articolata per scaglioni di consumo.

TAV. 3.50 *Articolazione della quota fissa t1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2026 (€/punto di riconsegna/anno)*

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO						
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE	SARDEGNA
τ1 (dis)							
da G4 a G6	49,52	40,26	44,77	38,10	54,02	65,32	1.641,38
da G10 a G40	375,60	295,72	323,58	284,19	423,15	471,95	2.048,01
oltre G40	726,93	604,12	666,35	587,85	854,31	1.018,27	2.594,33
τ1 (mis)							
da G4 a G6	29,23	27,33	26,81	27,67	31,39	28,99	28,99
da G10 a G40	210,52	189,98	183,20	195,40	234,26	198,85	198,85
oltre G40	405,84	386,34	375,46	402,37	471,23	427,07	427,07
τ1 (cot)	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01

Fonte: ARERA.

57 Riduzione annua compresa tra il 3,53%, per gli esercenti con oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, e il 6,59%, per le imprese con meno di 50.000 punti di riconsegna serviti.
58 Delibera 4 novembre 2025, n. 476/2025/R/com.
59 Delibera 28 novembre 2024, n. 513/2024/R/com.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2026 sono stati fissati[60] nel mese di dicembre dell'anno precedente e sono riportati nella tavola 3.50 (quote fisse $\tau 1$) e nella tavola 3.51 (quota variabile $\tau 3$). Rispetto all'anno precedente vi sono lievi incrementi nelle quote fisse (mediamente 2,7 punti percentuali), mentre vi sono incrementi più sensibili nelle quote variabili (in media di circa 11 punti percentuali).

TAV. 3.51 *Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2026 (c€/m³)*

SCAGLIONE DI CONSUMO (m³/anno)	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE E SARDEGNA
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	10,7315	7,9367	11,1183	13,2517	19,3801	25,8579
481-1.560	9,8223	7,2643	10,1763	12,1290	17,7381	23,6671
1.561-5.000	9,8636	7,2949	10,2191	12,1800	17,8128	23,7667
5.001-80.000	7,3701	5,4508	7,6358	9,1010	13,3098	17,7586
80.001-200.000	3,7333	2,7610	3,8678	4,6100	6,7420	8,9955
200.000-1.000.000	1,8322	1,3551	1,8982	2,2625	3,3088	4,4148
Oltre 1.000.000	0,5097	0,377	0,5281	0,6294	0,9205	1,2282

Fonte: ARERA.

Alle tariffe obbligatorie sono abbinate delle componenti aggiuntive, elencate e descritte nella tavola 3.52, insieme al valore vigente nel primo trimestre 2026.

TAV. 3.52 *Componenti aggiuntive alle tariffe di distribuzione gas*

COMPONENTE	DESTINAZIONE/FINALITÀ	VALORE AL 1° GENNAIO 2025 (c€/sm³)
GS	Agevolazioni ai clienti finali del settore gas in stato di disagio economico	0,3907 fino a 200.000 sm³/anno, 0,1826 oltre tale soglia[(A)]
RS	Qualità dei servizi gas	0,2788 fino a 200.000 m³/anno, 0,1409 oltre tale soglia[(A)]
RE	Misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale	Valori ordinari[(B)]: 2,9417 fino a 200.000 sm³/anno, 1,5611 oltre tale soglia
UG_1	Eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e conguagli	3,4837 fino a 200.000 sm³/anno, 1,7603 oltre tale soglia[(A)]
UG_{2c}	Compensazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi	È composta da una quota fissa, pari a -21,63 €/cliente/anno, e una quota variabile (c€/m³) applicata ai soli punti di riconsegna aventi consumi annui inferiori a 200.000 m³ e in misura differenziata per fascia di consumo, con valori compresi tra 4,96 c€/m³, per lo scaglione da 121 a 480 m³, e 0,71 c€/m³, per lo scaglione da 80.001 a 200.000 m³ [(C)]

60 Delibera 23 dicembre 2025, n. 574/2025/R/gas.

UG_{3INT}	Interventi di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità	0,0387(D)
UG_{3UI}	Eventuali squilibri per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e oneri morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili	0,0024(D)
UG_{3FT}	Importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto	0,6881(D)
ST	Sconto tariffario di gara di cui all'art. 13 del decreto 12 novembre 2011 in materia di affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale	Qualora presente, ha valore negativo calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in €/cliente
VR	Differenza tra Valore Industriale Residuo e *Regulatory Asset Base* (valore contabile ai fini tariffari) di impianti di distribuzione oggetto di gara per l'affidamento del servizio	Qualora presente, può avere segno sia positivo sia negativo di ammontare calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in €/cliente
CE	Compensazione transitoria triennale dei maggiori costi unitari del servizio di distribuzione delle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati	È applicata solo nell'ambito tariffario Sardegna e per l'anno 2026 è pari a -1576,06 €/cliente

(A) Comma 2.1 e allegato 9 delibera 30 dicembre 2025, n. 588/2025/R/com.
(B) Comma 2.3 delibera n. 588/2025/R/com e tabella 1 allegata a delibera 26 giugno 2025, n. 281/2025/R/com. Per le imprese a forte consumo di gas naturale, di cui alla delibera 2 novembre 2022, n. 541/2022/R/GAS, la componente RE è più bassa e compresa tra 0,1300 e 0,5828 c€/m^3.
(C) Punto 2 e allegato A della delibera 27 marzo 2025, n. 126/2025/R/gas.
(D) Comma 2.2 delibera n. 588/2025/R/com e tabella 8 allegata a delibera 28 marzo 2024, n. 113/2024/R/com.
Fonte: ARERA.

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2025 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è ammontato a 71,9 c€/m^3 (Tav. 3.53). Tale valore risulta superiore dell'1% al livello dell'anno precedente (71,2 c€/m^3).

L'aumento, che deriva dai rialzi avvenuti nei mercati all'ingrosso, coinvolge quasi tutte le categorie di clienti e, ove presente, risulta lievemente differenziato tra le classi dimensionali. L'incremento massimo (+4,8%) riguarda i clienti molto grandi (consumi oltre 20 milioni di m^3/anno), mentre quello più piccolo (+1,4%) riguarda i clienti intermedi tra 0,2 e 2 milioni di m^3/anno. In netta controtendenza i clienti più piccoli (fino a 5.000 m^3/anno, essenzialmente domestici) che presentano una lieve diminuzione (-1,3%) rispetto all'anno precedente. Nella tavola 3.54 viene mostrato il dettaglio dei prezzi medi nel 2025 per dimensione e tipologia di cliente. I comparti aventi taglie dimensionali più elevate, quali l'industria e la generazione elettrica, presentano i valori mediamente più bassi rispetto alle attività con maggiore presenza di piccole e medie imprese (servizi e commercio), che rimangono comunque inferiori ai livelli di prezzo delle utenze domestiche, sia individuali sia centralizzate (condomini).

TAV. 3.53 *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2015
Inferiore a 5.000	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	66,0	103,1	100,2	111,2	109,7
Tra 5.000 e 50.000	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,1	117,9	88,5	84,0	87,1
Tra 50.000 e 200.000	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,9	113,6	85,0	73,5	75,9
Tra 200.000 e 2.000.000	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4	71,3	59,0	59,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	28,1	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9	65,3	50,8	51,7
Superiore a 20.000.000	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4	56,1	46,0	48,5
TOTALE	**38,9**	**33,8**	**34,3**	**39,9**	**39,2**	**33,9**	**52,3**	**111,2**	**76,0**	**71,2**	**71,9**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.54 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2025 (c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³)*

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	109,8	86,4	84,5	-	-	-	109,5
Condominio uso domestico	100,3	92,3	86,0	76,2	-	-	91,4
Attività di servizio pubblico	111,7	84,4	76,1	67,3	57,3	-	77,7
Commercio e servizi	109,8	85,0	75,2	61,6	56,9	52,4	79,3
Industria	106,4	82,2	71,7	58,4	50,6	46,8	53,3
Generazione elettrica	-	93,8	66,6	58,3	53,7	49,5	50,4
TOTALE	**109,7**	**87,1**	**75,9**	**59,8**	**51,7**	**48,5**	**71,9**

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.55 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e, sino al 2023, condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi, ovvero il servizio di tutela (che dal 2024 è riservato ai soli clienti vulnerabili) e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni a eccezione del 2022, anno in cui il mercato libero presentava un prezzo più basso (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno contenuto, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni all'ingrosso del gas avvenuta dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino. Tale trasferimento è proseguito sia nel 2023 sia nel 2024: in entrambi gli anni, nel mercato libero vi è stato un incremento di circa 10 c€/m³ e solo nell'ultimo anno vi è stata una lieve inversione di tendenza (-3 c€/m³). Al contrario, il servizio di tutela già nel

2023 è calato di ben 33 c€/m^3, solo in piccola parte riassorbiti dall'incremento di 11 c€/m^3 dell'ultimo biennio. A seguito di tale dinamica, il mercato libero nel 2023 è tornato a essere nettamente più oneroso: negli ultimi tre anni il suo prezzo risulta sempre superiore a quello del servizio di tutela, in misura compresa tra il 28% del 2023 e il 20% del 2025.

Ovviamente le diversità di prezzo riscontrate tra i due mercati possono dipendere anche da ulteriori fattori. In particolare, occorre considerare quanto indicato nel paragrafo relativo al mercato libero, in merito alla presenza di offerte commerciali caratterizzate dall'acquisto congiunto della fornitura energetica e di altri beni o servizi di varia natura (servizi di assistenza, manutenzioni, polizze assicurative, servizi telefonici, sconti in supermercati o sul carburante, ecc.).

TAV. 3.55 *Prezzi medi finali a clienti con usi domestici fino a 5.000 m^3/anno, per tipo di mercato (Valori al netto delle imposte in c€/m^3)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Servizio di tutela(A)	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7	82,6	90,5	93,5
Mercato libero	61,5	58,4	56,8	60,4	65,9	62,7	67,9	95,3	105,6	114,9	112,4
Differenziale	16,5%	22,4%	17,8%	8,2%	9,1%	22,9%	9,0%	-17,6%	27,9%	27,0%	20,2%

(A) Fino al 2023 comprende famiglie e condomini; dal 2024 il servizio di tutela è riservato ai soli clienti domestici vulnerabili.
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Nell'ambito del paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha enucleato il segmento di consumo "Gas naturale distribuito tramite rete" che contiene il servizio regolato dall'Autorità. L'incidenza di questo segmento di consumo quest'anno è salita lievemente, passando dal 2,55% al 2,70% dell'intero paniere. Poiché il peso dell'altro segmento energetico regolato dall'Autorità, ovvero l'energia elettrica, è diminuito (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è moderatamente scesa, passando dal 5,44% del 2025 al 5,35% di quest'anno. Includendo i segmenti ambientali rilevati dall'Istat ("Distribuzione di acqua", "Raccolta delle acque di scarico", "Raccolta dei rifiuti"), l'incidenza complessiva dei servizi regolati dall'Autorità raggiunge il 6,48% (era il 6,67% nel 2025).

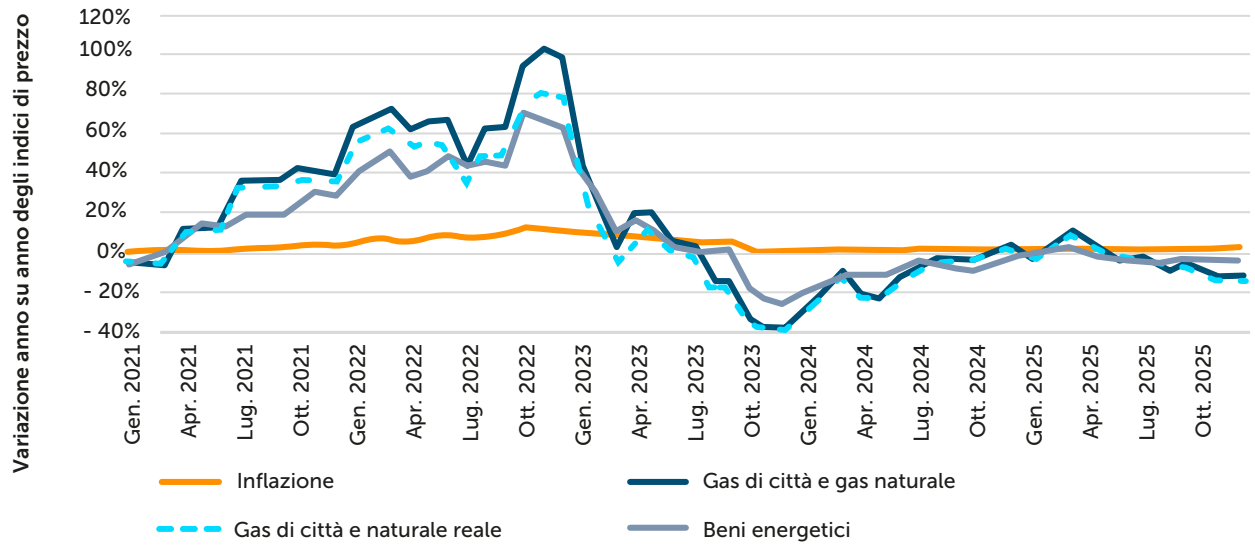
L'indice dei prezzi "Gas naturale distribuito tramite rete", che a gennaio 2025 era pari a 156,9, è sceso progressivamente nel corso dell'anno sino al minimo di 137,3 nel mese di dicembre. Nel corso dell'anno i tassi di variazione a 12 mesi sono cambiati sensibilmente e hanno anche mutato segno nel primo semestre, in cui hanno assunto un valore negativo di poco superiore al 2% a gennaio e giugno e valori positivi nei mesi intermedi, con un massimo dell'11% a marzo, mentre nel secondo semestre si sono avuti sempre valori negativi di entità progressivamente crescente passata dal -1,8% di luglio al -11,2% di dicembre (Tav. 3.56).

TAV. 3.56 *Numeri indice (2015=100) e variazioni del prezzo del segmento "Gas naturale distribuito tramite rete"*

MESI	GAS NATURALE	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	GAS REALE[A]	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	156,9	-2,2%	121,9	1,5%	128,7	-3,7%
Febbraio	156,9	3,6%	122,1	1,6%	128,5	2,0%
Marzo	162,1	11,1%	122,5	1,9%	132,3	9,0%
Aprile	147,8	4,5%	122,6	1,9%	120,6	2,6%
Maggio	143,8	1,2%	122,5	1,6%	117,4	-0,4%
Giugno	141,8	-2,5%	122,7	1,7%	115,6	-4,1%
Luglio	143,1	-1,8%	123,2	1,7%	116,2	-3,4%
Agosto	138,3	-5,9%	123,3	1,6%	112,2	-7,4%
Settembre	139,0	-6,0%	123,1	1,6%	112,9	-7,4%
Ottobre	138,6	-8,0%	122,7	1,2%	113,0	-9,1%
Novembre	137,6	-10,6%	122,4	1,1%	112,4	-11,5%
Dicembre	137,3	-11,2%	122,6	1,2%	112,0	-12,3%
ANNO 2025	**145,3**	**-2,4%**	**122,6**	**1,5%**	**118,5**	**-3,9%**

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

FIG. 3.23 *Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi cinque anni*



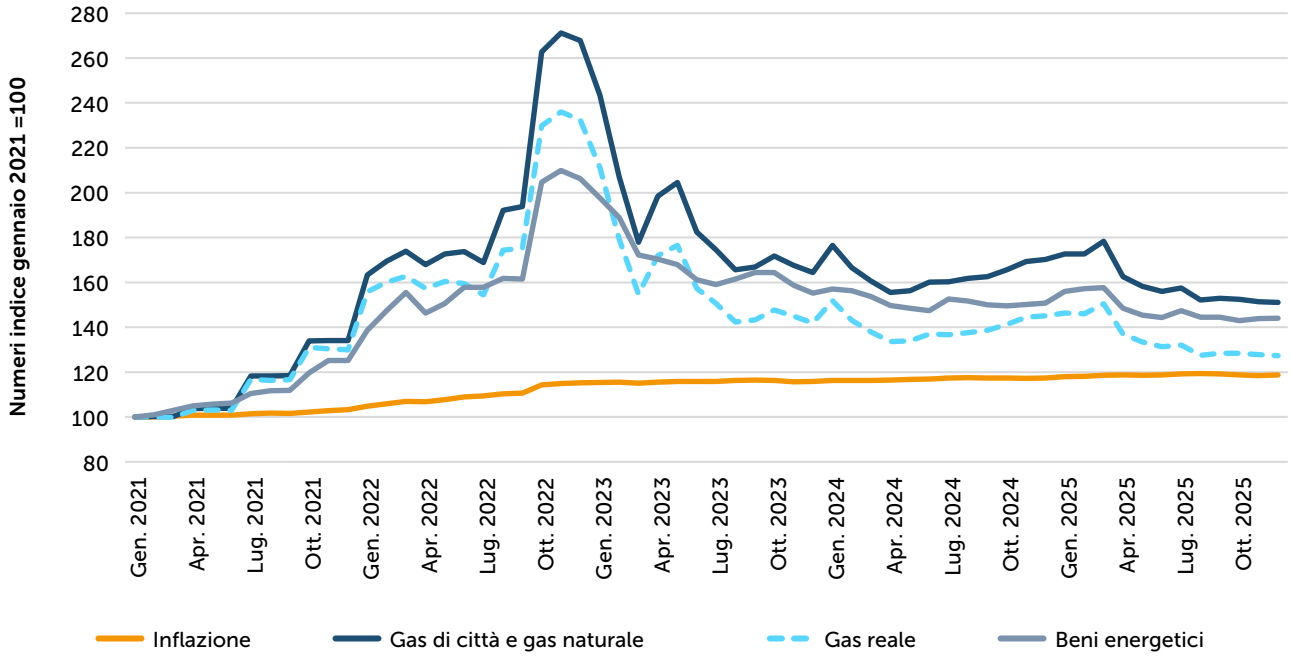
Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

Nell'ultimo quinquennio (Fig. 3.23) i prezzi del gas hanno presentato un andamento molto simile a quello del complesso dei beni energetici, a riprova del ruolo ormai determinante del gas, che, tuttavia, presenta oscillazioni

più marcate. Dopo le diminuzioni di quasi 5 punti percentuali a inizio 2021, ancora in epoca Covid, nella primavera di tale anno il tasso di variazione a 12 mesi di entrambi gli indicatori ha iniziato a presentare incrementi a doppia cifra, che sono culminati nel +71% a ottobre 2022 per il complesso dei beni energetici e nel +102% per il gas naturale nel novembre dello stesso anno. Successivamente tali indicatori presentano valori decrescenti che diventano negativi, segnalando delle diminuzioni, a partire dall'agosto 2023[61], che culminano alla fine di tale anno con il -25% dei beni energetici e il -39% del gas. Seguono diminuzioni via via più contenute che si protraggono (salvo la breve parentesi di febbraio e marzo 2024) fino a fine quinquennio per gli energetici complessivi, mentre le diminuzioni nel gas terminano nell'ottobre 2024 per poi riprendere a metà dell'anno successivo (giugno 2025).

Nella figura 3.24, viene confrontata la dinamica degli indicatori ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2021). Il gas presenta un *trend* fortemente crescente, salvo un rallentamento nella primavera 2022, fino al massimo del novembre 2022, nel quale risulta un livello dell'indice (271) che equivale a un prezzo quasi quadruplicato rispetto a quello iniziale. Tale forte crescita si riverbera sull'indice complessivo dei beni energetici, che nello stesso mese tocca un massimo (210) che, seppure più basso di quello del gas, indica per tali beni un livello di prezzo più che triplicato rispetto a inizio quinquennio; del pari, l'indice generale dei prezzi presenta un incremento di 15 punti percentuali in meno di due anni, molto più dell'inflazione cumulata nell'intero decennio precedente al 2021 (9 punti). Nei due anni seguenti, dopo i massimi raggiunti nel novembre 2022, i beni energetici presentano un *trend* decrescente (fatta eccezione per la tarda estate del 2023), cui segue un lieve rialzo nell'inverno 2024/2025, subito compensato dai cali prevalenti nei mesi successivi, che conducono a fine quinquennio a un livello superiore del 44% iniziale, che si confronta con l'incremento di 19 punti nel livello generale dei prezzi e del 51% nel prezzo del gas. Anche quest'ultimo, dopo il picco del novembre 2022, presenta un *trend* complessivamente decrescente, ma con oscillazioni più marcate di quelle descritte per l'indice generale dei beni energetici.

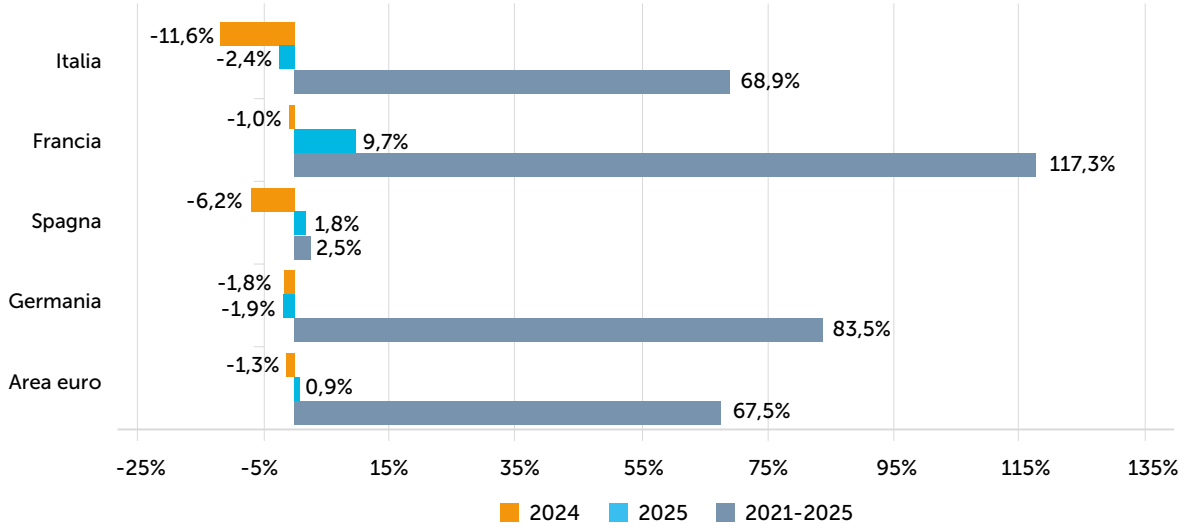
FIG. 3.24 *Livello dei prezzi del gas negli ultimi cinque anni*



Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

61 Con la parziale e isolata eccezione del piccolo aumento degli energetici complessivi nel settembre 2023.

FIG. 3.25 *Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei*



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere anche confrontato con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.25). Tale analisi mostra che la diminuzione (-2,4%) registrata in Italia nel 2025 è in controtendenza rispetto alla media dell'Area euro (+0,9%) e agli altri principali Paesi europei, eccetto la Germania (-1,9%). Considerando il complesso dell'ultimo quinquennio (2021-2025), l'Italia presenta un incremento (+68,9%) allineato alla media dell'Area euro (+67,5%), ma molto diverso dai singoli Paesi: Francia e Germania presentano incrementi nettamente superiori (rispettivamente +83,5% e +117,3%), mentre, all'opposto, la Spagna presenta un aumento quasi nullo (+2,5%).

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo nel servizio di tutela della vulnerabilità

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una corrispondenza nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo nel servizio di tutela della vulnerabilità (in breve: servizio vulnerabilità) (Fig. 3.26).

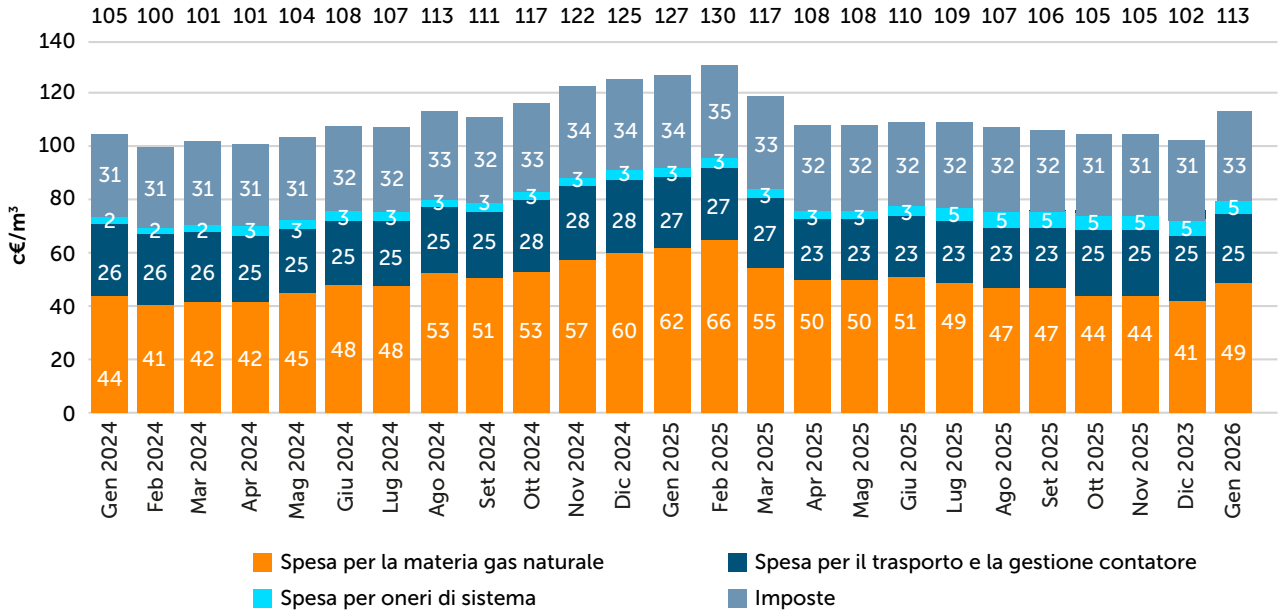
Più precisamente, si tratta delle condizioni economiche di fornitura determinate dall'Autorità[62] che le società di vendita devono offrire dal 1° gennaio 2024[63] (accanto alle loro proposte per il mercato libero) ad alcune categorie di clienti domestici[64] in condizioni di vulnerabilità (ultra settantacinquenni, portatori di disabilità, titolari di bonus sociale, abitanti in strutture di emergenza a seguito di calamità), valorizzate per un cliente-tipo caratterizzato da un consumo annuo di 1.100 m^3 e generalmente dotato di riscaldamento autonomo. Il calcolo delle condizioni per tale cliente viene effettuato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti di prezzo variabili

62 Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e disciplinate dall'allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas n. 64/09, come successivamente modificato e integrato.
63 Delibera 14 marzo 2023, n. 100/2023/R/com.
64 Come previsto dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142.

localmente, tranne quella della distribuzione, per la quale viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, che è quello più grande a livello nazionale.

La dinamica del prezzo complessivo dipende molto dall'andamento della componente materia prima gas, il cui aggiornamento avviene in base ai prezzi effettivi registrati giornalmente nel mercato all'ingrosso italiano (indicatore PSV *day-ahead*), dei quali viene calcolata la media al termine di ciascun mese.

FIG. 3.26 *Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.100 m³) nel servizio di tutela della vulnerabilità*



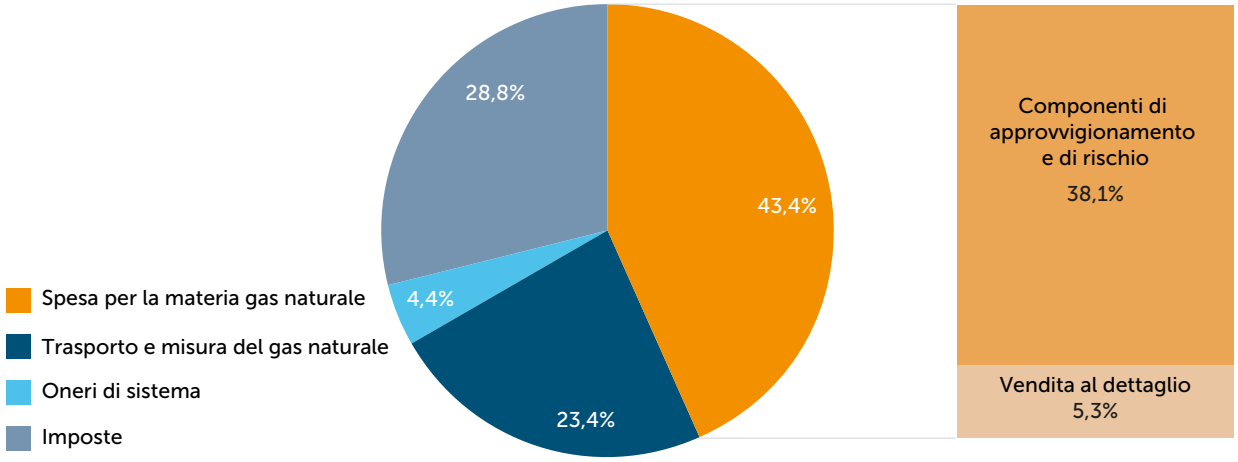
Fonte: ARERA.

Il prezzo finale (comprensivo di imposte) riflette da vicino l'andamento della componente materia gas: dopo essere salito sino ai 130 c€/m³ del febbraio 2025, è sceso velocemente ai 108 c€/m³ dell'aprile 2025, valore intorno al quale si è mantenuto nel periodo estivo. Negli ultimi mesi dell'anno vi sono stati lievi cali che hanno condotto ai 102 c€/m³ di dicembre, cui è seguita la sensibile risalita ai 113 c€/m³ di gennaio 2026. Tale dinamica, come accennato, è ascrivibile principalmente alla componente materia gas, che è salita dai 42 c€/m³ della primavera 2024 fino al massimo di 65,7 c€/m³ del febbraio 2025, ma è tornata sotto i 50 c€/m³ già nell'aprile successivo mentre a fine anno è scesa 41,5 c€/m³. A gennaio 2026 si è riavvicinata a 50 c€/m³, determinando, insieme all'incremento nella componente relativa ai costi di rete, l'aumento del prezzo complessivo indicato in precedenza.

A gennaio 2026 il prezzo per il consumatore nel servizio vulnerabilità con consumi di 1.100 m³ e un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.27) è costituito per il 71,2% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,8% dalle imposte che gravano sul gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). I costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura incidono sul prezzo complessivo del gas per il 23,4%, gli oneri di

sistema[65] costituiscono una quota minimale (4,4%), mentre la materia gas (comprensiva dei costi di vendita) è la voce principale, di poco inferiore alla metà del totale (43,4%).

FIG. 3.27 *Composizione percentuale al 1° gennaio 2026 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.100 m³) nel servizio di tutela della vulnerabilità*



Fonte: ARERA.

La tavola 3.57 mostra, infine, il dettaglio delle imposte gravanti sul gas naturale nel 2026.

Da segnalare che il 28 marzo 2025 è stato approvato il decreto legislativo n. 43, concernente la revisione delle disposizioni in materia di accise. Il decreto, che ha disposto l'avvicinamento delle aliquote di accisa sulle benzine e sul gasolio impiegato come carburante, è intervenuto anche sulle aliquote d'accisa applicabili al gas naturale impiegato per usi di combustione.

Dal 1° gennaio 2026 nella tassazione del gas naturale per combustione la distinzione tra "usi civili" e "usi industriali" è stata abbandonata in favore di un criterio basato sulla destinazione d'impiego. Sono quindi stati definiti gli usi:

- domestici, nei quali sono considerati tutti gli impieghi in unità immobiliari aventi una funzione abitativa e loro pertinenze. Rientrano esplicitamente in questa categoria anche i consumi per riscaldamento in locali di imprese posti fuori dagli stabilimenti produttivi e, per espressa previsione normativa, i consumi di gas naturale di uffici pubblici, studi professionali, istituti di credito e istituti di istruzione, sia pubblici sia privati. È inoltre ricompreso il gas utilizzato per il rifornimento degli autoveicoli tramite impianti fissi derivati dalla rete domestica;
- non domestici, nei quali rientrano, secondo un criterio di residualità, tutti gli impieghi diversi da quelli domestici. L'aliquota per gli usi non domestici si applica, quindi, a tutte le attività industriali, artigianali, agricole, al settore alberghiero, alla distribuzione commerciale, alla ristorazione e agli impianti sportivi e attività ricettive assistenziali. Rientrano ora nel perimetro applicativo dell'aliquota "per usi non domestici" anche diverse fattispecie sinora escluse dall'applicazione dall'aliquota d'accisa "per usi industriali": si tratta, in particolare,

65 La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dal 1° gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, n. 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

dell'impiego del gas naturale in biblioteche, pinacoteche, musei, gallerie, teatri, cinema, discoteche, sale per concerti e spettacoli e simili.

Il decreto, infine, definisce in dettaglio le condizioni per applicare le aliquote, inclusi i casi di uso promiscuo e le modalità di versamento e dichiarazione semestrale, con nuove disposizioni sulla cauzione d'imposta.

TAV. 3.57 *Imposte sul gas a gennaio 2026*

IMPOSTE	USI DOMESTICI[A]				USI NON DOMESTICI[A]	
Fascia di consumo annuo	< 120 m³	120-480 m³	480-1.560 m³	> 1.560 m³	< 1,2 M(m³)	> 1,2 M(m³)
ACCISA (c€/m³)						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno[B]	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE[C] (c€/m³)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia-Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno[B]	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	3,09900	0,62490	0,51650
ALIQUOTA IVA	**10%**	**10%**	**22%**	**22%**	**10%[D]**	**10%[D]**

(A) Nuova classificazione dei consumi in vigore dal 1° gennaio 2025, ai sensi del decreto legislativo 28 marzo 2025 n. 43.
(B) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.
(C) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, a usi particolari tra i quali: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica.
(D) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.
Fonte: Elaborazione ARERA.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del Testo integrato Vendita Gas, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o altri gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane.

Le condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio. La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011[66] l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati a livello temporale con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna tale componente all'inizio di ogni mese sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano. Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto[67] che il valore di tale elemento sia aggiornato in base agli indici dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati e del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat, salvo ulteriori adeguamenti legati a eventi imprevedibili ed eccezionali, a mutamenti del quadro normativo o alla variazione degli obblighi di servizio universale. Nella componente di approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999, in misura pari a 189,94458 euro per 1.000 kg, su tutto il territorio nazionale.

La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025* (RTDG)[68], come modificata e prorogata[69] per gli anni 2026 e 2027. Ai sensi della RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. Quest'ultimo è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

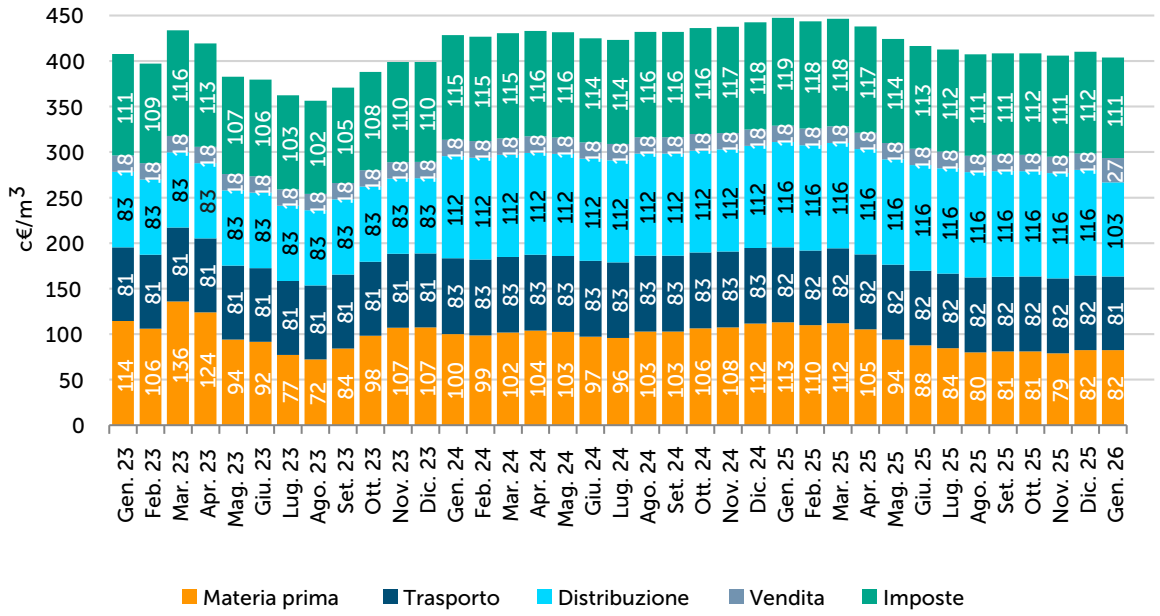
La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015[70], introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, che ammonta a 52,91 euro per punto di riconsegna per anno a partire dal 1° gennaio 2026[71].

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.28. Le variazioni del prezzo sono determinate in primo luogo dalle oscillazioni della componente materia prima. Questa riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano che è stata particolarmente accentuata negli ultimi anni, nel corso dei quali si è passati dal valore massimo di 161 c€/m^3

66 Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas n. 124/11.
67 Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas n. 193/11.
68 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, n. 570/2019/R/gas.
69 Delibera 2 dicembre 2025, n. 532/2025/R/gas.
70 Delibera 28 dicembre 2015, n. 662/2015/R/gas.
71 Delibera 29 luglio 2025, n. 361/2025/R/gas.

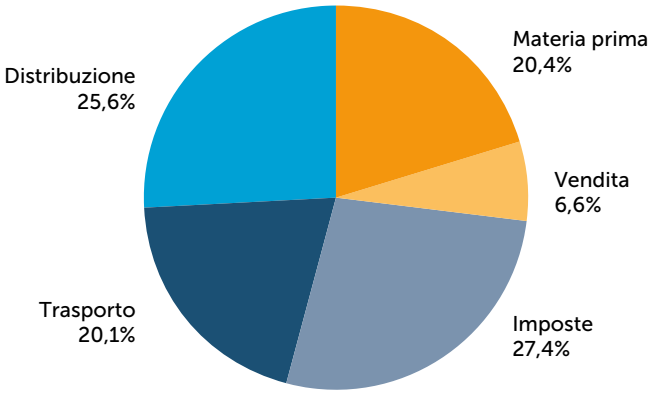
del maggio 2022, dovuto alle turbolenze indotte dall'inizio della guerra in Ucraina, alla successiva discesa che ha condotto al minimo di 72 c€/m³ dell'agosto 2023, mentre nei mesi successivi vi sono stati nuovi rialzi che hanno fatto risalire i valori intorno a 110 c€/m³ dal novembre 2023 al marzo 2025 (salvo flessioni temporanee nell'estate 2024), mentre nell'estate 2025 vi sono state diminuzioni più significative che hanno determinato una stabilizzazione dei valori intorno a 80 c€/m³.

FIG. 3.28 *Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³)*



Fonte: ARERA.

FIG. 3.29 *Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³) al 1° gennaio 2026*



Fonte: ARERA.

Concorrono in misura significativa all'andamento del prezzo complessivo anche le componenti relative ai costi di trasporto e distribuzione. Mentre i primi presentano nel corso del periodo (da maggio 2022 a gennaio 2026) un incremento moderato (da 70 a 81 c€/m³), i costi di distribuzione mostrano un aumento più sensibile (da 85 a 103 c€/m³).

Al 1° gennaio 2026 il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m^3 di GPL (Fig. 3.29) è pari a 404 c€/m^3 e risulta costituito per il 72,6% da componenti a copertura dei costi e per il restante 27,4% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 20,4%, la commercializzazione al dettaglio il 6,5%, la distribuzione su rete locale il 25,6%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 20,1%.

Qualità del servizio

Sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale nel periodo di regolazione 2024-2027 è disciplinata dalla delibera 12 dicembre 2023, n. 589/2023/R/gas e dal relativo allegato A - *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024 – 2027* (RQTG).

Il presente paragrafo illustra l'andamento relativo alle attività oggetto di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas con riferimento all'anno 2025. Il sistema di trasporto gas conta attualmente 6 punti di interconnessione con sistemi esteri, 13 punti da/verso impianti di stoccaggio, 130 punti di entrata da produzioni nazionali, 421 punti di entrata da produzioni di biometano, 5 punti di entrata da terminali di rigassificazione del GNL e oltre 7.000 punti di riconsegna. In relazione a questi ultimi, la maggior parte sono relativi a interconnessioni tra reti di trasporto e reti di distribuzione e a utenze industriali; vi sono inoltre circa 140 punti di riconsegna che alimentano impianti termoelettrici e oltre 800 punti di riconsegna per autotrazione. Il numero di punti di immissione di biometano sulla rete di trasporto al 31 dicembre 2025 è pari a 153, segnando un incremento del 59% rispetto ai 96 presenti al 31 dicembre 2024.

Si rappresentano di seguito, nello specifico, gli aspetti che riguardano le caratteristiche della rete e la sicurezza del servizio di trasporto, illustrati nelle tavole dalla 3.58 alla 3.66. I dati si basano sulle informazioni fornite dalle imprese di trasporto all'Autorità nell'ambito delle raccolte dati annuali su sicurezza e continuità e qualità commerciale del servizio.

TAV. 3.58 *Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2025*

LUNGHEZZA RETI	km
Estensione della rete al 31/12/2024	35.217
Estensione della rete al 31/12/2025	35.346
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza	35.179
Lunghezza rete sottoposta a ispezione non invasiva	12.618
Lunghezza rete ispezionata con "pig"(A)	2.168
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	6,13%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.
Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.59 *Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2025*

LUNGHEZZA RETI	km
Rete maggiormente esposta a condizioni di rischio	22.222
- di cui ispezionabile con "pig"(A)	14.412
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza	21.354
Lunghezza rete sottoposta a ispezione	7.522
Lunghezza rete ispezionata con "pig"(A)	2.168

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.
Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.60 *Protezione catodica delle reti nel 2025*

ESTENSIONE RETI	km
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	35.432
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	84
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	10
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	35.526
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,7%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.61 *Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2025*

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.400
Sistemi non telesorvegliati	16
Percentuale di sistemi telesorvegliati	99,5%
Punti di misura telesorvegliati	15.682
Punti di misura non telesorvegliati	22.371
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	41,2%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.62 *Impianti di odorizzazione nel 2025*

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
CLIENTI AL 31/12/2025	
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto	5.539
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto con uso domestico o similare	1.889
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto ai quali viene odorizzato il gas riconsegnato	682
IMPIANTI	
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	150
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	13

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.63 *Numero di emergenze di servizio*

CAUSE	2024	2025
Per cause di forza maggiore	3	0
Per causa di terzi	1	4
Per causa dell'impresa di trasporto	9	0
Mancata copertura fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0	4
TOTALE	13	8
Numero di emergenze che hanno determinato interruzioni del servizio	11	6

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.64 *Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio*

ADESIONI	2024	2025
Adesioni degli utenti	215	184
Adesioni delle imprese distributrici	119	113
TOTALE ADESIONI	334	297

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.65 *Dispersioni localizzate*

ADESIONI	2024	2025
Dispersioni localizzate da attività ispettiva	57	72
Dispersioni localizzate su segnalazione di terzi	29	11
TOTALE DISPERSIONI LOCALIZZATE	86	83

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.66 *Emissioni per sorgente e volumi rilasciati in atmosfera nel 2025*

SORGENTE	NUMERO SORGENTI	VOLUME (Sm^3)
EMISSIONI FUGGITIVE		
Pipeline [Smc/km/a]	35.297	677.653
Nodi [Smc/sorgente/a]	25	49.349
Stazioni PIG [Smc/sorgente/a]	482	470.825

SORGENTE	NUMERO SORGENTI	VOLUME (Sm^3)
Stazione R&R [Smc/sorgente/a]	670	1.364.600
Centrali di compressione [Smc/MW/a]	921	712.501
Stazioni di Regolazione e Misura (REMI) [Smc/sorgente/a]	7.593	7.662.839
TOTALE EMISSIONI FUGGITIVE	**44.988**	**10.937.767**
EMISSIONI PNEUMATICHE		
Rete (valvole ad azionamento pneumatico) [Smc/sorgente/a]	4.267	63.572
Stazione R&R [Smc/sorgente/a]	670	1.763.998
Centrali di compressione [Smc/MW/a]	921	121.398
Impianto per la misura della composizione gas [Smc/sorgente/a]	831	1.364.172
TOTALE EMISSIONI PNEUMATICHE	**6.689**	**3.313.139**
EMISSIONI DA VENTATO		
Rete, R&R e REMI [Smc/km/a]	11.679	2.798.505
Centrali [Smc/MW/a]	155	884.990
TOTALE EMISSIONI DA VENTATO	**11.834**	**3.683.495**

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.67 alla 3.70 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio, al servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio, al monitoraggio della pressione ai punti di riconsegna e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

TAV. 3.67 *Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2025*

NUMERO E DURATA	INTERRUZIONI CON PREAVVISO	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO	
		DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO	NON DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO
Numero di interruzioni	770	7	9
Numero di utenti coinvolti	21.890	112	175
Numero di *city gate* coinvolti	353	6	3
Durata media (ore)	9,67	13,25	84,00
Numero di interventi con carro bombolaio organizzati e attivati dall'impresa di trasporto	292	3	3

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.68 *Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2025*

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	237
Adesioni delle imprese distributrici	128
TOTALE ADESIONI	365

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.69 *Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2025*

PUNTI DI RICONSEGNA ATTIVI AL 31/12/2024	RELATIVI A CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	RELATIVI A *CITY GATE*
Rilevazione in continuo della pressione minima su base oraria	920	943
Rilevazione non in continuo della pressione minima su base oraria	20	24

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.70 *Casi di mancato rispetto nel 2025 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna*

CASI DI MANCATO RISPETTO	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	0
Mancata copertura del fabbisogno di gas	0
Causa dell'impresa di trasporto	43
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	2
City Gate	41
TOTALE	43

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina standard di servizio delle prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti, o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso prestazioni soggette a standard specifici di qualità commerciale e indennizzi automatici per gli utenti (Tav. 3.71).

TAV. 3.71 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2025*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di irricevibilità della richiesta di trasferimento di capacità (art. 26)	1 giorno lavorativo	7	2,00	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato (art. 27)	2 giorni lavorativi	16	0,70	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento (art. 28)	5 giorni lavorativi	573	1,40	0
Tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento (art. 29)	6 ore	25	1,43	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti (art. 30)	40 giorni lavorativi	72	22,23	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura (art. 31)	10 giorni lavorativi	1.557	1,27	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte (art. 32)	5 + 15 giorni lavorativi	1	4,00	0
TOTALE	-	**2.251**	-	**0**

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2027 (RQDG)[72] disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da tali eventi.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano in alcuni casi l'andamento della sicurezza del settore del gas dal 2009 (o successivi) al 2025, in altri rappresentano l'esito all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione annuale*. Tutti i dati relativi alle annualità precedenti sono annualmente aggiornati in base alle rettifiche successive comunicate dalle imprese volontariamente o a seguito di controlli.

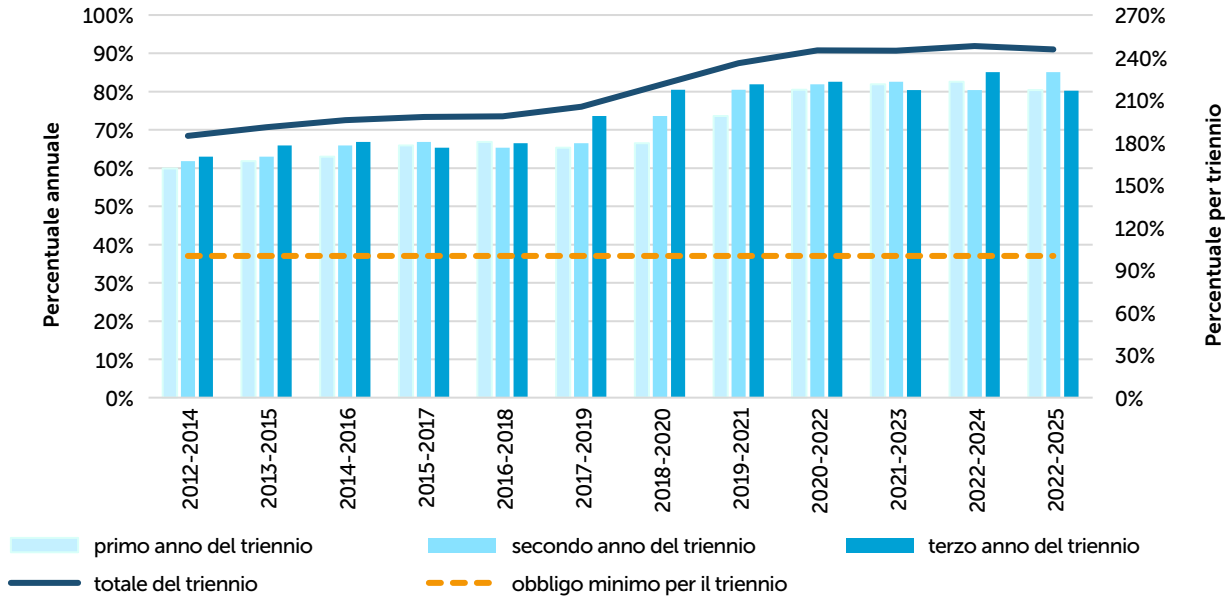
L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni di gas favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini. Dal 2014, la regolazione ha introdotto un obbligo minimo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio mobile (rete in bassa pressione, BP). I due grafici nelle figure Fig. 3.30 e Fig. 3.31 rappresentano, tramite un istogramma, la

72 Approvata con la delibera 2 dicembre 2025, n. 532/2025/R/gas.

percentuale di rete ispezionata in ciascun anno per ciascun triennio/quadriennio, mentre la linea rappresenta la percentuale totale del periodo.

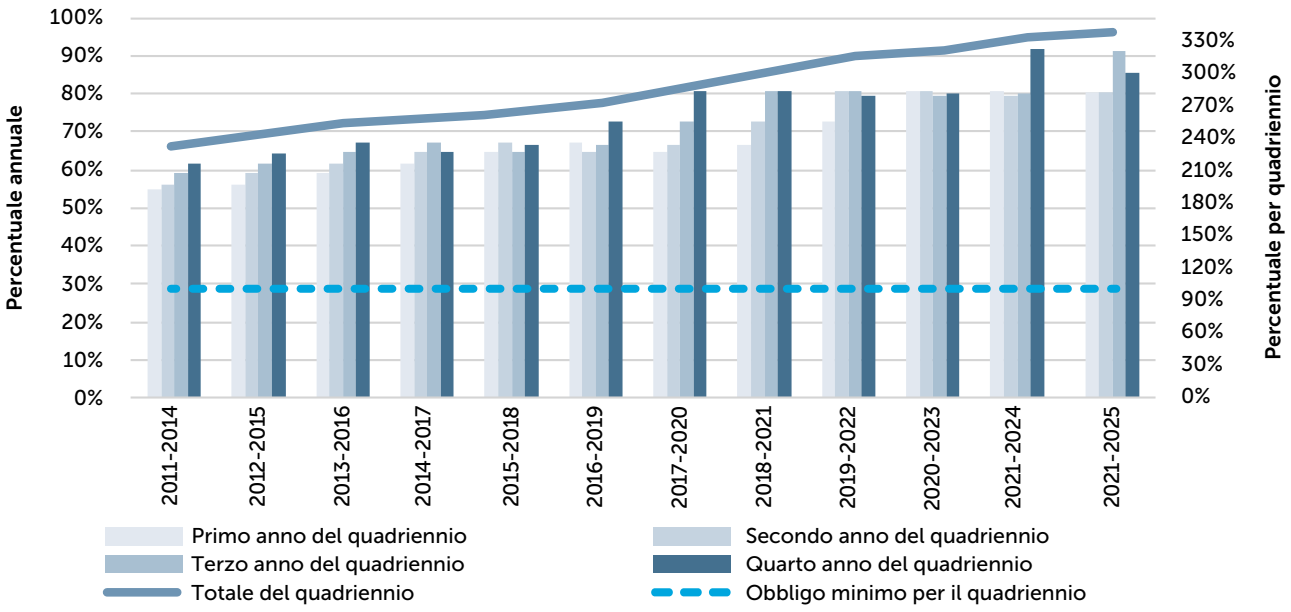
Rispetto al 2024 si registra, per il 2025, una diminuzione della percentuale di ispezione delle reti in AP/MP e della rete in BP. La percentuale totale del periodo di riferimento, sempre ampiamente sopra il minimo d'obbligo, è crescente per la rete in BP, mentre è in lieve diminuzione per la rete in AP/MP.

FIG. 3.30 *Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014 per triennio*



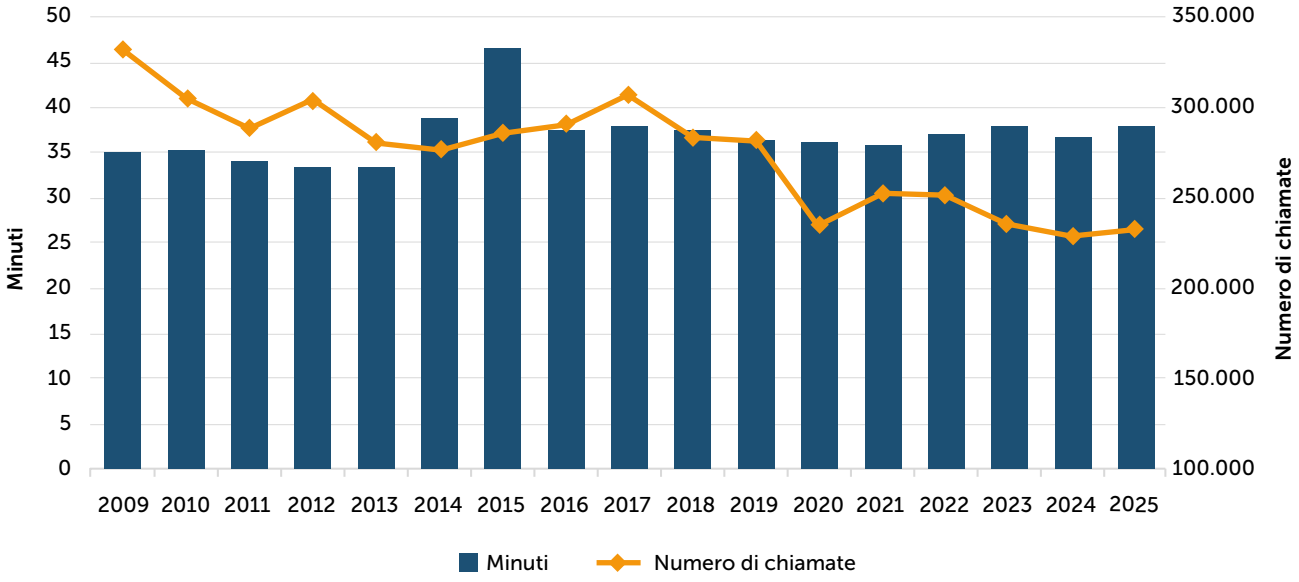
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.31 *Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014 per quadriennio*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.32 *Pronto intervento su impianto di distribuzione e tempo di arrivo sul luogo di chiamata dal 2009*



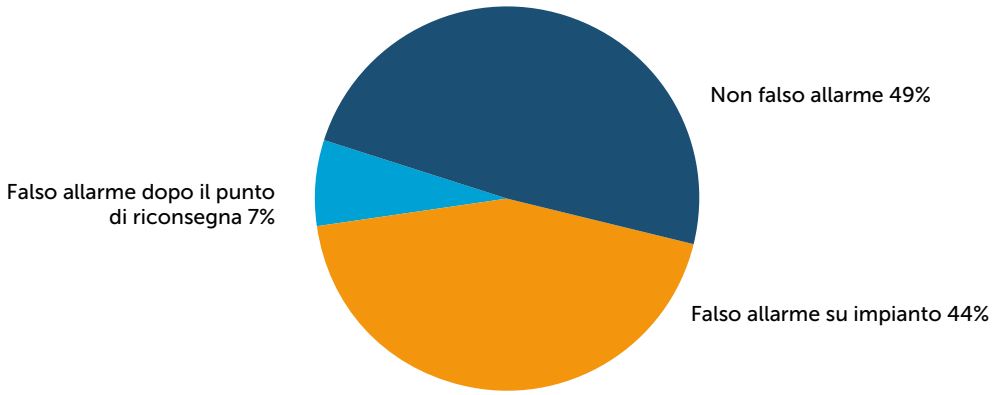
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.32 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2025. Il valore medio nazionale è superiore a circa 38 minuti, aumentato rispetto al 2024. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,9% a fronte di un obbligo di almeno il 90%; tale percentuale è calcolata non considerando le chiamate per cui il tempo di intervento sia stato superiore ai 60 minuti per forza maggiore o per colpa di terzi.

L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dalla RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso ed è proprio per questo motivo che vengono mostrati i dati a partire da tale anno. Il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e la tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi. Per questo motivo, il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi nell'ambito della regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza, regolazione la cui platea è stata estesa a tutte le imprese di distribuzione, indipendentemente dal numero di clienti finali.

Quasi la metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme. La figura 3.33 mostra le percentuali di chiamate poi rivelatesi falso allarme suddivise tra quelle su impianto di distribuzione e a valle del punto di riconsegna.

FIG. 3.33 *Percentuale di chiamate di falso allarme nel 2025*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La tavola 3.72 riepiloga il numero di dispersioni risolte, entro e oltre le tempistiche previste da normativa, dagli esercenti negli anni dal 2021 al 2025 a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi, suddivise per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata e comunque entro le 24 ore successive alla localizzazione. Tali dati sono stati raccolti a partire dal 2020, anno in cui, tuttavia, a differenza degli anni successivi, non venivano raccolti i dati delle dispersioni localizzate nell'anno precedente e risolte nell'anno corrente. Per questo non si sono rappresentate le dispersioni dell'anno 2020, in quanto il confronto delle percentuali di dispersioni con quelle registrate negli anni successivi risulterebbe falsato. Si osserva che la percentuale di dispersioni risolte entro i limiti temporali previsti per ciascuna classe è diminuita nell'ultimo anno, soprattutto per il mancato rispetto dei tempi previsti per le classi A1 e A2, con tempistiche più restrittive.

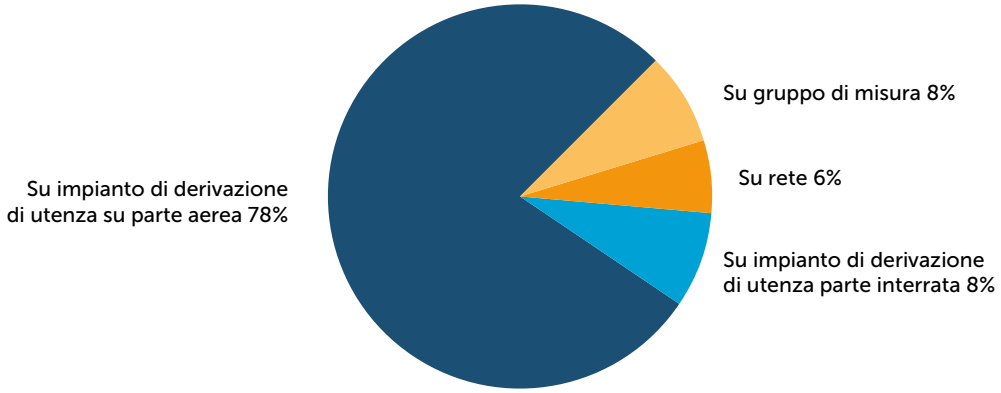
TAV. 3.72 *Numero di dispersioni risolte entro le tempistiche indicate negli anni 2021-2025*

ANNO(A)	A1		A2		B		C		TOTALE	PERCENTUALE ELIMINATA ENTRO I LIMITI DELLA CLASSE
	ENTRO 24 ORE	OLTRE 24 ORE	ENTRO 7 GIORNI	OLTRE 7 GIORNI	ENTRO 30 GIORNI	OLTRE 30 GIORNI	ENTRO 180 GIORNI	OLTRE 180 GIORNI		
2021	35.602	16	9.732	23	11.510	23	86.545	458	143.909	99,6%
2022	32.052	9	7.746	5	10.535	18	87.895	41	138.301	99,9%
2023	28.840	10	6.558	14	8.660	24	73.475	40	117.621	99,9%
2024	28.884	49	6.651	23	8.170	19	69.327	50	113.173	99,9%
2025	27.887	46	6.355	12	7.951	10	77.460	30	119.751	99,9%

(A) Anno di eliminazione.
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La figura 3.34 illustra la percentuale di localizzazione, suddivisa tra rete, misuratori, impianto di derivazione utenza interrata o aerea, delle dispersioni totali localizzate nel 2025. La grandissima parte (oltre tre quarti del totale) delle dispersioni è localizzata sulle parti aeree degli impianti di derivazione.

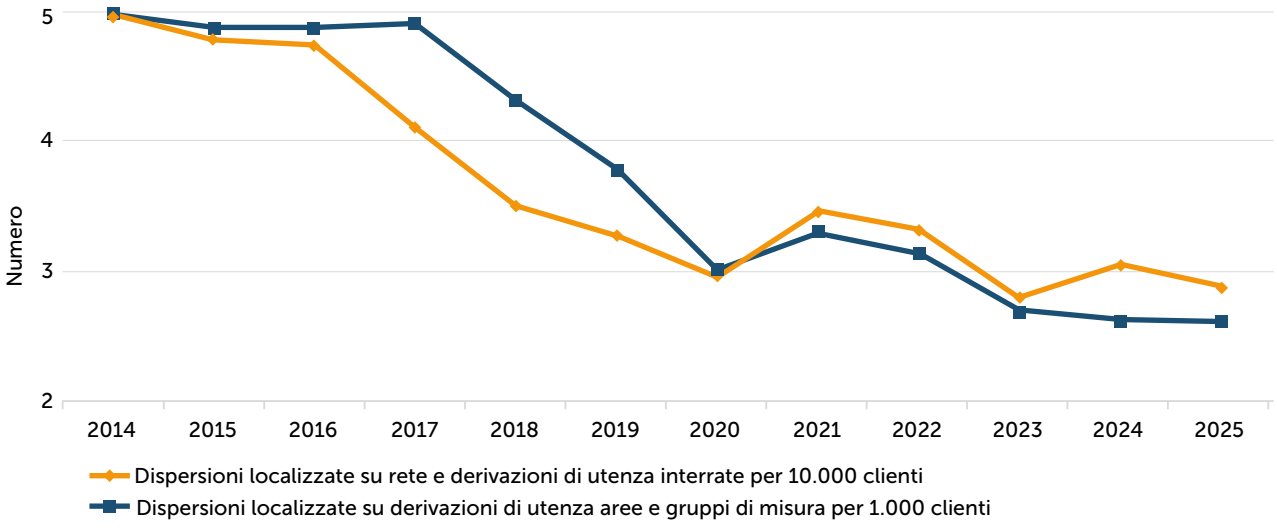
FIG. 3.34 *Percentuale di posizione di localizzazione delle dispersioni nel 2025*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La figura 3.35 mostra, a partire dal 2014, per tutti gli impianti per i quali le imprese di distribuzione hanno comunicato i dati all'Autorità, il numero di dispersioni localizzate su derivazioni di utenza aeree e gruppi di misura ogni 1.000 clienti, quelle localizzate su rete e su derivazioni di utenza interrate ogni 10.000 clienti (considerando complessivamente sia le dispersioni localizzate a seguito di ispezione, sia a seguito di chiamata di terzi o di personale proprio). Nel 2025 le dispersioni localizzate su rete e sulla parte interrata delle derivazioni di utenza, che di norma sono le più pericolose, sono in diminuzione sia in valore assoluto sia in percentuale rispetto ai clienti.

FIG. 3.35 *Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti*

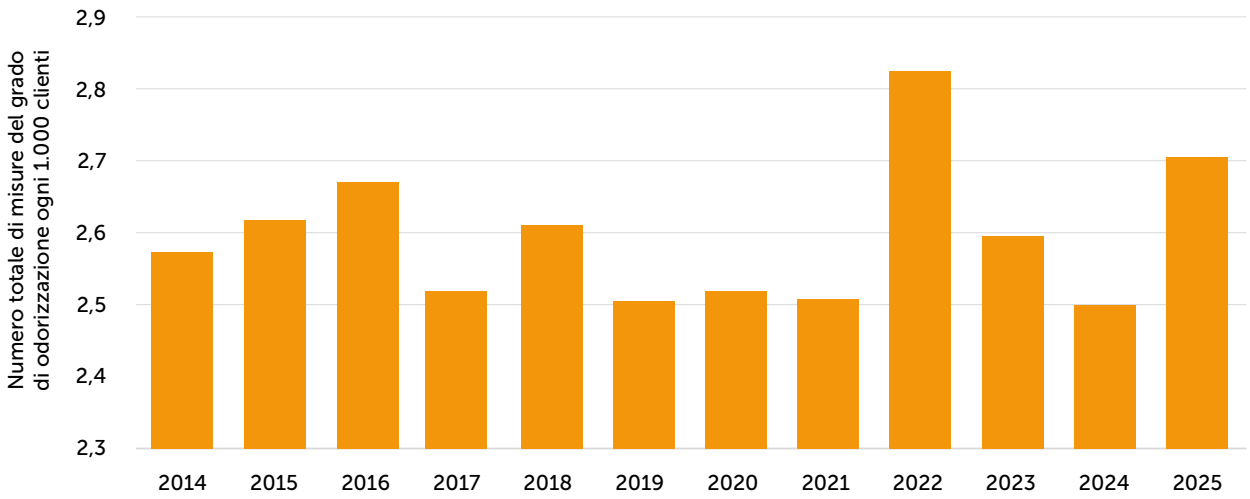


Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La figura 3.36 illustra il numero medio convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti in relazione a tutti gli impianti per i quali sono stati comunicati i dati. Nel 2025 le misure sono in aumento.

Sul numero di misure del grado di odorizzazione opera il meccanismo incentivante basato sull'aumento del numero di misure rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, limitando però il premio in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

FIG. 3.36 *Numero totale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando alle performance per l'anno 2025 relative alle maggiori imprese di distribuzione, vale a dire quelle con più di 100.000 clienti, le tavole dalla 3.73 alla 3.75 descrivono in sintesi i livelli di prestazione con riferimento al pronto intervento, alle ispezioni della rete effettuate e alle dispersioni registrate. Non si riporta l'attività di protezione catodica in quanto la rete in acciaio con protezione catodica risulta pari al 100% della rete praticamente per tutte le imprese di maggiori dimensioni e questo sostanzialmente risulta anche considerando tutte le imprese distributrici.

La tavola 3.73 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento, in particolare il numero di chiamate di pronto intervento ricevute nell'anno e per le quali la squadra di pronto intervento è comunque intervenuta, suddivise tra segnalazioni di problemi sull'impianto di distribuzione e a valle del punto di riconsegna. Inoltre è indicato, per ciascuna delle due tipologie, quante chiamate si sono successivamente rivelate un falso allarme.

TAV. 3.73 *Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2025*

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	FALSO ALLARME	CASI	FALSO ALLARME	
Italgas Reti	11.210.066	119.447	59.074	17.709	7.901	137.156
Inrete Distribuzione Energia	1.132.493	10.107	3.398	1.851	693	11.958
Toscana Energia	795.496	8.392	4.262	1.016	604	9.408
Unareti	768.018	8.254	3.898	1.563	596	9.817
Ireti gas	720.240	6.016	2.037	601	13	6.617
Ap Reti Gas	674.702	6.360	2.271	1.363	380	7.723
Ap Reti Gas Nord Est	485.909	5.089	2.351	1.041	471	6.130
Centria	472.033	3.396	1.939	1.094	663	4.490
Acegasapsamga	286.706	1.801	823	874	157	2.675
Retipiù	282.157	2.683	1.410	754	416	3.437
Erogasmet	277.427	3.261	1.524	615	107	3.876
V-Reti	252.377	2.701	783	882	265	3.583
Lereti	244.441	1.579	866	404	149	1.983
Ap Reti Gas Nord Ovest	194.390	1.937	583	351	131	2.288
Adrigas	173.394	1.443	614	459	186	1.902
Novareti	168.190	602	201	405	84	1.007
Amg Energia	164.037	3.158	1.110	678	382	3.836
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	148.603	1.011	395	213	57	1.224
Adistribuzionegas	127.131	1.150	624	250	117	1.400
Azienda Municipale Gas	124.234	1.248	595	351	234	1.599
As Retigas	119.611	1.006	307	318	120	1.324
Edma Reti Gas	116.856	1.323	471	337	160	1.660
Ap Reti Gas Next Grids	112.289	1.490	628	146	39	1.636
GP Infrastrutture	108.513	877	441	156	91	1.033
TOTALE	**19.159.313**	**194.331**	**90.605**	**33.431**	**14.016**	**227.762**

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La tavola 3.74 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete effettuate dai grandi distributori, con riferimento alle reti in acciaio protette catodicamente, polietilene, ghisa risanata e ghisa con giunti non in canapa e piombo. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento e i tre precedenti. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari al 100%.

TAV. 3.74 *Rete ispezionata (km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2022-2025 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2023-2025 (rete in alta/media pressione)*

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA NEL QUADRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	256.071	75.562	339%	155.221	58.431	266%
Inrete Distribuzione Energia	13.135	5.693	231%	13.535	9.119	148%
Toscana Energia	18.837	4.729	398%	10.073	3.357	300%
Unareti	7.258	2.309	314%	1.208	457	264%
Ireti gas	17.735	4.435	400%	10.785	3.595	300%
Ap Reti Gas	25.815	7.770	332%	9.756	3.915	249%
Ap Reti Gas Nord Est	11.597	4.027	288%	2.670	1.270	210%
Centria	10.262	3.632	283%	5.363	3.035	177%
Acegasapsamga	9.834	2.474	397%	2.656	885	300%
Retipiù	8.604	2.169	397%	2.064	689	300%
Erogasmet	10.841	2.679	405%	3.507	1.153	304%
V-Reti	7.091	1.944	365%	2.511	917	274%
Lereti	7.567	1.911	396%	1.511	512	295%
Ap Reti Gas Nord Ovest	4.566	1.961	233%	1.888	1.029	183%
Adrigas	2.582	1.290	200%	2.045	1.461	140%
Novareti	1.818	1.783	102%	944	930	102%
Amg Energia	839	594	141%	281	354	79%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	7.282	1.852	393%	2.227	768	290%
Adistribuzionegas	3.473	1.107	314%	1.594	647	246%
Azienda Municipale Gas	1.958	501	391%	425	141	301%
As Retigas	1.628	1.031	158%	1.278	1.176	109%
Edma Reti Gas	2.550	638	400%	2.001	668	300%
Ap Reti Gas Next Grids	4.309	1.077	400%	1.820	607	300%
GP Infrastrutture	1.705	1.070	159%	874	745	117%
TOTALE	**437.357**	**132.239**	**331%**	**236.236**	**95.862**	**246%**

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La tavola 3.75 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni nelle reti per l'anno 2025 (incluse quelle alimentate da gas diversi dal gas naturale).

TAV. 3.75 *Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2025*

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12 IN KM	NUMERO DISPERSIONI RISOLTE		TOTALE DISPERSIONI PER KM	TOTALE DISPERSIONI RISOLTE OLTRE I TEMPI/1000 DISPERSIONI
		NEI TEMPI PREVISTI	OLTRE I TEMPI PREVISTI		
Italgas Reti	259.737	71.653	-	0,28	-
Inrete Distribuzione Energia	29.605	4.876	-	0,16	-
Toscana Energia	16.268	5.489	-	0,34	-
Unareti	5.588	6.767	-	1,21	-
Ireti gas	16.181	3.416	1	0,21	0,3
Ap Reti Gas	22.474	1.525	-	0,07	-
Ap Reti Gas Nord Est	5.341	1.473	-	0,28	-
Centria	11.825	1.094	-	0,09	-
Acegasapsamga	6.858	938	-	0,14	-
Retipiù	5.756	1.093	-	0,19	-
Erogasmet	7.718	1.119	-	0,14	-
V-Reti	5.752	1.212	1	0,21	0,8
Lereti	4.884	550	-	0,11	-
Ap Reti Gas Nord Ovest	5.872	524	-	0,09	-
Adrigas	5.517	438	-	0,08	-
Novareti	5.506	203	-	0,04	-
Amg Energia	1.928	1.559	-	0,81	-
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	4.699	665	-	0,14	-
Adistribuzionegas	3.470	315	-	0,09	-
Azienda Municipale Gas	1.295	489	-	0,38	-
As Retigas	2.855	340	-	0,12	-
Edma Reti Gas	2.619	424	-	0,16	-
Ap Reti Gas Next Grids	3.411	757	-	0,22	-
GP Infrastrutture	3.457	346	-	0,10	-
TOTALE	**438.614**	**107.265**	**2**	**0,24**	**0,0**

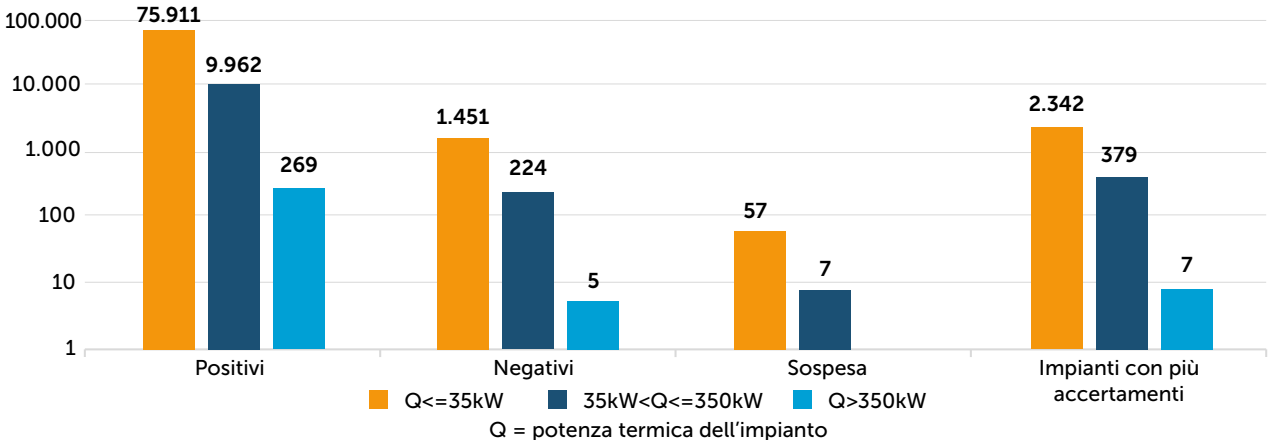
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le figure in questo paragrafo danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati, ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, n. 40/2014/R/gas, nell'anno 2025 da parte delle imprese di distribuzione di gas. In particolare, viene riportato il numero di richieste con accertamento positivo, quello di richieste con accertamento negativo, nonché il numero di impianti con fornitura sospesa e di impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

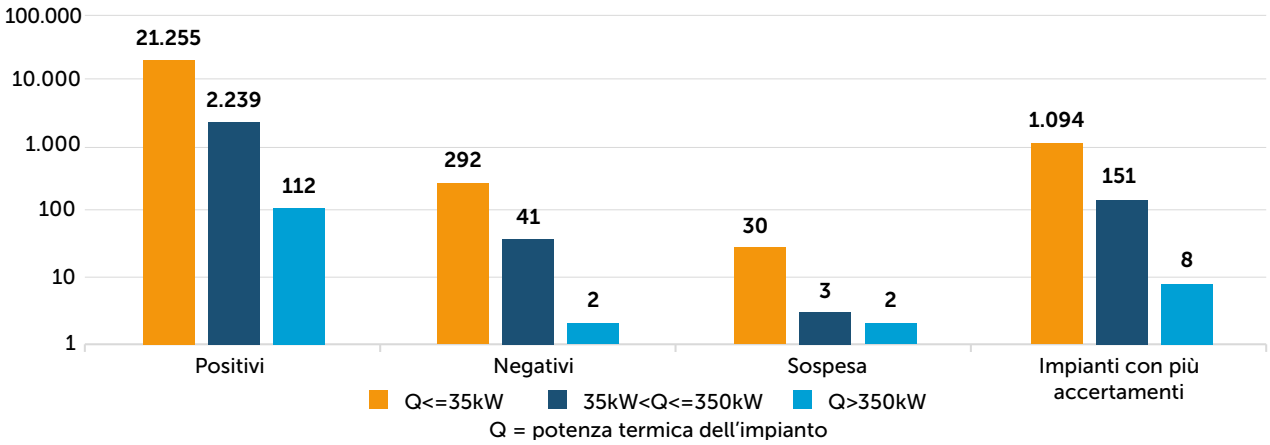
La figura 3.37 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la figura 3.38 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

FIG. 3.37 *Accertamenti effettuati nel 2025 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.38 *Accertamenti effettuati nel 2025 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Nella tavola 3.76 sono riportati i dati relativi alle verifiche effettuate nel 2025 da parte dei Comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati nell'anno precedente il cui accertamento abbia avuto esito positivo.

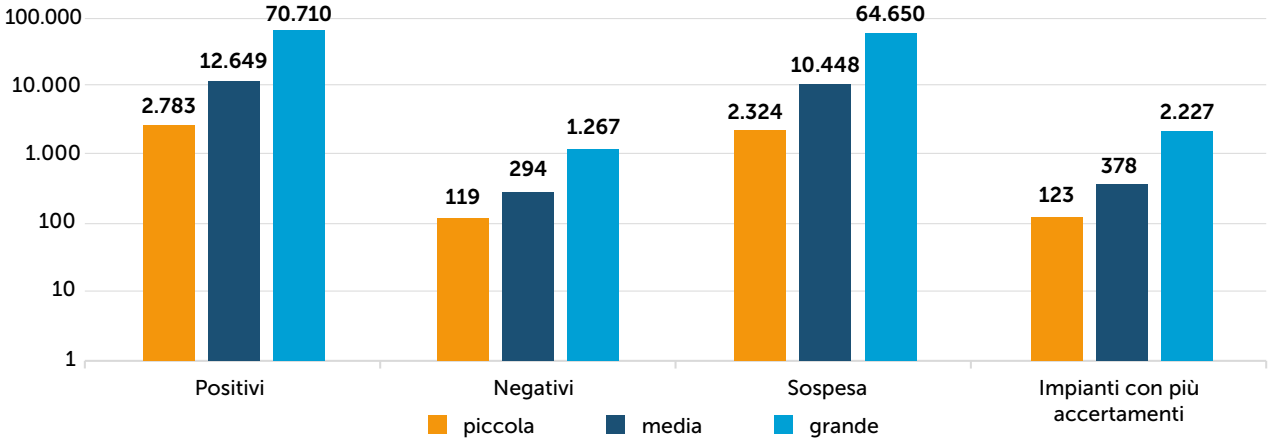
TAV. 3.76 *Verifiche eseguite nel 2025 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2024 con accertamento positivo*

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2025	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2025	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	17.401	8	7.053	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	2.938	0	1.165	0
> 350 kW	141	0	65	0
TOTALE	**20.480**	**8**	**8.283**	**0**

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

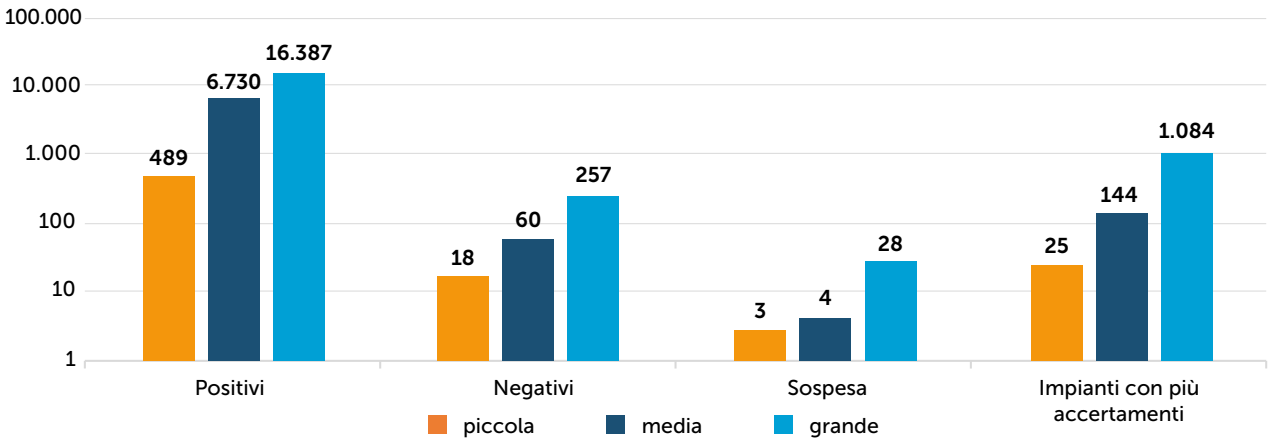
Infine, la figura 3.39 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la figura 3.40 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

FIG. 3.39 *Accertamenti nel 2025 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice*[A]



(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.40 *Accertamenti nel 2025 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice*[A]



(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

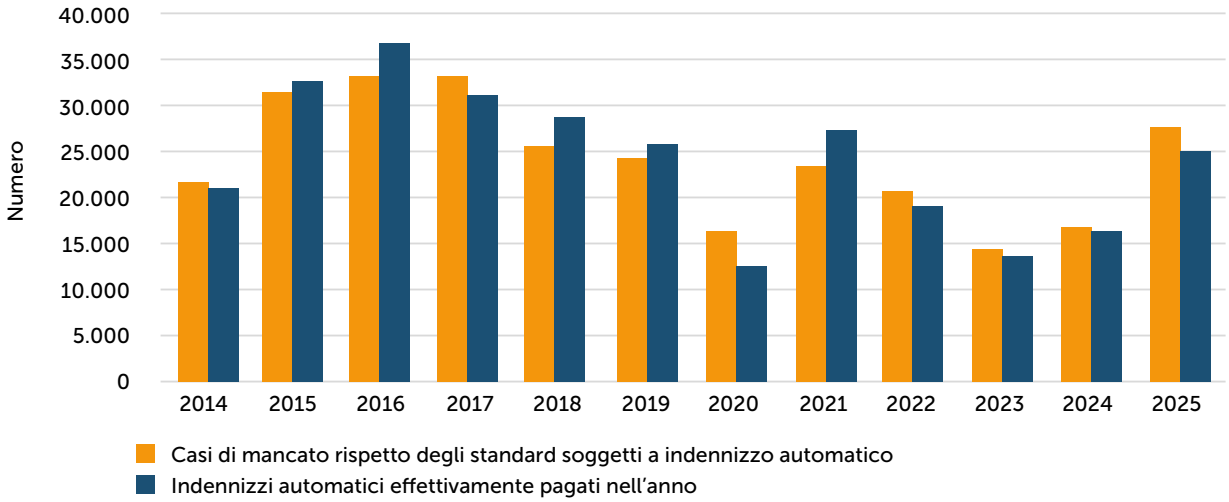
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità commerciale prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui la prestazione deve essere erogata, così come l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo massimo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili a responsabilità dell'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo.

La figura 3.41 contiene l'andamento dal 2014 dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi automatici effettivamente pagati nell'anno. Il 2025 registra un aumento rispetto al 2024, sia con riferimento ai casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia agli indennizzi automatici pagati. Nel 2025, a fronte di 27.840 casi di mancato rispetto di standard specifici, sono stati corrisposti ai clienti finali 24.990 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a oltre 1,2 milioni di euro.

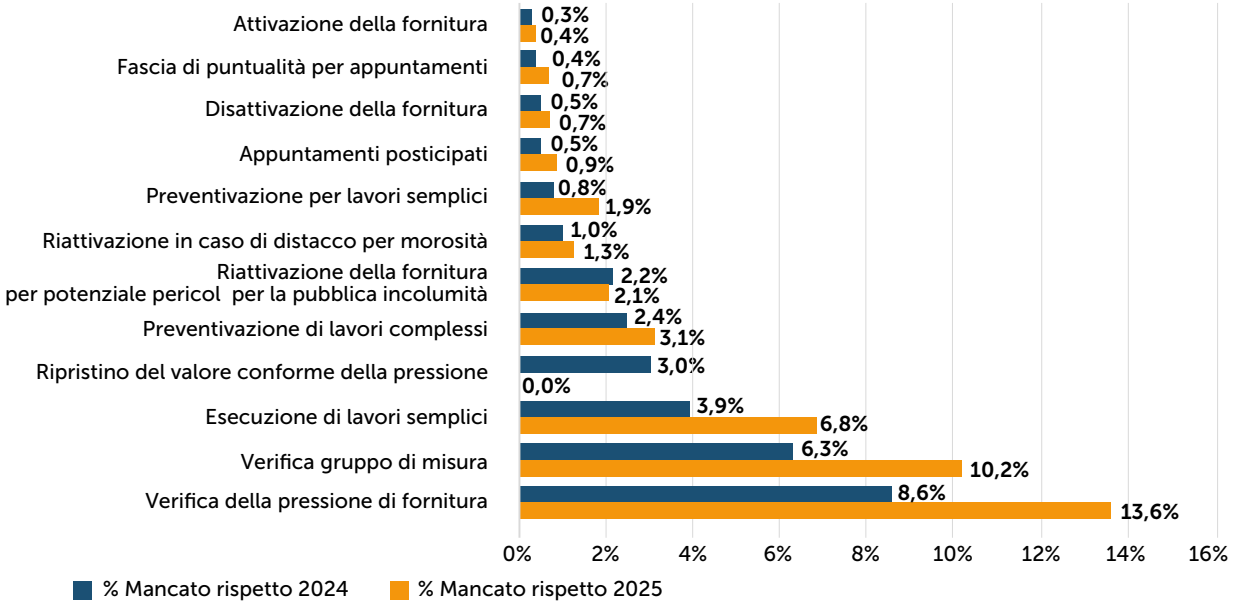
Passando poi ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.42) con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura e all'anno 2025, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita in rapporto al 2024 per il ripristino del valore conforme della pressione e, lievemente, per la riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, uniche prestazioni in calo, mentre è aumentata considerevolmente per la verifica della pressione di fornitura, per la verifica del gruppo di misura e per l'esecuzione di lavori semplici. La prestazione più numerosa in termini di richieste si conferma la fascia di puntualità per appuntamenti, seguita dall'attivazione e disattivazione della fornitura.

FIG. 3.41 *Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

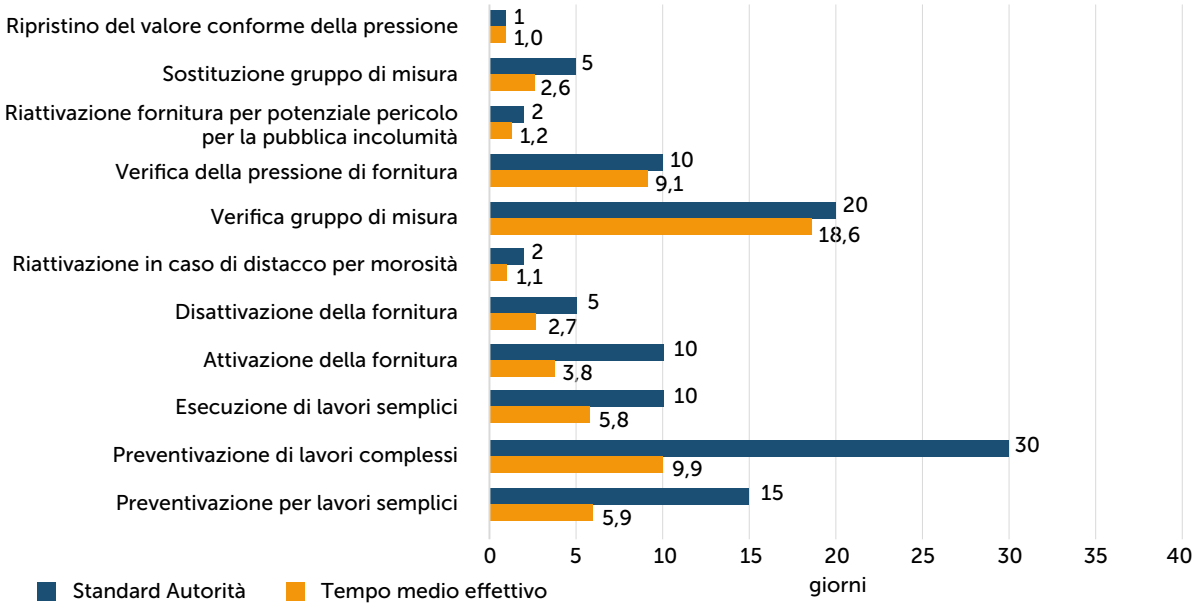
FIG. 3.42 *Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato nel 2025 (Fig. 3.43) si conferma nettamente inferiore allo standard fissato dalla RQDG per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

FIG. 3.43 *Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale ai clienti con misuratore fino alla classe G6 nel 2025*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

La tavola 3.77 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare, è evidenziato il confronto tra gli anni 2024 e 2025.

Il numero complessivo di prestazioni aumenta lievemente rispetto al 2024. La prestazione fascia di puntualità per appuntamenti è quella più numerosa: da sola rappresenta quasi il 50% del totale delle prestazioni erogate; segue, con il 17%, l'attivazione della fornitura e con il 15% la disattivazione della fornitura (stesse percentuali rilevate per l'anno precedente).

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2025 è in forte aumento rispetto al 2024. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, seguita dall'esecuzione di lavori semplici.

La successiva tavola 3.78 riporta le prestazioni relative ai dati tecnici soggette a indennizzo automatico per i venditori per i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Confrontandole con i dati dello scorso anno, si nota una diminuzione delle richieste così come degli indennizzi automatici, sia in numero sia in ammontare.

TAV. 3.77 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2024			ANNO 2025		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	116.686	5,85	818	99.177	5,45	1.481
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	3.770	10,97	33	1.863	4,37	49
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	73.731	5,61	2.563	75.479	5,00	3.404
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	524.018	3,15	1.279	526.215	3,21	2.074
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	477.492	2,3	2.051	486.779	2,27	3.118
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	164.466	1,1	1.670	181.943	1,01	1.922
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	1.966	12,47	104	2.522	10,12	190
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	163	21,74	11	245	1,74	20
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.533.871		5.571	1.606.859	-	9.735
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	26.862	0,82	558	29.118	0,57	515
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	5.015	9,58	0	2.986	0,09	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	160.642		813	171.735	-	1.352
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	33	3,5	1	27	0,01	0
TOTALE	-	**3.088.715**	-	**15.472**	**3.184.948**	-	**23.860**

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

TAV. 3.78 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 nel 2025*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE DI INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	12.680	160	8.185	2,41
Altri dati tecnici (M02) - dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	33.282	206	12.245	2,15
Altri dati tecnici complessi (M02C) - dal 1° luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	7.448	9	425	2,58
TOTALE	-	**53.410**	**375**	**20.855**	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale

Standard di qualità commerciale e indennizzi

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQ-V)[73] stabilisce gli indicatori di qualità commerciale e le regole a tutela dei clienti finali che le società di vendita di energia elettrica e gas naturale sono tenute a rispettare. Analogamente alle misure illustrate nel paragrafo *Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica* del Capitolo 2, il provvedimento stabilisce obblighi minimi di servizio e livelli standard, generali o specifici, per particolari prestazioni erogate dai venditori: il tempo impiegato per le risposte ai reclami scritti, per le rettifiche di fatturazione e per le rettifiche di doppia fatturazione è sottoposto a standard specifico, riferito a ogni singola prestazione e soggetto a indennizzo automatico in caso di fuori standard, mentre il tempo di risposta alle richieste scritte di informazioni è sottoposto a standard generale, riferito all'insieme delle prestazioni eseguite nell'anno di riferimento. I venditori di maggiori dimensioni sono inoltre coinvolti ogni anno in un'indagine di soddisfazione dei clienti che hanno effettivamente inviato un reclamo[74].

Per il 2025 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita di gas naturale[75] 457 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19 milioni di clienti (1,4 milioni non domestici e 17,6 milioni domestici, questi ultimi per l'86% nel mercato libero).

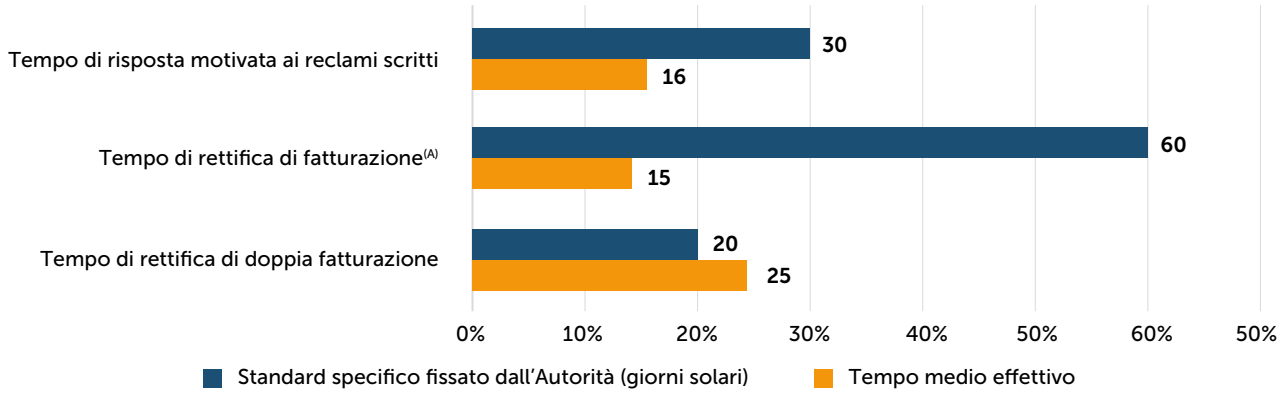
73 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, n. 413/2016/R/com, come modificato da ultimo con la delibera 5 agosto 2025, n. 399/2025/R/com.

74 Per ulteriori approfondimenti sulla regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, si rinvia al Capitolo 10 del Volume 2 della presente *Relazione Annuale*.

75 I dati sono riferiti ai clienti del gas naturale con consumi complessivamente non superiori a 200.000 Sm^3/anno, escluso il servizio di *default*.

Analizzando i tempi medi delle prestazioni soggette a standard specifico eseguite (Fig. 3.44), le risposte a reclami scritti e le rettifiche di fatturazione hanno registrato tempi medi al di sotto degli standard stabiliti dal TIQV; diversamente, il tempo medio per le rettifiche di doppia fatturazione risulta superiore allo standard, in analogia con quanto rilevato nel settore elettrico. Rispetto all'anno precedente, risultano migliorati i tempi medi di esecuzione delle rettifiche di fatturazione (33 giorni nel 2024) e di doppia fatturazione (32 giorni nel 2024), mentre il tempo medio di risposta ai reclami scritti è rimasto sostanzialmente invariato.

FIG. 3.44 *Tempi medi di esecuzione delle prestazioni soggette a standard specifici nel settore gas nel 2025*



(A) Standard pari a 90 giorni solari in caso di fatturazione quadrimestrale
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Il tempo medio di risposta alle richieste scritte di informazioni, pari a 7 giorni solari, risulta inferiore allo standard generale (30 giorni solari) ma in leggero aumento rispetto al dato 2024 (6 giorni solari).

Le imprese di vendita di gas naturale hanno ricevuto complessivamente oltre 178 mila reclami scritti, in prevalenza provenienti dal segmento dei clienti domestici serviti nel mercato libero, in coerenza con l'ampiezza della base clienti (Tav. 3.79). Parametrando il numero di reclami ai clienti serviti, il 2025 evidenzia una flessione del dato complessivo rispetto all'anno precedente (9 reclami ogni mille clienti, rispetto a 11 reclami nel 2024). Valutando il dato in relazione alle diverse categorie di clienti, si evidenziano valori più elevati nel segmento dei clienti non domestici; si osserva, però, che nel segmento dei clienti domestici solo il dato relativo ai clienti serviti in tutela della vulnerabilità risulta sensibilmente inferiore al dato medio complessivo.

Le rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione (Tav. 3.80) risultano complessivamente pari a 12.785 (per l'89% da clienti domestici), in aumento rispetto alle 8.044 rettifiche (di cui l'88% da clienti domestici) registrate nell'anno precedente. In particolare, rispetto all'anno precedente risultano sensibilmente aumentate le rettifiche di fatturazione (7.775 nel 2024), mentre le rettifiche di doppia fatturazione (269 nel 2024) risultano in lieve flessione. L'incidenza delle rettifiche risulta complessivamente superiore per i clienti del mercato libero (0,9 rettifiche ogni mille clienti non domestici; 0,7 rettifiche ogni mille clienti domestici) rispetto ai clienti domestici serviti in vulnerabilità (0,24 rettifiche ogni mille clienti).

TAV. 3.79 *Reclami scritti nel settore del gas naturale nel 2025, per tipologia di cliente*

TIPO DI CLIENTE	NUMERO DI RECLAMI	NUMERO DI RECLAMI OGNI MILLE CLIENTI
Attività di servizio pubblico	188	7
Condomìni uso domestico	1.680	13
Domestici (mercato libero)	147.368	10
Domestici (tutela della vulnerabilità)	11.572	5
Usi diversi	10.950	15
Multisito gas	6.937	13
TOTALE	**178.695**	**9**

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.80 *Rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione nel settore del gas naturale nel 2025*

TIPO DI CLIENTE	NUMERO DI RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	NUMERO DI RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE
Attività di servizio pubblico	5	-
Condomìni uso domestico	190	5
Domestici (mercato libero)	10.686	185
Domestici (tutela della vulnerabilità)	591	4
Usi diversi	607	23
Multisito gas	468	21
TOTALE	12.547	238

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le richieste scritte di informazioni ricevute dalle imprese, complessivamente, sono risultate pari a 437.829, in netto aumento rispetto all'anno precedente (127.311 nel 2024). La grande maggioranza delle richieste proviene dai clienti del mercato libero (in particolare, in questo segmento, dai clienti domestici), in coerenza con la numerosità della base clienti.

In relazione al rispetto degli standard specifici di qualità commerciale definiti dal TIQV, i dati comunicati dagli operatori evidenziano che, complessivamente, il 97% dei fuori standard è stato attribuito a cause riconducibili alla responsabilità dell'impresa; poco meno del 3% a cause di terzi (cliente, altri soggetti) e una minima parte a cause di forza maggiore.

Gli indennizzi complessivamente erogati per il mancato rispetto di standard specifici per responsabilità riconducibile al venditore sono risultati pari a 9.961 (Tav. 3.81), in sensibile diminuzione rispetto all'anno precedente (21.134 nel 2024). Analogamente al settore elettrico, anche per il settore gas gli indennizzi sono riconducibili in prevalenza al superamento del tempo standard per la risposta ai reclami scritti (94%) e in minima parte al tempo per la rettifica di fatturazione (5%) e di doppia fatturazione. Il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi è quello dei clienti domestici del mercato libero.

TAV. 3.81 *Numero di indennizzi erogati nel settore del gas naturale nel 2025 per mancato rispetto di standard specifici*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Attività di servizio pubblico	17	0	0	17
Condomìni uso domestico	99	5	3	107
Domestici (mercato libero)	7.086	436	53	7.575
Domestici (tutela della vulnerabilità)	839	31	3	873
Usi diversi	833	28	9	870
Multisito gas	490	29	0	519
TOTALE	**9.364**	**529**	**68**	**9.961**

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Gli importi erogati a titolo di indennizzo automatico ammontano complessivamente a oltre 420 mila euro (Tav. 3.82), valore quasi dimezzato rispetto all'anno precedente (922 mila euro nel 2024) ma coerente con il dato sopra richiamato relativo alla riduzione complessiva dei fuori standard. Più del 93% degli importi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti; il segmento di mercato che ha beneficiato maggiormente degli indennizzi automatici è, in termini assoluti, quello dei clienti del mercato libero (in particolare dei clienti domestici).

TAV. 3.82 *Importo degli indennizzi automatici erogati (euro) nel settore del gas naturale nel 2025*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Attività di servizio pubblico	825	-	-	825
Condomìni uso domestico	4.650	925	75	5.650
Domestici (mercato libero)	290.725	19.000	2.900	312.625
Domestici (tutela della vulnerabilità)	35.875	1.650	125	37.650
Usi diversi	34.875	1.225	500	36.600
Multisito gas	26.250	1.050	-	27.300
TOTALE	**393.200**	**23.850**	**3.600**	**420.650**

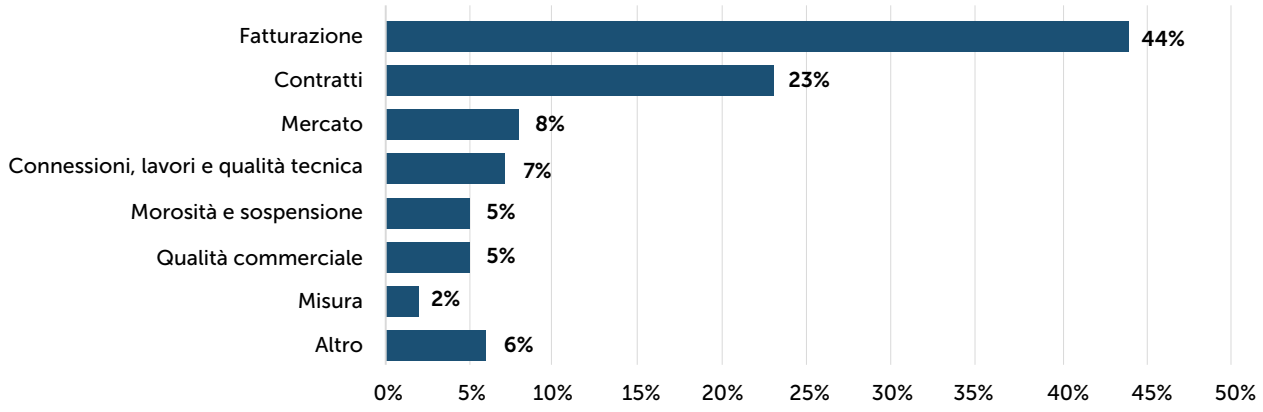
Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Considerando gli argomenti dei reclami scritti (Fig. 3.45), i casi più numerosi riguardano problemi legati alla fatturazione (consumi e corrispettivi fatturati, ricalcoli, uso dell'autolettura, periodicità di fatturazione, pagamenti e rimborsi), seguiti dai problemi legati alle vicende dei contratti (volture e subentri, recesso, modifiche unilaterali), alla morosità (mancati pagamenti, sospensione della fornitura, applicazione del corrispettivo Cmor) e al mercato (cambio fornitore, contratti non richiesti, condizioni economiche). All'interno della voce Altro, i reclami relativi al bonus sociale gas rappresentano circa l'1% dei reclami presentati dai clienti domestici.

Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni (Fig. 3.46), la maggior parte delle richieste riguarda la fatturazione (consumi e corrispettivi fatturati, ricalcoli, autolettura, periodicità di fatturazione, pa-

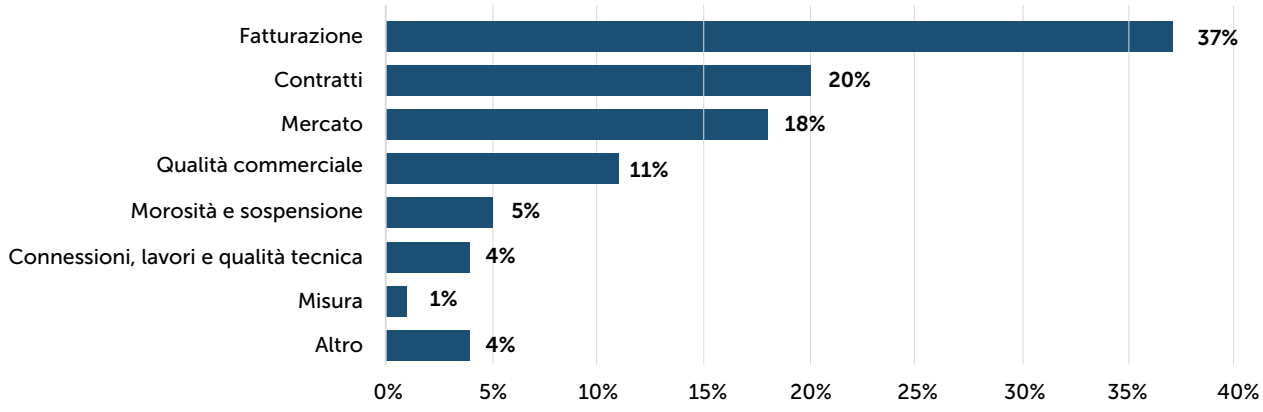
gamenti e rimborsi), i contratti (volture e subentri, modifiche unilaterali), il mercato (cambio fornitore, condizioni economiche) e la qualità commerciale (servizio clienti, corresponsione indennizzi). All'interno della voce Altro, le richieste di informazioni relative al bonus sociale gas rappresentano circa l'1% delle richieste dei clienti domestici.

FIG. 3.45 *Argomenti dei reclami scritti ai venditori gas nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

FIG. 3.46 *Oggetto di richieste di informazioni ai venditori gas nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2025, 102 venditori hanno dichiarato di fornire complessivamente 1,7 milioni di clienti con contratti *dual fuel* (contratti per la fornitura congiunta di energia elettrica e di gas naturale). La tavola 3.83 riepiloga il numero di reclami scritti, di richieste scritte di informazioni di rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione risultanti per gli anni 2024 e 2025.

TAV. 3.83 *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti dual fuel*

ISTANZA	2024	2025
Reclami	30.355	27.519
Richieste di informazione	31.525	53.041
Rettifiche di fatturazione	1.549	1.496
Rettifiche di doppia fatturazione	54	29

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Per i clienti con contratti *dual fuel*, i casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico (Tav. 3.84) sono stati complessivamente 1.818 (erano 3.439 nel 2024). La maggior parte dei casi di fuori standard riguarda il ritardo nella risposta a un reclamo scritto.

Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti a titolo di indennizzo automatico, la parte prevalente corrisponde a fuori standard nelle risposte ai reclami scritti; in misura minore pesano i ritardi nelle rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione. Nel complesso, al segmento di clienti con contratti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per circa 79 mila euro, in diminuzione rispetto all'anno precedente (circa 149 mila euro nel 2024), in coerenza con la diminuzione dei casi di fuori standard.

TAV. 3.84 *Numero di indennizzi e importi erogati (euro) nel 2025 a clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici*

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI	IMPORTO EROGATO
Risposta ai reclami	1.662	71.475
Rettifiche di fatturazione	142	6.725
Rettifiche di doppia fatturazione	14	700
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE	1.818	78.900

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

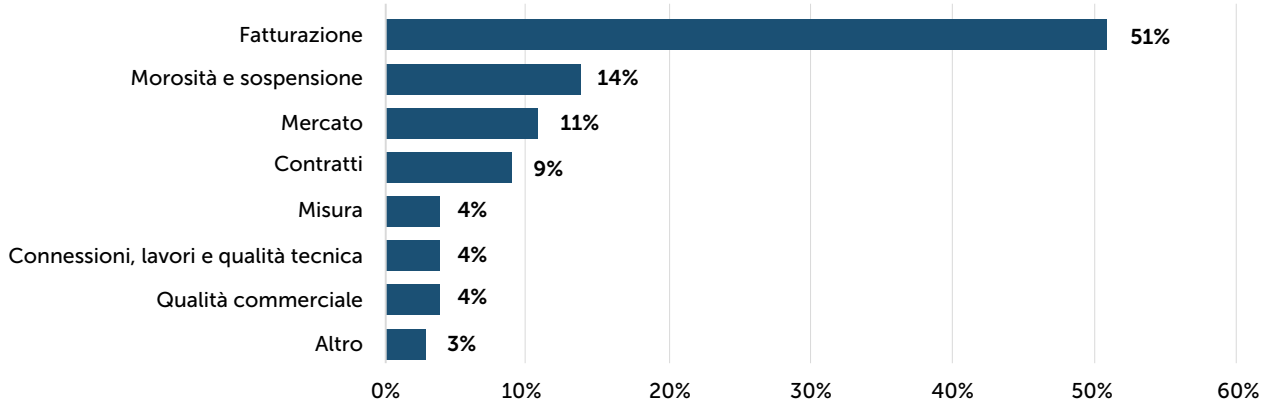
Nella maggior parte dei fuori standard (97%) la responsabilità risulta riconducibile alle imprese di vendita; la restante parte dei casi risulta riconducibile a cause esterne, cioè imputabili al cliente finale o a soggetti terzi, mentre nessun caso è stato attribuito a cause di forza maggiore.

Per quanto attiene agli argomenti dei reclami scritti dei clienti con contratto *dual fuel* (Fig. 3.47), primeggiano i casi legati alla fatturazione (consumi e corrispettivi fatturati, ricalcoli, uso dell'autolettura, periodicità di fatturazione, problemi per pagamenti e rimborsi), seguiti dai problemi legati alla morosità (mancati pagamenti, sospensione della fornitura, applicazione del corrispettivo Cmor), al mercato (cambio fornitore, contratti non richiesti, condizioni economiche) alle vicende dei contratti (volture e subentri, recesso, modifiche unilaterali). All'interno

della voce Altro, i reclami relativi al bonus sociale gas rappresentano circa il 2% dei reclami presentati dai clienti domestici.

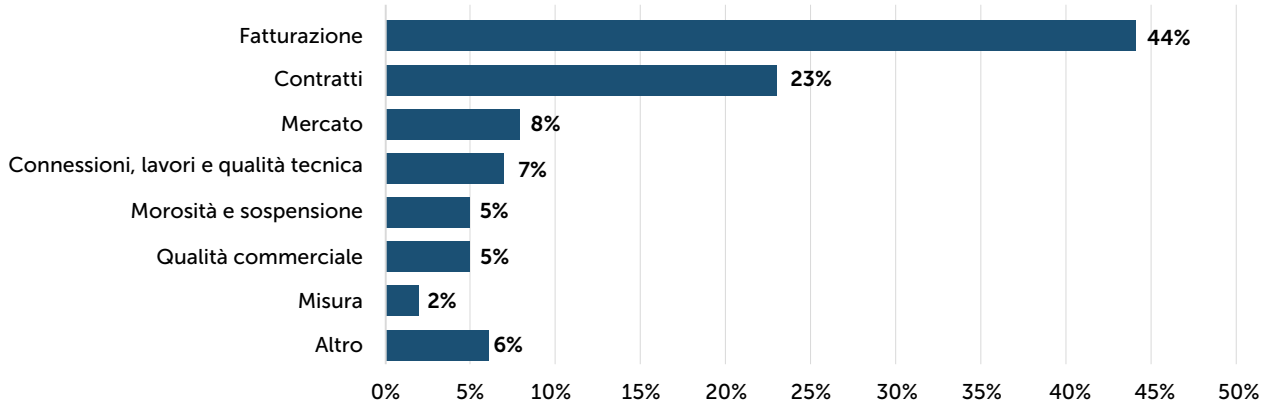
Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni (Fig. 3.48), la maggior parte delle richieste riguarda aspetti legati alla fatturazione (consumi e corrispettivi fatturati, ricalcoli, autolettura, periodicità di fatturazione, pagamenti e rimborsi), ai contratti (volture e subentri, modifiche unilaterali), al mercato (cambio fornitore, condizioni economiche) nonché alle concessioni/lavori e qualità tecnica (preventivi/attivazioni/lavori, sicurezza). All'interno della voce Altro, le richieste di informazioni relative al bonus sociale gas rappresentano circa il 2% delle richieste dei clienti domestici.

FIG. 3.47 *Argomenti dei reclami scritti dei clienti dual fuel nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

FIG. 3.48 *Oggetto di richieste scritte di informazione dei clienti dual fuel nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Qualità dei servizi telefonici di assistenza ai clienti del gas naturale

Poiché i dati della qualità dei servizi telefonici non vengono rilevati separatamente per i servizi elettrico e gas, l'argomento è trattato in forma unitaria nel paragrafo *Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica* del Capitolo 2 di questo Volume, al quale si rimanda.

CAPITOLO **04**

04

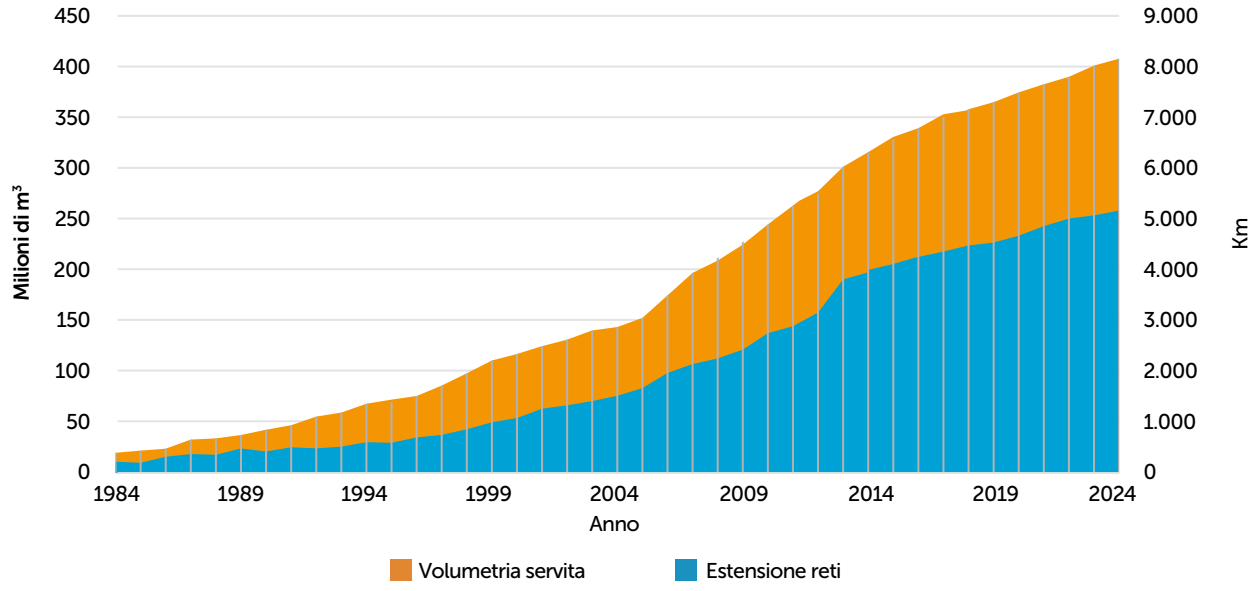
Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

Struttura del mercato

Stato di diffusione del servizio

Per motivi storici, i sistemi di teleriscaldamento sono molto comuni in alcuni Paesi del Nord-Est Europa: Islanda, Danimarca, Svezia, Lettonia, Finlandia, Estonia e Lituania hanno oltre il 40% delle utenze residenziali e del terziario riscaldate con questo sistema. In Italia la diffusione è limitata (circa il 3% di copertura), seppure si evidenzi una crescita, mai interrotta nel tempo dopo l'installazione dei primi impianti negli anni '70, sia in termini di volumetria servita, sia di estensione delle reti di distribuzione dell'energia termica (Fig. 4.1). Tra il 2000 e il 2024 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 5,5%, passando da 117 a 412 milioni di metri cubi. Nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è cresciuta da 1.091 a 5.199 km, a un ritmo medio di circa 170 km all'anno.

FIG. 4.1 *Evoluzione della volumetria allacciata (asse principale) e dell'estensione delle reti (asse secondario)*



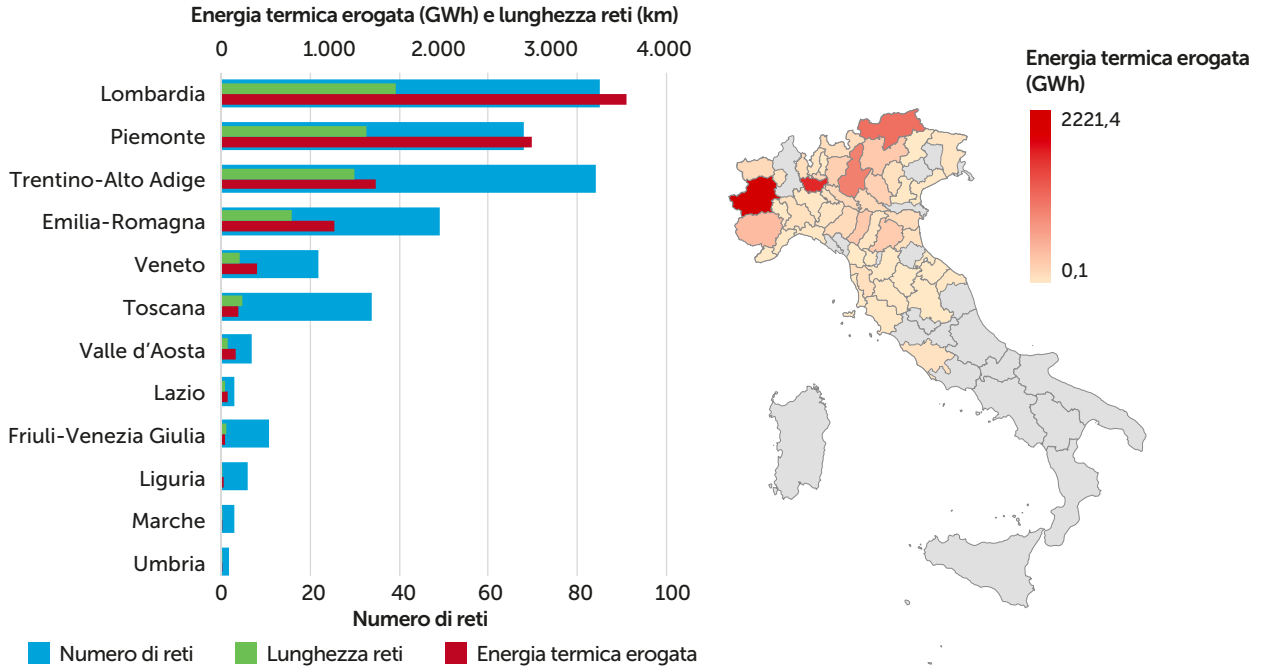
Fonte: Annuario AIRU[1] 2025.

La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nelle aree urbane dell'Italia settentrionale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici e l'elevata densità abitativa consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Cinque Regioni del Nord Italia (Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto) rappresentano, da sole, il 95% dell'energia termica erogata dai sistemi di teleriscaldamento. La dimensione delle reti in queste Regioni risulta piuttosto eterogenea. In Piemonte, per esempio, un numero di reti più limitato distribuisce oltre il doppio di energia rispetto alle reti (perlopiù montane) localizzate in Trentino-Alto Adige.

1 AIRU è l'Associazione italiana riscaldamento urbano, associazione nazionale che raggruppa i maggiori operatori del settore del telecalore.

FIG. 4.2 *Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2024 (numero di reti, estensione ed energia termica totale erogata)*



Fonte: ARERA. Elaborazione anagrafiche e raccolte dati 2024.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2024 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento) hanno prodotto 11.409 GWh termici, 6.511 GWh elettrici e 146 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al precedente anno 2023, è significativamente cresciuto sia il calore erogato all'utenza (8,8%) sia l'energia elettrica prodotta dalle centrali al servizio di reti di telecalore e immessa nella rete elettrica nazionale (7,4%). La fornitura di energia frigorifera alle utenze del telecalore ha registrato, al contrario, un leggero calo sull'anno precedente (-2,7%).

TAV. 4.1 *Produzione di energia delle centrali termiche nel 2024 (in GWh)*

VETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2023
Energia termica	11.409	9.245	8,8%
Energia elettrica	6.511	6.076	7,4%
Energia frigorifera	146	143	-2,7%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.
Fonte: Annuario AIRU 2025.

Tra le fonti energetiche utilizzate per l'alimentazione degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale mantiene stabilmente e ampiamente la prima posizione, con un'incidenza pari al 70,5% della produzione di energia termica

complessiva. Un contributo significativo è fornito anche dai rifiuti (14,9%) e dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, all'11,0%), mentre le altre fonti energetiche presentano un'incidenza nel complesso marginale.

TAV. 4.2 *Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore*

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2014		ANNO 2023		ANNO 2024	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.180.626	72,3%	1.264.275	69,8%	1.348.214	70,5%
Energia da rifiuti	209.616	12,8%	278.014	15,4%	285.522	14,9%
Bioenergie[A]	152.682	9,4%	202.601	11,2%	210.258	11,0%
Carbone	42.078	2,6%	-	0,0%	-	0,0%
Gasolio e olio combustibile	1.207	0,1%	1.534	0,1%	1.621	0,1%
Geotermia	21.638	1,3%	28.461	1,6%	28.736	1,5%
Recuperi da processo industriale	180	0,0%	10.100	0,6%	10.781	0,6%
Sole	-	0,0%	192	0,0%	160	0,0%
Energia primaria da rete elettrica[B]	24.840	1,5%	25.714	1,4%	26.597	1,4%
TOTALE fossili	**1.248.751**	**76%**	**1.291.523**	**71%**	**1.376.432**	**72%**
TOTALE rinnovabili	**384.116**	**24%**	**519.368**	**29%**	**535.457**	**28%**
TOTALE generale	**1.632.867**	**100%**	**1.810.891**	**100%**	**1.911.889**	**100%**

(A) Biomasse, biogas e bioliquidi.
(B) Consumi del sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.
Fonte: Annuario AIRU 2025.

Per quanto concerne l'incidenza delle differenti tecnologie di generazione, si conferma una netta prevalenza degli impianti di cogenerazione di elettricità e calore, con una quota di produzione pari al 64,9% del totale (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 *Tecnologia e fonti di produzione dell'energia termica immessa nelle reti di telecalore nel 2024 (in GWh)*

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA TOTALE
Cogenerazione	5.630	1.759	7.389	64,9%
Produzione semplice	2.383	873	3.256	28,6%
Rinnovabili dirette	-	319	319	2,8%
Pompe di calore	-	297	297	2,6%
Recupero	-	123	123	1,1%
TOTALE	**8.013**	**3.371**	**11.384**	**100%**

Fonte: Annuario AIRU 2025.

Se si considera, invece, la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra una predominanza delle caldaie (oltre 5.800 MW), utilizzate però principalmente per coprire le punte di domanda e per la funzione di riserva.

TAV. 4.4 *Capacità di generazione installata per tecnologia*

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31/12/2023		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31/12/2024	
	ELETTRICA MW_e	TERMICA MW_t	ELETTRICA MW_e	TERMICA MW_t
Centrali termoelettriche	-	1.268	-	1.268
Impianti di cogenerazione(A)	823	953	848	973
Impianti termovalorizzazione rifiuti	-	677	-	714
Produzione semplice a bioenergie(B)	-	499	-	504
Impianti di cogenerazione a bioenergie	91	258	98	281
Impianti a geotermia	-	156	-	160
Recupero da processo industriale	-	126	-	154
Pompe di calore	-	94	-	95
Solare termico	-	3	-	4
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.714	-	5.814
TOTALE	**914**	**9.748**	**946**	**9.968**

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.
(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.
Fonte: Annuario AIRU 2025.

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso gruppi frigoriferi installati nelle centrali termiche, con la successiva distribuzione attraverso reti di teleraffrescamento (trasporto di acqua fredda), oppure in loco, grazie a gruppi frigoriferi alimentati dal calore delle reti di teleriscaldamento. Nel primo caso i gruppi frigoriferi possono essere del tipo "a compressione di vapore" (alimentati da energia elettrica, tipicamente prodotta da cogeneratori presenti nella stessa centrale termica) e/o "ad assorbimento" (alimentati con calore disponibile in centrale, tipicamente di origine cogenerativa). Nel caso di produzione presso la sottostazione d'utenza, invece, vengono utilizzati necessariamente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, impiegando quindi lo stesso vettore termico usato per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, acqua calda sanitaria e processi industriali.

La prima soluzione ha come principale vantaggio la flessibilità di utilizzo della fonte energetica (utilizzo di elettricità, per la produzione tramite gruppi frigoriferi a compressione, e/o di calore, per la produzione tramite gruppi frigoriferi ad assorbimento) disponibile o appositamente prodotta in centrale, mentre la seconda soluzione consente di evitare gli investimenti e gli oneri di gestione e manutenzione derivanti da un'apposita infrastruttura di teleraffrescamento (tipicamente posata in parallelo alla rete di teleriscaldamento).

La tavola 4.5 riporta i valori di capacità di produzione frigorifera delle diverse macchine attualmente installate nei sistemi di telecalore, suddivise per tipologia e posizione di installazione. Tale capacità non ha subìto sensibili modifiche rispetto agli anni precedenti.

TAV. 4.5 *Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2024 (MW)*

TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	114,7	-	114,7
Ad assorbimento	33,9	108,3	142,2
TOTALE	148,6	108,3	256,9

Fonte: Annuario AIRU 2025.

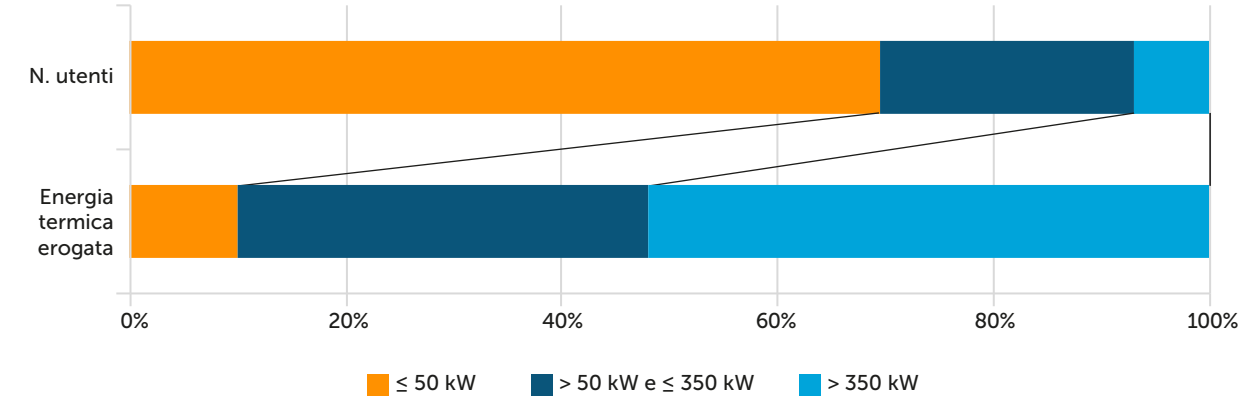
Il *mix* produttivo dei sistemi di telecalore ha consentito un significativo risparmio energetico e una riduzione delle emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore (quantificati dall'AIRU in 0,6 Mtep di fonti fossili risparmiate e 1,8 Mt di CO_2 non emesse nell'anno 2024).

Caratteristiche della domanda

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale (riscaldamento e, in parte minore, raffrescamento) e produzione di acqua calda a uso igienico-sanitario, mentre è trascurabile l'utilizzo in processi industriali. In particolare, secondo i dati AIRU, una quota sostanziale della domanda è costituita da utenze di tipo residenziale (il 65% del totale) e terziario (32%). La domanda del settore industriale è invece marginale (3%, di cui meno dello 0,5% rappresentata da usi di processo), in quanto i processi industriali richiedono in genere temperature di fornitura superiori a quelle di esercizio delle reti di telecalore.

Per quanto concerne le caratteristiche dell'utenza, il settore del telecalore, come evidenziato nella figura 4.3, è caratterizzato dalla presenza di un numero rilevante di utenti di dimensioni relativamente ridotte. Il 69% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre il 24% ha una taglia compresa tra 50 e 350 kW e solo il 7% supera i 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano tuttavia una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%).

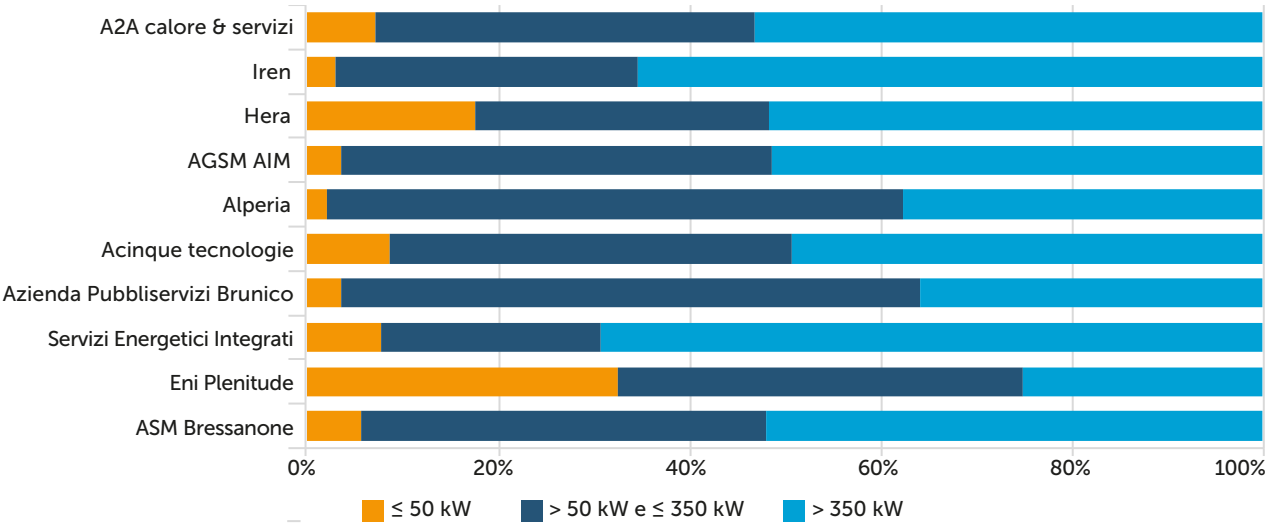
FIG. 4.3 *Quota del numero di utenti e dei relativi consumi in funzione della classe dimensionale degli utenti nel 2024*



Fonte: ARERA. Raccolta dati 2024 integrata.

L'incidenza delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente tra i diversi operatori (Fig. 4.4). Tale eterogeneità è dovuta primariamente alle caratteristiche del territorio servito. Nelle aree a elevata densità abitativa vi è una forte prevalenza di grandi condomini, mentre nelle zone montane e rurali vi è una maggiore diffusione di utenze costituite da una o poche unità abitative.

FIG. 4.4 *Calore erogato dai 10 maggiori operatori ripartito per classe dimensionale dell'utente nel 2024*



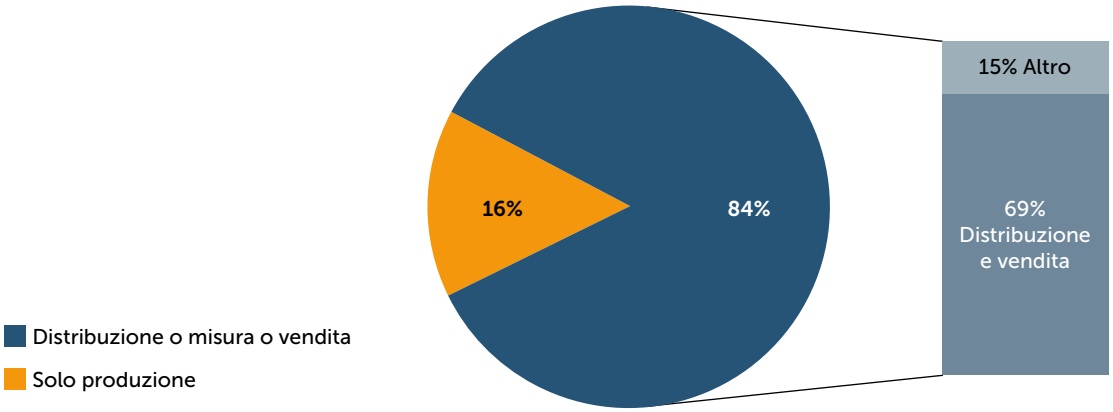
Fonte: ARERA. Raccolta dati 2024 integrata.

Operatori del servizio di telecalore

Nell'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente risultano attualmente iscritte 254[2] società operanti nel settore del telecalore. Di queste, l'84% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura di energia termica alle utenze (distribuzione, misura e/o vendita), mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica (Fig. 4.5).

2 Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (aprile 2026).

Fig. 4.5 *Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (aprile 2026)*

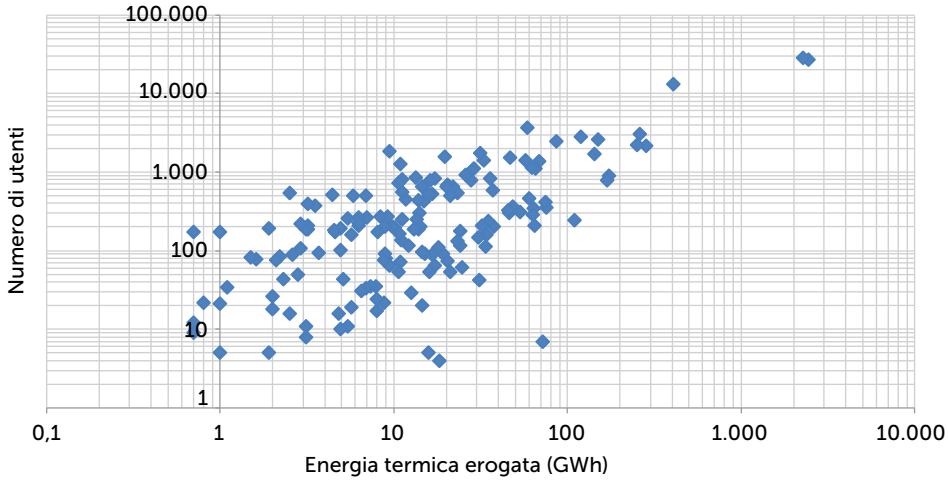


Fonte: ARERA. Anagrafica operatori.

Gli operatori del telecalore presentano un'ampia eterogeneità, sia in relazione al numero di utenti serviti sia all'energia termica complessivamente erogata (Fig. 4.6). L'elevata variabilità dell'energia erogata, anche a parità del numero di utenti, dipende principalmente dal diverso contesto in cui operano gli esercenti. Come già accennato sopra, nelle aree a minore densità abitativa l'utenza è caratterizzata da piccoli edifici, non di rado villette monofamiliari, mentre nelle principali aree urbane vi è una maggiore presenza di condomini o supercondomini, corrispondenti a decine (in alcuni casi centinaia) di unità immobiliari.

Un'altra caratteristica del settore è l'elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (27 operatori con potenza convenzionale superiore a 50 MW[3] e che gestiscono 115 reti di telecalore) servono una quota preponderante degli utenti (Fig. 4.7).

Fig. 4.6 *Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2024 (assi in scala logaritmica)*

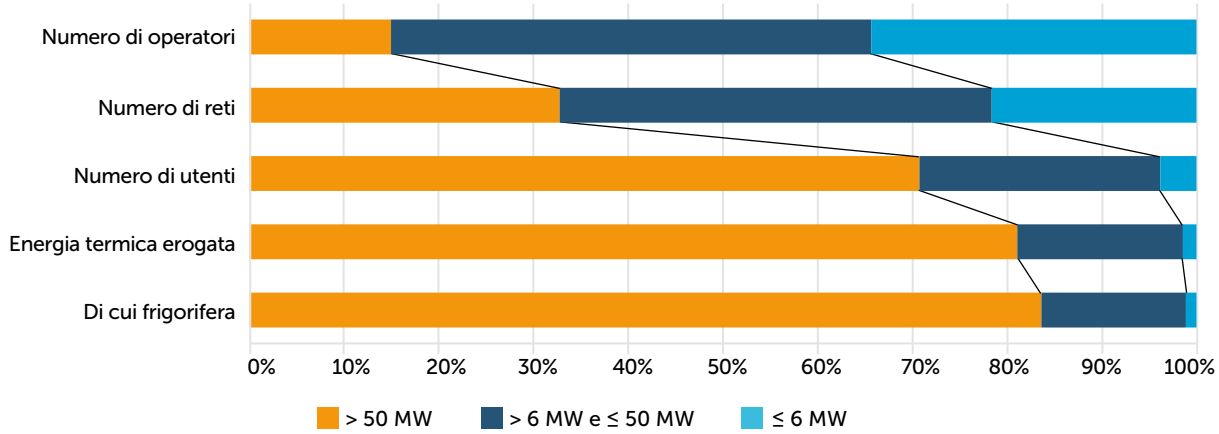


Fonte: ARERA. Raccolta dati 2024 integrata[4].

3 Gli esercenti, ai sensi del TUD (testo unico di classificazione dimensionale degli esercenti, è l'allegato B alla delibera n. 463/2021/R/tlr), sono suddivisi in 3 classi dimensionali: esercenti di maggiori dimensioni (potenza convenzionale > 50 MW), esercenti di medie dimensioni (> 6 MW e ≤ 50 MW) e micro-esercenti (≤ 6 MW).

4 I dati si riferiscono all'insieme delle informazioni inviate all'Autorità con la Raccolta dati integrata telecalore relative all'anno di esercizio 2024, per un totale di 172 venditori che hanno erogato energia termica per circa 9.400 GWh a 138.000 utenti.

Fig. 4.7 *Rappresentatività delle 3 classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, di reti e di utenti, energia termica erogata e quota di energia frigorifera nel 2024*



Fonte: ARERA. Raccolta dati 2024 qualità tecnica[5].

Prezzi del servizio

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

L'Autorità, al fine di monitorare lo stato del settore, ha previsto con il TITT[6] specifici obblighi di trasparenza sui prezzi del servizio. In particolare, gli operatori:

- dal 1° gennaio 2020 sono tenuti a pubblicare sul proprio sito internet i prezzi di fornitura applicati all'utenza;
- dal 2021 comunicano annualmente all'Autorità informazioni relative alle offerte commerciali applicate agli utenti.

Nell'ambito delle attività di monitoraggio, l'Autorità, a seguito del significativo incremento dei prezzi registrato a partire dall'ultimo trimestre 2021, ha avviato un'indagine conoscitiva, al fine di valutare la congruità di costi e ricavi del servizio di teleriscaldamento.

L'indagine conoscitiva, i cui esiti sono stati riportati nell'allegato A alla delibera n. 547/2022/R/tlr, ha evidenziato potenziali criticità, sia in relazione alle dinamiche di mercato sia, limitatamente ad alcuni contesti, all'equità dei prezzi applicati; in particolare:

- con riferimento alle dinamiche di mercato, i prezzi applicati dagli esercenti del servizio di teleriscaldamento sono risultati, in genere, superiori al costo di erogazione del servizio alternativo più conveniente;

5 I dati si riferiscono all'insieme delle informazioni inviate all'Autorità con la Raccolta dati qualità tecnica telecalore relative all'anno di esercizio 2024, per un totale di 180 distributori che hanno erogato energia termica per circa 9.600 GWh a 144.000 utenti.

6 Il TITT è il testo unico in materia di trasparenza dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, allegato A alla delibera 25 luglio 2023, n. 344/2023/R/tlr.

- con riferimento all'equità dei prezzi applicati, in alcune reti, caratterizzate da un significativo utilizzo di impianti di termovalorizzazione per la produzione di energia termica, si è determinato un progressivo disallineamento tra costi e ricavi del servizio in quanto, all'incremento dei ricavi, non è corrisposta una crescita dei costi variabili di produzione.

Alla luce degli esiti dell'indagine conoscitiva, l'Autorità, con la segnalazione n. 568/2022/I/tlr, ha posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre una regolazione tariffaria dei prezzi del servizio di teleriscaldamento.

Il legislatore è intervenuto con la legge 21 aprile 2023, n. 41, che ha modificato le disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, prevedendo l'applicazione di tariffe regolate per la generalità delle reti di teleriscaldamento.

L'Autorità, a partire dall'anno 2024, ha introdotto un metodo tariffario transitorio (MTL-T[7]), ritenendo necessario un intervento tempestivo a tutela degli utenti, anche alla luce delle tensioni perduranti nei mercati energetici.

Il metodo tariffario transitorio, in particolare, in un'ottica di gradualità e proporzionalità di intervento, prevede:

- l'applicazione di un vincolo massimo ai ricavi complessivi degli operatori, calcolato sulla base del metodo del costo evitato (il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando il sistema di riscaldamento alternativo più conveniente, individuato nella caldaia a gas, per le aree metanizzate e nella caldaia a gasolio per le aree non metanizzate);
- la definizione di un livello di riduzione dei prezzi (-10%) rispetto all'applicazione senza modifiche delle condizioni economiche vigenti prima dell'intervento dell'Autorità, se incompatibili con il vincolo ai ricavi di cui al precedente alinea; tale disposizione è finalizzata ad assicurare una adeguata gradualità nell'introduzione di un regime di prezzi regolati;
- l'esclusione dalla disciplina per gli operatori di minori dimensioni (con una potenza complessiva inferiore a 30 MW), fermo restando il potere dell'Autorità di intervento *ex post* in caso di segnalazioni di anomalie nei prezzi del servizio.

Le informazioni sui prezzi riportate nella presente *Relazione Annuale* si riferiscono all'anno 2024, primo periodo di applicazione del metodo tariffario transitorio.

Modalità di determinazione del prezzo

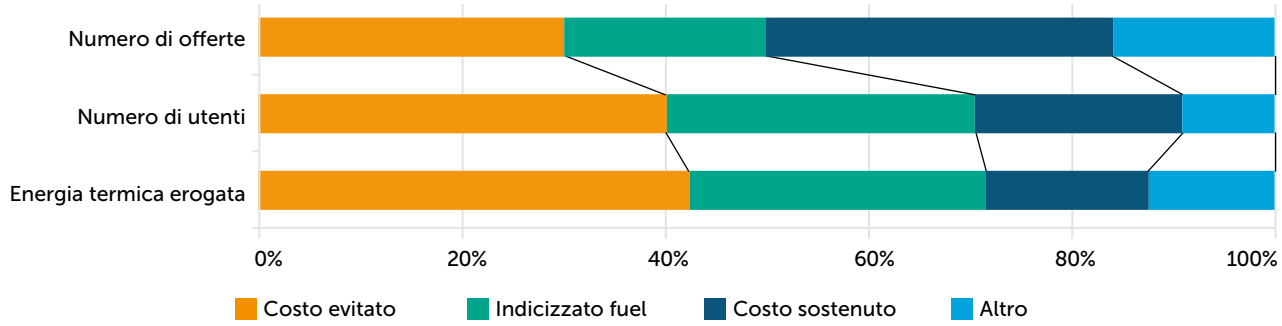
Fatto salvo il rispetto del vincolo ai ricavi complessivi, definito dall'Autorità per gli esercenti sopra soglia, nel settore gli operatori continuano a utilizzare principalmente due modalità per determinare i prezzi da applicare ai singoli utenti:

- il metodo dei costi sostenuti, che ha l'obiettivo di definire offerte commerciali in grado di garantire l'equilibrio economico e finanziario, nonché un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia *"cost of service"*);

7 MTL-T è l'allegato A alla delibera n. 638/2023/R/tlr, come successivamente modificato e integrato.

- il metodo del costo evitato, che ha l'obiettivo di fornire all'utente il servizio a un prezzo competitivo, rispetto al costo che lo stesso avrebbe sostenuto utilizzando una tecnologia di climatizzazione alternativa (per esempio, una caldaia a gas).
- Alcuni operatori dichiarano di definire il prezzo del servizio anche sulla base di altre modalità che tuttavia, in genere, presentano molte similitudini con il metodo del costo evitato. In particolare, l'utilizzo del prezzo del gas (o di altro combustibile, per le aree non metanizzate) per l'aggiornamento dei corrispettivi definiti in fase di contrattualizzazione.

FIG. 4.8 *Offerte commerciali per metodologia di definizione del prezzo nel 2024*



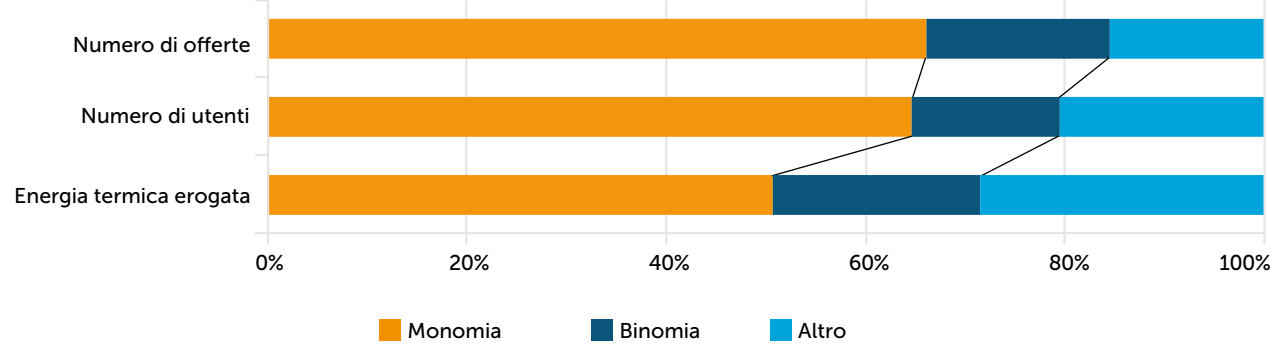
Fonte: ARERA. Raccolta dati 2024 integrata.

L'incidenza di ciascuna metodologia di *pricing* è riportata nella Fig. 4.8. La scelta è influenzata dalla forma societaria dell'esercente. In particolare, il metodo del costo evitato e suoi affini (quali il prezzo indicizzato alle quotazioni del gas) è in genere applicato da operatori che gestiscono reti di grandi dimensioni, prevalentemente in contesti urbani, mentre le società cooperative o a forte partecipazione pubblica, che gestiscono reti di piccole dimensioni, tendono a preferire il metodo dei costi sostenuti.

Articolazione tariffaria

Nel settore è diffuso l'utilizzo di tariffe monomie e binomie (dove, oltre alla componente variabile su energia termica, ne è presente una fissa dipendente dalla potenza contrattualizzata, tipicamente espressa in €/kW).

FIG. 4.9 *Offerte commerciali per tipologia di prezzo nel 2024*



Fonte: ARERA. Raccolta dati 2024 integrata.

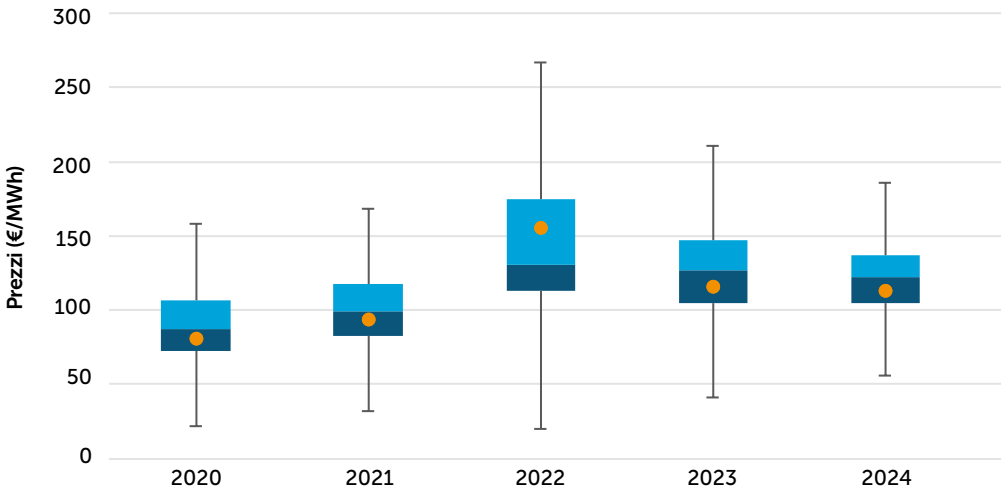
Risulta limitata, ma non trascurabile, la diffusione di ulteriori articolazioni tariffarie (categoria "altro" nella Fig. 4.9), in genere caratterizzate dalla presenza di componenti per il noleggio del misuratore o per altri oneri connessi con l'erogazione del servizio.

Andamento dei prezzi

L'ampia diffusione del metodo del costo evitato e di prezzi indicizzati ai combustibili per la determinazione delle offerte commerciali agli utenti implica naturalmente una forte influenza delle quotazioni di mercato delle fonti energetiche, in particolare del gas naturale, sull'andamento dei prezzi del servizio di teleriscaldamento.

Nel periodo di osservazione dei prezzi del settore, avviato nel 2020, tale correlazione è evidente. A un picco del prezzo del servizio di teleriscaldamento nell'anno 2022, risultato in media pari a 155 €/MWh, è seguito un calo a 116 €/MWh nel 2023 e, anche per effetto dell'introduzione del vincolo ai ricavi, a 113 €/MWh nel 2024 (Fig. 4.10).

FIG. 4.10 *Boxplot di distribuzione dei prezzi medi degli operatori (IVA ed eventuale credito d'imposta esclusi) e media pesata sull'energia erogata, evoluzione negli anni 2020-2024*



Fonte: ARERA. Raccolte dati integrate.

Seppure i prezzi non siano a oggi rientrati al livello precrisi, a causa del perdurare di tensioni sui mercati internazionali, si nota una importante riduzione, dopo il 2022, del valore medio e della variabilità tra le diverse offerte (*boxplot* più sottile e baffi più corti). Nonostante questa stabilizzazione, l'eterogeneità delle tariffe applicate dagli esercenti rimane consistente: anche nei due quartili intermedi della distribuzione (il 50% centrale della popolazione di dati), il prezzo medio applicato dagli operatori nel 2024 varia tra 105 e 137 €/MWh.

L'eterogeneità dei prezzi applicati è motivata da molti fattori. Il prezzo del servizio è influenzato non solo dalle diverse modalità di definizione (metodologie *cost of service* o dei costi evitati), ma anche dalle caratteristiche dei sistemi di telecalore (tipologia di fonti energetiche utilizzate, livello di densità termica dell'utenza), che possono portare, in alcuni casi, a importanti costi di investimento e gestione del servizio (come accade, per esempio, per piccole reti ubicate in aree montane o rurali).

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Nel 2024 si contano 29 reti di telecalore che offrono il servizio di raffrescamento, pari al 16% circa del totale; questa quota si ridimensiona ulteriormente se si considera che l'energia cosiddetta "frigorifera" che è stata erogata agli utenti rappresenta appena l'1% dell'energia termica totale erogata dal settore.

Secondo le informazioni in possesso dell'Autorità, anche il prezzo di erogazione di questo servizio è spesso determinato sulla base della metodologia del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica (gruppi frigoriferi a compressione di vapore), anche se non mancano casi in cui la tecnologia alternativa presa a riferimento è un gruppo frigorifero ad assorbimento (tipicamente un sistema a fiamma diretta, alimentato a gas naturale).

Nella formula per la determinazione del prezzo con il metodo del costo evitato le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del prezzo dell'elettricità (o del gas), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori, nonostante il riferimento generale alle tariffe elettriche (o del gas) pubblicate dall'Autorità.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio

L'Autorità, nell'ambito della regolazione della qualità tecnica (RQTT[8]), ha imposto agli operatori del settore una serie di obblighi informativi in materia di sicurezza e di continuità della fornitura. Di seguito sono riportati i dati relativi all'anno 2024, ultimo disponibile.

Sicurezza del servizio

La tipologia di fluido termovettore utilizzata nel sistema di telecalore ha implicazioni rilevanti per la realizzazione e la gestione delle reti di distribuzione del calore e, conseguentemente, anche per la sicurezza del servizio.

In Italia, il fluido termovettore più diffuso è rappresentato dall'acqua calda (acqua mantenuta in pressione a una temperatura non superiore a 110 °C), utilizzato nel 59% circa dei tratti di rete (Fig. 4.11). Il ricorso all'acqua calda, a questi livelli termici, consente di ridurre i costi di gestione e di limitare i rischi in caso di dispersioni.

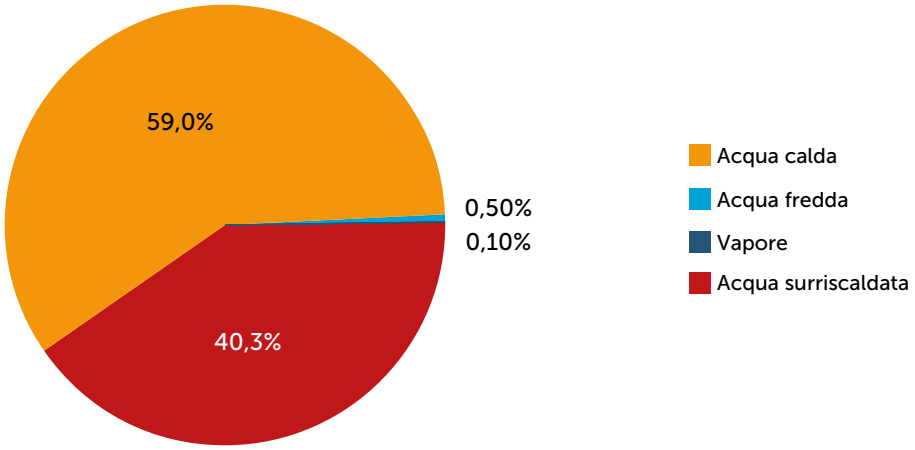
8 La RQTT è la regolazione della qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, allegato A alla delibera 25 luglio 2023, n. 346/2023/R/tlr.

Risulta rilevante anche l'impiego di acqua surriscaldata (con temperature che, almeno in alcune condizioni operative[9], superano i 110 °C), con una incidenza pari al 40% della lunghezza complessiva delle reti. I sistemi di telecalore che utilizzano questo fluido termovettore sono tipicamente più estesi, in quanto l'acqua surriscaldata consente di trasferire grandi quantità di energia termica su distanze maggiori rispetto all'acqua calda (stante la maggiore densità energetica per unità di massa).

A differenza di altri Paesi, non viene impiegato vapore come fluido termovettore, probabilmente a causa delle complessità operative e dei maggiori rischi per la sicurezza.

L'acqua fredda (a temperatura inferiore all'ambiente e tipicamente prossima ai 10 °C), infine, viene utilizzata in poco meno dell'1% dei tratti di rete, per l'erogazione del servizio di teleraffrescamento (scarsamente diffuso).

FIG. 4.11 *Estensione delle reti per tipologia di fluido termovettore nel 2024*



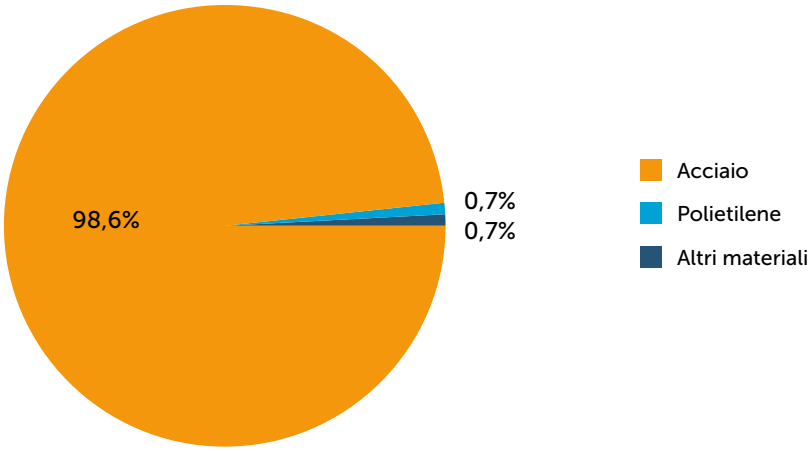
Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 qualità tecnica.

Nell'ambito degli obblighi informativi sulla sicurezza del servizio vengono raccolte anche informazioni sui materiali utilizzati per la realizzazione delle condotte di distribuzione del calore. Come mostra la figura 4.12, il materiale largamente più utilizzato è l'acciaio, che rappresenta oltre il 98% dell'estensione totale delle reti.

La quota rimanente (1,4% dell'estensione totale) comprende anche altri materiali che hanno iniziato a essere adottati solo recentemente grazie all'evoluzione tecnologica dei processi produttivi, come il polietilene, il cui utilizzo, seppure limitato alle condotte caratterizzate da un minor diametro e temperature di esercizio contenute, consente di ridurre significativamente i costi di posa.

9 Le temperature più elevate, nel rispetto dei vincoli tecnici, sono tipicamente raggiunte nel periodo invernale e nei momenti di maggiore domanda da parte delle utenze (nel primo mattino, all'avvio del termostato di riscaldamento ambientale), in quanto consentono di trasportare un maggior quantitativo di energia a parità di portata di fluido.

FIG. 4.12 *Estensione delle reti per materiale della tubatura nel 2024*



Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 qualità tecnica.

La sicurezza delle reti è garantita attraverso la loro integrità, ovvero l'assenza di perdite incontrollate di fluido termovettore, che può causare danni diretti o indiretti a cose o persone. L'Autorità, a partire dal 2021, ha previsto l'obbligo di eseguire analisi del fluido termovettore su tutte le reti di telecalore, nel rispetto delle prescrizioni della normativa tecnica[10], con l'obiettivo primario di preservare nel tempo i componenti di rete (tubature, sistemi di pompaggio, valvole e scambiatori di calore).

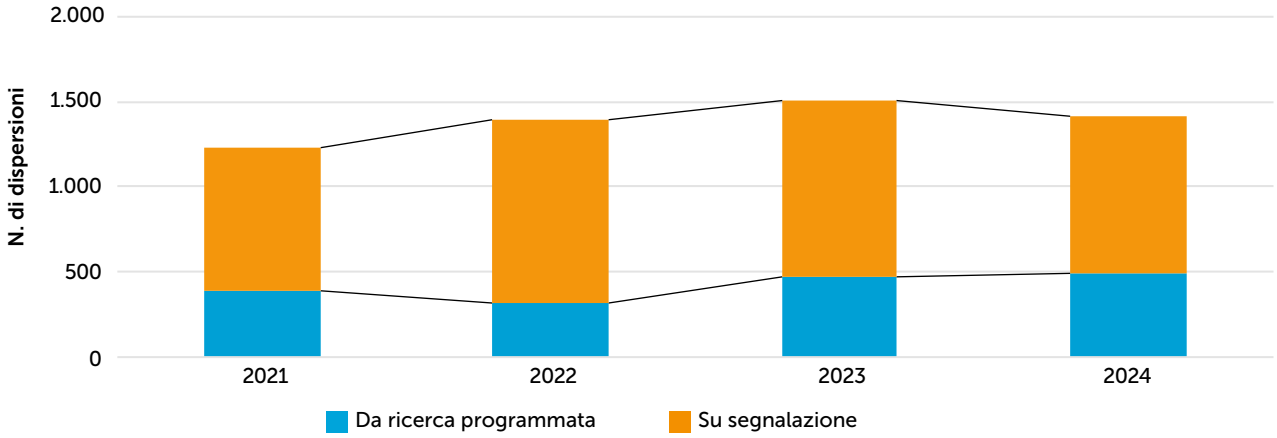
È stato inoltre introdotto l'obbligo, per gli esercenti, di ispezionare la rete nella sua interezza ogni 5 anni, in conformità alla normativa tecnica di riferimento. Quest'ultima prevede l'utilizzo di:

- sistemi di rilevazione delle perdite (per esempio sistemi a fili conduttori di tipo "*Brandes*" o "Nordico"), se preinstallati nelle tubature e correttamente mantenuti e monitorati;
- termografie aeree o terrestri;
- sezionamenti di parti di rete per l'isolamento idraulico e prove manometriche per verificarne la tenuta;
- controllo visivo di parti di rete non interrate o comunque accessibili (per esempio tramite pozzetti di ispezione).

Le ispezioni degli impianti di distribuzione di energia termica hanno permesso di individuare, nell'anno 2024, circa 490 dispersioni di fluido termovettore su un totale di poco più di 1.400 dispersioni localizzate anche grazie a segnalazione di terzi e attività diverse dalle ispezioni di rete. Come mostra la figura 4.13 il dato, dopo un periodo di leggera crescita dall'inizio dell'obbligo di monitoraggio, sembra essersi stabilizzato.

10 Il riferimento è, in particolare, alla UNI/PdR 93.2:2020 – Linee guida per le caratteristiche e la qualità del fluido termovettore delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

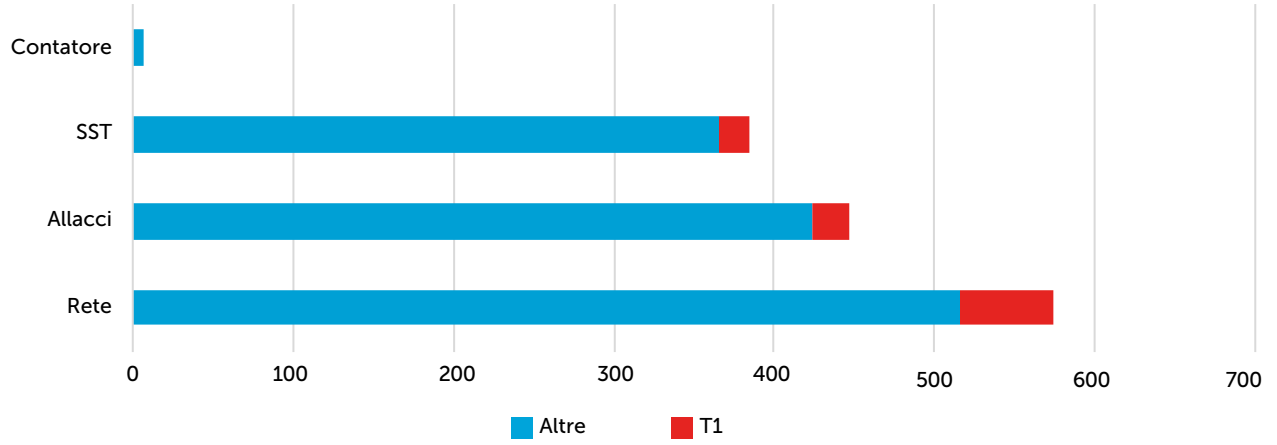
FIG. 4.13 *Evoluzione del numero di dispersioni di fluido localizzate sugli impianti*



Fonte: Autorità. Raccolte dati qualità tecnica.

Se si considerano i singoli elementi di rete (Fig. 4.14), la maggior parte delle dispersioni si è verificata nelle condotte (oltre 550), seguite dalle derivazioni per l'allacciamento degli utenti (circa 450) e dalle sottostazioni d'utenza (SST, quasi 400). Le dispersioni di massima pericolosità (denominate "T1", secondo la normativa tecnica) sono state nel complesso limitate (7%) e hanno riguardato prevalentemente la rete di distribuzione dell'energia termica.

FIG. 4.14 *Numero di dispersioni di fluido localizzate sugli impianti nel 2024*

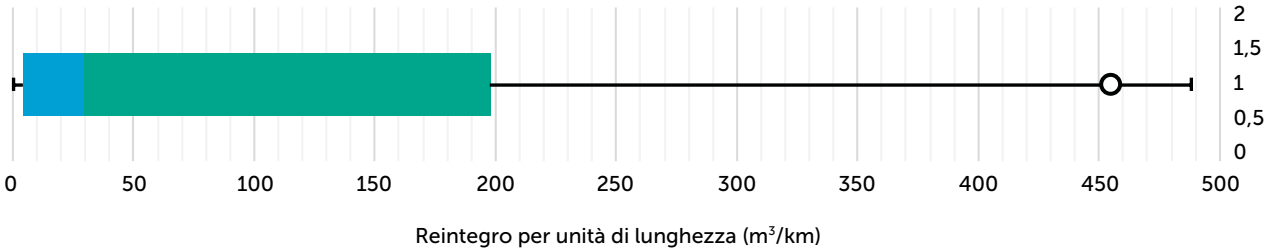


Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 qualità tecnica.

Un ulteriore elemento per la valutazione dello stato delle reti di telecalore è rappresentato dal monitoraggio, con i dovuti accorgimenti[11], dei quantitativi di reintegro del fluido termovettore. Nella figura 4.15 sono indicati i valori di reintegro per chilometro di estensione della rete, nell'anno 2024. L'ampia eterogeneità dell'indicatore (il 50% delle reti presenta reintegri compresi tra circa 5 m^3/km e 200 m^3/km, con una mediana di 30 m^3/km) può essere spiegata dalla differente età e dimensione delle reti di telecalore.

11 Il quantitativo di reintegro dipende non solo dalle perdite di rete ma anche da altri fattori, come il riempimento di nuovi tratti di rete o di condutture sottoposte a manutenzione.

FIG. 4.15 *Boxplot di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2024*

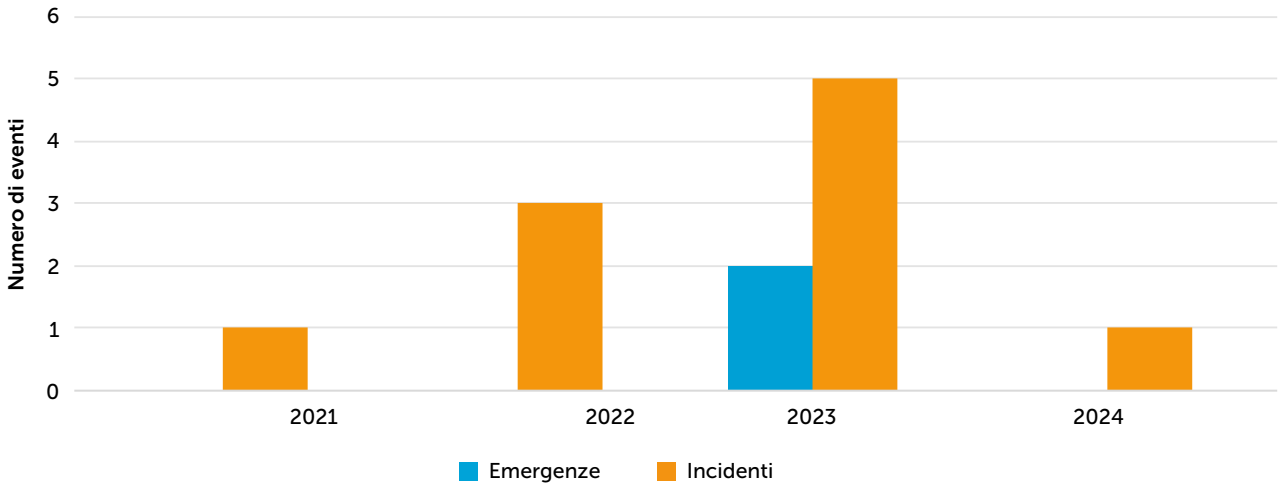


Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 qualità tecnica.

Le reti più datate ed estese sono spesso caratterizzate, in particolare, da microfratture dovute allo stress meccanico subìto nel tempo (elevato numero di cicli di riscaldamento-raffreddamento).

La disciplina della qualità tecnica prevede, infine, l'obbligo di segnalare tutti gli eventi che hanno comportato rilevanti criticità per la continuità e la sicurezza del servizio (rispettivamente denominati emergenze[12] e incidenti[13]). La finalità principale di tale analisi è di monitorare lo stato del settore e di valutare eventuali affinamenti alle norme vigenti.

FIG. 4.16 *Emergenze e incidenti sui sistemi di telecalore*



Fonte: Report annuali CTI all'Autorità.

Come evidenzia la figura 4.16, il numero sia di incidenti sia di emergenze nel periodo di osservazione è sempre risultato estremamente limitato, a conferma della generale sicurezza e affidabilità del servizio di telecalore.

12 Definite dalla RQTT come eventi che producano effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e/o per la continuità del servizio; inclusa l'interruzione senza preavviso di almeno il 20% degli utenti della rete, per almeno 24 ore.

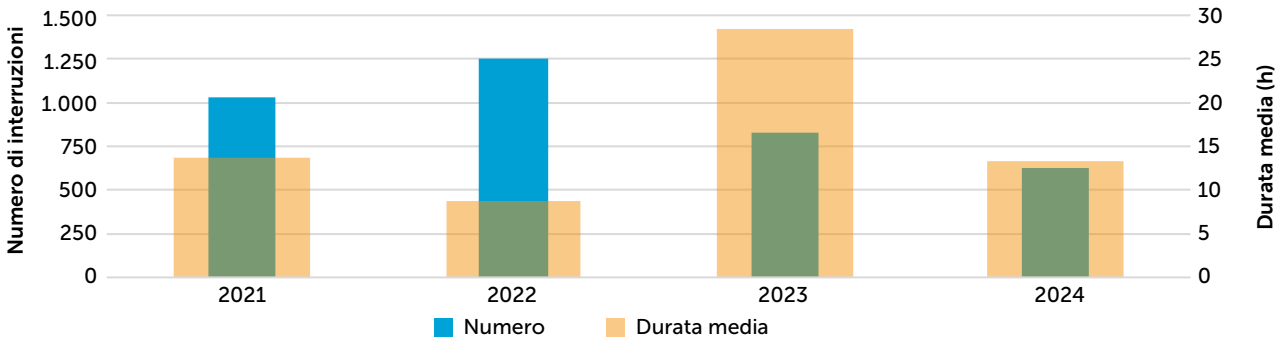
13 Definiti dalla RQTT come dispersioni di fluido dagli impianti di distribuzione che provochino il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose quantificati in almeno 5.000 euro.

Continuità del servizio

Nel settore del telecalore le interruzioni, in genere, non comportano una immediata percezione di un disservizio da parte dell'utente, a causa della presenza di una notevole inerzia termica degli impianti e delle strutture degli edifici. L'Autorità ha pertanto previsto l'obbligo di registrare esclusivamente le interruzioni "di lunga durata", in grado di determinare un reale disagio per l'utente (corrispondenti a interruzioni superiori a 4 ore nel periodo invernale e a 8 ore nel periodo estivo).

I dati raccolti a partire dall'anno 2021 (Fig. 4.17), relativi agli esercenti di medie e maggiori dimensioni, indicano valori mediamente in calo del numero di interruzioni "lunghe", con una certa variabilità della durata media[14].

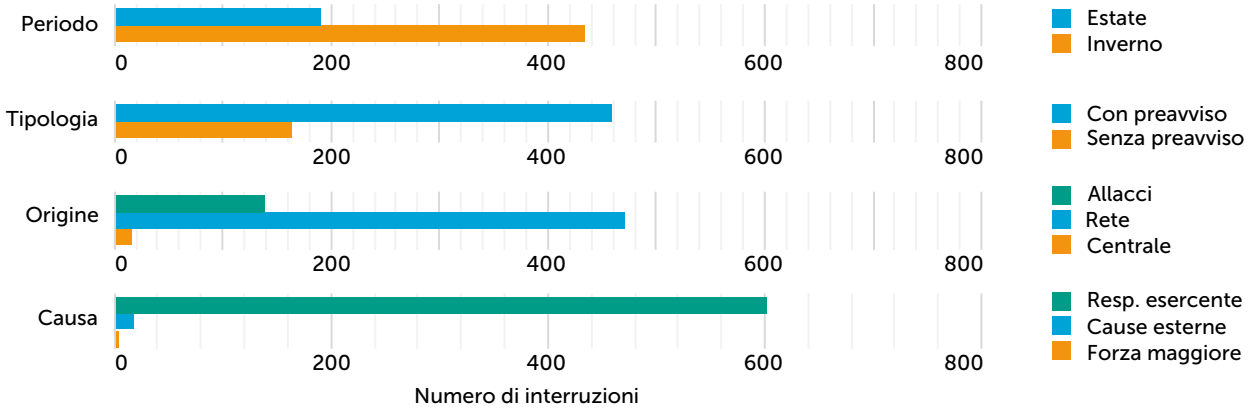
FIG. 4.17 *Dati annuali sulle interruzioni del servizio di lunga durata*



Fonte: Autorità. Raccolte dati qualità tecnica.

Nella figura 4.18 è indicato il dettaglio delle interruzioni che si sono verificate nel corso dell'anno 2024, con separata evidenza della tipologia, del periodo, della causa e del punto di origine dell'interruzione. Particolarmente significativi sono l'elevata incidenza delle interruzioni registrate nel periodo invernale (il periodo più rilevante per il servizio di teleriscaldamento) e delle interruzioni avvenute per responsabilità dell'esercente.

FIG. 4.18 *Numero di interruzioni del servizio lunghe sulle reti per tipologia nel 2024*



Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 qualità tecnica.

14 La durata media è calcolata come rapporto tra la durata e il numero complessivo delle interruzioni.

A maggior tutela degli utenti, dall'anno 2024 sono applicati degli standard specifici di qualità: durata massima delle interruzioni non programmate di 12 ore nel periodo invernale, 24 ore nel periodo estivo. Il superamento di tali standard ha causato, nell'anno, l'erogazione di circa 400 indennizzi agli utenti coinvolti; circa il 75% di questi è avvenuto nel periodo invernale.

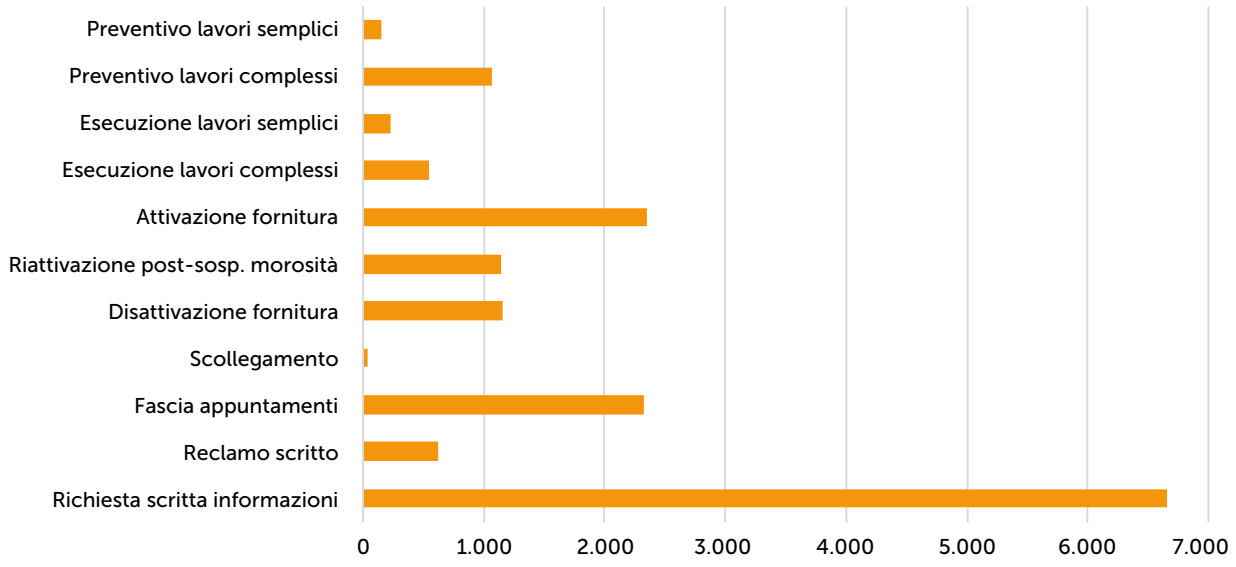
Qualità commerciale del servizio

La disciplina della qualità commerciale prevede specifici obblighi informativi in capo agli esercenti, al fine di monitorare la qualità del servizio e il rispetto degli standard minimi previsti. Nel seguito sono riportati i dati relativi all'anno 2024.

Tipologia delle prestazioni

Se si considerano gli esercenti di maggiori dimensioni, tra le prestazioni più richieste dagli utenti (Fig. 4.19) rientrano la richiesta scritta di informazioni (più di 6.500), l'attivazione della fornitura e la richiesta di appuntamento (per l'esecuzione di prestazioni che richiedono la presenza dell'utente). Per contro, sono estremamente contenute le richieste di scollegamento dalla rete (circa 40).

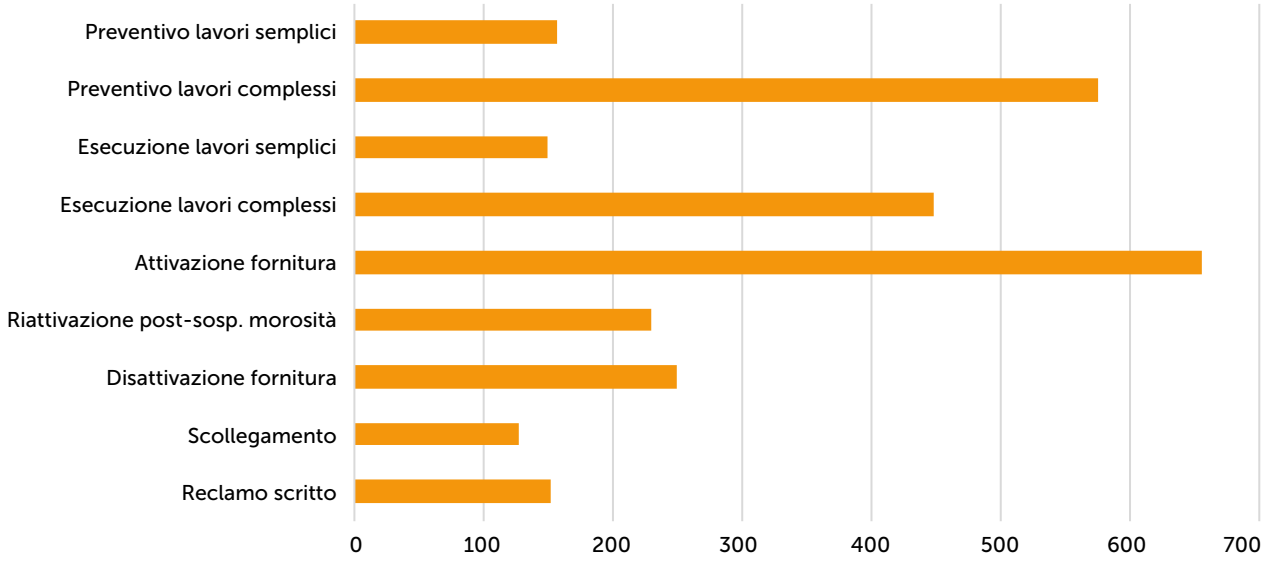
FIG. 4.19 *Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2024*



Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 integrata.

Nel caso degli esercenti di medie dimensioni sono previsti standard di qualità per un *set* ridotto di prestazioni di qualità commerciale (Fig. 4.20). Tra le prestazioni più frequenti si evidenziano in questo caso le richieste di attivazione del servizio e di preventivi/esecuzione di lavori complessi. Le richieste di scollegamento, come per gli esercenti di maggiori dimensioni, sono invece limitate (circa 130).

FIG. 4.20 *Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2024*



Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 integrata.

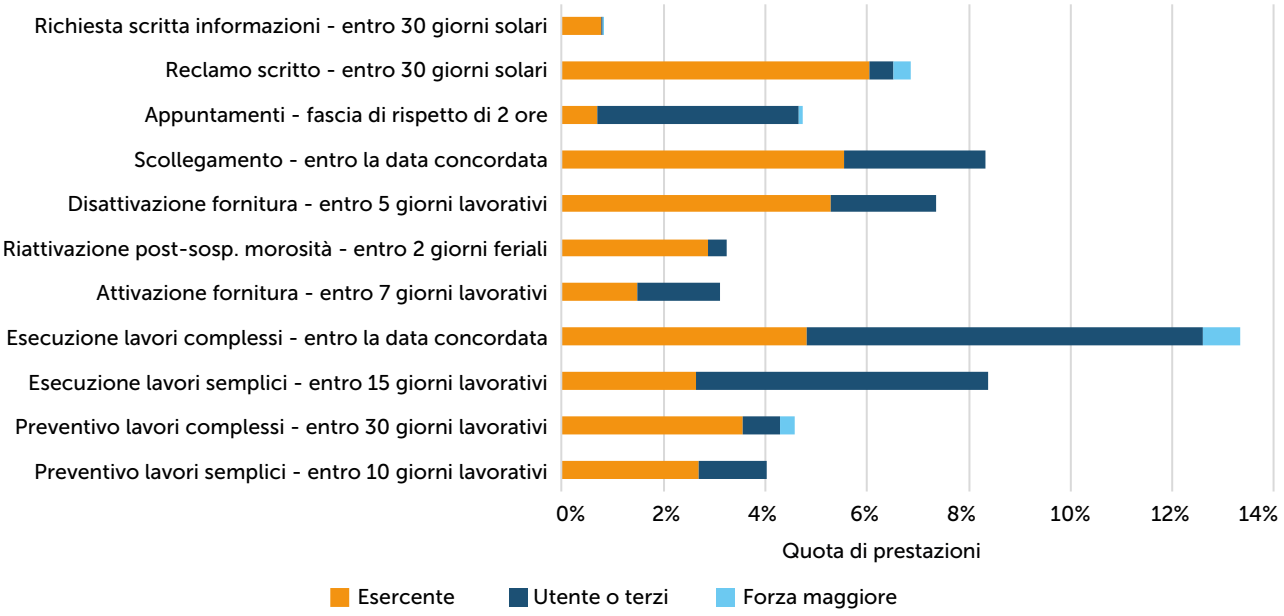
Il numero ridotto delle richieste di scollegamento è motivato anche dalla presenza di barriere tecnico economiche per il passaggio a servizi di riscaldamento alternativi. L'utente, in particolare, deve sostenere i costi per l'installazione di un nuovo impianto, mentre i costi sostenuti per l'allacciamento alla rete rappresentano un costo affondato, non recuperabile.

Tempo di esecuzione delle prestazioni

Gli obblighi informativi previsti dall'Autorità impongono agli operatori di comunicare annualmente informazioni sul rispetto degli standard previsti e, nel caso di mancato rispetto dei tempi massimi, le relative motivazioni (suddivise tra causa di forza maggiore, di terzi o dell'esercente). L'analisi dei dati ha confermato che gli standard di qualità definiti dall'Autorità vengono, in genere, rispettati.

Per gli esercenti di maggiori dimensioni, la percentuale di prestazioni eseguite oltre i tempi previsti per cause imputabili all'esercente (Fig. 4.21) è risultata più alta nella risposta ai reclami scritti e nell'esecuzione di disattivazioni, scollegamenti e lavori complessi; anche in questi casi, tuttavia, si è mantenuta inferiore al 5-6% delle richieste.

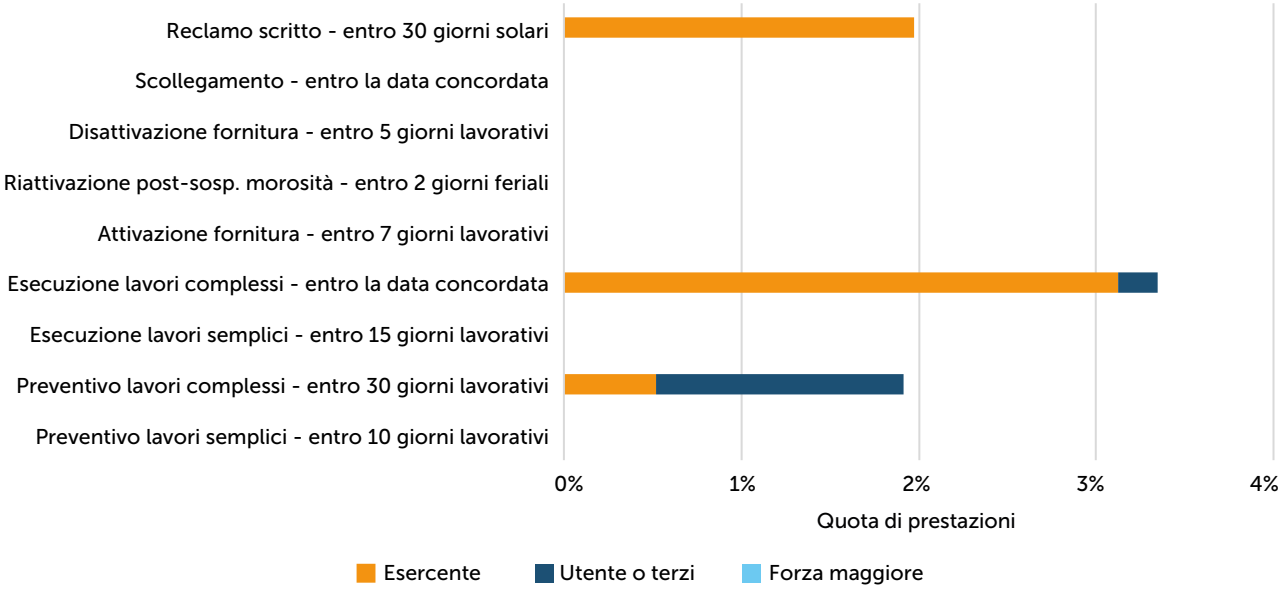
FIG. 4.21 *Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2024*



Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 integrata.

Nel caso degli esercenti di medie dimensioni (Fig. 4.22) emerge in modo ancora più evidente l'assenza di criticità. Il mancato rispetto degli standard per cause imputabili all'esercente è risultato sempre inferiore a circa il 3% delle prestazioni erogate.

FIG. 4.22 *Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2024*



Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 integrata.

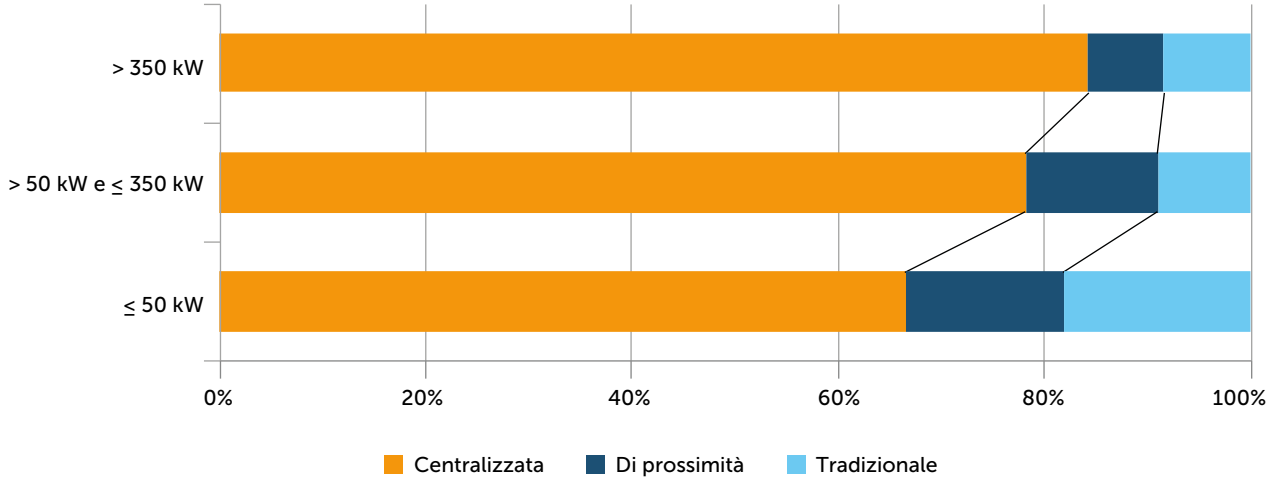
Misura dell'energia termica

Anche per il servizio di misura sono previsti specifici obblighi informativi. Di seguito sono riportate le informazioni sulle caratteristiche del parco misuratori installati presso gli utenti e sulle prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli stessi strumenti.

Caratteristiche del parco misuratori

Il settore è ormai caratterizzato da un'ampia diffusione della telelettura. Nell'anno 2024 circa l'85% dei misuratori presentava tale funzionalità, con una netta prevalenza della telelettura centralizzata (71%) rispetto a tecnologie di lettura di prossimità (sistemi *walk by* o *drive by*, 14%).

FIG. 4.23 *Metodo di lettura dei misuratori del telecalore per tipologia di utente nel 2024*

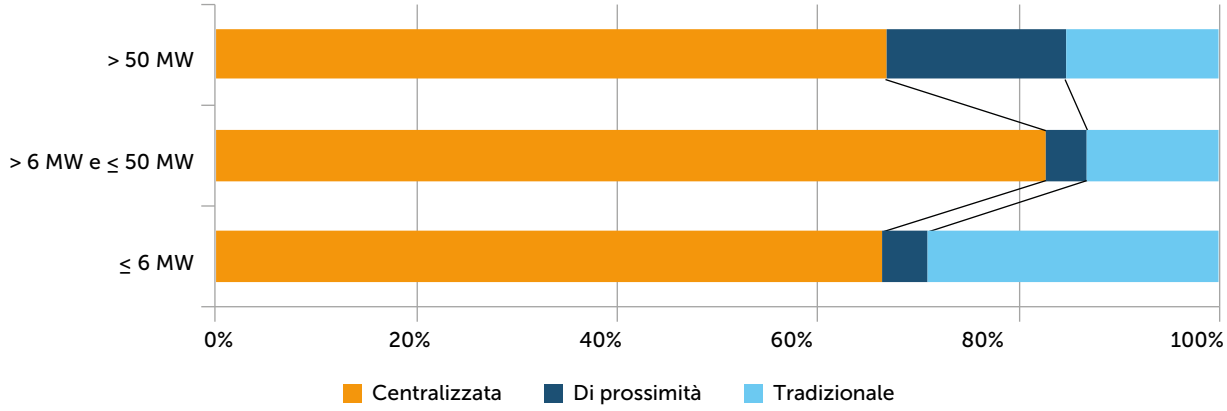


Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 integrata.

In genere la telelettura (Fig. 4.23) è meno diffusa tra i contatori di piccola taglia, in quanto il minor livello di consumi rende intrinsecamente meno conveniente il ricorso a tale tecnologia.

Se si considera la classe dimensionale dell'operatore (Fig. 4.24) si nota invece una maggiore diffusione della telelettura di prossimità tra gli operatori di maggiori dimensioni (esercenti con una potenza convenzionale, ai sensi del TUD, superiore a 50 MW e, in particolare, in alcune società multiservizi) dove rappresenta circa il 18% del totale dei misuratori installati, mentre è molto meno utilizzata dagli operatori di medie dimensioni (esercenti con P_{conv} compresa tra 6 e 50 MW) e tra i micro-esercenti ($P_{conv} \leq 6$ MW).

FIG. 4.24 *Metodo di lettura dei misuratori del telecalore per tipologia di esercente nel 2024*



Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 integrata.

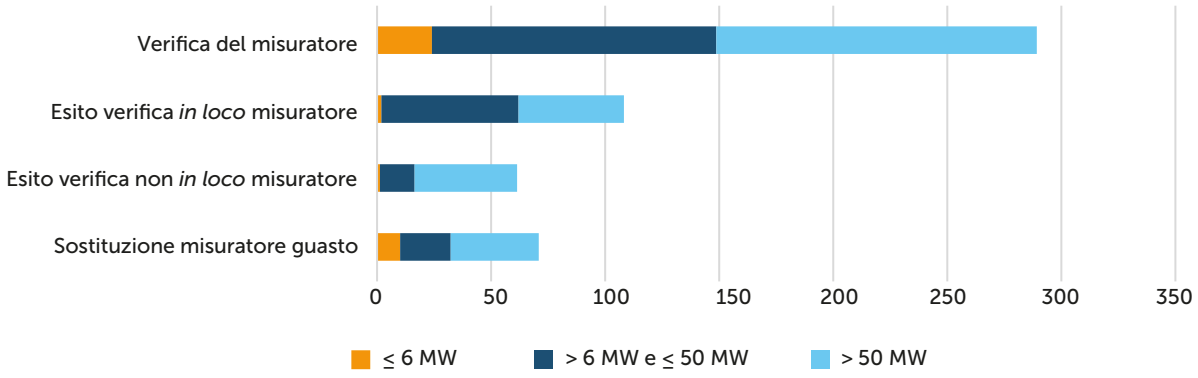
Verifica dei misuratori

La figura 4.25 presenta il numero di prestazioni di qualità del servizio relative ai misuratori, suddivise in base alla tipologia di esercente.

Nel 2024 sono stati effettuati 265 interventi per la verifica[15] del corretto funzionamento del misuratore. Nel 65% circa dei casi la verifica, quando eseguita dall'esercente, è stata svolta in loco, senza la necessità di rimuovere il contatore di calore dalla sottostazione d'utenza.

Nel 20% circa dei casi, infine, è stato necessario sostituire il misuratore per il riscontro di anomalie (strumento guasto o malfunzionante).

FIG. 4.25 *Numero di prestazioni di qualità del servizio relative ai misuratori richieste agli esercenti nel 2024*

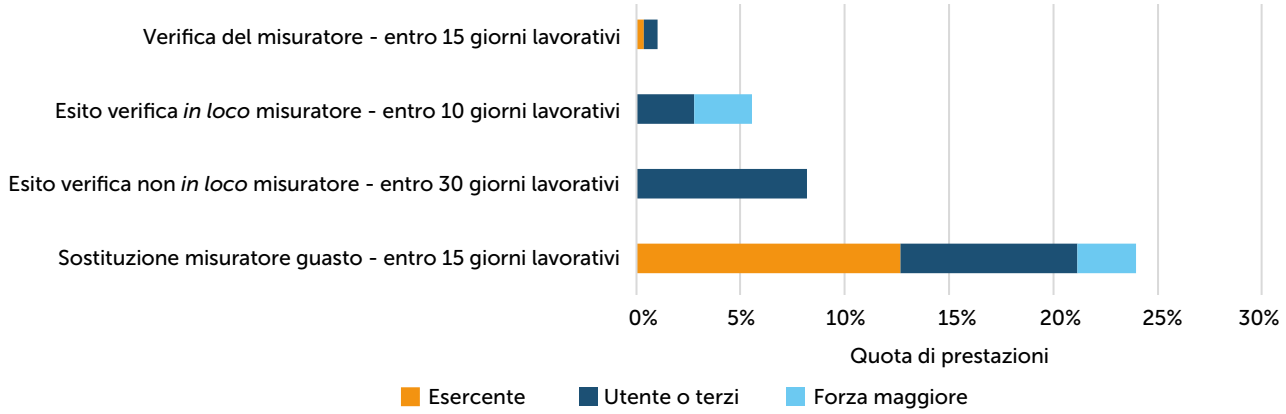


Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 integrata.

15 Su mandato dell'Autorità, il CTI (Comitato Termotecnico Italiano energia e ambiente) ha recentemente pubblicato delle indicazioni di riferimento per lo svolgimento di verifiche "funzionali" da parte dell'esercente, diverse e, nell'intento, più rapide rispetto a quelle metrologiche con valore legale che possono essere richieste alla Camera di Commercio competente (UNI/PdR 93.4:2024 – *Linee guida per la verifica funzionale del contatore di energia termica effettuata su richiesta del cliente del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento).*

Gli standard di qualità per interventi sul misuratore, come mostra la figura 4.26, sono in buona parte rispettati. I casi di mancato rispetto degli standard previsti per cause imputabili all'esercente hanno raggiunto il 13% del totale solo nel caso di sostituzione del misuratore.

FIG. 4.26 *Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2024*



Fonte: Autorità. Raccolta dati 2024 integrata.

CAPITOLO **05**

05

Stato dei servizi idrici

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, a partire dall'anno 2018, ha introdotto una specifica regolazione in materia di qualità tecnica del servizio idrico integrato (SII)[1], volta alla promozione di uno stabile miglioramento nella qualità tecnica del servizio erogato alle utenze. Tale specifica regolazione verrà richiamata nel seguito con la sigla abbreviata "RQTI". Secondo l'impianto previsto dall'Autorità, la qualità tecnica viene misurata con l'ausilio di specifici indicatori classificabili in tre categorie principali:

- indicatori ai quali sono associati standard "specifici" di qualità, volti a rilevare in particolare disservizi in termini di continuità del servizio di acquedotto[2];
- indicatori ai quali sono associati standard "generali" di qualità, denominati "macro-indicatori"[3], che verranno più ampiamente descritti nel seguito;
- requisiti minimi per l'accesso alla regolazione in parola, denominati "prerequisiti", che attengono ai seguenti profili: i) disponibilità e affidabilità dei dati comunicati, in particolare di quelli relativi alla misura; ii) conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita; iii) conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue.

Per ciascun macro-indicatore sono individuate specifiche "classi" che rappresentano le differenti situazioni di criticità in cui si colloca ogni gestore, variando dalla classe A per le gestioni che presentano ottime prestazioni dal punto di vista della regolazione tecnica, fino ad arrivare alla classe E per le gestioni che presentano le maggiori criticità.

Il modello di regolazione prevede inoltre che ciascun macro-indicatore di qualità tecnica sia affiancato da uno o più indicatori cosiddetti "semplici", che svolgono una funzione di supporto nelle valutazioni delle *performance* di qualità conseguite da ciascuna gestione; inoltre, al fine di monitorare e verificare i dati e le informazioni resi disponibili da ciascuna gestione, la regolazione prevede precisi obblighi di registrazione e di rendicontazione di tutte le grandezze necessarie.

I principali strumenti di incentivo introdotti dalla RQTI sono: un meccanismo volto all'erogazione di premi o di penali alle gestioni, in funzione del conseguimento o meno degli obiettivi fissati per ciascuno dei macro-indicatori applicabili; un incentivo di tipo reputazionale legato ai risultati conseguiti nell'ambito del citato meccanismo di "premi-penali"; un'attività diretta di tutela alle utenze costituita dalla corresponsione di indennizzi automatici agli utenti finali che subiscono un disservizio legato a uno o più indicatori di continuità del servizio.

1 Delibera n. 917/2017/R/idr recante "Regolazione della qualità tecnica del Servizio Idrico Integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)".

2 I tre indicatori considerano: i) la durata massima della singola sospensione programmata, che non deve essere superiore alle 24 ore (standard specifico S1); ii) il tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile, che non deve eccedere le 48 ore (standard specifico S2); iii) il tempo minimo di preavviso per interventi che comportano la sospensione della fornitura, che non deve essere inferiore alle 48 ore (standard specifico S3).

3 Nello specifico, sono stati introdotti tre macro-indicatori per valutare aspetti attinenti al servizio di acquedotto (macro-indicatori M1, M2 e M3), un macro-indicatore relativo al servizio di fognatura (macro-indicatore M4) e due indicatori associati al servizio di depurazione delle acque reflue (macro-indicatori M5 e M6).

Il primo quadriennio di applicazione delle disposizioni di qualità tecnica ha permesso di delineare con maggiore completezza il quadro conoscitivo sullo stato delle infrastrutture del settore, nonché di valutare l'efficacia degli obiettivi originariamente previsti e dei meccanismi di incentivazione connessi con il loro raggiungimento, rendendo contestualmente necessario un aggiornamento della regolazione in parola, anche al fine di assicurare l'accelerazione del processo di miglioramento qualitativo degli operatori. Con la delibera n. 637/2023/R/idr[4] l'Autorità ha, pertanto, aggiornato la disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato, con l'obiettivo di rafforzare il set di indicatori in vigore e di introdurre ulteriori standard, anche alla luce dello scenario climatico in atto e delle più recenti novità legislative in materia di qualità delle acque destinate al consumo umano. Più nello specifico, è stato introdotto un nuovo macro-indicatore denominato M0-Resilienza idrica, volto a valutare il grado di soddisfacimento della richiesta idrica rispetto alle disponibilità di ciascun territorio.

Al momento della stesura della presente Relazione sono state condotte cinque rilevazioni sui dati di qualità tecnica e a breve si concluderà la sesta rilevazione, dedicata alla raccolta dei dati relativi all'anno 2025[5]. Con delibera n. 40/2026/R/idr del 17 febbraio 2026, infatti, è stato avviato il procedimento per l'applicazione del meccanismo incentivante relativo al biennio 2024-2025 (quarto ciclo), con lo scopo di valutare i risultati conseguiti da ciascuna gestione al termine dell'anno 2025 rispetto alla situazione di base registrata per l'anno di base, ossia i dati del 2023.

Nei paragrafi che seguono verranno descritti i principali aspetti infrastrutturali, separatamente per i servizi di acquedotto, fognatura e depurazione, con specifico riferimento agli ultimi dati tecnici disponibili, relativi al 2024, anno intermedio del citato quarto ciclo di valutazione del meccanismo incentivante, relativo al biennio 2024-2025. Tali dati sono stati reperiti mediante la specifica Raccolta dati[6] che si è conclusa il 30 aprile 2025 e sono stati posti a confronto con quelli raccolti nelle fasi di avvio del procedimento che ha condotto alla pubblicazione della RQTI, nello specifico con i dati relativi all'anno 2016 (cosiddetto "anno base"). Si evidenzia tuttavia che, a differenza del passato, il confronto non è sempre significativo del reale miglioramento delle gestioni, dal momento che i dati attuali sono calcolati come risultanti dall'applicazione delle novità apportate dalla delibera n. 637/2023/R/idr, che ha rinnovato e reso maggiormente sfidanti – talora in misura sensibile – gli obiettivi di qualità ai fini delle valutazioni quantitative del meccanismo incentivante a partire dal biennio 2024-2025.

Come già rilevato nella precedente *Relazione Annuale*, emerge negli anni una lieve ma stabile crescita del numero di gestori per i quali viene svolta periodicamente dagli Enti di governo dell'ambito (EGA) la ricognizione dei dati infrastrutturali e di qualità, soprattutto con riferimento alle gestioni localizzate nell'area geografica del Sud e delle Isole.

Nei paragrafi successivi sono anche illustrati gli esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante per il biennio 2022-2023, pubblicati con delibera 27 maggio 2025, n. 225/2025/R/idr. Infine, è illustrato un approfondimento specifico sugli interventi pianificati per conseguire gli obiettivi di qualità tecnica definiti per il periodo regolatorio

4 Delibera dell'Autorità 28 dicembre 2023, n. 637/2023/R/IDR, recante "Aggiornamento della disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI), nonché modifiche all'allegato A alla delibera dell'Autorità n. 586/2012/R/IDR e all'allegato A alla delibera dell'Autorità n. 655/2015/R/IDR (RQSII)"

5 La modulistica che gli Enti di governo dell'ambito e i gestori dovranno utilizzare per la trasmissione dei dati tecnici relativi all'anno 2025 è stata pubblicata con il Comunicato del 18 febbraio 2026.

6 Raccolta dati denominata "Periodo regolatorio 2024-2029: Anno raccolta 2025 – Qualità tecnica (RQTI) – monitoraggio" (RQTI 2025)", aperta con Comunicato del 7 aprile 2025.

2024-2029, individuati sulla base delle criticità rilevate sul territorio, volti a consolidare il percorso di miglioramento che il settore sembra avere intrapreso, e sugli effetti delle politiche nazionali e comunitarie a sostegno della promozione degli investimenti nel servizio idrico integrato.

Servizio di acquedotto

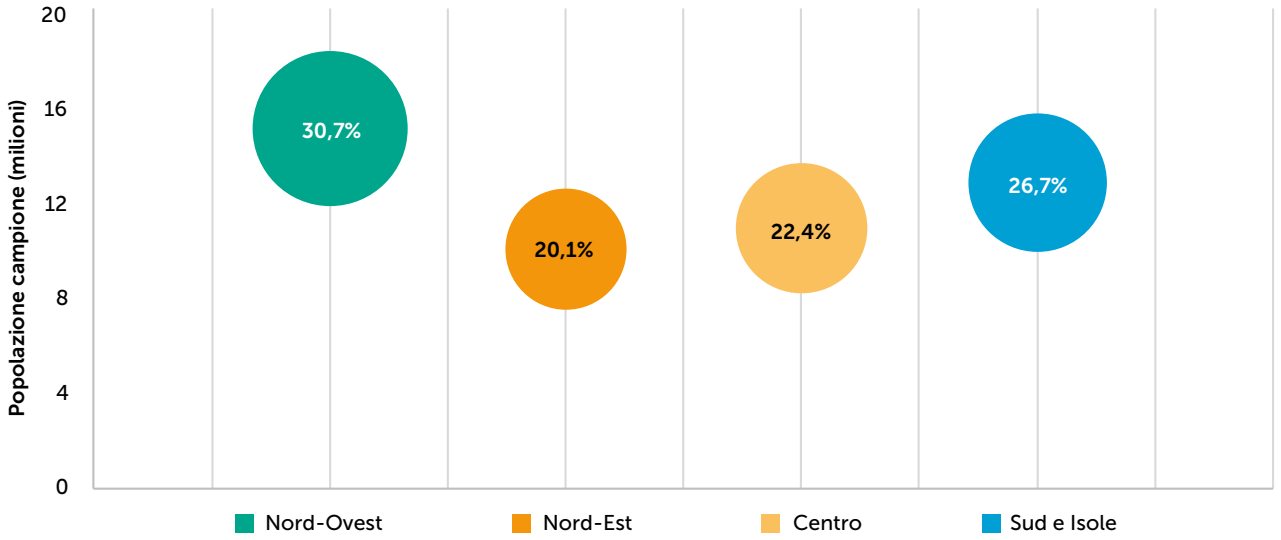
Secondo il modello di regolazione della qualità tecnica introdotto dall'Autorità, il servizio di acquedotto viene valutato prendendo come riferimento i seguenti macro-indicatori:

- il macro-indicatore "M1 – Perdite idriche", introdotto con lo scopo di perseguire il principio euro-unitario di *water conservation*;
- il macro-indicatore "M2 – Interruzioni del servizio", cui è associato l'obiettivo di mantenimento della continuità nell'erogazione del servizio all'utenza;
- il macro-indicatore "M3 – Qualità dell'acqua erogata", volto a garantire la tutela delle utenze dal punto di vista delle caratteristiche qualitative della risorsa idropotabile.

I requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante della RQTI dei citati macro-indicatori attengono a profili di disponibilità e affidabilità dei dati e di conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti.

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati relativi agli indicatori sopra menzionati, considerando un campione composto da 179 gestioni, cui si aggiungono 20 grossisti, che servono circa 50,4 milioni di abitanti, con una copertura pari all'87,0% della popolazione residente italiana e una distribuzione tra le diverse aree geografiche illustrata nella figura 5.1: il 30,7% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20,1% e il 22,4% è rappresentata da gestioni operanti, rispettivamente, nelle Regioni del Nord-Est e nel Centro e il restante 26,7% da gestioni operanti nell'area Sud e Isole. Tale distribuzione risulta molto simile a quella descritta nella precedente *Relazione Annuale*. Si precisa che, nelle analisi riferite ai singoli macro-indicatori, il campione non include i gestori che svolgono il solo servizio di captazione, trattamento e/o adduzione (c.d. gestori grossisti), in analogia con l'impostazione adottata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

FIG. 5.1 *Distribuzione della popolazione del campione per area geografica per i macro-indicatori sul servizio di acquedotto*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Perdite idriche

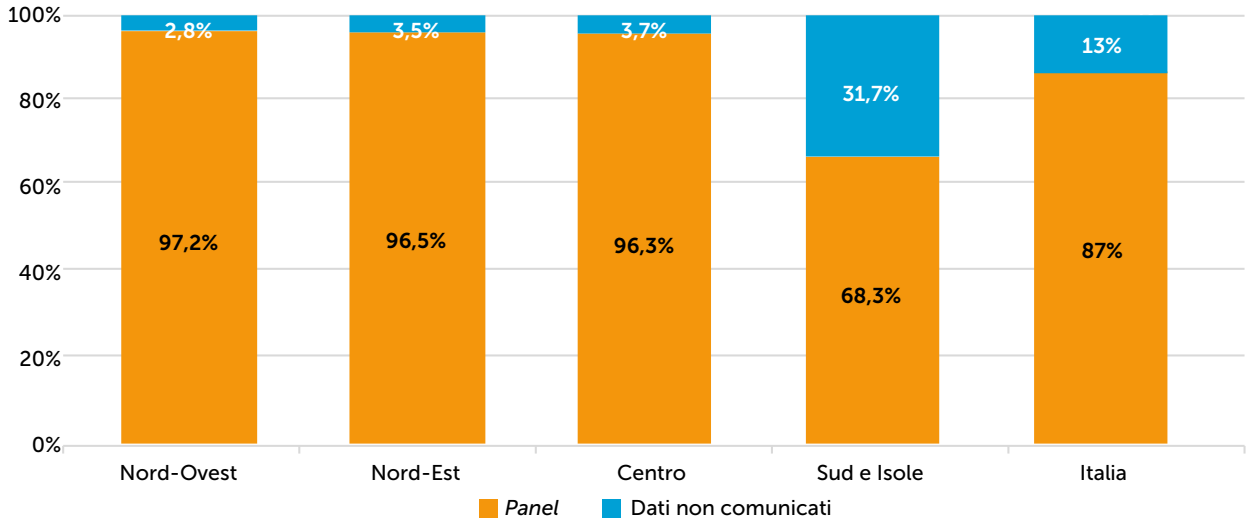
La disciplina sulla regolazione della qualità tecnica prevede che le perdite idriche vengano misurate sulla base di due indicatori "semplici" che compongono il macro-indicatore M1, così definiti:

- M1a – "Perdite idriche lineari", ottenuto dal rapporto tra il volume medio giornaliero delle perdite idriche totali e la lunghezza complessiva della rete di acquedotto nell'anno considerato;
- M1b – "Perdite idriche percentuali", definito come il rapporto tra il volume delle perdite idriche totali e il volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto.

I valori assunti dai citati indicatori determinano il livello di perdita idrica attribuibile al territorio gestito (anche in termini di classi di appartenenza) e, al contempo, permettono di individuare l'obiettivo di contenimento delle perdite per le gestioni che si collocano in classi diverse dalla A (oppure l'obiettivo di mantenimento di bassi tenori di perdite, per le gestioni che garantiscono già tale condizione).

Il campione analizzato (Fig. 5.2), in analogia con quanto già osservato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori che si attesta intorno al 96-97% della popolazione ivi residente), mentre raggiunge il 68% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole, in costante aumento rispetto ai dati disponibili nelle precedenti ricognizioni. Le Regioni con il minor grado di ottemperanza alla Raccolta dati in argomento sono la Calabria e la Valle d'Aosta (completamente assenti dal campione), nonché la Sicilia e la Campania.

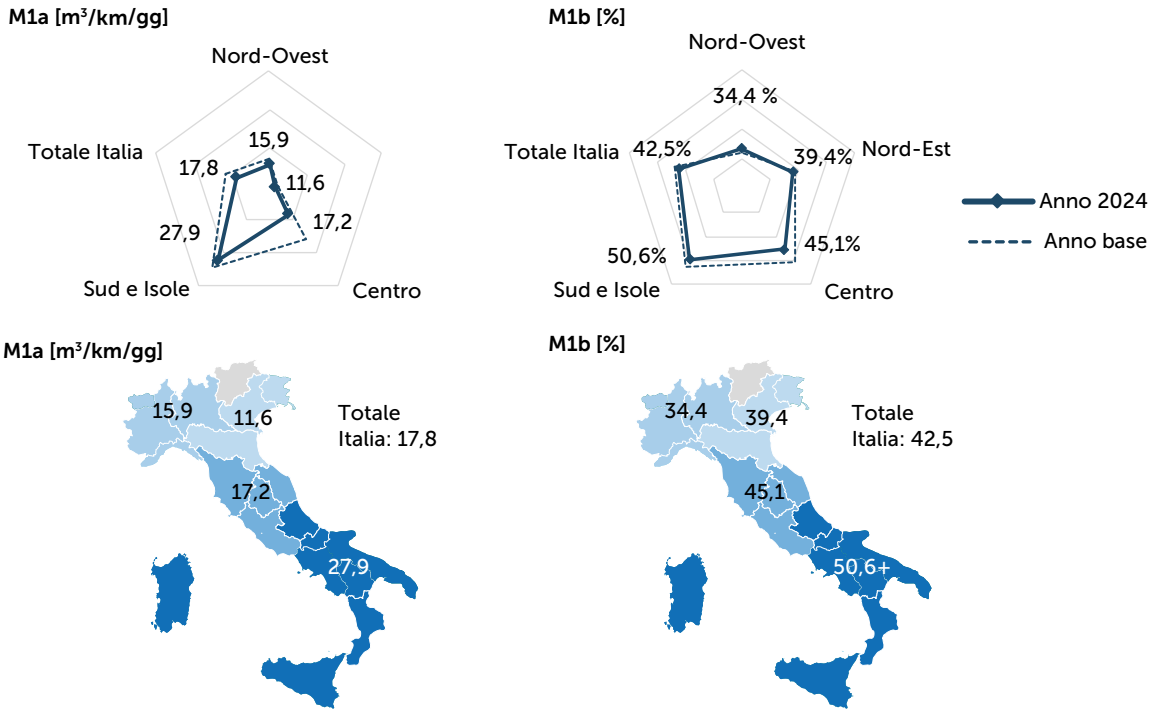
FIG. 5.2 *Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica– monitoraggio (RQTI 2025)"

A livello nazionale, per il campione analizzato, le perdite idriche lineari sono risultate mediamente pari a 17,8 $m^3/(km*gg)$ e le perdite percentuali mediamente pari al 42,5%, mostrando valori mediamente allineati a quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale* e tendenzialmente in miglioramento rispetto ai dati dell'anno base (linea tratteggiata in figura 5.3), seppure in maniera contenuta per l'indicatore percentuale, per le ragioni espresse di seguito.

FIG. 5.3 *Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica*



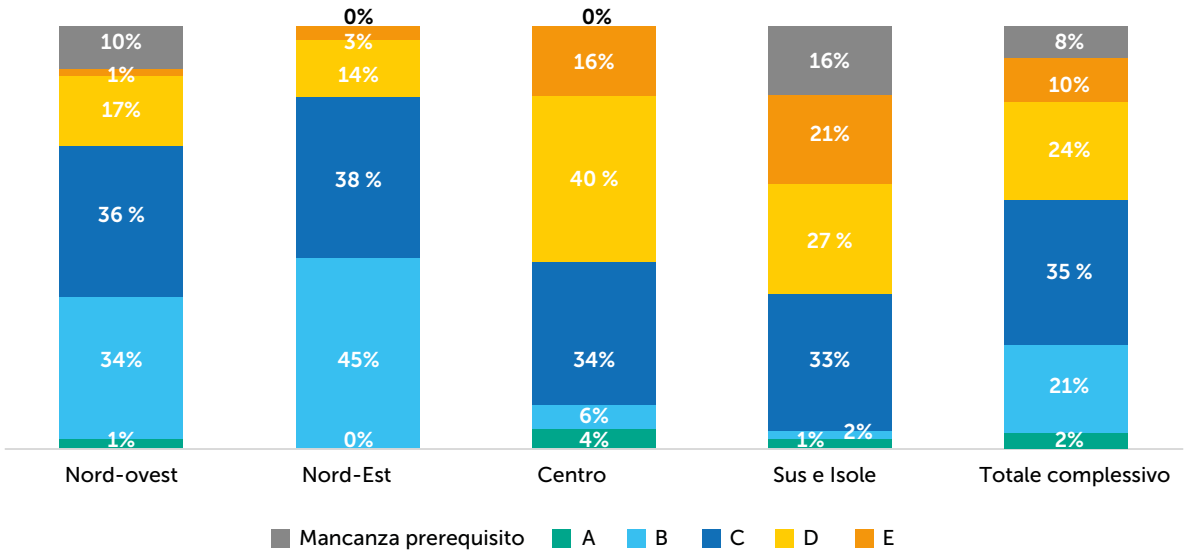
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

In merito ai valori medi registrati dai due indicatori semplici nelle differenti aree geografiche del Paese, si osserva tuttora il fenomeno del *Water Service Divide*, già segnalato nelle precedenti rilevazioni, con dati che mostrano un peggioramento via via crescente passando dalle aree localizzate al Centro-Nord del Paese a quelle situate nel Centro-Sud e nelle isole.

Più in generale, si rileva la minore significatività dei miglioramenti dell'indicatore M1b-perdite idriche percentuali, rispetto al corrispondente indicatore lineare M1a, dal momento che, essendo espresso in percentuale rispetto ai volumi immessi in acquedotto, a loro volta funzione della richiesta espressa dai consumi idrici, il medesimo risparmio in termini di metri cubi idrici dispersi nell'ambiente risulta influire in maniera più ridotta in presenza di un'auspicata, parallela riduzione di consumi (anche in considerazione del fatto che il nostro Paese evidenzia uno dei consumi idrici *pro capite* più alti d'Europa). L'indicatore M1a, viceversa, essendo proporzionato alle lunghezze di rete che, in un Paese come il nostro, risultano ormai abbastanza stabili, esprime una variazione più direttamente legata ai risparmi della risorsa derivanti dalla riduzione delle perdite.

Come precedentemente anticipato, con la delibera n. 637/2023/R/idr sono state apportate modifiche e aggiornamenti al modello di regolazione della qualità tecnica. Nel seguito è illustrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M1[7] (Fig. 5.4). Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una modifica alla sola soglia di accesso alla classe A per quanto riguarda l'indicatore M1b – Perdite idriche percentuali, abbassando tale valore dal precedente 25% all'attuale 20%.

FIG. 5.4 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

7 Come previsto dal comma 6.3 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M1a inferiore a 12 m³/km/gg e M1b inferiore a 20%, mentre nelle restanti classi vale la *performance* dell'indicatore peggiore, tenendo conto che:
• per l'indicatore M1a: la classe B è identificata da valori compresi tra 12 e 20 m³/km/gg, la classe C è compresa tra 20 e 35 m³/km/gg, la classe D si colloca tra 35 e 55 m³/km/gg, e la classe E identifica le gestioni con indicatore maggiore o uguale a 55 m³/km/gg;
• per l'indicatore M1b: la classe B è identificata da valori compresi tra 20% e 35%; la classe C tra 35% e 45%, la classe D si colloca tra 45% e 55%, e la classe E identifica le gestioni con indicatore maggiore o uguale a 55%.

Se la classe C (intermedia) raccoglie ovunque oltre un terzo della popolazione servita, dal confronto tra aree geografiche emerge una situazione decisamente peggiore al Centro e, ancor più, nel Sud e Isole, con percentuali ben superiori al 50% di popolazione servita da gestori collocati nelle classi D o peggiori (inclusa la mancanza del prerequisito riferito alla bontà dei dati di misura, come meglio specificato nel paragrafo che segue).

Misura di processo e di utenza

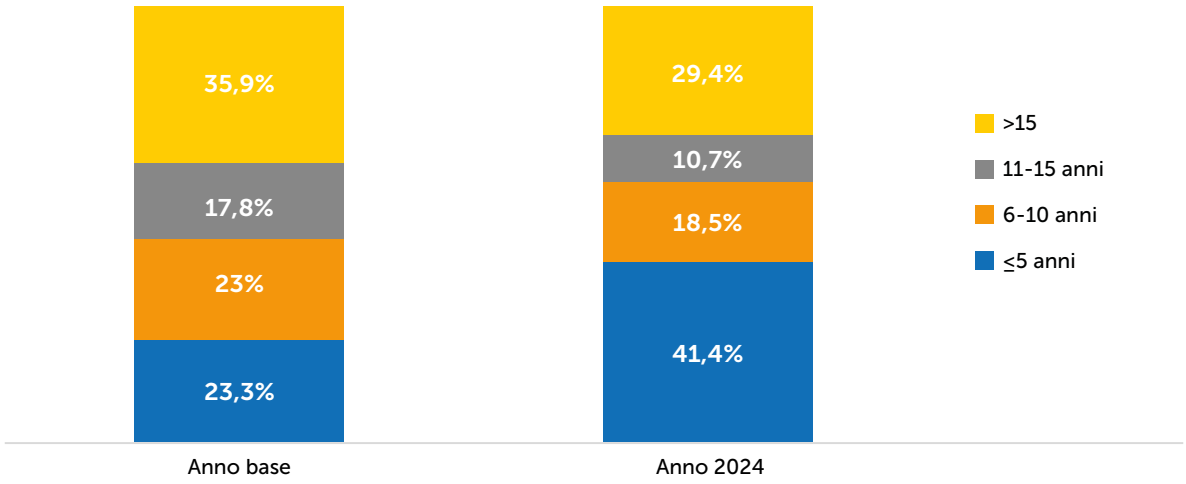
La regolazione della qualità tecnica prevede che l'attendibilità e l'affidabilità dei dati impiegati per la determinazione del macro-indicatore M1 – Perdite idriche siano verificate, per ciascuna gestione, mediante l'adozione di uno specifico prerequisito. In particolare, determinati i principali volumi circolanti nelle reti, negli impianti e consegnati alle utenze – da utilizzarsi per la definizione del bilancio idrico della gestione – occorre individuare il livello di misurazione dei medesimi e porre a confronto le *performance* sulla misura con le soglie stabilite dalla regolazione[8]. Nel caso di mancato raggiungimento di tali soglie, il prerequisito sui dati di misura non risulta soddisfatto e il macro-indicatore M1 è considerato temporaneamente escluso dal meccanismo di premi e penalità introdotto dalla RQTI, previa motivata istanza avanzata dall'Ente di governo dell'ambito.

Con riferimento all'anno 2024, si sono registrati elevati tassi di misurazione dei volumi, con riferimento sia alla misura di processo sia alla misura di utenza, essendo stati conseguiti livelli medi nazionali pari rispettivamente a 90,5% e 95,7%, rispettando ampiamente la soglia individuata dalla regolazione. Le gestioni che non hanno raggiunto una o entrambe le soglie minime previste per il citato prerequisito sui dati di misura sono state complessivamente 23.

Coerentemente con le ultime rilevazioni svolte, l'età media del parco misuratori d'utenza risulta in diminuzione, tenuto conto dei numerosi investimenti posti in essere in tale ambito. Nella successiva figura 5.5, è mostrata la ripartizione dei misuratori d'utenza per classi di età, con riferimento all'anno base e all'anno di più recente rilevazione: dall'analisi dei dati si nota un incremento del numero di misuratori con età fino a 5 anni (che da circa il 23% è aumentata a circa il 41%) e una contestuale contrazione della classe costituita da misuratori più vecchi di 15 anni.

8 Tale prerequisito prevede che almeno il 70% dei volumi di processo totali sia oggetto di misurazione e che almeno il 90% dei volumi di utenza totali derivi dalla lettura di un misuratore installato presso l'utenza. Si rammenta che, come definito nell'allegato A alla delibera n. 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del Servizio idrico integrato a livello nazionale" (TIMSII), i volumi di processo sono costituiti dai principali volumi circolanti nelle reti e negli impianti, includendo i volumi scambiati con altri gestori, mentre i volumi di utenza si riferiscono ai volumi consegnati alle utenze finali.

FIG. 5.5 *Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

In tema di misura, è vigente dall'anno 2016 una regolazione specifica[9], nell'ambito della quale, tra l'altro, sono stati introdotti i seguenti indicatori prestazionali, da utilizzarsi per la valutazione di affidabilità dei valori di M1:

- G1.1$_{ut}$ definito come il rapporto tra i volumi consumati dagli utenti finali per i quali esiste un numero di letture validate pari a 2 per gli utenti finali con consumi medi annui fino a 3.000 m^3, ovvero pari a 3 per gli utenti finali con consumi medi annui superiori a 3.000 m^3, e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- G1.1$_{proc}$ rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali sono disponibili almeno 12 misure validate e i volumi di processo totali.

In aggiunta, sono stati inseriti i seguenti indicatori di diffusione delle tecnologie più innovative, da utilizzarsi a fini di monitoraggio:

- G1.2$_{ut}$ definito come il rapporto tra i volumi consumati dagli utenti finali per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- G1.2$_{proc}$ rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e i volumi di processo totali.

- I dati raccolti in relazione ai citati indicatori evidenziano un miglioramento rispetto a quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale*, mostrando un valore medio pari al 78,5% per l'indicatore G1.1$_{ut}$ e all'80,4% per l'indicatore G1.1$_{proc}$. Per quanto riguarda il tasso di diffusione delle tecnologie più innovative, si rileva un *gap* evidente tra l'applicazione di tali tecnologie ai fini della quantificazione dei volumi di utenza (G1.2$_{ut}$ pari al 9,1%) – di cui si rileva peraltro l'incremento rispetto alla precedente rilevazione – e l'utilizzo

9 Introdotta con la delibera n. 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del Servizio idrico integrato a livello nazionale "(TIMSII) e successivamente aggiornata con la delibera n. 609/2021/R/idr.

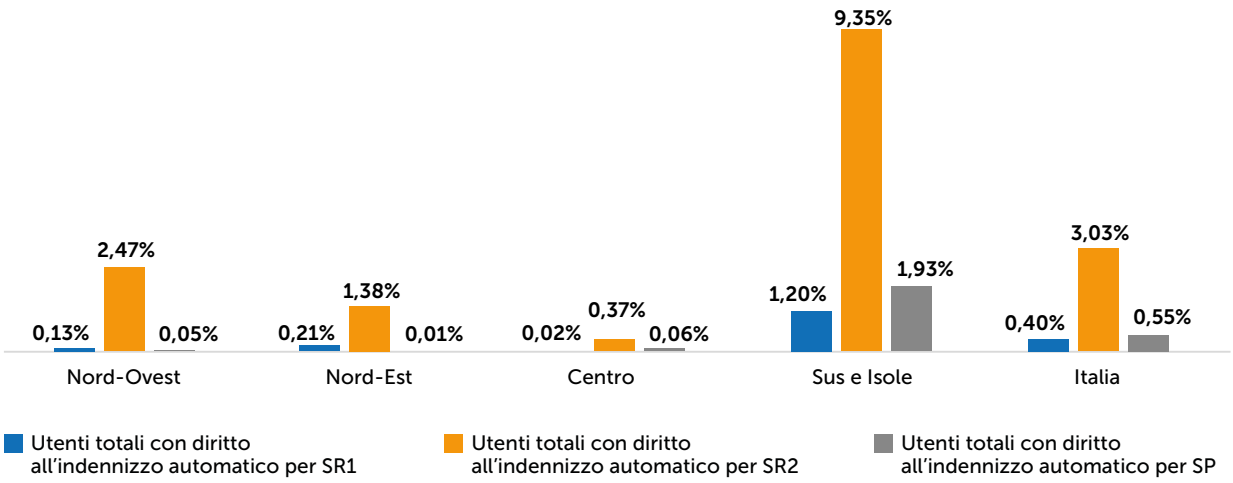
delle medesime per la determinazione dei volumi di processo (G1.2$_{proc}$ pari al 52,5%), dal momento che, storicamente, i dispositivi di telelettura sono stati più ampiamente utilizzati nei punti nodali delle infrastrutture idriche per i benefici che tali tecnologie apportano alla gestione delle medesime infrastrutture, nonché per la numerosità di punti da monitorare, che generalmente risulta inferiore a quella dei punti di misura associati agli utenti finali; questi ultimi, peraltro, sono spesso collocati in posizioni in cui il segnale trasmissivo tende a essere carente.

Con la finalità di rafforzare le tutele all'utenza, a partire dal 1° gennaio 2023, sono vigenti tre standard specifici relativi al servizio di misura, per i quali vi è l'obbligo di indennizzo automatico alle utenze, nel caso di mancato rispetto dei limiti stabiliti. Gli standard specifici sono:

- numero minimo di tentativi di raccolta della misura relativi a utenti finali con consumi medi annui fino a 3.000 m^3 (SR1), posto pari a due all'anno;
- numero minimo di tentativi di raccolta della misura relativi a utenti finali con consumi medi annui superiori a 3.000 m^3 (SR2), posto pari a tre all'anno;
- tempo minimo di preavviso per i tentativi di raccolta delle misure agli utenti finali equipaggiati con misuratori non accessibili o parzialmente accessibili (SP), posto pari a 48 ore.

Nella successiva figura 5.6 è mostrata una rappresentazione del tasso di utenze con diritto all'indennizzo automatico rispetto alle utenze complessivamente gestite, per area geografica di appartenenza. Si nota come lo standard specifico con il maggior tasso di utenze con diritto all'indennizzo è quello riferito al numero minimo di tentativi di raccolta della misura per gli utenti finali con consumi medi annui superiori a 3.000 m^3 (SR2), con una prevalenza per le utenze collocate nell'area Sud e Isole, seguite da quelle collocate nell'area Nord del Paese.

FIG. 5.6 *Percentuale di utenze con diritto all'indennizzo per gli standard specifici di misura, per area geografica*



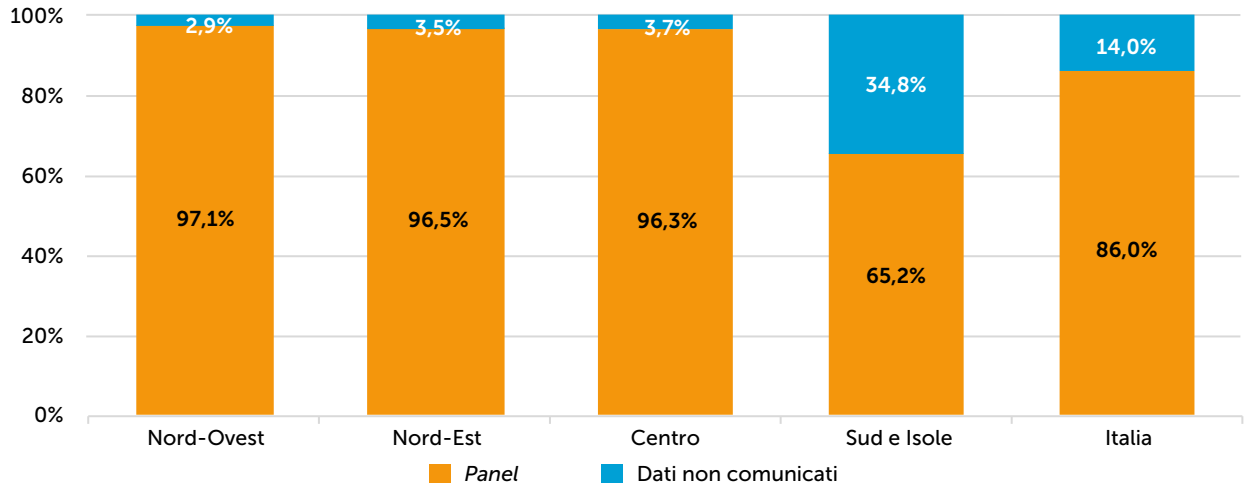
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Continuità del servizio

Il modello di regolazione della qualità tecnica ha previsto l'adozione del macro-indicatore M2 – "Interruzioni del servizio", con lo scopo di promuovere un adeguato servizio all'utenza dal punto di vista della continuità nell'erogazione della risorsa idrica. Esso è definito come sommatoria dei prodotti della durata di ciascuna interruzione[10] di durata superiore all'ora, programmata e non programmata, occorsa nell'anno e il numero di utenti finali interessati dalla medesima interruzione, rapportata al numero totale di utenti finali[11] serviti dal gestore.

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per le analisi mostrate nel seguito (relative all'anno 2024), è composto da 177 gestioni, che servono nel complesso circa l'86% della popolazione residente italiana. Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.7), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per il macro-indicatore M1, quella meridionale e insulare (65,2%), sebbene in graduale avvicinamento alla copertura media registrata per le altre aree del Paese (superiore al 96%).

FIG. 5.7 *Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

L'analisi mostra un valore medio nazionale pari a 28,32 ore, con valori medi in miglioramento nell'area del Centro Italia rispetto ai dati rilevati per l'anno base (linea tratteggiata in figura 5.8) e sostanzialmente stabili nelle aree settentrionali.

Con riferimento all'area meridionale e insulare (sempre Fig. 5.8), si confermano le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio come già evidenziato nelle precedenti rilevazioni, con un valore medio registrato di interruzioni per utente all'anno pari a circa 103,54 ore. A ciò si aggiungono alcune specifiche situazioni in cui tale carenza è resa strutturale dall'elevata incidenza, segnalata dai soggetti competenti, delle interruzioni programmate dovute alle "turnazioni", anche a seguito della stagione estiva (in cui, peraltro,

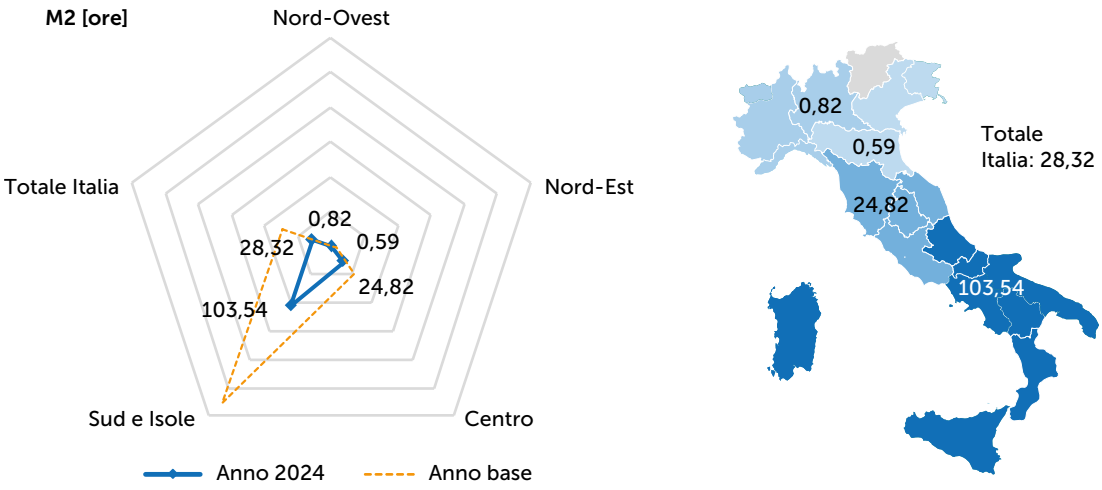
10 La RQTI definisce interruzione del servizio di acquedotto "la mancata fornitura del servizio, per un utente finale, alle condizioni minime di portata e carico idraulico definite dalla normativa vigente o, nei casi previsti, specificate nel contratto di utenza; sono ricomprese tutte le tipologie di interruzione, incluse quelle per razionamento idrico in condizioni di scarsità".

11 Nel conteggio deve essere considerato, per le utenze condominiali, il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 della RQTI.

si concentra la densità turistica), particolarmente siccitosa, che ha caratterizzato l'anno 2024; tale condizione riguarda prevalentemente quattro gestioni già critiche localizzate in Sicilia, che evidenziano livelli di M2 superiori alle 3.000 ore, e che per ragioni di mancata confrontabilità sono state considerate nella presente analisi come *outlier* ed escluse dal campione. Nel confronto con gli anni precedenti, può essere utile considerare anche che, trattandosi di una rilevazione relativa all'anno pari, rispetto al quale non vengono erogate sanzioni (dal momento che il meccanismo incentivante valuta le *performance* alla fine del biennio), i dati sono stati forniti senza contestualmente formulare istanze per eventi eccezionali, che avrebbero potuto essere considerate nella valutazione di possibili ulteriori valori outlier. Si segnala anche l'ingresso nel perimetro di osservazione di nuovi gestori caratterizzati da livelli di servizio lontani da quelli ottimali, non compresi nel campione di riferimento del 2016.

In relazione alle situazioni particolarmente critiche, emerge la necessità di rafforzare ulteriormente il presidio sull'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere e superare le citate criticità.

FIG. 5.8 *Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto per area geografica*



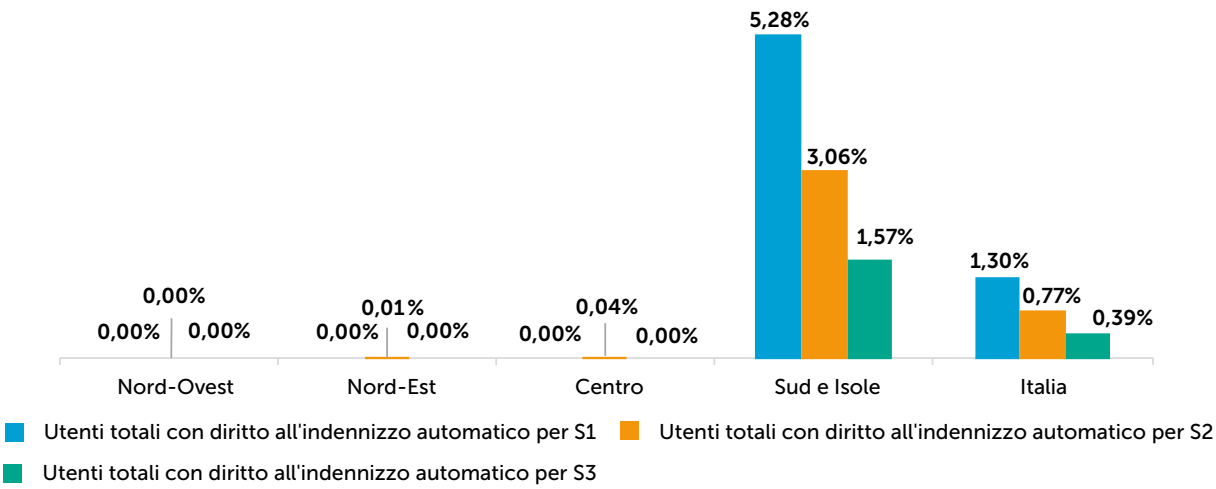
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

In relazione alla continuità del servizio di erogazione, la RQTI ha previsto l'introduzione anche di tre indicatori semplici cui sono associati opportuni standard specifici, ossia livelli minimi di qualità per le prestazioni recate a ciascun singolo utente del servizio di acquedotto e ai quali è associato un obbligo di corresponsione di un indennizzo automatico alle utenze che abbiano subito un disservizio legato al mancato raggiungimento dei medesimi standard. Gli indicatori sono relativi a:

- la "Durata massima della singola sospensione programmata", che non deve superare le 24 ore (standard S1);
- il "Tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione idropotabile", che non deve essere superiore alle 48 ore (standard S2);
- il "Tempo massimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura", che non può essere inferiore alle 48 ore (standard S3).

Nel corso dell'anno 2024 (Fig. 5.9), a livello medio nazionale, l'indicatore che ha registrato il maggior numero di utenze totali (inclusi utenti indiretti) aventi diritto all'indennizzo automatico a causa del mancato rispetto del relativo standard specifico è la "Durata massima della singola sospensione programmata (S1)" (1,30% delle utenze totali servite). Per tale indicatore, come anche per i restanti due indicatori S2 e S3, le maggiori criticità sono emerse per alcuni gestori collocati nell'area geografica meridionale e insulare, come già rilevato nelle analisi relative al macro-indicatore M2 illustrate in precedenza (in particolare, l'indicatore S1 in tale area ha raggiunto il 5,28%, sostanzialmente in linea con il dato dell'anno precedente).

FIG. 5.9 *Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica*

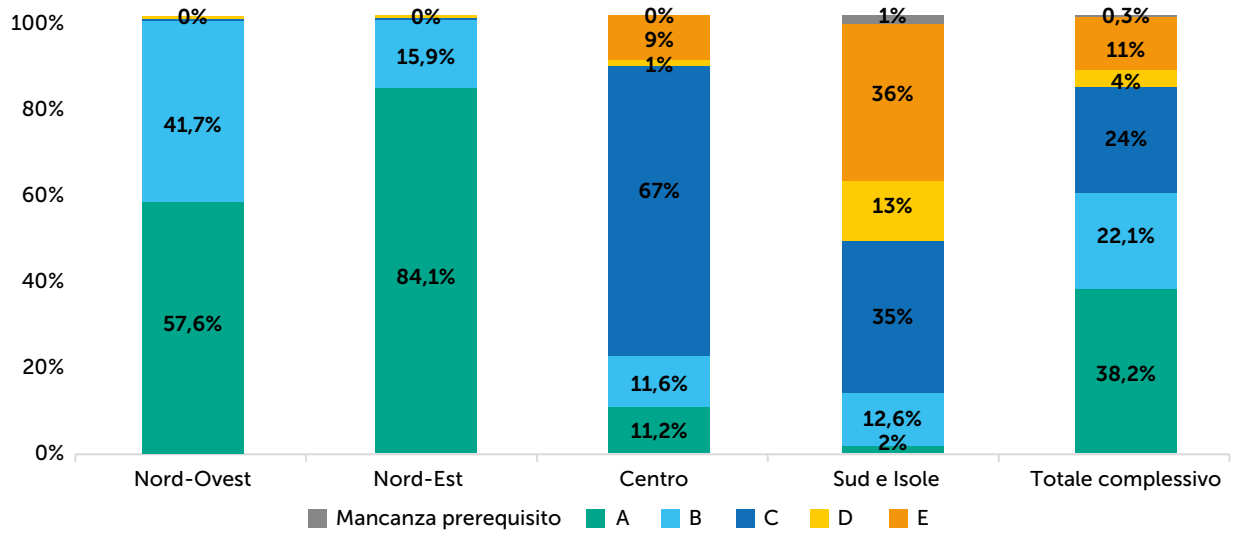


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M2[12] (Fig. 5.10). Si rammenta che per il macro-indicatore in discussione, la delibera n. 637/2023/R/idr ha apportato una rilevante modifica rispetto alla precedente regolazione, incrementando le classi da tre a cinque e introducendo nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento. Nonostante tali nuove previsioni, una porzione rilevante di popolazione (38,2%) si colloca comunque nella classe più virtuosa (A), mentre la classe meno virtuosa (E) si ritrova solo per circa l'11% della popolazione.

12 Come previsto dal comma 9.4 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M2 inferiore a 0,75 ore, nella classe B sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 0,75 e 3 ore, nella classe C sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 3 e 10 ore, nella classe D sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 10 e 30 ore, e infine nella classe E sono incluse le gestioni con M2 superiore alle 30 ore.

FIG. 5.10 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Anche in termini di classe di appartenenza, emerge nettissima la differenza tra le aree geografiche settentrionali – in cui la percentuale di popolazione servita da gestioni collocate nelle classi superiori alla B è residuale – e le aree centrali e, soprattutto, meridionali e insulari, in cui la percentuale di popolazione servita da gestioni nelle classi C o peggiori è vicina (per il Centro) o ben superiore (per Sud e Isole) all'80%.

Qualità dell'acqua erogata

Il modello della regolazione della qualità tecnica prevede che, nell'ambito del servizio di acquedotto, l'attività svolta dalle gestioni sia valutata anche dal punto di vista dell'adeguatezza organolettica della risorsa consegnata alle utenze allacciate, mediante il macro-indicatore M3 – "Qualità dell'acqua erogata". Tale macro-indicatore è definito prendendo a riferimento i seguenti aspetti:

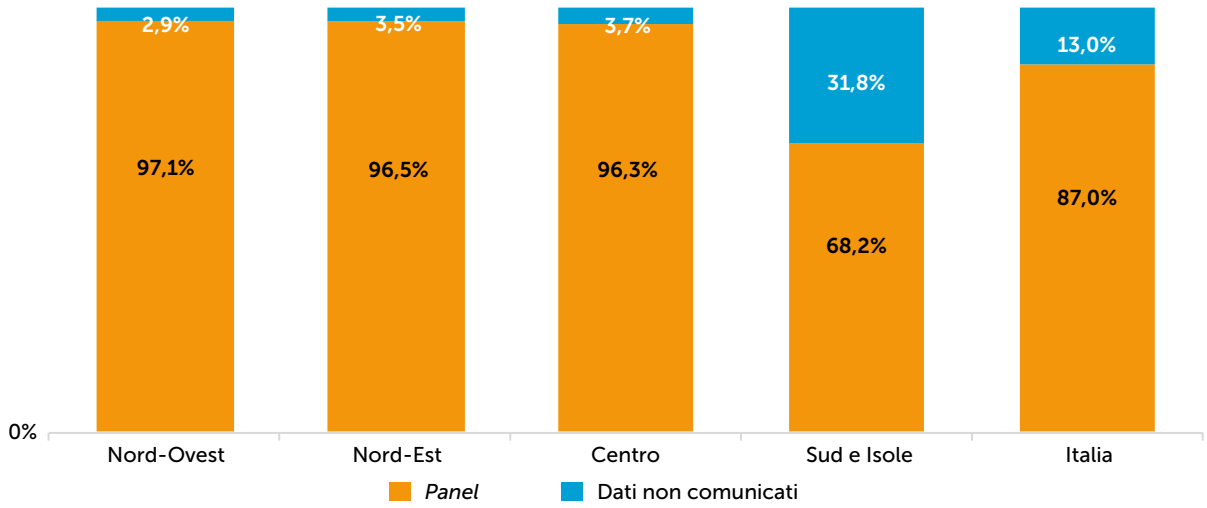
- la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità emesse nel corso dell'anno dalle Autorità preposte (indicatore M3a), espresso in termini di utenze coinvolte[13] e durata di ciascuna ordinanza rispetto alle utenze complessive;
- il tasso di non conformità alla normativa in materia, determinato osservando sia il numero di campioni non conformi sul totale dei campioni interni effettuati (indicatore M3b), sia il numero di parametri non conformi rispetto al totale dei parametri analizzati (indicatore M3c).

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per l'anno 2024 è composto da 176 gestioni, che servono nel complesso l'87,0% della popolazione residente italiana (circa 50,3 milioni di abitanti). Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.11), l'area meno rappresentata risulta, come

13 Incluse le utenze indirette sottese alle utenze condominiali.

già evidenziato per i due macro-indicatori M1 e M2, quella meridionale e insulare (68,2%), con buoni livelli di risposta per le aree del Nord e del Centro Italia (superiori al 96%).

FIG. 5.11 *Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica*

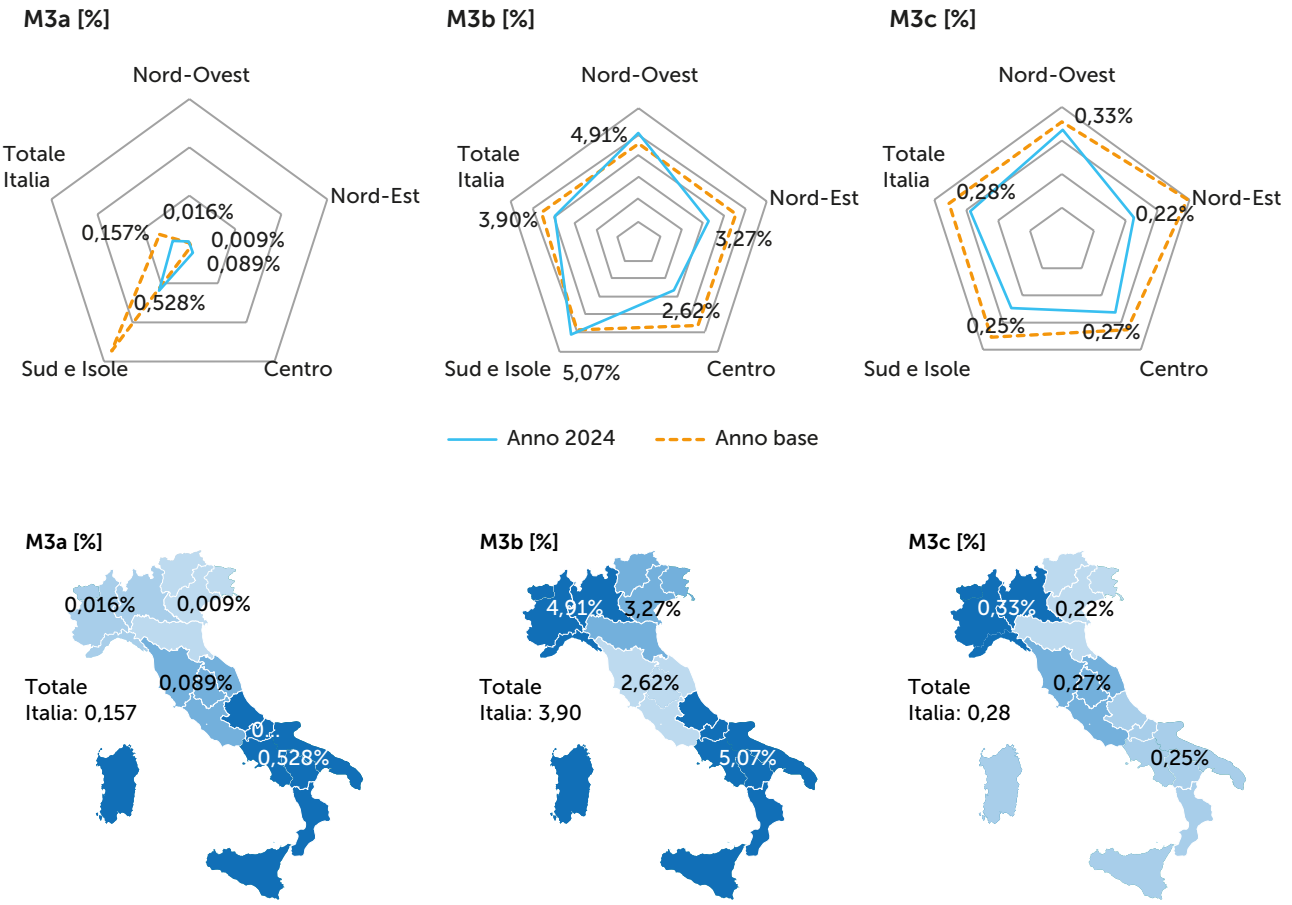


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Con riferimento al campione considerato, per l'indicatore M3a (incidenza delle ordinanze di non potabilità) si osserva un valore medio nazionale dello 0,157%, in miglioramento rispetto al valore medio registrato per l'anno base (0,323%); si notano inoltre valori medi del 3,90% per M3b (percentuale dei campioni non conformi) e dello 0,28% per M3c (percentuale dei parametri non conformi), in diminuzione rispetto ai dati medi rilevati per l'anno base (Fig. 5.12). Su base territoriale, in relazione all'anno 2024, si evidenziano valori di M3a più contenuti nel Nord e più critici nell'area meridionale. Per quanto concerne l'indicatore sul tasso di non conformità dei campioni (M3b), il grafico sembra evidenziare, a fronte di qualche miglioramento al Centro e al Nord-Est, un leggero peggioramento dei valori nel Nord-Ovest e nel Sud e Isole: tale raffigurazione non è tuttavia rappresentativa del reale percorso qualitativo dei gestori, in ragione del fatto che l'indicatore ha assunto nel tempo un carattere più severo (a titolo di esempio, è stata esplicitamente preclusa la possibilità di escludere dal conteggio dei campioni non conformi ai limiti di legge i cosiddetti campioni falsi positivi). Ne consegue che il confronto tra il dato dell'anno base e quello dell'anno in considerazione non risulta particolarmente significativo.

Va inoltre ricordato anche l'effetto dell'allargamento del campione, che includendo nell'analisi nuove gestioni, operanti in territori più svantaggiati, pregiudica il miglioramento dei valori medi raggiunti dagli indicatori.

FIG. 5.12 *Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica*



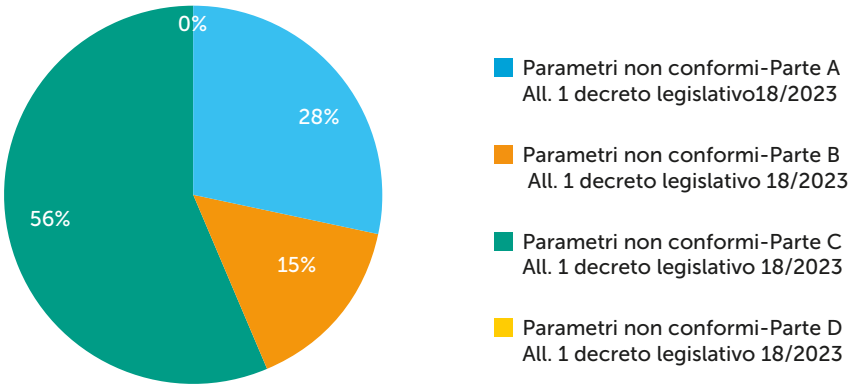
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

In relazione ai campioni che presentano non conformità ai limiti normativi di cui agli indicatori M3b e M3c, le valutazioni sono svolte prendendo come riferimento il decreto legislativo n. 18/2023[14]. Il decreto prevede una classificazione dei parametri inquinanti che devono essere sottoposti a verifica in: i) microbiologici, ii) chimici e iii) indicatori, suddividendoli rispettivamente nelle parti A, B, C e D[15] dell'allegato 1 al medesimo decreto. In relazione ai dati 2024, si conferma (Fig. 5.13) una maggiore incidenza di non conformità legate ai parametri indicatori (56%), mentre tassi inferiori di mancata conformità si sono registrati per i parametri microbiologici di cui alla Parte A dell'allegato 1 (28%) e chimici (15%), sostanzialmente confermando la suddivisione rappresentata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

14 In data 21 marzo 2023 è entrato in vigore il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18 di attuazione della direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonde la precedente Direttiva 98/83/CE (c.d. Direttiva Acque Potabili); tale decreto ha abrogato il precedente decreto legislativo 31/2001 e s.m.i.

15 In sintesi, nella parte A sono inclusi i parametri microbiologici *Escherichia Coli* ed *Enterococchi*. Nella parte B sono elencati diversi parametri chimici, tra cui metalli, sottoprodotti di disinfezione, nitriti e nitrati, antiparassitari e idrocarburi policiclici aromatici. Nella parte C sono raggruppati parametri sia di tipo chimico che microbiologico, cosiddetti "indicatori" della qualità dell'acqua, tra cui ferro, manganese, sodio, torbidità, colore, odore e sapore. Nella parte D sono presenti i parametri Legionella e Piombo, pertinenti per la valutazione e gestione del rischio dei sistemi di distribuzione interni, da eseguire entro il 12 gennaio 2029.

FIG. 5.13 *Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B, C e D della normativa di riferimento*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica– monitoraggio (RQTI 2025)".

Nell'ambito delle valutazioni svolte in materia di qualità dell'acqua erogata, nella RQTI vengono presi in considerazione anche taluni indicatori semplici, tra cui il tasso di applicazione dei Piani di sicurezza dell'acqua[16] (ovvero WSP – *Water Safety Plan*), introdotti in Italia dal decreto del Ministero della salute 14 giugno 2017 e rafforzati nel decreto legislativo n. 18/2023, in applicazione dei dettati eurounitari.

La novità legata a tali piani consiste nell'introduzione, nella gestione dei sistemi acquedottistici, di un approccio di tipo preventivo – fondato sull'analisi e la gestione del rischio – in sostituzione della tradizionale metodologia di tipo reattivo basata su controlli successivi all'evento.

Secondo quanto stabilito dal decreto legislativo n. 18/2023 i Piani di sicurezza dell'acqua, predisposti e attuati dai gestori del servizio idrico, devono essere trasmessi per l'approvazione al Censia (Centro nazionale per la sicurezza delle acque) attraverso la piattaforma AnTeA.

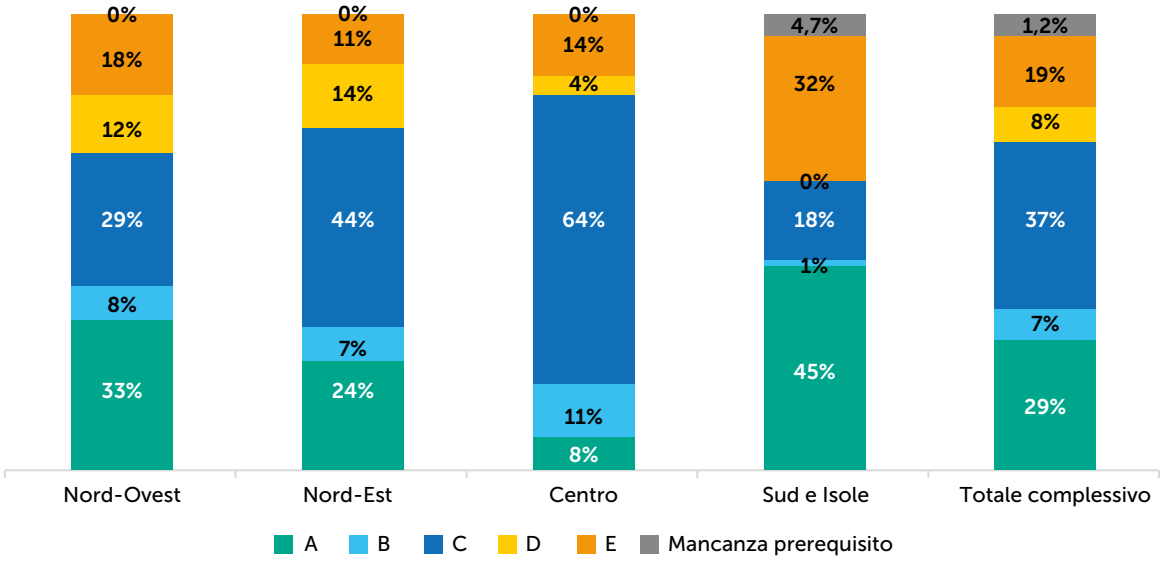
Alla luce di tale innovazione normativa, i dati relativi all'anno 2024 per questo indicatore non risultano pienamente confrontabili con quelli degli anni precedenti, poiché si nota, per alcuni grandi gestori[17], l'azzeramento della quota di popolazione coperta da Piani di Sicurezza dell'acqua, probabilmente in attesa del completamento dell'iter di approvazione formale previsto dalla nuova disciplina, pur avendo già avviato in precedenza l'implementazione dei Piani secondo il previgente assetto normativo. Si rileva, comunque, che, allo stato, il 27% delle utenze (incluse le utenze indirette) risulta servita da gestioni che hanno implementato la valutazione e la gestione dei rischi dei sistemi di fornitura di acqua potabile; tali gestioni servono il 67% della popolazione del campione, ma occorre precisare che la popolazione effettivamente interessata dall' implementazione dei WSP è certamente inferiore, dal momento che attualmente i piani sono riferiti solo ad alcune porzioni del territorio afferente.

Come già illustrato per i macro-indicatori M1 e M2, anche per il macro-indicatore M3, la delibera n. 637/2023/R/idr ha apportato talune modifiche rispetto all'impianto originario, in particolare prevedendo una modifica alle

16 Indicatore semplice G3.2 – Applicazione del modello *Water Safety Plan* (WSP).
17 In particolare, collocati nelle aree del Nord-Ovest e del Centro

soglie di accesso alle classi A, B e C e agli obiettivi di miglioramento previsti[18]. Nella figura. 5.14 è mostrata la distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M3, ai sensi della rinnovata regolazione. Si segnala la presenza di 9 gestioni, prevalentemente collocate nella Regione Siciliana, che servono l'1,2% della popolazione del campione, con problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M3.

FIG. 5.14 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata*



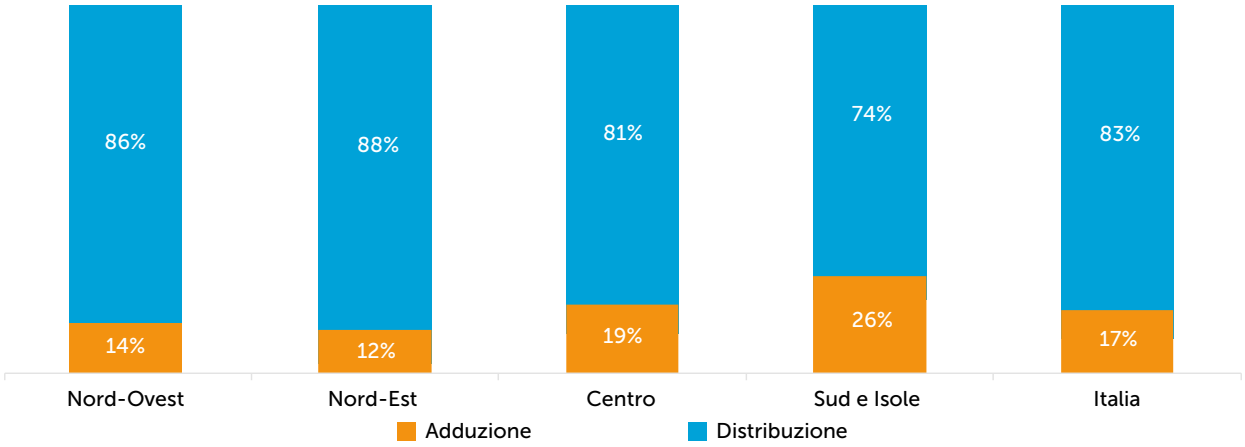
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Altri aspetti infrastrutturali

Nel seguito vengono illustrati alcuni dati relativi ad aspetti di tipo infrastrutturale. In particolare, in relazione all'estensione delle reti di acquedotto, il *panel* di operatori considerato gestisce complessivamente 413.974 km di reti acquedottistiche. Tale dato considera sia le condotte per il trasporto della risorsa idrica dai punti di prelievo verso i centri di utilizzo (ovvero reti di "adduzione"), sia le condotte che dai punti di interconnessione con le adduttrici distribuiscono l'acqua fino ai punti di consegna alle utenze finali (ossia le reti di "distribuzione"). Sulla base dei dati raccolti, si conferma la rappresentazione mostrata nelle *Relazioni Annuali* precedenti, secondo cui circa il 17% della lunghezza delle condotte principali può essere ricondotta alla classificazione delle infrastrutture di adduzione, mentre il restante 83% è rappresentato da condotte di distribuzione. A livello territoriale, si conferma una incidenza maggiore delle infrastrutture di trasporto nel Sud e Isole rispetto alle altre aree del Paese (Fig. 5.15).

18 Come previsto dal comma 10.3 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,001%, M3b non superiore all'1% e M3c non superiore allo 0,04%; nella classe B sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b non superiore all'1%; nella classe C sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b non superiore al 5%; nella classe D sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b superiore al 5%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M3a superiore a 0,005%.

FIG. 5.15 *Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica– monitoraggio (RQTI 2025)".

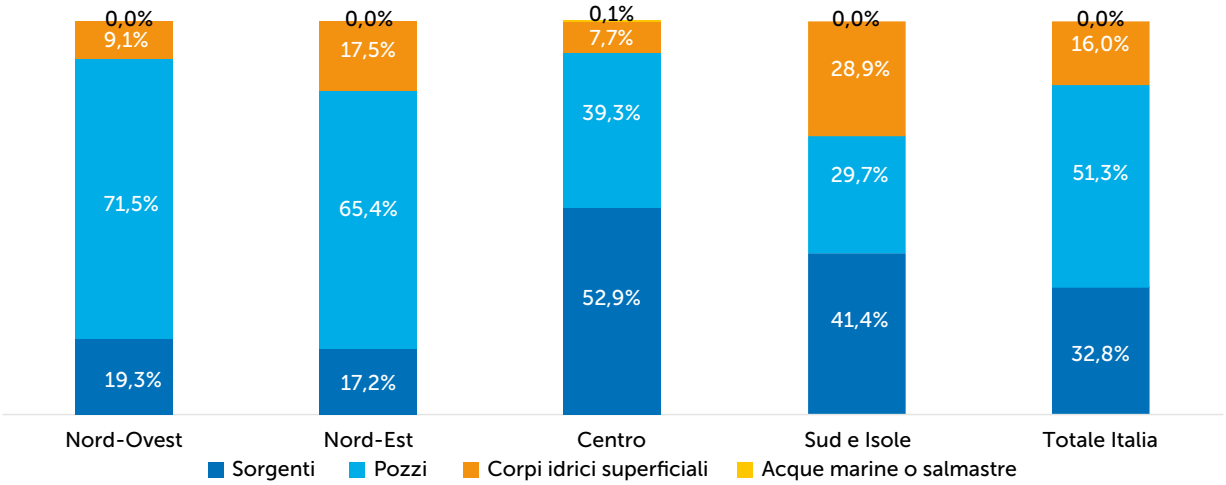
A livello nazionale, circa l'80% della lunghezza delle reti di adduzione e di distribuzione risulta georeferenziata, ovvero per tale porzione sono note e archiviate, in formato digitale, le coordinate di posa nonché talune caratteristiche tecniche come diametri e tipologia di materiale. Il dato medio nazionale è sostanzialmente allineato con quanto mostrato nelle precedenti *Relazioni annuali*.

Nell'anno 2024 il numero medio di rotture nelle reti di adduzione e di distribuzione si è attestato a un valore pari a 0,74 per km di rete, mentre il tasso di sostituzione delle condotte si è attestato a un valore pari circa allo 0,7%[19] a fronte del valore precedentemente rilevato per l'anno base (circa 0,39%).

In relazione ai volumi prelevati complessivamente dall'ambiente dalle gestioni presenti nel *panel*, risultati pari a circa 7,1 miliardi di metri cubi per l'anno 2024, è mostrata nella successiva figura 5.16 una rappresentazione delle fonti di approvvigionamento. A livello nazionale, emerge un maggiore prelievo di acqua da fonti sotterranee e da sorgenti (rispettivamente 51,3% e 32,8%) e in misura minore da corpi idrici superficiali, quali corsi d'acqua, laghi, bacini artificiali.

19 Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti principali sostituite nell'anno in considerazione rispetto all'estensione delle reti principali complessivamente gestite.

FIG. 5.16 *Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di fonte di approvvigionamento e per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Andando infine a esaminare i consumi di energia elettrica relativi alla filiera acquedottistica, che pesano per il 62% sui consumi totali del servizio idrico integrato, si riscontrano consumi unitari medi pari a 0,47 kWh per metro cubo immesso nel sistema di acquedotto, con variazioni poco significative tra le diverse aree territoriali, e mediamente in linea con il valore medio registrato nelle precedenti rilevazioni.

Servizio di fognatura

Il modello di regolazione della qualità tecnica prevede che, per il servizio di fognatura, le *performance* tecniche conseguite dai gestori siano misurate sulla base di un macro-indicatore denominato M4 – "Adeguatezza del sistema fognario", costruito come combinazione dei seguenti indicatori semplici:

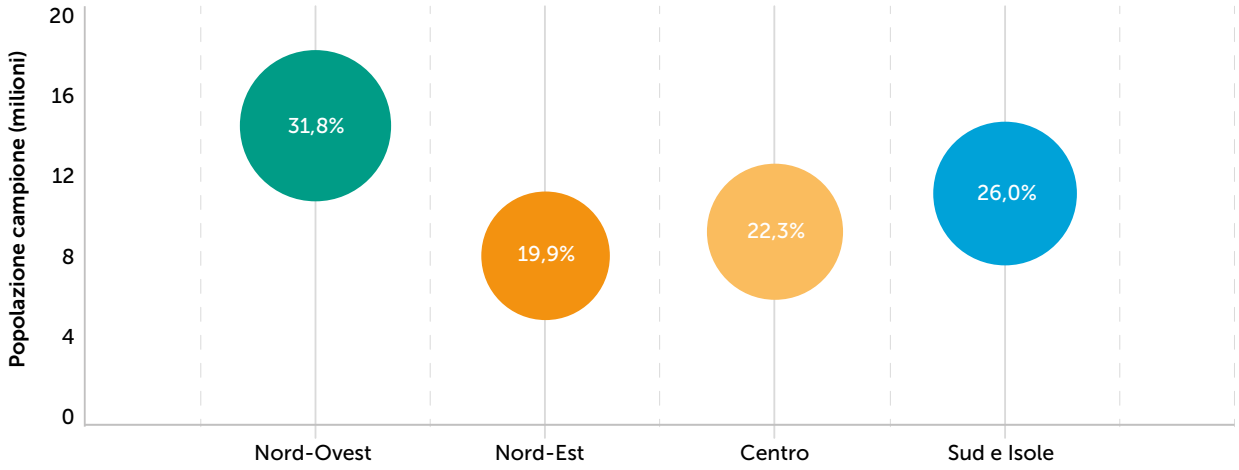
- M4a – "Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura", ottenuto dal rapporto tra il numero di episodi di allagamento da fognatura mista o bianca e di sversamento di liquami da fognatura nera e la lunghezza di rete fognaria gestita;
- M4b – "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena", definito come il numero di scaricatori di piena non conformi alle normative attinenti ai rapporti di diluizione o anche ai dispositivi per trattenere i solidi sospesi, ove previste, e il numero complessivo di scaricatori gestito;
- M4c – "Controllo degli scaricatori di piena", definito come il rapporto tra il numero di scaricatori di piena che non sono stati oggetto di ispezione nel corso dell'anno ovvero che non siano dotati di sistemi di rilevamento automatico dell'attivazione, rispetto al numero totale di scaricatori gestito.

Per il servizio fognario, l'accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo è relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore, mentre il secondo è attinente al grado di adeguamento alla normativa sulla gestione delle acque reflue, prevedendo la temporanea esclusione delle gestioni che siano interessate da pronunce di condanna della Corte di Giustizia dell'Unione eu-

ropea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE per la presenza di agglomerati non ancora dichiarati conformi[20].

L'analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di fognatura per l'anno 2024, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 168 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 80% della popolazione residente italiana (46,3 milioni di abitanti)[21]. Nella successiva figura 5.17 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche, che sostanzialmente ricalca quella mostrata per il servizio di acquedotto alla figura 5.1: circa il 31,8% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 19,9% e il 22,3% da gestioni operanti, rispettivamente, nelle Regioni del Nord-Est e nel Centro e, infine, il 26% nell'area Sud e Isole.

FIG. 5.17 *Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica*



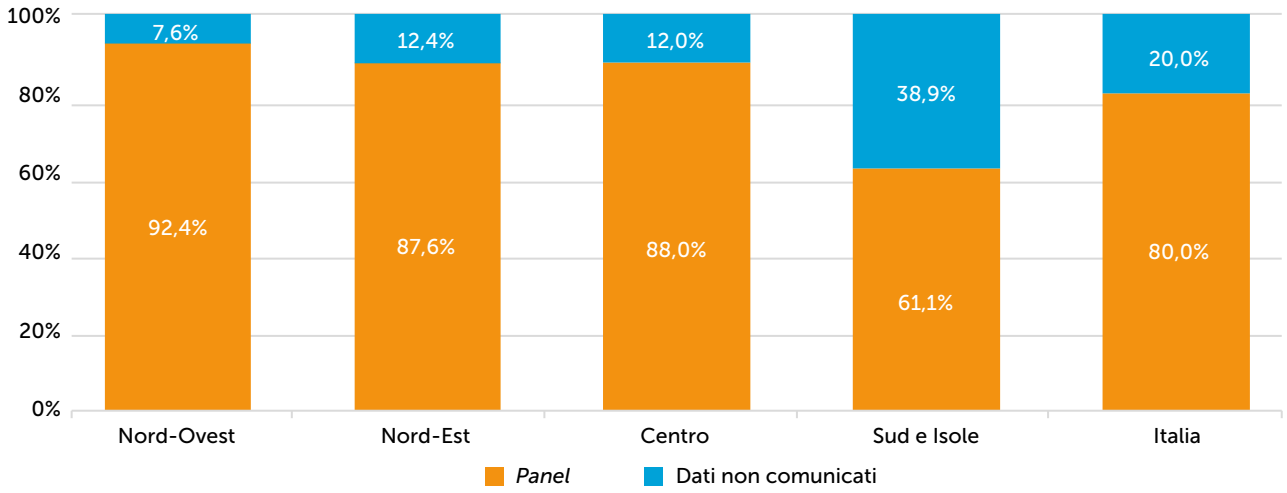
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'92,4% e il 87,6% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre la sua significatività si abbassa al 61,1% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.18), sebbene si sia registrata una migliore risposta rispetto alle rilevazioni precedenti, anche in merito alle gestioni di tale area geografica.

20 La direttiva 91/271/CEE, concernente il trattamento delle acque reflue, prevede che tutti gli agglomerati con carico generato maggiore di 2.000 abitanti equivalenti (AE) siano provvisti di adeguati sistemi di reti fognarie (art. 3) e che le acque reflue che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte a specifici trattamenti prima dello scarico nell'ambiente (art. 4, art. 5 e art. 10). Allo stato attuale, sono tre i procedimenti europei che sono giunti a condanna da parte della Corte di Giustizia dell'Unione europea: si tratta del procedimento n. 2004/2034, con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17), del procedimento n. 2009/2034, con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13) e del procedimento n. 2014/2059, con sentenza del 6 ottobre 2021 (causa C-668/19). Per completezza, si segnala che vi è un ulteriore procedimento avviato e non ancora giunto a condanna per l'Italia: si tratta del procedimento n. 2017/2181.

21 Il *panel* si differenzia da quello del paragrafo precedente, essendo escluse le gestioni che svolgono solo il servizio di acquedotto e aggiunte quelle che svolgono il servizio di fognatura ma non quello di acquedotto.

FIG. 5.18 *Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica*

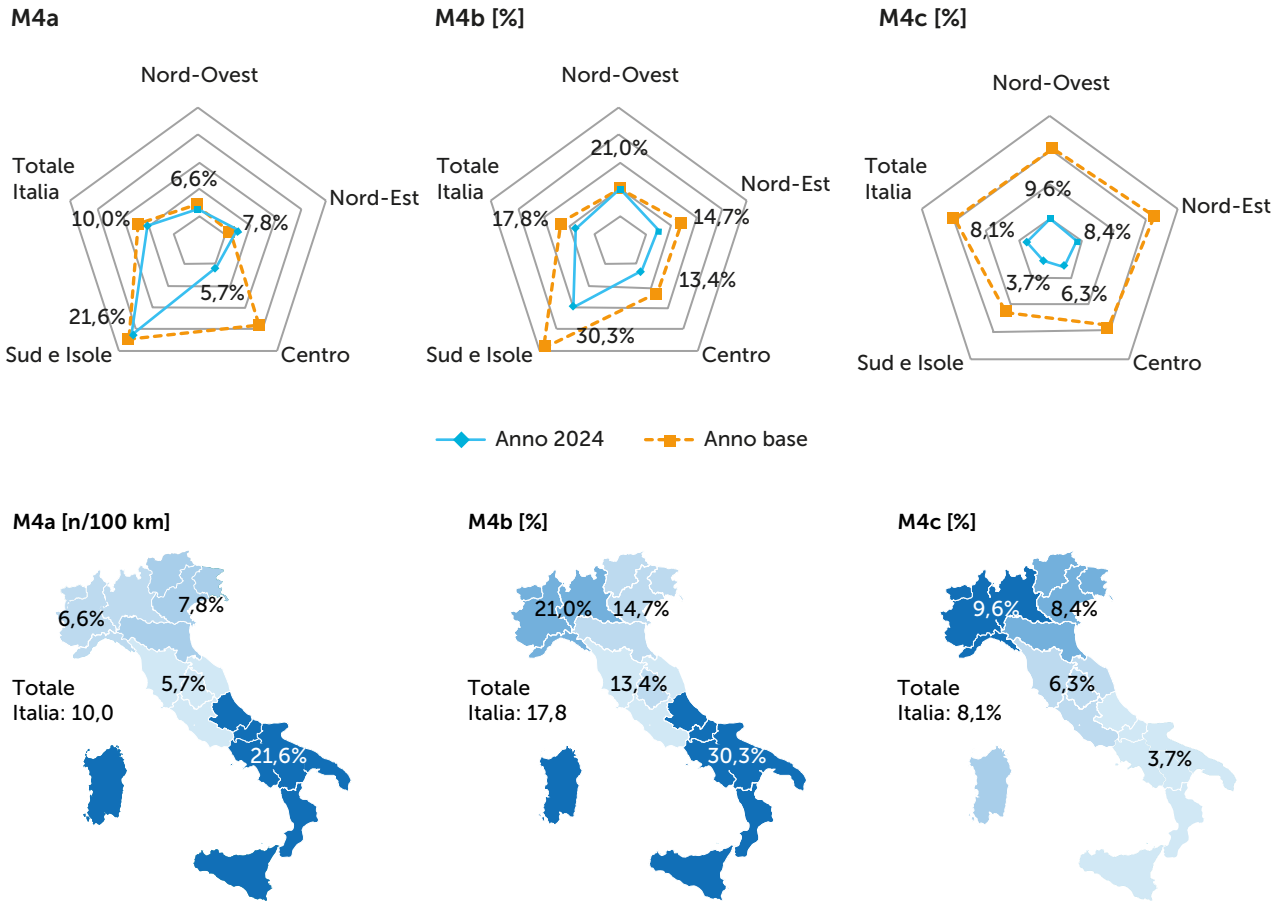


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Analizzando i valori medi conseguiti per gli indicatori semplici che compongono il macro-indicatore M4 (Fig. 5.19), si osserva che gli episodi di allagamento e/o sversamento registrati mediamente a livello nazionale sono 10 ogni 100 km di rete fognaria, con numeri crescenti passando dal Centro al Nord e al Sud e Isole. Rispetto all'anno base appare un tasso di miglioramento contenuto, a eccezione dell'area Centro ma, anche in questo caso, i miglioramenti risultano sottostimati per effetto dell'allargamento del campione (specie nell'area meridionale e insulare), per la maggiore severità di rilevazione, nonché per la presenza di eventi atmosferici particolari che nell'anno di conclusione del biennio di rilevazione (anno dispari) avrebbero indotto gli EGA ad avanzare istanze per eventi eccezionali, che avrebbero potuto essere considerate al fine della valutazione di potenziali valori fuori scala. Si rileva, in particolare, la presenza di 4 gestioni con dati molto superiori alla media, in qualche caso motivate da eventi piovosi di particolare rilevanza; laddove tali gestioni venissero considerate *outlier*, i dati di M4a scenderebbero a 5,3 ogni 100 km per l'area Nord-Ovest, 3,4 per il Nord-Est e a 12,5 per Sud e Isole, con il dato medio nazionale che scenderebbe al 6,5 ogni 100 km.

Inoltre, sempre con riferimento ai dati medi a livello nazionale, si evidenzia che il 17,8% degli scaricatori di piena risulta non ancora adeguato alle normative di riferimento (M4b), con una quota di inadeguatezza pari a un terzo del totale nell'area Sud e Isole, e che il tasso di scaricatori di piena non ispezionati o non dotati di sistemi di rilevamento automatico delle attivazioni si attesta su valori prossimi al 8%. Per i citati indicatori, si nota un lieve miglioramento complessivo rispetto ai dati illustrati nella *Relazione Annuale* 2020 (linee tratteggiate nella figura 5.19), più accentuato per l'indicatore M4c, migliorato in tutte le aree geografiche. Va considerato anche che l'indicatore M4b risente delle normative regionali approvate nel tempo, che tendono a essere sempre più tutelanti dal punto di vista ambientale.

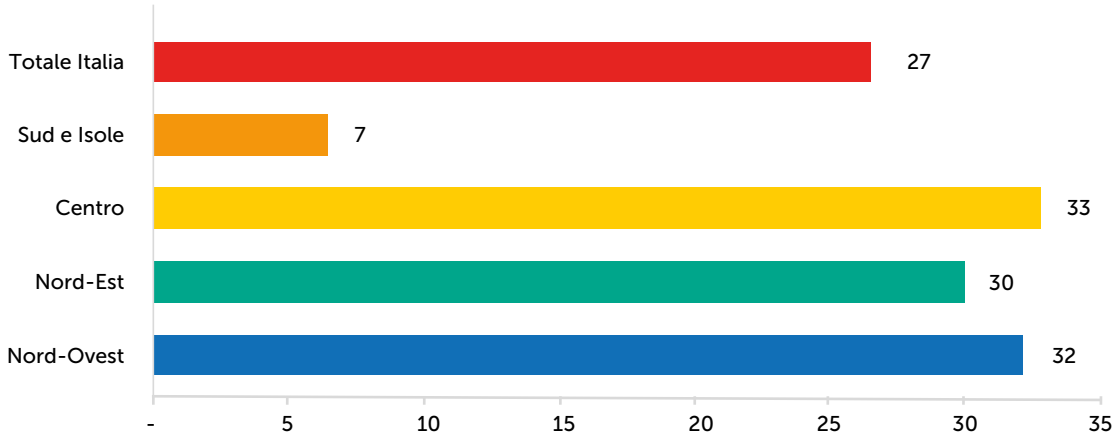
FIG. 5.19 *Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – "Controllo degli scaricatori di piena", per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

I dati relativi agli indicatori M4b e M4c vanno valutati congiuntamente con la numerosità dei manufatti scolmatori rispetto alla lunghezza di rete fognaria gestita (Fig. 5.20). Come si può notare nel grafico successivo, le aree del Nord Italia presentano un numero di manufatti scolmatori ogni 100 km di rete più che quadruplo rispetto alle aree del Sud e delle Isole. Il miglior valore di M4c dell'area Sud e Isole, dunque, appare relativizzato. Si evidenzia che, pur variando in base alle caratteristiche del bacino scolante e della rete stessa, la presenza di un buon numero di scaricatori di piena in rete mista e bianca è indice di una buona gestione delle portate meteoriche. Nelle reti miste gli scaricatori di piena sono infatti indispensabili per garantire la stabilità del sistema, impediscono che la rete vada in sovrappressione causando rotture e allagamenti, e salvaguardano dall'eccessivo dilavamento i processi biologici degli impianti di depurazione posti a valle.

FIG. 5.20 *Valore medio del numero di scaricatori di piena ogni 100 chilometri di rete fognaria mista e bianca*

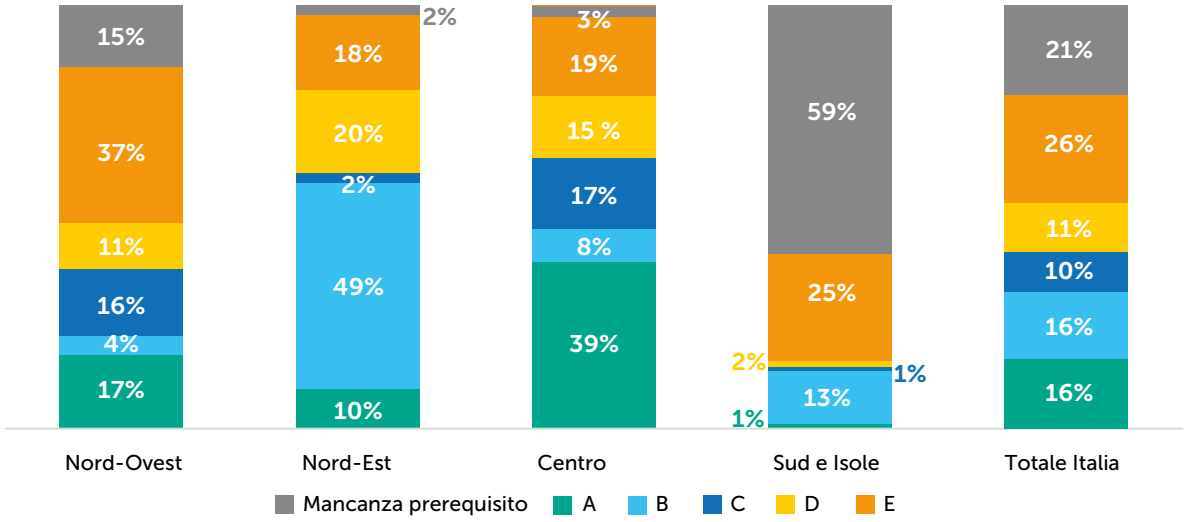


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Anche per il macro-indicatore M4 l'Autorità ha apportato modifiche con la delibera n. 637/2023/R/idr, in particolare alle soglie di accesso alle classi B, C, D ed E per l'indicatore M4a[22]. La figura 5.21 mostra la distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M4. Per il Centro, si nota una buona percentuale di popolazione servita da gestori che si collocano nella classe A o nella classe B. La classe B risulta prevalente per le gestioni situate nel Nord-Est. Il Nord-Ovest, pur avendo per il 17% della popolazione già raggiunto la classe A, presenta una fetta rilevante di popolazione servita da gestioni collocate nella classe peggiore. Si segnala poi la presenza di diverse gestioni con problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M4. Più nello specifico, all'interno del *panel* considerato, sono sette le gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al servizio di fognatura, tale da compromettere la determinazione del relativo macro-indicatore (per un totale di circa 2,2 milioni di abitanti serviti, il 50% dei quali residenti nell'area Sud e Isole). Per contro, le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 3 della citata direttiva, attinente al collettamento delle acque reflue, sono diciotto, collocati in tutte le aree geografiche ma con una netta prevalenza per l'area Sud e Isole, delle quali sedici presentano anche la mancata conformità alla direttiva per quanto riguarda l'adozione di adeguati trattamenti depurativi. Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al collettamento dei reflui sono 77, per un totale di abitanti equivalenti (AE) pari a circa 2,86 milioni.

22 Come previsto dal comma 14.3 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M4a inferiore 1, M4b nullo e M4c non superiore al 10%; nella classe B sono incluse le gestioni con M4a inferiore a 5, M4b nullo e M4c superiore al 10%; nella classe C sono incluse le gestioni con M4a inferiore a 5 e M4b non superiore al 20%; nella classe D sono incluse le gestioni con M4a non superiore a 5 e M4b superiore al 20%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M4a superiore a 5.

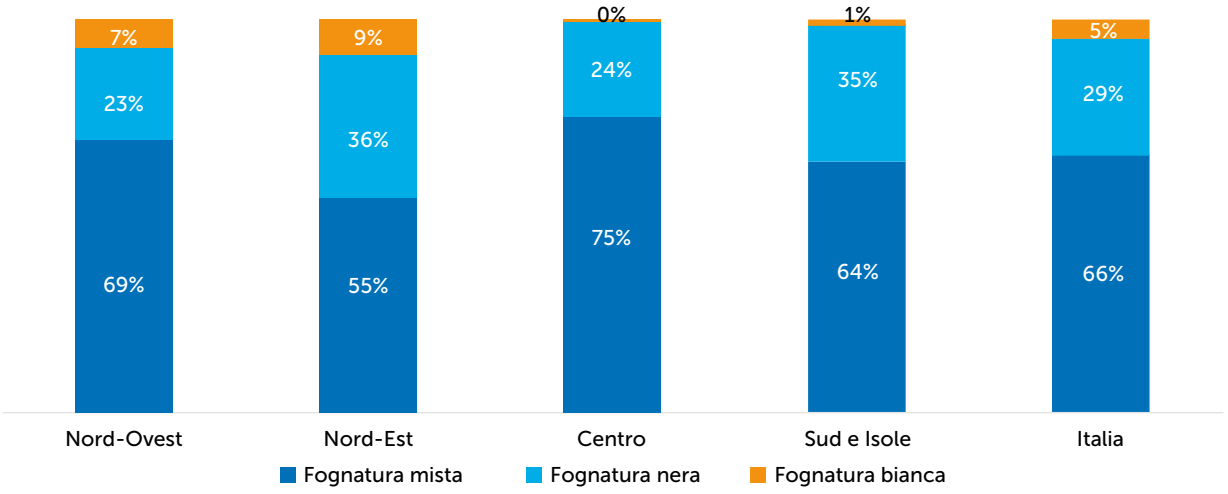
FIG. 5.21 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Il campione considerato per l'anno 2024 gestisce una lunghezza complessiva di reti fognarie pari a 214.970 km. Dai dati comunicati emerge la prevalenza di condotte di tipo misto (mediamente pari al 66% dell'estensione complessivamente dichiarata), ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto di scarichi domestici (inclusi eventualmente anche gli scarichi industriali) e delle acque meteoriche. In misura minore sono presenti sul territorio condotte dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche (o acque nere, incluse eventualmente anche le acque reflue industriali) pari al 29% del totale e, in piccola parte, sono gestite condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane (o acque bianche, pari 5% del totale), con significative differenze a seconda dell'area geografica (Fig. 5.22).

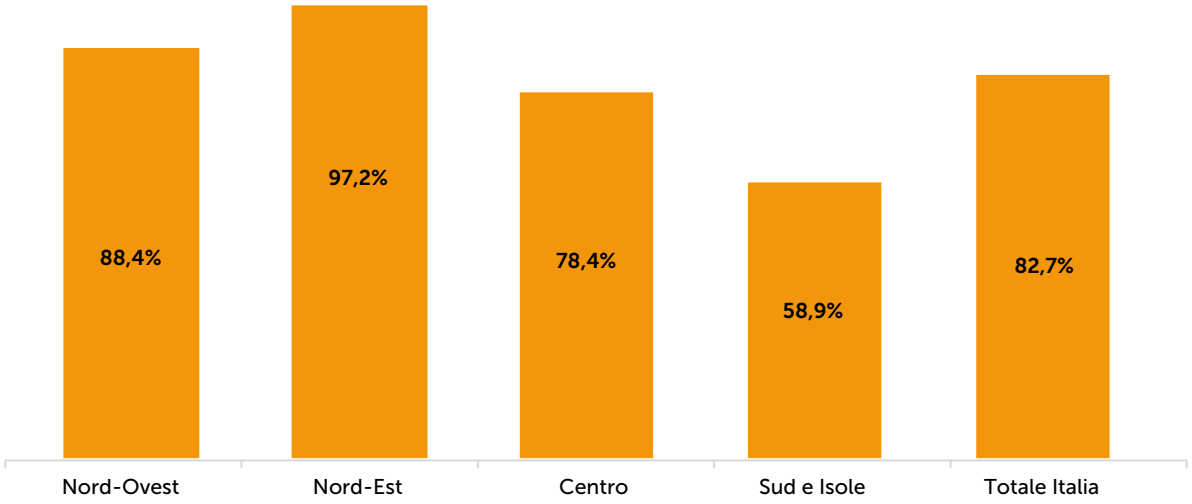
FIG. 5.22 *Lunghezza della rete fognaria per tipologia – ripartizione per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Il tasso di georeferenziazione delle reti fognarie, inteso come livello di conoscenza e digitalizzazione delle informazioni relative alle coordinate di posa e alle caratteristiche tecniche delle condotte, è mediamente pari all'82,7% della lunghezza totale (Fig. 5.23).

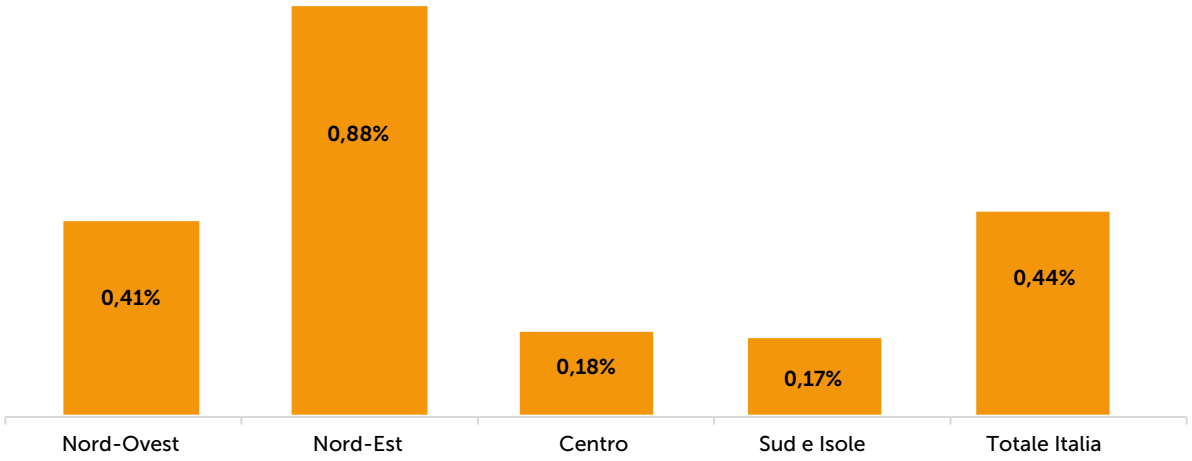
FIG. 5.23 *Percentuale di rete fognaria georeferenziata – ripartizione per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Il tasso di sostituzione delle condotte è risultato mediamente pari allo 0,44%[23] delle lunghezze di rete complessivamente gestite; l'area del Nord-Est è risultata quella in cui l'indicatore ottiene il valore più alto, pur rimanendo al di sotto dell'1% annuo (Fig. 5.24).

FIG. 5.24 *Tasso di sostituzione delle condotte – ripartizione per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

23 Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti sostituite nell'anno in considerazione, rispetto all'estensione delle reti complessivamente gestite.

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di fognatura pari a circa il 7% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,07 kWh per metro cubo di volume di acqua reflua depurata e a 7,7 kWh per abitante equivalente collettato nelle reti fognarie.

Servizio di depurazione

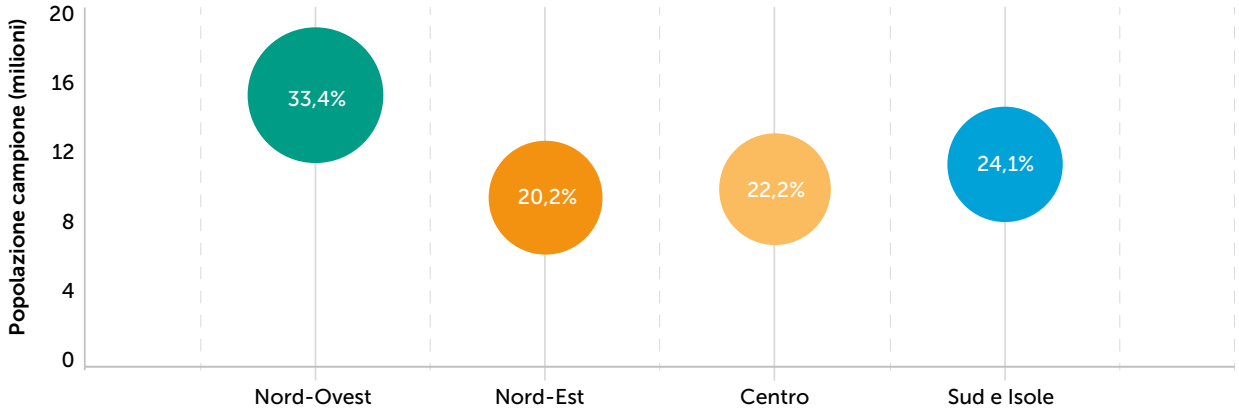
Nella regolazione della qualità tecnica, il servizio di depurazione è valutato sulla base di due indicatori principali:

- il macro-indicatore M5 – "Smaltimento fanghi in discarica", cui è associato l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato allo smaltimento in discarica dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue;
- il macro-indicatore M6 – "Qualità dell'acqua depurata", con la finalità di minimizzare l'impatto ambientale associato ai reflui in uscita dagli impianti di depurazione e convogliati nell'ambiente.

I requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante della RQTI dei citati macro-indicatori attengono a profili di disponibilità e affidabilità dei dati e di conformità alla normativa di riferimento in materia di trattamento delle acque reflue.

Nel seguito sono illustrate le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati relativi al servizio di depurazione, considerando un campione composto da 154 gestioni che servono circa 44,5 milioni di abitanti, con una copertura pari al 76,9% della popolazione residente italiana[24] e una distribuzione tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.25: il 33,4% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20,2% e il 22,2% è rappresentata da gestioni operanti, rispettivamente, nelle Regioni del Nord-Est e nel Centro e, infine, il 24,1% nell'area Sud e Isole. Tale distribuzione risulta molto simile a quella descritta nella precedente *Relazione Annuale*. Rispetto al campione analizzato per il servizio di acquedotto e fognatura, si nota una lieve riduzione nella rappresentanza dell'area meridionale e insulare.

FIG. 5.25 *Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

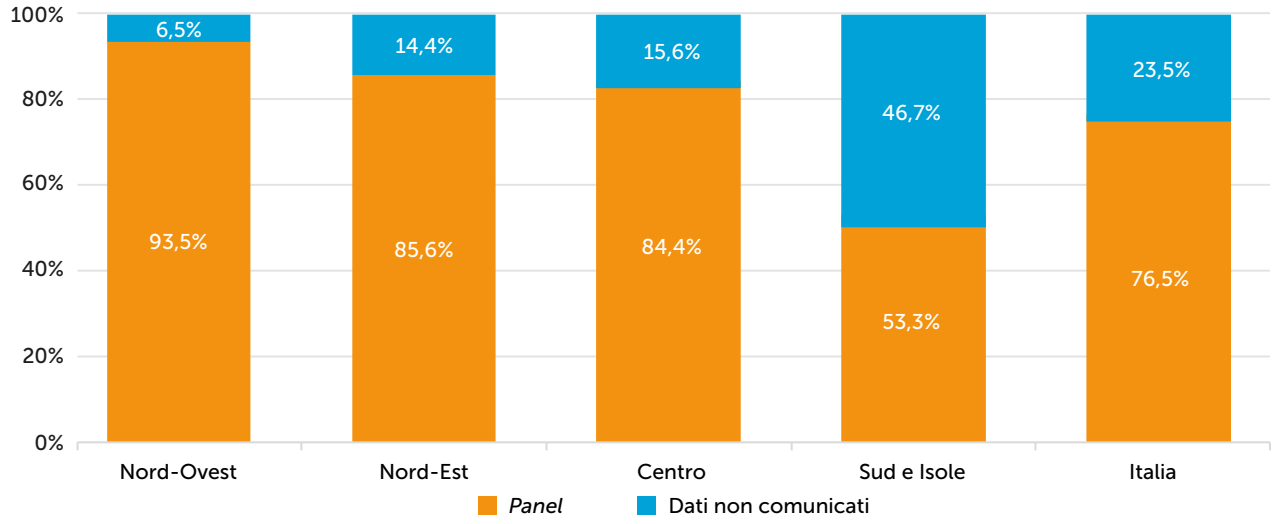
24 Il *panel* si differenzia da quello del paragrafo precedente, essendo escluse le gestioni che svolgono solo il servizio di acquedotto e/o di fognatura e aggiunte quelle che svolgono il servizio di sola depurazione.

Smaltimento dei fanghi di depurazione in discarica

Il macro-indicatore M5 – "Smaltimento fanghi in discarica" è definito come il rapporto percentuale tra i quantitativi di fanghi da depurazione destinati allo smaltimento finale in discarica e le quantità complessive registrate in uscita dagli impianti di depurazione gestiti.

Con riferimento ai dati del 2024, come mostrato anche nei precedenti paragrafi, il campione analizzato, seppur in crescita anche al Sud e Isole rispetto alle rilevazioni precedenti, risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra il 93,5% e l'84,4% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre la relativa copertura si attesta al 53,3% della popolazione per l'area Sud e Isole (Fig. 5.26), facendo emergere una più contenuta disponibilità dei dati per questo servizio, rispetto a quanto descritto nel paragrafo relativo all'acquedotto.

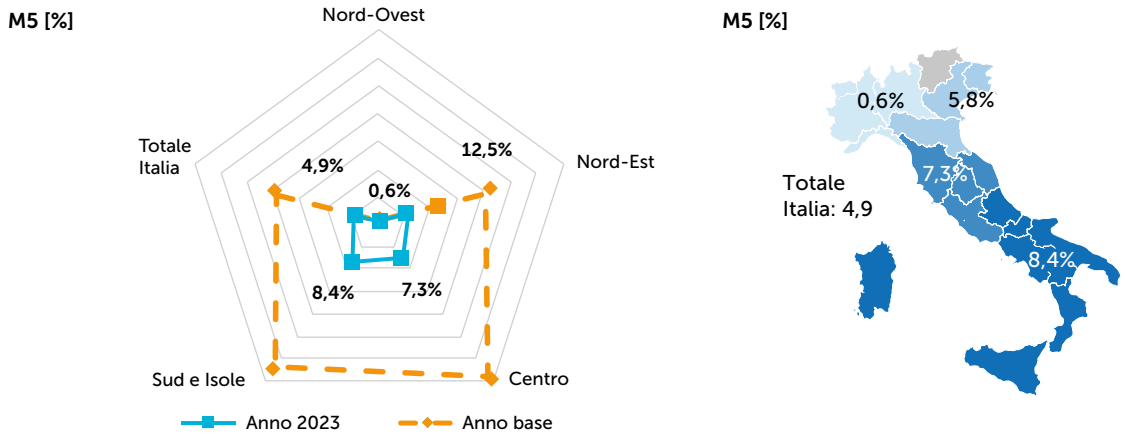
FIG. 5.26 *Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

A livello nazionale la produzione di fanghi da impianti di depurazione nell'anno in considerazione è stata pari a 422.790 tonnellate di sostanza secca. Il tasso di conferimento in discarica dei medesimi è stato pari al 4,9% dei fanghi complessivamente prodotti, pur con livelli piuttosto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.27: a fronte di un valore medio molto contenuto al Nord-Ovest (pari allo 0,6%), si notano valori pari al 5,8% per il Nord-Est e al 7,3% per le Regioni del Centro e un dato pari al 8,4% per la zona meridionale e insulare. In tutte le aree del Paese, si sono registrati decisi miglioramenti rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale* 2020 (linea tratteggiata di figura 5.27), più marcati per le aree geografiche Centro e Sud e Isole, caratterizzate da livelli medi di smaltimento in discarica più elevati nelle fasi di avvio della regolazione.

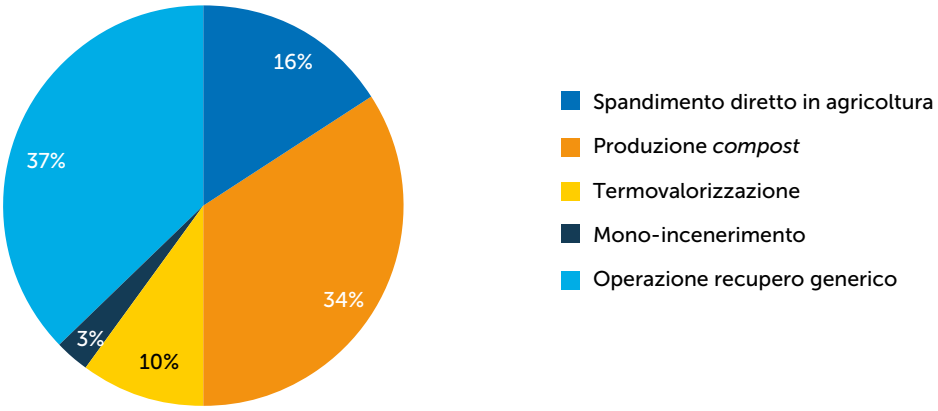
FIG. 5.27 *Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Rispetto alla rilevazione relativa all'anno base, oltre a essere incrementato il tasso di recupero dei fanghi a fronte di un minore conferimento in discarica, dalla figura 5.28 si nota che, pur confermando un impiego prevalente dei fanghi per scopi agricoli (sia spandimento diretto sui terreni sia utilizzo indiretto per la produzione di ammendanti di origine organica – compost), si evidenzia una contrazione di tale utilizzo a fronte di un progressivo incremento, rispetto alle precedenti rilevazioni, di forme di recupero generico, cioè riferite a operazioni di recupero intermedie identificate da un codice "R" differente da quelli previsti per spandimento in agricoltura, produzione di compost e recupero energetico, secondo quanto stabilito all'allegato C alla parte IV del decreto legislativo n. 152/2006[25]; tale condizione è presumibilmente legata ai livelli sempre maggiori di controllo introdotti dall'Autorità sui registri delle attività di movimentazione dei fanghi, per cui, in tutti i casi di mancata evidenza documentale del destino finale degli stessi, sono stati indicati i codici intermedi riportati dai formulari per la tracciabilità dei rifiuti in uscita da ciascun impianto di depurazione gestito.

FIG. 5.28 *Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione*

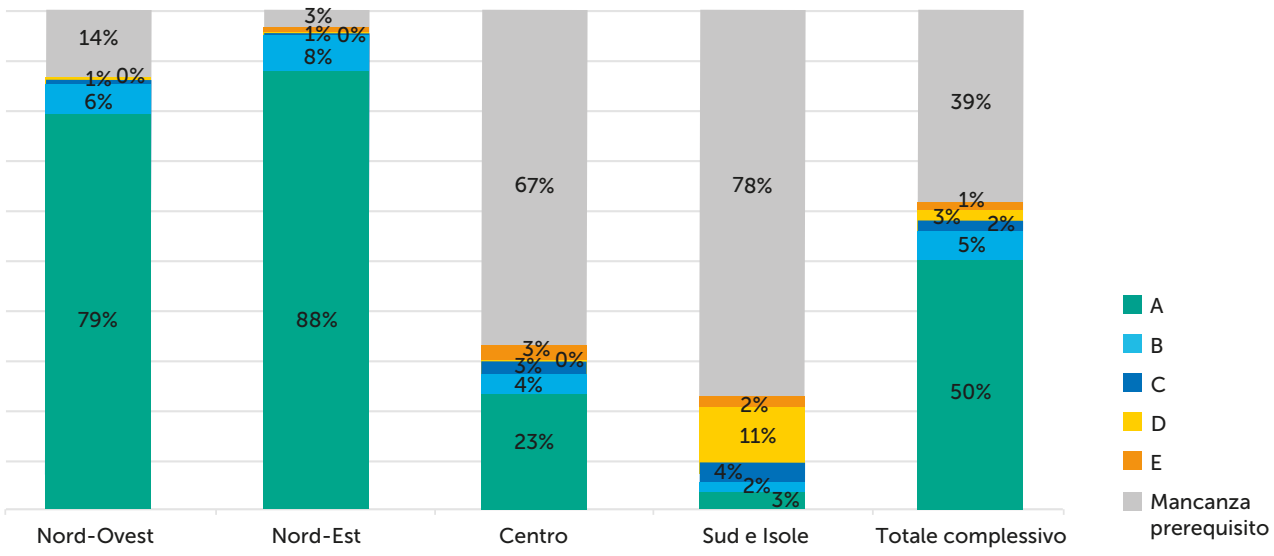


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

25 Il codice che si ritrova frequentemente nei formulari di identificazione dei rifiuti è la messa in riserva "R13", che indica la messa in riserva dei rifiuti per le successive operazioni con codici da "R1" a "R12".

In merito al macro-indicatore in discussione, la delibera n. 637/2023/R/idr ha apportato sostanziali modifiche rispetto alla precedente regolazione, dal momento che sono state incrementate le classi da quattro a cinque e sono state introdotte nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento[26]. Nella seguente figura 5.29 è mostrata la distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M5. Si nota che per le aree del Nord, una popolazione prossima o superiore all'80% risulta servita da gestioni che si collocano nella classe migliore (classe A). Tale condizione si riduce via via passando per le gestioni del Centro e del Sud e Isole. Si segnala poi la presenza di una quota rilevante di popolazione servita da gestori che presentano problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M5 (a livello medio nazionale pari al 39% della popolazione), per effetto di condanne per il mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 4 della direttiva 91/271/CEE, attinente al trattamento delle acque reflue: si tratta di 42 gestioni, distribuite in tutte le aree geografiche, ma con netta prevalenza per le aree Centro e Sud e Isole. Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono 255, per un totale di circa 5,4 milioni di abitanti equivalenti (AE). Considerando che nel campione è generato un carico inquinante pari a circa 59,6 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari a circa il 9% del carico complessivamente generato. Il dato appare in aumento rispetto a quello evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, nonostante la risoluzione della problematica in alcuni agglomerati, per effetto dell'allargamento del campione, specialmente con riferimento all'area Sud e Isole.

FIG. 5.29 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

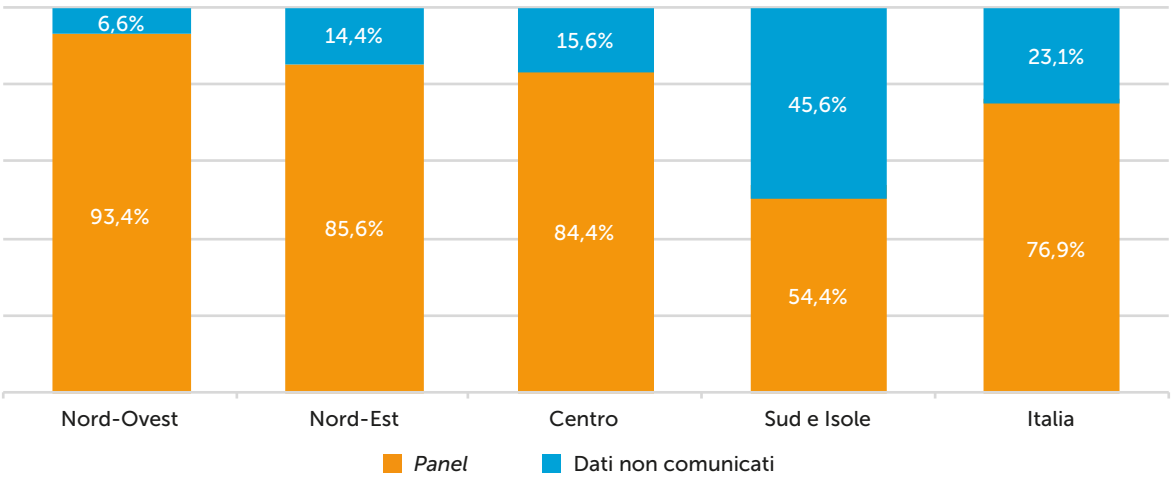
26 Come previsto dal comma 18.3 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 3%; nella classe B sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 10%; nella classe C sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 20%; nella classe D sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 30%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M5 superiore al 30%.

Qualità dell'acqua depurata

L'impianto regolatorio introdotto con la RQTI prevede che le *performance* conseguite da ciascuna gestione in relazione alla qualità dell'acqua reflua depurata in uscita dagli impianti di depurazione siano valutate mediante il macro-indicatore M6. Detto macro-indicatore è definito come tasso di superamento, nei campioni di acqua reflua scaricata, di uno o più limiti di emissione in termini di concentrazione dei parametri inquinanti delle tabelle 1 e 2, sul totale dei campionamenti effettuati dal gestore nell'arco dell'anno, ai sensi dell'allegato 5 alla parte III del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i. Il macro-indicatore si applica a tutti gli impianti di depurazione di dimensione superiore ai 2.000 A.E., o superiore ai 10.000 A.E. se recapitanti in acque costiere.

Le analisi proposte nel seguito si riferiscono a un *panel* composto da 147 gestioni, cui corrisponde una popolazione servita pari a 44,5 milioni di abitanti, per una copertura del campione pari a circa il 77% della popolazione residente italiana. La distribuzione della popolazione tra aree geografiche del Paese rispecchia sostanzialmente quanto precedentemente espresso, in particolare, per il macro-indicatore M5, con una rappresentazione maggiore per le aree geografiche del Nord e del Centro e inferiore per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.30). Il numero di gestioni considerate per il macro-indicatore M6 risulta lievemente inferiore rispetto a quello relativo al macro-indicatore M5 dal momento che alcune piccole gestioni, pur svolgendo il servizio di depurazione, non concorrono al calcolo di M6 perché gli impianti gestiti sono di potenzialità inferiore a 2.000 AE oppure inferiore a 10.000 AE se recapitanti in acque costiere, secondo quanto previsto dalla RQTI stessa.

FIG. 5.30 *Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica*

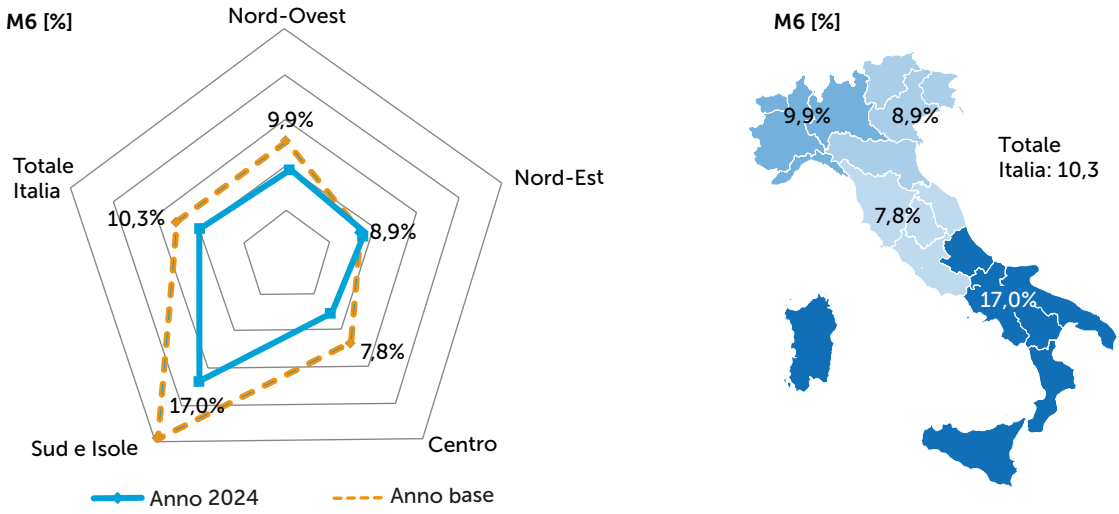


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Per l'anno 2024, il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6 è pari a 10,3% (Fig. 5.31). Rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale* 2020 (anno base), si notano miglioramenti nella qualità dell'acqua depurata da parte delle gestioni localizzate in tutte le aree geografiche, seppure più accentuati nelle aree che partivano da situazioni più svantaggiate. Il dato, tuttavia, non è direttamente confrontabile con l'anno base per effetto della (notevole) maggiore severità attuale dell'indicatore e, di conseguenza, sottostima decisamente i miglioramenti ottenuti dalle gestioni. Si rammenta infatti che, per il macro-indicatore in discussione, la delibera n. 637/2023/R/idr ha apportato sostanziali modifiche rispetto alla precedente regolazione, dal momento che è

stata introdotta la previsione di considerare – per tutti gli impianti, anche per quelli non recapitanti in area sensibile – i superamenti occorsi per i nutrienti, in aggiunta a quelli relativi ai solidi sospesi, e alla sostanza organica e inorganica. In altre parole, anche in parte anticipando le previsioni della nuova direttiva acque reflue attualmente in fase di recepimento nell'ordinamento italiano, l'indicatore M6 richiede una qualità dell'acqua depurata molto più stringente dell'obbligo di legge e, di conseguenza, diversi impianti di depurazione registrano *performance* non ottimali per effetto di tali richieste aggiuntive.

FIG. 5.31 *Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica*

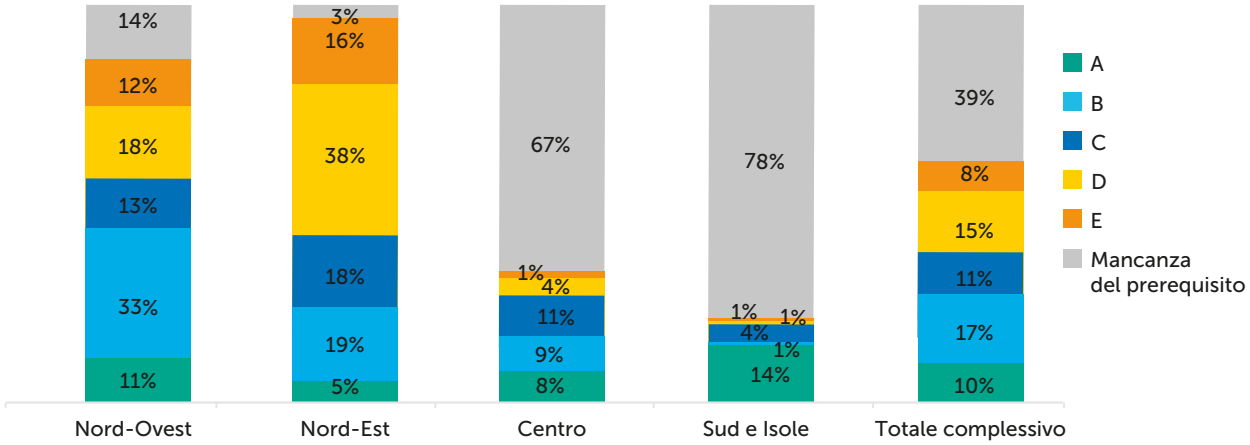


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Nel seguito è mostrata, inoltre, la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M6[27] (Fig. 5.32). Si ricorda che, in aggiunta alla previsione di effettuare maggiori controlli per tutte le tipologie di impianto, la delibera n. 637/2023/R/idr ha incrementato il numero di classi da quattro a cinque, e ha introdotto nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento. Si evidenzia la presenza di una quota di popolazione servita da gestioni che si collocano fin da subito nella classe A o nella classe B via via decrescente passando dalle Regioni del Nord al Centro al Sud e Isole. Si segnala poi la presenza di una quota rilevante di popolazione servita da gestori che presentano problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M6, come già evidenziato per il macro-indicatore M5, con quote molto rilevanti per le gestioni dell'area centrale e meridionale del Paese.

27 Come previsto dal comma 19.4 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M6 inferiore all'1%; nella classe B sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 5%; nella classe C sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 10%; nella classe D sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 15%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M6 almeno pari al 15%.

FIG. 5.32 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata*



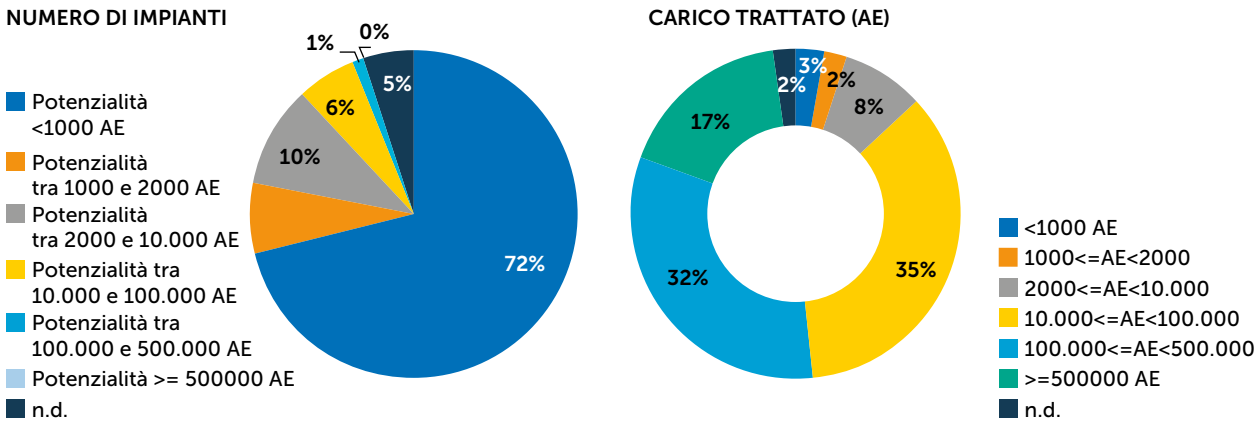
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Altri aspetti infrastrutturali

Gli impianti di depurazione gestiti dagli operatori inclusi nel *panel* considerato sono risultati pari a quasi 16 mila; di questi, quasi l'80% del numero di impianti ha potenzialità inferiore a 2.000 AE, il 10% ha potenzialità compresa tra 2.000 e 10.000 AE, il 6% ha potenzialità compresa tra 10.000 e 100.000 AE e solo circa l'1% ha potenzialità superiore a 100.000 AE (Fig. 5.33, a sinistra).

Nonostante l'elevata numerosità di impianti di depurazione di piccola dimensione, si evidenzia come l'84% del carico inquinante (espresso in AE) sia trattato da impianti con potenzialità maggiore o uguale a 10.000 AE, e ben il 50% del carico in impianti di potenzialità maggiore o uguale a 100.000 AE (Fig. 5.33, a destra). Di conseguenza, solo il 5% del carico è trattato in impianti di potenzialità inferiore ai 2.000 AE.

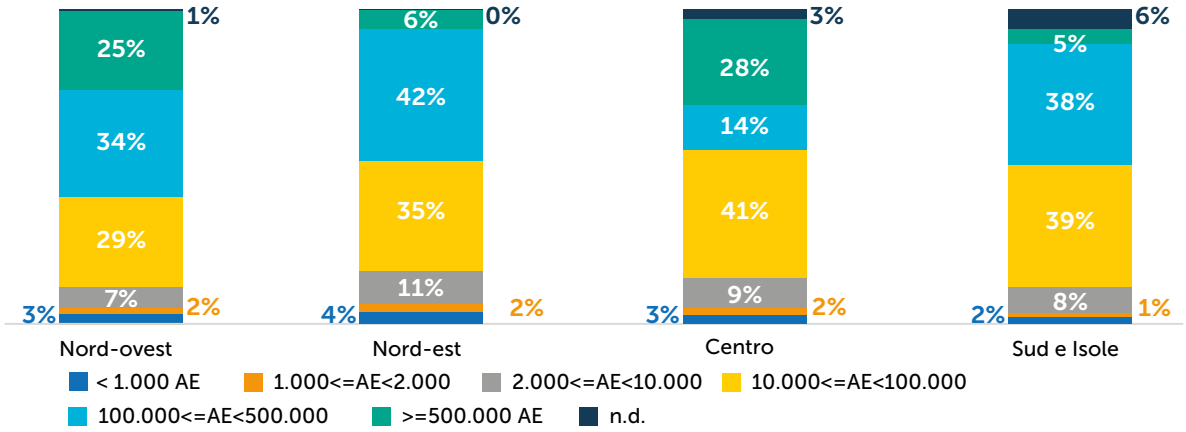
FIG. 5.33 *Confronto tra la suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione della potenzialità con la rispettiva suddivisione in termini di carico trattato*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Dall'analisi della distribuzione, nelle aree geografiche, del carico trattato in funzione della potenzialità degli impianti (Fig. 5.34), emerge che nelle aree del Nord-Ovest e nel Centro più del 25% del carico è trattato in impianti di dimensione superiore a 500.000 AE. Il carico trattato in impianti di piccolissima dimensione è basso ovunque, ma si rileva una percentuale maggiore di impianti non classificati ("n.d.") nelle aree del Centro e, soprattutto, del Sud e Isole, per i quali è possibile supporre che siano in gran parte attribuibili a impianti di dimensioni ridotte.

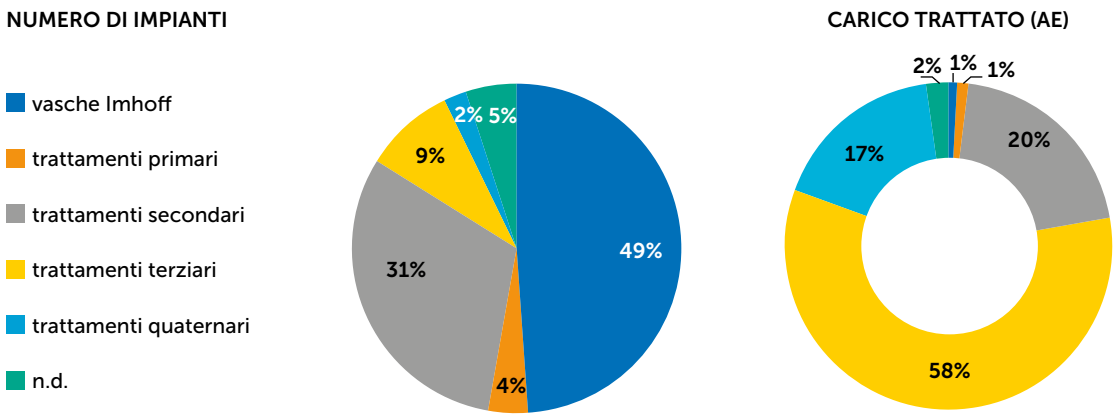
FIG. 5.34 *Suddivisione del carico trattato (AE) dagli impianti di depurazione in funzione della potenzialità, nelle diverse aree geografiche*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Per quanto riguarda le tipologie di processo presenti negli impianti di depurazione, si può osservare che poco meno del 49% degli impianti è costituito da vasche Imhoff, mentre solo poco più del 2% degli impianti svolge trattamenti molto avanzati (quaternari) (Fig. 5.35). In termini di carico trattato, tuttavia, si nota la prevalenza dei trattamenti terziari (58%), ossia di impianti con processi avanzati di affinamento successivi alle fasi biologiche, finalizzati a ridurre il carico di elementi nutrienti (azoto, fosforo), solidi sospesi fini e microrganismi, con il 17% dei carichi oggetto dei trattamenti più avanzati (quaternario).

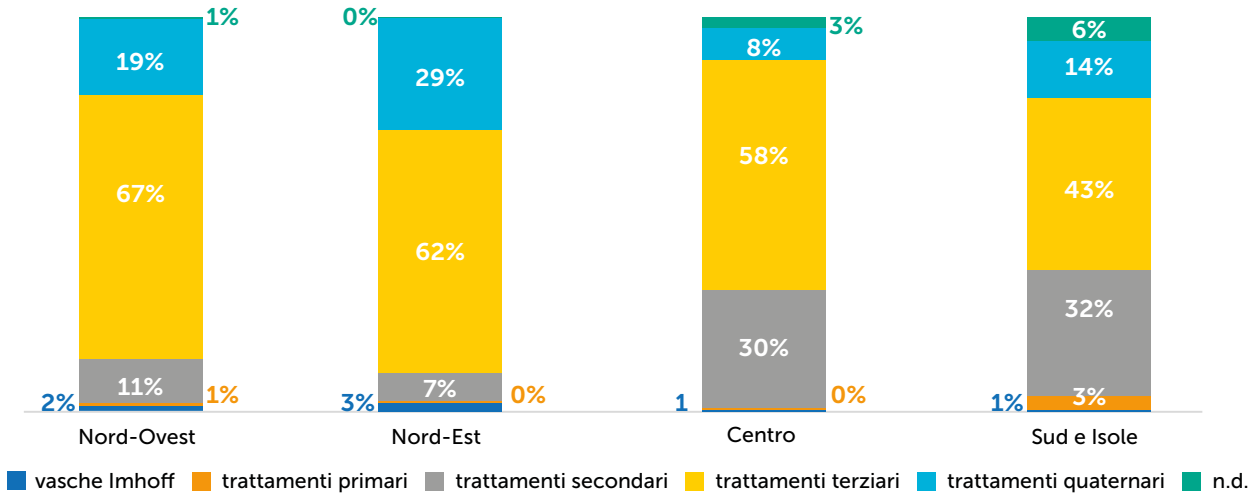
FIG. 5.35 *Confronto tra la suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti con la rispettiva suddivisione in termini di carico trattato*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

In ogni area geografica la maggior parte delle acque reflue processate subisce trattamenti fino ai terziari (Fig. 5.36). Tuttavia, passando da Nord a Sud diminuiscono gli impianti con i trattamenti più avanzati e, parallelamente, aumentano quelli con trattamento fino al secondario (rimozione solo di solidi e sostanza organica).

FIG. 5.36 *Suddivisione del carico trattato (AE) dagli impianti di depurazione in funzione dei trattamenti, nelle diverse aree geografiche*



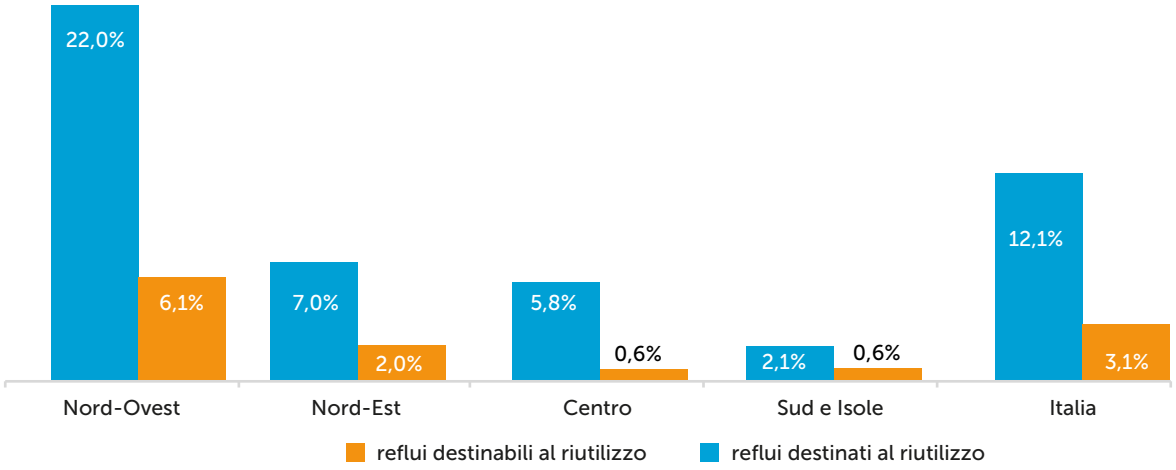
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Il ricorso, da parte di una quota rilevante di gestori, a tecnologie di trattamento avanzate dei reflui, presenta riflessi positivi anche in relazione al riutilizzo delle acque reflue depurate. Sulla base dei dati relativi al 2024 si evince come i volumi potenzialmente impiegabili per il riutilizzo costituiscono circa il 12% del volume complessivamente depurato, mentre i volumi effettivamente riutilizzati (principalmente per uso irriguo) si attestano a valori poco superiori al 3% del volume complessivamente depurato (Fig. 5.37). I dati più recenti non mostrano ancora un significativo *trend* di crescita rispetto ai dati registrati in precedenza, sebbene si attendano miglioramenti nei tassi di riutilizzo nei prossimi anni per effetto della progressiva implementazione delle disposizioni della nuova direttiva Acque reflue[28].

Inoltre, con riferimento ai volumi effettivamente riutilizzati, i dati forniti evidenziano alcune discontinuità rispetto alla serie storica precedente. In particolare, l'entrata in vigore del regolamento (UE) 2020/741, applicabile da giugno 2023 e con effetti pienamente dispiegati a partire dal 2024, unitamente all'introduzione dell'indicatore RIU nell'ambito del MTI-4, ha comportato una più puntuale definizione dei reflui effettivamente destinati al riutilizzo. Tali elementi incidono sulla comparabilità dei dati con gli anni precedenti, con effetti particolarmente evidenti nell'area del Nord-Ovest, che permane comunque come quella caratterizzata dai livelli più elevati di riuso.

28 Direttiva 2024/3019/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane, che rifonde la precedente direttiva 91/271/CEE, del 21 maggio 1991.

FIG. 5.37 *Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di depurazione pari al 31% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,33 kWh per metro cubo di volume depurato e a 34,7 kWh per abitante equivalente trattato, sostanzialmente stabili, pur a fronte del miglioramento conseguito in relazione ai macro-indicatori del servizio di depurazione.

Con la delibera n. 637/2023/R/idr, l'Autorità ha introdotto due nuovi indicatori semplici, correlati alla promozione dell'economia circolare nella gestione del servizio idrico integrato:

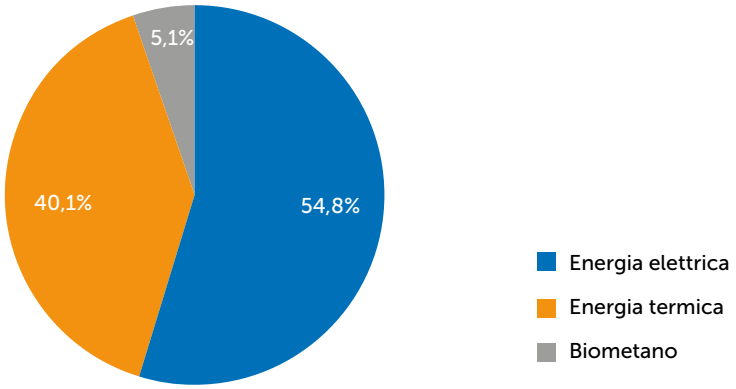
- "Indicatore di neutralità energetica degli impianti di depurazione" (G5.4[a]), che evidenzia quanta parte dell'energia consumata viene prodotta nell'area dell'impianto di depurazione[29];
- "Recupero di materia dagli impianti di depurazione" (G5.5[a]), che rileva la quantità di materia recuperata dai processi di depurazione, rapportandola ai volumi dei reflui depurati.

Non tutte le gestioni, nell'anno 2024, hanno rendicontato i dati sottesi e di conseguenza calcolato gli indicatori. Nel dettaglio, l'indicatore G5.4 "Indicatore di neutralità energetica degli impianti di depurazione" è stato correttamente calcolato da 115 gestioni, di cui 57 risultano produttori di energia negli impianti.

Focalizzandoci sul campione dei gestori che producono energia all'interno dei propri impianti di depurazione, si osserva una prevalenza (Fig. 5.38) della produzione di energia elettrica (54,8%), seguita dalla produzione di energia termica (40,1%), mentre la produzione di biometano rimane ancora contenuta (5,1%)[30]. Si osserva che il biogas prodotto negli impianti è stato attribuito all'energia elettrica, all'energia termica o al biometano in funzione del suo utilizzo finale.

29 Con valore normalizzato a 100 per le gestioni che non producono energia nei propri impianti di depurazione.
30 Percentuali calcolate sui valori espressi in MWh di energia primaria.

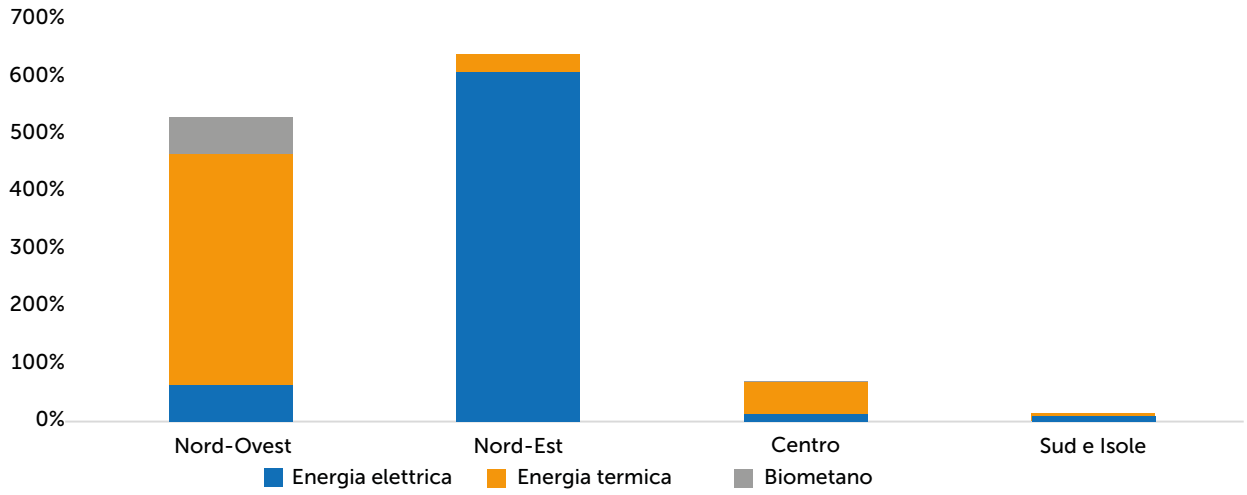
FIG. 5.38 *Forme di energia prodotta dai gestori del campione*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

La suddivisione per aree geografiche (Fig. 5.39) mostra come la produzione di energia negli impianti di depurazione sia concentrata nel Nord del Paese, ma evidenzia anche come l'energia termica sia prevalente nel Nord-Ovest e nel Centro, mentre la produzione di energia elettrica sia prevalente nel Nord-Est.

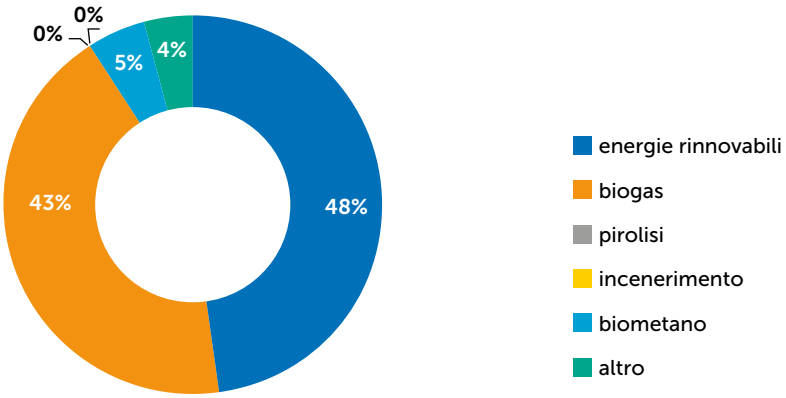
FIG. 5.39 *Quantità di energia primaria prodotta nelle diverse aree geografiche (MWh)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

L'analisi dei dati relativi alle diverse forme di energia prodotta (Fig. 5.40), permette di evidenziare che la maggior parte dell'energia è stata prodotta da impianti FER (biogas escluso), costituiti soprattutto da impianti fotovoltaici (48%), seguita dalla produzione di biogas (43%), mentre la produzione di biometano pesa per il 5% e le altre fonti sono trascurabili.

FIG. 5.40 *Suddivisione dell'energia primaria prodotta tra le diverse fonti*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

In generale, anche focalizzandosi sul campione delle gestioni che producono energia all'interno degli impianti di depurazione, tale produzione costituisce una porzione ancora molto contenuta dell'energia utilizzata (0,44%), evidenziando l'attuale distanza dagli obiettivi di neutralità energetica della nuova direttiva (seppure previsti solo per gli impianti di dimensione maggiore).

Anche il recupero di materia dagli impianti di depurazione è in una fase ancora embrionale, rilevandosi il calcolo del relativo indicatore G5.5 solo per 3 grandi gestioni, per un quantitativo totale pari a 6.773 tonnellate di materia recuperata.

Resilienza idrica

Come noto, con la delibera n. 637/2023/R/idr l'Autorità ha introdotto, nell'ambito della regolazione della qualità tecnica, un macro-indicatore denominato M0 – Resilienza idrica. Alla luce delle complessità rilevate nella definizione di una formulazione compiuta, in particolare per l'indicatore M0b – Resilienza idrica a livello sovraordinato, il comma 5-quater.3 della RQTI prevede le seguenti tempistiche di applicazione:

- avvio di una fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione dell'indicatore a partire dal 1° gennaio 2025;
- applicazione del meccanismo di incentivazione a regime a partire dal 1° gennaio 2028[31].

La fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione dell'indicatore di resilienza idrica è stata avviata, in esito a un ampio processo di consultazione, a seguito dell'approvazione della delibera n. 595/2024/R/idr[32] che, in considerazione della finalità di promuovere specifici interventi necessari a fronteggiare le nuove sfide riconducibili al *Climate Change*, ha introdotto una serie di indicazioni operative per il

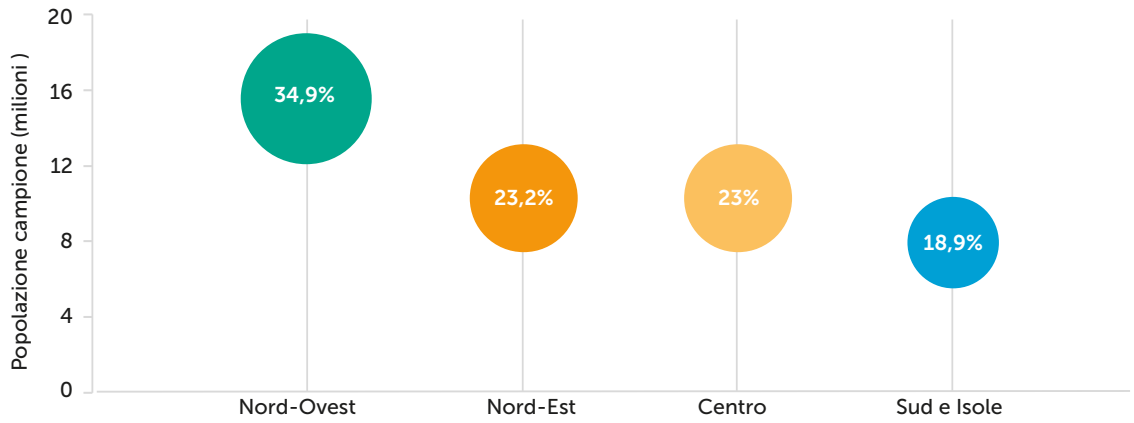
31 Secondo quanto stabilito, da ultimo, dalla delibera 23 dicembre 2025, n. 581/2025/R/idr, recante "Misure di completamento della regolazione della qualità tecnica di cui alla delibera dell'Autorità n. 637/2023/R/idr".

32 delibera dell'Autorità 27 dicembre 2024, recante "Avvio della fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione dell'indicatore di resilienza idrica".

calcolo dell'indicatore di livello sovraordinato (M0b) e ha dettagliato le modalità di tenuta dei registri obbligatori, applicabili a partire dal 1° gennaio 2025. Le indicazioni operative per il calcolo sono state, poi, ulteriormente specificate con delibera n. 581/2025/R/idr, a valle delle criticità rilevate nel corso della raccolta dati per l'anno 2024, anche al fine di garantire la piena omogeneità delle modalità di calcolo e la coerenza dei risultati su scala nazionale, prima dell'avvio del meccanismo di incentivazione a regime.

Le analisi proposte nel seguito si riferiscono a un *panel* composto da 133 gestioni, cui corrisponde una popolazione servita pari a 42,8 milioni di abitanti, per una copertura del campione pari al 74% della popolazione residente italiana, suddivisa su base geografica come indicato alla successiva figura 5.41.

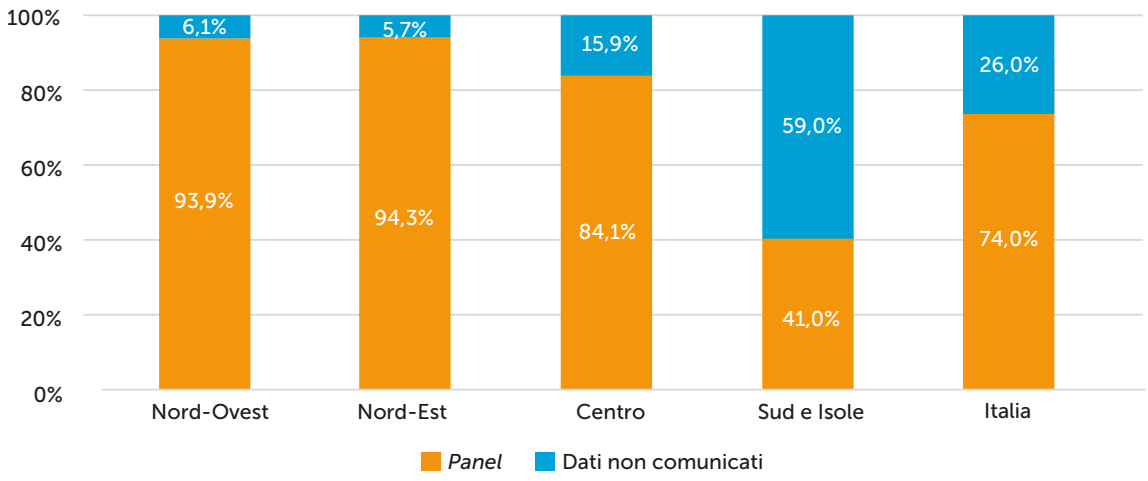
FIG. 5.41 *M0 Resilienza idrica: distribuzione della popolazione del campione per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'84,1% e il 94,3% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre la relativa copertura si attesta al 41% della popolazione per l'area Sud e Isole (Fig. 5.42).

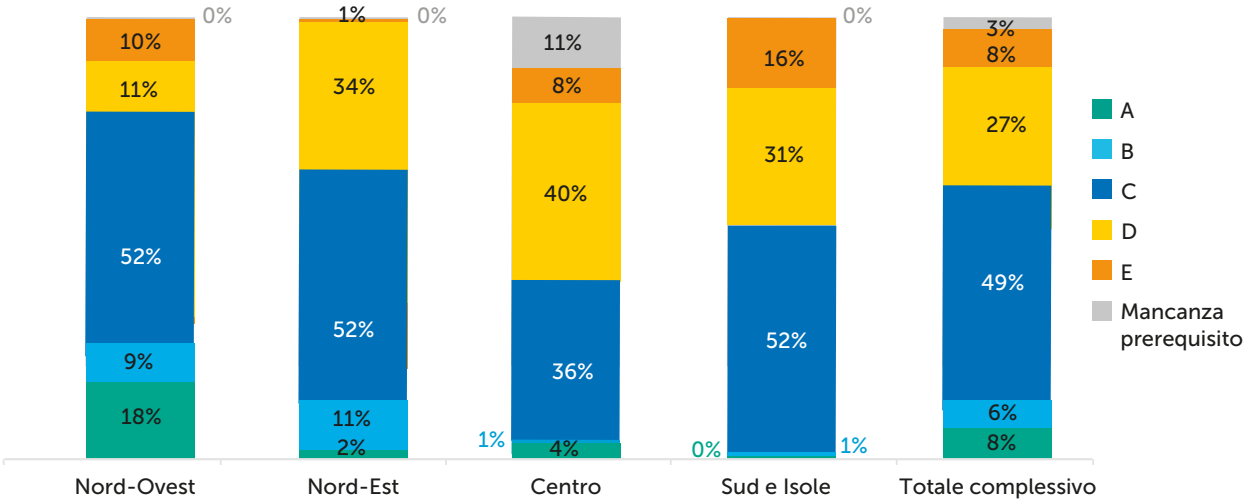
FIG. 5.42 *Macro-indicatore M0: popolazione servita dai gestori del panel per area geograficaì*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M0[33] (Fig. 5.43). Nell'anno 2024, a livello nazionale la maggior parte della popolazione (49%) risulta servita da gestioni collocate in classe C. In subordine, la classe più popolata risulta essere la classe D, mentre nella classe più elevata (classe A) si colloca solo l'8% della popolazione servita, la maggior parte della quale residente nell'area del Nord-Ovest. Si evidenzia inoltre che nell'area del Centro alcuni gestori di media dimensione hanno dichiarato la mancanza di affidabilità dei dati con riferimento all'indicatore M0b, collocandosi nella classe "Mancanza di Prerequisito" (11%). Le classi migliori (A e B) risultano presenti in misura significativa solo nelle Regioni del Nord mentre, di converso, le aree di criticità potenziale sono più presenti al Centro e nel Sud e Isole, pur permanendo una soglia significativa di criticità anche nel Nord (con particolare riferimento al Nord-Est).

FIG. 5.43 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M0 – Resilienza idrica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Come noto, il macro-indicatore M0 si compone di due indicatori semplici:

- la resilienza idrica a livello di gestione del servizio idrico integrato (indicatore M0a)[34], calcolata come rapporto tra i consumi del servizio idrico integrato, incluse le perdite di rete, e la disponibilità idrica della gestione medesima. Tale indicatore, dunque, è focalizzato sull'uso potabile della risorsa;
- la resilienza idrica a livello sovraordinato (indicatore M0b)[35] calcolata come rapporto tra i consumi per tutti gli usi, incluse le perdite di rete, e la disponibilità idrica complessiva del territorio considerato, in ogni caso non inferiore all'estensione dell'ambito o sub-ambito territoriale ottimale in cui opera ciascuna gestione.

33 Le classi di appartenenza per il macro-indicatore M0 sono definite in funzione dei valori assunti dai due indicatori M0a ed M0b, come riportato nella Tavola 1.bis della RQTI (comma 5.bis.5). Gli obiettivi sono espressi in termini di aumento della disponibilità idrica (comma 5-bis.4).

34 La formula prevede anche di valorizzare positivamente i volumi di acqua scambiati, al fine di favorire la condivisione della risorsa tra territori contigui (comma 5-ter.2).

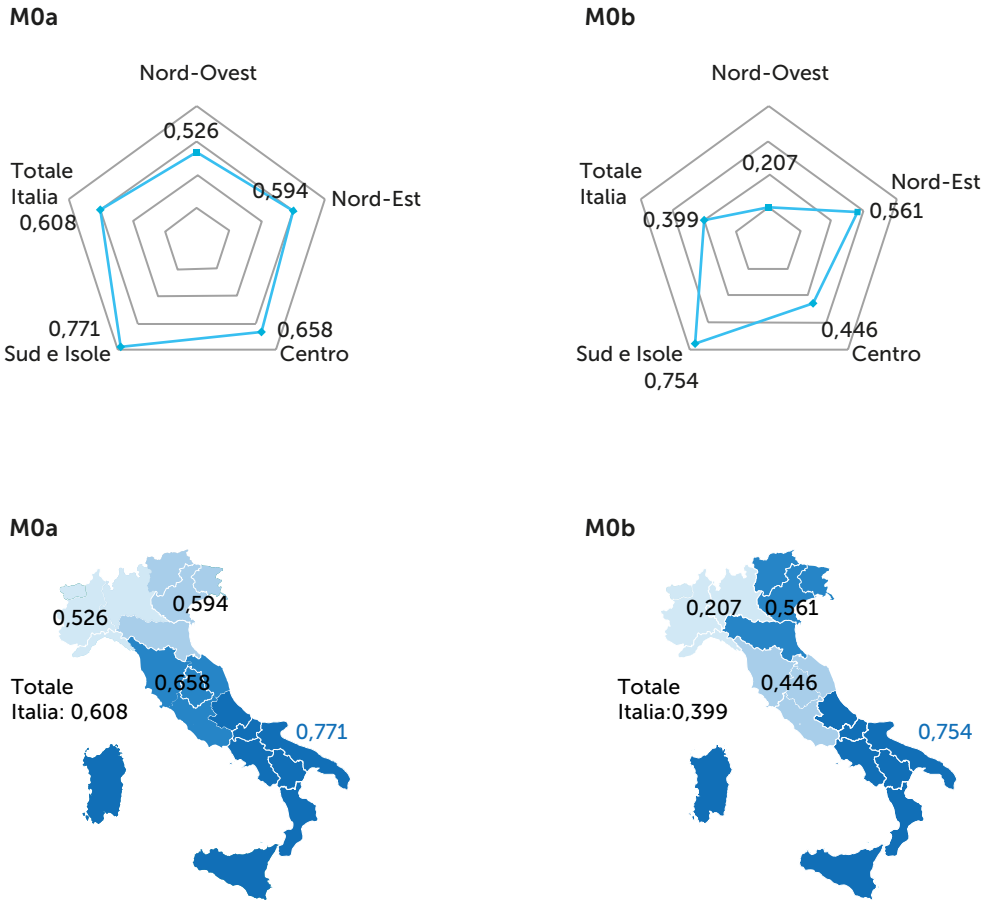
35 Anche nel calcolo di M0b sono considerati i volumi di acqua scambiati al di fuori del (più ampio) territorio considerato (comma 5-quater.2).

Analizzando i valori medi conseguiti dagli indicatori nell'anno 2024 (Fig. 5.44), si osserva come l'indicatore M0a assuma valori che oscillano dallo 0,526 dell'area Nord-Ovest allo 0,771 dell'area Sud e Isole, in coerenza con le aspettative relative ai fabbisogni idrici del nostro Paese, con un valore medio nazionale pari a 0,608.

Con riferimento all'indicatore M0b, la cui determinazione si trova tuttora in una fase sperimentale, si rileva una maggiore disomogeneità dei valori medi delle diverse aree territoriali (Fig. 5.44), assumendo il valore medio più basso, pari a 0,207, sempre nell'area Nord-Ovest, e aumentando notevolmente lungo lo stivale fino al valore 0,754 riscontrato nell'area del Sud e delle Isole.

Un'analisi più approfondita dei dati comunicati per il calcolo dell'indicatore M0b porta, tuttavia, a ritenere non del tutto coerente il valore dell'indicatore per l'area Nord-Est, dal momento che il valore elevato (pari a 0,561), sembrerebbe riconducibile a una errata computazione dei volumi di acqua potabile in autoapprovvigionamento dichiarati per una parte del territorio. Infatti, tali volumi risultano pari a circa il doppio dei volumi consumati dal servizio idrico in un territorio quasi interamente coperto dal servizio di acquedotto. Più in generale, dunque, si ritiene di utilizzare l'attuale periodo di sperimentazione del macro-indicatore per migliorare la coerenza interna dei valori e il livello di comparabilità tra territori diversi.

FIG. 5.44 *Valori medi degli indicatori M0a – Resilienza idrica a livello di gestione del servizio idrico integrato e M0b – Resilienza idrica a livello sovraordinato*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2025)".

Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2022-2023

Con la delibera 27 maggio 2025, n. 225/2025/R/idr, si è concluso il terzo procedimento di applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), che ha riguardato le *performance* dei gestori al termine del biennio 2022-2023. Come per la precedente applicazione del meccanismo incentivante[36], la valutazione del raggiungimento o meno degli obiettivi di qualità è stata effettuata osservando i risultati cumulati al termine del biennio, in considerazione degli elementi di flessibilità introdotti dalla delibera n. 235/2020/R/idr, allo scopo di mitigare gli effetti dello stato di emergenza da COVID-19, e resi strutturali con la delibera n. 639/2021/R/idr.

Le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione sono declinate, ai sensi del Titolo 7 della RQTI, rispetto a cinque stadi di valutazione, secondo quanto illustrato nella seguente tavola 5.1.

TAV. 5.1 *Tavola sinottica degli Stadi di valutazione per la qualità tecnica del SII*

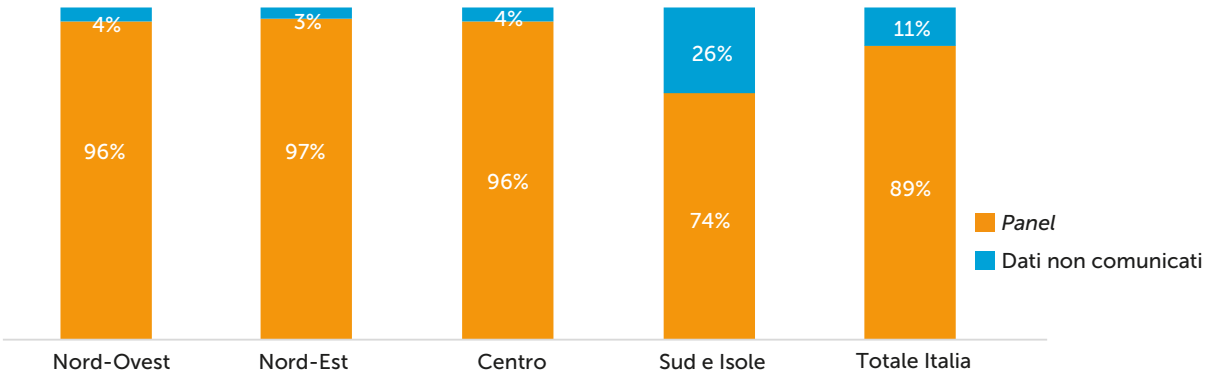
STADIO	LIVELLO	FATTORE PREMIALE	FATTORE DI PENALIZZAZIONE
Stadio I	base	posizionamento *ex post* delle gestioni che ne confermi la presenza in Classe A, per ciascun macro-indicatore	mancata conferma del posizionamento *ex post* in Classe A, per ciascun macro-indicatore
Stadio II	base	posizionamento *ex post* delle gestioni a livelli che risultino migliori rispetto agli obiettivi definiti dall'Autorità, per ciascun macro-indicatore	peggioramento *ex post* delle *performance* rispetto agli obiettivi definiti dall'Autorità, per ciascun macro-indicatore
Stadio III	avanzato	migliori tre operatori che risultino, *ex post*, nelle fasce di mantenimento dello status di cui alla Classe A, per ciascun macro-indicatore	peggiori tre operatori che non confermino, *ex post*, il mantenimento dello status all'interno della Classe A, per ciascun macro-indicatore
Stadio IV	avanzato	migliori tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i miglioramenti più ampi rispetto agli obiettivi fissati, per ciascun macro-indicatore	peggiori tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, le *performance* peggiori rispetto agli obiettivi fissati, per ciascun macro-indicatore
Stadio V	eccellenza	migliori tre operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in Classe A	-

Al termine dell'istruttoria, le gestioni alle quali è stato applicato il meccanismo incentivante introdotto con la RQTI sono state 201[37], cui corrisponde una popolazione complessivamente servita pari a oltre 51,4 milioni di abitanti, equivalenti all'89% della popolazione nazionale, evidenziando un continuo miglioramento delle percentuali di partecipazione. In termini di copertura del campione, si sono rilevati tassi di risposta elevati per il Nord e il Centro, mentre si confermano carenze informative nell'area meridionale e insulare, sebbene tale dato risulti in aumento rispetto al precedente meccanismo incentivante (Fig. 5.45). Va tuttavia osservato che le gestioni che si collocano nella posizione più critica, dal punto di vista dell'attenzione alla qualità del servizio reso agli utenti, sono quelle non valutabili perché non censite, che servono l'11% della popolazione nazionale.

36 Si fa riferimento al biennio 2020-2021, i cui esiti sono stati approvati con la delibera n. 477/2023/R/idr, mentre la prima applicazione del meccanismo incentivante (approvata con la delibera n. 183/2022/R/idr) ha visto la valutazione delle singole annualità 2018 e 2019.

37 Esito a valle delle risultanze istruttorie, che hanno portato all'eliminazione di talune gestioni cessate o accorpate in altri operatori, mentre sono stati inviati e analizzati dati per 206 gestioni, come risulta dalla Nota Metodologica approvata con delibera n. 181/2025/R/idr.

FIG. 5.45 *Gestioni interessate dall'applicazione finale del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione

Nell'ambito del procedimento in parola, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante di cui al titolo 7 della RQTI, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 17 aprile 2025, n. 181/2025/R/idr. Più nello specifico, alle differenti tipologie di criticità individuate sono stati collegati determinati effetti, in termini di applicazione del meccanismo incentivante, in coerenza con quanto previsto dalla regolazione della qualità tecnica, secondo quanto illustrato nella seguente tavola 5.2.

TAV. 5.2 *Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti*

Macro-Casistiche	Esito regolatorio	Casistiche di dettaglio
Applicabilità delle penalità massime	Penalità di cui al punto 1, lettera b) della delibera n. 39/2024/R/idr	Mancato invio dei dati RQTI 2022-2023 e della documentazione richiesta entro il termine massimo
		Grave incompletezza della documentazione inviata, assimilabile a un mancato invio
Valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante	Esclusione da tutti gli Stadi	Servizio non gestito
		Mancata validazione dei dati da parte dell'EGA
		Schema di convergenza
		Istanza per mancanza di prerequisito
		Istanza per eventi imprevisti e imprevedibili
		Istanza per aggregazione gestionale*
	Esclusione dalle premialità in tutti gli Stadi	Mancato invio predisposizione tariffaria nei termini previsti
		Omesso versamento componenti perequative per il servizio idrico
		Mancato rispetto dei termini perentori di invio dei dati e della documentazione di supporto per il biennio di valutazione
		Mancato invio dei dati dell'anno base entro il termine del 31 dicembre 2022

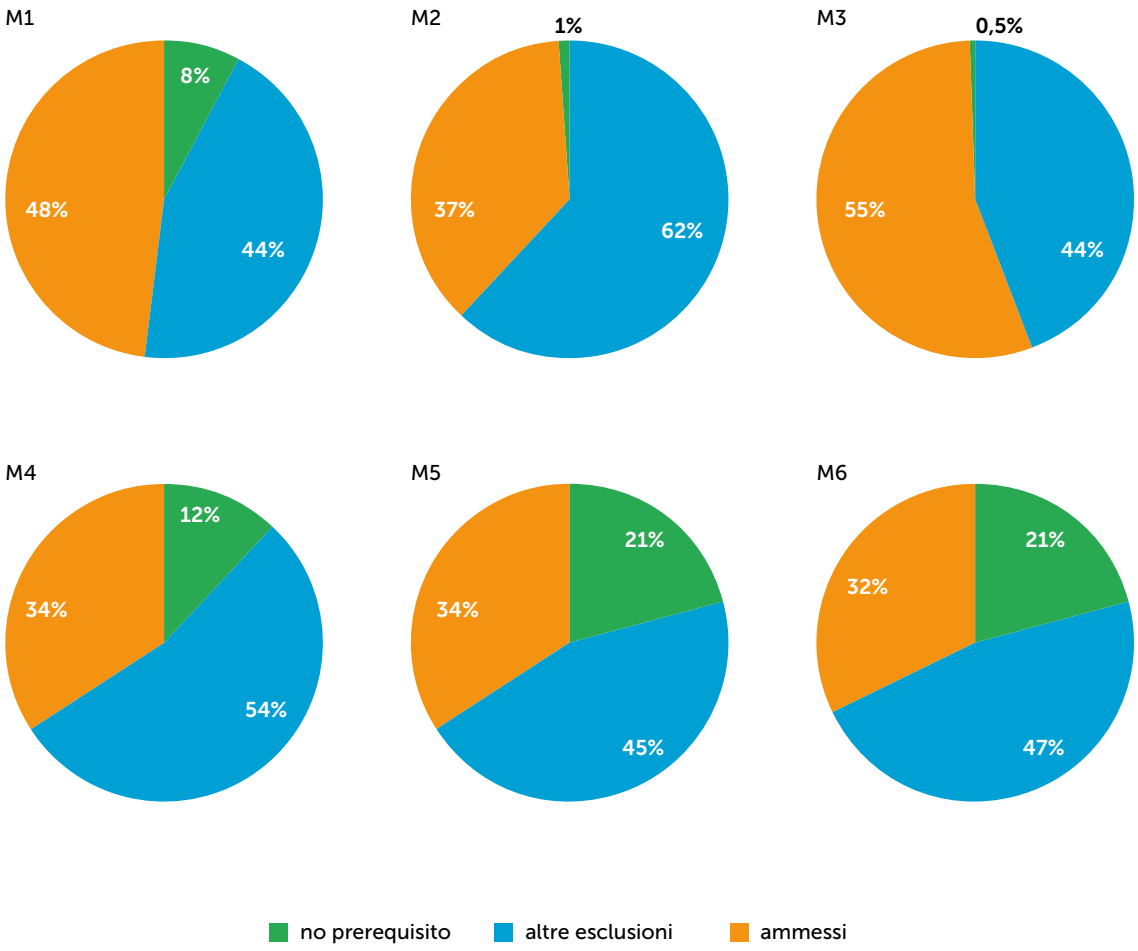
Macro-Casistiche	Esito regolatorio	Casistiche di dettaglio
Verifiche relative ai dati e ai documenti inviati	Esclusione dalle premialità in tutti gli Stadi	Incompletezze o incongruenze
		Registri incompleti
		Dichiarazioni non suffragate da evidenze documentali
		Richiesta di modifica dei dati successiva alla pubblicazione della nota metodologica
	Esclusione dagli Stadi I, II e IV	Esclusione dei dati dell'anno base per mancanza di confrontabilità con i dati più recenti
	Esclusione dalle premialità degli Stadi I, II e IV	Richiesta di modifica *ex post* dei dati dell'anno base
Ammissibilità allo stadio di eccellenza	Esclusione dallo Stadio V	Assenza di macro-indicatori in classe A
		Gestione non valutabile per tutti i macro-indicatori previsti

* l'esclusione riguarda la quota parte di dati afferente al gestore acquisito.

Una prima analisi che è possibile svolgere in relazione al procedimento istruttorio che si è concluso con la delibera 27 maggio 2025, n. 225/2025/R/idr, riguarda la rappresentazione delle gestioni a seconda della loro ammissibilità al procedimento oppure alla loro esclusione, distinguendo in prima battuta tra esclusioni legate all'assenza di uno o più prerequisiti di qualità tecnica e tutte le altre esclusioni. Osservando ciascun macro-indicatore considerato ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante per il biennio 2022 e 2023, si può concludere che si sono registrati tassi di ammissibilità superiori per i macro-indicatori di acquedotto (M1-"Perdite idriche" e M3-"Qualità dell'acqua erogata"), mentre le maggiori criticità in termini di ammissibilità al meccanismo sono state rilevate per i macro-indicatori M2-"Interruzioni del servizio", M4-"Adeguatezza del sistema fognario" e per i macro-indicatori di depurazione M5-"Smaltimento fanghi in discarica" e M6-"Qualità dell'acqua depurata" (Fig. 5.46). La causa di esclusione legata all'assenza di uno o più prerequisiti previsti dall'RQTI è risultata maggiormente rilevante per gli indicatori relativi ai servizi di fognatura e, ancor più, di depurazione, dovuta alla presenza di un numero rilevante di gestioni (piccole e grandi) per le quali non sono ancora state sanate le criticità che hanno portato a una o più sentenze di condanna europee per mancato recepimento della direttiva Acque reflue. In particolare, occorre citare la sentenza della Corte di giustizia europea del 6 ottobre 2021, relativa alla causa C-668/19, che ha dispiegato i propri effetti nell'ambito del meccanismo incentivante della qualità tecnica a partire dall'anno 2022. Questa criticità desta qualche preoccupazione in considerazione dei nuovi e più stringenti requisiti introdotti con la rifusione della menzionata direttiva[38], che presto saranno oggetto di recepimento negli Stati membri.

38 Direttiva 2024/3019/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2024.

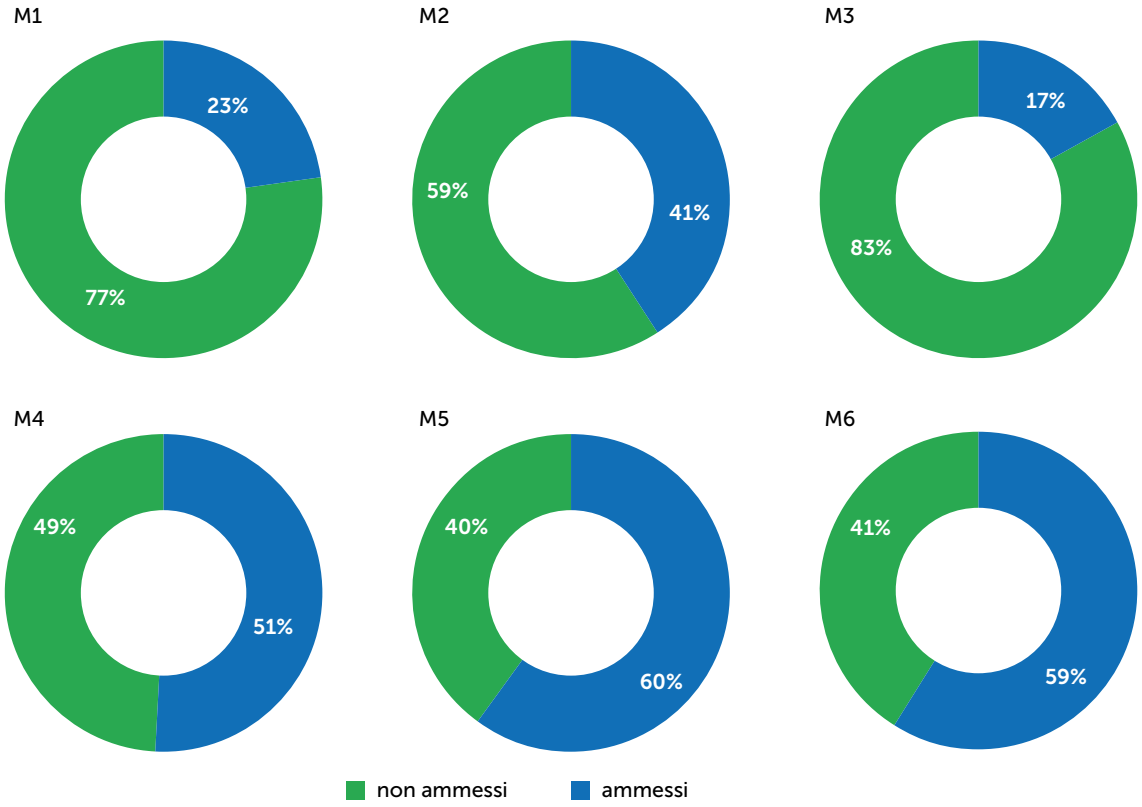
FIG. 5.46 *Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Le percentuali di ammissibilità crescono notevolmente se si considera il campione in termini di popolazione servita, a dimostrazione della maggiore conoscenza del territorio e capacità di rendicontazione delle gestioni di dimensione maggiore (Fig. 5.47). Le percentuali di esclusione, in questo caso, sono state valutate considerando congiuntamente quelle legate all'assenza dei prerequisiti e le altre eventuali tipologie di esclusione dal momento che, in particolare per i macro-indicatori di fognatura e depurazione, la presenza di un'unica condanna per un gestore di grandi dimensioni verrebbe impropriamente attribuita al totale della sua popolazione, e non solo alla parte di popolazione afferente al depuratore o al sistema fognario oggetto di condanna.

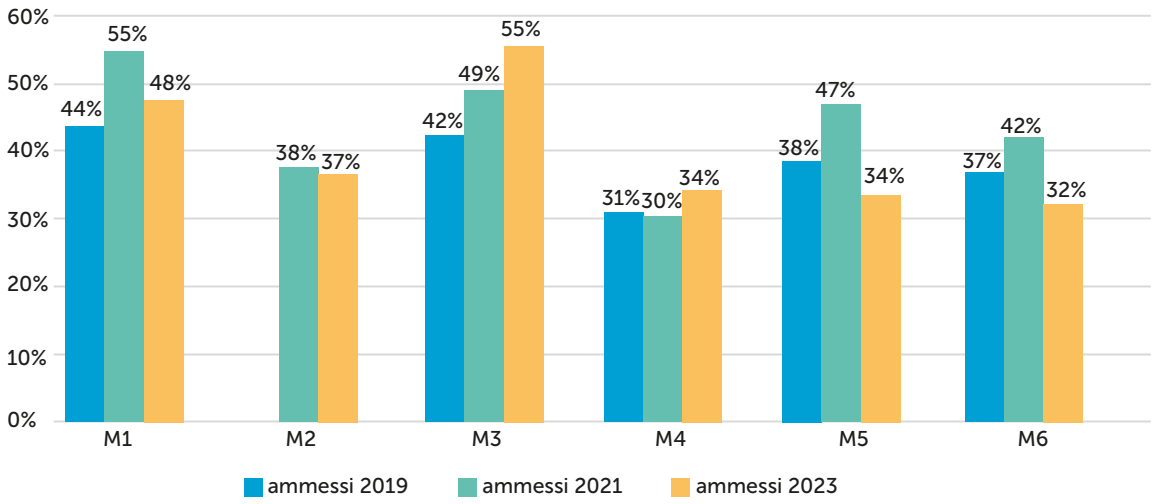
FIG. 5.47 *Impatto delle esclusioni in termini di popolazione servita dalle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Rispetto agli esiti dei due precedenti bienni di applicazione del meccanismo incentivante della qualità tecnica, non sempre si rileva un incremento delle quote di gestioni ammesse, a parità di macro-indicatori considerati; per qualche macro-indicatore, per esempio M1, una quota di ammissibilità inferiore al passato potrebbe essere legata all'effetto della richiesta dei registri a tutte le gestioni, e non solo a un campione di queste, che ha portato alla rilevazione di maggiori problematiche; per M5 e M6, inoltre, l'effetto potrebbe essere legato all'aumento delle esclusioni per assenza del Prerequisito, conseguente alla più recente sentenza di condanna della Corte di giustizia europea, come già evidenziato nelle premesse (Fig. 5.48).

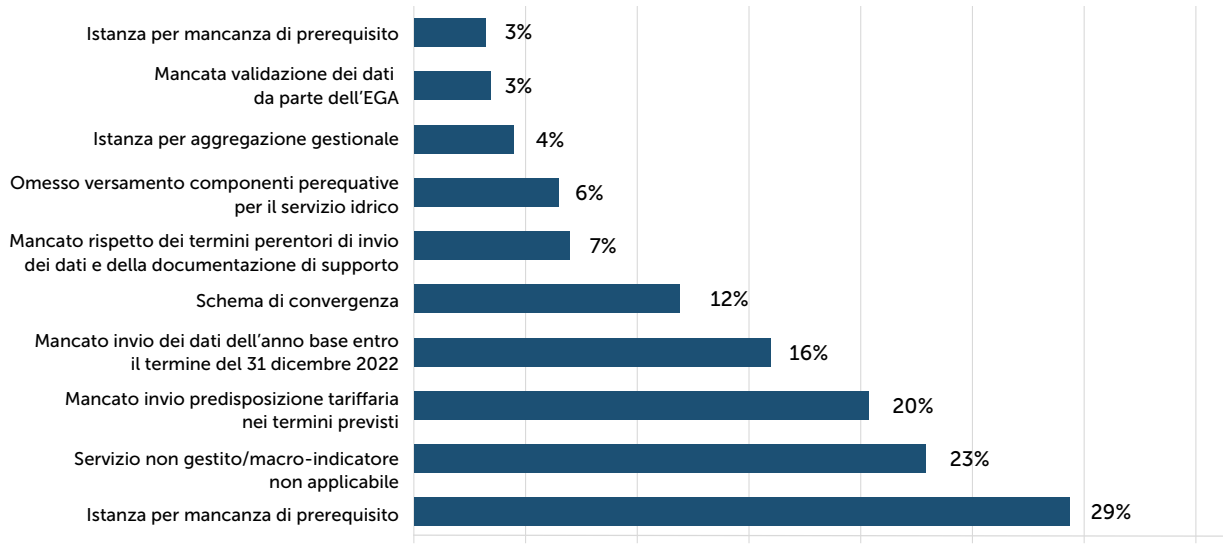
FIG. 5.48 *Confronto tra le quote di gestioni ammesse nel 1°, nel 2° e nel 3° biennio di applicazione del meccanismo incentivante*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Entrando nel merito delle tipologie di esclusione dal meccanismo elencate alla precedente tavola 5.2, e ponendo un primo focus sulle cause ricomprese tra le "valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante" che hanno sortito un effetto su tutti gli Stadi, si evidenzia come le cause più ricorrenti siano l'istanza per mancanza dei prerequisiti, come già rilevato nei paragrafi precedenti, e l'esclusione per servizio non gestito oppure per uno o più macro-indicatori non applicabili. Seguono il mancato invio della predisposizione tariffaria pro-tempore vigente entro il termine stabilito dalla regolazione, il mancato rispetto dei termini previsti per la consegna della documentazione necessaria relativa all'anno base e l'applicazione dello schema tariffario di convergenza (Fig. 5.49, nella quale è rappresentata la numerosità delle gestioni interessate da ciascuna delle esclusioni riportate rispetto al campione di gestioni considerate, tenuto conto anche che una stessa gestione può essere stata interessata da più di una causa di esclusione contemporaneamente). Tra le altre cause di esclusione rilevate in misura minore, si segnalano problematiche di mancato rispetto dei termini previsti per la consegna della documentazione necessaria alle analisi istruttorie e l'adozione di istanza per eventi imprevisti e imprevedibili o al di fuori della responsabilità del gestore. Sono inoltre presenti l'omesso versamento delle componenti perequative del servizio idrico integrato, tra le quali la componente UI2, istituita all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 28 dicembre 2015, n. 664/2015/R/idr, per finanziare la "promozione della qualità dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione" e la mancata validazione dei dati di qualità da parte dell'EGA territorialmente competente.

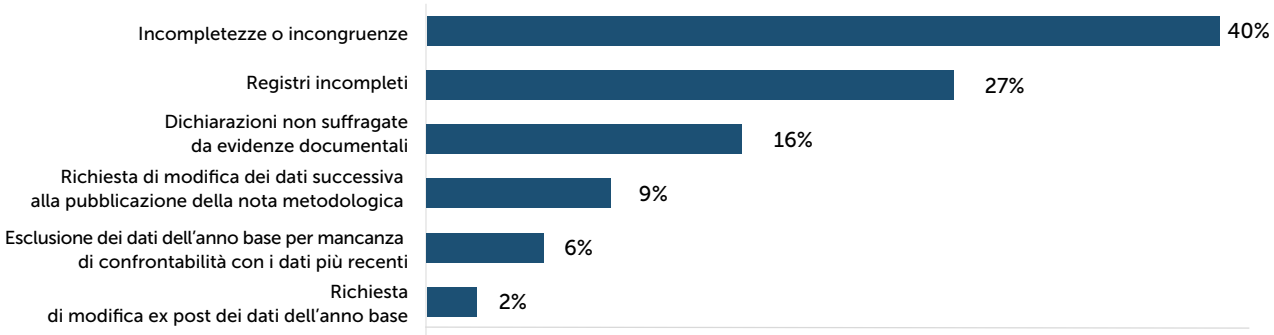
FIG. 5.49 *Casistiche di esclusione relative alle valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Tra le casistiche di esclusione a valle delle verifiche relative ai dati e ai documenti inviati, come elencate alla precedente tavola 5.2, si evidenzia come le cause più ricorrenti siano le incompletezze o incongruenze rilevate sui documenti trasmessi, ivi incluse le incompletezze emerse dall'analisi dei registri di qualità, seguite da problematiche di non adeguata robustezza della documentazione a supporto dei valori assunti da taluni macro-indicatori (voce "dichiarazioni non suffragate da evidenze documentali"). Per concludere, sono state rilevate, sebbene in misura minore, problematiche legate alla modifica successiva dei dati inviati e alla mancata confrontabilità tra dati in valutazione e dati dell'anno di base (Fig. 5.50, nella quale è rappresentata la numerosità delle gestioni interessate da ciascuna delle esclusioni riportate rispetto al campione di gestioni considerate, tenuto conto anche che una stessa gestione può essere stata interessata da più di una causa di esclusione contemporaneamente).

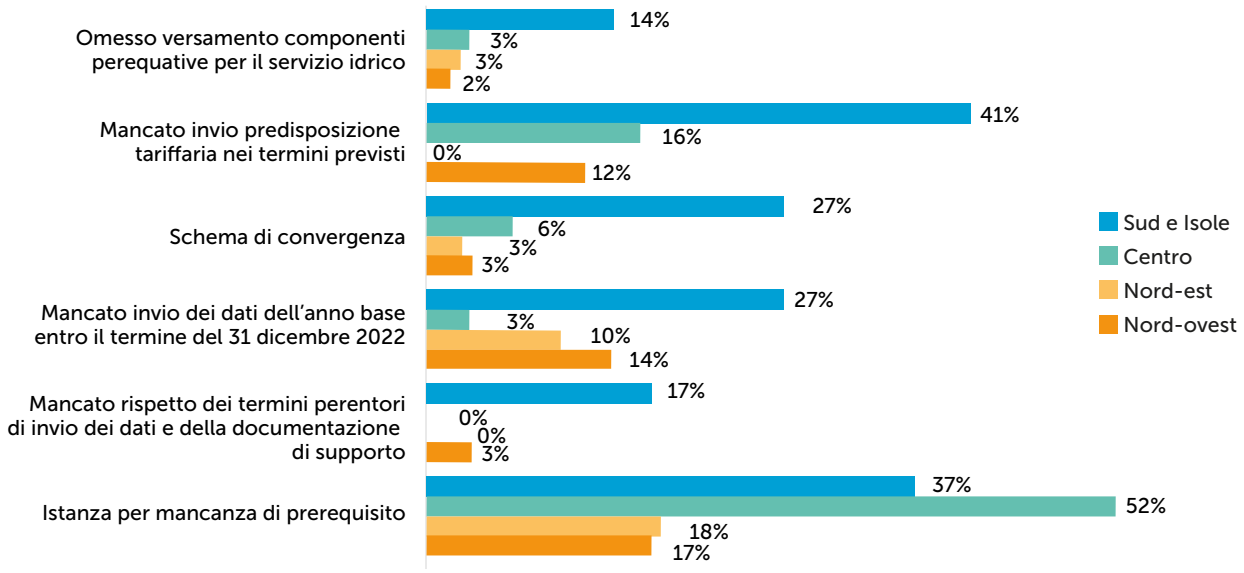
FIG. 5.50 *Casistiche di esclusione a valle delle verifiche relative ai dati e ai documenti inviati*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Nelle figure che seguono è mostrato, inoltre, uno spaccato delle principali cause di esclusione rappresentate nelle precedenti figure 5.49 e 5.50, con lo scopo di fornire una rappresentazione anche a livello di macroarea geografica. Nella figura 5.51 è rappresentata la numerosità delle gestioni interessate dall'esclusione per almeno un macro-indicatore per ciascuna delle cause relative alle valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante, rispetto al campione di gestioni considerate, tenuto conto anche che una stessa gestione può essere stata interessata da più di una causa di esclusione contemporaneamente e tenuto conto della localizzazione geografica delle gestioni. La rappresentazione considera solo le cause di esclusione preliminari ritenute di maggiore interesse ai fini dei confronti territoriali. Sono pertanto state considerate le cause di mancata ottemperanza a uno o più obblighi regolatori, l'applicazione dello schema di convergenza e l'adozione di istanze per assenza dei prerequisiti. Si nota come l'area geografica del Sud e Isole sia generalmente quella che ha raccolto il numero più elevato di esclusioni, senza particolari distinzioni sulle cause che hanno originato tali esclusioni, con la sola eccezione per l'istanza per assenza dei prerequisiti, che invece risulta essere stata adottata in misura maggiore per le gestioni del Centro.

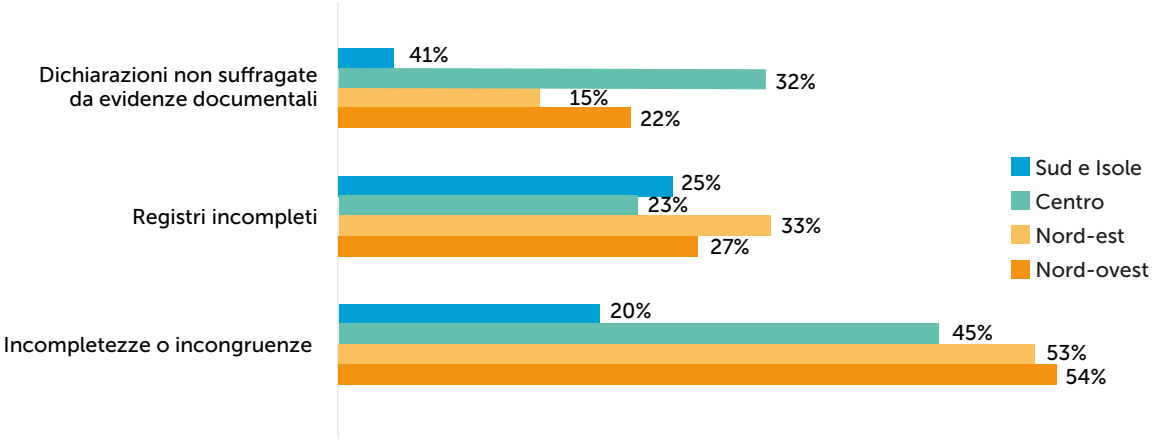
FIG. 5.51 *Focus sulle principali casistiche di esclusione relative alle valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante con effetto su tutti i macro-indicatori, suddivise per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Focalizzandosi, invece, sulle cause di esclusione dal meccanismo incentivante legate a incompletezze e incongruenze – ricomprendendovi anche la presenza di criticità per registri incompleti e delle dichiarazioni non suffragate – emerse a seguito delle verifiche di dettaglio svolte su dati e documenti inviati dagli operatori, e suddivise a seconda della localizzazione geografica dei gestori (Fig. 5.52), si rileva una distribuzione abbastanza equilibrata di gestioni per la categoria "registri incompleti", mentre nelle altre categorie di incompletezza si evidenzia una presenza decisamente inferiore delle gestioni dell'area geografica Sud e Isole che, tuttavia, non è immediatamente leggibile come segnale positivo, dal momento che, molto spesso, tali gestioni non sono riuscite a superare il vaglio delle valutazioni preliminari, precedenti agli approfondimenti istruttori.

FIG. 5.52 *Focus sulle casistiche di esclusione a valle delle verifiche relative ai dati e ai documenti inviati legate a forme di incompletezza e incongruenza, suddivise per area geografica.*



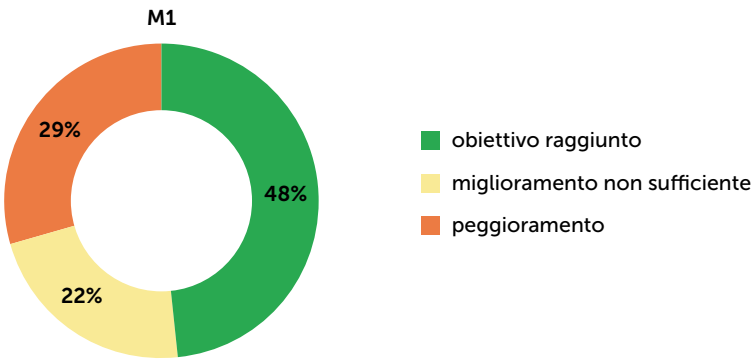
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Livello di valutazione base: raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica

A valle degli approfondimenti volti a stabilire l'ammissibilità al meccanismo incentivante di ciascun macro-indicatore di qualità tecnica, si è proceduto a valutare il grado di conseguimento degli obiettivi definiti per gli anni 2022 e 2023. In relazione al servizio di acquedotto, sono stati presi in considerazione i macro-indicatori M1-"Perdite idriche", M2-"Interruzioni del servizio" e M3- "Qualità dell'acqua erogata".

Osservando l'indicatore sulle perdite idriche (Fig. 5.53) si nota una quota di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi previsti pari al 48%, e di una quota pari al 22% del campione che, pur non avendo conseguito l'obiettivo stabilito, ha comunque migliorato le proprie *performance*. Di conseguenza, la popolazione servita da gestori che hanno migliorato le proprie *performance* per il macro-indicatore M1 è superiore al 70%.

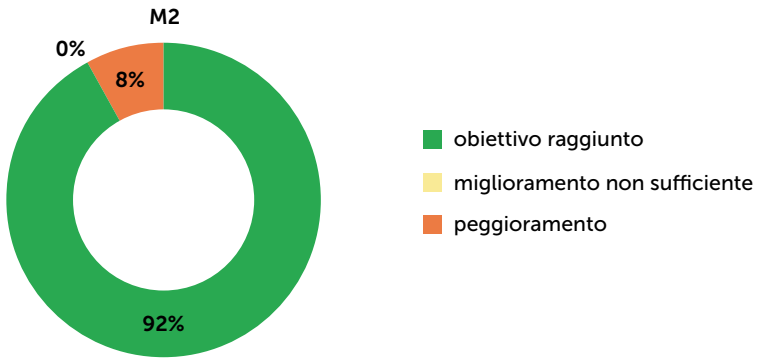
FIG. 5.53 *Macro-indicatore M1-"Perdite idriche": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

A partire dal biennio 2020-2021 viene valutato, ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante, anche il macro-indicatore M2-"Interruzioni del servizio", definito come somma delle durate delle interruzioni programmate e non programmate annue, moltiplicate per il numero di utenti finali serviti soggetti alla interruzione stessa (incluse le utenze indirette[39]), e rapportata al numero totale di utenti finali serviti dal gestore[40]. Osservando il grafico (Fig. 5.54) si nota una percentuale di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi previsti molto elevata (92%), a riprova della necessità di una revisione degli obiettivi inizialmente stabiliti dalla regolazione; in tale direzione, infatti, si è mossa la delibera n. 637/2023/R/idr, che ha introdotto nuove classi e obiettivi più sfidanti per questo macro-indicatore.

FIG. 5.54 *Macro-indicatore M2-"Interruzioni del servizio": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita*

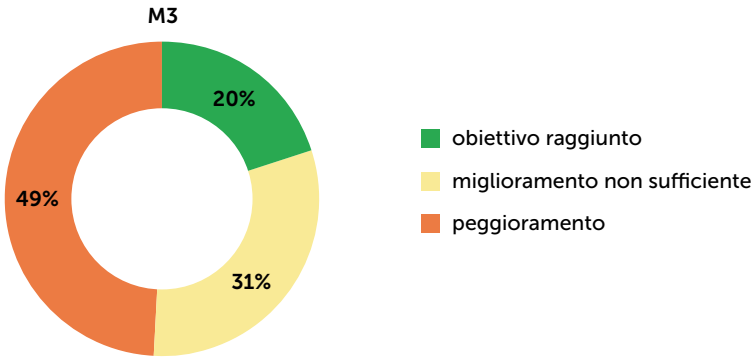


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

In relazione al macro-indicatore M3-"Qualità dell'acqua erogata" (Fig. 5.55), emerge una quota di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi di miglioramento al termine del biennio in considerazione pari al 20% e una quota di soggetti che hanno conseguito un miglioramento non sufficiente rispetto a quanto previsto dalla RQTI pari al 31%. Questo potrebbe in parte essere riconducibile al fatto che per questo macro-indicatore erano stati originariamente previsti obiettivi in termini di classe di appartenenza che, in talune situazioni, potevano risultare piuttosto sfidanti. Si evidenzia che, con la delibera n. 637/2023/R/idr, questo macro-indicatore è stato oggetto di una revisione che, tra l'altro, ha modificato classi e obiettivi, nell'ottica di renderli maggiormente graduali nel tempo. In ogni caso, anche per M3 la maggioranza della popolazione del campione ha sperimentato il miglioramento della qualità dell'acqua potabile distribuita.

39 Unità abitative sottese a un'utenza condominiale o raggruppata.
40 Sempre inclusive delle utenze indirette.

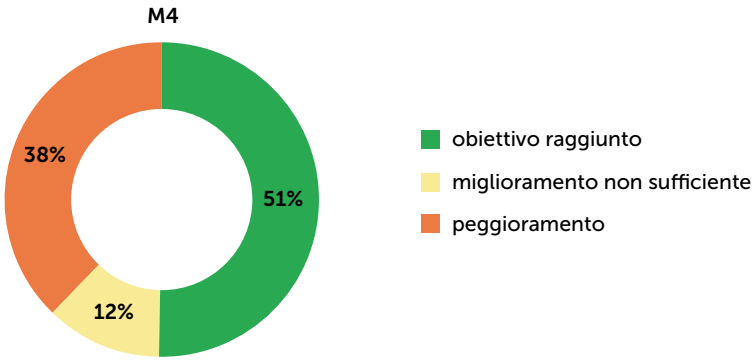
FIG. 5.55 *Macro-indicatore M3- "Qualità dell'acqua erogata": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Anche per il macro-indicatore M4-"Adeguatezza del sistema fognario" (Fig. 5.56), si registra, al temine del biennio, il raggiungimento dell'obiettivo per oltre la metà del campione (in termini di popolazione servita), e un miglioramento delle *performance* per oltre il 60% del campione. Anche per questo macro-indicatore, con la delibera n. 637/2023/R/idr sono stati aggiornati classi e obiettivi, con lo scopo di incrementare maggiormente la gradualità di applicazione dei nuovi obiettivi.

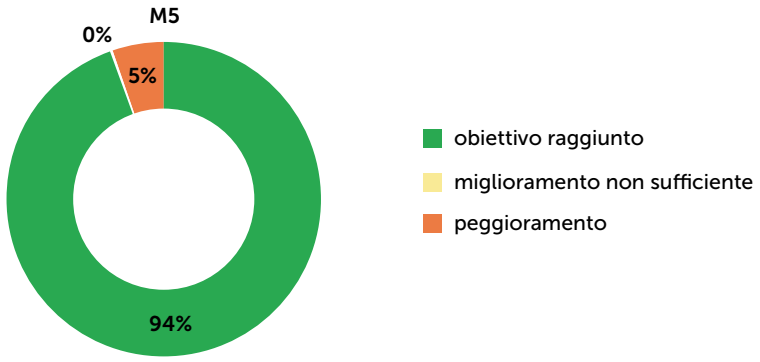
FIG. 5.56 *Macro-indicatore M4- "Adeguatezza del sistema fognario": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Il macro-indicatore M5-"Smaltimento fanghi in discarica" (Fig. 5.57) è quello per il quale si sono registrati i migliori risultati in termini di conseguimento degli obiettivi al termine dell'anno 2023 (94%). Il livello percentuale di gestioni che hanno peggiorato la propria situazione (in termini di popolazione servita) è molto basso, se confrontato con gli altri indicatori. Diversamente da quanto mostrato per i macro-indicatori M3 e M4, per il macro-indicatore M5 la delibera n. 637/2023/R/idr è intervenuta modificando gli obiettivi con lo scopo di renderli maggiormente sfidanti, dal momento che gli obiettivi attuali sono già stati conseguiti dalla maggior parte delle gestioni.

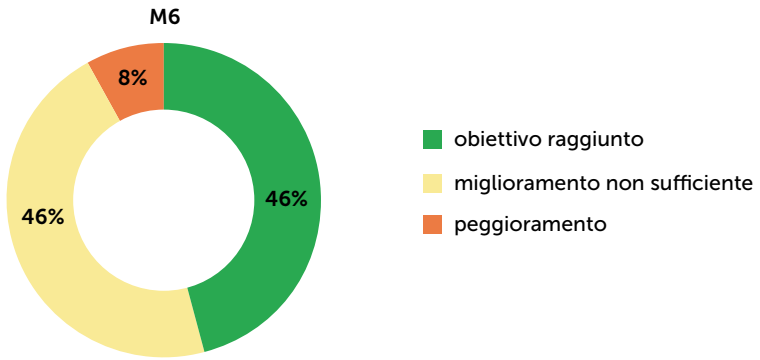
FIG. 5.57 *Macro-indicatore M5- "Smaltimento fanghi in discarica": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Per il macro-indicatore relativo alla qualità dell'acqua depurata (Fig. 5.58), infine, si registra una quota vicina al 50% di gestioni (sempre in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi, per un totale di gestioni che hanno migliorato le proprie *performance* del 92%.

FIG. 5.58 *Macro-indicatore M6- "Qualità dell'acqua depurata": risultati al termine del biennio 2022-2023 – percentuali in termini di popolazione servita*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Livelli di valutazione avanzato e di eccellenza: le graduatorie delle gestioni

Il livello di valutazione avanzato prevede l'attribuzione di premi o penalità tramite la costruzione di graduatorie per ciascun macro-indicatore e in ciascuna annualità, nei seguenti due Stadi:

- Stadio III, caratterizzato dall'attribuzione di un fattore premiale agli operatori che risultino, *ex post*, i migliori tre nelle fasce di mantenimento dello *status* di cui alla Classe A, e dall'attribuzione di un fattore di penalizzazione ai peggiori tre operatori tra quelli che non hanno confermato il mantenimento dello *status* all'interno della Classe A;

- Stadio IV, caratterizzato dall'attribuzione di un fattore premiale ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i miglioramenti più ampi rispetto agli obiettivi fissati e, parallelamente, dall'attribuzione di una penalizzazione ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post* i peggioramenti più ampi rispetto ai medesimi obiettivi.

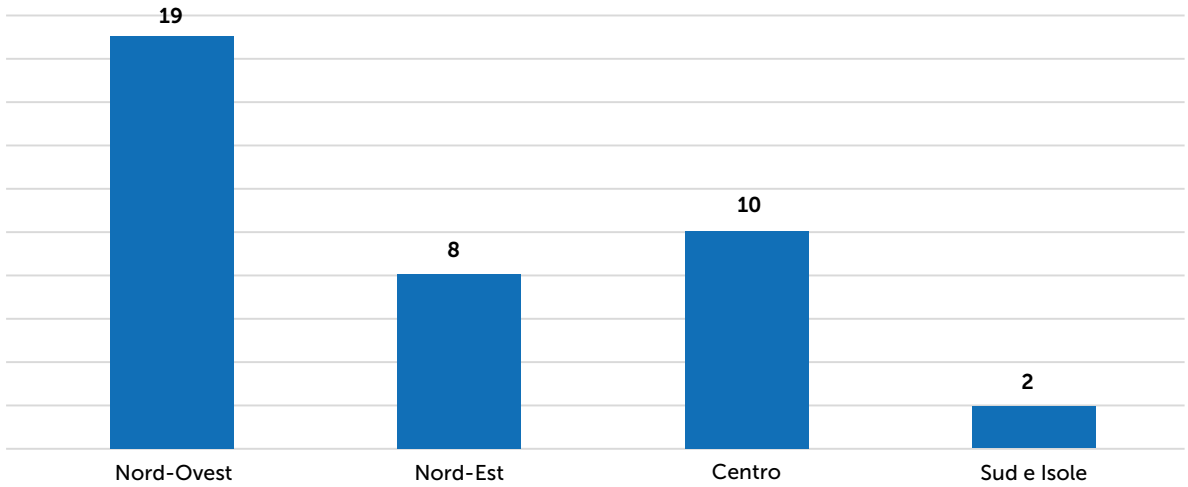
Tale livello di valutazione prevede dunque di premiare le eccellenze, per ciascun macro-indicatore, dal momento che i premiati sono i primi tre classificati per ciascuno stadio. Con riferimento alle penalità, invece, per gli ultimi tre classificati non si può parlare di condizione peggiore in assoluto, dal momento che tali gestioni sono risultate essere le peggiori tra quelle ammesse alla graduatoria, mentre non risultano classificabili le gestioni escluse (tra le quali, sono sicuramente in peggiori condizioni quelle che hanno rilevato una mancanza di prerequisito) e le gestioni che si sono sottratte alla valutazione non comunicando (o non rilevando) gli indicatori di qualità tecnica.

Il livello di eccellenza – espresso con lo Stadio V di valutazione –, infine, prevede la costruzione di una graduatoria finalizzata a premiare i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, esprimendo pertanto un giudizio sintetico e complessivo sull'operato delle gestioni.

Di fatto, dunque, il numero totale di podi[41] è pari a 39, confrontandosi 6 macro-indicatori[42] per 2 stadi di valutazione per 3 posizioni, cui si aggiungono le 3 posizioni dello stadio di eccellenza.

Nelle rappresentazioni grafiche che seguono è evidenziato il posizionamento geografico delle gestioni risultate sul podio degli Stadi III e IV (livello avanzato) e V (livello di eccellenza) nel biennio 2022-2023, ovvero classificate nelle prime tre posizioni premiali nell'ambito delle graduatorie per singolo macro-indicatore. A livello di area geografica (Fig. 5.59), primeggia il Nord-Ovest (19 posizioni sul podio), seguito dal Centro (10) e dal Nord-Est (8), mentre il Sud ha guadagnato 2 podi, nell'arco del biennio considerato.

FIG. 5.59 *Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per gli stadi avanzati e di eccellenza per area geografica di appartenenza*

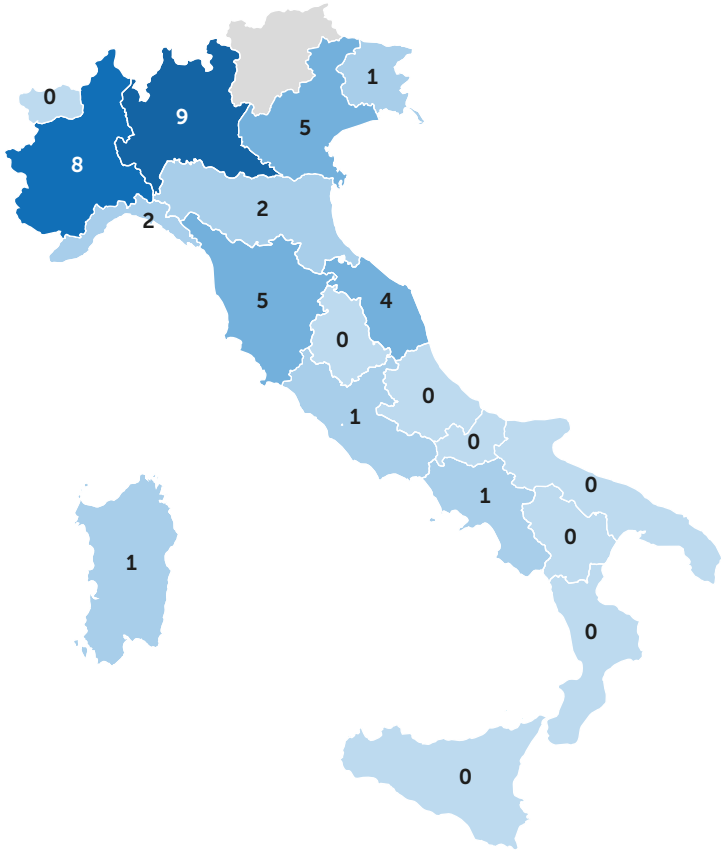


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

41 Intendendosi con il termine "podio" le sole posizioni di premialità.
42 Essendo ancora in fase sperimentale il macro-indicatore M0.

A livello regionale (Fig. 5.60) primeggia la Lombardia (9 podi), seguita da Piemonte (8 podi), Toscana e Veneto (con 5 podi ciascuna), Emilia-Romagna e Liguria (con 2 podi), e ancora Friuli-Venezia Giulia, Lazio, Campania e Sardegna (1 podio). Rimangono poi otto Regioni che non conquistano alcun podio: Valle d'Aosta, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia.

FIG. 5.60 *Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per Regione di appartenenza (nell'arco del biennio)*

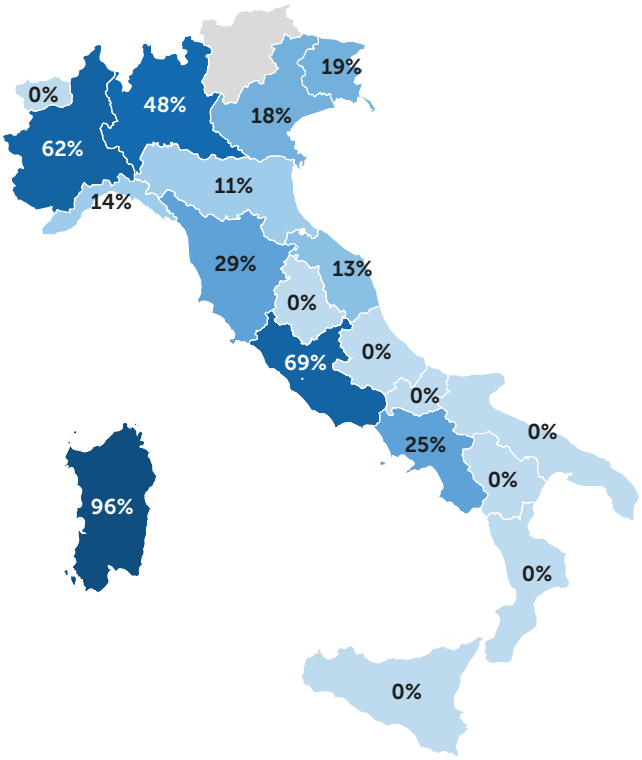


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Al di là del numero delle gestioni risultate sul podio, tuttavia, può essere interessante anche valutare l'impatto di tali gestori in termini di popolazione residente servita. Nella figura che segue (Fig. 5.61) è evidenziata la percentuale di popolazione residente servita da un gestore risultato sul podio per almeno un macro-indicatore. Percentuali di popolazione basse, associate a un numero di podi relativamente più alto, possono essere l'effetto di gestori di dimensione relativamente contenuta che hanno ottenuto il podio per più di un macro-indicatore.

Al contrario, si osservano i casi delle Regioni Sardegna e Lazio dove, a fronte di un numero di podi contenuto, si ha un'alta percentuale di popolazione servita premiata. Infatti, in Sardegna, sul podio per un solo macro-indicatore, la popolazione residente servita è vicina al 96%, mentre nel Lazio, a fronte di un unico podio, la popolazione servita è pari al 69%, per effetto della dimensione dei gestori premiati.

FIG. 5.61 *Percentuale della popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio*



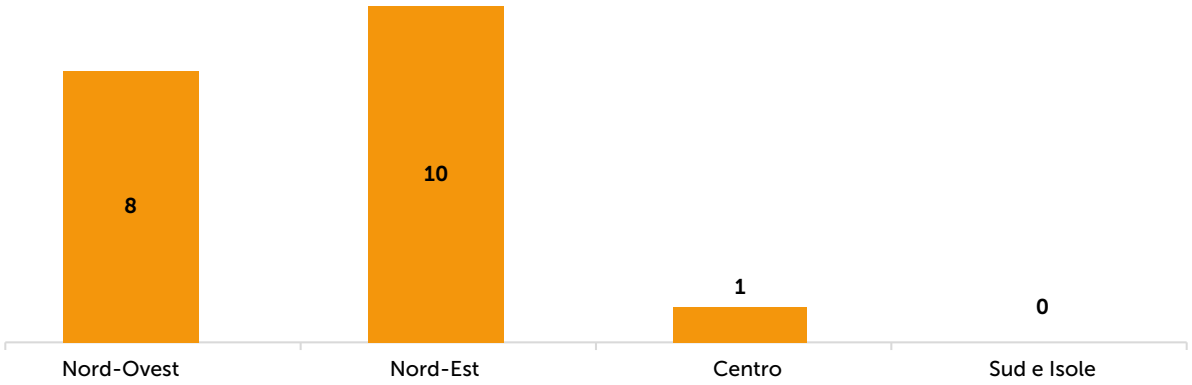
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Focalizzandosi sul livello di eccellenza, si osserva che la partecipazione alla graduatoria dello Stadio V è prevista, ai sensi del comma 26.2 della RQTI, per gli operatori *"con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in Classe A"*. La caratteristica di non ammettere i gestori che non posseggono macro-indicatori in Classe A e di dover partecipare per tutti i macro-indicatori valutati esclude, di fatto, la maggioranza delle gestioni dallo Stadio in considerazione, anche per effetto delle casistiche di esclusione indicate nell'allegato A alla delibera n. 225/2025/R/idr[43]. Le graduatorie dello Stadio V sono, dunque, risultate popolate da 19 gestioni nel biennio di valutazione 2022-2023.

La suddivisione per area geografica (Fig. 5.62) evidenzia come la stragrande maggioranza delle gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza sia collocata nel Nord del Paese, con una piccola rappresentanza di gestori del Centro e nessuna presenza di gestori del Sud e delle Isole.

43 Di cui al precedente paragrafo "Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione".

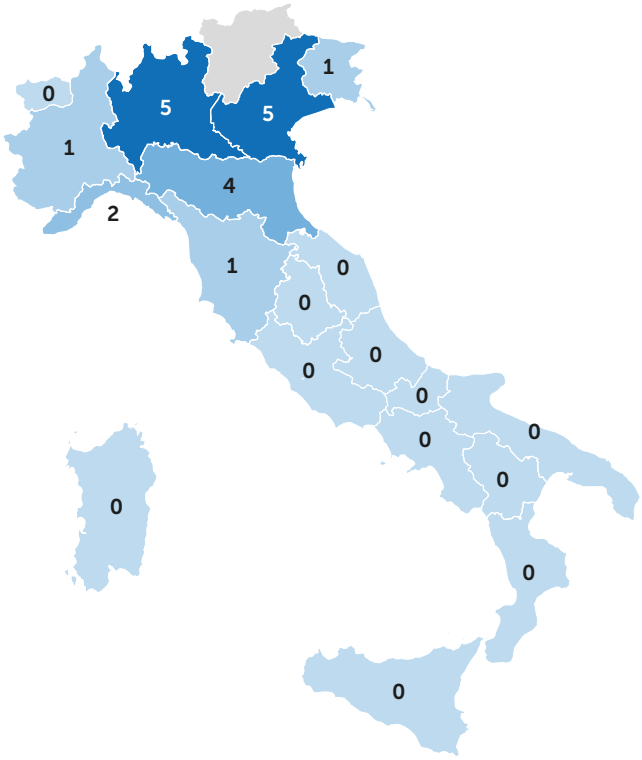
FIG. 5.62 *Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

La rappresentazione per Regione (Fig. 5.63) evidenzia la concentrazione delle gestioni che partecipano al livello di eccellenza in sole sette Regioni: Veneto e Lombardia guidano con 5 presenze, seguite da Emilia-Romagna (4 gestioni) e Liguria (2). Partecipano, inoltre, con un gestore ciascuno Piemonte, Friuli-Venezia Giulia e Toscana.

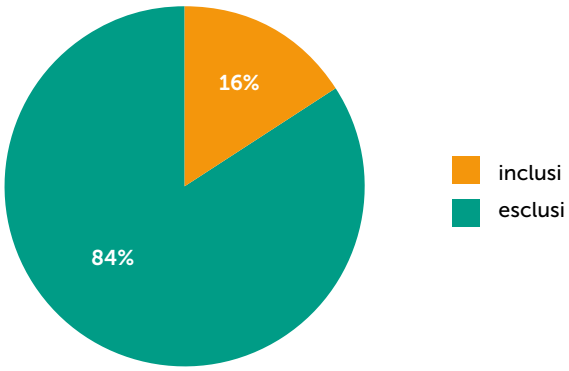
FIG. 5.63 *Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per Regione*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

La percentuale della popolazione residente italiana servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (Fig. 5.64) si colloca intorno al 16%.

FIG. 5.64 *Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza*



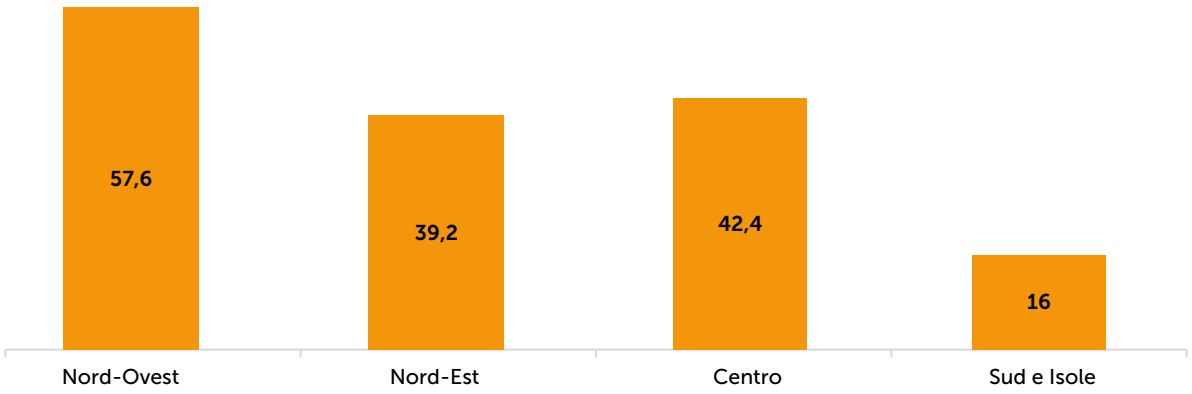
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Premialità e penalità attribuite

Il meccanismo ha attribuito premialità per complessivi 155.221.223 euro per il biennio cumulato di valutazione 2022-2023. Ai fini della quantificazione dei premi rileva, da un lato, il gettito complessivo della componente UI2 – dal momento che il 50% della medesima è destinato alla copertura delle premialità degli Stadi di valutazione base – e, dall'altro, la dimensione delle gestioni che si collocano nelle prime tre posizioni nelle graduatorie per ciascun macro-indicatore (stadi di valutazione di livello avanzato) o nel complesso del meccanismo (stadio di valutazione di eccellenza).

Gli importi più elevati sono stati attribuiti nelle aree del Nord-Ovest, seguiti dagli importi attribuiti all'area del Centro e del Nord-Est. Seguono distaccate le aree del Sud e Isole, in cui le premialità attribuite sono risultate relativamente ridotte (Fig. 5.65).

FIG. 5.65 *Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica per il biennio 2022- 2023 (milioni di euro)*

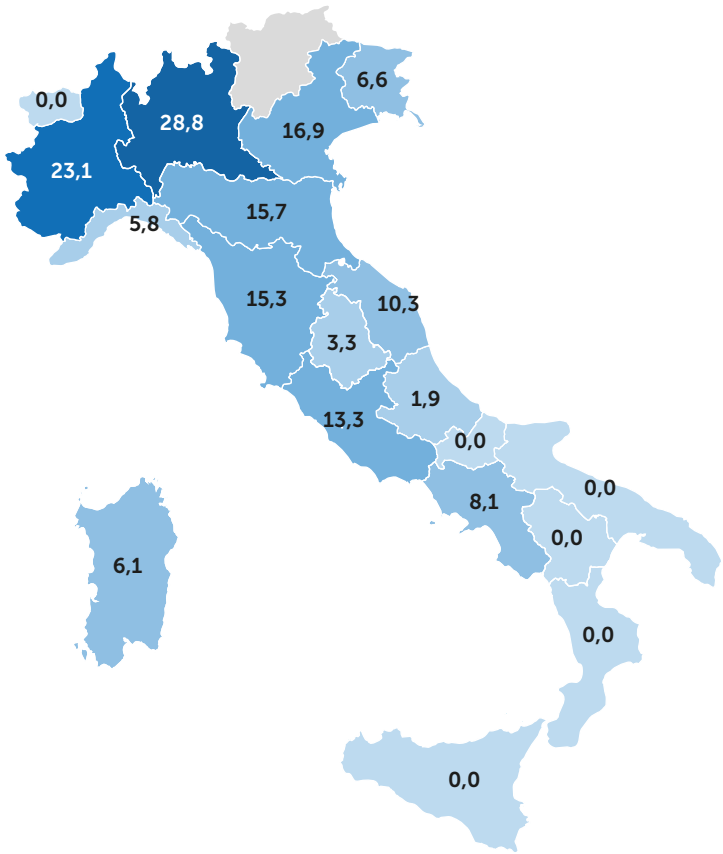


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

La lettura degli importi suddivisi per Regione (Fig. 5.66) evidenzia come in 6 Regioni non siano stati attribuiti premi (Valle d'Aosta, Basilicata, Molise, Puglia, Calabria e Sicilia[44]), in 2 Regioni le premialità abbiano superato i 20 milioni di euro (Piemonte e Lombardia) e siano state di poco inferiori in Veneto, Emilia-Romagna, Toscana, Lazio e Marche, mentre nel Sud e nelle Isole abbiano superato il milione di euro di premi solo la Campania, la Sardegna e l'Abruzzo.

Si ribadisce che l'importo in valore assoluto attribuito a ciascuna Regione dipende dalla numerosità dei gestori risultanti in una casistica di premialità, dalla circostanza che i macro-indicatori premiati siano stati relativi a obiettivi più sfidanti di altri, nonché dalla dimensione del gestore, per quanto riguarda gli Stadi avanzati e di eccellenza.

FIG. 5.66 *Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione per il biennio 2022-2023 (milioni di euro)*

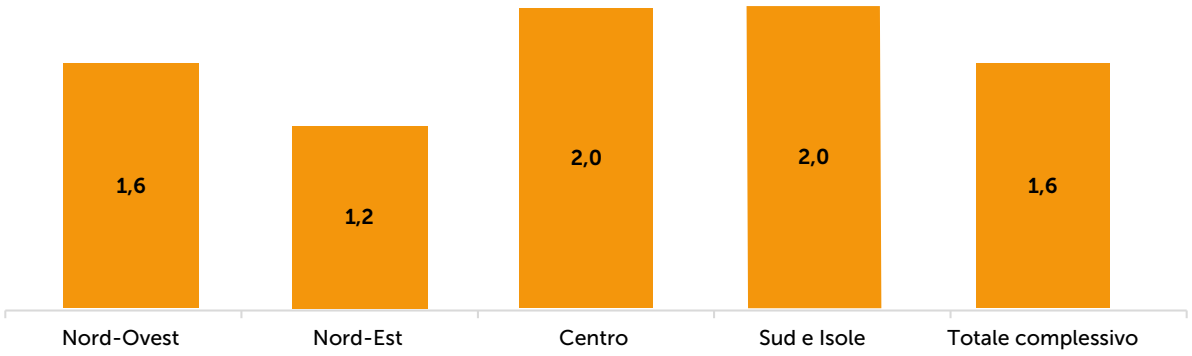


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

L'entità delle premialità medie attribuite per gestione (Fig. 5.67) è massima nel Centro e nel Sud e Isole, per la presenza di alcuni grandi operatori nelle graduatorie degli Stadi avanzati; mentre risultano abbastanza allineate nelle rimanenti aree geografiche.

44 Le Province autonome di Trento e Bolzano sono escluse dal meccanismo incentivante della qualità tecnica per gli anni in considerazione.

FIG. 5.67 *Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (migliaia di euro)*

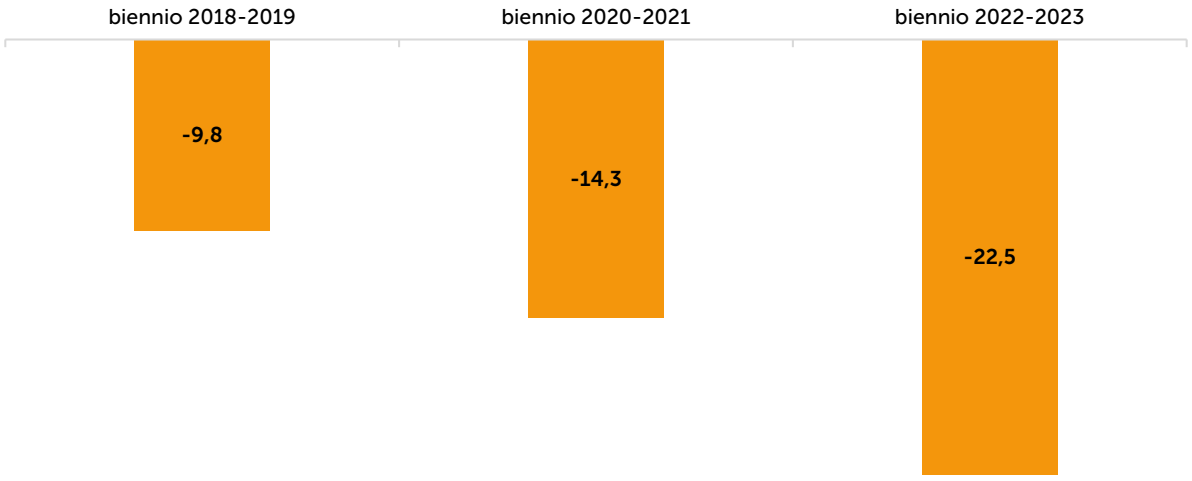


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

Con riferimento alle penalità, invece, il calcolo dei valori assoluti[45] per gli Stadi di base non è solo funzione dell'importo da suddividere ma risente, da un lato, della dimensione del gestore – al fine di evitare che gli importi comminati risultino eccessivi per quelli di minore dimensione – e, dall'altro, dell'entità del mancato raggiungimento dell'obiettivo (a un minore scostamento dall'obiettivo corrisponde una minore penalità, e viceversa).

Ne risultano, dunque, penalità complessive (Fig. 5.68) per un totale di circa 22,5 milioni di euro per il biennio di valutazione 2022-2023, in aumento rispetto alle penalità comminate nei bienni precedenti. Si ricorda che, secondo quanto stabilito dalla RQTI, le penalità attribuite alle gestioni che si collocano a un livello di qualità inferiore a quello per il quale è prevista la classe A dei pertinenti macro-indicatori, devono essere accantonate per la realizzazione degli investimenti necessari al conseguimento degli obiettivi.

FIG. 5.68 *Penali comminate per biennio di valutazione (Mil. di euro)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2022-2023 (delibera n. 225/2025/R/idr).

45 Come previsto dall'art. 29 della RQTI.

Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

La presente Relazione giunge nell'ultimo anno di gestione delle linee di finanziamento del pacchetto *Next Generation EU* rivolte al potenziamento delle infrastrutture del servizio idrico integrato, al termine di sei anni di implementazione in cui l'Autorità non è stata solo un attento osservatore, ma ha contribuito, sin dal 2020, all'implementazione delle citate misure, alla valutazione delle relative proposte di finanziamento e al loro recepimento negli atti di pianificazione che costituiscono gli schemi regolatori del SII (Programmi degli Interventi, di seguito anche: PdI). I prossimi mesi saranno cruciali per le fasi conclusive di monitoraggio e verifica delle *milestone* dichiarate alla Commissione europea in fase di redazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR). I finanziamenti afferiscono a quattro misure specifiche: i) M2C4-I4.1, avente a oggetto gli interventi in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza degli approvvigionamenti; ii) M2C4-I4.2, avente a oggetto gli interventi nelle reti di distribuzione dell'acqua per la riduzione delle perdite tramite la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti; iii) M2C4-I4.4, volta al sostegno di interventi per l'ammodernamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione; iv) Asse IV del Programma Operativo Nazionale "Infrastrutture e Reti" 2014-2020 (PON IeR), nell'ambito del programma REACT-EU, relativa sempre a interventi di riduzione delle perdite di rete in alcune Regioni del Mezzogiorno, che è stata oggetto di recente programmazione, come illustrato nel Volume "Attività Svolta" della presente Relazione. Il PNRR includerà nei prossimi mesi un'ulteriore misura, denominata M2C4-I4.5 "Regime di sovvenzioni per gli investimenti in infrastrutture idriche", che permetterà di integrare con risorse aggiuntive per un miliardo di euro il contributo alla spesa per investimenti infrastrutturali nel servizio idrico integrato apportato dal PNRR (attualmente poco più di 4 miliardi di euro in un arco temporale compreso tra 2021 e 2026).

A livello nazionale, la prosecuzione delle politiche di finanziamento del settore proseguirà con il Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza del settore idrico (PNIISSI), che si appresta a diventare nei prossimi anni lo "*strumento centrale di finanziamento pubblico per gli investimenti nel settore idrico*", come previsto dalla Riforma M2C4-R4.1 del PNRR[46] che ne ha consentito l'implementazione. Dopo l'adozione del primo stralcio attuativo (sul quale l'Autorità aveva rilasciato parere favorevole con osservazioni con il provvedimento del 5 agosto 2025, n. 401/2025/I/idr[47]), che ha permesso di stanziare nel settore 957.062.827,86 euro, a sostegno di 66 interventi volti al potenziamento e all'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di aumentare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ha avviato le attività per l'adozione del secondo elenco di interventi, nell'ambito del quale l'Autorità fornirà il proprio contributo nelle fasi di ammissione e di valutazione delle proposte.

Nel corso del 2025 sono proseguite poi le erogazioni delle risorse destinate al primo stralcio della sezione «acquedotti» del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – adottato con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019 –, al fine di portare a compimento le attività di programmazione e realizzazione degli interventi contenuti nell'allegato 1 al richiamato DPCM, necessari alla mitigazione dei danni connessi con fenomeni di scarsità idrica, tramite il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche.

46 La riforma in parola ha a oggetto la Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico.

47 Nel Parere l'Autorità ha ribadito il proprio impegno a "monitorare gli adempimenti dei soggetti attuatori relativamente al riordino degli assetti del servizio idrico integrato e all'ottemperanza agli obblighi della regolazione pro tempore vigente, al fine di evitare che tali requisiti, oggi in possesso dei destinatari delle misure in parola, possano venire meno nel corso della durata dei relativi interventi oggetto di stralcio".

Sono infine proseguite le attività istruttorie dell'Autorità con riferimento agli schemi regolatori trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito competenti per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4), ai sensi della delibera n. 639/2023/R/idr, con le modalità e gli schemi tipo previsti dalla determina n. 1/2024 – DTAC del 26 marzo 2024, che hanno riguardato la verifica di coerenza di PdI e POS con gli altri atti che compongono lo schema regolatorio e con gli obiettivi di qualità tecnica previsti nel territorio di riferimento, nonché, come stabilmente dalla seconda metà del precedente periodo regolatorio, il completo e corretto recepimento, nelle richiamate pianificazioni, delle risorse stanziate dal citato pacchetto *Next Generation EU* e illustrate all'inizio del presente paragrafo.

Nei successivi paragrafi saranno quindi aggiornate le analisi oggetto della precedente *Relazione Annuale*, fornendo le evidenze relative alle attività di pianificazione degli investimenti del servizio idrico integrato, risultanti dalle richiamate istruttorie inerenti agli schemi regolatori MTI-4, anche alla luce delle novità introdotte dall'Autorità in termini di misure da adottare al fine di promuovere la spesa per investimenti nelle grandi infrastrutture *upstream*, che per le loro caratteristiche hanno generalmente una rilevanza sovrambito ma che possono rappresentare una parte del patrimonio infrastrutturale essenziale per mitigare l'effetto dei cambiamenti climatici e per garantire la resilienza dei sistemi idrici. Su tali misure rileva l'impatto sulla pianificazione del macro-indicatore di Resilienza Idrica (M0), introdotto dall'Autorità in sede di aggiornamento della qualità tecnica avvenuto con delibera n. 637/2023/R/idr e per il quale il meccanismo di incentivazione troverà piena applicazione a partire dal 2026, su cui l'Autorità aveva condotto prime valutazioni nella precedente analisi. Infine, si darà conto degli esiti dell'avanzamento nell'anno 2025 dell'attività di monitoraggio degli interventi ammessi al finanziamento con le risorse del Piano nazionale, dell'assegnazione dei finanziamenti del citato pacchetto *Next Generation EU* e di quelle previste dal Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza del settore Idrico (PNIISSI).

Programmi degli interventi trasmessi e Piani delle Opere Strategiche ai fini delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2024-2029 (MTI-4)

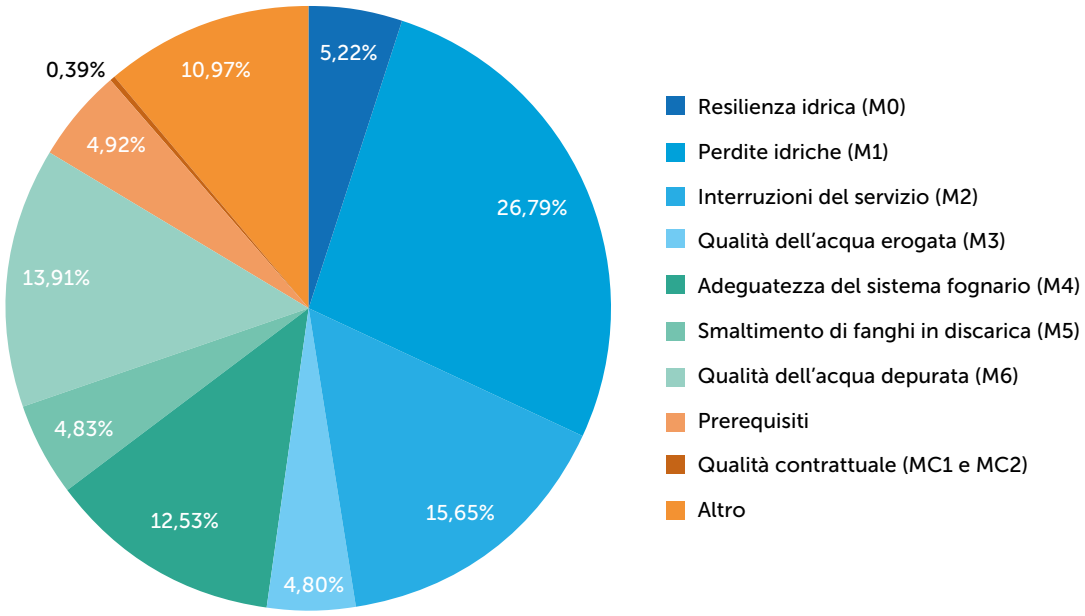
L'analisi del fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato per il periodo 2024-2029 è stata condotta a partire da un campione che include, oltre alle gestioni con PdI rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi della delibera n. 639/2023/R/idr alla data del 19 maggio 2025, anche quelle con schemi regolatori non ancora approvati, ma per i quali sono state avviate da parte dell'Autorità le relative istruttorie per valutare la coerenza degli investimenti contenuti nei richiamati piani – elaborati secondo le indicazioni di cui alla richiamata determina n. 1/2024-DTAC – rispetto al recepimento degli obiettivi di qualità tecnica e ai piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti. Si evidenzia la significatività del campione rispetto alle analisi che hanno caratterizzato le passate annualità: quest'ultimo si compone infatti di 174 gestioni che servono complessivamente 54.261.097 abitanti, pari al 90,71% della popolazione nazionale[48]. Ciò per effetto della trasmissione degli schemi per le principali gestioni del Sud Italia (in particolare in Campania, Basilicata e Sicilia) che generalmente hanno popolato le passate analisi, ma le cui proposte non erano ancora pervenute alla data di redazione della presente *Relazione*.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante per il biennio 2024-2029 dai PdI analizzati (Fig. 5.69) conferma, rafforzandolo con il campione esteso, il peso maggiore degli investimenti destinati alla riduzione delle perdite idriche nella pianificazione nel quarto periodo regolatorio, con

48 Il campione utilizzato per le analisi condotte nel 2025 si componeva di 154 gestioni che servivano complessivamente 48.779.130 abitanti.

variazioni più contenute per gli altri macro-indicatori. In particolare, la riduzione delle interruzioni (intercettata dal macro-indicatore M2) resta il secondo obiettivo prioritario delle pianificazioni, con una quota di investimenti che sfiora il 16%, seguito sempre dal miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6).

FIG. 5.69 *Distribuzione degli investimenti programmati 2024-2029*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni per il quarto periodo regolatorio (delibera n. 639/2023/R/idr).

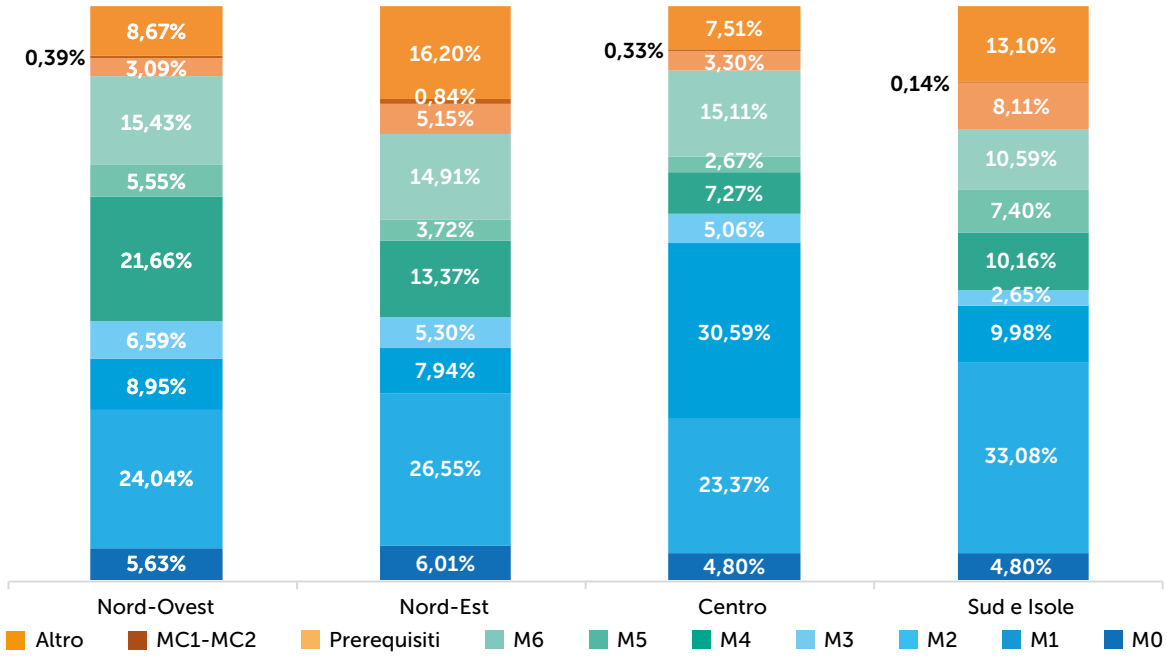
Con l'ingresso di diverse gestioni del Sud Italia gli investimenti pianificati per il miglioramento del macro-indicatore M1 nel sessennio 2024-2029 sfiorano gli 8 miliardi di euro (7,95 miliardi), mentre gli obiettivi destinati alle infrastrutture di fognatura e assorbono complessivamente risorse per 9,28 miliardi nel medesimo periodo. Scende sotto l'11% la quota di investimenti in infrastrutture del servizio idrico integrato non riconducibili direttamente a specifici obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità (in parte connessi con estensioni della copertura del servizio e all'efficientamento energetico degli impianti, o a interventi attribuiti trasversalmente a due o più macro-indicatori). Torna lievemente a crescere, rispetto alla scorse rilevazioni, il peso degli interventi destinati al superamento dei prerequisiti, in particolare delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna da parte della Corte di giustizia europea per mancata conformità alla direttiva 91/271/CEE, di cui alle richiamate sentenze del 31 maggio 2018, causa C-251/17, e del 10 aprile 2014, causa C-85/13 (e alla più recente causa C-668/2019, nonché alla prevenzione dell'eventualità di ulteriori condanne in quegli agglomerati oggetto di infrazioni comunitarie tuttora aperte e relative alla medesima direttiva[49]), pur attestandosi sempre sotto al 5%, a conferma dall'avanzamento (e relativa conclusione) di alcuni degli interventi volti alla risoluzione della criticità, nonostante la maggiore rappresentanza delle aree più colpite dalle richiamate infrazioni comunitarie. Cresce leggermente anche il dato degli investimenti destinati al miglioramento del macro-indicatore M0, che restituisce un fabbisogno dei gestori pari a circa 1,55 miliardi di euro, equivalenti al 5,22% di quello complessivo. Si tratta prevalentemente di opere di interconnessione tra sistemi acquedottistici esistenti e con invasi, ripristino delle captazioni, realizzazione o potenziamento di condotte adduttrici, realizzazione di nuovi serbatoi e rifacimento di

49 Si fa riferimento in particolare alla procedura di infrazione europea 2017/2181.

serbatoi in condizioni inadeguate, raddoppio di acquedotti, riuso delle acque di depurazione. Si conferma, come per le analisi condotte lo scorso anno, che si tratta di prime valutazioni, in vigenza della fase di sperimentazione di tale macro-indicatore, e che le medesime dovranno essere rinnovate nelle fasi successive di entrata a regime e in corrispondenza della trasmissione delle predisposizioni tariffarie per il primo aggiornamento biennale del quarto periodo regolatorio.

La distribuzione degli investimenti per area geografica (Fig. 5.70) per il periodo 2024-2029, rafforza con il campione esteso il contributo alla crescita degli investimenti per la riduzione delle perdite idriche a livello nazionale da parte delle pianificazioni del Sud e delle Isole (beneficiarie di due linee di finanziamento aventi medesimo scopo), con un peso degli investimenti destinati al miglioramento di M1 superiore di quasi un punto percentuale a quello del precedente campione (33,08%); la riduzione delle perdite idriche guida le priorità di pianificazione per tutte le aree geografiche, a eccezione che per il Centro Italia[50]. Il Nord-Ovest permane l'area nella quale si concentra invece la quota maggiore di investimenti volti all'adeguamento del sistema fognario e al miglioramento della qualità dell'acqua depurata, con un fabbisogno di investimenti destinato alle infrastrutture a valle della distribuzione raggiunge quasi il 43%, per oltre la metà destinato al miglioramento del macro-indicatore M4, e alla prevenzione degli effetti degli eventi metereologici estremi che potrebbero interessare il territorio (adeguamento delle portate di pioggia tramite la realizzazione di vasche, sistemazione sfioratori e reti fognarie, interventi sulle infrastrutture di gestione delle acque meteoriche). Il peso degli investimenti per M0, a conferma della precedente analisi, oscilla per tutte le aree in un piccolo intorno della media nazionale, con un'incidenza massima che supera il 6% nel Nord-Est, soprattutto per la presenza di numerosi interventi di interconnessione delle condotte adduttrici e dorsali in sistemi acquedottistici di dimensione regionale.

FIG. 5.70 *Distribuzione degli investimenti programmati 2024-2029 per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera n. 639/2023/R/idr).

50 Come segnalato nella *Relazione Annuale* 2025, su quest'area rileva in maniera significativa il peso degli interventi destinati al miglioramento del macro-indicatore nel territorio dell'ambito territoriale della Provincia di Roma, tra i quali sono state considerate diverse opere che interessano i sistemi di approvvigionamento legati all'Acquedotto del Peschiera.

In termini generali di servizio, il quadro nazionale resta orientato prevalentemente sugli investimenti pianificati nelle infrastrutture acquedottistiche (52,46%, senza considerare i due prerequisiti legati esclusivamente a profili della filiera acquedottistica, che hanno un peso marginale), rispetto a quelli previsti nelle reti fognarie e negli impianti di depurazione (nel complesso il 39,75%), con una forbice che si annulla sostanzialmente nel Nord-Ovest (dove il fabbisogno nelle fasi di fognatura e depurazione quasi si equivale a quello di acquedotto), e si riallarga nelle altre aree fino a raggiungere la sua massima apertura nel Centro Italia dove gli investimenti nelle infrastrutture di acquedotto si attestano ben al di sopra della media nazionale (63,82%).

Nella precedente *Relazione Annuale*, l'Autorità ha potuto rappresentare pienamente l'effetto del recepimento, negli atti di pianificazione, degli interventi finanziati con le risorse del pacchetto *Next Generation EU*, sia con riferimento alla distribuzione temporale della spesa, sia agli obiettivi cui sono state ricondotti finanziamenti nel sistema dei macro-indicatori di qualità tecnica grazie all'estensione dell'arco temporale degli schemi regolatori (e delle conseguenti pianificazioni) adottato con il MTI-4, che supera il termine di conclusione del PNRR.

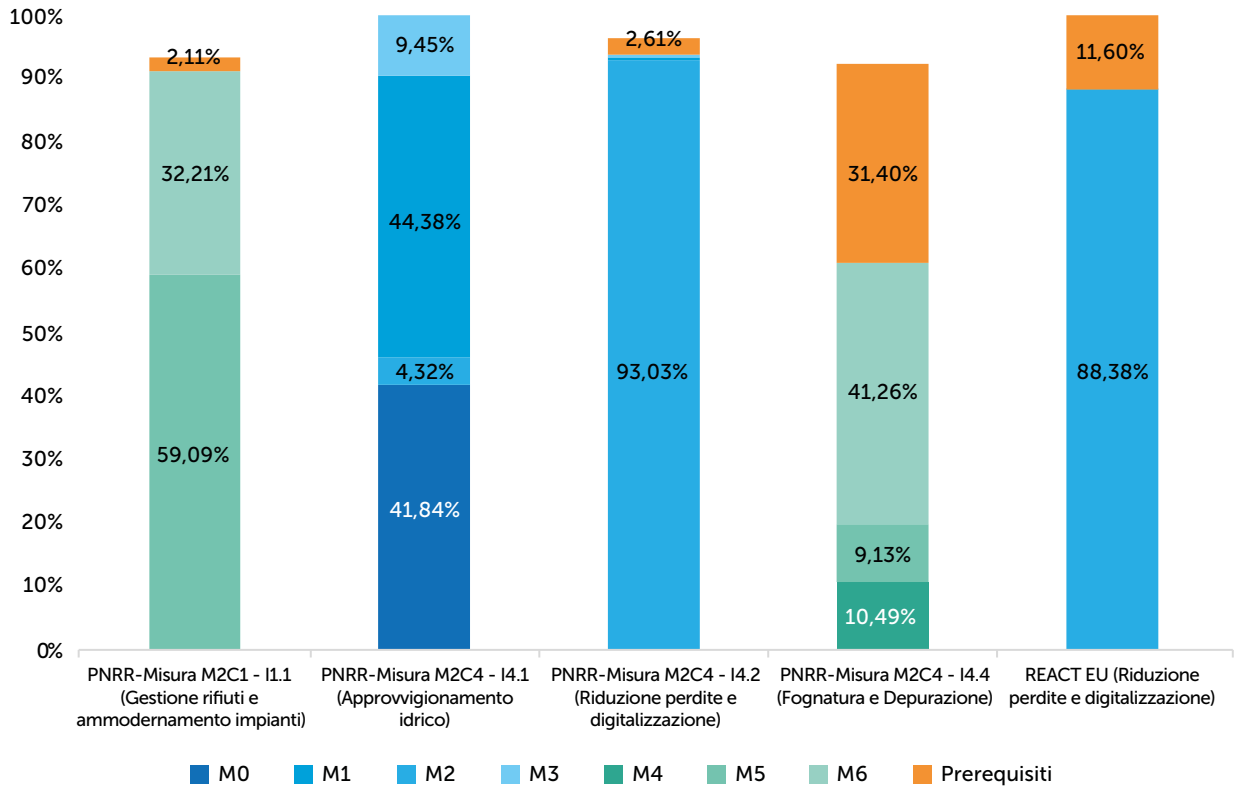
L'estensione del campione di analisi, che include diversi soggetti che hanno beneficiato dei finanziamenti in parola (soprattutto nell'area del Sud Italia), permette di aggiornare il quadro complessivo di risorse rinvenibili nei PdI trasmessi. Dalla ricognizione effettuata dall'Autorità, le risorse chiaramente riconducibili dagli Enti di governo dell'ambito a interventi finanziati col pacchetto *Next Generation EU* nel periodo 2024-2029, superano i 4 miliardi di euro (4.023 milioni), in crescita rispetto alla precedente ricognizione (3.633 milioni di euro). Tale somma include la quota di risorse cofinanziate dalla tariffa del gestore; la quota pianificata a titolo di contributo pubblico nel medesimo periodo risulta invece pari a 2.906,2 milioni di euro (anche in questo caso superiore ai 2.610,83 milioni di euro di euro), pari a circa il 72,66% del budget destinabile al servizio idrico integrato dalle linee citate (era il 65% nel 2025). Complessivamente le risorse previste incidono per il 13,65% del fabbisogno pianificato nel sessennio 2024-2029 (con una punta che sfiora il 30% nel 2025). Considerando anche quelle spese nel triennio 2021-2023 (poco più di 851,41 milioni di euro), la spesa complessiva nel settore attivata dal pacchetto *Next Generation EU* ammontano a 4,9 miliardi di euro.

Con riferimento alla distribuzione delle spese rispetto alle specifiche misure che compongono il pacchetto del Next Generation EU, quella prevalente l'incidenza delle quattro citate misure nei PdI predisposti per il periodo 2024-2029, si conferma una prevalenza per le due linee che interessano le infrastrutture acquedottistiche, con le medesime proporzioni della precedente ricognizione (quasi l'80% del totale, con circa 3,2 miliardi di euro), con la misura M2C4-I4.4 di finanziamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione che si attesta all'11,6%, attivando una spesa complessiva di 466 milioni di euro nel sessennio in esame, e la presenza di risorse (per 260 milioni di euro) oggetto della misura M2C1-I1.1 (Realizzazione nuovi impianti di gestione rifiuti e ammodernamento di impianti esistenti), nella misura in cui sono state destinate a impianti innovativi per il trattamento e lo smaltimento dei fanghi di depurazione.

Con riferimento ai macro-indicatori di qualità tecnica sottesi agli interventi oggetto di finanziamento per le misure descritte (riportati nella figura 5.71), si conferma come la quota preponderante dei finanziamenti è stata ricondotta da gestori ed Enti di governo dell'ambito competenti a obiettivi di riduzione delle perdite idriche, che con 1,9 miliardi di euro coprono quasi il 50% (49,30%) di quelle complessive; seguono, con un importo superiore ai 500 milioni di euro, i finanziamenti attribuiti alla riduzione delle interruzioni e quelli afferenti a incrementare la resilienza dei sistemi idrici, intercettati dal nuovo macro-indicatore M0 (quest'ultimo in crescita rispetto alla prece-

dente ricognizione in cui era pari a 460,96 milioni) e con un'incidenza superiore a quella sulle risorse complessive dei PdI, pari al 12,68%. Gli investimenti relativi all'M0 sono concentrati prevalentemente nella misura M2C4-I4.1 di sicurezza degli approvvigionamenti ma anche, in quota residuale nella misura M2C4-I4.4, relativamente a interventi su impianti di depurazione finalizzati all'obiettivo di riuso delle acque reflue. Ai macro-indicatori delle fasi di fognatura e depurazione sono state ricondotte complessivamente il 13% delle risorse (521,53 milioni di euro), allocate nelle misure M2C1-I1.1 e M2C4-I4.4, mentre si conferma la presenza di una quota consistente di finanziamenti legati al superamento dei prerequisiti (213,69 milioni di euro), non solo nella misura che insiste sulle infrastrutture di fognatura e depurazione (dove l'obiettivo principale della linea era d'altronde quello di rendere conformi gli abitanti equivalenti degli agglomerati in procedura di infrazione e condanna), ma anche, seppur in quota minoritaria, nelle altre linee acquedottistiche (trattandosi comunque di interventi funzionali all'incremento del livello di misura dei consumi e di conoscenza dei parametri di funzionamento degli impianti).

FIG. 5.71 *Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2024-2029 e relativi all'implementazione delle misure PNRR/REACT, per macro-indicatore (in percentuale)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera n. 639/2023/R/idr).

Con l'avvio del quarto periodo regolatorio, le nuove predisposizioni tariffarie permettono di riconsiderare in modo più ampio analisi già sviluppate in precedenza, oggi estese a un insieme più rappresentativo di gestori. In questo contesto, l'attenzione si concentra sull'evoluzione e sull'impiego del Piano delle opere strategiche (POS), anche alla luce delle risorse comunitarie nel frattempo assegnate. L'analisi si inserisce in una fase in cui il POS affronta il suo secondo ciclo attuativo, con orizzonte temporale al 2035, offrendo quindi l'opportunità di verificare, in chiave prospettica, la reale capacità degli operatori e degli Enti di governo dell'ambito di strutturare politiche di investimento di mediolungo periodo, tenendo conto della combinazione tra fonti tariffarie e contributi pubblici.

Nelle approvazioni delle predisposizioni tariffarie MTI-4 per il periodo regolatorio 2024-2029, avvenute nel primo biennio del periodo regolatorio e nel primo semestre del 2026, gli Enti di governo dell'ambito hanno qualificato come "strategiche" nei rispettivi POS una serie di opere finalizzate principalmente:

- al raddoppio di sistemi acquedottistici di rilevanza regionale e sovrambito;
- alla messa in sicurezza e/o al riordino di sorgenti, nonché alla realizzazione di nuovi impianti di potabilizzazione;
- alla realizzazione di grandi adduttrici e dorsali provenienti da invasi e di interconnessioni finalizzate al completamento di anelli acquedottistici;
- alla realizzazione di vasche di accumulo, alla riduzione dei carichi di scolmatori e in generale a interventi di adeguamento delle portate di pioggia;
- alla realizzazione di impianti di essiccamento e di valorizzazione e recupero di risorse dai fanghi di depurazione;
- alla costruzione di nuovi impianti di depurazione e alla sostituzione di impianti vetusti, nonché al completamento dei collegamenti di agglomerati con oltre 2.000 A.E. a impianti di depurazione esistenti come richiesto dalla direttiva 91/271/CEE in materia di acque reflue.

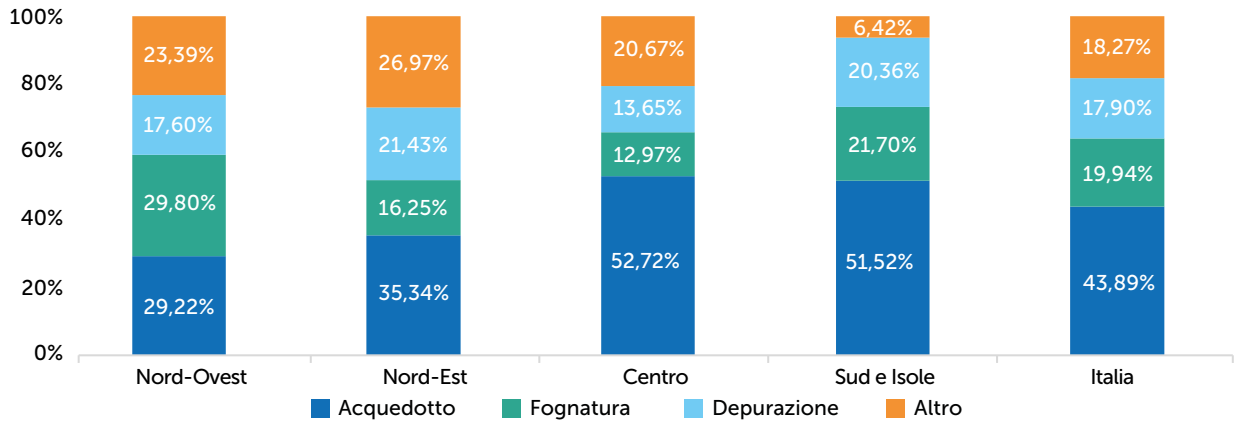
Il fabbisogno di opere strategiche complessivamente espresso dal campione di Piani analizzati, espresso nei sei anni del periodo regolatorio attuale (2024-2029), al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, come aggiornato con l'estensione del campione, risulta di circa 12,25 miliardi di euro (il 58,38% del totale per l'intero arco temporale 2024-2035 dei Piani, denotando una distribuzione annuale delle risorse più omogenea rispetto alla precedente ricognizione), pari, in termini *pro capite*, a 225,67 euro/abitante. A livello di servizi, le opere contenute nei POS censiti restano concentrate, in tutti gli anni di vigenza del periodo regolatorio, prevalentemente nella fase di approvvigionamento e distribuzione (56,20% del fabbisogno totale a livello nazionale). Estendendo l'analisi all'intera durata del Piano, il fabbisogno complessivo per il periodo 2024-2035 risulta pari a 386,57 euro/abitante, in aumento rispetto alla precedente analisi, in cui risultava pari a 311,28 euro/abitante, e trainato soprattutto ancora una volta dall'area del Centro Italia, nella quale è stato espresso un potenziale di investimenti strategici che ammonta a 561,65 euro/abitante nel medesimo periodo; in termini di investimento *pro capite* annuo, il dato risulta in linea rispetto al precedente periodo regolatorio (32,21 euro per abitante). Il calo registrato nel precedente periodo, attribuito ad alcune situazioni di incertezza che stanno emergendo in merito all'approssimarsi della scadenza degli affidamenti originariamente attribuiti attenzionate dall'Autorità nelle più recenti Relazioni di monitoraggio degli assetti del settore[51] (che potrebbero aver scoraggiato in alcuni casi il ricorso a pianificazioni di più lungo termine da parte di EGA e gestori), potrebbe essere stato bilanciato dal pressoché completo recepimento nelle pianificazioni degli interventi finanziati con le misure del PNRR, soprattutto nell'area del Sud e delle Isole.

Analizzando il dettaglio per area geografica (Fig. 5. 72), la distribuzione delle risorse del POS nel periodo 2024-2035 anche con l'aggiornamento del campione continua a mostrare una netta distinzione tra le Regioni del Nord, nelle quali le opere destinate alle infrastrutture di fognatura e depurazione hanno un peso complessivamente superiore a quelle di approvvigionamento e distribuzione (con un picco del 47,4% nel Nord-Ovest), e

51 Si rimanda, a tal proposito, alle valutazioni contenute nel Volume "Attività Svolta", della presente Relazione, Capitolo "Assetti locali e rapporti istituzionali").

quelle del Centro e del Sud Italia, con percentuali di investimenti attribuiti a obiettivi di miglioramento dei sistemi acquedottistici rispettivamente del 52,72% e del 51,52%.

FIG. 5.72 *Distribuzione per aree geografiche del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per il periodo 2024-2035, e ripartizione per servizio*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera n. 639/2023/R/idr).

Per quanto riguarda, infine, la distribuzione delle opere sottostanti a ciascun intervento che l'Ente di governo dell'ambito prevede di realizzare all'interno del relativo PdI per il raggiungimento di ciascun obiettivo di qualità tecnica (utilizzando come proxy per la categorizzazione di tali opere quella della tipologia di cespite, secondo la classificazione rivista e maggiormente declinata dall'Autorità in sede di definizione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio), i successivi approfondimenti condotti con riferimento al sessennio 2024-2029, aggiornati anche in esito alle istruttorie dei PdI condotte dall'Autorità nell'ultimo anno, hanno restituito le seguenti principali evidenze (rappresentate nella figura 5.73):

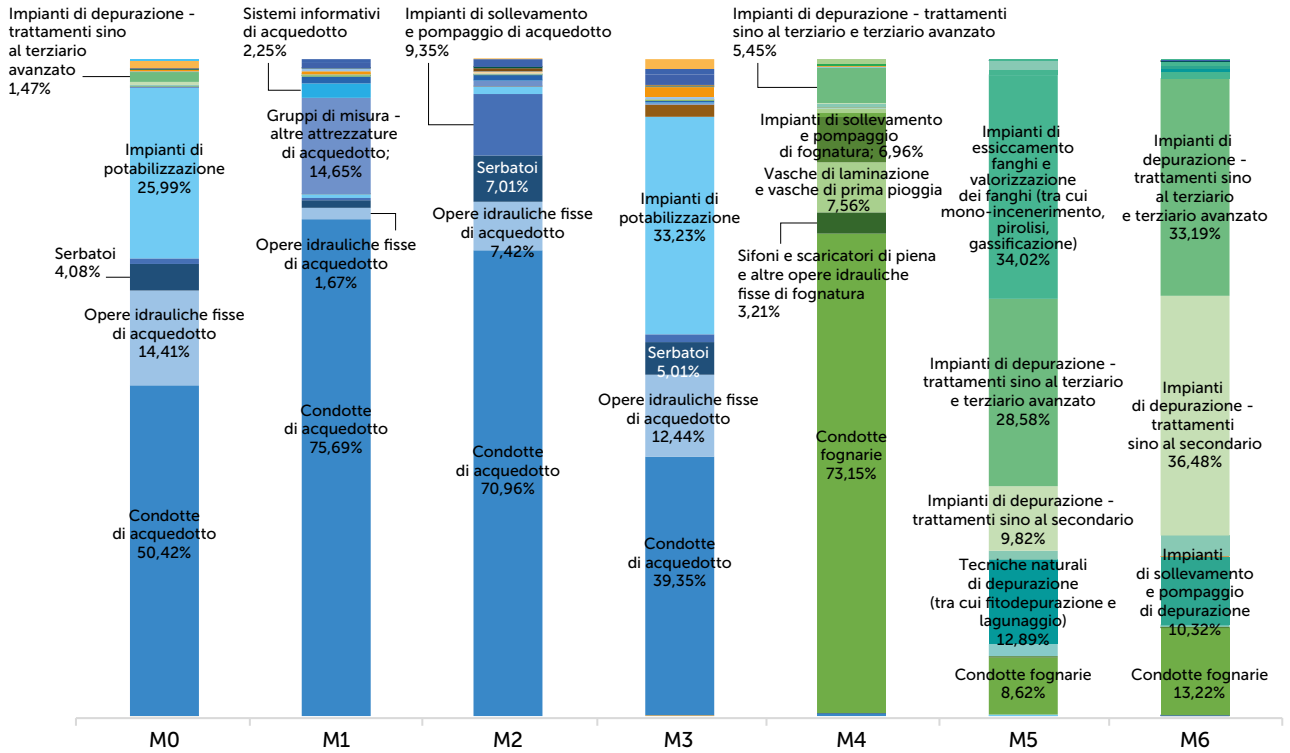
- gli interventi sulle condotte (sostituzione e risanamento delle reti di distribuzione, realizzazione e rifacimento di adduttrici, opere di interconnessione, estensione e adeguamento delle reti fognarie, realizzazione e risanamento di collettori) rimangono la quota principale di fabbisogno nel servizio idrico integrato (complessivamente di poco superiori a 14 miliardi di euro);
- con riferimento al nuovo macro-indicatore M0 la quota significativa di risorse è destinata alle condotte (50,42%), interessando per la maggior parte l'interconnessione dei sistemi acquedottistici e la realizzazione di grandi adduttrici; seguono gli impianti di potabilizzazione (25,99%) le opere idrauliche (14,41%), i serbatoi (4,08%) e, pur in quota residuale, anche gli impianti di depurazione con trattamenti sino al terziario e terziario avanzato (1,47%), nella misura in cui sono funzionali a garantire il riutilizzo delle acque reflue depurate; rispetto ai nuovi cespiti introdotti dall'Autorità per qualificare le opere upstream, si conferma un'incidenza ancora marginale delle dighe (1,30%[52]), anche in ragione della natura sperimentale dell'indicatore sovraordinato M0b;
- per la riduzione delle perdite è confermata l'incidenza non trascurabile del potenziamento degli strumenti di misura e monitoraggio (installazione e sostituzione di misuratori di processo e di utenza, incluse le sperimentazioni di *smart meter*), ricomprendendo in questa categoria anche le opere di distrettualizzazione della rete idrica, e la presenza dei sistemi informativi e delle opere di telecontrollo e teletrasmissione, anche per

52 Considerando l'impatto anche su ulteriori macro-indicatori rispetto all'M0, l'incidenza di tali opere sulle pianificazioni sale al 2,81%.

effetto del recepimento dei primi interventi di digitalizzazione ammessi a finanziamento con le risorse del REACT-EU e del PNRR; nel complesso tali opere costituiscono il secondo cespite per dimensione del fabbisogno ricondotto al macro-indicatore M1, con un'incidenza che è cresiuta ulteriormente rispetto alle analisi dell'anno precedente (18,84%);

- in relazione agli obiettivi di contenimento delle interruzioni del servizio (M2) e di miglioramento della qualità dell'acqua erogata (M3), assumono particolare rilevanza gli interventi riguardanti le opere di captazione (sorgenti, pozzi e altri sistemi di approvvigionamento), nonché le attività di adeguamento, potenziamento e realizzazione di serbatoi, impianti di sollevamento e stazioni di pompaggio. Rilevanti risultano altresì gli interventi sugli impianti di potabilizzazione che, nel periodo regolatorio 2024-2029, continuano a incidere in misura significativa – per oltre un terzo – sul fabbisogno di investimenti associato al macro-indicatore M3, con riferimento sia al potenziamento complessivo degli impianti sia all'ottimizzazione dei singoli trattamenti (quali disinfezione, filtrazione e addolcimento);
- con riferimento alla riduzione dello smaltimento dei fanghi in discarica (macro-indicatore M5), la quota principale di fabbisogno interessa impianti di essiccamento – termico, solare, bioessiccamento – e valorizzazione, a volte integrati (per esempio con la presenza di sistemi di cogenerazione di energia elettrica/calore, produzione di biometano), che guidano le priorità di investimento con circa il 34%, e gli impianti di trattamento sino al terziario e terziario avanzato finalizzati anche al successivo recupero di fosforo e nutrienti (28,58%); iniziano ad assumere rilievo nella pianificazione interventi legati alle *nature based solutions* o "infrastrutture verdi" (per es. fitodepurazione e lagunaggio), che pesano per quasi il 13%; infine, per quanto riguarda il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (M6), si conferma il sostanziale equilibrio tra interventi su impianti di trattamento terziario e terziario avanzato (33,19%) e impianti di trattamento secondario (36,48%).

FIG. 5.73 *Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario, nel periodo 2024-2029 (in percentuale)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio (delibera n. 639/2023/R/idr).

Stato delle erogazioni relative al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale.

Nel corso del 2025 l'Autorità, avvalendosi del supporto di Csea per le proprie verifiche, ha proseguito l'attività di monitoraggio sullo stato di avanzamento degli interventi ammessi a finanziamento nel primo stralcio della sezione «acquedotti» del *Piano nazionale di interventi nel settore idrico* – adottato con DPCM 1 agosto 2019, ai sensi del comma 516 della legge n. 205/2017–[53], secondo le modalità previste dalla delibera n. 425/2019/R/idr, come integrata dalla delibera n. 58/2021/R/idr. Come ormai stabilmente fatto nelle ultime relazioni, le analisi del presente paragrafo tengono conto degli esiti delle verifiche condotte in merito al raggiungimento del limite dell'80% di spesa dei progetti finanziati (punto 1 del comma 8.1 della richiamata delibera n. 425/2019/R/idr), per quegli interventi che sono stati oggetto di intimazione ai sensi delle delibere n. 633/2021/R/idr, 95/2022/R/idr, n. 417/2022/R/idr e n. 428/2022/R/idr[54], nonché degli effetti sulla rimodulazione del Piano dell'implementazione di alcune linee di finanziamento del PNRR[55].

In aggiornamento rispetto a quanto illustrato nella *Relazione Annuale* 2025, l'Autorità, al termine del quinto anno di attuazione del Piano nazionale, ha provveduto, ai sensi del comma 2.5 e nei termini del comma 4.1 della delibera n. 425/2019/R/idr, ad autorizzare l'erogazione di ulteriori quote di finanziamento per complessivi 6.494.039,39 euro[56]. Di conseguenza, l'importo complessivo delle risorse autorizzate all'erogazione a partire dall'adozione della sezione «acquedotti» del Piano nazionale (comprensivo degli acconti e delle quote successive) ammonta a 61.095.845,92 euro, pari al 91,9% del finanziamento totale stanziato, come aggiornato a valle delle modifiche precedentemente richiamate[57].

Alla luce delle considerazioni riportate, nella figura 5.74 è rappresentato lo stato dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale al mese di maggio del corrente anno, distinto per area geografica. Dal quadro complessivo si conferma il progresso verso la conclusione delle erogazioni nell'area del Sud & Isole – che scontava i maggiori ritardi nell'avanzamento delle spese – che hanno superato il 90% del finanziamento stanziato (93,11%); il restante aggiornamento riguarda le aree del Nord-Est mentre restano ferme ai valori del 2024 le quote erogate nelle altre aree.

53 Per la trattazione delle fasi che hanno portato alla definizione del primo stralcio della sezione «acquedotti» del Piano nazionale e all'adozione del DPCM 1° agosto 2019 si rimanda alla Relazione 2020.

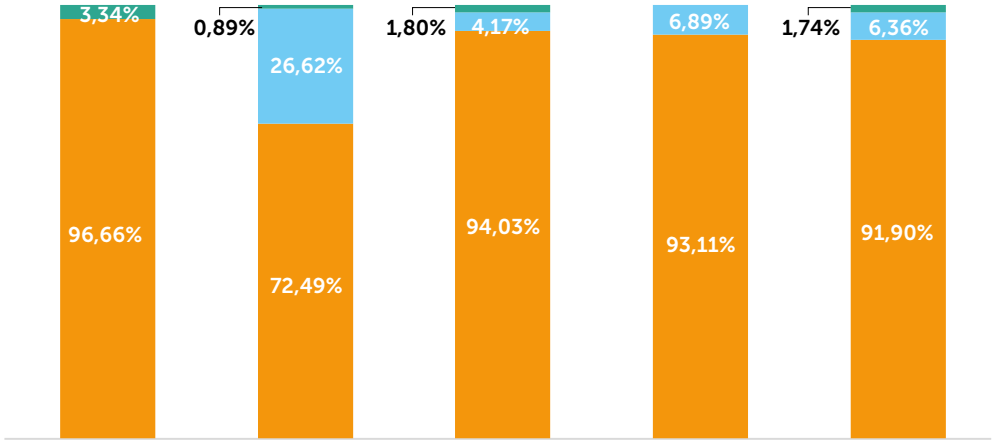
54 In particolare, per due dei progetti interessati dall'intimazione (gli interventi n.n. 25 e 26, localizzati nell'ambito territoriale di Catania) l'Autorità, riscontrando il mancato raggiungimento del limite di spesa dell'80% entro il termine previsto (30 novembre 2022), aveva proceduto, con le delibere n. 191/2023/R/idr e n. 192/2023/R/idr, alla revoca del finanziamento per i due interventi, deliberando contestualmente l'obbligo per i soggetti realizzatori di restituzione delle quote già erogate e l'esclusione dei medesimi dai successivi aggiornamenti del Piano nazionale. Per approfondimenti sulle citare delibere di intimazione si rimanda al Volume II delle Relazioni 2022 e 2023.

55 Si fa riferimento nello specifico al trasferimento alla contabilità della linea M2C4-I4.1 del PNRR dell'intervento n.10 del gestore Veritas S.p.A., cui erano state originariamente assegnate risorse per 8,2 milioni di euro e per il quale l'Autorità aveva erogato in forma di acconto 1.680.000 euro.

56 Per il dettaglio dei provvedimenti di interesse per quanto riguarda le autorizzazioni si veda il *Volume II* della presente Relazione.

57 Per effetto di tali modifiche, le risorse attualmente stanziate per il primo stralcio di Piano ammontano a 66.480.000 euro.

FIG. 5.74 *Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2026)*



	Nord-ovest	Nord-est	Centro	Sud e Isole	Italia
Quota non erogabile (ribasso)	820.466	77.930	257.519	0	1.155.916
Somma da autorizzare	-	2.337.426	595.820	1.294.993	4.228.238
Somma autorizzata all'erogazione	23.779.534	6.364.644	13.446.661	17.505.007	61.095.846

Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/IDR di Csea, ai sensi del comma 5.3 della delibera n. 425/2019/R/idr.

Le autorizzazioni del 2025 hanno determinato la conclusione del finanziamento per ulteriori cinque interventi inclusi nell'elenco (nello specifico i due interventi localizzati in Campania nel Distretto di Napoli Volturno, nn. 19 e 20, l'intervento n. 22 nella Regione Sicilia e i due interventi sovrambito, n.n. 11 e 12, localizzati rispettivamente nelle Regioni Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna), portando a 19 (sui 23 progetti oggetto di finanziamento) gli interventi che hanno esaurito il finanziamento stanziato dal DPCM 1° agosto 2019, previsto per questi ultimi in complessivi 54.950.000 euro. Rispetto al precedente anno, si registra un incremento delle economie di spesa in ragione del termine delle erogazioni per un intervento per il quale l'Ente di governo dell'ambito, nel corso dei precedenti monitoraggi, aveva rivisto al ribasso l'importo originario della progettazione, determinando la conclusione del finanziamento assentito a un valore inferiore. Per effetto di questo aggiornamento, le economie di spesa cumulate al 2025 ammontano complessivamente a 3.443.341,87 euro, equivalenti al 5,18% del finanziamento. A livello aggregato, oltre alla prima quota in acconto, sono state finora autorizzate all'erogazione ulteriori quote di finanziamento per complessivi 45.095.845,92 euro.

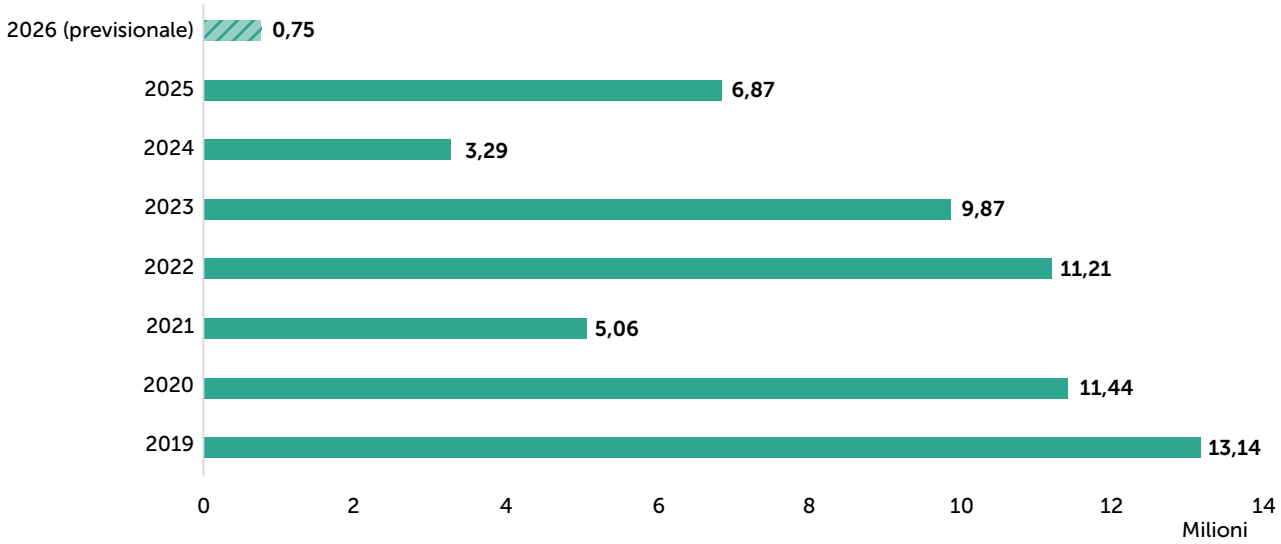
Il comma 5.3 della richiamata delibera n. 425/2019/R/idr, come modificato dalla delibera n. 58/2021/R/idr, prevede che, entro il 31 maggio e il 31 ottobre di ciascun anno, nonché a corredo di ciascuna richiesta di erogazione dei fondi, l'Ente di riferimento, avvalendosi dell'Ente di governo dell'ambito laddove differente, sia tenuto a *"informa[re] l'Autorità e Csea sullo stato di avanzamento dell'intervento finanziato, aggiornando il cronoprogramma finanziario e segnalando eventuali criticità (ritardi nella realizzazione) o variazioni del progetto di carattere tecnico o economico"* [58]. In particolare, il più recente monitoraggio – tenutosi tra i mesi di ottobre e novembre –, conferma l'avanzamento dei progetti finanziati registrato nel periodo precedente, ed evidenzia un pressoché

58 Il monitoraggio viene effettuato utilizzando l'apposita modulistica predisposta da Csea con la richiamata circolare 10/2020/idr per trasmettere la documentazione attestante le previsioni di avanzamento mensile del livello di spesa relativo a ciascuno dei rispettivi interventi finanziati.

totale allineamento tra la spesa effettiva rendicontata alla fine del 2025 (con la precisazione che l'ultimo trimestre dell'anno 2025 assume ancora un valore previsionale) e le previsioni di spesa indicate dagli Enti di riferimento per il medesimo periodo in occasione del precedente monitoraggio avvenuto a ottobre del 2024.

Il livello di erogazioni autorizzate nel 2025 conferma il trend in contrazione rispetto agli anni precedenti, per via della conclusione di diversi interventi e finanziamenti. Con riferimento alle previsioni di erogazione, secondo il cronoprogramma trasmesso all'Autorità da parte di Csea a valle dell'ultimo monitoraggio di ottobre 2025, nel 2026 sono ipotizzate le autorizzazioni conclusive degli interventi ancora in corso, salvo probabili slittamenti al primo semestre 2027, che dovrebbero portare complessivamente a erogare, tenendo conto delle economie di spesa, circa il 93% del finanziamento totale previsto dal Piano, come da figura 5.75.

FIG. 5.75 *Stato delle erogazioni per anno di autorizzazione e previsione 2026 (mln euro)*



Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare n. 4/2021/IDR di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera n. 425/2019/R/IDR, e cronoprogramma delle erogazioni di spesa trasmesso all'Autorità da CSEA.

Linee di finanziamento previste dal pacchetto *Next Generation EU* e prime evidenze dal Piano nazionale degli investimenti per la sicurezza del sistema idrico (PNIISSI)

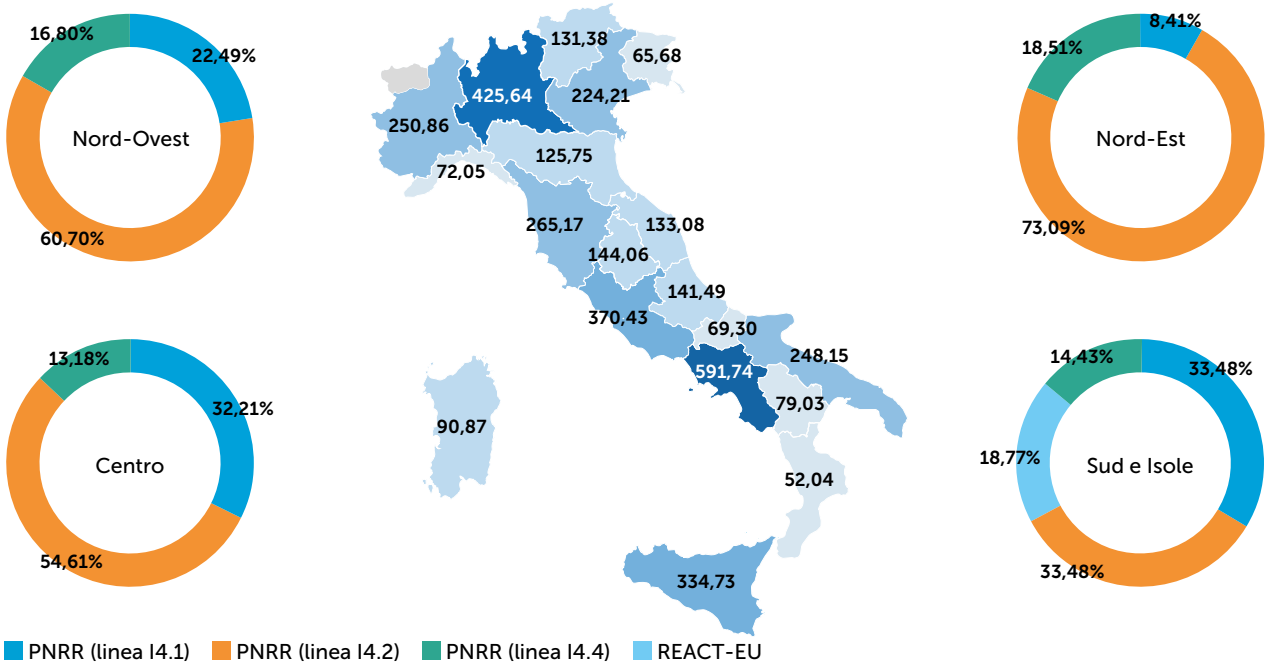
Nell'ultimo anno di vigenza del pacchetto *Next Generation EU*, nel presente paragrafo è illustrato il quadro aggiornato (in termini di risorse) dei finanziamenti a oggi assentiti per il potenziamento delle infrastrutture del servizio idrico integrato[59], in attesa che giunga a conclusione la nuova misura introdotta a valle dell'ultima revisione del PNRR (M2C4-I4.5), e declinata nello *Strumento finanziario nazionale per gli investimenti infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (SFNIISSI)* dal decreto legge 19 febbraio 2026, n. 19 (convertito dalla legge 20 aprile 2026, n. 50), avente a oggetto le ulteriori disposizioni urgenti per l'attuazione del PNRR e in materia di politiche

59 Si precisa, come fatto anche nelle precedenti ricognizioni, che si tratta di una fotografia *ex ante* dei finanziamenti e che le valutazioni sulla loro effettiva spesa e sul raggiungimento dei target sottesi potranno essere effettuate solo in una fase successiva, anche a valle del completo recepimento dei medesimi nelle pianificazioni delle gestioni.

di coesione, per la quale l'obiettivo di stanziamento delle risorse (un miliardo di euro) è stato previsto entro il termine del 30 giugno 2026 (dei cui esiti verrà dato conto nella prossima Relazione).

Rispetto alla precedente ricognizione, si segnala che, con riferimento alle risorse assegnate nell'ambito del Programma operativo nazionale infrastrutture e reti 2014-2020 (PON IeR), nell'Asse IV, "*Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti*", funzionale al raggiungimento dell'obiettivo principale di rafforzare la digitalizzazione delle reti, da trasformare in una "rete intelligente" – iniziativa che ha messo a disposizione complessivamente 482 milioni di euro, finanziati dal Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU) – con la più recente presa d'atto n. 40 del 10 marzo 2026 l'Autorità di gestione del PON "Infrastrutture e Reti" 2014-2020, in esito alle verifiche condotte sugli obblighi di rendicontazione della misura e in considerazione della possibilità di ulteriori modifiche finanziarie dovute, principalmente, ai controlli della Commissione europea in fase di chiusura dei conti, ha approvato un elenco aggiornato dei progetti ammessi al finanziamento per il richiamato Asse IV del PON. A esito di tali valutazioni l'importo effettivamente riconosciuto a 21 progetti finanziati nell'ambito della misura in parola è stato rivisto a 303.464.770,88 euro. L'effetto di detta riprogrammazione consente un affinamento del quadro complessivo dei finanziamenti riconducibili al pacchetto di misure del *Next Generation EU* rappresentato nella *Relazione* 2024, riepilogato nella mappa di cui alla figura 5.76 con il dettaglio (nei grafici ad anello) della ripartizione, per ciascuna area geografica, degli investimenti tra le linee di finanziamento del PNRR e quelle dell'Asse IV del PON IeR. Le risorse complessive assegnate ammontano così a 3,83 miliardi di euro, allocati per il 42,35% nelle Regioni del Sud e delle Isole; la Regione che più ha beneficiato dei fondi PNRR è la Campania (15,45%) seguita dalla Lombardia (11,11%) e dal Lazio (9,67%).

FIG. 5.76 *Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti, con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2026)*



Fonte: elaborazione ARERA sugli atti di finanziamento della linea M2C4-I4.1 (DM 517/21), della linea M2C4-I4.2 (DD 617/24), della linea M2C4-I4.4 (DM 203/24) e del PON IeR, nell'ambito del programma REACT-EU (Presa d'atto n. 40 del 10 marzo 2026 dell'Autorità di gestione).

A livello di misure, nel Sud e nelle Isole (unica area per la quale si rilevano aggiornamenti rispetto allo scorso anno) le risorse sono divise quasi equamente tra investimenti per approvvigionamento idrico (M2C4-I4.1) e riduzione perdite (M2C4-I4.2), con quest'ultima leggermente prevalente (33,48%), mentre l'incidenza degli investimenti del REACT, a valle della riprogrammazione, cala al 18,77% (era di poco superiore al 26% nel 2025).

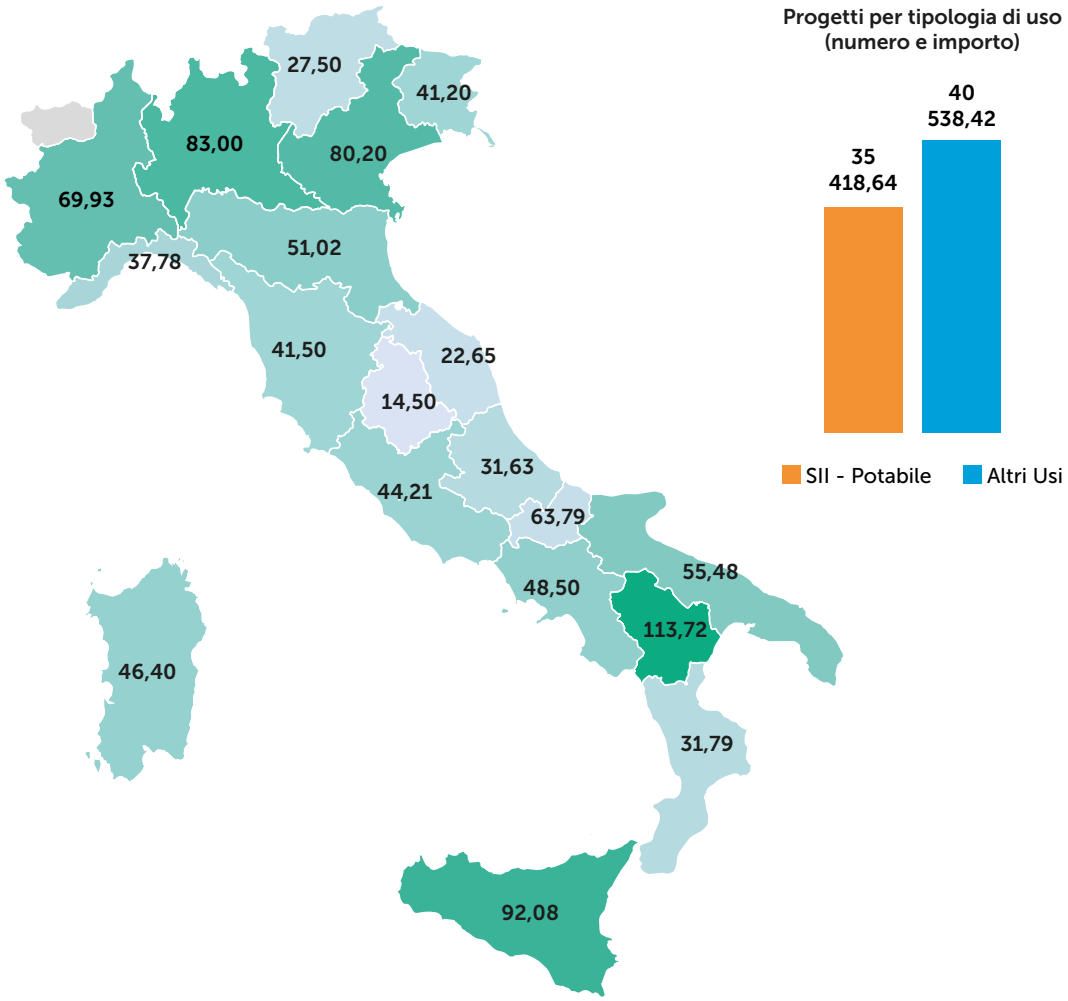
Con il decreto del 16 settembre 2025 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha adottato il primo stralcio attuativo del PNIISSI, con il quale sono stati finanziati 75[60] dei 418 interventi complessivi appartenenti all'elenco adottato con il decreto del precedente Presidente del Consiglio dei ministri del 17 ottobre 2024, composto dagli interventi ammissibili a finanziamento in esito alla fase di valutazione condotta dall'apposita Commissione istituita dal MIT nel 2023[61]. Lo stralcio attuativo ha stanziato risorse per complessivi 954.765.360,67 euro (rispetto a una richiesta di finanziamento nell'elenco di poco superiore ai 12 miliardi di euro[62]), appartenenti a tre classi A, B e C – in funzione del punteggio ottenuto, determinato dall'applicazione della metodologia di valutazione delle proposte descritta nel DM n. 350/22 –, classificati in quattro settori di intervento (acquedotti, adduzioni, derivazioni e invasi), e così ripartiti in base alle classi:

- classe A: 29 interventi per complessivi 453.632.599 euro;
- classe B: 32 interventi per complessivi 446.748.862 euro;
- classe C: 14 interventi per complessivi 56.681.368 euro.

Nella mappa di cui alla figura 5.77, come era stato fatto lo scorso anno per l'elenco, è riepilogato il quadro complessivo di risorse assegnate, con il dettaglio regionale e, nel grafico, la ripartizione degli importi tra gestori del servizio idrico integrato e altri soggetti ammissibili al Piano per altri utilizzi della risorsa (prevalentemente utilizzi irrigui intestati a consorzi di bonifica). I progetti finanziati riguardano principalmente la realizzazione di nuovi invasi e il collegamento con dorsali acquedottistiche, il consolidamento strutturale e l'incremento della sicurezza delle dighe, la realizzazione di opere di derivazione, la messa in sicurezza di sorgenti e altre infrastrutture di approvvigionamento, la realizzazione di interconnessioni tra sistemi acquedottistici esistenti, l'adeguamento e potenziamento di centrali e impianti di potabilizzazione. La durata degli interventi dichiarata dai soggetti proponenti (dall'avvio della progettazione al collaudo) oscilla tra un minimo di 25 a un massimo di oltre 234 mesi, con un intervallo medio di durata di poco più di quasi sei anni (68 mesi), mostrando elevata eterogeneità nei livelli di cantierabilità delle opere, anche dovuta ai diversi gradi di complessità e alla varietà degli interventi proposti.

60 Per effetto dell'articolazione in lotti di 66 interventi complessivi.
61 Attività alle quali ha partecipato anche l'Autorità, come illustrato nel Volume II della *Relazione Annuale* 2024.
62 Per un riepilogo del quadro complessivo delle risorse contenute nell'elenco di cui al DPCM del 17 ottobre 2024 si rimanda al Volume I della *Relazione Annuale* 2024.

FIG. 5.77 *Stralcio attuativo del Piano nazionale delle infrastrutture per la sicurezza dei sistemi idrici (PNIISSI): progetti ammissibili a finanziamento, con dettaglio dei progetti per tipologia d'uso*



Fonte: elaborazione ARERA sulle graduatorie pubblicate con il DPCM 16 settembre 2025.

La mappa mostra come, a livello geografico, tutte le aree geografiche risultano rappresentate da progetti del Piano, con un peso maggiore nel Sud e Isole (46,35%, pari a 443,5 milioni di euro) e la Basilicata che ha ottenuto la somma maggiore di finanziamenti (113,7 milioni di euro), seguita dalla Sicilia (92 milioni di euro) e dalla Lombardia (83 milioni di euro). Con riferimento ai 35 interventi riconducibili a infrastrutture del servizio idrico integrato, con un importo complessivo di 418,6 milioni, il peso complessivo sul totale dello stralcio è del 43,74%: di questi, 17 si sono posizionati nella classe A (avendo ottenuto i punteggi migliori), per un valore di 192.662.674 euro; la distribuzione per area geografica è guidata dalle Regioni del Centro e del Sud Italia, che pesano complessivamente per il 68,52% del totale, con un'incidenza maggiore di Campania e Puglia a livello regionale.

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029

Regole per le predisposizioni tariffarie riferite al quarto periodo regolatorio 2024-2029

Con la delibera 28 dicembre 2023, n. 639/2023/R/idr (recante "*Approvazione del Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4)*") l'Autorità ha disciplinato le regole e le procedure per le predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato relative al periodo 2024-2029, anche tenendo conto dell'aggiornamento della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (adottato con delibera n. 637/2023/R/idr), in particolare allo scopo di favorire un'efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici e, allo stesso tempo, promuovere una maggiore cooperazione nei diversi livelli di pianificazione che interessano il comparto idrico.

L'art. 5 della delibera n. 639/2023/R/idr, nel disciplinare la procedura di approvazione delle proposte tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, dispone che le stesse siano predisposte dagli Enti di governo dell'ambito o dagli altri soggetti competenti, i quali sono stati chiamati a:

- definire gli obiettivi e, acquisita la proposta del gestore riguardo agli interventi necessari al relativo conseguimento, predisporre il Piano delle opere strategiche (fino al 2035) e aggiornare il programma degli interventi;
- sulla base dei dati forniti dall'operatore (come integrati o modificati, in sede di validazione, dal medesimo soggetto competente secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio), elaborare il piano economico-finanziario, determinando con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (∂) che ciascun gestore dovrà applicare in ciascun ambito per le singole annualità del periodo 2024-2029;
- ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmettere entro il 30 aprile 2024 (sulla base dei modelli tipizzati di raccolta delle informazioni di cui alla determina 26 marzo 2024, n. 1/2024-DTAC):
  - l'aggiornamento del programma degli interventi, con specifica evidenza del Piano delle opere strategiche;
  - il piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (∂), come risultanti dall'applicazione del MTI-4;
  - una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
  - l'atto o gli atti deliberativi di predisposizione tariffaria;
  - l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

Come da stabile impostazione regolatoria, ai soggetti competenti è stato richiesto di procedere alle predisposizioni tariffarie, tenendo conto – in via ordinaria, ove si sia in possesso di tutti i dati necessari alla valorizzazione delle componenti di costo del servizio – della matrice di schemi regolatori di cui all'allegato A alla delibera n. 639/2023/R/idr (TAV. 5.3), nell'ambito della quale selezionare lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, ossia in ragione:

- del fabbisogno di investimenti per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 – inclusivo di quelli che il gestore prevede di realizzare con contributi a fondo perduto già stanziati ed effettivamente disponibili – in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti;
- dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a significativi processi di aggregazione gestionale, ovvero all'introduzione di nuovi processi tecnici gestiti dei quali sia attestata la rilevanza;
- dell'entità del vincolo ai ricavi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore VRG *pro capite medio* (VRG_{PM}) stimato con riferimento all'anno 2022 per l'intero settore, tenendo conto anche della popolazione fluttuante servita.

Come noto, ciascuno dei sei schemi regolatori conduce a diverse regole di computo tariffario e a differenti limiti alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario (volti a preservare la sostenibilità delle tariffe applicate all'utenza), tenuto conto delle specificità riguardanti le singole gestioni. Si rammenta che i vincoli alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario indicati nella tavola 5.3 sono quelli risultanti dai parametri definiti dal MTI-4 ai fini della prima approvazione tariffaria, mentre in sede di primo aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, a partire dal 2026, i limiti in parola sono ridefiniti per effetto delle integrazioni al MTI-4 introdotte con delibera 23 dicembre, n. 582/2025/R/idr.

TAV. 5.3 *Matrice di schemi regolatori per il quarto periodo regolatorio 2024-2029*

		$\frac{VRG^{2022}}{pop + 0.25\ pop_{flut}} \leq VRG_{PM}$	$\frac{VRG^{2022}}{pop + 0.25\ pop_{flut}} \leq VRG_{PM}$	AGGREGAZIONI O VARIAZIONI NEI PROCESSI TECNICI SIGNIFICATIVE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2029}^{2024} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-3}} \leq \omega$	Schema I Limite di prezzo: 6,70%	Schema II Limite di prezzo: 5,95%	Schema III Limite di prezzo: 7,45%
	$\frac{\sum_{2029}^{2024} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-3}} \leq \omega$	Schema IV Limite di prezzo: 9,20%	Schema V Limite di prezzo: 8,45%	Schema VI Limite di prezzo: 9,95%

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera n. 639/2023/R/idr.

Con la delibera n. 639/2023/R/idr, l'Autorità – nel promuovere il superamento progressivo delle condizioni di limitazione nell'accesso a misure tese a favorire il continuo miglioramento dei profili di stabilità e certezza del quadro degli assetti istituzionali locali, di qualità e di trasparenza – ha aggiornato la disciplina dello schema di convergenza (introdotta nel metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, MTI-3, di cui alla delibera 27 dicembre 2019), recante regole semplificate (per un periodo limitato e predefinito) cui – al verificarsi di rinnovate condizioni (enucleate all'art. 10 della delibera n. 639/2023/R/idr) volte ad accompagnare i processi di razionalizzazione gestionale in atto – è possibile far ricorso nei casi caratterizzati da perduranti carenze degli atti e dei dati necessari a fini tariffari, consentendo all'Ente di governo dell'ambito di effettuare una ricostruzione parametrica su *base benchmark* delle voci di costo da riconoscere in tariffa e, conseguentemente, di redigere la predisposizione tariffaria pur a fronte di incompletezza delle informazioni.

Per detti contesti, l'applicazione delle regole tariffarie semplificate varate dall'Autorità è accompagnata dall'assunzione di un programma di impegni ben identificati sia in ordine al completamento del processo di aggregazione per la formazione del gestore unico d'ambito, sia relativamente agli obblighi di qualità tecnica, di qualità contrattuale, di misura, di corretta tenuta di registri tecnico-contabili, di articolazione tariffaria all'utenza e di programmazione degli interventi, quali elementi essenziali per avviare un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale e raggiungere gli imprescindibili elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Nel corso del 2025 – e nei primi mesi del 2026 – l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029[63], concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle proposte tariffarie riferite a contesti caratterizzati da talune complessità riferite a periodi regolatori pregressi.

Alla data del12 maggio 2026, gli atti di determinazione tariffaria adottati dall'Autorità, per il periodo 2024-2029, hanno riguardato 60 gestioni, interessando 29.224.152 abitanti, distinguendo:

- 59 operatori (per una popolazione servita pari a 28.971.194 abitanti), per i quali è stato approvato lo specifico schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra gli obiettivi dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il perseguimento dei *target* di qualità tecnica (di cui alla delibera n. 917/2017/R/idr e 637/2023/R/idr) e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio di cui alla delibera n. 639/2023/R/idr;
- una gestione d'ambito operante in Sicilia (riferita a una popolazione, servita nel 2024, di 252.958 abitanti), per la quale è stato approvato lo schema regolatorio di convergenza presentato dal competente Ente di governo dell'ambito, secondo le regole semplificate di cui alla delibera n. 639/2023/R/idr e sulla base di un programma di impegni puntualmente declinato.

Nel loro insieme, i citati provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità interessano il 73% degli abitanti del Nord-Est, il 71% dei residenti nell'Italia centrale, il 60% della popolazione del Nord-Ovest, e il 19% della popolazione dell'area Sud e Isole (TAV. 5.4 e Fig. 5.78). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 51% degli abitanti residenti.

Le realtà (che interessano il 10% della popolazione) per le quali il soggetto competente non ha ancora ottemperato agli obblighi di trasmissione della proposta tariffaria (o ha provveduto alle determinazioni di competenza in modo carente) sono rinvenibili soprattutto nell'area Sud e Isole, a fronte di specifiche complessità nella *governance* di settore, presentando ancora criticità in merito alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti ne-

63 Le predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio sono state trasmesse dagli Enti di governo dell'ambito prevalentemente nel corso del mese di ottobre 2024 (dunque oltre il previsto termine del 30 aprile 2024, ma comunque in tempo utile ai fini delle valutazioni di ammissibilità al meccanismo incentivante previsto dalla regolazione della qualità contrattuale, RQSII, e tecnica, RQTI).

cessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato (realtà per cui non si dispone, tra l'altro, di informazioni circa la qualità del servizio e i corrispettivi applicati all'utenza). Il riferimento è alle situazioni (come richiamate nella Relazione 10 febbraio 2026, 26/2026/I/idr[64]) di mancato affidamento del servizio idrico integrato al gestore unico di ambito, nonché ai casi di persistenza di quelle gestioni che, pur non avendone conseguito la qualificazione, proseguono di fatto nelle attività. Peraltro, nonostante la metodologia tariffaria semplificata di convergenza varata dall'Autorità possa essere un utile strumento impiegabile dalle realtà gestionali per cui ricorrono i requisiti per la salvaguardia in forma autonoma (in quanto piccole entità – circa 180 su tutto il territorio nazionale – spesso caratterizzate da carenze informative), per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 si è riscontrato ancora un ricorso molto limitato a tale strumento.

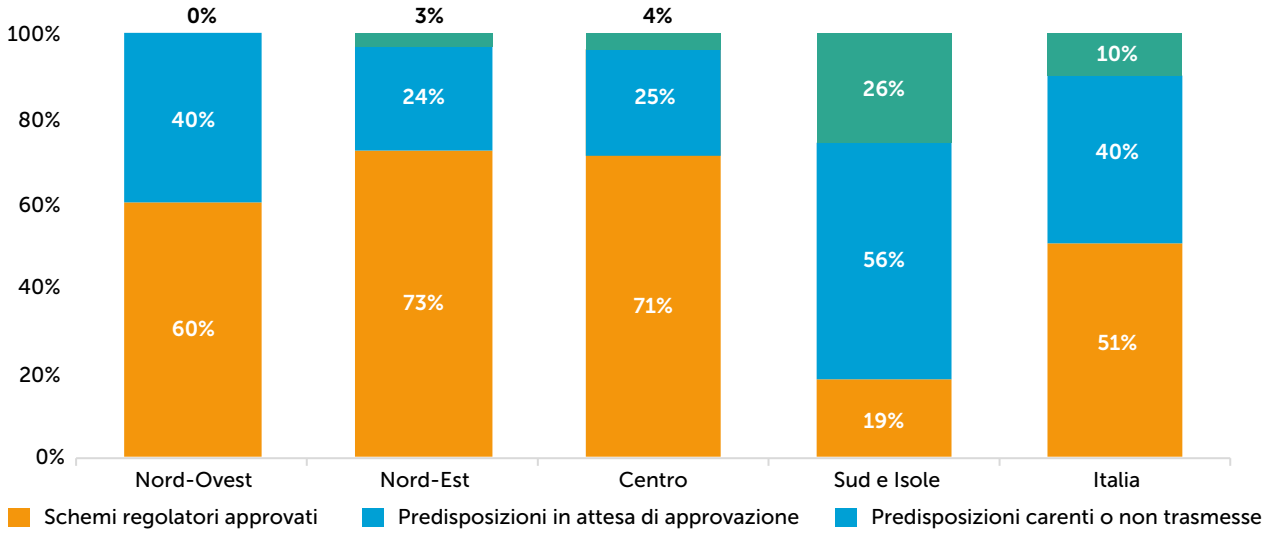
TAV. 5.4 *Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo 2024-2029 (numero di gestioni e di abitanti)*

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE PERIODO 2024-2029 (N.)	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE PERIODO 2024-2029 (ABITANTI)
Abruzzo	1	98.533
Basilicata	0	0
Calabria	0	0
Campania	2	2.305.113
Emilia-Romagna	8	2.919.902
Friuli-Venezia Giulia	6	1.174.070
Lazio	2	4.392.906
Liguria	2	231.218
Lombardia	9	6.401.057
Marche	3	790.373
Molise	0	0
Piemonte	7	2.942.850
Puglia	0	0
Sardegna	0	0
Sicilia	2	1.269.975
Toscana	5	2.310.801
Umbria	3	850.672
Valle d'Aosta	0	0
Veneto	10	3.536.683
TOTALE	**60**	**29.224.152**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

64 Ventiduesima Relazione ai sensi dell'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale".

FIG. 5.78 *Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (predisposizioni tariffarie 2024-2029)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

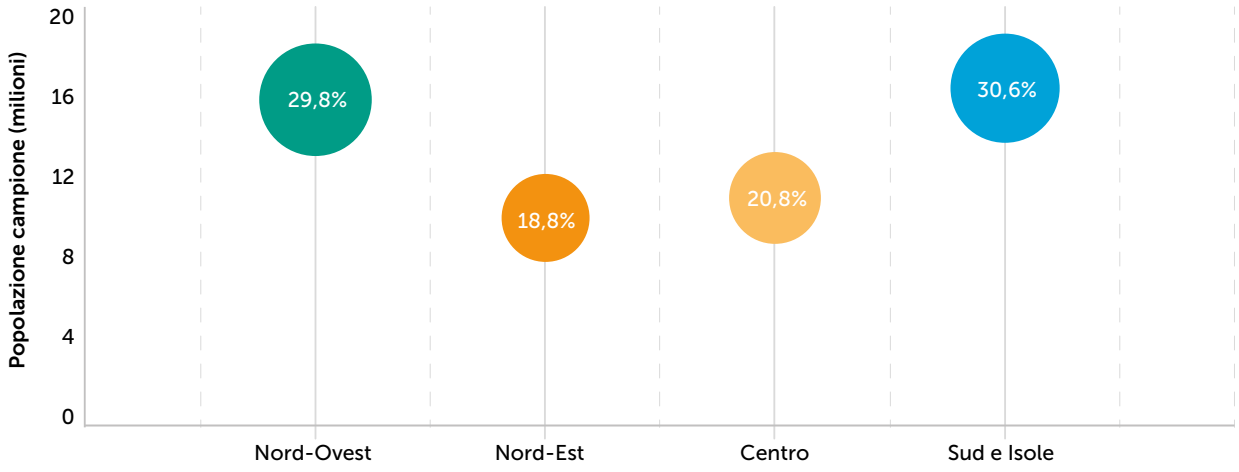
Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità

Le analisi proposte nel seguito, relative alle principali grandezze tariffarie del settore, prendono a riferimento un campione composto da 170 gestioni[65] (per le quali le predisposizioni tariffarie sono state elaborate applicando la matrice di schemi regolatori e che sono state trasmesse all'Autorità ai sensi della delibera n. 639/2023/R/idr), per una popolazione complessivamente servita di 53.969.154 abitanti, distribuiti tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.79.

Il campione non include le 16 gestioni (per una popolazione servita di 459.332 abitanti) per cui è stato fatto ricorso alla regolazione di convergenza e per le quali – in taluni casi – sono state rinvenute sistematiche criticità circa la sussistenza dei relativi presupposti.

65 Il campione di riferimento include le gestioni per cui le relative proposte tariffarie sono state inviate nel corso del 2025, anche a seguito di specifica diffida ad adempiere trasmessa dall'Autorità nell'ambito del procedimento avviato con delibera 10 settembre 2024, n. 358/2024/R/idr (volto alla determinazione d'ufficio delle tariffe in caso di mancata trasmissione dei dati e degli atti richiesti ai sensi del MTI-4).

FIG. 5.79 *Distribuzione della popolazione del campione per area geografica*

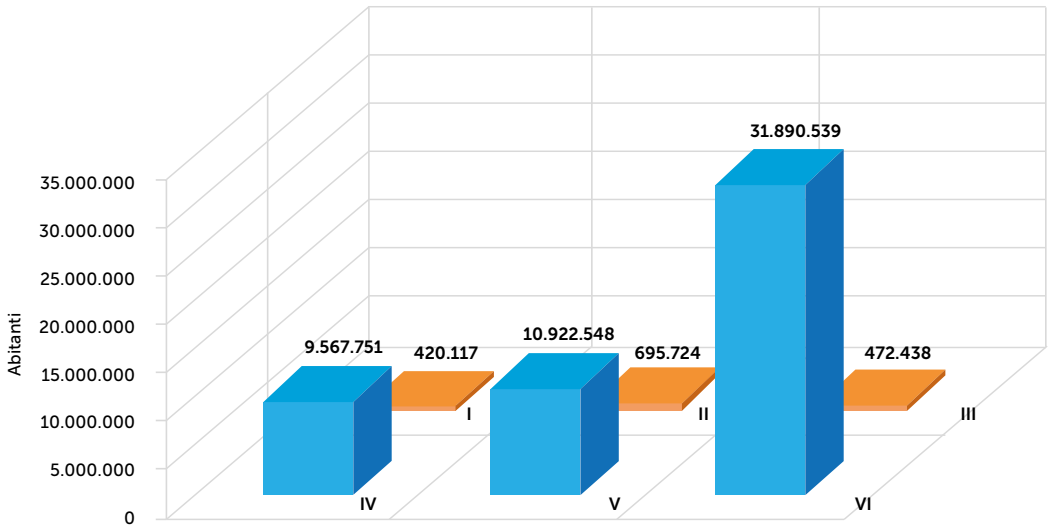


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nell'ambito della matrice di schemi regolatori di cui all'art. 6 del MTI-4, le 170 gestioni del campione di riferimento sono state collocate – dai pertinenti soggetti competenti – come rappresentato (in termini di popolazione servita) nella figura 5.80, rilevando che:

- per 25 gestioni (che erogano il servizio a 1.588.280 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli schemi I, II e III della citata matrice di schemi regolatori;
- per 145 gestioni (che servono 52.380.874 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni esistenti, collocandosi negli schemi IV, V e VI.

FIG. 5.80 *Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le proposte tariffarie trasmesse all'Autorità, riferite al campione sopra rappresentato (composto da 170 gestioni che servono 53.969.154 abitanti), portano a quantificare, per l'anno 2025, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (vincolo ai ricavi del gestore, VRG^a) pari a circa 10,2 miliardi di euro. Dalla figura 5.81 si evince che:

- il 66,8% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi (inclusivi di quelli esplicitabili come costi ambientali e della risorsa), distinti tra:
  - costi operativi endogeni – efficientabili – $Opex^a_{end}$ (32,05%);
  - costi operativi aggiornabili $Opex^a_{al}$ (23,2%), in sostanziale continuità con i dati illustrati nelle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*[66];
  - costi operativi associati a specifiche finalità $Opex^a_{tel}$ (3,6%) riconosciuti su specifica istanza del soggetto competente. In particolare, si tratta di:
    - costi operativi di piano rivisti dal soggetto competente a seguito di un cambiamento sistematico ($Op^{new,a}$) per la presenza di nuovi processi tecnici gestiti (riconducibili, tra l'altro, alla nuova attività di gestione delle acque meteoriche o al potenziamento della medesima, oppure ad attività aggiuntive richieste dall'entrata in vigore di nuove normative, o ancora a oneri connessi con finalità diverse rispetto a quelle cui sono destinate le altre componenti ricomprese negli $Opex^a_{tel}$);
    - oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera n. 917/2017/R/idr ($Opex^a_{QT}$, per la parte non esplicitata come costi ambientali e della risorsa ERC^a), ricomprendendo nei medesimi anche eventuali oneri connessi con i nuovi obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera n. 637/2023/R/idr, nonché gli oneri aggiuntivi associati ai macro-indicatori interessati da attribuzione di penalità relative agli Stadi I e II della "*Tavola 9 – Stadi di valutazione delle performance di qualità tecnica in ciascun anno di valutazione*" della RQTI, ai fini del relativo miglioramento;
    - oneri relativi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con le delibere 23 dicembre 2015, n. 655/2015/R/idr e 17 dicembre 2019, n. 547/2019/R/idr ($Opex^a_{QC}$), ricomprendendo nei medesimi anche eventuali oneri aggiuntivi associati ai macro-indicatori interessati dell'attribuzione di penalità relative agli Stadi I e II della "*Tavola 3 – Stadi di valutazione delle performance di qualità contrattuale in ciascun anno di valutazione*" della RQSII, ai fini del relativo miglioramento;
    - oneri di cui alla componente Op^a_{Social}, connessi con l'eventuale erogazione del bonus idrico integrativo, destinato ad agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione di settore, nonché agli interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3 lett. a) dell'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, n. 311/2019/R/idr[67];

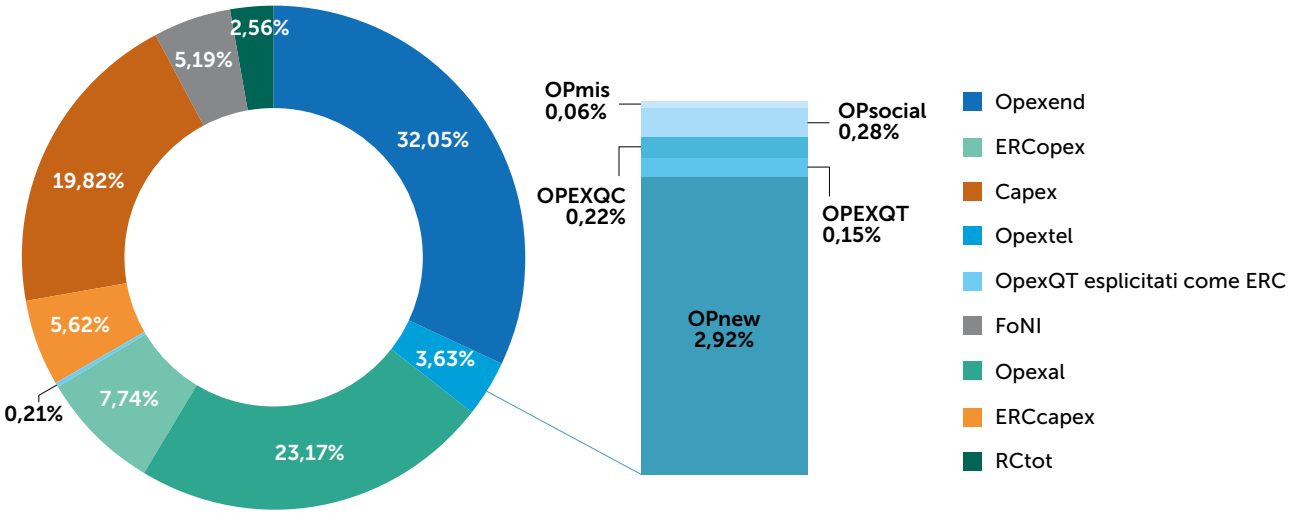
66 I costi operativi aggiornabili ($Opex^a_{al}$) comprendono i costi dell'energia elettrica (inclusivi, a partire dal 2024, della eventuale valorizzazione economica dell'energia elettrica autoprodotta e consumata dal gestore del SII, che può essere quantificata ai sensi del MTI-4 a condizione che i costi di produzione associati, ivi compresi quelli di capitale, non trovino copertura in altre componenti tariffarie), i costi degli acquisti all'ingrosso, oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi di depurazione ($CO^a_{\Delta fanghi}$), altre componenti di costo operativo (tra cui spese di funzionamento dell'Ente di governo dell'ambito, oneri di morosità calcolati in modo parametrico secondo quanto disposto dall'Autorità, oneri locali).

67 In particolare, la disposizione prevede che, con riferimento all'utenza domestico residente, in caso di mancato pagamento di fatture che complessivamente non superino di tre volte l'importo pari al corrispettivo annuo dovuto relativo al volume della fascia agevolata e/o nel caso in cui il medesimo utente non sia destinatario di procedure di costituzione in mora, le spese per la procedura di limitazione sono poste a carico del gestore e ammesse a riconoscimento tariffario secondo i criteri stabiliti dall'Autorità.

  - oneri aggiuntivi per favorire l'implementazione delle misure tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e per consentire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti, anche alla luce delle nuove disposizioni recate dalla delibera 21 dicembre 2021, n. 609/2021/R/idr per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato (Op^a_{mis});
- costi ambientali e della risorsa, per la parte specificatamente riferita ai costi operativi, ERC^a_{Opex} (8,0%), inclusivi di oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera n. 917/2017/R/idr esplicitati come ERC. Si evidenzia che una quota pari a circa l'1% degli ERC^a_{Opex} è stata classificata come Res^a_{Opex} riconducendola a specifiche misure connesse con la tutela e la produzione delle risorse idriche;

- il 25,4% del VRG^a è finalizzato alla copertura dei costi delle immobilizzazioni che, sulla base di quanto previsto nell'allegato A alla delibera n. 639/2023/R/idr, sono distinti nelle componenti $Capex^a$ (19,8%) ed ERC^a_{Capex} (5,6%), cui si aggiunge una quota del 5,2% a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza ($FoNI^a$). In particolare, una quota pari a circa il 44% degli ERC^a_{Capex} è stata ricondotta ai costi della risorsa (Res^a_{Capex}), che – ai sensi del MTI-4 – comprendono anche quelli riferibili al potenziamento e alla messa in sicurezza degli invasi e degli impianti di potabilizzazione, alla costruzione di sistemi di monitoraggio quali-quantitativo della risorsa, nonché a opere idrauliche per il mantenimento antierosivo del suolo al fine di contrastare l'interramento degli invasi;
- il 2,6% del VRG^a è destinato al recupero (in sede di conguaglio, RC^a_{TOT}) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

FIG. 5.81 *Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2025)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Da un'analisi maggiormente dettagliata della composizione del vincolo ai ricavi, emergono alcuni elementi di continuità con quanto illustrato nelle passate edizioni. In particolare, rispetto ai dati riportati nella precedente

Relazione Annuale[68], risulta una lieve riduzione dell'incidenza dei costi di natura operativa (comprensivi di quelli esplicitati come costi ambientali e della risorsa) rispetto al VRG^a complessivo (66,8%). Circa la metà di tali oneri è riconducibile a specifiche finalità, precisate in ambito ERC^a, $Opex^a_{tel}$ o $Opex^a_{al}$, in conseguenza del dispiegarsi della regolazione varata dall'Autorità che permette una migliore qualificazione delle componenti di costo rispetto alle finalità cui le medesime sono rivolte.

Per quanto concerne la quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture, si rileva – rispetto alla annualità precedente – una sostanziale stabilità del peso (pari al 25,4%) della componente $Capex^a$, inclusa la parte esplicitata come ERC^a, e una maggiore incidenza della quota del VRG^a destinata a rappresentare un'anticipazione per il finanziamento dei nuovi investimenti prioritari individuati nel territorio di pertinenza ($FoNI^a$), con un peso in aumento (dal 4,6% del 2024 al 5,2% del 2025).

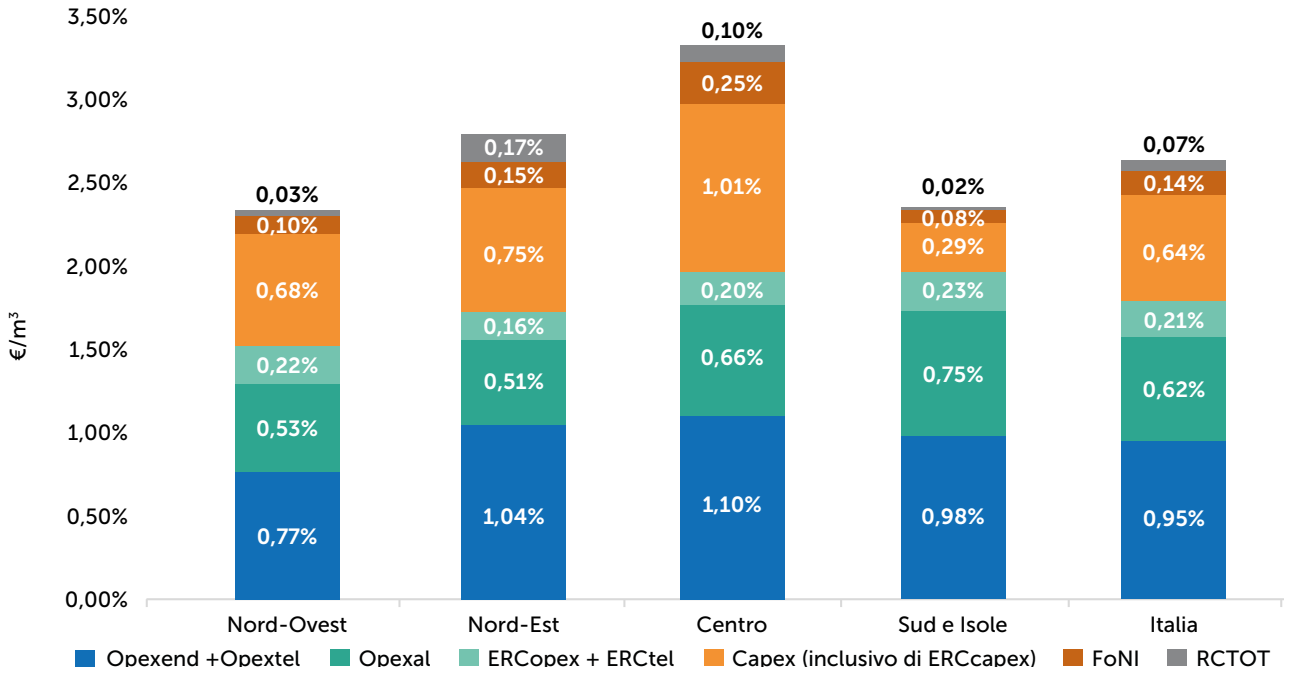
Infine, con riguardo alla quota relativa alla componente Rc^a_{TOT} (con un peso del 2,6% sul VRG^a del 2025), si evidenzia una maggiore incidenza rispetto all'1,6% del 2024, anche in considerazione del diffuso recupero dei conguagli già approvati per le pregresse annualità, in coerenza con le previsioni introdotte nel MTI-4 volte a contenere l'entità dei costi ammissibili rinviati a periodi futuri (limitando la possibilità di recupero dei conguagli nelle annualità successive al 2029, di norma, ai soli casi in cui tale differimento sia motivato dalla necessità di rispettare il previsto limite di crescita annuale al moltiplicatore tariffario).

Come per le passate edizioni, nella presente *Relazione Annuale* sono rappresentati congiuntamente sia la composizione del VRG^a per volumi erogati, sia l'eterogeneità dei costi unitari del servizio nelle diverse aree del Paese, per porre in rilievo alcune delle evidenze che hanno ormai assunto il carattere della continuità[69]. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG^a unitario mostrata nella figura 5.82, il minor valore medio del VRG^a per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 2,33 euro/m³, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (1,01 euro/m³), il valore medio unitario del VRG^a si attesta a 3,33 euro/m³. Con riferimento ai costi operativi, considerando complessivamente gli $Opex^a_{end}$, gli $Opex^a_{tel}$ e gli $Opex^a_{al}$, il valore medio nazionale è pari a 1,57 euro/m³, compreso tra il valore medio di 1,30 euro/m³ nell'area Nord-Ovest e di 1,76 euro/m³ nel Centro.

68 I dati presentati nella *Relazione Annuale* 2025 afferiscono a un campione di 156 operatori che servono 48.779.140 abitanti. Per il 2024, il VRG^a era così composto: per il 67,7% da costi operativi (inclusivi di $Opex^a$ e ERC^a_{Opex}); per il 26,1% da costi delle immobilizzazioni (inclusivi di $Capex^a$ e ERC^a_{Capex}); per il 4,6% da $FoNI^a$; per l'1,6% da Rc^a_{TOT}.

69 Nelle analisi svolte sulla composizione del VRG per volumi erogati e sui costi unitari del servizio sono stati espunti i tredici operatori all'ingrosso e due *outlier*.

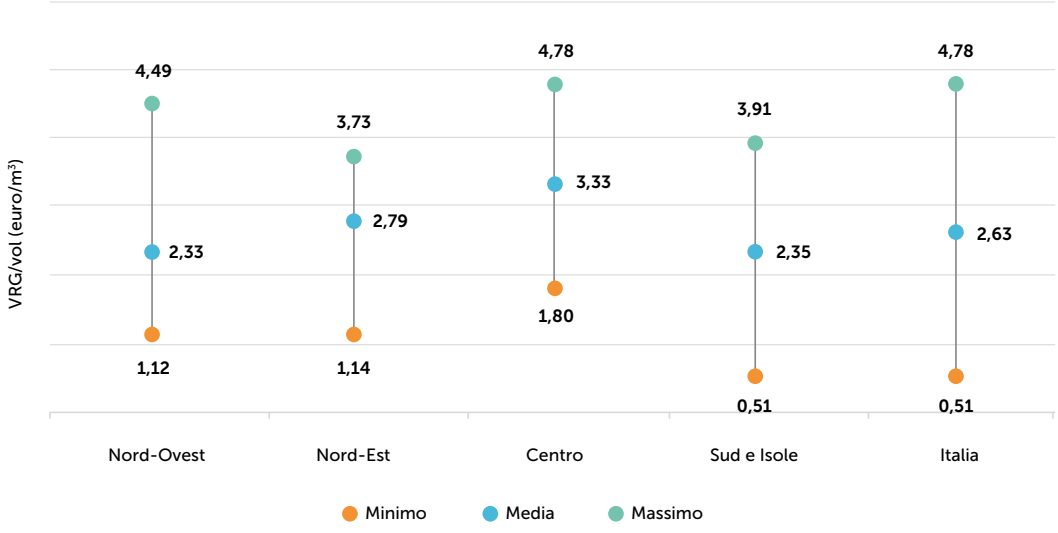
FIG. 5.82 *Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Risulta pertanto confermata la presenza dei rilevanti, e più volte citati, divari tra i costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario nelle diverse aree del Paese (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza). Tali differenze si rinvengono anche tra i valori minimi e i valori massimi registrati nell'ambito della medesima area geografica (Fig. 5.83): a livello nazionale, il VRG^a per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 2,63 euro/m³) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Sud e Isole) di 0,51 euro/m³ e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 4,78 euro/m³.

FIG. 5.83 *Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

L'Autorità, confermando il meccanismo di efficientamento introdotto con delibera n. 580/2019/R/idr, ha previsto anche per il quarto periodo regolatorio l'impiego del modello di promozione dell'efficienza gestionale definendo delle regole di riconoscimento dei costi operativi endogeni basati sulla ripartizione in *cluster* delle gestioni (TAV. 5.5)[70], che avviene in ragione di un confronto tra il costo operativo effettivo del gestore e il corrispondente costo stimato risultante dall'applicazione del modello statistico elaborato dall'Autorità.

Il posizionamento nella matrice dei *cluster* determina il livello di *sharing* annuale ($1+\gamma_{i,j}^{OP}$) da applicare alla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nell'annualità 2020 e il costo operativo efficientabile risultante dal bilancio del gestore della medesima annualità ($\Delta Opex$), solo se tale valore assume segno positivo. In sede di prima approvazione, per ciascun anno del periodo regolatorio 2024-2029, ai fini del riconoscimento degli $Opex_{end}^{a}$, la quota così calcolata viene decurtata dalla componente $Opex_{end}^{2022}$ opportunamente inflazionata.

TAV. 5.5 *Matrice dei cluster per la definizione dei* $\gamma_{i,j}^{OP}$

Classe (i) COSTO OPERATIVO *PRO CAPITE*, $\frac{CO_{TOT}^{S}}{pop+0.25\,pop_{flut}}$		Cluster (j) COSTO OPERATIVO STIMATO *PRO CAPITE*, $\frac{CO_{TOT}^{S}}{pop+0.25\,pop_{flut}}$		
		CLUSTER A $0 < \frac{CO_{TOT}^{S}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 74$	**CLUSTER B** $74 < \frac{CO_{TOT}^{S}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 90$	**CLUSTER C** $90 < \frac{CO_{TOT}^{S}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 116^{*}$
Classe A	$\frac{CO_{TOT}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 74$	$\gamma_{A,A}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{A,B}^{OP} = -1$	$\gamma_{A,C}^{OP} = -1$
Classe B_1	$74 < \frac{CO_{TOT}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 82$	$\gamma_{B1,A}^{OP} = -\frac{7}{8}$	$\gamma_{B1,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B1,C}^{OP} = -1$
Classe B_2	$82 < \frac{CO_{TOT}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 90$	$\gamma_{B2,A}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{B2,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B2,C}^{OP} = -1$
Classe C_1	$90 < \frac{CO_{TOT}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 103$	$\gamma_{C1,A}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C1,B}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{C1,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
Classe C_2	$103 < \frac{CO_{TOT}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 116$	$\gamma_{C2,A}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C2,B}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C2,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
Classe C_{over}	$\frac{CO_{TOT}}{pop+0.25\,pop_{flut}} \leq 116$	$\gamma_{C_{over},A}^{OP} = 0$	$\gamma_{C_{over},B}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C_{over},C}^{OP} = -\frac{7}{8}$

Fonte: Allegato A alla delibera ARERA n. 639/2023/R/idr (comma 18.1).

Da un'analisi dei dati trasmessi per i gestori ricompresi nel campione di riferimento, è risultato che lo strumento ha trovato attivazione – in quanto il $\Delta Opex$ è risultato positivo – nelle predisposizioni tariffarie di 44 gestori, che servono 21.199.450 abitanti. I menzionati gestori – sulla base del *cluster* di costo operativo stimato *pro capite* e della classe di costo operativo *pro capite* in cui i medesimi ricadono – si distribuiscono nell'ambito della matrice di cui al comma 18.1 del MTI-4 come rappresentato in tavola 5.6.

70 Per una rappresentazione dettagliata della stima della frontiera di costo si rimanda all'art. 18 del MTI-4.

TAV. 5.6 *Distribuzione dei gestori tra i Cluster di costo operativo stimato e le Classi di costo operativo della matrice di cui all'allegato A alla delibera ARERA n. 639/2023/R/idr*

		Cluster (j) di costo operativo stimato *pro capite*					
		Cluster A		Cluster B		Cluster C	
		GESTORI (n.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTORI (n.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTORI (n.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)
Classe (i) di costo operativo *pro capite*	Classe A	12	7.180.585	-	-	-	-
	Classe B_1	5	6.870.115	1	1.689	-	-
	Classe B_2	4	1.534.893	2	629.927	-	-
	Classe C_1	1	808.495	1	153.190	5	465.330
	Classe C_2	1	607.740	4	1.573.170	2	268.447
	Classe C_{over}	-	-	-	-	6	1.105.869
		23	**17.001.828**	**8**	**2.357.976**	**13**	**1.839.646**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

L'ammontare complessivo della decurtazione da applicare alla componente $Opex_{end}^{2022}$ è risultato, per l'anno 2025, pari a circa 22,2 milioni di euro e corrispondente a circa 1,7% della componente tariffaria di riferimento. Tale decurtazione, rispetto al valore del $\gamma_{i,j}^{OP}$, è riportata nella tavola 5.7. Si ritiene opportuno esplicitare che le risorse in questione (che i gestori sono tenuti a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali) sono volte – ai sensi di quanto, da ultimo, esplicitato nella delibera n. 639/2023/R/idr – ad alimentare il Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato di cui all'art. 36-bis del MTI-3. In MTI-4 è stato disciplinato un primo impiego delle risorse del Fondo citato, per incentivare (tramite l'attribuzione di premialità) il riutilizzo delle acque reflue depurate (incentivo al riuso nel rispetto del principio di "*Water Conservation*") e la riduzione delle quantità di energia elettrica acquistata (incentivando il risparmio energetico e/o l'autoproduzione di energia).

TAV. 5.7 *Ammontare della decurtazione degli* $Opex_{end}^{2022}$ *distinto per valore dei* $\gamma_{i,j}^{OP}$ *(anno 2025)*

$\gamma_{i,j}^{OP}$	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$(1 + \gamma_{i,j}^{OP})$* max {0; $\Delta Opex$ } (EURO)	INCIDENZA SU $Opex_{end}^{a}$
- 9/10	22	8.545.978	3.769.833	1,0%
- 7/8	11	7.975.984	9.707.052	1,8%
- 5/6	5	1.688.083	1.618.380	1,2%
- 3/4	5	2.381.665	5.270.061	2,6%
- 1/2	1	607.740	1.869.800	4,5%
TOTALE	**44**	**21.199.450**	**22.235.127**	**1,7%**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con il MTI-4 l'Autorità ha confermato la facoltà per il soggetto competente di ricomprendere nell'ambito delle pertinenti proposte tariffarie (motivandone adeguatamente i presupposti) eventuali oneri aggiuntivi connessi con specifiche finalità, $Opex^{a}_{tel}$, rispetto a quelli ricompresi nelle componenti $Opex^{a}_{end}$ e $Opex^{a}_{al}$. Nel prosieguo della presente sezione verranno esaminate alcune delle componenti tariffarie che, nell'ambito delle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio, sono state incluse tra gli $Opex^{a}_{tel}$ e in particolare gli $Opex^{a}_{QT}$ (TAV. 5.8), gli Op^{a}_{Social} (TAV. 5.9) e gli OP^{a}_{mis} (TAV. 5.10)[71]. Rispetto alle rappresentazioni fornite, si ribadisce che i dati qui esposti derivano da un campione inclusivo di gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato i pertinenti atti di approvazione delle proposte tariffarie trasmesse.

Gli oneri aggiuntivi (in termini di costi operativi) per l'adeguamento agli standard di qualità tecnica ($Opex^{a}_{QT}$) – quantificati dai competenti Enti di governo per 74 gestioni, che erogano il servizio a 38.391.258 abitanti – ammontano complessivamente a circa 37,2 milioni di euro per l'anno 2025 (corrispondenti a 1,0 euro/abitante), con una quota prevalente esplicitata come ERC^{a} (57,8%), come si evince dalla tavola 5.8, in sostanziale continuità con quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale*.

TAV. 5.8 *$Opex^{a}_{QT}$ per l'anno 2025*

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE $Opex^{a}_{QT}$ (2025, EURO)		TOTALE $Opex^{a}_{QT}$ (inclusa quota *ERC*) (2025, EURO *PRO CAPITE*)
			$Opex^{a}_{QT}$ (2025, EURO)	$Opex^{a}_{QT}$ ESPLICITATI COME ERC^{a} (2025, EURO)	
Nord-Ovest	20	12.148.667	3.800.283	11.418.783	1,3
Nord-Est	21	8.126.433	3.550.532	2.375.165	0,7
Centro	18	9.740.880	5.067.817	6.361.654	1,2
Sud e Isole	15	8.375.278	3.278.480	1.381.907	0,6
ITALIA	**74**	**38.391.258**	**15.697.112**	**21.537.509**	**1,0**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.9 *Op^{a}_{Social} in tariffa per l'anno 2025*

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE Op^{a}_{Social} (2025, EURO)		TOTALE Op^{a}_{Social} (inclusa quota *ERC*) (2025, EURO *PRO CAPITE*)
			Op^{a}_{Social} PER BONUS IDRICO INTEGRATIVO (2025, EURO)	Op^{a}_{Social} PER LIMITAZIONI EX COMMA 7.3 LETT. A) REMSI (2025, EURO)	
Nord-Ovest	19	10.793.807	7.393.227	522.319	0,7
Nord-Est	20	6.412.514	5.536.890	14.538	0,9
Centro	14	9.514.130	11.425.246	178.995	1,2
Sud e Isole	6	3.530.490	3.017.230	249.407	0,9
ITALIA	**59**	**30.250.941**	**27.372.593**	**965.258**	**0,9**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

71 Per una disamina degli oneri connessi con l'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, $Opex^{a}_{QC}$, si rinvia al paragrafo "Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale" del presente Volume.

La tavola 5.9 è riferita, invece, alla componente tariffaria OP^a_{Social} (valorizzata, nelle predisposizioni tariffarie del 2025, per 59 gestioni che servono 30.250.941 abitanti) e ne riporta il dettaglio per area geografica. Le risorse destinate ad agevolazioni tariffarie migliorative rispetto a quelle minime previste dalla regolazione nazionale (c.d. bonus idrico integrativo), nonché, con riferimento alla disciplina della morosità, quelle (di entità più contenuta) riferite ai costi per l'intervento di limitazione associabile ai casi di cui al comma 7.3 lett. a) dell'allegato A alla delibera n. 311/2019/R/idr (REMSI), ammontano complessivamente a circa 28,3 milioni di euro nel 2025 (corrispondenti a 0,9 euro/abitante).

Infine, per un numero più contenuto di gestori è stato fatto ricorso alla facoltà di valorizzare gli oneri (OP^a_{mis}) connessi con l'implementazione di misure per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti (TAV. 5.10). Gli oneri in parola sono stati quantificati in 27 proposte tariffarie, con un ammontare complessivo riconosciuto nella tariffa del 2025 pari a 5,8 milioni di euro (circa 0,4 euro per abitante servito).

TAV. 5.10 *OP^a_{mis} in tariffa per l'anno 2025*

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	OP^a_{mis} (2025, EURO)	OP^a_{mis} (2025, EURO *PRO CAPITE*)
Nord-Ovest	8	4.649.813	2.641.583	0,6
Nord-Est	3	1.475.026	239.261	0,2
Centro	11	7.021.596	2.076.448	0,3
Sud e Isole	5	1.779.390	850.681	0,5
ITALIA	**27**	**14.925.826**	**5.807.974**	**0,4**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Misure per la sostenibilità energetica e ambientale nel MTI-4

Tra gli elementi ormai stabilmente introdotti nella regolazione tariffaria rientrano le misure orientate alla sostenibilità energetica e ambientale, nel solco della crescente attività legislativa promossa dalla Commissione europea in termini di promozione dell'efficienza energetica, in materia di trattamento dei rifiuti e di riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica nell'ambiente. L'Autorità ha infatti promosso, a partire dalla delibera n. 580/2019/R/idr, quattro assi principali che identificano obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale identificando le seguenti misure necessarie:

- efficienza energetica nelle attività e nelle infrastrutture qualora non riconducibile al servizio idrico integrato;
- riduzione dell'utilizzo della plastica mediante la promozione del consumo di acqua potabile anche tramite l'installazione di fontanelle;
- recupero di energia – elettrica e termica – e di materie prime mediante impianti o specifici trattamenti integrati nelle infrastrutture idriche, nonché diffusione di energia da fonti rinnovabili per l'alimentazione degli impianti del servizio idrico integrato;

- riuso dell'acqua trattata (per esempio ai fini agricoli e industriali) al fine di promuovere una maggiore razionalizzazione della risorsa in particolare in contesti caratterizzati da fenomeni di siccità.

In termini di vincolo ai ricavi dei gestori, le citate misure hanno comportato, tra le varie: *i*) il riconoscimento, nella componente a copertura dei margini derivanti dalle altre attività idriche, di uno *sharing* maggiore a favore del gestore in presenza di misure innovative, caratterizzate da multi settorialità, che rispondono ai citati obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale (definite come "Attività b_2"); *ii*) la previsione, nell'ambito di applicazione della componente a copertura dei costi di energia elettrica, di un fattore di *sharing* in funzione del risparmio energetico conseguito dagli operatori.

Alcune delle evidenze emerse sulla base dei dati del campione di riferimento sono rappresentate nella tavola 5.11 e nella tavola 5.12.

Nello specifico, per quanto concerne le "Attività b_2", dalle predisposizioni tariffarie relative al 2025 emerge che, complessivamente, la misura ha riguardato 33 gestioni del campione (che servono una popolazione pari a 17.411.961 abitanti), rendicontando almeno una voce di costo o di ricavo (di entità significativa) afferente alle "Attività b_2".

TAV. 5.11 *Costi e ricavi delle Attività b_2 valorizzati in tariffa 2024*

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	RIDUZIONE UTILIZZO PLASTICA		RECUPERO ENERGIA E MATERIE PRIME		RIUSO ACQUA TRATTATA	
			COSTI 2025 (EURO)	RICAVI 2025 (EURO)	COSTI 2025 (EURO)	RICAVI 2025 (EURO)	COSTI 2025 (EURO)	RICAVI 2025 (EURO)
Nord-Ovest	12	8.338.235	2.594.386		759.417		5.132.582	
Nord-Est	9	3.249.058	1.085.988		579.708		118.000	
Centro	10	4.321.543	3.687.142		1.041.156		0	
Sud e Isole	2	1.503.125	0		0		40.955	
ITALIA	**33**	**17.411.961**	**7.367.517**		**2.380.281**		5.291.537	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per quanto concerne il riconoscimento di un fattore di *sharing* in ragione del risparmio energetico conseguito dai gestori, dalla tavola 5.12 si rileva che la misura ha riguardato 102 gestori (che servono 38.422.619 abitanti) e che il risparmio del costo conseguente a un contenimento della quantità di energia elettrica complessivamente consumata per la gestione del SII (a parità di condizioni impiantistiche e di perimetro), $\Delta^{new,a}_{Risparmio}$, incide complessivamente per l'1,47% rispetto ai costi di energia elettrica ammessi a riconoscimento tariffario (nell'annualità precedente l'incidenza era dell'1,89%). In aggregato il valore dei risparmi conseguiti è di circa 14,8 milioni di euro, corrispondenti a circa 0,35 euro per abitante servito.

TAV. 5.12 *Ripartizione del* $\Delta^{new,a}_{Risparmio}$ *per area geografica, anno 2025*

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$\Delta^{new,a}_{Risparmio}$ 2025 (EURO)	INCIDENZA MEDIA $\Delta^{new,a}_{Risparmio}$ SU CO^{a}_{EE}
Nord-Ovest	34	12.300.244	3.467.287	1,13%
Nord-Est	28	8.028.083	2.064.262	1,12%
Centro	22	9.406.959	3.842.380	1,53%
Sud e Isole	18	8.687.332	5.381.216	2,03%
ITALIA	**102**	**38.422.619**	**14.755.146**	**1,47%**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Le proposte tariffarie per il quarto periodo regolatorio trasmesse all'Autorità hanno fatto rilevare un più efficace impiego delle menzionate misure rispetto alle precedenti annualità, anche considerando che l'Autorità medesima – in sede di definizione del MTI-4 – ha introdotto accorgimenti tali da consentire che le potenzialità delle stesse potessero essere meglio esplicate nell'ottica di economia circolare nel settore e di sostenibilità ambientale del comparto idrico.

Peraltro, come sopra anticipato, con il MTI-4 sono stati introdotti due fattori premiali ($Pr\ e\ mio_{RIU,i}$ e $Pr\ e\ mio_{ENE,i}$), a valere sulle risorse del Fondo per la promozione dell'innovazione, da attribuire al gestore i-esimo (in ragione dell'operato del medesimo nel primo biennio 2024-2025 del quarto periodo regolatorio) per il quale risulti:

- un contenimento dell'indicatore "*RIU-Quota dei volumi depurati destinabili al riutilizzo ma non destinati a tale finalità*", definendo obiettivi di miglioramento/mantenimento differenziati in ragione del livello di partenza;
- una riduzione di almeno il 5% dell'indicatore "*ENE- quantità di energia elettrica acquistata*" (assumendo come base per il confronto il valore medio annuale dell'energia elettrica acquistata nel periodo 2020-2023), in tal modo incentivando il risparmio energetico e/o l'autoproduzione di energia[72].

Variazioni tariffarie e investimenti

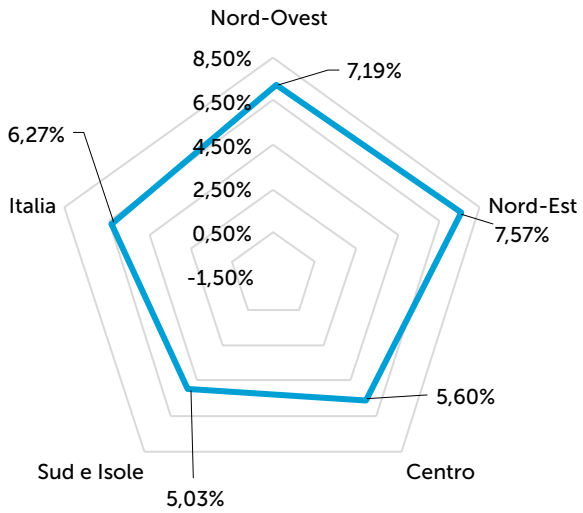
Con riguardo al campione di gestori di riferimento, di 170 operatori che servono 53.969.154 abitanti (solo alcuni dei quali, come sopra evidenziato, risultano già stati interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori), si rileva che, a livello nazionale – in osservanza dei limiti di prezzo fissati dalla regolazione (rilassati, per il quarto periodo regolatorio, per salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni anche a fronte degli eccezionali accadimenti intervenuti, come la spinta inflazio-

72 Dall'analisi delle proposte tariffarie trasmesse per il quarto periodo regolatorio, l'autoproduzione di energia si riscontra per circa un terzo degli operatori del campione, di cui un grossista e 18 gestori (per una popolazione servita di 7,4 milioni di abitanti) hanno fatto ricorso alla possibilità prevista dal MTI-4 di ricomprendere nella componente di costo per l'energia elettrica (CO^{a}_{EE}) la valorizzazione economica dell'energia elettrica autoprodotta e consumata dal gestore, non trovando i costi di produzione associati (ivi compresi quelli di capitale) copertura in altre componenti tariffarie.

nistica, in parte legata anche all'incremento dei costi dell'energia) – la variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2025, rispetto all'anno precedente, risulta pari al 6,27%.

Le variazioni rilevate nelle diverse aree del Paese mostrano una certa eterogeneità: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari a +5,03% nell'area Sud e Isole, a +5,60% nel Centro, a +7,57% nel Nord-Est, e a+7,19% nel Nord-Ovest (Fig. 5.84).

FIG. 5.84 *Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come mostrato dalla tavola 5.13, tenuto conto delle scelte compiute dagli Enti di governo in ordine alla collocazione nella matrice di schemi, le variazioni annuali delle tariffe per gli anni 2024 e 2025 risultano pari (o prossime) al limite di prezzo fissato dalla regolazione soprattutto per alcune delle gestioni interessate da un rilevante fabbisogno di investimenti (programmati anche al fine di perseguire i nuovi obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera n. 637/2023/R/idr, tra cui quelli connessi con il potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici) rispetto al valore delle infrastrutture esistenti (operatori che si collocano nella seconda riga della citata matrice di schemi regolatori, *Schemi IV*, *V* e *VI*).

TAV. 5.13 *Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie approvate dagli Enti competenti per il primo biennio (2024-2025) del quarto periodo regolatorio*

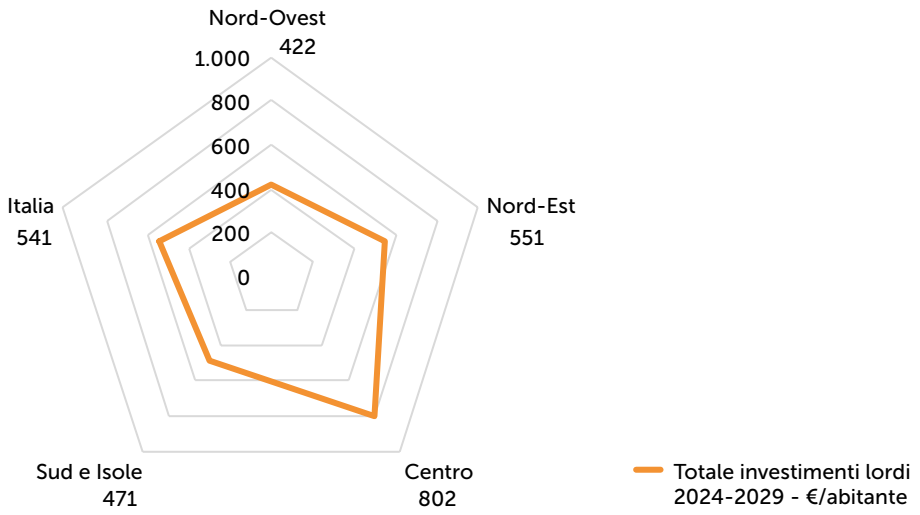
REGIONE	SCHEMI I, II, III				SCHEMI IV, V, VI			
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA	
			2024	2025			2024	2025
Abruzzo	-	-	-	-	6	1.303.076	9,9%	9,9%
Basilicata	-	-	-	-	1	484.409	3,0%	3,0%
Calabria	1	125.851	7,5%	7,5%	2	1.965.828	4,2%	7,1%
Campania	-	-	-	-	16	4.154.451	2,5%	4,4%
Emilia-Romagna	3	489.027	5,9%	5,9%	16	3.899.736	9,7%	8,0%
Friuli-Venezia Giulia	-	-	-	-	6	1.174.070	3,8%	3,9%
Lazio	-	-	-	-	7	5.435.768	7,5%	7,4%
Liguria	4	142.781	6,5%	6,6%	6	1.465.562	5,7%	6,5%
Lombardia	4	85.096	7,5%	7,4%	18	10.098.517	8,1%	7,1%
Marche	-	-	-	-	12	1.477.811	7,6%	5,5%
Molise	-	-	-	-	3	290.763	9,0%	9,1%
Piemonte	6	385.724	5,6%	5,3%	12	3.878.581	8,8%	8,0%
Puglia	-	-	-	-	1	3.898.461	3,3%	3,8%
Sardegna	-	-	-	-	6	1.531.320	0,1%	1,6%
Sicilia	7	359.800	6,7%	6,7%	8	2.385.105	6,4%	5,5%
Toscana	-	-	-	-	8	3.485.554	3,5%	2,5%
Umbria	-	-	-	-	3	850.672	7,0%	7,0%
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	-	-	-	-	14	4.601.190	8,4%	8,3%
ITALIA	25	1.588.280	6,3%	6,2%	145	52.380.874	6,5%	6,3%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione (che considera – rispetto al *panel* di riferimento della *Relazione Annuale* 2025 – anche le pianificazioni delle ulteriori gestioni, prevalentemente collocate nell'area Sud e Isole, per cui la predisposizione tariffaria è stata trasmessa più di recente), gli investimenti programmati per il periodo 2024-2029 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini *pro capite*, pari a 541 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 90 euro/abitante/anno, in aumento rispetto al valore annuale di 69 euro/abitante/anno che ha caratterizzato il terzo periodo regolatorio 2020-2023); il valore più elevato si riscontra nell'area del Centro, con 802 euro/abitante per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (Fig. 5.85). Questo risultato tiene conto del recepimento nei programmi degli interventi (di cui il piano delle opere strategiche costituisce parte integrante e sostanziale) dei progetti già finanziati dalle risorse pubbliche stanziate nell'ambito degli strumenti

del *Next Generation EU*, mentre – a partire dal 2026 – sarà oggetto di aggiornamento anche alla luce dell'esito delle procedure di selezione di interventi ammessi a beneficiare di risorse pubbliche giunte a conclusione in data successiva a quella di prima predisposizione tariffaria (nell'ambito degli strumenti del citato *Next Generation EU* e del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza del settore idrico, PNIISSI, nonché del Regime di sovvenzioni per gli investimenti in infrastrutture idriche[73]). .

FIG. 5.85 *Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il periodo 2024-2029*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

La spesa per investimenti relativa al campione di 170 operatori che servono 53.969.154 abitanti ammonta complessivamente (considerando anche la disponibilità di fondi pubblici) a 29,6 miliardi di euro per i sei anni del quarto periodo regolatorio, passando da 4,7 miliardi di euro nel 2024, a 6,1 miliardi di euro nel 2025, per poi registrare una flessione (anche conseguente a una progressiva contrazione dei finanziamenti pubblici disponibili al momento di redazione delle predisposizioni tariffarie) per le annualità successive (per cui la programmazione degli interventi – come sopra anticipato – sarà comunque oggetto di aggiornamenti a cadenza biennale, a partire dal 2026), attestandosi a 5,3 miliardi di euro nel 2026, a 4,8 miliardi di euro nel 2027, a 4,6 miliardi di euro nel 2028 e a 4,1 miliardi di euro nel 2029 (Fig. 5.86).

Tra l'altro, l'Autorità ha evidenziato – da ultimo nella Relazione 26/2026/I/idr – come diversi contesti gestionali risultino interessati da avvicendamenti gestionali in corso (con il protrarsi delle relative procedure) o di imminente avvio: anche tali circostanze concorrono a pregiudicare la prosecuzione del *trend* di crescita degli investimenti sperimentato in passato. Più in dettaglio, dall'esame dei dati relativi al sopra citato campione di 170 operatori, è emersa una sostanziale differenza nell'ammontare della spesa per investimenti *pro capite* prevista nei documenti di programmazione adottati dai pertinenti Enti di governo a seconda della durata residua del relativo affidamento.

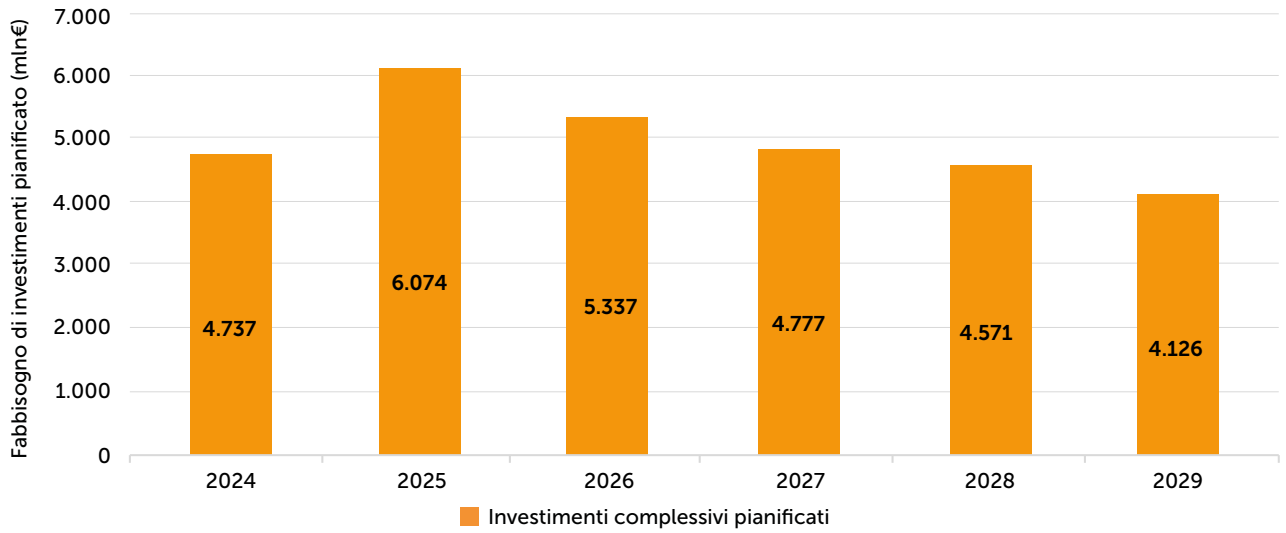
73 Decreto legge 19 febbraio 2026, n.19, come convertito dalla legge 20 aprile 2026, n. 50 e, in particolare, art. 24, recante "*Strumento finanziario nazionale per gli investimenti infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico – attuazione dell'Investimento 4.5 'Regime di sovvenzioni per gli investimenti in infrastrutture idriche' della Missione 2 – Componente 4 del PNRR*".

In particolare, si è riscontrato che: *i*) per 79 gestori[74], che servono circa 19 milioni di abitanti e la cui concessione scade entro l'anno 2030, gli investimenti programmati per il periodo 2024-2029 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – si attestano a circa 486 euro/abitante; *ii*) per i restanti 91 gestori, che servono circa 34,8 milioni di abitanti e la cui concessione scade oltre l'anno 2030, la corrispondente spesa pro capite si attesta a circa 584 euro per abitante servito.

Considerando il valore medio degli investimenti programmati *pro capite* (541 euro/abitante per il quarto periodo regolatorio, di cui alla figura 5.85), il contesto appena delineato consente di rilevare un potenziale inespresso di interventi previsti (ascrivibile proprio alle situazioni interessate da imminenti avvicendamenti gestionali) per circa 1 miliardo di euro, considerando l'intero periodo regolatorio 2024-2029.

Tali evidenze denotano l'urgenza di perseguire *iter* rapidi per la selezione di affidatari dotati di adeguate capacità tecniche e gestionali, che possano proseguire il *trend* di sviluppo infrastrutturale del servizio idrico, promuovendo anche pratiche innovative e sempre maggiore qualità nella gestione della risorsa, a maggior ragione in un contesto nel quale l'effetto dovuto al recepimento delle linee di finanziamento del PNRR andrà progressivamente a esaurirsi.

FIG. 5.86 *Trend degli investimenti complessivi pianificati per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 per il panel di gestori di riferimento (milioni di euro)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione per schemi regolatori *pro tempore* vigente, l'Autorità ha condotto, come di consueto, specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2022 e 2023 (biennio per cui – in sede di aggiornamento biennale – era stata

74 Nel *panel* è presente il gestore unico della Puglia, per il quale il termine del relativo affidamento – al momento di prima predisposizione tariffaria per il quarto periodo regolatorio – era previsto al 31 dicembre 2025. Gli effetti, in termini di investimenti programmati, conseguenti alla nuova assegnazione del servizio al medesimo gestore (fino al 2045) saranno valutabili a seguito della trasmissione dell'aggiornamento della predisposizione tariffaria a partire dal 2026.

peraltro riscontrata la programmazione di una quota aggiuntiva di investimenti, rivedendo al rialzo il fabbisogno pianificato in sede di prima approvazione ai sensi del MTI-3).

Sulla base dei dati comunicati nell'ambito delle predisposizioni tariffarie trasmesse per il quarto periodo regolatorio, le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno confermato una diffusa capacità di realizzazione degli investimenti programmati (pur con una certa variabilità fra le gestioni del *panel*). Il tasso di realizzazione[75] è risultato pari al 95% nel 2022 e all'86% nel 2023, con valori più contenuti per i gestori operanti nell'area Sud e Isole (come emerge anche dalle predisposizioni tariffarie trasmesse più di recente, nel corso del 2025), per i quali sembrano permanere talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi (TAV. 5.14). Si ritiene opportuno evidenziare che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso".

TAV. 5.14 *Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2022-2023*

AREA GEOGRAFICA	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2022	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2023
Nord-Ovest	97%	103%
Nord-Est	109%	105%
Centro	100%	97%
Sud e Isole	69%	60%
ITALIA	95%	86%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Articolazione dei corrispettivi

Con la delibera 28 settembre 2017, n. 665/2017/R/idr e il relativo allegato A (di seguito: TICSI), l'Autorità, nell'ottica di garantire la trasparenza, l'*accountability* e la *cost-reflectivity* del settore, ha definito i criteri alla base delle strutture dei corrispettivi applicati agli utenti, ai fini di un progressivo riordino delle previgenti articolazioni tariffarie, per una omogeneizzazione delle stesse in termini di razionalizzazione delle tipologie d'uso.

In particolare, con riferimento specifico all'utenza domestica residente, l'Autorità, all'art. 3, comma 3.4, lett. a), del TICSI, aveva introdotto un meccanismo graduale che prevedeva, in sede di prima applicazione della nuova disciplina, l'adozione di tariffe per tale categoria secondo un criterio di tipo *pro capite* standard (ossia considerando un'utenza domestica residente tipo di tre componenti), nelle more del completamento di un set infor-

75 In particolare, il tasso di realizzazione tiene conto del fabbisogno di investimenti pianificato per ciascun anno t (IP_t^{exp}) e degli investimenti realizzati in ciascun anno *t*, calcolati considerando:
- l'incremento del valore delle immobilizzazioni di categoria c risultante dalle fonti contabili $IP_{t,c}$ (inclusivo del valore dei contributi a fondo perduto CFP_t);
- la spesa sostenuta per l'avanzamento delle opere classificate come "lavori in corso", ossia la variazione del saldo delle immobilizzazioni in corso rispetto all'anno precedente (ΔLIC_t).

mativo necessario all'applicazione di tariffe *pro capite* puntuali. A partire dal 1° gennaio 2022, rilevano invece le previsioni di cui all'art. 3, comma 3.4, lett. b), del TICSI, che introducono, per l'utenza domestica residente, tariffe *pro capite* basate sull'effettiva numerosità dei componenti il nucleo famigliare di ciascuna utenza. L'Autorità, nel corso delle attività istruttorie svolte in sede di approvazione delle proposte tariffarie presentate per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, ai sensi del MTI-4, richiede stabilmente ai soggetti competenti conferma che siano effettivamente concluse le attività di acquisizione, nonché le procedure per il periodico aggiornamento, delle informazioni e dei dati all'uopo necessari, richiedendo all'EGA di monitorare le attività poste in essere dal gestore per superare, laddove ravvisate, le criticità applicative in ordine alla mancata disponibilità di banche dati opportunamente dettagliate.

Le analisi che seguono aggiornano, con le strutture in vigore nell'annualità più recente 2025, le elaborazioni descritte nelle scorse edizioni di *Relazione Annuale*, condotte sulle strutture dei corrispettivi adottate, in particolare, a partire dal 2022, secondo le previsioni di cui al citato comma 3.4, lett. b), del TICSI, e riguardano il medesimo campione di 63 operatori[76] che operano in 49 ATO/sub-ambiti e che servono circa 34,8 milioni di abitanti (TAV. 5.15), in continuità con le annualità precedenti. Come nelle precedenti analisi, qualora nell'ambito territoriale gestito siano previsti più di un bacino tariffario (in cui si applica la medesima articolazione), nel campione viene inclusa l'articolazione del bacino prevalente, laddove tale situazione caratterizza 19 gestioni (che servono complessivamente 7 milioni di abitanti dei 35,5 milioni del campione integrale considerando l'intero ambito). Rispetto alla precedente *Relazione Annuale*, la popolazione servita è stata aggiornata al 1° gennaio 2024, tenendo anche conto degli eventuali effetti del processo di graduale convergenza verso un'unica articolazione tariffaria di ambito, avviato anche alla luce della razionalizzazione della struttura dei corrispettivi attuata mediante il TICSI.

TAV. 5.15 *Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni)*

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB ATO (N)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTIONI (N)
Nord-Ovest	12	8.758.927	19
Nord-Est	15	8.691.492	21
Centro	14	8.200.411	14
Sud e Isole	8	9.138.352	9
TOTALE	49	34.789.182	63

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per ciascuna delle gestioni del campione è stata analizzata la struttura dei corrispettivi *pro capite* associata all'utenza domestica residente, prendendo a riferimento un'utenza tipo di tre componenti il nucleo famigliare. In particolare, la tavola 5.16 mostra la struttura media, ottenuta attraverso una media, ponderata per la popolazione, dei limiti inferiori e superiori di ciascuno scaglione.

76 Per 34 gestioni del medesimo campione (per una popolazione servita di circa 22,6 milioni di abitanti), l'Autorità ha concluso le relative istruttorie procedendo all'approvazione delle proposte tariffarie ai sensi del MTI-4.

TAV. 5.16 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2025 (valori medi)*

	SCAGLIONE A TARIFFA AGEVOLATA	SCAGLIONE A TARIFFA BASE	SCAGLIONE DI I ECCEDENZA	SCAGLIONE DI II ECCEDENZA	SCAGLIONE DI III ECCEDENZA
Minimo di scaglione (m³)	0	77	150	235	333
Max scaglione (m³)	76	149	234	332	
Popolazione residente (abitanti)	**34.789.182**	**34.789.182**	**33.329.888**	**24.808.363**	**24.808.363**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In particolare, la tavola 5.16 mostra che la fascia di consumo cui è associata una tariffa agevolata risulta in media più ampia (76 m³) di quella indicata nel TICSI, evidenziando come molti soggetti competenti abbiano fatto ricorso alla facoltà, introdotta dal provvedimento da ultimo richiamato, di individuare un'ampiezza della classe a tariffa agevolata superiore a quella minima definita dall'Autorità e fissata pari a 54,75 m³/anno per un'utenza domestica residente tipo composta da tre persone (tenuto conto del quantitativo minimo vitale di 50 litri/abitante/giorno, ossia 18,25 m³/abitante/anno). In coerenza con le previsioni del TICSI, infatti, la numerosità del nucleo famigliare incide sull'ampiezza degli scaglioni, estendendoli, nel caso di utenze numerose, e restringendoli, nel caso di utenze poco numerose, al fine di tener adeguatamente conto dell'utilizzo della risorsa idrica correlato all'effettiva esigenza legata alla numerosità del nucleo. In relazione a questo specifico aspetto, da un'analisi più di dettaglio sulle singole scelte di articolazione operate dai soggetti competenti, si osserva che, accanto a una maggioranza di gestioni che applicano un criterio di rigorosa proporzionalità nel dimensionare ciascuna fascia di consumo rispetto al numero di componenti, sono presenti nel campione talune gestioni (che servono 5,8 milioni di abitanti) per le quali l'ampiezza almeno di alcuni degli scaglioni cresce in maniera meno che proporzionale in base alla numerosità, utilizzando dei fattori di scala potenzialmente correlati ai dati di consumo empiricamente riscontrati per numero di componenti del nucleo famigliare.

Dall'analisi della tariffa media applicata al servizio di acquedotto[77], riportata nella tavola 5.17, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a 0,67 euro/m³, da cui si desume un livello di agevolazione media applicata pari a circa il 40% della tariffa base, valore ricadente nell'intervallo stabilito dal TICSI (compreso tra il 20% e il 50% della tariffa base).

Con riferimento al rapporto tra la tariffa della terza eccedenza rispetto alla tariffa agevolata, per il campione esaminato, si rileva un valore in media pari a circa 4,7, in linea con la disposizione del TICSI di cui al comma 5.3 che ne impone il limite nel rapporto di 1:6.

77 Si consideri che per una gestione del campione (che eroga il servizio a circa 130.000 abitanti) l'articolazione tariffaria 2025 applica transitoriamente la medesima articolazione del 2024, a sua volta identica a quella del 2023.

TAV. 5.17 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2025*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	TARIFFA DI I ECCEDENZA	TARIFFA DI II ECCEDENZA	TARIFFA DI III ECCEDENZA
Media ponderata della popolazione (euro/m³)	0,673	1,136	1,763	2,457	3,154
Max (euro/m³)	1,549	2,349	5,018	5,407	8,111
Min (euro/m³)	0,159	0,199	0,409	0,697	0,745
Popolazione residente (abitanti)	**34.789.182**	**34.789.182**	**33.329.888**	**24.808.363**	**24.808.363**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In relazione ai corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, si rileva la presenza di tariffe *flat* al variare del consumo, in aderenza al comma 6.2 del TICSI, i cui valori di riferimento (pari, in media a 0,312 euro/m³ per la fognatura e a 0,772 euro/m³ per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.18.

TAV. 5.18 *Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2025*

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione (euro/m³)	0,312	0,772
Max (euro/m³)	0,790	1,443
Min (euro/m³)	0,166	0,424
Popolazione residente (abitanti)	**34.789.182**	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per quanto attiene alla quota fissa i cui valori di riferimento sono riportati nella tavola 5.19, si riscontra un valore medio del corrispettivo fisso per il servizio idrico integrato pari a 41,6 euro/anno, di cui 22,8 euro/anno per il servizio di acquedotto, 6,1 euro/anno per il servizio di fognatura e 12,7 euro/anno per il servizio di depurazione, con una elevata variabilità tra i valori minimi e i valori massimi.

TAV. 5.19 *Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente, anno 2025*

	QUOTA FISSA ACQUEDOTTO	QUOTA FISSA FOGNATURA	QUOTA FISSA DEPURAZIONE	QUOTA FISSA SII
Media ponderata della popolazione (euro/anno)	22,8	6,1	12,7	41,6
Max (euro/anno)	54,3	24,7	34,8	99,0
Min (euro/anno)	2,6	0,59	0,59	7,4
Popolazione residente (abitanti)		34.789.182		

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2025

Come riportato nella tavola 5.20, considerando le 63 gestioni del campione di riferimento, la spesa media sostenuta nel 2025 da un'utenza domestica residente tipo (famiglia di tre persone con consumo annuo pari a 150 m^3), comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 388 euro/anno (2,59 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (299 euro/anno) e più elevato al Centro (pari a 479 euro/anno). Peraltro, come più volte rilevato, anche i dati relativi al 2025 confermano che la spesa più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile nella macroarea del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2024-2029, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso la tariffa.

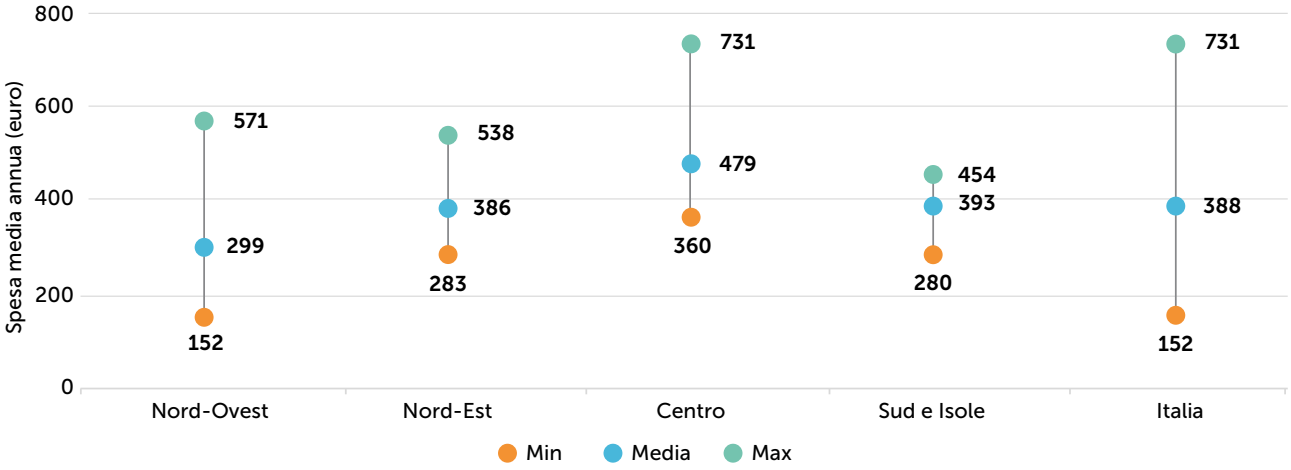
TAV. 5.20 *Spesa media per il servizio idrico integrato nel 2025 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m^3; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m^3)*

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (EURO/ANNO)	SPESA UNITARIA (EURO/MC)
Nord-Ovest	Media ponderata su popolazione	299,2	1,99
	Max	571,1	3,81
	Min	151,6	1,01
Nord-Est	Media ponderata su popolazione	386,5	2,58
	Max	537,5	3,58
	Min	282,8	1,89
Centro	Media ponderata su popolazione	479,4	3,20
	Max	731,1	4,87
	Min	360,5	2,40
Sud e Isole	Media ponderata su popolazione	392,8	2,62
	Max	454,1	3,03
	Min	279,7	1,86
ITALIA	Media ponderata su popolazione	388,1	2,59
	Max	731,1	4,87
	Min	151,6	1,01

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come rappresentato anche nella figura 5.87 la spesa annuale dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio (Fig. 5.83). A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest, la famiglia tipo con consumo di 150 m^3/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 299 euro/anno (come già osservato), valore compreso tra un minimo di 152 euro/anno e un massimo di 571 euro/anno.

FIG. 5.87 *Variabilità della spesa media annua nel 2025 (in euro per consumi annuali di 150 m³)*



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici residenti per consumi annui di 150 m³ (TAV 5.21), si osserva come il 38,3% della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto (in linea con le annualità precedenti), per il quale si spendono a livello nazionale 148,5 euro/anno con riferimento al dato aggiornato 2025.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 46,8 euro/anno (12,1% del totale) e a 115,9 euro/anno (29,9%), con incidenza sostanzialmente stabile rispetto alle annualità precedenti.

TAV. 5.21 *Componenti della spesa media nel 2025 (spesa in euro/anno)*

SPESA	QUOTA VARIABILE			QUOTA FISSA	IVA
	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE		
Spesa per consumi di 150 m³ (euro/anno)	148,5	46,8	115,9	41,6	35,3
Incidenza sulla spesa totale	38,3%	12,1%	29,9%	10,7%	9,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Rispetto alla spesa media dell'utenza domestica stimata per l'anno 2024 per il medesimo campione, pari a 365,0 euro l'anno[78], si osserva un incremento medio a livello nazionale del 6,3%, maggiore nelle aree del Nord-Ovest (+8,4%), soprattutto, e del Centro (6,9%), più contenuto al Sud e nelle Isole (+4,9%) e, in misura minore, nel Nord-Est (5,6%). L'incremento di spesa riscontrato nel 2025, rispetto all'annualità precedente, risulta del tutto in linea

78 Si rimanda al dato riportato nella precedente *Relazione Annuale*, volume I "Stato dei servizi", in particolare alla TAV. 5,20. Si rammenta, peraltro, che per 7 gestioni del campione (che erogano il servizio a circa 2,9 milioni di abitanti) l'articolazione tariffaria applicava transitoriamente la medesima articolazione del 2023.

con il valore medio, ponderato sulla popolazione, del moltiplicatore tariffario 2025 rapportato a quello 2024, come risulta dalle proposte tariffarie trasmesse per 62 delle gestioni dal corrispondente Ente di governo dell'ambito (o altro soggetto competente), pari a 1,063.

A seguito degli obblighi introdotti dalla delibera 23 dicembre 2021, n. 609/2021/R/idr, volti al rafforzamento della trasparenza verso le utenze, sia in relazione alle forme di tutela in caso di perdite occulte, sia in merito alle nuove previsioni rinvenibili nella rifusione della direttiva europea sulle acque potabili , nonché ad accrescere la consapevolezza dei consumi per le utenze indirette sottese alle utenze raggruppate, è stato possibile stimare un "Consumo annuo medio" per l'uso domestico residente, distinto per numero di componenti del nucleo famigliare, a partire dai dati pubblicati sui siti *internet* di 17 gestioni (di cui 12 appartenenti al gruppo delle 63 gestioni), che servono complessivamente 7,2 milioni di abitanti.

Dal momento che, secondo gli indicatori demografici Istat più aggiornati (2025), le famiglie unipersonali rappresentano in tutte le aree geografiche del territorio nazionale il modello prevalente (a livello complessivo in Italia costituiscono il 37,1% di tutti i nuclei famigliari), si riporta nel seguito la stima della spesa sostenuta nel 2025 dall'utenza domestica residente composta da un solo componente, tenuto conto della corrispondente articolazione *pro capite* applicata alla tariffa variabile del servizio di acquedotto, calcolata per il medesimo *set* di 63 gestioni. Il valore di consumo di acqua utilizzato per tale stima è posto pari a 70 m^3/anno, corrispondente alla media dei consumi medi annui del gruppo di 17 gestioni[79]. Occorre, tuttavia, precisare che di norma tali valori non tengono conto dei nuclei domestici sottesi alle utenze raggruppate/condominiali – per i quali potrebbe essere ragionevole assumere un consumo medio inferiore – non essendo generalmente nota da parte dei gestori l'effettiva numerosità degli utenti indiretti sottesi[80]. Il valore di spesa media annua per l'utenza domestica residente composta da un solo componente con consumo di 70 m^3 risulta pari a 213 euro a livello nazionale, con la spesa più contenuta ancora nel Nord-Ovest (156 euro) e quella più elevata al centro (245 euro), con le aree del Nord-Est e del Sud e isole maggiormente allineate al valore nazionale.

Occorre, tuttavia precisare, per completezza, come in alcuni casi, evidenziati nel corso delle istruttorie condotte dall'Autorità nell'ambito del MTI-4, il gestore stia ancora applicando in via residuale il criterio *pro capite* di tipo standard in attesa di ultimare le attività funzionali ad acquisire il corredo informativo completo in merito all'effettiva composizione del nucleo famigliare per la totalità delle utenze domestiche residenti servite, favorendo in tali casi le utenze di 1-2 componenti.

79 I valori di consumo medio annuo stimato sostanzialmente si equivalgono sia in termini di media aritmetica, sia di media ponderata sulla popolazione piuttosto che sul numero di utenze servite.

80 Nell'ambito delle istruttorie tariffarie per il quarto periodo regolatorio, gli approfondimenti condotti in merito all'attività di acquisizione da parte del gestore delle informazioni puntuali sull'effettiva numerosità dei componenti di ciascun utente indiretto, sottesi a utenze raggruppate/condominiali, nel rispetto della normativa sulla protezione dei dati personali, evidenziano in generale difficoltà di natura implementativa con tassi di riscontro da parte dei medesimi utenti o dei referenti delle utenze raggruppate/condominiali molto limitati e circoscritti.

Spesa media dell'utenza non domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2024

A seguito dei citati obblighi introdotti dalla delibera n. 609/2021/R/idr, è stato possibile stimare altresì un "Consumo annuo medio" per le diverse categorie di utenza non domestica, riferito, nello specifico, all'uso "artigianale e commerciale"[81], a partire dai dati pubblicati sui siti *internet* di 36 gestioni (di cui 30 appartenenti al campione delle 63), estendendo il campione rispetto alla precedente *Relazione Annuale* (29 gestioni).

È opportuno, tuttavia, considerare come l'estrema varietà di usi sottesi a una medesima categoria di utenza non domestica prevista dal TICSI non consenta di individuare un profilo "tipo" adeguatamente e stabilmente rappresentativo a livello nazionale delle diverse attività economiche a essa riferibili. In questi termini, il Consumo annuo medio stimato non è indicativo di un consumo "tipo" della categoria "artigianale e commerciale", laddove lo stesso TICSI all'art. 9 prevede che possano essere adottate ulteriori sotto-tipologie di usi al fine di tener conto, da un lato, del valore aggiunto dell'impiego dei servizi idrici nell'ambito delle attività svolte, dall'altro lato, dell'idro-esigenza delle attività svolte, in tal modo evidenziando ulteriormente la molteplicità negli usi e nel valore potenzialmente attribuito alla risorsa idrica nei diversi processi produttivi, artigianali, commerciali in essere, anche in base allo specifico tessuto socio-economico locale. Il valore di Consumo annuo ottenuto è bensì funzionale alla stima di una spesa media a livello nazionale sostenuta dall'utenza non domestica afferente alla categoria "artigianale e commerciale", senza necessariamente configurarsi, a differenza della spesa dell'utenza domestica residente di cui alla tavola 5.20, quale spesa "tipo".

Come riportato nella tavola 5.22, le 36 gestioni, che operano in 33 ATO/sub-ambiti, servono circa 24 milioni di abitanti.

TAV. 5.22 *Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni) per la stima del Consumo annuo medio della categoria di utenza non domestica "artigianale e commerciale"*

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB ATO (N)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTIONI (N)
Nord-Ovest	8	7.105.099	9
Nord-Est	10	4.037.691	11
Centro	12	9.234.819	13
Sud e Isole	3	3.226.927	3
TOTALE	33	23.604.536	36

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Sulla base dei dati resi disponibili dalle 36 gestioni del campione di riferimento, il Consumo annuo medio risulta pari, a livello nazionale, a 292 m^3, come riportato nella tavola 5.23 , con una variabilità più marcata rilevata nell'area Nord-Ovest del Paese e sostanzialmente con valori confrontabili nelle altre aree geografiche, e com-

81 Ai sensi dell'art. 8 del TICSI, le diverse tipologie di utenze non domestiche sono ricondotte a sei distinte categorie: 1) Uso industriale; 2) Uso artigianale e commerciale; 3) Uso agricolo e zootecnico; 4) Uso pubblico non disalimentabile; 5) Uso pubblico disalimentabile; 6) Altri usi.

plessivamente di poco superiore al dato stimato nella scorsa edizione di *Relazione Annuale* su un campione più ristretto (285 m³).

TAV. 5.23 *Consumo medio per la categoria non domestica "artigianale/commerciale" (m³)*[82]

AREA GEOGRAFICA		CONSUMO MEDIO (m³)
Nord-Ovest	Media	477
	Massimo	1.378
	Minimo	191
	Deviazione standard	406
Nord-Est	Media	211
	Massimo	304
	Minimo	149
	Deviazione standard	60
Centro	Media	244
	Massimo	623
	Minimo	139
	Deviazione standard	141
Sud e Isole	Media	241
	Massimo	276
	Minimo	208
	Deviazione standard	34
ITALIA	Media	292
	Massimo	1.378
	Minimo	139
	Deviazione standard	240

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Considerando il medesimo campione di 63 gestioni utilizzato per la stima della spesa dell'utenza domestica, la spesa media sostenuta nel 2025 da un'utenza non domestica afferente alla categoria "artigianale e commerciale", comprensiva di IVA al 10%, supponendo un consumo di 292 m³/anno, risulta a livello nazionale pari a 1.095 euro/anno (3,75 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (787 euro/anno) e più elevato al Centro (pari a 1.446 euro/anno) (TAV. 5.24).

82 Laddove siano pubblicati valori di Consumo medio diversi per le diverse sotto-tipologie di articolazione afferenti alla medesima categoria "artigianale e commerciale", è stato dapprima calcolato il Consumo come media pesata per il relativo numero di utenze sotteso a ciascuna delle sotto-tipologie previse, così come comunicato dal soggetto competente nell'ambito delle predisposizioni tariffarie trasmesse per il quarto periodo regolatorio ai sensi del MTI-4.

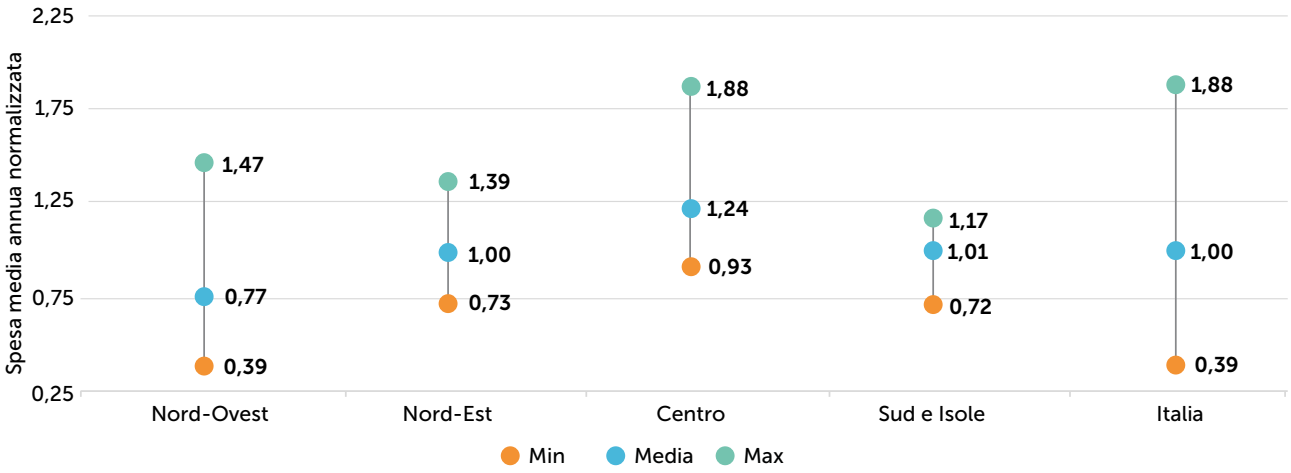
TAV. 5.24 *Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2025 per l'utenza non domestica afferente alla categoria "artigianale e commerciale" (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 292 m³, spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m³)*

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (euro/anno)	SPESA UNITARIA(euro/m³)
Nord-Ovest	Media ponderata su popolazione	787	2,69
	Max	1.578	5,41
	Min	450	1,54
Nord-Est	Media ponderata su popolazione	1.047	3,59
	Max	1.561	5,35
	Min	644	2,21
Centro	Media ponderata su popolazione	1.446	4,95
	Max	2.193	7,51
	Min	1.122	3,8
Sud e Isole	Media ponderata su popolazione	1.119	3,83
	Max	1.605	5,50
	Min	690	2,36
ITALIA	Media ponderata su popolazione	1.095	3,75
	Max	2.193	7,51
	Min	450	1,54

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

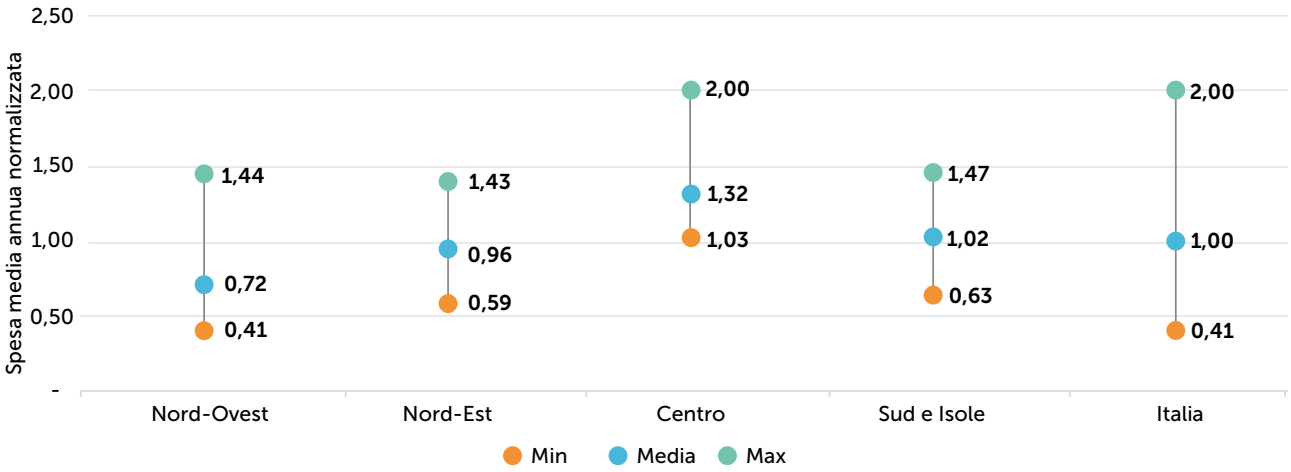
Come già rilevato per la spesa annuale dell'utenza domestica residente (TAV. 5.20), si riscontra un'elevata variabilità tra le diverse aree geografiche del territorio nazionale e nell'ambito della medesima area geografica anche per la spesa non domestica oggetto di questo specifico approfondimento. Tale eterogeneità riflette in larga parte l'esistenza dei differenziali tra i costi medi unitari di fornitura del servizio tra le varie gestioni (si veda la figura 5.83 del paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità"), al contempo risentendo, in misura più limitata, delle politiche di diversificazione dei corrispettivi in capo ai soggetti locali (EGA), nei limiti di flessibilità consentiti dal TICSI. Effettivamente, dal raffronto delle due figure seguenti (Fig. 5.88 e Fig. 5.89) che rappresentano la variabilità della spesa media annua per le due diverse categorie di utenza oggetto di analisi, previa normalizzazione rispetto al rispettivo valor medio a livello nazionale ai fini di un confronto omogeneo, sembrano emergere dinamiche di eterogeneità assolutamente paragonabili tra le diverse aree geografiche, mentre pare rivelarsi più esteso l'intervallo di variabilità all'interno della zona del Sud e delle Isole per la spesa non domestica.

FIG. 5.88 *Variabilità normalizzata della spesa media annua nel 2025 (per utenza domestica residente tipo e consumi annuali di 150 m³)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

FIG. 5.89 *Variabilità normalizzata della spesa media annua nel 2025 (per utenza non domestica "artigianale e commerciale" e consumi annuali di 292 m³)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Se l'eterogeneità della spesa risente degli ampi divari tra i costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario nelle diverse aree del Paese, molteplici sono i fattori, spesso di natura esogena, che potenzialmente giustificano tali differenze. Riprendendo in sintesi quanto già illustrato nella precedente *Relazione Annuale*, in primo luogo, vi sono caratteristiche legate alla geografia dei territori, in termini, per esempio, di disponibilità e qualità delle fonti di approvvigionamento (assetto idrogeologico), che influiscono sui costi di potabilizzazione, per esempio, determinando un maggiore ricorso nell'area del Centro a trattamenti di tipo fisico e chimico "spinto" o di affinamento (i.e. ozonizzazione, adsorbimento, filtrazione su membrana, osmosi inversa). In aggiunta, la distanza delle medesime fonti dalle reti di distribuzione, unita a elementi di morfologia e orografia, incidono sui costi di trasporto del vettore idrico, legati in larga misura al consumo di energia elettrica. Nello specifico, si osserva una netta prevalenza dell'estensione delle reti di distribuzione rispetto a quella riferita alle reti di adduzione laddove le

fonti di approvvigionamento sono in genere diffuse e più vicine ai luoghi di consumo (tipicamente nelle Regioni settentrionali), mentre nell'area meridionale del Paese, dove sono presenti infrastrutture di trasporto di estensione significativa, anche interregionale, si nota, invece, un incremento dell'incidenza delle reti di adduzione. Un altro fattore rilevante è rappresentato dal grado di copertura del servizio di depurazione e fognatura e, laddove forniti, dal tasso di conformità alla direttiva europea sulle acque reflue, 91/271/CEE[83], monitorato nell'ambito della regolazione della qualità tecnica introdotta dall'Autorità attraverso il prerequisito "conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue". Anche il diverso livello di complessità dei trattamenti dei reflui depurati (più avanzati nelle Regioni settentrionali), così come la diversa incidenza di tipologia di rete fognaria gestita potrebbe incidere sul livello dei costi: pur emergendo a livello nazionale la prevalenza di condotte di tipo misto, ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto di scarichi domestici (inclusi eventualmente anche gli scarichi industriali) e delle acque meteoriche, si evidenziano significative differenze a livello di area geografica nella relativa ripartizione, con il Nord-Est caratterizzato da una presenza più consistente di reti nere (condotte dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche) e reti bianche (condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane) rispetto all'area del Centro.[84] Accanto ad aspetti che accomunano le diverse aree geografiche, possono infine evidenziarsi problematiche molto specifiche su scala locale, che richiedono interventi particolarmente complessi e onerosi, oltre a determinare un'elevata incidenza di costi operativi.

Istanze per il riconoscimento di costi Op_{mis}: principali evidenze emerse

Nell'ambito dell'attività istruttoria per l'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 sono stati condotti specifici approfondimenti in merito alle istanze presentate dai soggetti competenti per il riconoscimento degli oneri aggiuntivi per favorire l'implementazione delle misure tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e per consentire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti, anche alla luce delle nuove disposizioni recate dalla delibera 21 dicembre 2021, n. 609/2021/R/idr per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato (Op_{mis})[85].

83 La direttiva n. 91/271/CEE, concernente il trattamento delle acque reflue, prevede che tutti gli agglomerati con carico generato maggiore di 2.000 abitanti equivalenti (AE) siano provvisti di adeguati sistemi di reti fognarie (art. 3) e che le acque reflue che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte a specifici trattamenti prima dello scarico nell'ambiente (art. 4, art. 5 e art. 10). Allo stato attuale, sono tre i procedimenti europei che sono giunti a condanna da parte della Corte di Giustizia dell'Unione europea: si tratta del procedimento 2004/2034, con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17), del procedimento 2009/2034, con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13) e del procedimento 2014/2059, con sentenza del 6 ottobre 2021 (causa C-668/19). Per completezza, si segnala che vi è un ulteriore procedimento avviato e non ancora giunto a condanna per l'Italia: si tratta del procedimento 2017/2181.

84 Per una descrizione approfondita, si rimanda al paragrafo "Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica" del presente capitolo "Stato dei servizi idrici".

85 Nello specifico, il comma 19.11 del MTI-4 prevede che la componente Op_{mis} possa *"essere quantificata per la copertura di costi o per l'erogazione (secondo condizioni non discriminatorie) di incentivi all'utenza ove si rinvengano le seguenti casistiche:*
i) interventi di individualizzazione della fornitura;
ii) contrattualizzazione/affidamento di un servizio completo di misura interno ai condominî – organizzato in proprio o mediante società di contabilizzazione – che preveda almeno le attività di: installazione e sostituzione contestuale dei contatori divisionali, lettura periodica dei medesimi (prevedendo l'adozione di strumenti per i quali sia possibile rilevare le misure tramite telelettura – di prossimità o da remoto – in caso di installazione all'interno degli appartamenti), ripartizione della bolletta condominiale sulla base dei singoli consumi rilevati, applicando la struttura tariffaria del gestore.
La componente è attivabile una sola volta per ogni condominio interessato e le casistiche devono poter essere verificabili ex post. Nei casi in cui un gestore rilevi entrambe le menzionate casistiche, la possibilità è subordinata alla proposta di valorizzazione di quantificare la componente Op_{mis} di oneri più contenuti per gli incentivi agli interventi sub ii) rispetto a quella connessa con gli incentivi agli interventi di individualizzazione della fornitura sub i)".

L'analisi delle istanze di riconoscimento della componente Op_{mis}, presentate nel secondo biennio 2022–2023 del terzo periodo regolatorio e oggetto di conguaglio nelle annualità 2024–2025, unitamente alle nuove istanze riferite alle prime annualità del quarto periodo regolatorio, evidenzia elementi di continuità nell'impostazione delle misure proposte dagli Enti di governo dell'ambito e dai gestori del servizio idrico integrato. In entrambi i periodi considerati, la componente Op_{mis} è stata prevalentemente utilizzata per sostenere interventi riconducibili alla casistica *sub i*) relativa all'individualizzazione della fornitura, mentre risulta residuale il ricorso alla seconda casistica *sub ii*), riferita alla contrattualizzazione o all'affidamento di un servizio completo di misura interno ai condomini.

Con riferimento al biennio 2022–2023, le evidenze istruttorie e le rendicontazioni validate dai soggetti competenti, per il campione composto da 16 gestioni, mostrano un livello di realizzazione degli interventi di individualizzazione complessivamente contenuto, laddove, in numerosi casi, le attività si sono concentrate su fasi preliminari, quali studi di fattibilità tecnico economica, attività di ricognizione delle utenze condominiali, predisposizione di regolamenti, senza tradursi in un numero significativo di singolarizzazioni effettivamente realizzate. Solo in alcune gestioni si riscontrano risultati concreti, seppur quantitativamente limitati, in termini di condomini o unità immobiliari individualizzate, confermando la complessità tecnica, organizzativa ed economica degli interventi sulle utenze condominiali.

Nel quarto periodo regolatorio, il campione delle gestioni per le quali permangono richieste di Op_{mis} risulta composto da dodici gestioni, di cui dieci riconducibili alla casistica *sub i*) e due alla casistica *sub ii*). Anche in questa fase emerge una significativa eterogeneità nelle modalità di attuazione delle misure: circa metà delle gestioni prevede l'erogazione di incentivi economici diretti alla singola utenza, con importi e criteri di riconoscimento differenziati in funzione delle tipologie di intervento, mentre le restanti gestioni limitano l'utilizzo della componente Op_{mis} alla copertura di costi gestionali e organizzativi sostenuti dal gestore. Le evidenze disponibili indicano tuttavia che la previsione di incentivi economici non si associa automaticamente a livelli più elevati di efficacia in termini di tasso di individualizzazione.

L'analisi degli importi richiesti per le annualità 2024 e 2025 mostra una marcata variabilità tra le gestioni, sia in valore assoluto sia in termini *pro capite*, laddove tale variabilità potrebbe riflettere sia le differenze dimensionali delle gestioni o la diversa incidenza delle utenze condominiali nei territori, ma anche le eterogenee strategie adottate per l'attuazione delle misure. Nel complesso, si osserva un andamento generalmente stabile o crescente degli importi tra il 2024 e il 2025, in continuità con le istanze presentate nel periodo precedente.

Nel loro insieme, le evidenze relative al biennio 2022–2023 e alle prime due annualità del MTI-4 confermano che la componente Op_{mis} è stata utilizzata prevalentemente come strumento di avvio e sperimentazione delle iniziative, più che come misura in grado di produrre risultati strutturali diffusi già nel breve periodo. Le criticità di natura tecnica, connesse con la vetustà degli impianti e con la configurazione delle infrastrutture private, le complessità procedurali legate al coinvolgimento dei condomìni e i limiti di natura economica e di effettivo interesse dell'utenza finale rappresentano fattori ricorrenti che incidono sull'efficacia delle misure.

Qualità contrattuale

Nel corso del mese di aprile 2026 si è chiusa l'edizione annuale della raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"[86], finalizzata a permettere all'Autorità, nell'ambito delle proprie funzioni di regolazione e controllo, di acquisire informazioni in merito alle prestazioni rese dai gestori del servizio idrico integrato (SII) nel corso del 2025 e di monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza in seguito all'introduzione degli standard minimi, omogenei sul territorio nazionale, avvenuta con la delibera 23 dicembre 2015, n. 655/2015/R/idr e il relativo allegato A, recante la Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato (RQSII), entrata in vigore il 1° luglio 2016. Con la raccolta sono stati acquisiti anche i dati di riepilogo utili alla valutazione dei macro-indicatori di qualità contrattuale sui quali è basato il meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, n. 547/2019/R/idr, e da ultimo aggiornato con la delibera 23 dicembre 2025, n. 579/2025/R/idr.

La raccolta dati è stata rivolta, come per le precedenti edizioni, a tutti i gestori del servizio idrico integrato, nonché agli Enti di governo dell'ambito (di seguito anche EGA), chiamati a validare le informazioni dichiarate dai pertinenti gestori al fine di verificarne la correttezza, la coerenza e la congruità e segnalare eventuali necessità di modifica o integrazione.

Attraverso la presente *Relazione Annuale* viene fornita una illustrazione in forma aggregata dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2025, rinviando a un secondo momento la diffusione puntuale dei dati afferenti alle singole gestioni, che verranno pubblicati sul sito internet dell'Autorità, in attuazione a quanto previsto dal comma 77.7 della RQSII, al fine di rafforzare nei consumatori la consapevolezza circa le caratteristiche dei servizi offerti dagli operatori.

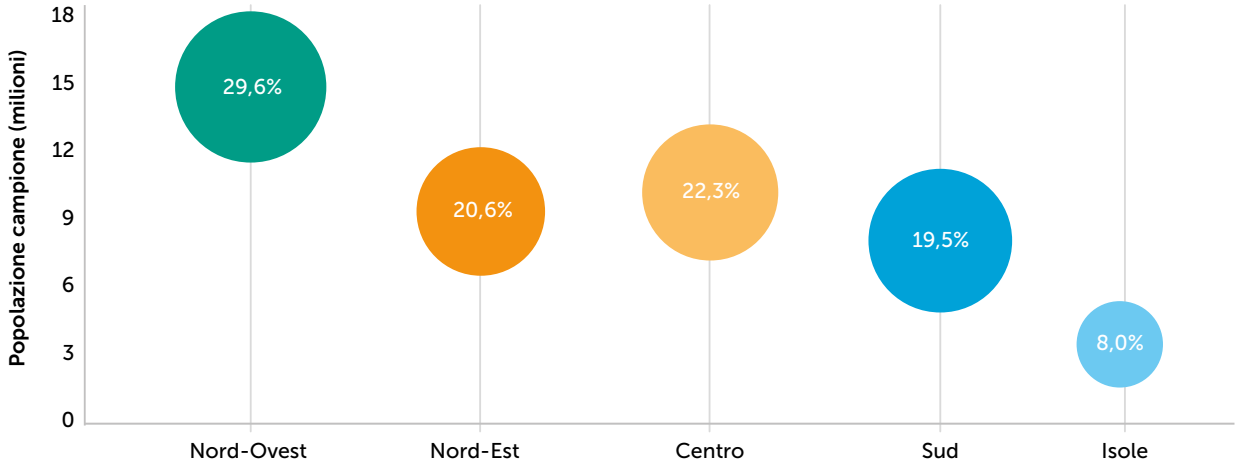
Si precisa che i dati di qualità contrattuale sono forniti per singola gestione, in riferimento ai singoli ambiti territoriali in cui viene erogato il servizio, e le informazioni sono raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso.

Nei successivi sottoparagrafi vengono riportati gli esiti di un'analisi effettuata su un *panel* composto da 247 gestioni, che copre circa l'87,5% della popolazione residente italiana (51,6 milioni di abitanti). Nella figura 5.90 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: per il 2025, il 50,2% della popolazione servita dalle gestioni rispondenti alla raccolta dati è residente nelle Regioni del Nord, il 22,3% nelle Regioni del Centro, il 19,5% nelle Regioni del Sud e l'8,0% nelle Isole. Tale distribuzione risulta sostanzialmente in linea con quella del campione di riferimento per la disamina dei dati relativa all'anno 2024[87], per la quale si rimanda alla *Relazione Annuale* 2025.

86 La raccolta dati viene effettuata anche al fine di sistematizzare le informazioni che i gestori del Servizio Idrico Integrato (di seguito anche SII) sono tenuti a trasmettere in ottemperanza agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera n. 655/2015/R/idr.

87 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2024 un insieme di 252 gestioni, che erogano il servizio a circa l'88,2% della popolazione residente italiana.

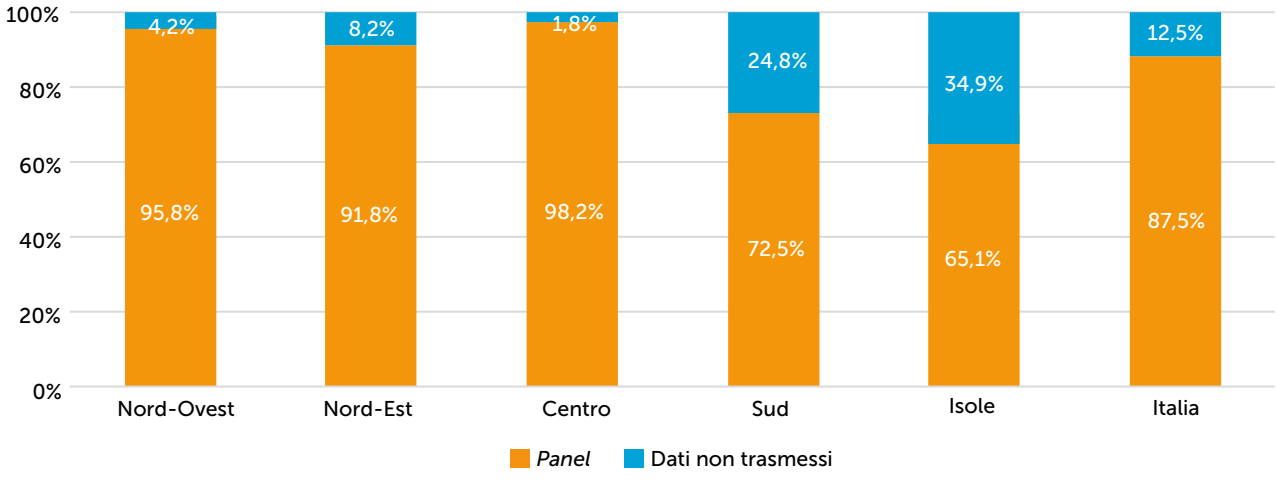
FIG. 5.90 *Ripartizione del panel 2025 per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* con la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.91), si evince che le aree maggiormente rappresentate sono il Centro, con una copertura pressoché totale (98,2%) e il Nord-Ovest, con una copertura pari al 95,8%, seguite dal Nord-Est, con una copertura del 91,8%. Come per le precedenti edizioni della raccolta dati, risultano meno rappresentate le aree del Sud (75,2%) e delle Isole (65,1%); si conferma, pertanto l'incidenza delle differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa delle gestioni operanti al Sud e nelle Isole.

FIG. 5.91 *Popolazione servita dal panel 2025 per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nei sottoparagrafi che seguono si illustra l'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza verificando il rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità (29 standard specifici e 14 standard generali), aggregando, laddove non diversamente specificato, i dati riferiti a tutte le tipologie d'uso e mettendo a confronto i risultati del 2025 con quelli dell'anno precedente, già descritti nella *Relazione Annuale* 2025[88]. Viene, altresì, esaminata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

Viene poi effettuato un *focus* specifico dedicato ai macro-indicatori di qualità contrattuale cui è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, n. 547/2019/R/idr, riportando anche un'analisi degli esiti della seconda applicazione del medesimo meccanismo per il biennio 2022-2023, il cui procedimento, concluso con la delibera n. 277/2025/R/idr, è descritto nel *Volume II* della presente *Relazione Annuale*. Da ultimo viene analizzato l'impatto in tariffa, in termini di oneri aggiuntivi, derivante dall'adeguamento agli standard di qualità contrattuale del SII fissati dall'Autorità, anche con riferimento agli obiettivi di miglioramento riferiti ai citati macro-indicatori.

Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2025

Livelli associati agli standard specifici di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

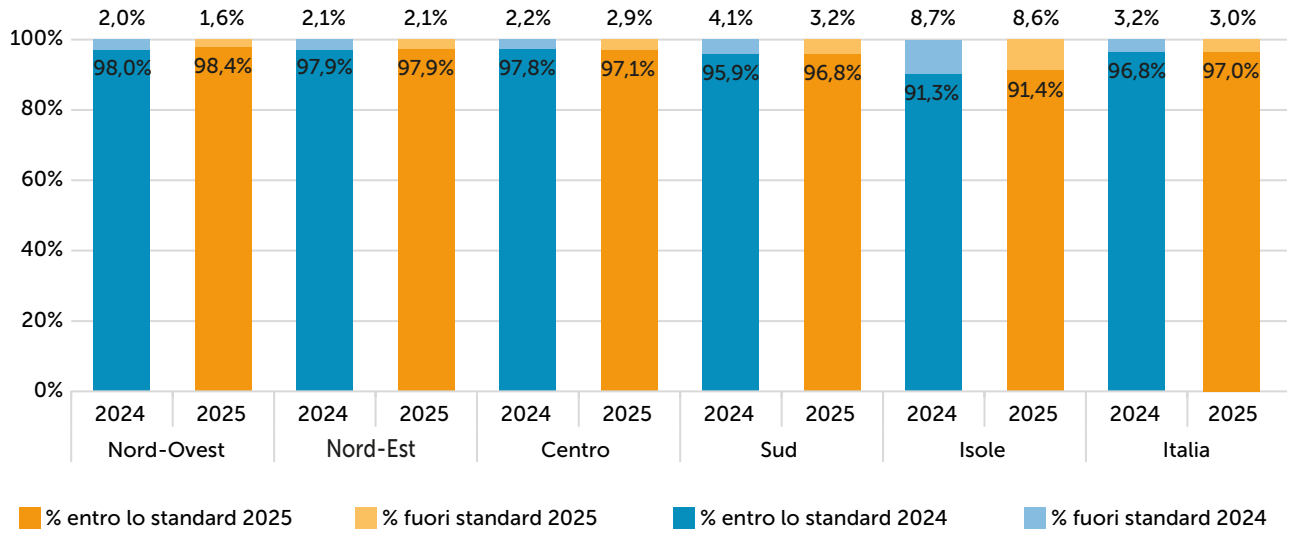
Le elaborazioni oggetto del presente sottoparagrafo forniscono indicazioni sintetiche in ordine al livello di rispetto degli standard specifici di qualità previsti dalla RQSII ovvero riportati nella Carta dei servizi, qualora nella medesima siano fissati standard migliorativi rispetto a quelli disposti dalla regolazione per le prestazioni da assicurare all'utenza.

Nella figura 5.92 viene evidenziato, per area geografica e a livello nazionale, il dato relativo alla percentuale di rispetto degli standard specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni[89] offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2025, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, sostanzialmente in linea rispetto al 2024 non solo a livello nazionale ma anche a livello di singola area, con una percentuale di mancato rispetto dello standard in marginale miglioramento e pari in media al 3% nel 2025.

88 Si precisa che in alcuni casi i dati del 2024 potrebbero marginalmente differire rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale* 2025 per effetto di rettifiche apportate dai gestori (ed eventualmente validate dai rispettivi EGA) successivamente alla pubblicazione degli stessi.

89 Dall'analisi vengono esclusi gli standard sulla periodicità di fatturazione (che, imponendo di garantire un numero minimo di fatture annue che varia a seconda del consumo medio annuo dell'utente – 2, 3, 4 o 6 fatture/anno – risulta di complessa rappresentazione nell'ambito della presente analisi che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato) e sul tempo per l'emissione della fattura, che, con circa il 97% delle prestazioni eseguite per entrambi gli anni (79,2 milioni di prestazioni nel 2025), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

FIG. 5.92 *Rispetto degli standard specifici per area*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Grazie alla rappresentazione grafica, inoltre, è possibile rilevare per il 2025 livelli di rispetto pari a circa il 98% nelle aree del Nord; per la medesima annualità si rilevano inoltre livelli di rispetto molto simili tra Centro e Sud (circa il 97% nel 2025, con un miglioramento dello 0,9% per il Sud e una flessione dello 0,7% per il Centro). Infine, le gestioni delle Isole mostrano complessivamente una media di mancato rispetto ancora pari all'8,6%.

Nella tavola 5.25 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi lo standard relativo alla periodicità di fatturazione. Nel 2025 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2024 con particolare riferimento alle prestazioni che afferiscono alla gestione del rapporto contrattuale, quali, per esempio, l'emissione della fattura, la risposta alle richieste scritte di informazioni, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e la riattivazione della fornitura in seguito a morosità (da effettuare in due giorni feriali), nonché per alcune prestazioni che riguardano l'avvio del rapporto contrattuale quali le preventivazioni di lavori e allacci idrici senza sopralluogo e i tempi per l'esecuzione della voltura (oltre il 98% di prestazioni eseguite entro lo standard); si evidenzia, inoltre, un sostanziale miglioramento dell'indicatore relativo ai tempi di risposta ai reclami (-5,9% dei casi di mancato rispetto) legato al graduale miglioramento delle *performance* di due gestioni di rilevanti dimensioni, operanti al Sud e nelle Isole, che per tale indicatore mostravano livelli di qualità poco soddisfacenti nel 2024. Per contro, tra gli indicatori che mostrano una flessione dei livelli medi di rispetto, si evidenzia il caso del tempo di esecuzione dei lavori semplici, con una quota di fuori standard pari al 18%, in crescita del 8,6% in confronto al 2024; approfondendo l'analisi su tale indicatore è stato possibile, tuttavia, collegare tale circostanza alla negativa *performance* fatta registrare da una gestione operante al Sud, escludendo la quale il livello risulterebbe sovrapponibile a quello dell'anno precedente; inoltre per l'indicatore tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore, attivato solo 349 volte in tutta Italia, si registra un sensibile incremento della quota di prestazioni eseguite fuori standard (+13,8%), ma anche in questo caso la variazione è legata alla *performance* di una sola gestione, inficiata da disservizi in relazione al proprio *software* gestionale.

Con riferimento, infine, alle quote di fuori standard per cause imputabili al gestore, si registra una generale stabilità nel biennio considerato, fatta eccezione per alcuni indicatori che mostrano un sensibile decremento delle stesse (nell'ordine del 45-50%): è il caso, per esempio, del menzionato tempo di esecuzione dei lavori semplici (29,8% di cause imputabili al gestore, in diminuzione del 51,3%), o ancora del tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante (20% di cause imputabili al gestore, in diminuzione del 45,5%, riferiti a un 7,8% di prestazioni eseguite fuori standard); si segnala, infine, l'incremento del 100% della quota di fuori standard imputabile al gestore per l'indicatore tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione, attivato però sole 157 volte sul territorio nazionale e relativo unicamente ai casi di applicazione dell'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06 (gestione non aggregata del SII).

TAV. 5.25 *Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2024-2025*

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2025	% ENTRO LO STANDARD 2025	% FUORI STANDARD 2025	% FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2025	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2024
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	467.956	98,3%	1,7%	1,8%	55,6%	54,1%
Tempo di attivazione, della fornitura	148.999	95,7%	4,3%	4,9%	79,0%	76,8%
Tempo di disattivazione della fornitura	210.821	95,4%	4,6%	4,1%	75,6%	70,7%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	105.207	98,9%	1,1%	0,8%	89,5%	92,3%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	349	72,2%	27,8%	14,0%	87,6%	95,3%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	168.156	96,3%	3,7%	3,5%	66,5%	66,4%
Tempo di esecuzione della voltura	731.533	98,6%	1,4%	1,3%	83,4%	92,6%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	20.468	94,4%	5,6%	4,7%	66,7%	69,5%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	1.524	94,0%	6,0%	10,0%	100,0%	98,0%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	113.533	92,9%	7,1%	7,1%	69,0%	75,4%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	12.078	98,4%	1,6%	2,9%	95,9%	97,9%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	25.279	94,7%	5,3%	4,8%	79,1%	78,2%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	2.651	98,3%	1,7%	1,2%	91,1%	94,4%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.638	97,3%	2,7%	5,4%	55,7%	58,7%

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2025	% ENTRO LO STANDARD 2025	% FUORI STANDARD 2025	% FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2025	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2024
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	30.738	89,3%	10,7%	9,6%	71,1%	74,6%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	8.780	82,0%	18,0%	9,4%	29,8%	81,1%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.799	95,5%	4,5%	3,7%	94,4%	88,5%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	12.331	92,2%	7,8%	5,8%	70,8%	78,4%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	15.566	92,2%	7,8%	4,1%	20,0%	65,5%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	2.322	97,0%	3,0%	2,3%	98,6%	98,4%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.859	90,1%	9,9%	10,8%	77,7%	89,4%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	8.100	98,1%	1,9%	2,1%	94,7%	80,6%
Tempo per la risposta a reclami	128.462	93,3%	6,7%	12,6%	99,4%	97,0%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	278.302	98,3%	1,7%	1,8%	98,6%	97,3%
Tempo per l'emissione della fattura	79.176.509	99,8%	0,2%	0,8%	27,3%	9,6%
Tempo di rettifica di fatturazione	71.123	96,6%	3,4%	3,2%	99,3%	98,2%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	163	98,8%	1,2%	1,4%	100,0%	100,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	157	98,1%	1,9%	0,8%	100,0%	0,0%

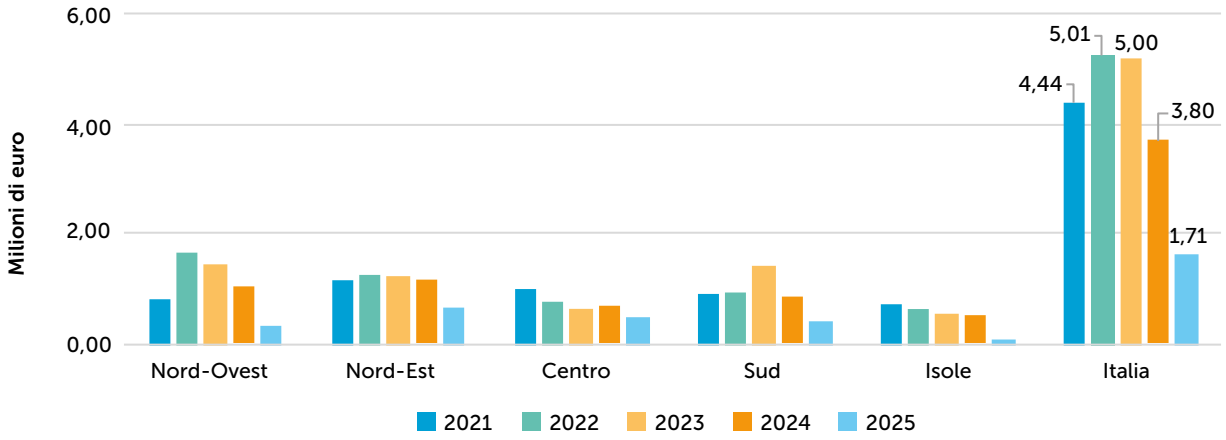
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Indennizzi automatici

Nel presente sottoparagrafo vengono esposti i risultati di un'analisi sugli indennizzi automatici che i gestori sono tenuti a erogare all'utenza qualora, per cause imputabili ai gestori medesimi, la prestazione richiesta, cui è legato

uno standard specifico, non venga svolta nei tempi previsti. Nella figura 5.93 è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle prestazioni eseguite fuori standard nel quadriennio 2021-2025[90].

FIG. 5.93 *Totale indennizzato nel periodo 2021-2025*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

I dati, disaggregati anche per area geografica, consentono innanzitutto di evidenziare come a livello nazionale, in entrambi gli anni 2022 e 2023 l'ammontare indennizzato complessivamente si sia attestato a un livello pari a circa 5 milioni di euro, mentre tale importo mostra una riduzione per l'anno 2024, in parte riconducibile al graduale miglioramento dei livelli qualitativi evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

Con riferimento all'annualità 2025, infine, risultano erogati, al 31 dicembre 2025, indennizzi per circa 1,7 milioni di euro, ma una più compiuta valutazione al riguardo potrà essere effettuata nell'ambito della prossima *Relazione Annuale* poiché, a causa del fisiologico *lag* temporale nell'erogazione degli indennizzi, buona parte di questi verrà effettivamente accreditata nel corso del 2026.

Il dato disaggregato per area mostra come l'anno in cui è stata erogata la quota più elevata di indennizzi per il Nord-Ovest è il 2022 (1,65 milioni), per il Sud è il 2023 (1,29 milioni) e per il Centro il 2021; in quest'ultima area, infatti, sono stati erogati indennizzi per 1,03 milioni di euro, ma occorre anche tener presente che si è avuta una diffusa adozione di standard migliorativi (come si vedrà nella successiva figura 5.96) che rende più impegnativo il rispetto degli standard garantiti in Carta dei servizi.

Concentrando l'attenzione su quanto avvenuto nella sola annualità 2025, nella tavola 5.26 viene riportata, per tipologia d'uso, la numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di svolgimento delle prestazioni cui tali indennizzi sono sottesi.

90 Il totale indennizzato è calcolato facendo riferimento all'anno in cui è maturato il diritto all'indennizzo. Per esempio, il valore del 2023 è dato dalla somma di quanto erogato nel corso del medesimo anno, nonché nell'anno 2024 (a causa del fisiologico *lag* temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e la sua effettiva corresponsione in bolletta) e nell'anno 2025 (con erogazione, pertanto, in forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel 2023.

Entrambe le tipologie d'uso ("uso domestico" e "uso diverso dal domestico") fanno evidenziare che il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2025 è principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2024 non erogati nella medesima annualità per il citato *lag* temporale (generato dal fatto che l'indennizzo viene generalmente erogato con la prima bolletta utile), *lag* che risulta evidente anche per quanto riguarda il solo 2025, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (35.574 indennizzi erogati, per un totale di quasi 1,71 milioni di euro, come mostrato dalla precedente figura 5.93) risulta contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (209.823 casi).

In termini relativi, invece, il peso dell'ammontare medio indennizzato (calcolato sul totale delle utenze del *panel*) e l'incidenza dei casi con diritto all'indennizzo sul totale delle utenze risultano più elevati in relazione agli usi diversi dal domestico, evidenza che sembrerebbe confermare che le prestazioni richieste da queste tipologie di utenza potrebbero essere caratterizzate da un grado di complessità più elevato.

TAV. 5.26 *Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2025 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)*

TIPOLOGIA D'USO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO/ UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2025	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2024	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2023 E PRECEDENTI	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2025 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/ UTENZA NEL 2025 (EURO)
Uso domestico (art. 2 TICSI)	166.664	0,010	26.864	42.389	11.872	3.526.229	0,205
Uso diverso dal domestico (art. 8 TICSI)	43.159	0,017	8.710	13.663	3.648	1.235.270	0,500
Totale	**209.823**	**0,011**	**35.574**	**56.052**	**15.520**	**4.761.499**	**0,242**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Livelli associati agli standard generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli standard generali fissati dalla RQSII – o di quelli migliorativi riportati nella Carta dei servizi – pur mostrando valori lievemente inferiori a quelli riscontrati per gli standard specifici sopra analizzati, fa rilevare nel 2025 un buon livello di rispetto dello standard, in particolare per gli indicatori caratterizzati da una maggiore numerosità in termini di prestazioni eseguite. Tale circostanza emerge dall'analisi dei valori indicati nella tavola 5.27, nella quale viene fornito, oltre al dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del *panel* nel 2025, anche un confronto con quanto rilevato per il 2024: per la maggioranza degli indicatori si registra una sostanziale stabilità nel biennio, fatta eccezione per i rimarcabili miglioramenti nei tempi di risposta alle richieste di rettifica di fatturazione (+5,2% della quota di prestazioni eseguite entro lo standard, sulla quale incide il miglioramento della *performance* di una gestione di rilevanti dimensioni operante nelle Isole) e nei tempi di esecuzione degli allacci fognari complessi (+8% della quota di rispetto dello standard legato principalmente al miglioramen-

to di una gestione di rilevanti dimensioni operante al Sud); per contro si registra un decremento della quota di rispetto dell'indicatore per il preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato, decremento che una approfondita analisi dei dati ha permesso di ricondurre alla *performance* da migliorare di una gestione operante nell'area Nord-Ovest. Si evidenzia, infine, una sostanziale stabilità nei tempi medi di attesa agli sportelli, pari a livello aggregato a 8,06 minuti nel 2025 e 8,07 minuti nel 2024.

TAV. 5.27 *Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali*

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2025	% ENTRO LO STANDARD 2025	% FUORI STANDARD 2025	% FUORI STANDARD 2024	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2025	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2024
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	3.413	90,2%	9,8%	5,9%	94,0%	89,3%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	13.085	83,6%	16,4%	24,4%	86,6%	89,2%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	12.262	88,5%	11,5%	10,9%	75,1%	72,4%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	56.522	88,6%	11,4%	14,2%	84,2%	89,5%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	247.444	90,5%	9,5%	10,2%	66,1%	63,9%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	434.682	96,2%	3,8%	3,9%	80,7%	82,8%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	2.901.998	98,5%	1,5%	1,9%	100,0%	96,3%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	116.976	92,7%	7,3%	12,5%	95,9%	97,5%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	51.622	97,1%	2,9%	4,7%	100,0%	96,4%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	3.508.159	91,6%	8,4%	8,9%	98,3%	94,6%
INDICATORE	**LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII**	**TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2025**	**TEMPO MEDIO 2025**		**TEMPO MEDIO 2024**		
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	2.849.329	8,06 minuti		8,07 minuti		

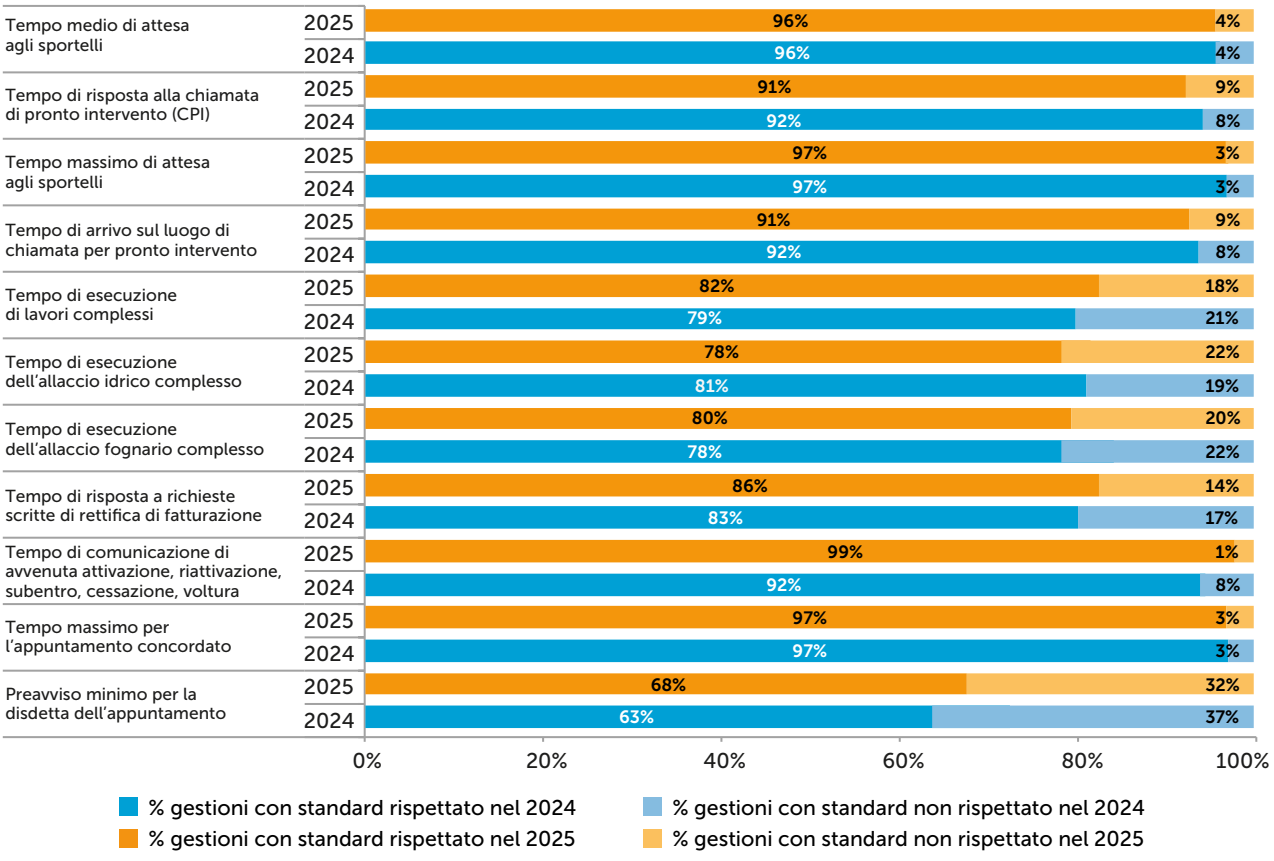
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

In merito alla quota di mancato rispetto imputabile al gestore, si registrano, per tutti gli indicatori, variazioni di entità contenuta ascrivibili alle ordinarie oscillazioni di tali valori tra i diversi periodi di tempo oggetto di analisi.

Nella figura 5.94 sono presentati i dati relativi alla percentuale di gestioni che rispetta i singoli standard generali previsti dall'Autorità o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi, con riferimento agli anni 2025 e 2024[91].

La sostanziale stabilità dei livelli qualitativi si rispecchia anche nella quota di gestioni che rispetta lo standard previsto nella Carta dei servizi, quota stabilmente superiore al 90% per oltre la metà degli indicatori di qualità (6 su 11) nel biennio. Tra i due anni considerati, oltre a fisiologiche oscillazioni marginali, è possibile evidenziare un incremento della quota di gestioni *compliant* per diversi indicatori, tra i quali il preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato (+5%, in senso opposto a quanto rilevato con la precedente tavola 5.27 per il totale delle prestazioni eseguite), e una flessione di un solo punto percentuale per i due indicatori relativi al servizio di Pronto Intervento.

FIG. 5.94 *Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale*



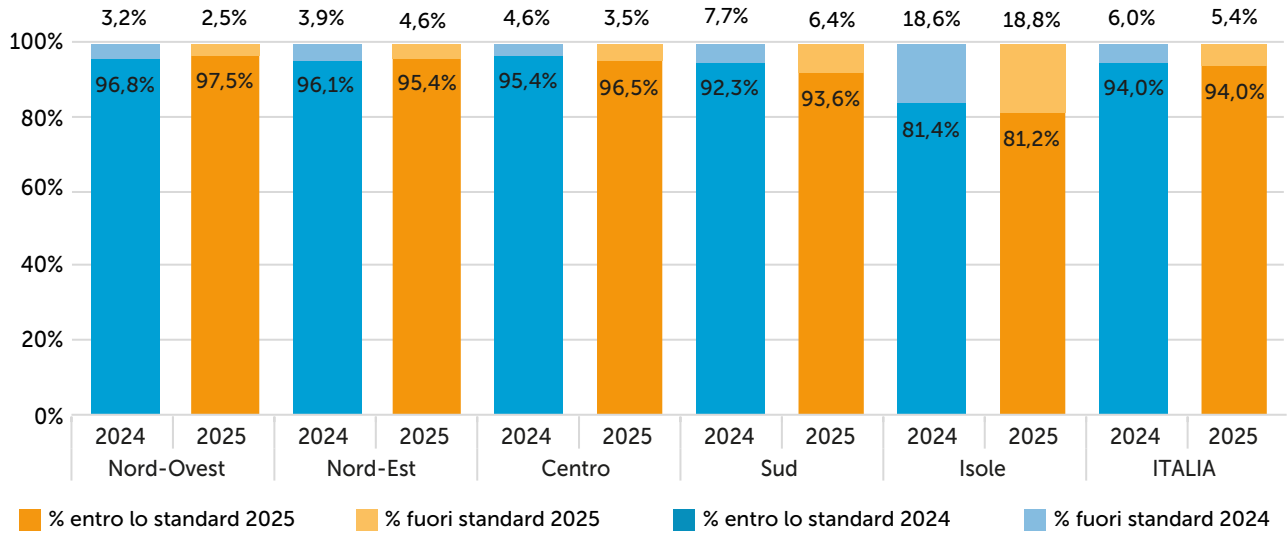
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

91 Ai fini della presente analisi una gestione viene considerata adempiente agli obblighi previsti includendo nel calcolo delle prestazioni eseguite fuori standard unicamente quelle riconducibili a causa imputabile al gestore, in coerenza con quanto previsto dall'art. 68, comma 2, della RQSII per la valutazione dell'ottemperanza agli obblighi di qualità.

I livelli di rispetto degli standard generali, calcolati a livello aggregato sul complesso delle prestazioni eseguite da parte di tutte le gestioni del panel, sono riportati nella successiva figura 5.95, ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2025 con quelli relativi al 2024.

Il dato medio nazionale del livello di rispetto degli indicatori risulta in aggregato elevato, con una quota di prestazioni eseguite entro lo standard pari al 94,6% nel 2025 (con un miglioramento dello 0,6% rispetto al 2024). Si registrano livelli sostanzialmente stabili in tutte le aree, con valori superiori alla media nazionale in quelle maggiormente rappresentate (Nord e Centro) e di molto inferiori nelle Isole (circa 81% per entrambi gli anni); si apprezza, tuttavia, un miglioramento dell'1,3% della media del Sud, che permette al panel di quest'area di raggiungere il 93,6% e discostarsi dalla media nazionale per un solo punto percentuale.

FIG. 5.95 *Rispetto degli standard generali per area*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Di seguito vengono analizzati i casi in cui all'utenza viene garantito, nella Carta dei servizi, uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

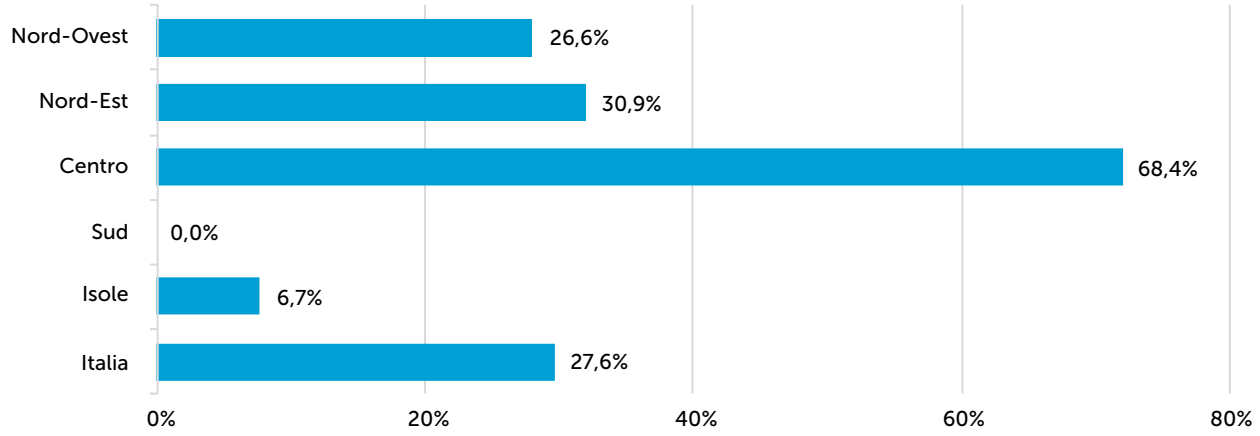
Dall'analisi dei dati emerge, infatti, che 22 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. La figura 5.96 mostra che al 27,6% della popolazione italiana è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 68,4% della popolazione nel Centro Italia. Tale quota si attesta al 30,9% al Nord-Est, al 26,6% al Nord-Ovest e al 6,7% nelle Isole; non si registrano livelli migliorativi tra i gestori del *panel* relativo al Sud.

In totale sono stati offerti all'utenza 274 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, in 17 casi (circa il 6%) è stato

ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti e in 16 casi sono stati diminuiti i tempi di risposta alle richieste scritte di informazione e i tempi medi di attesa allo sportello.

In media, le 22 gestioni hanno garantito all'utenza circa 12 standard migliorativi ciascuna.

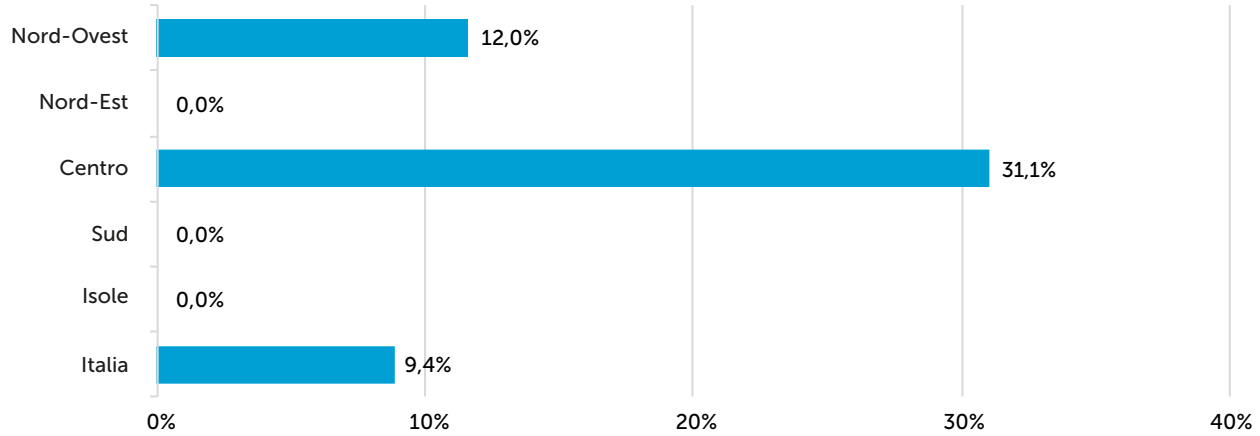
FIG. 5.96 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.97 si riportano le percentuali (suddivise per area) di popolazione residente italiana servita da almeno uno standard aggiuntivo rispetto a quelli introdotti dall'Autorità. Si nota che gli operatori del Sud e delle Isole, analogamente a quelli localizzati nel Nord-Est, non offrono standard aggiuntivi, mentre al 31,1% della popolazione del Centro e al 12% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In particolare, gli standard di qualità aggiuntivi hanno riguardato generalmente la puntualità nella corresponsione del bonus idrico integrativo e il tempo massimo di attesa agli sportelli, inteso quale standard specifico cui è legata l'erogazione di un indennizzo automatico (in luogo di standard generale). Complessivamente, il 9,4% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard di qualità aggiuntivo.

FIG. 5.97 *Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatori di qualità contrattuale

Di seguito viene esposta un'analisi dei dati oggetto del meccanismo incentivante introdotto con la delibera n. 547/2019/R/idr, basato sulle *performance* delle singole gestioni, da valutare con riferimento a due macro-indicatori:

- MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e alla disattivazione della fornitura;
- MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte alle richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza.

Nell'ambito della raccolta dati svolta annualmente, viene richiesto ai gestori del SII di fornire il riepilogo delle prestazioni eseguite, necessario al fine di poter garantire l'applicazione omogenea del citato meccanismo incentivante sull'intero territorio nazionale, e quindi per permettere di fornire tali dati secondo le specifiche indicazioni dell'Autorità, in particolare per quanto concerne la trattazione delle informazioni relative ai gestori che, garantendo nelle proprie Carte dei servizi livelli migliorativi, sono di norma tenuti a rendicontare le *performance* dei diversi standard di qualità con riferimento ai livelli migliorativi[92].

Sulla base della disciplina introdotta dall'Autorità alla fine del 2019, a ciascun macro-indicatore sono associate diverse classi di valori (nell'ambito delle quali la singola gestione si colloca sulla base del valore di partenza registrato), cui corrisponde un obiettivo annuale di mantenimento o di miglioramento. Nella tavola 5.28 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale come di recente aggiornati con la delibera n. 579/2025/R/idr; sulla base di tale aggiornamento, in particolare, è stato previsto un meccanismo di gradualità per la definizione degli obiettivi nel passaggio di classe valido già a partire dal biennio di applicazione 2024-2025, per il quale l'anno oggetto della presente analisi, il 2025, rappresenta anno di valutazione di raggiungimento dell'obiettivo, ed è stata introdotta una nuova classe intermedia a partire dal biennio di applicazione 2026-2027 (oltre ad aver incrementato la soglia d'accesso alla classe A per il macro-indicatore MC2 da >95% a >96%), biennio per il quale l'anno 2025 rappresenta l'anno base sul quale vengono definiti gli obiettivi di miglioramento o mantenimento. Al riguardo, si precisa, che l'analisi rappresentata nei seguenti sottoparagrafi è effettuata sulla base della suddivisione in classi e obiettivi validati per il biennio di applicazione 2024-2025.

92 In particolare, ai soli fini del menzionato meccanismo incentivante, l'Autorità ha previsto che i gestori che applicano standard migliorativi all'utenza, siano tenuti a riclassificare il numero di prestazioni eseguite entro/oltre lo standard con riferimento al livello minimo previsto dalla RQSII.

TAV. 5.28 *Classi e obiettivi per macro-indicatore*

MACRO-INDICATORE	PER IL BIENNIO 2024-2025			DAL BIENNIO 2026-2027		
	ID CLASSE	CLASSE	OBIETTIVO	ID CLASSE	CLASSE	OBIETTIVO
MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale	A	MC1 > 98%	Mantenimento	A	MC1 > 98%	Mantenimento
	B	90% < MC1 ≤ 98%	+ 1% o MC1>98%	B	94% < MC1 ≤ 98%	+ 1% o MC1>98%
				C	90% < MC1 ≤ 94%	+ 2% o MC1>95%
	C	MC1 ≤ 90%	+ 3% o MC1>91%	D	MC1 ≤ 90%	+ 3% o MC1>92%
MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio	A	MC2 > 95%	Mantenimento	A	MC2 > 96%	Mantenimento
	B	90% < MC2 ≤ 95%	+ 1% o MC2>95%	B	93% < MC2 ≤ 96%	+ 1% o MC2>96%
				C	90% < MC2 ≤ 93%	+ 2% o MC2>94%
	C	MC2 ≤ 90%	+ 3% o MC2>91%	D	MC2 ≤ 90%	+ 3% o MC2>92%

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, n. 655/2015/R/idr e smi.

Nella tavola 5.29 sono elencati gli indicatori semplici (distinguendo quelli che afferiscono al macro-indicatore MC1 e quelli relativi al macro-indicatore MC2), evidenziando per ciascuno il numero di gestioni (che compongono il medesimo *panel* delle precedenti figure 5.90 e 5.91) che ha erogato almeno una prestazione all'utenza nel corso del 2025. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 14-15 gestioni per i tempi per l'inoltro delle comunicazioni tra utente e gestori nel caso di gestione non integrata del SII, a un massimo di 230 gestioni per i tempi di esecuzione della voltura (afferente al macro-indicatore MC1). Dalle informazioni in esame emergono alcuni elementi di carattere generale: a titolo esemplificativo, la circostanza per la quale, in fase di riattivazione della fornitura, è di rado richiesta la modifica alla portata del misuratore (sole 21 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 185 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore) o la preferenza dei gestori verso l'effettuazione di preventivi con sopralluogo rispetto a quelli a distanza.

TAV. 5.29 *Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2025*

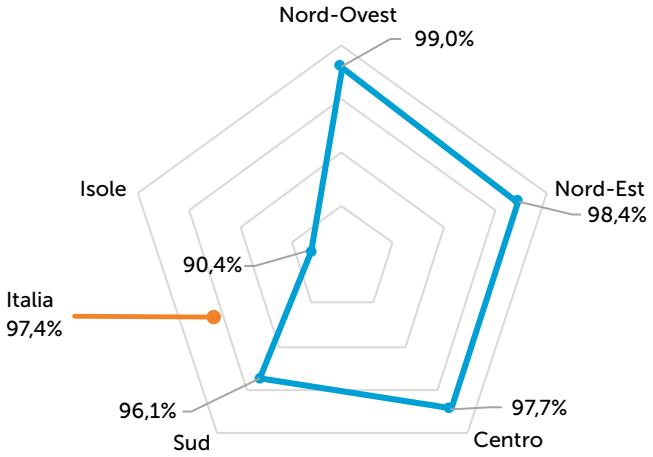
MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	81
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	46
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	40
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	182
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	110
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	136
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	185
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	69
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	127
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	148
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	92
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	123
	Tempo di attivazione, della fornitura	224
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	185
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	21
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	142
	Tempo di disattivazione della fornitura	227
	Tempo di esecuzione della voltura	230
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	192
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	64
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	192
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	159
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	103
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	92
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	124
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	89
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	82
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	176
	Tempo per l'emissione della fattura	223
	Tempo di rettifica di fatturazione	173
	Tempo per la risposta a reclami	178
	Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	169
	Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	173
	Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	14
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	15
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	68
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	201
	Tempo medio di attesa agli sportelli	201
	Accessibilità al servizio telefonico (AS)	192
	Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	192
	Livello del servizio telefonico (LS)	192
	Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	172

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"

Nella figura 5.98 viene riportato, con riferimento al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", il livello medio registrato per il 2025 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite[93]. Come prevedibile, le *performance* delle singole aree ricalcano quelle degli indicatori semplici analizzate nel precedente paragrafo 5.1.1, dato che i macro-indicatori di qualità contrattuale sono composti da una loro aggregazione. Nel dettaglio, le gestioni operanti nelle aree del Nord (con valori pari al 99% per quelle del Nord-Ovest e al 98,4% per quelle del Nord-Est) e del Centro (con un valore del macro-indicatore MC1 pari al 97,7%) mostrano livelli superiori alla media nazionale (che si attesta al 97,4%), sulla quale influiscono negativamente i valori medi espressi dalle gestioni Sud (96,1%) e in particolare delle Isole (90,4%).

FIG. 5.98 *Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2025*

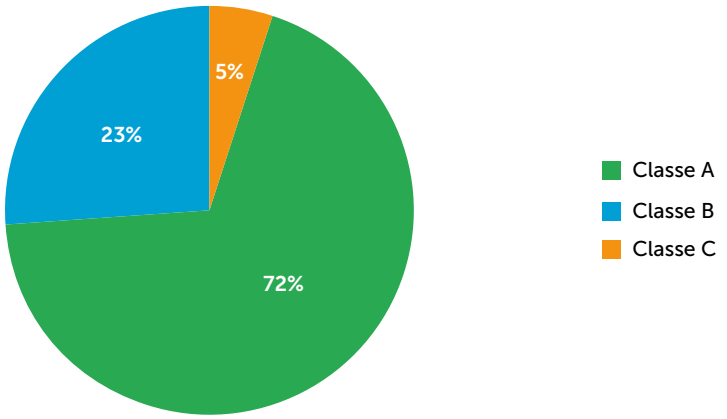


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.99 viene riportata la distribuzione del *panel*, in termini di popolazione residente per classe di appartenenza dei relativi gestori, definita sulla base del livello di partenza del macro-indicatore MC1 nel 2025. Al 95% della popolazione del campione sono state rese, nel 2025, prestazioni afferenti all'avvio e alla cessazione del rapporto contrattuale da operatori che risultano avere un livello di MC1 corrispondente alle classi A o B (rispettivamente, 72% e 23%), mentre il 5% degli abitanti è servito da gestioni in classe C.

93 Come anticipato, al fine di permettere un'omogenea comparazione tra le diverse gestioni, per il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione, il livello di rispetto dei singoli indicatori semplici che compongono i macro-indicatori di qualità contrattuale è valutato sulla base dei livelli minimi di qualità previsti dalla RQSII anche per le gestioni che garantiscono all'utenza standard migliorativi. Inoltre, dal totale delle prestazioni eseguite vengono escluse quelle non conformi allo standard per causa attribuibile a forza maggiore, all'utente o a terzi.

FIG. 5.99 *Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2025*



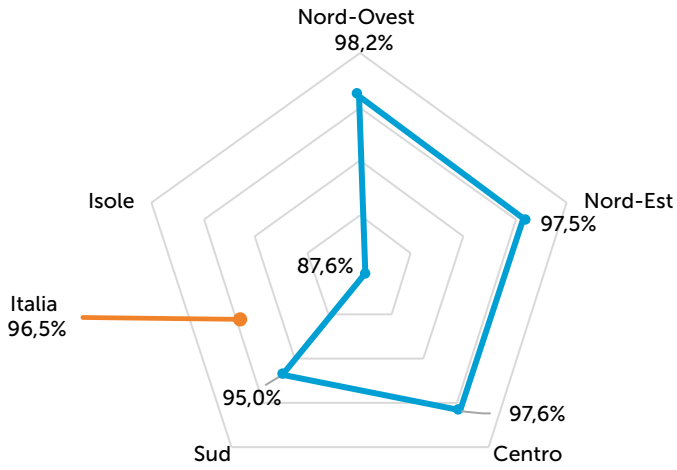
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"

Con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", nella figura 5.100 viene riportato il livello medio registrato, per il 2025, nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione nazionale sul totale delle prestazioni eseguite.

Rispetto ai dati sopra esposti in relazione al macro-indicatore MC1, la media nazionale per il macro-indicatore MC2 risulta lievemente più contenuta e pari al 96,5%, valore che comunque rappresenta un elevato livello medio di qualità nella fase di gestione del rapporto contrattuale con l'utenza e nell'accessibilità al servizio, anche considerando che, come evidenziato nella precedente tavola 5.28, per l'MC2 la soglia di accesso alla classe A è fissata al 95% per il biennio 2024-2025 e al 96% per il biennio 2026-2027. Le tre aree maggiormente rappresentate (Nord-Ovest, Nord-Est e Centro) sostengono la media nazionale, mostrando valori compresi tra il 97,5% e il 98,2%. Come per l'MC1, le gestioni dell'area del Sud e delle Isole registrano valori mediamente più contenuti, in particolare per le gestioni delle Isole con una media dell'87,6%.

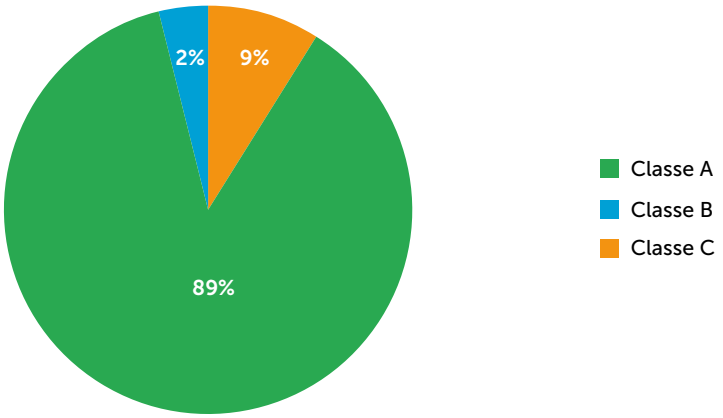
FIG. 5.100 *Macro-indicatore MC2: Livelli medi per area geografica nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.101, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di MC2 rilevato nel 2025. Grazie all'illustrazione grafica è possibile evidenziare come, rispetto al macro-indicatore MC1, la quota di popolazione servita da gestori con macro-indicatore in classe A risulti, in media, più elevata: infatti, l'89% della popolazione del *panel* è servita da un gestore che raggiunge la classe A (a cui viene richiesto il mantenimento del livello di *performance*), mentre per il 2% degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per il 9% i relativi operatori si posizionano in classe C.

FIG. 5.101 *Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2025*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante della qualità contrattuale del SII per il biennio 2022-2023

Con la delibera 24 giugno 2025, n. 277/2025/R/idr, si è concluso il secondo procedimento di applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato che ha riguardato le *performance* dei gestori relativamente al biennio 2022-2023.

Le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione sono declinate, ai sensi del Titolo XIII della RQSII, rispetto a tre stadi di valutazione, ovvero:

Stadio I, caratterizzato da un livello base di fattore premiale in ragione del posizionamento *ex post* della gestione che ne confermi la presenza in Classe A (oppure da un livello base di penalizzazione nel caso di mancata conferma del posizionamento in Classe A) per ciascun macro-indicatore;

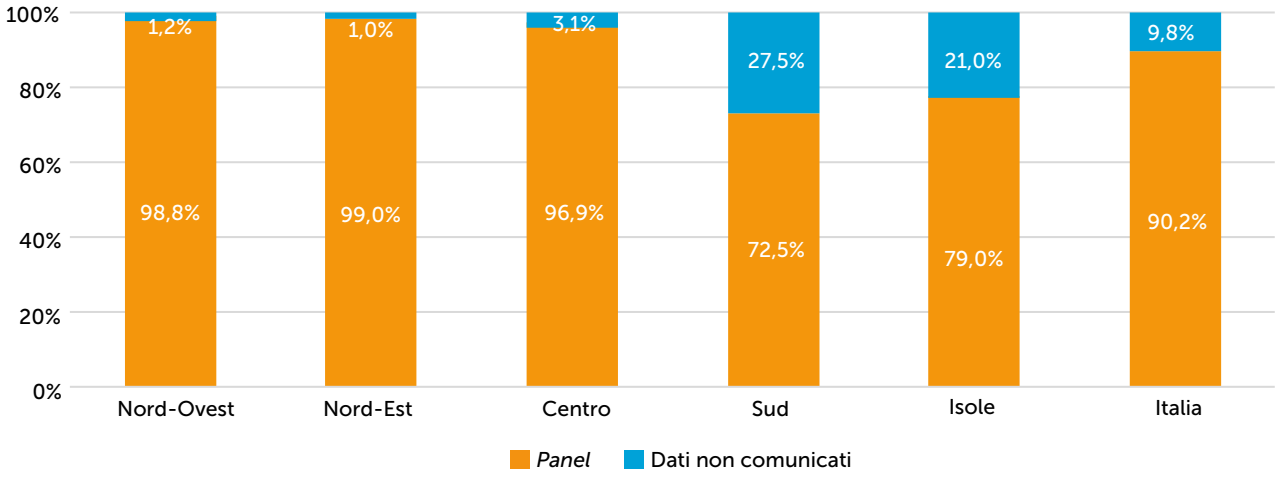
Stadio II, caratterizzato da un livello base di fattore premiale in ragione di un posizionamento *ex post* della gestione che risulti migliore rispetto all'obiettivo di miglioramento definito dall'Autorità (oppure da un livello base di penalizzazione nel caso di peggioramento delle *performance*) in corrispondenza di ciascun macro-indicatore;

Stadio III, caratterizzato da un livello di eccellenza di fattore premiale per i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in Classe A.

Al termine dell'istruttoria, le gestioni alle quali è stato applicato il meccanismo incentivante introdotto con la RQSII sono state 281 – comprensive delle gestioni risultate escluse totalmente o parzialmente e alle quali è dedicato il successivo paragrafo – cui corrisponde una popolazione complessivamente servita pari a circa 52,3 milioni di abitanti, equivalenti al 90% circa della popolazione nazionale[94]. La copertura del campione per singola area mostra un livello di rappresentazione quasi totale per il Nord (99% circa), molto elevato per il Centro (97% circa), mentre si confermano sostanziali carenze nelle aree meridionale e insulare, la cui popolazione è rappresentata dai propri gestori per meno dell'80% in entrambe le aree (Fig. 5.102).

94 Si precisa che nel *panel* non sono state conteggiate 23 gestioni cessate tra l'anno base e l'anno obiettivo, la cui popolazione è già rappresentata dalla gestione subentrata.

FIG. 5.102 *Gestioni interessate dall'applicazione del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione

Nell'ambito del procedimento, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione e di esclusione dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 13 maggio 2025, n. 203/2025/R/idr. Più nello specifico, alle differenti tipologie di criticità individuate sono stati collegati differenti esiti, in termini di esclusione totale o parziale dal meccanismo incentivante, in coerenza con quanto previsto dalla regolazione della qualità basata su un meccanismo ad applicazione selettiva e graduale, secondo quanto illustrato nella seguente TAV. 5.30.

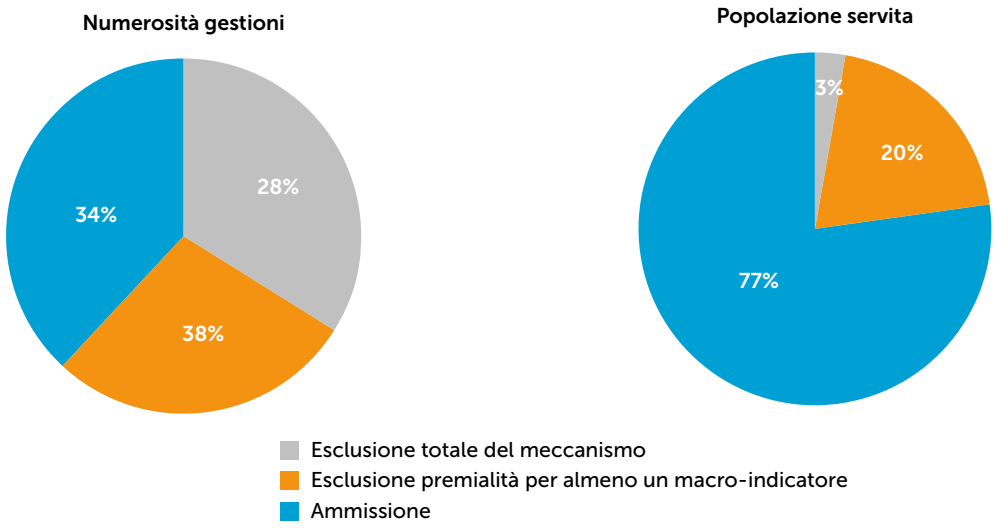
TAV. 5.30 *Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti*

MACRO-CASISTICHE	ESITO REGOLATORIO	CASISTICHE DI DETTAGLIO
Applicabilità delle penalità senza valutazione	Penalità di cui al punto 1, lett. *b*), della delibera n. 7/2024/R/idr	Mancato invio dei dati RQSII all'anno di valutazione dell'obiettivo
Valutazioni di ammissibilità al meccanismo incentivante	Esclusione da tutti gli Stadi	Gestione dei soli servizi di fognatura e/o depurazione (non verificatasi)
		Mancato invio dei dati RQSII all'anno base
		Schema di convergenza
		Istanza per aggregazione gestionale*
Valutazioni di ammissibilità alle premialità	Esclusione dalle premialità per tutti gli Stadi	Mancato o tardivo invio dello schema regolatorio MTI-4
		Mancata validazione dei dati da parte dell'EGA
		Omesso versamento delle componenti perequative del settore idrico
		Invio tardivo dei dati di qualità contrattuale
		Mancato rispetto dei termini per l'invio di documentazione integrativa (non verificatasi)
Verifiche concernenti la coerenza e la consistenza dei dati forniti	Esclusione dalle premialità in tutti gli Stadi	Inadeguata numerosità delle fatture all'utenza
		Assenza di dati relativi agli sportelli fisici
		Assenza di dati relativi al *call center*
		Incongruenze relative al Pronto Intervento
		Incongruenze relative ai casi di applicazione dell'art. 156 del decreto legislativo 152/06
		Incongruenze relative alle rettifiche di fatturazione
		Incongruenze relative alla verifica e sostituzione del misuratore
		Incongruenze relative alle prestazioni di preventivazione ed esecuzione di allacciamenti idrici
		Incongruenze relative alle prestazioni di preventivazione ed esecuzione di allacciamenti fognari
		Specifiche incongruenze o incompletezze nei dati
Ammissibilità allo stadio di eccellenza	Esclusione dallo Stadio III	Assenza di macro-indicatori in classe A

*relativamente al solo perimetro di recente acquisizione

Una prima analisi che è possibile effettuare in relazione al procedimento istruttorio che si è concluso con la richiamata delibera n. 277/2025/R/idr riguarda la suddivisione delle gestioni a seconda della loro ammissibilità al procedimento oppure alla loro esclusione, distinguendo in prima battuta tra esclusione totale dal meccanismo ed esclusione dalle sole premialità, e confrontando i risultati in termini di numerosità delle gestioni e di popolazione servita dalle stesse. Come è possibile evincere dalla figura 5.103, in termini di numerosità degli operatori tale suddivisione risulta piuttosto omogenea, dato che circa il 28% delle gestioni per le quali erano presenti i dati di qualità contrattuale per almeno uno degli anni rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo ne è risultato escluso, mentre il 38% è stato escluso dalle sole premialità (non dalle penalità in caso di mancato conseguimento dell'obiettivo); conseguentemente il 34% delle gestioni è stato valutato ai fini dell'attribuzione delle premialità o delle penalità in assenza di cause di esclusione totale o parziale. Ripetendo l'analisi in termini di popolazione servita dalle medesime gestioni emerge che, rispetto ai risultati appena descritti, la quota ammessa pienamente al meccanismo più che raddoppia, attestandosi al 77%, che quella oggetto di esclusione dalle premialità arriva quasi a dimezzarsi, riducendosi al 20%, e che quella oggetto di esclusione totale risulta pari ad appena il 3%, evidenziando che queste ultime gestioni sono caratterizzate da una dimensione media molto piccola.

FIG. 5.103 *Impatto delle esclusioni dal meccanismo incentivante (biennio 2022-2023)*



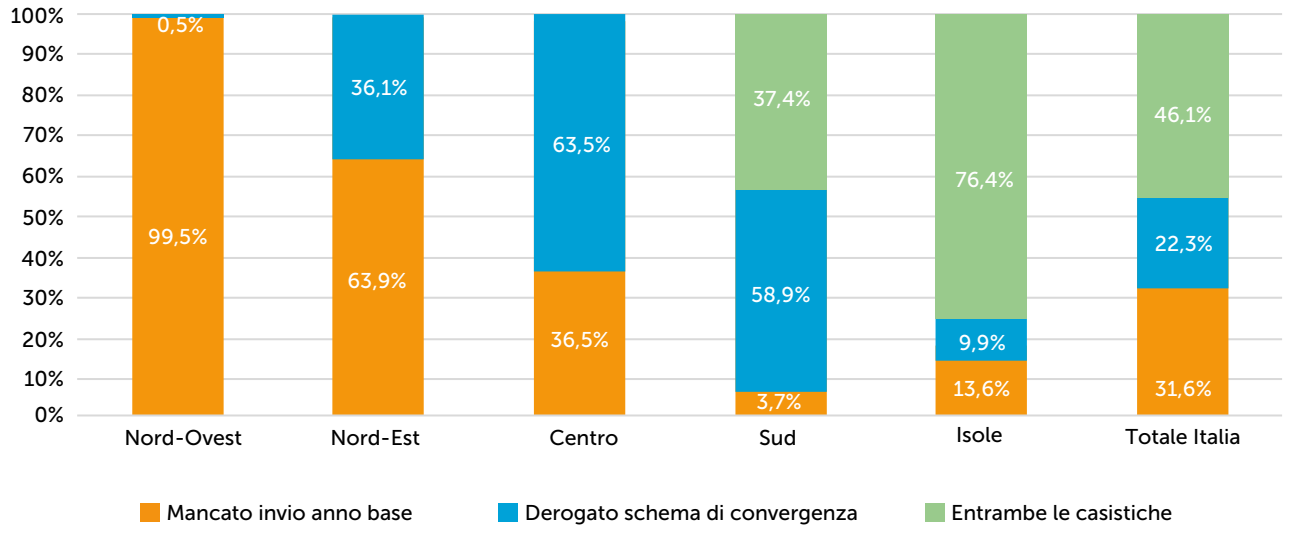
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Approfondendo le motivazioni che hanno portato a un esito regolatorio di esclusione totale dal meccanismo di incentivazione, ossia l'assenza di dati all'anno base e l'adozione delle regole previste per lo schema regolatorio di convergenza[95], nella figura 5.104 viene descritto l'impatto delle stesse in termini di popolazione servita dalle

95 Schema regolatorio di convergenza di cui all'art. 31 dell'allegato A alla delibera n. 580/2019/R/idr (MTI-3) e all'art. 32 dell'allegato A alla delibera n. 639/2023/R/idr (MTI-4), cui è espressamente associato un percorso di progressivo recupero della qualità del servizio secondo un programma di impegni ben identificati tale per cui le gestioni che ricadono in questa casistica non possono che risultare escluse dalle valutazioni di tutti gli *Stadi*.

gestioni interessate dal provvedimento[96]. Si nota come nelle aree del Sud e delle Isole vi è una forte incidenza di gestioni che presentano entrambe le casistiche considerate (rispettivamente 37,4% e 76,4%), gestioni che a livello nazionale pesano, all'interno dell'insieme oggetto di analisi, per il 46,1%. Valutando, invece, le suddette casistiche singolarmente, per entrambe le aree del Nord, e in particolare per il Nord-Ovest, si rileva la preponderante incidenza dell'esclusione per assenza di dati all'anno base, necessari a individuare il livello di partenza dei singoli macro-indicatori ai fini dell'individuazione del pertinente obiettivo cumulato per le annualità 2022 e 2023; in tale casistica rientrano, principalmente, le gestioni che hanno avviato la propria attività successivamente all'anno base come esito del completamento di processi di aggregazione (a livello nazionale, il 31,6% di questo campione è stato escluso per la presenza di questa sola casistica, che ha comunque interessato complessivamente il 77,7%, della popolazione servita da una gestione esclusa dal meccanismo, considerando anche la compresenza dello Schema di convergenza). Si rileva, poi, che le gestioni escluse per l'adozione dello schema regolatorio di convergenza, sono presenti in tutte le aree, con incidenza maggiore al Centro (63,5%) e minore al Nord-Ovest (0,5%), e, a livello nazionale, tale casistica pesa per il 22,3% presa singolarmente e per il 68,4% considerando la compresenza del mancato invio dei dati all'anno base.

FIG. 5.104 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dal meccanismo incentivante (biennio 2022-2023)*



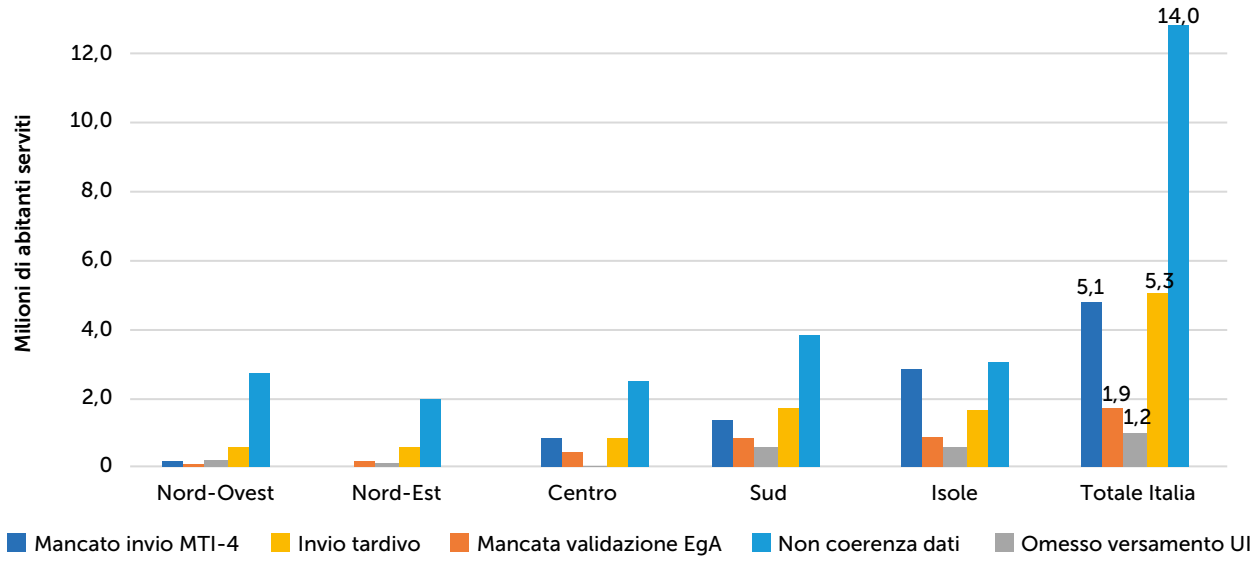
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Nella figura 5.105 viene rappresentata la distribuzione a livello di singola area geografica delle casistiche di esclusione dalle sole premialità esposte nella precedente tavola 5.30 e individuate con la delibera 6 febbraio 2024,

96 In questa rappresentazione non sono incluse le gestioni per le quali, ai sensi del comma 2.1, lett. a), della delibera n. 547/2019/R/IDR, sono state approvate istanze di "*temporanea applicazione del meccanismo incentivante, in caso di significative operazioni di aggregazione gestionale verificatesi a partire dal 1° gennaio 2018, al solo perimetro gestionale preesistente all'effettuazione delle medesime, per un arco di tempo predefinito e al solo fine di evitare effetti distorsivi nell'implementazione iniziale del citato meccanismo*"; tali gestioni hanno pertanto partecipato al meccanismo con dati relativi al perimetro gestionale antecedente l'aggregazione, fatta eccezione per una gestione del Nord-Ovest che per l'anno base 2021 risultava totalmente derogata essendo il suo intero perimetro gestionale oggetto di recente aggregazione.

n. 37/2024/R/IDR, nonché tipizzando alcune criticità rilevate nel corso delle istruttorie. Si precisa che ciascuna gestione si è potuta caratterizzare per una o più delle suddette casistiche, e che le stesse in alcuni casi non hanno comportato l'azzeramento delle premialità in quanto le *performance* registrate dalle gestioni hanno condotto all'attribuzione di una penale per entrambi i macro-indicatori di qualità contrattuale. In linea generale prevalgono nettamente le casistiche riconducibili a incompletezze o incongruenze nei dati comunicati all'Autorità[97], rilevate per gestioni che complessivamente erogano il servizio a circa 14 milioni di abitanti, seguite dalle esclusioni per invio tardivo dei dati (5,3 milioni circa) – fattispecie verificatasi nel caso in cui i dati di qualità contrattuale sono stati comunicati all'Autorità oltre i termini di cui al comma 77.1 della RQSII, come richiamati con i Comunicati di apertura di ciascuna edizione annuale della Raccolta dati, o per le gestioni per le quali le incongruenze o incompletezze sono state sanate con integrazioni successive alla pubblicazione della Nota Metodologica – e dalle esclusioni per mancato o tardivo invio dello schema regolatorio MTI-4 (circa 5,1 milioni di abitanti). Le altre due fattispecie, legate alla mancata validazione dei dati di qualità contrattuale da parte dell'Ente di governo dell'ambito e all'omesso versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali delle componenti perequative per il servizio idrico, sono state rilevate per gestioni che servono rispettivamente 1,9 e 1,2 milioni di abitanti circa. Focalizzando l'attenzione sulle singole aree è possibile notare che l'incongruenza o l'incompletezza nei dati è stata la prima casistica registrata in tutte le aree, e che la mancata o tardiva trasmissione dello schema regolatorio MTI-4 ha avuto una forte incidenza nelle Isole.

FIG. 5.105 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle premialità (biennio 2022-2023)*

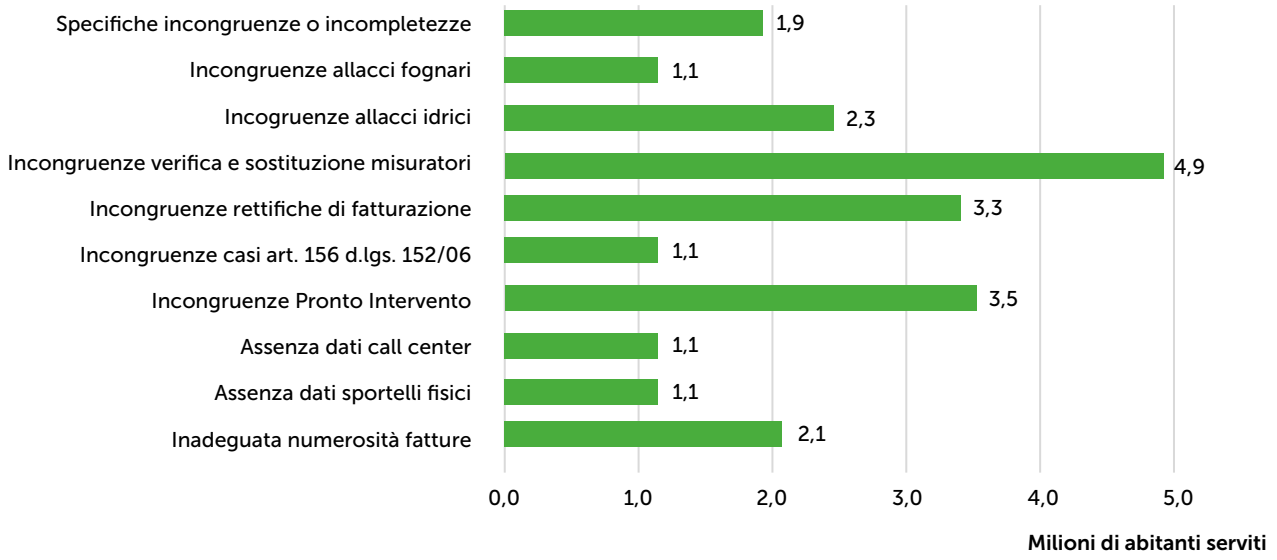


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

97 Nella TAV. 5.7: inadeguata numerosità delle fatture all'utenza, assenza di dati relativi agli sportelli fisici, assenza di dati relativi al *call center*, incongruenze relative al Pronto Intervento, incongruenze relative ai casi di applicazione dell'art. 156 del decreto legislativo 152/06, incongruenze relative alle rettifiche di fatturazione, incongruenze relative alla verifica e sostituzione del misuratore, incongruenze relative alle prestazioni di preventivazione ed esecuzione di allacciamenti idrici, incongruenze relative alle prestazioni di preventivazione ed esecuzione di allacciamenti fognari, specifiche incongruenze di singole gestioni.

Vale la pena approfondire le singole casistiche raggruppate nella precedente figura 5.105 sotto la voce "Non coerenza dati" e che hanno coinvolto gestioni che, come sottolineato, servono complessivamente 14 milioni di abitanti, con l'ausilio della rappresentazione fornita nella seguente figura 5.106, nella quale, per chiarezza espositiva, viene analizzata la situazione complessivamente registrata sul territorio nazionale. La causa di esclusione maggiormente registrata è l'incongruenza nei dati relativi alle prestazioni inerenti alle verifiche e alle sostituzioni dei misuratori (4,9 milioni di abitanti), seguita dalle incongruenze nei dati relativi al servizio di Pronto Intervento (3,5 milioni) e nelle rettifiche di fatturazione (3,3 milioni).

FIG. 5.106 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle premialità per incongruenze o incompletezze nei dati (biennio 2022-2023)*

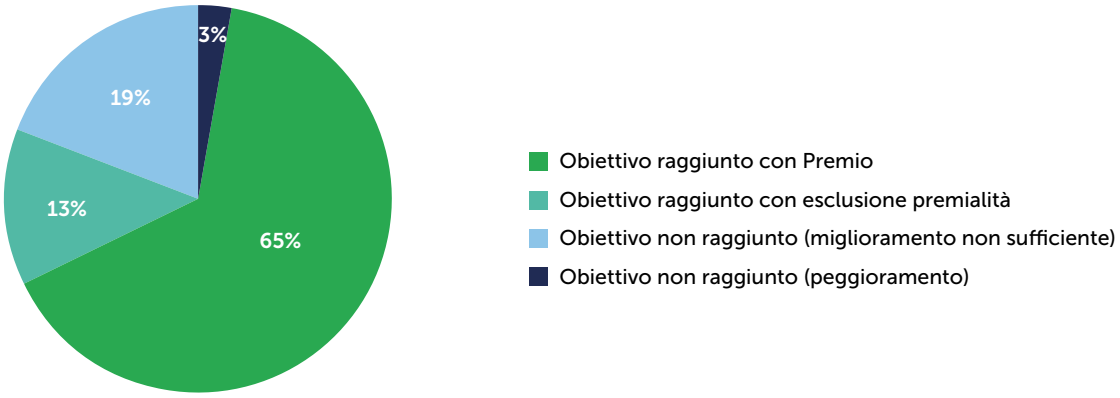


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Livello di valutazione base: raggiungimento degli obiettivi di qualità contrattuale

A valle degli approfondimenti volti a stabilire l'ammissibilità al meccanismo incentivante di ciascun macro-indicatore di qualità contrattuale, si è proceduto a valutare il grado di conseguimento degli obiettivi definiti per il biennio 2022-2023. In relazione al macro-indicatore MC1 (Fig. 5.107), si nota come il 78% della popolazione sia servita da un gestore che ha conseguito l'obiettivo previsto (di mantenimento, per la classe A, e di miglioramento, per le classi B e C); in particolare, il 65% della popolazione è servita da un gestore cui è stata attribuita la premialità mentre il 13% da un gestore cui la premialità è stata azzerata per una delle cause illustrate nella precedente figura 5.105. Il restante 22% è servito da gestori cui è stata comminata una penale per mancato raggiungimento dell'obiettivo; tuttavia, tra questi solo il 3% è relativo a gestioni che hanno peggiorato il proprio livello di MC1, mentre il 19% della popolazione è servita da un gestore che ha comunque migliorato le proprie *performance*, seppur in maniera non sufficiente a raggiungere l'obiettivo previsto.

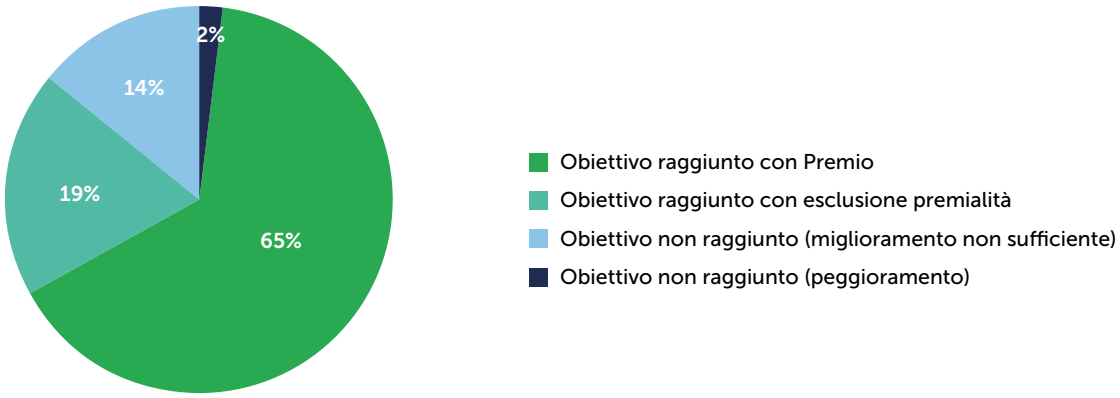
FIG. 5.107 *Macro-indicatore MC1 – "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" (biennio 2022-2023)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

In relazione al macro-indicatore MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" (Fig. 5.108), si registra un tasso di raggiungimento dell'obiettivo superiore rispetto a quello del macro-indicatore MC1, con una pari quota di popolazione servita da gestioni premiate (65%), e una più elevata incidenza delle gestioni caratterizzate da esclusione dalle premialità (19%); minore è, pertanto, la quota relativa a gestioni in penalità perché, pur avendo migliorato la propria *performance*, non sono riuscite a raggiungere l'obiettivo di miglioramento (14%) mentre si registra anche in questo caso una quota molto contenuta di popolazione servita da gestioni che hanno peggiorato il livello del macro-indicatore MC2 (2%).

FIG. 5.108 *Macro-indicatore MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" (biennio 2022-2023)*



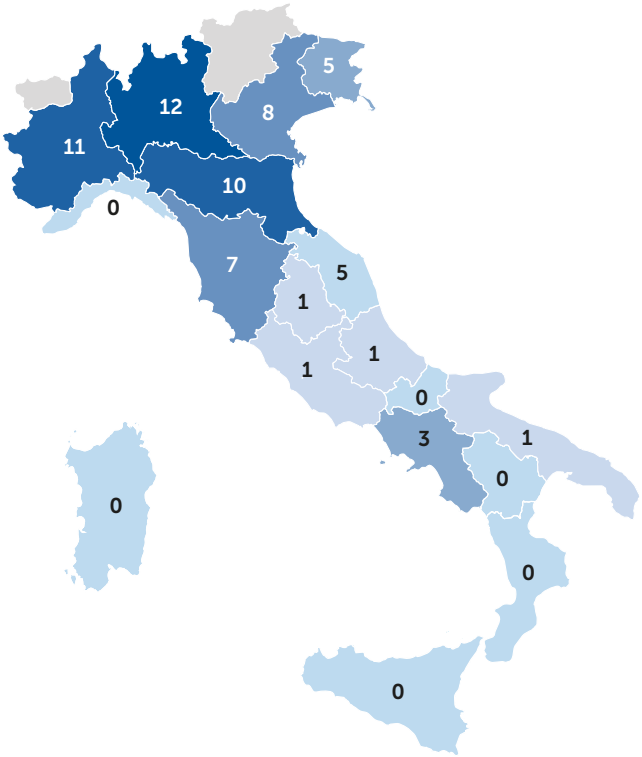
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Livello di valutazione di eccellenza: la graduatoria delle gestioni

Il livello di eccellenza – espresso con lo *Stadio III* di valutazione – prevede la costruzione di una graduatoria finalizzata a premiare i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, esprimendo pertanto un giudizio sintetico e complessivo sull'operato delle gestioni. Occorre al riguardo ricordare che la partecipazione alla graduatoria dello *Stadio III* è prevista, ai sensi del comma 94.2 della RQSII, per gli operatori che, con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, ne presentano almeno uno in Classe A. In considerazione della mancata ammissione per i gestori che non posseggono almeno un macro-indicatore in Classe A, nonché per quelli caratterizzati da almeno una delle casistiche di esclusione dalle premialità analizzate nella precedente figura 5.105, è possibile individuare un sottoinsieme di 65 gestioni presenti in tale graduatoria per le valutazioni relative al biennio 2022-2023.

La rappresentazione territoriale (Fig. 5.109) di queste gestioni ne evidenzia la concentrazione nelle Regioni del Nord e, secondariamente, del Centro, mentre le aree del Sud e delle Isole partecipano complessivamente con 4 gestioni, concentrate in due sole Regioni (3 in Campania e 1 in Puglia). Le Regioni maggiormente rappresentate in questa graduatoria risultano la Lombardia con 12 gestioni, seguita dal Piemonte (11 gestioni) e dall'Emilia-Romagna (10 gestioni).

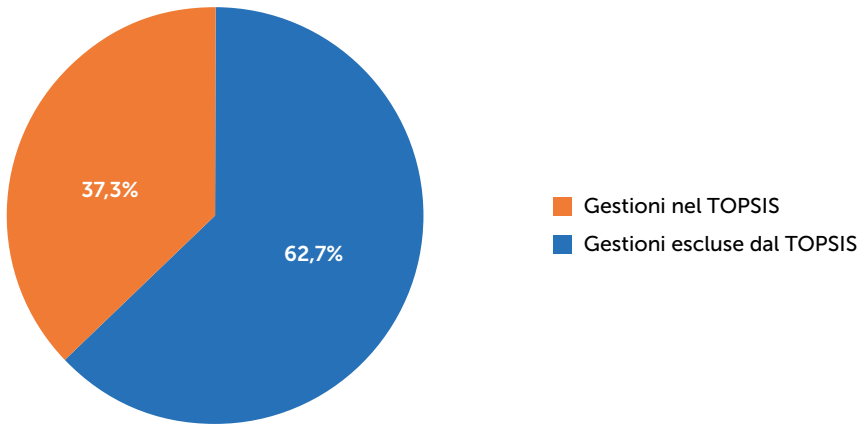
FIG. 5.109 *Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per Regione (biennio 2022-2023)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Analizzando la presenza nella suddetta graduatoria in termini di popolazione (Fig. 5.110), si nota come le 65 gestioni ammesse alla valutazione dello stadio di eccellenza eroghino il servizio a oltre la metà della popolazione del *panel* (62,7%).

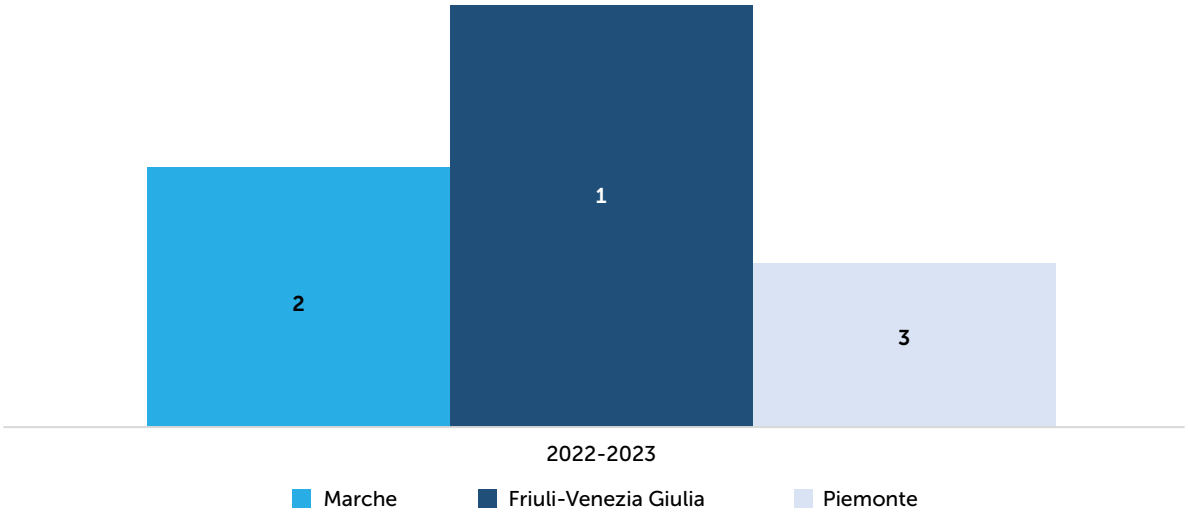
FIG. 5.110 *Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (biennio 2022-2023)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

La graduatoria dello Stadio III di eccellenza per il biennio 2022-2023 reca nelle posizioni del podio (figura 5.111) tre gestioni situate in tre differenti Regioni: in particolare al primo posto si è posizionata una gestione operante in Friuli-Venezia Giulia, al secondo posto una gestione operante nelle Marche mentre il terzo posto è occupato da una gestione operante in Piemonte.

FIG. 5.111 *Posizionamento delle gestioni sul podio dello stadio III nel biennio 2022-2023 nelle Regioni di appartenenza*



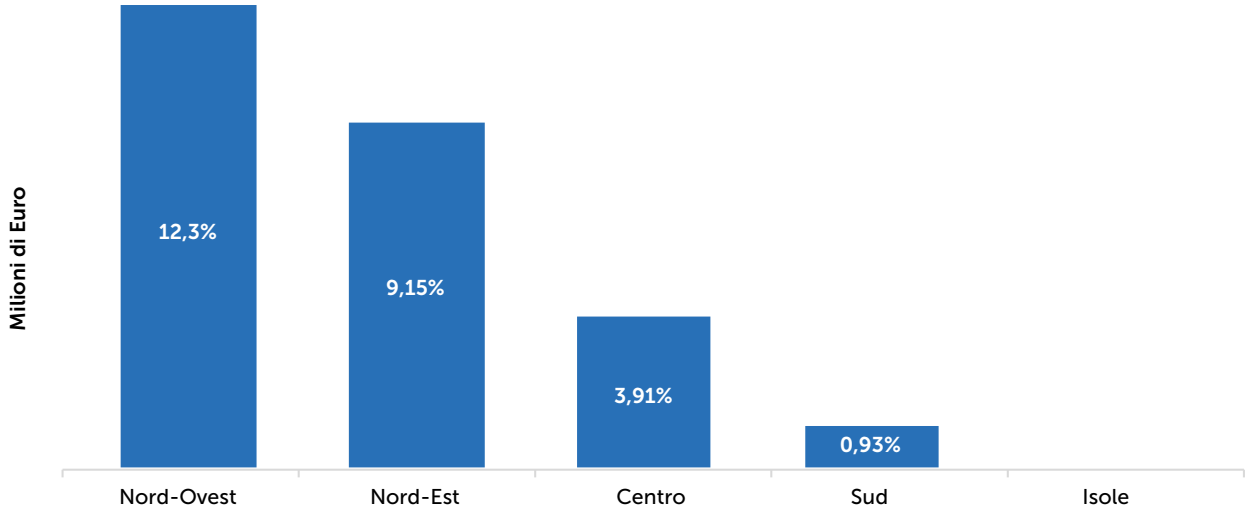
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Premialità e penalità attribuite

Il meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale ha attribuito, complessivamente per i tre Stadi di valutazione, premialità per circa 26,3 milioni di euro per il biennio 2022-2023. Ai fini della quantificazione dei premi rileva, da un lato, il gettito della componente UI2 attribuito alla qualità contrattuale (pari al 20%, del quale il 70% è destinato alla copertura delle premialità degli Stadi di valutazione base), dall'altro, la presenza di oneri specifici per la qualità contrattuale[98], e, infine, la dimensione delle gestioni che si collocano nelle prime tre posizioni per lo Stadio di eccellenza[99].

Come rappresentato nella figura 5.112, gli importi più elevati sono stati attribuiti nelle aree del Nord-Ovest e del Nord Est (rispettivamente 12,33 e 9,15 milioni di euro) mentre non sono stati attribuiti premi alle gestioni operanti nelle Isole (nonostante in Sardegna sia presente una gestione in premio per un macro-indicatore ma questo risulti azzerato per la decurtazione dei menzionati oneri).

FIG. 5.112 *Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2022-2023 (Milioni di euro)*

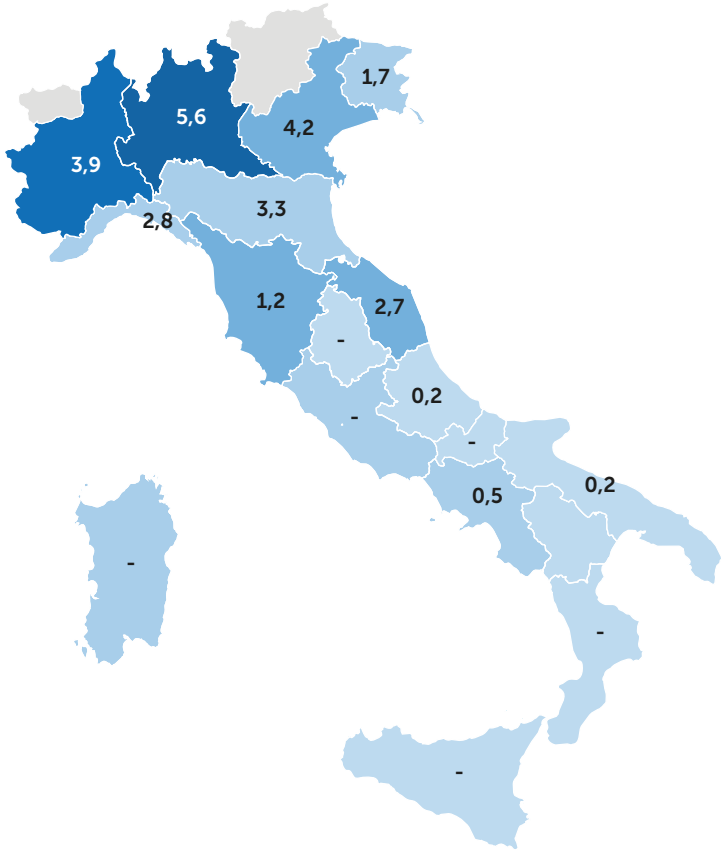


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Suddividendo tali importi per Regione (Fig. 5.113) si evidenzia come in 4 Regioni le premialità abbiano superato i 3 milioni di euro (Piemonte, Veneto, Emilia-Romagna, e Lombardia che raggiunge i 5,6 milioni di euro), mentre in 7 Regioni non siano stati erogati premi (4, escludendo da tale conteggio, oltre al menzionato caso della gestione sarda, il Lazio e l'Umbria per la presenza di una gestione alla quale il premio è risultato parimenti azzerato in seguito alla decurtazione degli specifici oneri relativi alla qualità contrattuale riconosciuti in tariffa).

98 Ai sensi del comma 96.2 della RQSII, tali oneri ($OPEX_{QC}$) sono decurtati dalle premialità per gli Stadi di valutazione base.
99 Dato che, come specificato al comma 96.5 della RQSII, i premi per lo Stadio di valutazione di eccellenza sono commisurati al vincolo riconosciuto ai ricavi del gestore (VRG).

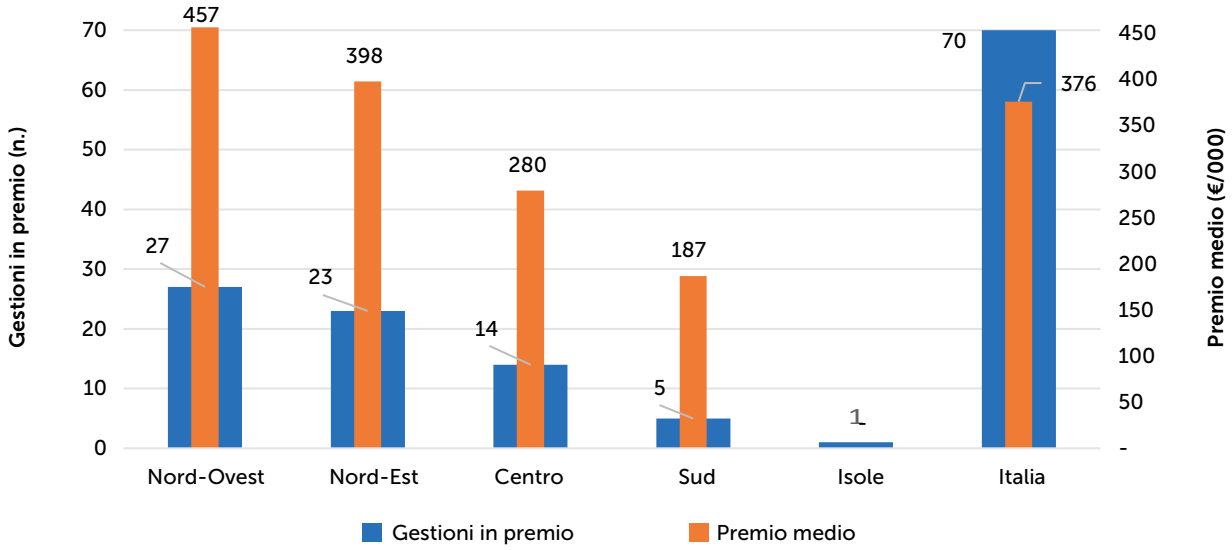
FIG. 5.113 *Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2022-2023 (Milioni di euro)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Nella figura 5.114 viene rappresentata l'entità delle premialità medie attribuite per singola gestione e la numerosità di queste ultime, suddivise per singola area geografica. Alle 70 gestioni che hanno conseguito l'obiettivo per almeno un macro-indicatore senza far rilevare alcuna causa di esclusione dalle premialità (includendo, dunque, anche le gestioni per le quali il premio è stato azzerato per la presenza dei menzionati oneri specifici) corrisponde una premialità media, a livello nazionale, pari a circa 376.000 euro, con valori che vi si discostano di poco per l'area del Nord-Est (398.000 euro circa) , e con un massimo registrato nell'area Nord-Ovest (circa 457.000 euro, dove tra l'altro si rileva il massimo anche per la numerosità dei premiati, 27) e un minimo al Sud (circa 187.000 euro medi per 5 gestioni), oltre al valore nullo già evidenziato per il solo soggetto premiato operante nelle Isole.

FIG. 5.114 *Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2022-2023)*



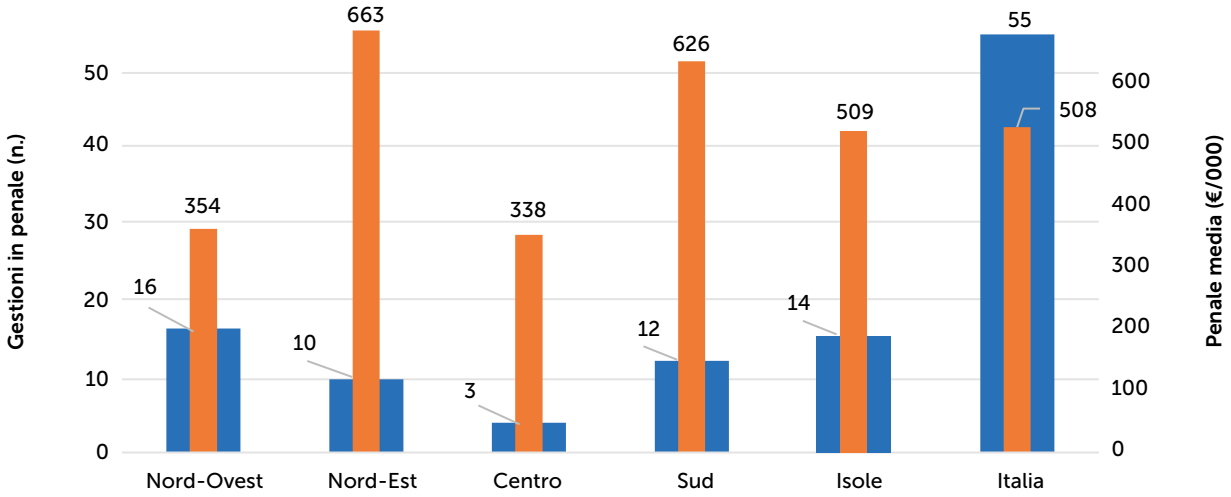
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Anche con riferimento alle penalità, il calcolo degli importi è funzione del gettito della componente UI2 attribuito al meccanismo incentivante, degli eventuali oneri specifici per la qualità contrattuale e della dimensione della gestione, ma quest'ultimo elemento è funzionale a evitare che le penali comminate risultino eccessive per gli operatori di minore dimensione[100]. Complessivamente le penali superano l'importo totale dei premi, arrivando a circa 27,9 milioni di euro per il biennio 2022-2023.

Analogamente a quanto appena mostrato per le premialità, nella figura 5.115 viene rappresentata l'entità delle penalità medie attribuite per singola gestione e la numerosità di queste ultime, suddivise per singola area geografica. In questo caso la numerosità dei soggetti coinvolti è inferiore (55) e, conseguentemente, la penalità media a livello nazionale risulta superiore, essendo pari a circa 508.000 euro. Un valore medio del tutto simile è registrato dalle 14 gestioni in penale nelle Isole mentre il picco è fatto registrare dal Nord-Ovest per la numerosità delle gestioni (16) e dal Nord-Est per l'importo medio (663.000 euro); un altro importo superiore alla media nazionale è registrato al Sud (626.000 euro) mentre valori via via più contenuti sono registrati al Nord-Ovest e al Centro (rispettivamente 354.000 euro per le menzionate 16 gestioni e 338.000 euro per 3 gestioni).

100 Si veda, al riguardo, quanto previsto dal comma 96.4 della RQSII.

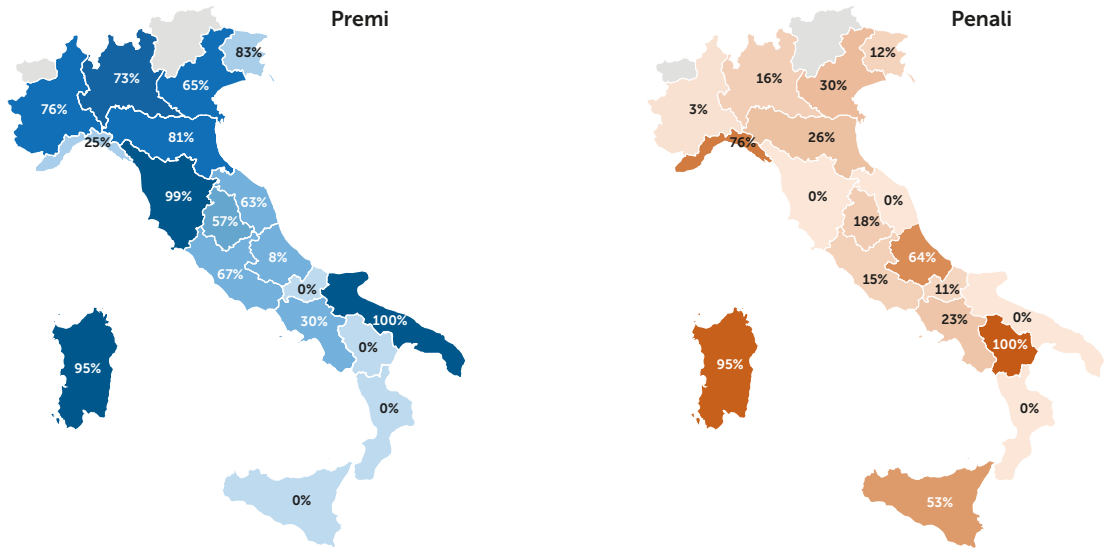
FIG. 5.115 *Penalità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (migliaia di euro)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Risulta, infine, interessante analizzare l'impatto dei premi e delle penali in termini di popolazione servita dalle diverse gestioni. Tale analisi viene mostrata nelle mappe della figura 5.116 per singola Regione. Si precisa che una gestione può aver avuto un premio per un macro-indicatore e una penale per l'altro macro-indicatore, come nel caso del gestore della Regione Sardegna (95% per entrambe le mappe). Viceversa, nel caso della Basilicata, il gestore dell'ATO unico regionale è risultato in penale per entrambi i macro-indicatori. La Regione Calabria, invece, risulta non rappresentata nelle mappe in quanto le relative gestioni sono state escluse dal meccanismo per una delle motivazioni diffusamente descritte in apertura del presente paragrafo. In linea generale si registra una maggiore diffusione delle premialità rispetto alle penalità, con differenze molto marcate tra i due esiti per la Toscana (99% della popolazione servita da una gestione in premio, 0% in penale) e il Piemonte (76% in premio, 3% in penale) o comunque rilevanti per Umbria, Lazio, Lombardia, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Lazio e Marche. Viceversa, per la popolazione ligure e quella abruzzese si evidenza una quota sensibilmente superiore per le gestioni in penale rispetto ai premi.

FIG. 5.116 *Percentuale della popolazione residente regionale servita da una gestione risultata in premio o in penale*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2022-2023 (delibera n. 277/2025/R/idr).

Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

Con l'introduzione di standard minimi omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da assicurare all'utenza, definiti dall'Autorità con la regolazione in tema di qualità contrattuale in vigore dal 1° luglio 2016, si sono rese necessarie modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti a livello locale[101].

Al fine di favorire il recepimento della disciplina recata dalla RQSII e considerando i differenti livelli di partenza degli operatori, l'Autorità ha introdotto, con il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) di cui alla delibera 28 dicembre 2015, n. 664/2015/R/idr, la facoltà di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario gli oneri aggiuntivi $Opex_{QC}$, connessi con l'adeguamento agli standard di qualità del servizio di cui alla delibera n. 655/2015/R/idr, laddove i medesimi non fossero già previsti nelle previgenti Carte del servizio[102].

Con il metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 è stata poi introdotta la facoltà per gli Enti di governo di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario, nell'ambito della componente $Opex_{QC}$, anche gli oneri aggiuntivi connessi con il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento – previsti dal nuovo meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera n. 547/2019/R/idr – per le gestioni che si collochino in classi diverse dalla classe A.

101 In coerenza con lo schema recato dal DPCM 29 aprile 1999 che definiva gli indicatori di qualità da riportare nelle Carte del servizio demandandone la quantificazione a livello locale.

102 Si rammenta che, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, nel secondo periodo regolatorio 2016-2019 era possibile procedere al riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo ente, tenuto conto delle specificità territoriali rilevate. La previsione dell'istanza per il riconoscimento dei premi di cui all'MTI-2 è stata superata, a partire dal 2020, dal meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto dalla delibera n. 547/2019/R/idr.

Da ultimo, con il metodo tariffario per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 MTI-4, è stata introdotta la facoltà per gli Enti di governo dell'ambito di ammettere al riconoscimento tariffario, nell'ambito della medesima componente $Opex_{QC}$, oneri aggiuntivi per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento nei limiti delle penalità eventualmente attribuite in sede di applicazione del meccanismo incentivante di qualità contrattuale.

Per gli oneri aggiuntivi $Opex_{QC}$, l'Autorità ha esplicitato le modalità con le quali gli Enti di governo dell'ambito provvedono al recupero, solo se a vantaggio dell'utenza, dello scostamento fra la componente $Opex_{QC}$ valorizzata per il biennio precedente in sede di determinazione tariffaria e gli oneri effettivamente sostenuti dai gestori per le specifiche finalità sopra richiamate.

Inoltre, si rammenta che con il meccanismo incentivante della qualità contrattuale introdotto con la menzionata delibera n. 547/2019/R/idr, sono state altresì previste ulteriori modalità di recupero delle componenti $Opex_{QC}$ attraverso il calcolo sia delle premialità, sia delle penalità[103].

Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al quarto periodo regolatorio 2024-2029[104], considerando sia la componente $Opex_{QC}$ per l'adeguamento delle Carte del servizio alla disciplina della RQSII (di seguito $Opex_{QC}$ ex comma 19.9, lett. a), MTI-4 per adeguamenti standard RQSII), sia la componente $Opex_{QC}$ per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento previsti dal meccanismo incentivante di premi e penalità (di seguito $Opex_{QC}$ ex comma 19.9, lett. a), MTI-4 per adeguamento obiettivi RQSII), entrambe valorizzate nei limiti delle pertinenti componenti di costo eventualmente individuate ai fini della determinazione tariffaria 2023, sia la quota di $Opex_{QC}$ introdotta con l'MTI-4 per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento nei limiti delle penalità eventualmente attribuite in sede di applicazione del meccanismo incentivante di qualità contrattuale (di seguito $Opex_{QC}$ ex comma 19.9, lett. b), MTI-4).

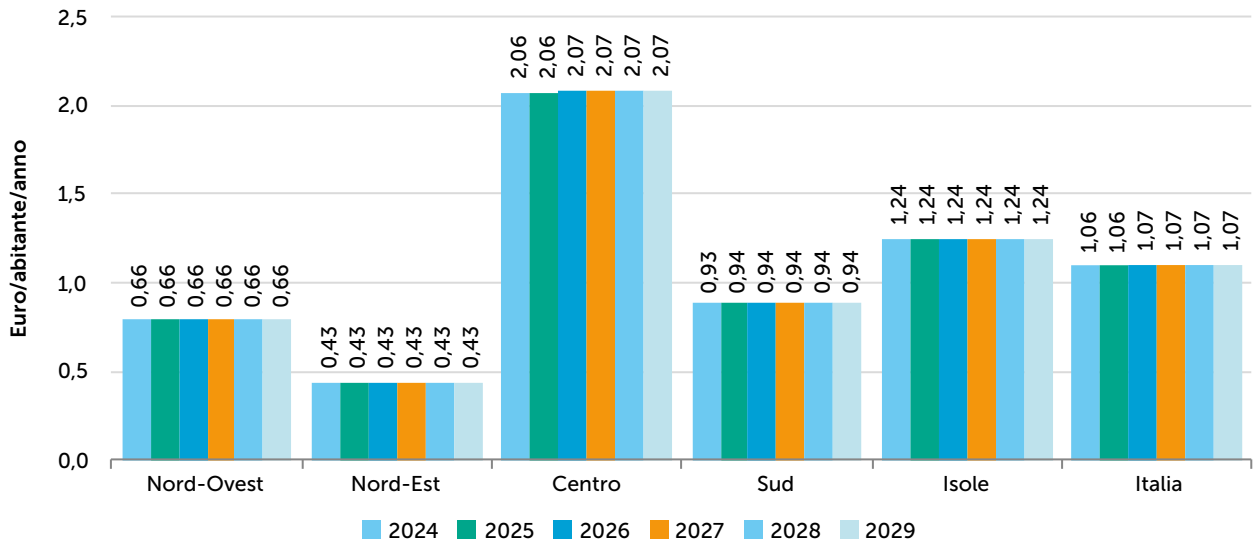
Nella figura 5.117 viene riportata la valutazione, per area geografica, degli oneri aggiuntivi richiesti dagli Enti di governo dell'ambito per l'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, da cui emerge una quantificazione media nazionale degli $Opex_{QC}$ pari a 1,07 euro/abitante/anno per ciascuna annualità del periodo regolatorio 2024-2029.

L'ammontare medio più elevato è richiesto per le gestioni del Centro, con un importo di 2,06 euro/anno per abitante per il biennio 2024-2025 e 2,07 euro per gli anni successivi, seguite dalle gestioni delle Isole con un importo di 1,24 euro/abitante/anno per l'intero sessennio 2024-2029. Le richieste di riconoscimento di oneri aggiuntivi più contenute si registrano per le gestioni del Nord-Est, con 0,43 euro/abitante/anno per il sessennio 2024-2029, mentre per il Nord-Ovest e il Sud risultano richiesti rispettivamente importi pari a 0,66 e 0,94 euro/abitante/anno per il medesimo periodo.

103 Per un dettaglio sulle modalità di recupero degli $Opex_{QC}$ attraverso il calcolo di premialità e penalità si rimanda all'art. 96 della RQSII.

104 Si precisa che la presente analisi è riferita al medesimo campione descritto al precedente paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità".

FIG. 5.117 *$Opex_{QC}$ quantificati nel sessennio 2024-2029 pro capite per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

Analizzando i dati riportati nella tavola 5.31 emerge che, nell'ambito delle predisposizioni tariffarie MTI-4, gli EGA hanno richiesto il riconoscimento di $Opex_{QC}$ per 55 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 137 milioni di euro per l'intero periodo regolatorio 2024-2029, dei quali le quote legate al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dei macro-indicatori di qualità contrattuale risultano in aggregato relativamente contenute (circa 14,6 milioni di euro); di tali proposte, alla medesima data, sono state oggetto di istruttoria e di conseguente approvazione da parte dell'Autorità quelle riferite a 23 gestioni che operano in tutte le aree tranne che nelle Isole, per un ammontare totale di $Opex_{QC}$ riconosciuti nel quadriennio pari a circa 71,5 milioni di euro.

TAV. 5.31 *$Opex_{QC}$ per il quarto periodo regolatorio 2024-2029*

AREA GEOGRAFICA	Gestioni con $Opex_{QC}$ in proposta EgA (n.)	Gestioni con $Opex_{QC}$ approvati ARERA (n.)	Ammontare $Opex_{QC}$ quantificato dagli EGA 2024-2029		
			di cui quota ex comma 19.9, lett. a), MTI-4 per adeguamenti standard RQSII (€)	di cui quota ex comma 19.9, lett. a), MTI-4 per adeguamento obiettivi RQSII (€)	di cui quota ex comma 19.9, lett. b), MTI-4 per adeguamento obiettivi RQSII (€)
Nord-Ovest	17	5	14.243.046	534.636	1.741.145
Nord-Est	14	10	8.174.435	840.000	-
Centro	11	6	49.560.230	5.311.098	408.614
Sud	9	2	35.963.684	2.346.636	3.482.554
Isole	4	-	14.166.958	-	-
ITALIA	**55**	**23**	**122.108.354**	**9.032.370**	**5.632.313**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

CAPITOLO **06**

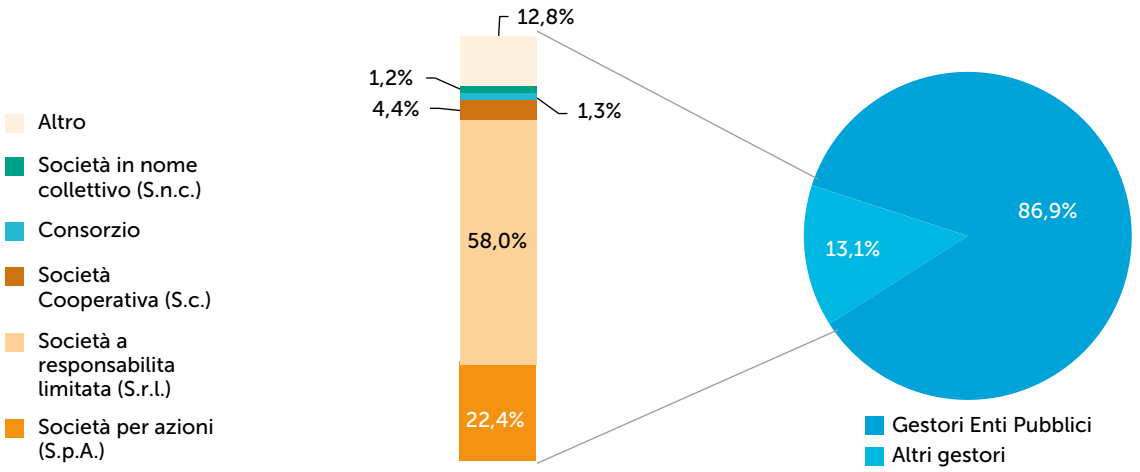
Struttura, tariffe e qualità nel settore dei rifiuti urbani

Struttura del settore

Ad aprile 2026 il numero di iscritti per il settore rifiuti all'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente risulta in lieve calo rispetto alle rilevazioni dello scorso anno (8.152 rispetto a 8.386 soggetti)[1].

Continua la progressiva riduzione del numero di soggetti iscritti come Enti territorialmente competenti (di seguito: ETC), che nel corso dell'ultimo anno ha registrato un'accelerazione, con un decremento di oltre il 19% (a oggi 2.698, contro 3.221 dell'anno precedente). Sebbene i numeri permangano elevati – a conferma di come il processo di organizzazione territoriale del servizio sia ancora lontano dal suo completamento – alcune Regioni hanno portato a compimento il processo di razionalizzazione della *governance* nell'ambito del riordino degli assetti organizzativi locali di cui all'art. 3-*bis* del decreto legislativo n. 138/2011, trasferendo le competenze dai singoli Comuni a Enti sovracomunali[2].
In relazione alla natura giuridica dei soggetti iscritti come gestori (pari a 7.895), la figura 6.1 mostra la prevalenza degli Enti pubblici (quasi 87%)[3], in linea con i risultati dello scorso anno, confermandone anche la ripartizione per natura giuridica. Non si rilevano scostamenti significativi rispetto alla precedente edizione della *Relazione Annuale* anche in ordine al numero di attività svolte per gestore (indipendentemente dalla natura giuridica): nella maggioranza dei casi (66%) i gestori risultano accreditati per una singola attività e solo raramente (meno dell'1%) per tutte le attività del ciclo (Fig. 6.2).

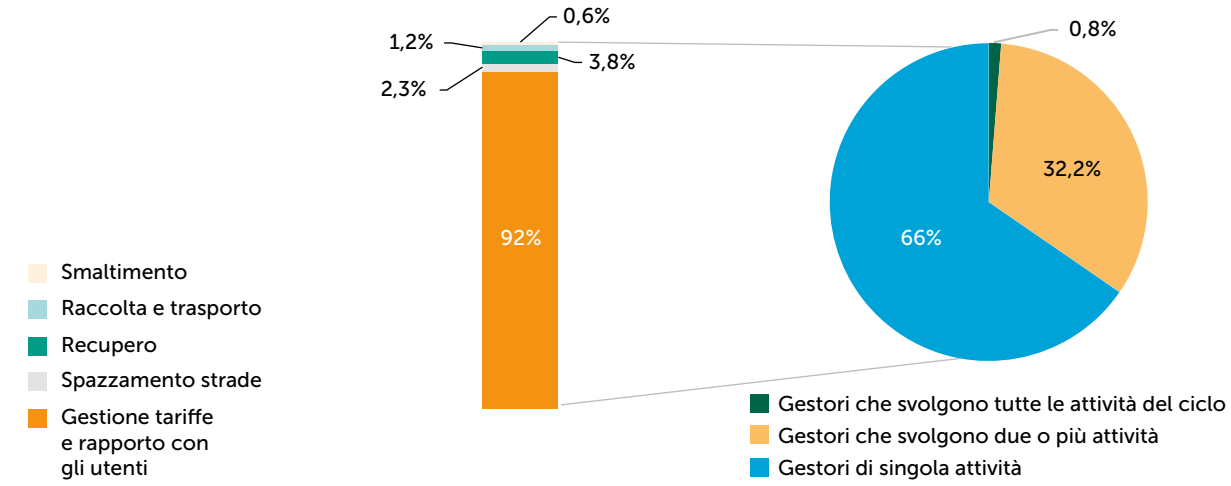
FIG. 6.1 *Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica*



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

1 L'apertura dell'Anagrafica operatori al settore dei rifiuti urbani è stata introdotta con la delibera 27 dicembre 2018, n. 715/2018/R/rif. Tale variazione può essere riconducibile a diversi fattori, tra i quali cessioni di attività o rettifiche delle attività dichiarate in Anagrafica operatori.
2 A titolo esemplificativo, dal 1° gennaio 2025 l'Autorità rifiuti e risorse idriche Calabria – ARRICAL – ha assunto le funzioni di Ente territorialmente competente per l'attività di validazione delle predisposizioni tariffarie approvate dai Comuni. Per maggiori dettagli si rimanda alla *Relazione Annuale* 17 dicembre 2024, n. 567/2024/I/rif.
3 Dei gestori Enti pubblici, circa 2.500 sono Enti territorialmente competenti.

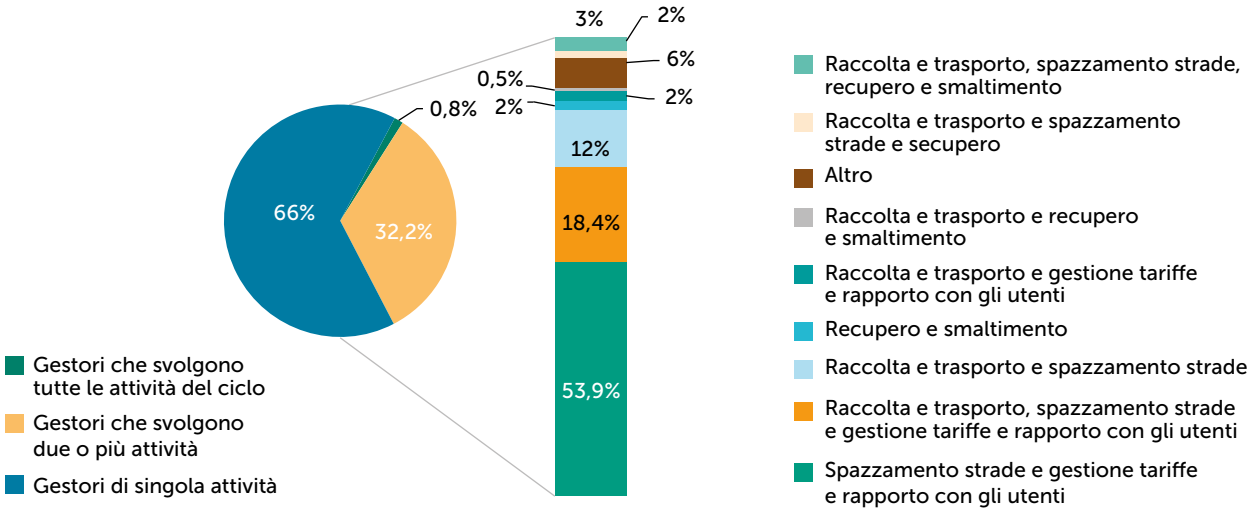
FIG. 6.2 *Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività*



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

In merito alla tipologia di attività svolta, fra i gestori di singole attività, si conferma anche nel 2025 che il maggior numero si osserva fra quelli che si sono accreditati per l'attività di gestione delle tariffe e rapporto con gli utenti (92%) a fronte di quello più basso riscontrato per i gestori dell'attività di smaltimento, che resta costante allo 0,6%. Rispetto ai gestori che si sono accreditati per due o più attività (Fig. 6.3), la combinazione più frequente continua a osservarsi fra quelli che hanno dichiarato l'attività di spazzamento strade e di gestione delle tariffe e rapporto con gli utenti, per la quale si conferma il progressivo aumento già rilevato nella scorsa edizione della *Relazione Annuale* (circa 54%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (18,4%), anch'essa in lieve incremento (più di un punto percentuale).

FIG. 6.3 *Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività*



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Dall'analisi dei soggetti accreditati in Anagrafica come gestori aventi natura giuridica diversa da Ente pubblico (13%), la combinazione più frequente si osserva, invece, fra quelli che svolgono congiuntamente l'attività di raccolta e trasporto e spazzamento strade (quasi il 30%), che registra un lieve incremento rispetto allo scorso anno, seguiti dalla quota dei gestori che svolgono solo l'attività di recupero (19,1%) – che aumenta di circa il 5% rispetto alle rilevazioni dello scorso anno – e da quelli che oltre alle attività di raccolta e spazzamento svolgono anche un'attività di trattamento (12,2%). Solo il 4% dei gestori che non ha natura di Ente pubblico svolge tutte le attività del ciclo (Fig. 6.4), in linea con il dato della precedente edizione della *Relazione Annuale*.

FIG. 6.4 *Gestori non Enti pubblici per attività svolta*

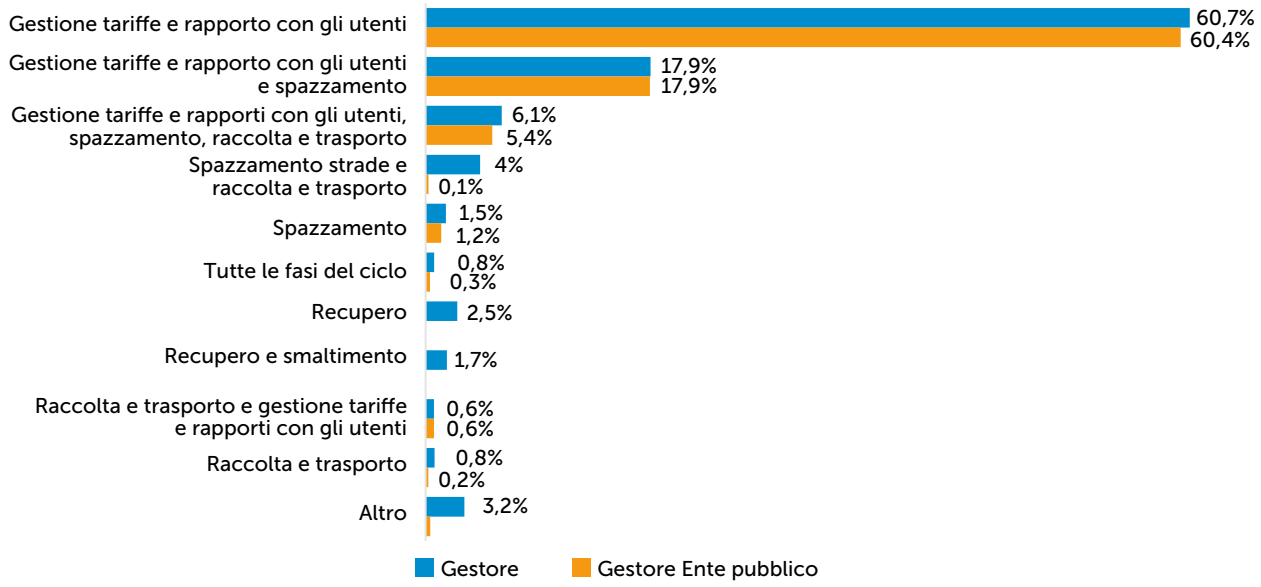


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Si conferma, infine, una considerevole presenza tra i gestori aventi natura di Ente pubblico, prevalentemente Comuni, della combinazione delle attività di gestione delle tariffe e rapporto con gli utenti e di spazzamento strade (Fig. 6.5). Diversamente, i gestori che hanno dichiarato di svolgere le attività di recupero e/o smaltimento sono generalmente soggetti privati[4].

4 Le diverse combinazioni di attività analizzate coprono il 97% dei gestori. La restante quota afferisce a combinazioni di due o più attività ritenute marginali rispetto al totale (per esempio, gestione tariffe e rapporto con gli utenti e recupero).

FIG. 6.5 *Gestori Enti pubblici per attività svolta*



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Produzione e raccolta dei rifiuti

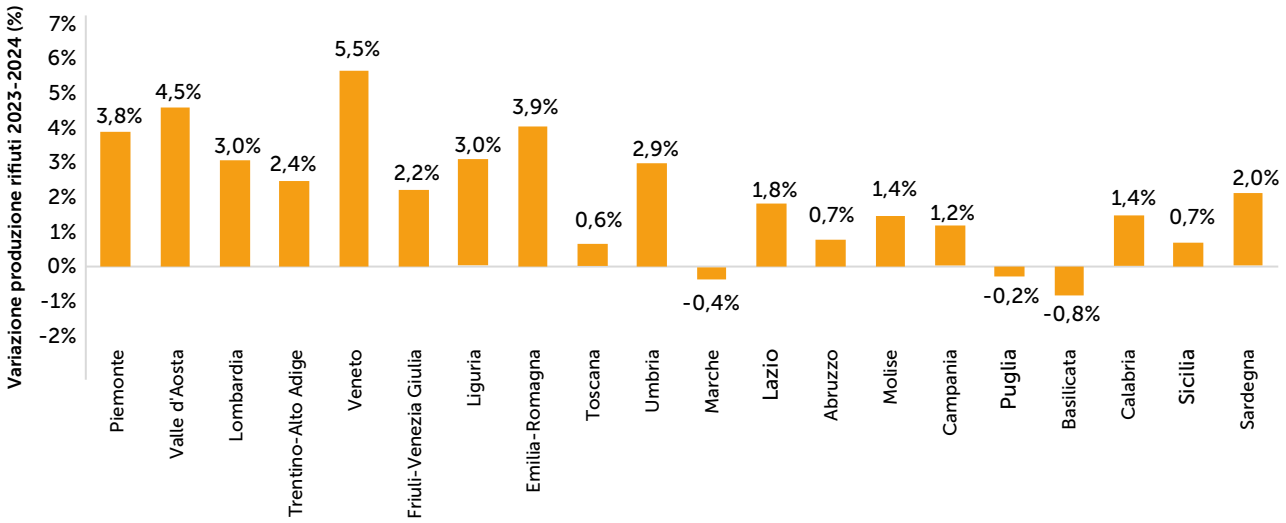
Nel 2024 la produzione nazionale dei rifiuti urbani (pari a quasi 30 milioni di tonnellate) ha registrato un aumento del 2,3%, a fronte di incrementi contenuti rilevati per gli indicatori socioeconomici, quali prodotto interno lordo e spesa per consumi finali sul territorio economico, entrambi pari allo 0,7%[5].

Guardando al dettaglio delle singole regioni (Fig. 6.6), fatta eccezione per Marche, Puglia e Basilicata, diversamente dallo scorso anno si registra un generale aumento dei rifiuti urbani prodotti. A livello di macroarea si registra un generale aumento della produzione dei rifiuti[6], con al primo posto il Nord-Est (+4,2%), seguita dal Nord-Ovest (+3,2%). Nel Centro, nel Sud e nelle Isole l'incremento è stato più limitato (rispettivamente, +1,2%, +0,7% e +1%).

5 Come riportato nel Rapporto rifiuti urbani 2025 di ISPRA, va rilevato che la produzione complessiva dei rifiuti urbani è influenzata dall'inclusione o meno delle quote prodotte da utenze non domestiche e conferite al di fuori del servizio pubblico di raccolta ma comunque destinate a soggetti che ne garantiscono il recupero. Antecedentemente alle modifiche introdotte dal decreto legislativo n. 116/2020, i suddetti rifiuti erano contabilizzati nei flussi di raccolta differenziata, rientrando tra i cosiddetti rifiuti "assimilati", mentre successivamente potrebbero essere, totalmente o parzialmente, fuoriusciti dal computo ricadendo nell'alveo gestionale dei rifiuti speciali, pur trattandosi a tutti gli effetti di rifiuti urbani sulla base delle definizioni date dalla normativa.

6 Le elaborazioni sono state effettuate considerando le seguenti aree geografiche: Nord-Est (Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto ed Emilia-Romagna); Nord-Ovest (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Liguria); Centro (Toscana, Marche, Umbria e Lazio); Sud (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria); Isole (Sardegna e Sicilia).

FIG. 6.6 *Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2023 al 2024*



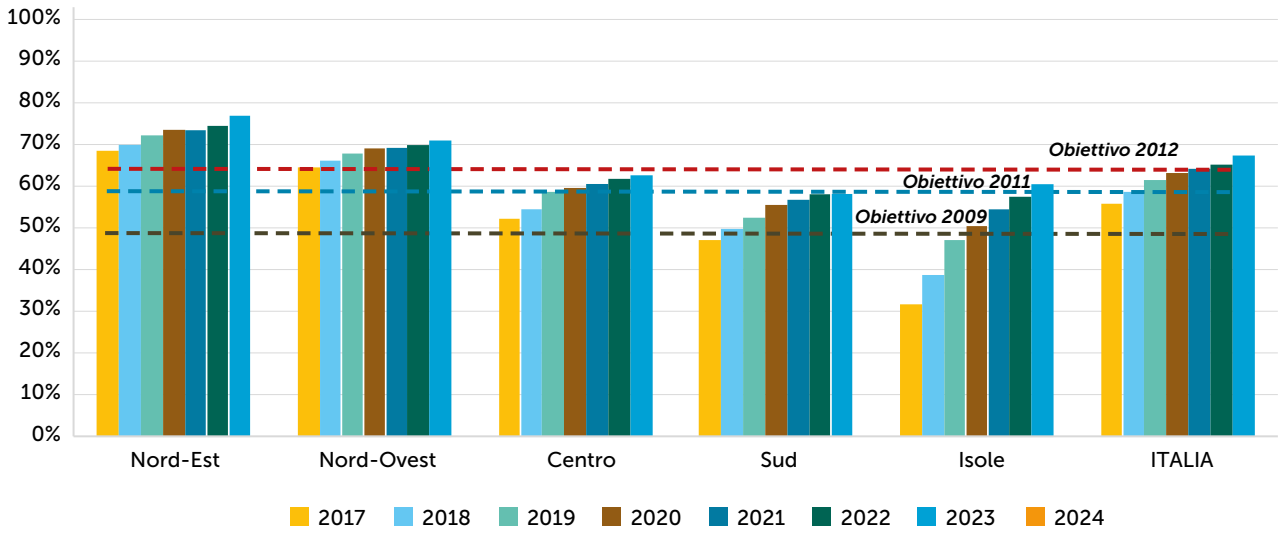
Fonte: elaborazione dati ISPRA, Rapporto rifiuti urbani 2025.

Si conferma il *trend* di crescita della raccolta differenziata, che aumenta più di un punto percentuale rispetto al 2023, passando dal 66,6% al 67,7% (in termini quantitativi oltre 20 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati).

Le regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest mantengono alti livelli di raccolta differenziata (Fig. 6.7), pari rispettivamente al 77,8% (+1%) e al 71,3% (+0,7%), mentre il Centro si attesta al 63,2% (+0,9%), il Sud al 59,9% (+1,7%) e le Isole al 60,8% con un lieve incremento rispetto allo scorso anno (+0,3%).

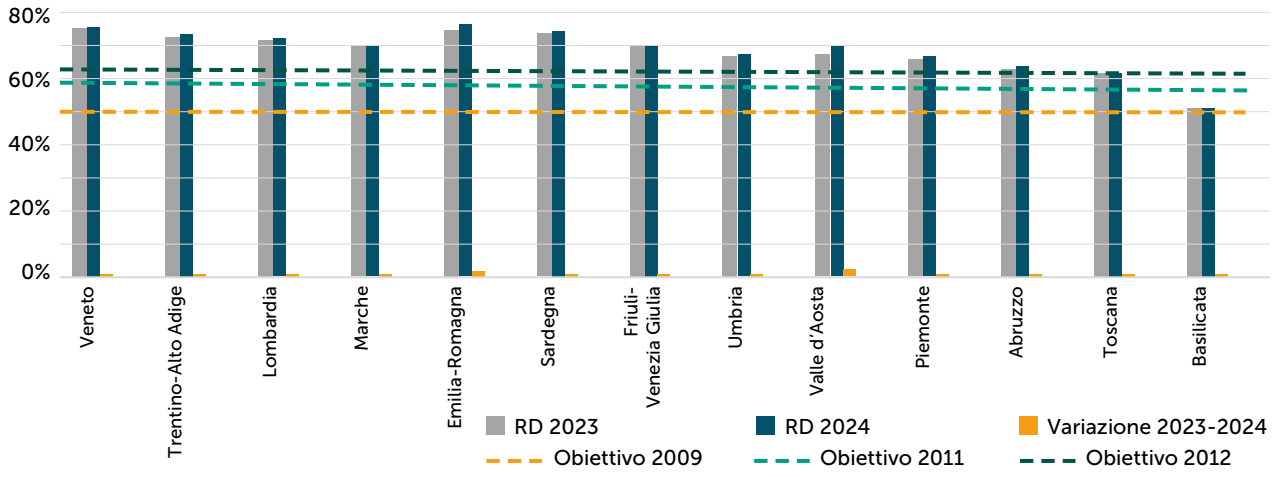
Tuttavia, nonostante tale crescita, persiste ancora un'elevata eterogeneità dei risultati raggiunti a livello territoriale (Fig. 6.8), che vede coesistere regioni – principalmente del Nord – che superano l'obiettivo del 65% fissato dalla normativa (Veneto, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Piemonte, Marche, Emilia-Romagna, Valle d'Aosta, Toscana, Sardegna, Friuli-Venezia Giulia e Umbria), con realtà – prevalentemente localizzate al Sud – che continuano a registrare risultati inferiori all'obiettivo prefissato (Campania, Sicilia, Molise, Calabria, Puglia, Liguria, Lazio). Si rileva nel 2024 il raggiungimento dell'obiettivo sopra riportato per Abruzzo e Basilicata.

FIG. 6.7 *Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2017-2024)*



Fonte: elaborazione dati ISPRA, Rapporto rifiuti urbani 2025.

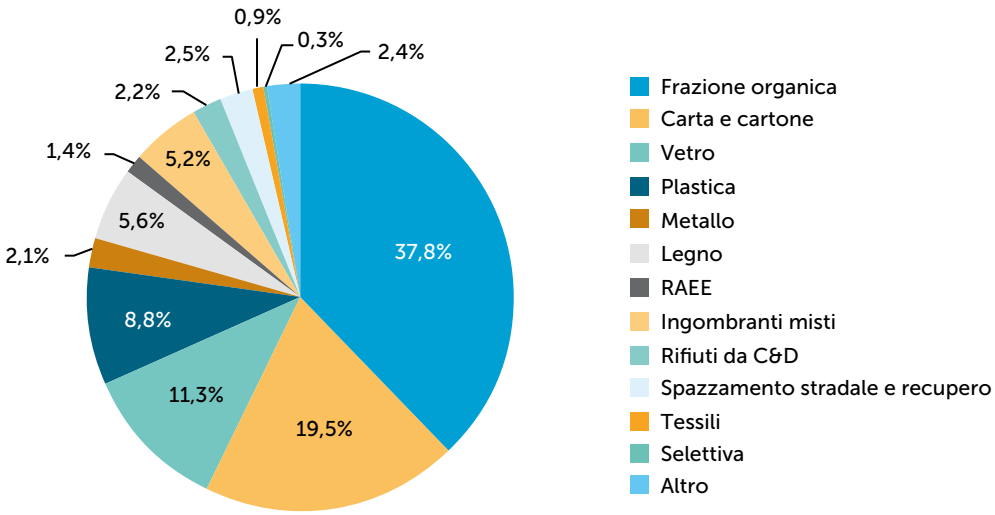
FIG. 6.8 *Andamento della raccolta differenziata per regione e confronto con gli obiettivi (2023-2024)*



Fonte: ISPRA, Rapporto rifiuti urbani 2025.

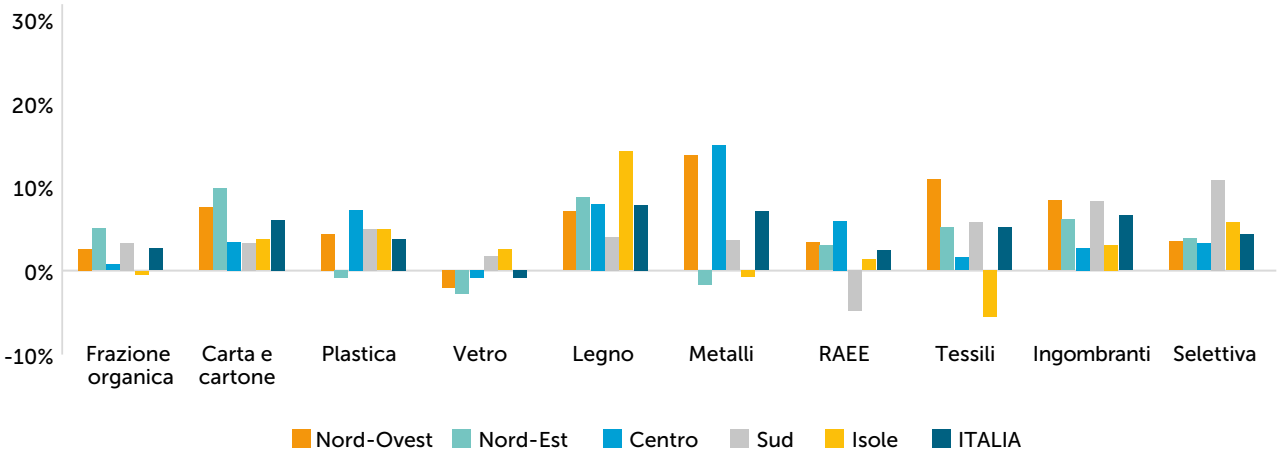
Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.9), in linea con le rilevazioni dello scorso anno, le principali frazioni risultano essere: la frazione organica (37,8%), carta e cartone (19,5%), vetro (11,3%), plastica (8,8%), legno (5,6%) e metallo (2,1%). Nel biennio 2023-2024 si possono rilevare incrementi per tutte le frazioni merceologiche considerate, di maggiore intensità per il legno, metalli, carta e cartone e ingombranti – a eccezione del vetro, che registra una lieve inflessione (-0,8%). Relativamente all'area geografica del Nord-Est si nota una riduzione per i quantitativi di plastica, vetro e metalli (Fig. 6.10).

FIG. 6.9 *Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2024*



Fonte: ISPRA, Rapporto rifiuti urbani 2025.

FIG. 6.10 *Variazioni percentuali nel biennio 2023-2024 dei quantitativi raccolti per le principali frazioni merceologiche, per area geografica, e a livello nazionale*



Fonte: ISPRA, Rapporto rifiuti urbani 2025. Elaborazione dati ARERA.

Nello specifico, relativamente alla frazione organica, si rileva un incremento dei quantitativi raccolti (+2,6% rispetto al 2023), con aumenti più significativi nel Nord-Est (+5%) e al Sud (+3,3%)[7].

7 Secondo il confronto nel biennio 2023-2024 della raccolta della frazione organica si registra un incremento dei rifiuti da cucine e mense di 2,1 punti percentuali e dei rifiuti dalla manutenzione di giardini e parchi di 4,6 punti percentuali.

Per quanto riguarda invece le principali frazioni secche, aumenta il contenuto di imballaggi nella raccolta del vetro (da 88% al 93%), resta costante quello della plastica (96%), della carta (31%) e del legno (17%)[8] e subisce una lieve riduzione quello del metallo (46%). Come noto, gli imballaggi sono soggetti ai sistemi di responsabilità estesa del produttore e i relativi costi della raccolta differenziata, del trasporto, nonché delle operazioni di cernita o di altre operazioni preliminari sono posti a carico dei produttori e degli utilizzatori nella misura almeno dell'80%[9].

Più in dettaglio, con riferimento alle singole frazioni presenti nella raccolta multimateriale, anche per il 2024 prevale la plastica, con un lieve incremento rispetto al 2023 (46,9% sul totale raccolto con tale modalità, +1,2%), mentre si registra un'inflessione per il vetro (-1,7%). Gli scarti risultano invece in linea con la precedente rilevazione.

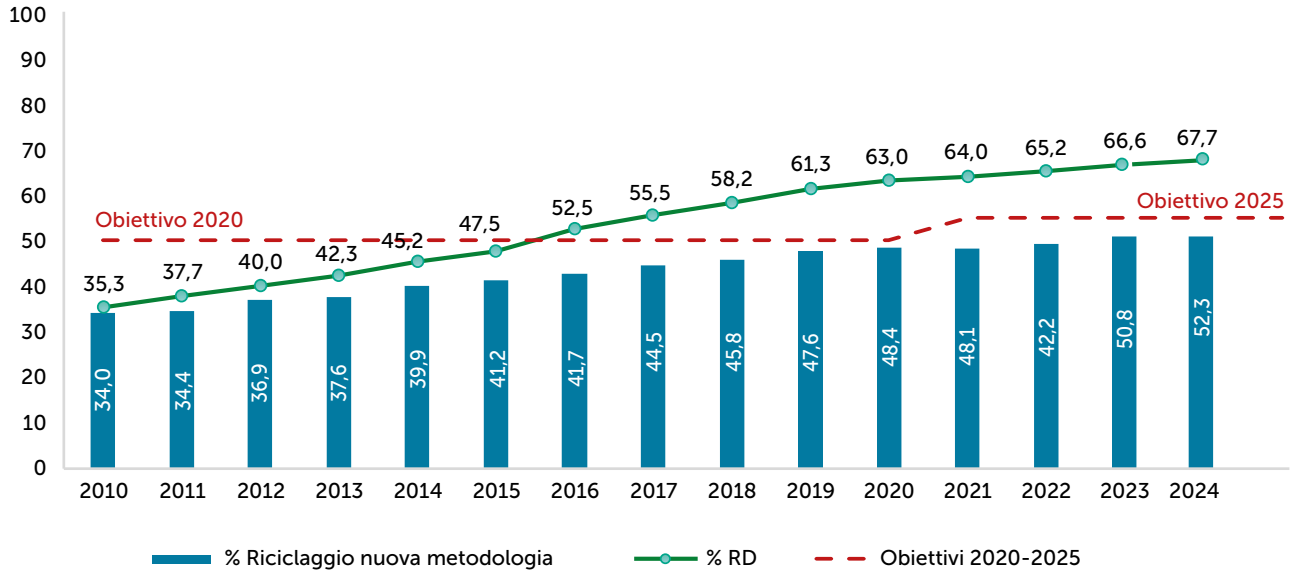
La direttiva 2008/98/CE[10] ha previsto che entro il 2020 il *target* per la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio debba essere pari complessivamente almeno al 50% in termini di peso dei rifiuti, come minimo di carta, metalli, plastica e vetro provenienti dai nuclei domestici e possibilmente di altra origine, nella misura in cui tali flussi di rifiuti sono simili a quelli domestici. Successivamente, la direttiva 2018/851/UE[11], ha introdotto nuovi obiettivi in materia di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, per i quali è stato previsto che tali *target* si applichino non a specifiche frazioni merceologiche ma all'intero ammontare dei rifiuti urbani[12] e che entro il 2025 il *target*, in peso, sia aumentato al 55%, entro il 2030 al 60% ed entro il 2035 al 65%.

Secondo la metodologia di calcolo in vigore, sulla base delle elaborazioni fornite da ISPRA, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e il riciclo si attesta al 52,3%[13], in crescita di 1,5 punti percentuali rispetto al 2023 (Fig. 6.11). Si conferma pertanto anche per il 2024 il divario tra la percentuale di raccolta (67,7%) e il tasso di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, evidenziando gli sforzi ancora da effettuare per ridurre tale delta (circa del 15,4%, con un lieve decremento dello 0,4% rispetto allo scorso anno).

Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per frazione merceologica mostra che circa il 40,9% è costituito dalla frazione organica, il 24,6% da carta e cartone, il 13,2% dal vetro, il 6,1% dalla plastica e il 6,8% dal legno (Fig. 6.12). Non si registrano significative variazioni rispetto ai risultati del 2023.

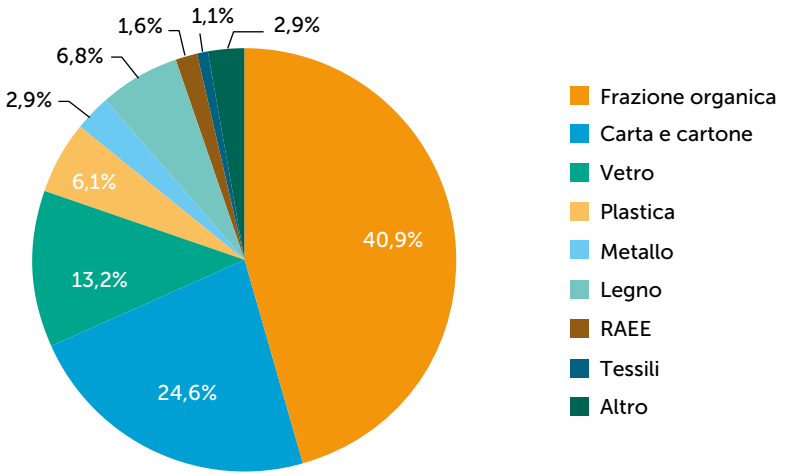
8 Fonte: ISPRA, Rapporto rifiuti urbani 2025, media calcolata sul periodo 2014-2024.
9 Art. 222 del decreto legislativo n. 152/06, come modificato dal decreto legislativo n. 116/20.
10 Recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205 che ha introdotto gli obiettivi di riciclaggio all'art. 181 del decreto legislativo n. 152/2006.
11 Tali nuovi obiettivi sono stati recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo 3 settembre n. 116 del 2020 che ha modificato l'art. 181 del decreto legislativo n. 152/2006.
12 Cfr. decisione di esecuzione (UE) 2019/1004.
13 Per la prima volta, il calcolo effettuato applicando la procedura in linea con le nuove disposizioni, porta a una percentuale superiore al *target* fissato per il 2020.

FIG. 6.11 *Percentuali di riciclo e raccolta differenziata vs obiettivo comunitario (2010- 2024)*



Fonte: ISPRA, Rapporto rifiuti urbani 2025.

FIG. 6.12 *Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2024*



Fonte: ISPRA, Rapporto rifiuti urbani 2025.

Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio

Le predisposizioni tariffarie redatte ai sensi dell'MTR-2 hanno una durata quadriennale (2022-2025), soggetta a un aggiornamento con cadenza biennale, salvo la possibilità, qualora si rilevino determinate condizioni, di ricorrere a un'eventuale revisione infra-periodo.

Nei successivi paragrafi si procederà a fornire il quadro dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il servizio di gestione dei rifiuti urbani relative alle annualità 2024-2025 trasmesse dagli ETC all'Autorità, con particolare attenzione alle risultanze desumibili dalle analisi svolte con riferimento all'anno 2025.

Inoltre, in continuità con le precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, verrà aggiornata l'illustrazione delle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento alle annualità 2020, 2021, 2022-2025, nonché quelle relative all'aggiornamento per il biennio 2024-2025.

Predisposizioni tariffarie 2024-2025 trasmesse all'Autorità

Nel corso del 2025 sono proseguite le trasmissioni all'Autorità delle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento delle annualità 2024-2025 del secondo periodo regolatorio[14].

Al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*[15], e in riferimento al biennio 2024-2025, risultano trasmesse 5.699 predisposizioni tariffarie – di cui 5.672 comunali e 27 pluricomunali[16] – relative a 6.125 Comuni (il 78% dei Comuni italiani), per un totale di quasi 51 milioni di abitanti serviti, pari all'86% della popolazione nazionale. Ciò segnala un lieve incremento delle predisposizioni tariffarie trasmesse per il biennio 2024-2025 rispetto a quanto registrato nella precedente edizione della *Relazione Annuale*, ove si contavano 5.332 trasmissioni.

Si segnala che circa il 5% delle proposte tariffarie trasmesse è stato oggetto di revisione infra-periodo per l'annualità 2025, interessando un'analoga percentuale di popolazione del campione in analisi.

La figura 6.13 riporta per ciascuna regione lo stato dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie 2024-2025 trasmesse, in termini di popolazione e numero di Comuni interessati dalle stesse.

14 Il Legislatore ha fissato come termine ultimo per l'approvazione della TARI 2024 il 20 luglio 2024; conseguentemente il termine previsto dalla delibera n. 363/2021/R/rif per la trasmissione all'Autorità dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie 2024-2025 è da individuare nel 20 agosto 2024.

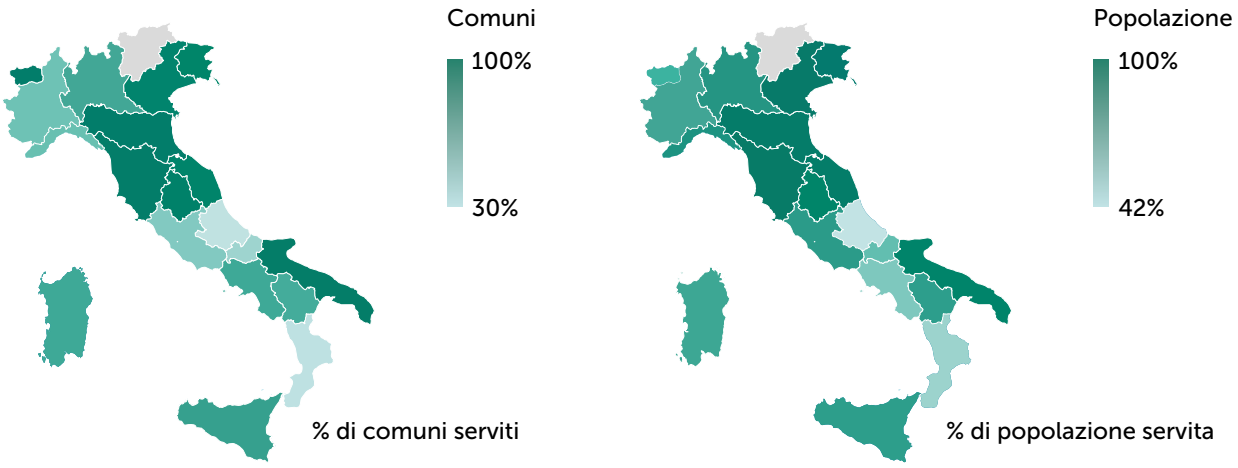
15 I dati riportati sono aggiornati al 4 marzo 2026.

16 Si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun Comune si qualifica, ai sensi dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito comunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i Comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

Le Regioni Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Toscana, Umbria, Marche e Puglia risultano aver completato la trasmissione delle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento biennale per le annualità 2024-2025, mentre le Regioni Veneto, Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige risultano prossime al completamento (per più del 95% dei Comuni), con poche aree in ritardo. Le Regioni Lombardia, Campania, Basilicata, Sicilia e Sardegna mostrano una rappresentatività, in termini di numero di Comuni, che oscilla tra il 75% e il 95%, mentre in termini di popolazione le percentuali si muovono tra il 60% e il 90%. Il Piemonte, la Liguria, il Lazio e il Molise in termini di Comuni registrano una copertura compresa tra il 50% e il 70% circa, mentre in termini di popolazione la copertura sale tra il 65% e l'85%. In forte ritardo, seppur in recupero rispetto a quanto rilevato lo scorso anno, si rilevano le Regioni Abruzzo e Calabria con percentuali di copertura inferiori al 40% in termini di Comuni e tra il 40 e il 55% in termini di popolazione interessata.

Come evidenziato sopra, in talune aree (tra le quali Lazio e Molise), seppure la percentuale di popolazione interessata dalla trasmissione delle predisposizioni tariffarie risulti elevata, in termini di numerosità di Comuni interessati la percentuale risulta nettamente inferiore, evidenziando, quindi, l'assenza principalmente delle predisposizioni tariffarie relative ai Comuni di piccole e medie dimensioni.

FIG. 6.13 *Predisposizioni tariffarie per regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2024-2025 (% Comuni serviti; % popolazione servita)*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

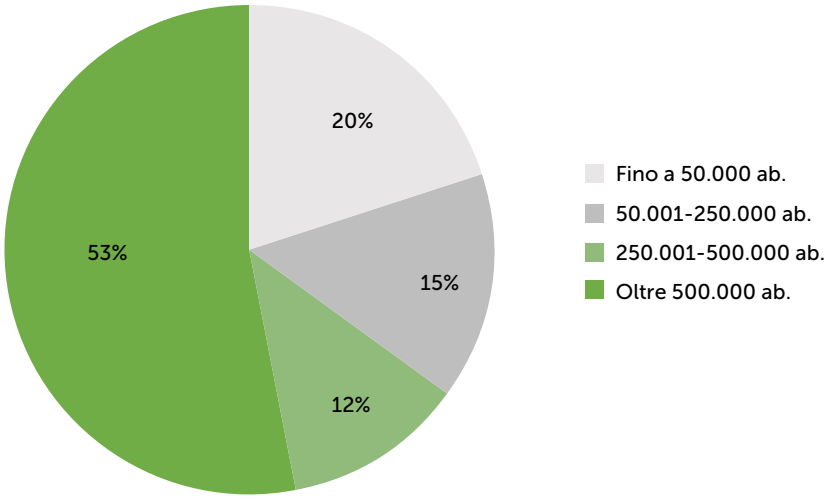
La trasmissione è stata effettuata da 2.084 ETC, 2.008 dei quali sono Comuni, per una popolazione di 18,1 milioni di abitanti, mentre 76 sono rappresentati da enti sovracomunali, in particolare Enti di governo d'ambito e Unioni di Comuni[17]. Questi ultimi hanno presentato proposte tariffarie per 3.650 ambiti tariffari, relativi a 4.042 Comuni e 32,8 milioni di abitanti.

La successiva figura 6.14 illustra, con riferimento a una popolazione di circa 51 milioni di abitanti interessati dalle proposte tariffarie trasmesse, le rilevanti differenze dimensionali degli ETC: i 38 Enti più grandi in termini di po-

17 In diversi casi, le Unioni di Comuni sono individuate come Enti di governo d'ambito.

polazione (ossia quelli che esercitano le proprie competenze in territori con oltre 250.000 abitanti) coprono circa il 65% della popolazione del campione; dei 2.046 ETC restanti, 1.980 riguardano territori con meno di 50.000 abitanti e coprono complessivamente il 20% della popolazione del campione, mentre i restanti 66 esercitano le competenze su territori con popolazione compresa tra 50.000 e 250.000 abitanti e coprono complessivamente il 12% della popolazione del campione.

FIG. 6.14 *Distribuzione della popolazione per classe dimensionale degli ETC*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Nel prosieguo sono illustrate le analisi effettuate su 4.924[18] predisposizioni tariffarie relative al biennio 2024-2025 rappresentative dell'80% della popolazione nazionale, con particolare riferimento all'annualità 2025. Si precisa che i valori medi riportati nelle diverse analisi sono calcolati come medie ponderate, i cui pesi, per ciascun ambito tariffario, sono rappresentati dal relativo numero di abitanti.

Come emerge dalla figura 6.15, nel 2025 il limite di crescita medio delle entrate tariffarie determinato dagli ETC si attesta intorno al 5,3%, mentre la variazione media effettiva delle entrate tariffarie risulta lievemente inferiore e pari al 3,3%; entrambi i valori risultano in riduzione rispetto a quelli registrati nel 2024 (rispettivamente 6,3% e 5,4%), pur continuando a mantenersi su livelli maggiori rispetto al biennio precedente 2022-2023, dove il limite di crescita si è attestato mediamente intorno al 3,6-3,7% mentre l'incremento effettivo delle entrate tariffarie ha riscontrato una crescita media intorno al 2,5%.

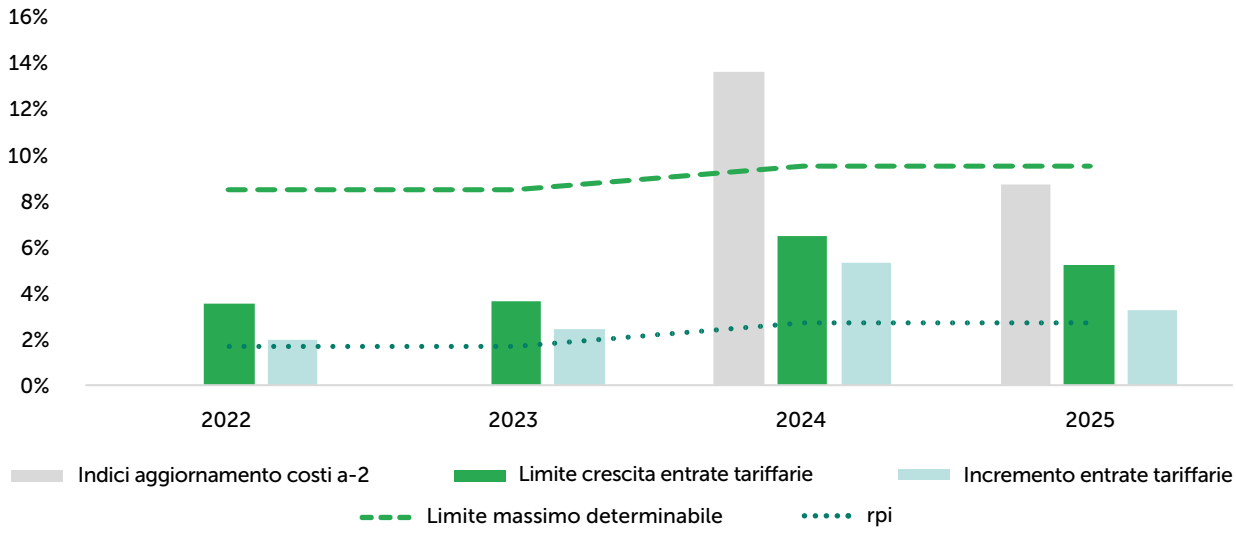
In linea con quanto osservato per il 2024, gli aumenti registrati nel 2025 derivano dalla forte spinta inflazionistica verificatasi nel corso del 2022 e proseguita nel 2023, che in termini tariffari ha esplicato i propri effetti nel biennio

18 I dati presentati di seguito si riferiscono a 4.924 predisposizioni tariffarie, rispetto alle 5.699 caricate sul portale *extranet* dedicato alla raccolta dati. Più precisamente, sono stati esclusi ambiti tariffari caratterizzati da una probabile situazione di inerzia da parte di taluni gestori, o per i quali sono state trasmesse informazioni incomplete e su formati non ufficiali e ambiti tariffari per i quali non sono disponibili le informazioni relative alle predisposizioni tariffarie del 2022-2023, per effettuare le analisi su un campione omogeneo.

2024-2025, in base alle disposizioni contenute nell'MTR-2 per il riconoscimento dei costi ai fini della determinazione delle entrate tariffarie.

Le regole introdotte con la delibera n. 389/2023/R/rif hanno assicurato al contempo il recupero dei maggiori oneri sostenuti dai gestori nel periodo 2022-2023, attraverso la valorizzazione di un apposito parametro per il limite alla crescita alle entrate tariffarie (CRI_a), e la sostenibilità dei corrispettivi all'utenza finale, indicando un incremento del limite di crescita pari a un massimo del 9,6% e la possibilità di rimodulare nelle annualità successive al 2025 eventuali eccedenze non già recuperabili nelle annualità 2024-2025.

FIG. 6.15 *Variazione media annuale delle entrate e del limite di crescita (%)*

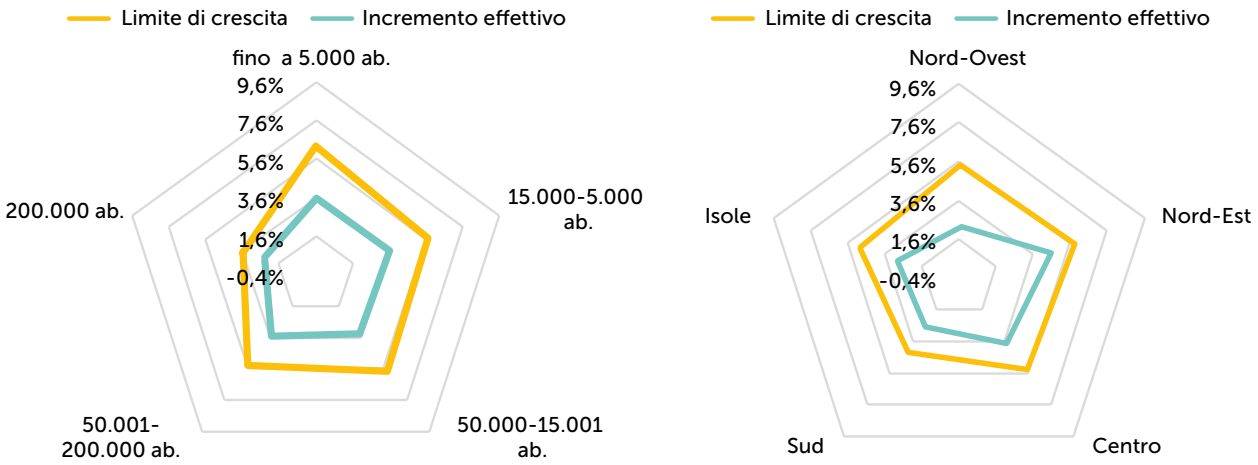


Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Analizzando i dati sotto il profilo dimensionale (primo grafico della figura 6.16), per quanto attiene alla valorizzazione media del limite di crescita emerge un andamento decrescente all'aumentare della classe dimensionale; la medesima dinamica, anche se in termini meno accentuati, è riscontrabile per gli incrementi tariffari tra le varie classi di ambito tariffario.

A livello di macroarea (secondo grafico della figura 6.16), nel 2025 si osserva sia un limite di crescita sia un incremento effettivo delle entrate tariffarie rispetto all'anno 2024 maggiore dei valori medi nell'area del Nord-Est (pari rispettivamente al 5,7% e al 4,6%).

FIG. 6.16 *Variazione media delle entrate tariffarie e del limite annuale di crescita, Anno 2025 (%)*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

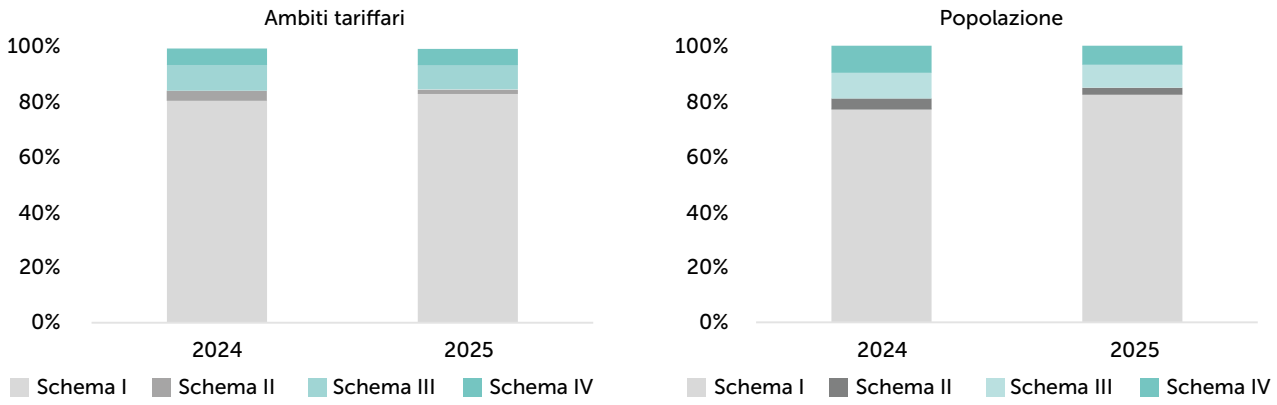
Nel biennio 2024-2025, ai fini della determinazione del limite di crescita delle entrate tariffarie, la valorizzazione dei coefficienti QL_a e, PG_a connessi con il potenziamento o miglioramento del servizio o all'ampliamento delle attività svolte, nonché del coefficiente $C116_a$, valorizzato in caso di potenziali ricadute sui costi del servizio legati all'attuazione delle disposizioni introdotte dal decreto legislativo n. 116/20[19], è stata piuttosto trascurabile, a fronte di un maggior ricorso al coefficiente CRI_a, introdotto in fase di aggiornamento biennale e valorizzabile per tener conto dei maggiori oneri sostenuti per il servizio integrato di gestione dei rifiuti negli anni 2022 e 2023 riconducibili alla dinamica dei prezzi dei fattori della produzione.

Nel periodo analizzato, oltre l'80% degli ambiti tariffari, infatti, si mantiene all'interno del primo quadrante degli schemi previsti dalla matrice regolatoria di cui al comma 4.3 dell'MTR-2, dove i coefficienti QL_a e PG_a sono posti pari allo 0%; in termini di popolazione, la rappresentatività dello Schema I risulta pari al 77% per l'annualità 2024 e pari all'82% per l'annualità 2025 (Fig. 6.17).

La restante quota di ambiti tariffari si divide principalmente tra lo Schema III, dove ricadono ambiti con obiettivi connessi con il miglioramento della qualità delle prestazioni erogate, e lo Schema IV, che ricomprende ambiti con obiettivi connessi sia con il miglioramento della qualità sia con l'ampliamento delle attività erogate, mentre risultano trascurabili gli ambiti tariffari ricadenti nello Schema II, corrispondente ai casi in cui gli incrementi tariffari sono connessi esclusivamente con l'ampliamento del perimetro gestionale.

19 Si ricorda come il decreto in oggetto contenga norme che, da un lato, innovano la definizione di "rifiuti urbani", soprattutto con riferimento ai rifiuti prodotti dalle utenze non domestiche e, dall'altro, prevedono che gli utenti non domestici possano optare per il conferimento dei propri rifiuti al di fuori del servizio pubblico, "*previa dimostrazione di averli avviati al recupero mediante attestazione rilasciata dal soggetto che effettua l'attività di recupero dei rifiuti stessi*", divenendo pertanto "*escluse dalla corresponsione della componente tariffaria rapportata alla quantità dei rifiuti conferiti*" e che tale opzione possa essere esercitata per un periodo minimo di due anni (fatta salva la possibilità di riammissione – su richiesta – da parte del soggetto gestore del servizio pubblico prima di tale scadenza, si veda l'art. 238, comma 10, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

FIG. 6.17 *Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori (%)*

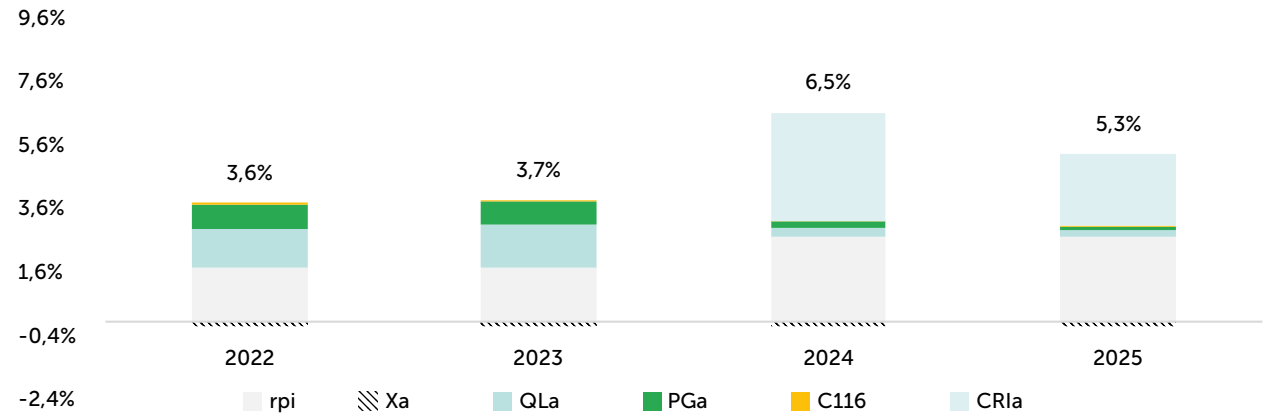


Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Come già accennato, ai fini della determinazione del limite annuale alla crescita delle entrate tariffarie, gli ETC hanno fatto ampio ricorso al coefficiente di recupero dell'inflazione, CRI_a, valorizzato, per il 2024 e il 2025, rispettivamente dal 73% e dal 64% degli ambiti tariffari, e mediamente pari al 3,5% e al 2,4% (Fig. 6.18). Tale scelta, dovendo tener conto del rispetto del limite di crescita previsto dal comma 4.4bis dell'MTR-2, ha conseguentemente comportato una riduzione, rispetto al primo biennio 2022-2023, della valorizzazione del coefficiente QL_a, passato da un valore medio di circa 1,3% nel primo biennio allo 0,2% del secondo biennio, e del coefficiente PG_a, valorizzato in media in misura pari all'1% nel primo biennio e passato a 0,2% nel secondo biennio. L'impiego del coefficiente $C116_a$ si è confermato trascurabile.

Un'ulteriore differenza nella determinazione del limite annuale di crescita alle entrate tariffarie 2024-2025 rispetto al biennio 2022-2023 è attribuibile al valore dell'inflazione attesa *rpi* definito dall'Autorità, passato dall'1,7% del primo biennio al 2,7% del secondo biennio.

FIG. 6.18 *Composizione media del limite di crescita alle entrate tariffarie (%)*

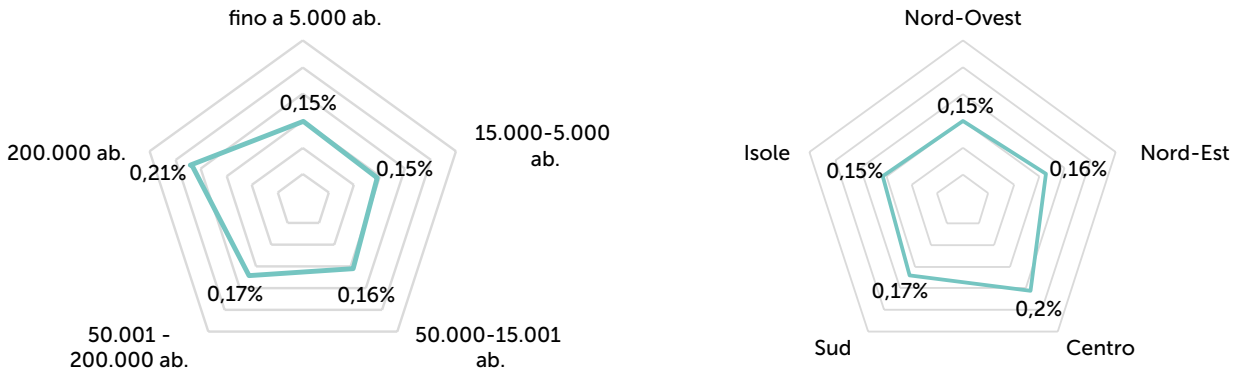


Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025

A completamento dell'analisi relativa alla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, si osserva come il valore medio assunto dal coefficiente X_a, determinato in esito al confronto tra il costo unitario effettivo di ciascun ambito tariffario e il *benchmark* di riferimento, nonché alla valutazione dei risultati raggiunti in termini di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, si sia mantenuto prossimo allo 0,2%, ossia più vicino all'estremo inferiore dell'intervallo [0,1-0,5%] fissato dall'Autorità, in continuità con il biennio 2022-2023.

Considerando l'aspetto dimensionale degli ambiti tariffari, il coefficiente non assume variazioni significative e si attesta intorno a 0,15%; a livello di macroarea, lo stesso varia tra 0,14% nel Nord-Ovest e 0,17% nelle Isole, confermando una sostanziale omogeneità di valori su base territoriale (Fig. 6.19).

FIG. 6.19 *Valori medi coefficiente di recupero di produttività, Anno 2025 (%)*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Nel biennio 2024-2025 il ricorso alla valorizzazione delle componenti di costo di natura previsionale COI_a^{exp} e QC_a^{exp} è stato piuttosto contenuto, presumibilmente limitato dalle significative rivalutazioni sui costi operativi effettivi sostenuti nell'anno a-2 dovute all'andamento inflattivo per l'aggiornamento dei costi riconosciuti nell'anno a. Le componenti QC_{TV}^{exp} e QC_{TF}^{exp} sono state valorizzate per il 15% degli ambiti tariffari nel 2024 e per l'11% nel 2025, in riduzione rispetto al primo biennio 2022-2023, quando tali componenti sono state valorizzate rispettivamente nel 29% e nel 40% dei casi; le componenti COI_{TV}^{exp} e COI_{TF}^{exp} nel 2024-2025 sono state valorizzate da circa il 10% degli ambiti tariffari e, anche in tal caso, si registra una riduzione degli ambiti che si sono avvalsi di tale leva tariffaria rispetto al biennio 2022-2023, quando la percentuale di utilizzo si è attestata intorno al 20%.

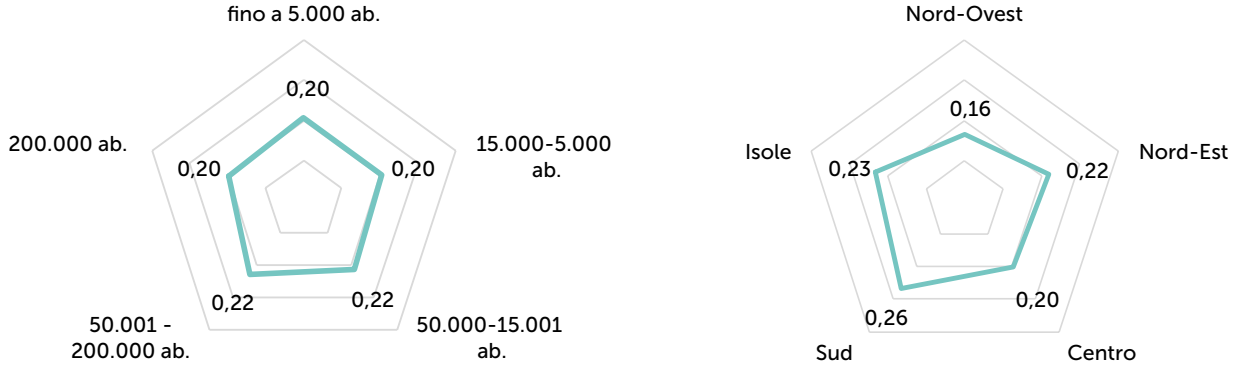
In relazione ai fattori di *sharing* per il sostegno ai processi di investimento per la *circular economy*, i valori assunti dal parametro w_a risultano in lieve aumento rispetto al biennio precedente[20], riflettendo la prevalenza di valutazioni mediamente soddisfacenti della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori del settore, coerentemente con quanto rilevato dal coefficiente (1+ Y_a) che sintetizza le *performance* raggiunte sia in termini di raccolta differenziata (Y_1) sia in termini di efficacia del riciclo (Y_2), attestandosi mediamente intorno a 0,62, ben oltre la soglia minima di soddisfazione di 0,5.

20 Nel 2023 il parametro ha assunto un valore medio di circa 0,19, Cfr. *Relazione Annuale* 2024.

In particolare, nel 2025 il parametro assume mediamente un valore intorno a 0,21, in posizione intermedia all'interno dell'intervallo [0,1; 0,4] individuato dall'Autorità.

Per circa il 33% degli ambiti tariffari presenta un valore pari a 0,1, nel 42% dei casi un valore pari a 0,2, nel 7% dei casi un valore pari a 0,3 e per il restante 18% un valore pari a 0,4. In termini dimensionali non si rilevano particolari scostamenti rispetto al valore medio tra le varie classi, mentre in termini di macroarea si osserva un valore medio più contenuto nell'area Nord-Ovest, 0,16, e un dato medio più elevato nel Sud, 0,26 (Fig. 6.20).

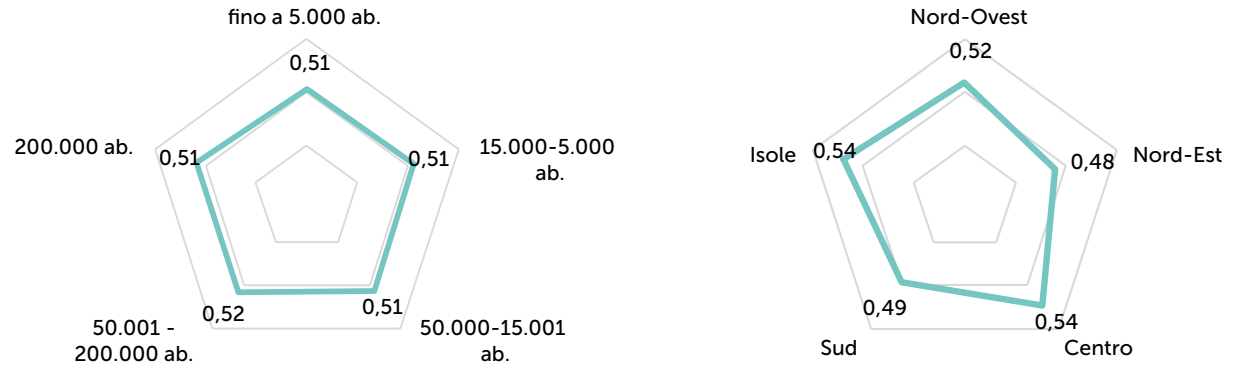
FIG. 6.20 *Valori medi del parametro ω nel 2025*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Nel 2025, mediamente il fattore di *sharing* b_a assume valori pari a 0,51, più sbilanciati verso l'estremo superiore dell'intervallo individuato dall'Autorità [0,3; 0,6][21]; a livello dimensionale non si rilevano particolari variazioni tra classi mentre, in termini di macroaree, nel Centro e nelle Isole il parametro assume un valore di 0,54, superiore a quello medio, mentre nel Nord-Est il valore scende a 0,48 (figura 6.21).

FIG. 6.21 *Valori medi del fattore di* sharing b *nel 2025*



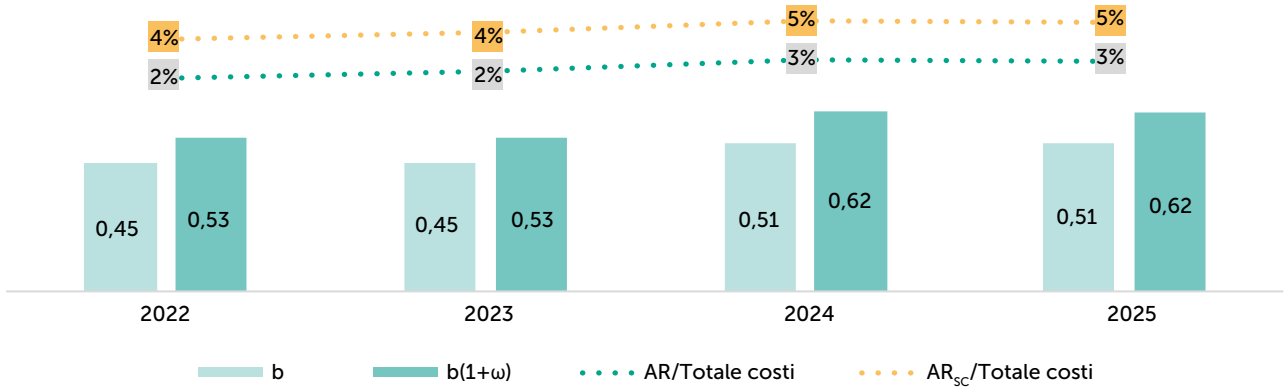
Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

21 Ai fini dell'analisi, a fronte dell'intervallo [0,3; 0,6] fissato dall'MTR-2, sono considerati premianti i valori compresi nell'intervallo [0,3; 0,4), intermedi i valori compresi nell'intervallo [0,4; 0,5) e penalizzanti o a tutela dell'utenza i valori compresi nell'intervallo [0,5; 0,6].

Il fattore b_a è stato valorizzato nel 64% dei casi nell'intervallo (0,5; 0,6], pur in presenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori per circa il 90% del campione esaminato, segnalando un'esigenza di valorizzazione del parametro a tutela dell'utenza, mentre nel rimanente 10% dei casi riflette un giudizio effettivamente negativo sulle prestazioni ambientali dei gestori. Il 10% degli ambiti ha valorizzato un b_a entro l'intervallo (0,4; 0,5], mentre una quota pari al 25% ha determinato il fattore b_a in un valore compreso nell'intervallo [0,3; 0,4].

Dal confronto tra il primo biennio del periodo regolatorio e il secondo, si rileva un aumento del valore medio dei parametri di *sharing*: il fattore b passa da un valore medio intorno a 0,45 nel 2022-2023 a 0,51 nel 2024-2025, mentre il fattore $b(1+w)$ aumenta da 0,53 (biennio 2022-2023) a 0,62 (2024-2025), come conseguenza sia di un leggero aumento del parametro w – per effetto di un meccanismo più stringente per la sua valorizzazione legato all'introduzione del nuovo parametro di qualità tecnica R1 che misura l'efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore – sia di una maggiore propensione da parte degli ETC a riconoscere un beneficio più ampio agli utenti finali (Fig. 6.22). Tra i due bienni in esame, l'incidenza del totale dei ricavi da vendita di materiale ed energia derivante dai rifiuti (*AR*) e l'incidenza del totale dei ricavi derivante dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance* agli obblighi di responsabilità estesa del produttore (a copertura degli oneri per la raccolta differenziata dei rifiuti di pertinenza, AR_{SC}) sul totale dei costi risultano in leggero aumento: l'incidenza media degli *AR* sul totale costi cresce dal 2% del biennio 2022-2023 al 3% del biennio 2024-2025; mentre l'incidenza degli AR_{SC} cresce dal 4% al 5% tra i due bienni di analisi.

FIG. 6.22 *Andamento del valore di* sharing *e dell'incidenza degli* AR *e* AR_{sc} *sul totale costi*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025.

In riferimento al campione di analisi, l'ammontare di costi sottesi alle entrate tariffarie risulta pari a circa 10,9 miliardi di euro[22], da cui deriva un totale di entrate tariffarie validate pari a 10,4 miliardi di euro.[23] Si sottolinea che,

22 Si tratta dei costi determinati su base storica (a partire dalle scritture contabili obbligatorie) secondo quanto previsto dall'art. 7 dell'MTR-2, cui si sommano i costi determinati su base previsionale per le specifiche finalità e obiettivi previsti dall'MTR-2, validati dagli ETC. Il valore indicato è espresso già al netto delle detrazioni corrispondenti alla facoltà, in capo agli ETC, di validare importi inferiori rispetto a quelli risultanti dalla somma dei costi da fonti contabili obbligatorie, di cui al comma 4.6 della delibera n. 363/2021/R/rif. Per il complesso delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi, tali detrazioni valgono, con riferimento al 2025, circa 592 milioni di euro. Viceversa, non sono considerati, ossia sottratti ai suddetti costi, i ricavi derivanti dalla vendita di materiale ed energia e i costi eccedenti il limite di crescita non articolati all'utenza.

23 Il valore si riferisce al totale delle entrate tariffarie effettivamente riconosciute dagli ETC e quindi al totale dei costi al netto delle detrazioni 4.6, dell'applicazione dei meccanismi di *sharing* sui ricavi AR e ARsc e dei costi eccedenti il limite non riconosciuti.

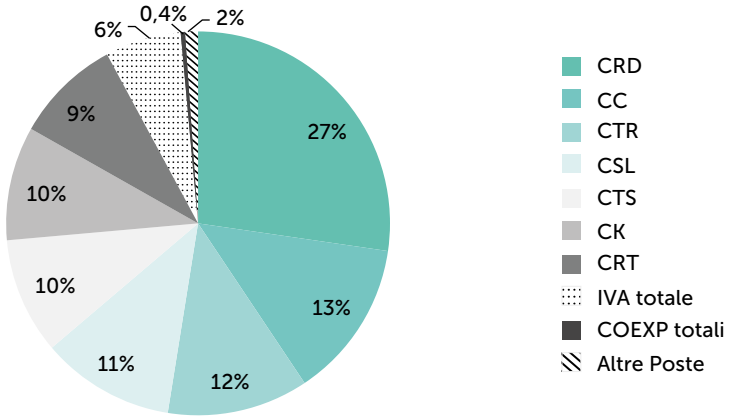
rispetto alla *Relazione Annuale* 2025, il dato dell'ammontare complessivo delle entrate tariffarie validate risente della maggior numerosità di proposte contenute nel campione oggetto di analisi della presente *Relazione Annuale*.

L'analisi dei piani economico-finanziari evidenzia un peso preponderante dei costi operativi di gestione e dei costi comuni, che rappresentano circa l'80% dei costi complessivi, mentre i costi di capitale valgono quasi il 10%. La quota restante è costituita prevalentemente dall'IVA indetraibile a carico degli utenti finali e in misura residuale dal peso dei conguagli e dei recuperi degli importi eccedenti il limite oggetto di rimodulazione tra le annualità del periodo regolatorio.

L'elevata incidenza dei costi operativi intercetta sia quote di costo ascrivibili a fasi della raccolta affidate a terzi, sia quote di costo indirettamente riconducibili agli impianti di trattamento, per effetto dell'esternalizzazione delle attività di recupero e smaltimento dei rifiuti urbani verso operatori specializzati nelle fasi a valle, incorporando, indirettamente, quote di costo di capitale.

La figura 6.23 mostra più nel dettaglio la composizione delle entrate tariffarie in base alle diverse componenti di costo: la quota di oneri attribuibile alla componente CRD_a risulta la più significativa, con un peso medio pari al 27% del totale costi. Le componenti CRT_a e CTS_a , considerate congiuntamente, raggiungono una quota del 22%; il CRT_a si attesta al 9%; in riferimento alle componenti delle "entrate tariffarie fisse", i costi comuni (CC_a, inclusivi dei costi di gestione della tariffa e rapporto con gli utenti, quali l'accertamento e la riscossione) e i costi operativi dello spazzamento (CSL_a) hanno un'incidenza pari rispettivamente al 13% e all'11%, oltre ai già richiamati costi di capitale (inclusivi dell'accantonamento per crediti) che si attestano intorno al 10%. Infine, come già accennato, le componenti di costo previsionale hanno un peso trascurabile. Tali percentuali si mantengono stabili rispetto all'annualità 2024.

FIG. 6.23 *Composizione media dei costi di gestione nel 2025, dettaglio per componente*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

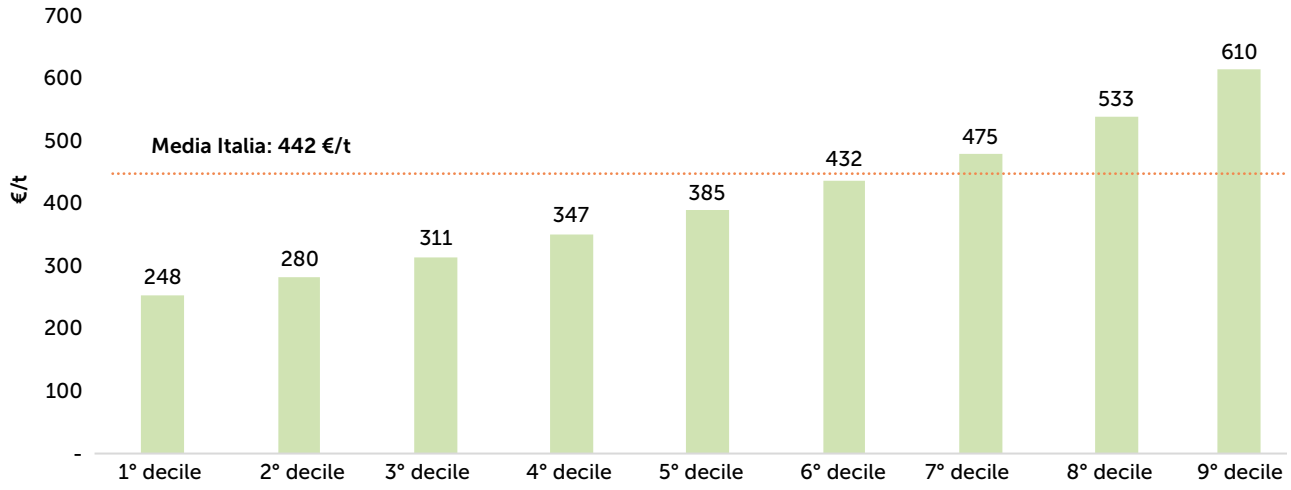
Come accennato, rispetto al totale delle predisposizioni tariffarie esaminate, complessivamente le entrate tariffarie riconosciute dai singoli ETC nel 2025 sono risultate pari a 10,4 miliardi di euro[24], registrando un valore medio unitario in termini di tonnellate pari a circa 442 €/t[25].

Il grafico in figura 6.24, che riporta la distribuzione delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi in termini di entrate tariffarie per tonnellata, evidenzia una significativa eterogeneità dei costi del servizio: l'80% delle predisposizioni tariffarie ricade nell'ampio intervallo compreso tra 248 euro e 610 euro per tonnellata di rifiuto prodotto. Per il 50% degli ambiti tariffari, le entrate tariffarie unitarie si attestano al di sotto del valore mediano di 385 €/t, inferiore al valore medio 442 €/t.

Nella figura 6.25 per ciascuna macroarea è illustrata la composizione media delle entrate tariffarie validate dagli ETC per l'annualità 2025 ed espressa in termini unitari, ovvero per tonnellata di rifiuti urbani prodotti. A livello nazionale le entrate tariffarie si attestano a 442 €/t; valori inferiori si registrano nel Nord-Ovest (387 €/t) e nel Nord-Est (347 €/t), mentre le restanti aree registrano costi unitari nettamente oltre il valore medio e pari a 508 €/t per il Centro, 511 €/t per il Sud e 544 €/t per le Isole.

Dal confronto tra le singole componenti di costo, emerge come nelle aree centrali, meridionali e insulari, rispetto alle aree settentrionali, i costi relativi alle attività di raccolta, in particolare quella differenziata, e alle attività di avvio a smaltimento siano maggiori (Fig. 6.25).

FIG. 6.24 *Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie nel 2025 (€/t)*

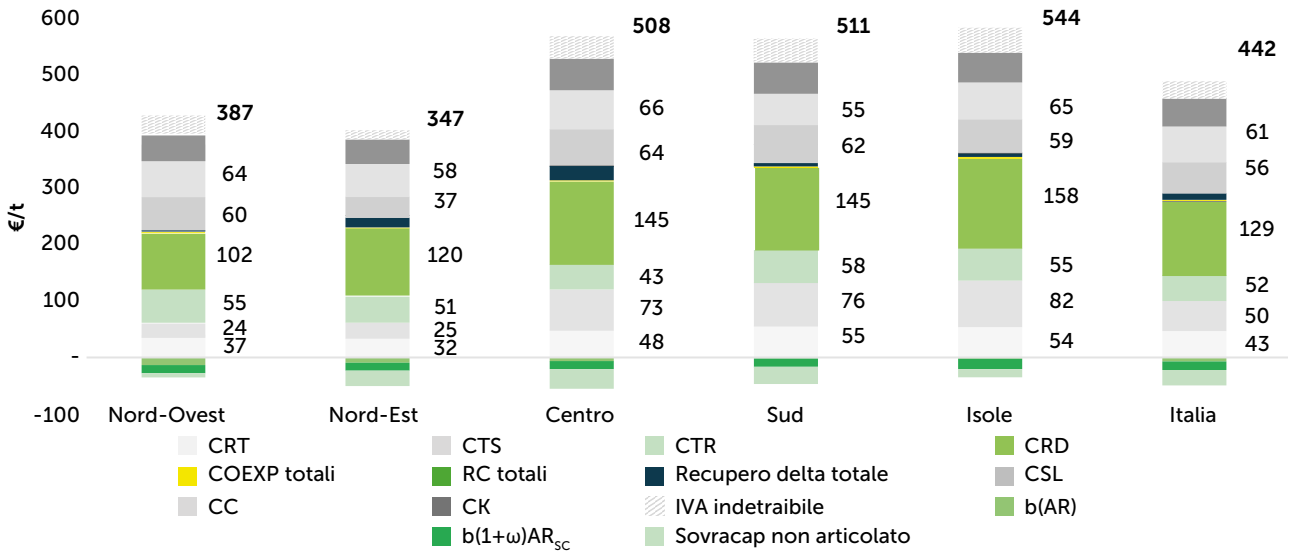


Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

24 Il valore si riferisce al totale delle entrate effettivamente validate dagli ETC e quindi al totale dei costi al netto delle detrazioni 4.6, dell'applicazione dei meccanismi di *sharing* sui ricavi AR_a e $AR_{SC,a}$ e dei costi eccedenti il limite non riconosciuti.

25 Ai fini delle analisi sono state considerate le tonnellate di rifiuti urbani prodotte nel 2023 da ciascun ambito tariffario.

FIG. 6.25 *Entrate tariffarie medie unitarie nel 2025 per macroarea, dettaglio per componente (€/t)*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Oltre alle singole componenti di costo che determinano le entrate tariffarie, la figura evidenzia i ricavi da recupero di materia e/o di energia che, tramite i meccanismi di *sharing* previsti dall'MTR-2, vengono scomputati dall'ammontare totale dei costi, nonché la quota di costo eccedente il limite di crescita e non trasferita sugli utenti. Tale quota rispetto al biennio precedente risulta mediamente in aumento.

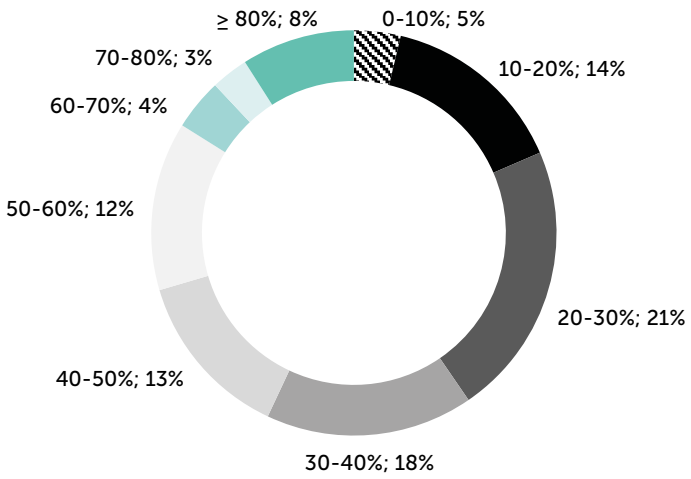
Quota parte delle eccedenze determinate nelle annualità del periodo regolatorio 2022-2025, e in particolar modo nel biennio 2024-2025, in diversi casi è stata rinviata alle annualità successive al secondo periodo regolatorio, sfruttando le disposizioni contenute nell'art. 4.5 dell'MTR-2: più del 30% degli ambiti tariffari ha usufruito di tale strumento, rinviando una quota pari al 17% del totale dei costi validati oltre il 2025. Tali importi saranno recuperabili nei limiti dello spazio che si renderà disponibile in esito alla fissazione del limite alla crescita per il terzo periodo regolatorio. L'incidenza della rimodulazione, calcolata sul totale dei costi validati per tutti gli ambiti tariffari inclusi nel panel di analisi (ossia includendo gli ambiti per cui non è stato effettuato alcun rinvio al futuro dei costi eccedenti il limite), vale il 5,2% circa.

In relazione ai ricavi da recupero di materia e/o di energia (*AR*) e ai ricavi provenienti dai sistemi di *compliance* (AR_{SC}) in esito all'applicazione dei relativi fattori di *sharing*, si osservano valori unitari maggiori per le aree del settentrione, (rispettivamente 24 e 21 €/t nel Nord-Ovest e nel Nord-Est), rispetto al Centro, al Sud e alle Isole, dove i valori unitari oscillano tra i 14 €/t e i 19 €/t. Tali differenze possono essere in parte riconducibili al diverso livello di *performance* raggiunto in termini di raccolta differenziata e di percentuali di avvio a recupero[26], che incide sia sull'ammontare totale dei ricavi riconosciuti dal mercato e dai sistemi di *compliance*, sia sulle valutazioni effettuate dagli ETC per la determinazione dei fattori di *sharing*.

26 Il coefficiente (1+γ) risulta mediamente pari a 0,76 per il Nord-Ovest, 0,68 per il Nord-Est, 0,75 per il Centro, 0,62 per il Sud e 0,66 per le Isole, attestandosi a un valore medio nazionale di 0,70.

La delibera n. 389/2023/R/RIF ha introdotto con il comma 8.2 il parametro H che misura il grado di copertura dei costi della raccolta degli imballaggi da parte dei corrispettivi derivanti dai sistemi di *compliance*, definendo contestualmente gli obiettivi di miglioramento associati a ciascun ambito tariffario, tenuto conto del livello di partenza, fino alla soglia minima dell'80%. Il grafico esposto nella figura 6.26 mostra come circa il 58% della popolazione del panel[27] ricada in ambiti con un H al di sotto del 40%[28].

FIG. 6.26 *Distribuzione della popolazione per classe di H "di partenza" (%) – Italia*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'aggiornamento 2024-2025.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Come richiamato nell'introduzione di questo capitolo, nel corso del 2025 sono proseguite le attività istruttorie volte all'approvazione delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025, incluso il relativo aggiornamento biennale 2024-2025, nonché al periodo 2020 e 2021: la tavola 6.1 descrive lo stato delle approvazioni delle predisposizioni relative a ciascuna annualità dei primi due periodi regolatori[29].

Per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione del piano economico-finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a 18,7 milioni di abitanti (32% della popolazione nazionale); il corrispondente dato per il 2021 è di 17,4 milioni di abitanti (29% della popolazione nazionale); circa 14 milioni di abitanti sono stati interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari 2022-2025 (24% della popolazione nazionale), mentre circa 8,4 milioni (14% della popolazione nazionale) sono stati oggetto di adozione dei provvedimenti di competenza da parte dell'Autorità per l'aggiornamento biennale 2024-2025.

27 Tali analisi sono state elaborate sulla base di un *panel* di 3.389 predisposizioni tariffarie trasmesse per l'aggiornamento 2024-2025 (per una popolazione sottesa di circa 38 milioni di abitanti).

28 Il valore dell'indicatore può essere influenzato da differenti modalità di rendicontazione dei costi e dei ricavi adottati dalla gestione in presenza di subdeleghe afferenti ai ricavi da sistemi di *compliance*.

29 I dati e le approvazioni tariffarie relativi sia al primo periodo regolatorio che al secondo sono aggiornati al 1° aprile 2025.

Con riferimento al primo periodo regolatorio, l'Autorità ha approvato le predisposizioni tariffarie relative a 521 ambiti per il 2020, corrispondenti a un totale di 698 Comuni, mentre per il 2021 risultano approvate le predisposizioni di 423 ambiti tariffari, corrispondenti a 629 Comuni; rispetto al secondo periodo regolatorio, invece, per il primo biennio 2022-2023 sono stati adottati i provvedimenti di competenza dell'Autorità per 216 ambiti tariffari nel 2022 e 196 ambiti tariffari nel 2023 (per un totale di 423 Comuni)[30], mentre per l'aggiornamento biennale 2024-2025 gli atti adottati sono riferiti a 147 ambiti tariffari per 324 Comuni in totale.

La variazione effettiva su base annuale delle entrate tariffarie per le predisposizioni approvate dall'Autorità è pari a circa l'1,3% per il 2020 e l'1,5% per il 2021; con riferimento al quadriennio 2022-2025, per il 2022 è pari allo 0,29%[31] e nel 2023 è pari all'1,9%, mentre per le annualità 2024 e 2025, in esito all'aggiornamento biennale, l'incremento medio si è attestato rispettivamente al 5,2% e al 2,7%[32].

TAV. 6.1 *Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di adozione tariffaria dell'Autorità*

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA *(milioni di ab.)*	NUMERO COMUNI SERVITI	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE
2020	144	521	582	18,7	698	1,30%
2021	77	423	487	17,4	629	1,52%
2022	67	216	275	14,1	423	0,35%
2023	67	196	253	14,1	423	1,88%
2024 agg	17	147	172	8,4	324	4,89%
2025 agg	17	147	167	8,4	324	2,67%

Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative alle annualità dal 2020 al 2025.

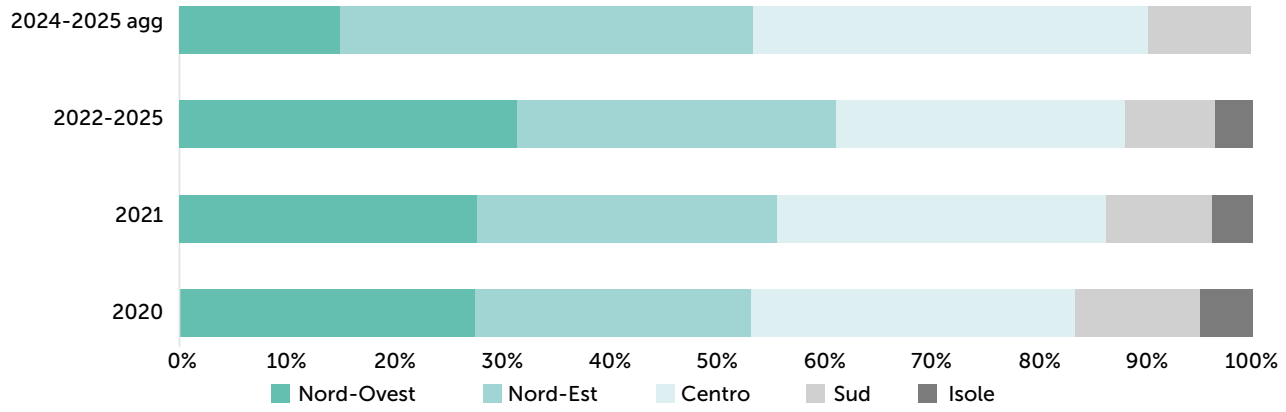
Come si osserva dal grafico riportato in figura 6.27, le approvazioni tariffarie relative ai due primi periodi regolatori riguardano, in termini di abitanti, prevalentemente gli ambiti delle macroaree settentrionali e centrali (dove risiede il 66% della popolazione nazionale), mentre scende al di sotto del 16% nelle aree meridionali. Con particolare riferimento all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2024-2025, la quota di popolazione maggiormente interessata dalle approvazioni dell'Autorità risiede nell'area settentrionale, in particolare nel Nord-Est.

30 Il disallineamento nel numero di ambiti tariffari oggetto di approvazione per le annualità 2022 e 2023 è spiegato anche dal fenomeno di adesione e confluenza di alcuni ambiti tariffari monocomunali in ambiti tariffari pluricomunali (già costituiti ovvero di nuova costituzione) a partire dal 2023.

31 Tale valore risente notevolmente di un decremento registrato in un ambito di grande dimensione; il dato medio relativo al complesso delle predisposizioni trasmesse – si veda la figura 6.15 – indica una crescita delle entrate tariffarie pari a circa il 2% per il 2022.

32 I dati rappresentati nella tavola 6.1 sono dati medi delle variazioni delle entrate tariffarie, ponderate per la popolazione residente in ciascun ambito tariffario.

FIG. 6.27 *Distribuzione geografica della popolazione interessata dai provvedimenti tariffari*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni dal 2020 al 2025.

Le entrate tariffarie approvate dall'Autorità mostrano una forte variabilità dei costi sottesi all'erogazione del servizio, riflettendo quanto già evidenziato nel grafico esposto in figura 6.24 che, si ricorda, riguarda l'insieme più ampio delle proposte tariffarie inviate all'Autorità.

L'eterogeneità dei costi del servizio è correlabile a una molteplicità di fattori che singolarmente e congiuntamente ne influenzano il valore; tra tali fattori, a titolo esemplificativo e non esaustivo, si possono citare l'assetto urbanistico dell'ambito tariffario, la morfologia territoriale, la dimensione, la densità abitativa, oltre agli aspetti più settoriali, quali le modalità e caratteristiche di erogazione del servizio e l'accessibilità agli impianti di trattamento.

Le tavole 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6 e 6.7 – con riferimento rispettivamente alle predisposizioni tariffarie adottate dall'Autorità per le annualità 2020, 2021, 2022, 2023, e all'aggiornamento relativo alle predisposizioni tariffarie 2024 e 2025 – illustrano i dati medi delle entrate tariffarie *pro capite* e delle relative variazioni annuali[33] secondo la dimensione dell'ambito tariffario espressa in termini di abitanti.

TAV. 6.2 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	COMUNI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE *PRO CAPITE* (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	234	234	465.589	182	1,9%
5.001-15.000 ab.	125	125	1.127.848	168	1,0%
15.001-50.000 ab.	77	99	2.411.118	186	1,3%
50.001-200.000 ab.	72	136	6.388.847	212	0,8%
Oltre 200.000 ab.	13	104	8.355.979	248	1,7%
Totale complessivo	**521**	**698**	**18.749.381**	**222**	**1,3%**

Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

33 In particolare, si tratta di medie ponderate per la popolazione di ciascun ambito tariffario.

TAV. 6.3 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	COMUNI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE *PRO CAPITE* (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	203	203	408.867	186	1,8%
5.001-15.000 ab.	75	75	680.974	191	1,6%
15.001-50.000 ab.	65	87	2.086.903	187	1,6%
50.001-200.000 ab.	67	135	5.890.396	211	1,0%
Oltre 200.000 ab.	13	129	8.299.841	247	1,8%
Totale complessivo	**423**	**629**	**17.366.981**	**224**	**1,5%**

Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

TAV. 6.4 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2022, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	COMUNI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE *PRO CAPITE* (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	91	91	180.824	155	4,0%
5.001-15.000 ab.	21	21	204.075	174	3,1%
15.001-50.000 ab.	44	66	1.497.091	178	1,9%
50.001-200.000 ab.	47	116	3.909.510	201	2,4%
Oltre 200.000 ab.	13	129	8.299.841	244	-1,1%[34]
Totale complessivo	**216**	**423**	**14.091.341**	**223**	**0,3%**

Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2022.

TAV. 6.5 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2023, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	COMUNI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE *PRO CAPITE* (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	74	74	147.081	156	2,0%
5.001-15.000 ab.	18	18	170.453	177	1,2%
15.001-50.000 ab.	44	66	1.497.091	183	2,6%
50.001-200.000 ab.	47	136	3.976.875	204	1,9%
Oltre 200.000 ab.	13	129	8.299.841	248	1,8%
Totale complessivo	**196**	**423**	**14.091.341**	**227**	**1,9%**

Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2023.

34 Il dato risente di un decremento registrato in un ambito tariffario di grandi dimensioni.

TAV. 6.6 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2024, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	COMUNI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2022)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE *PRO CAPITE* (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	58	58	120.804	187	2,6%
5.001-15.000 ab.	38	38	347.233	207	1,3%
15.001-50.000 ab.	30	30	841.127	207	4,2%
50.001-200.000 ab.	12	24	1.248.403	200	5,0%
Oltre 200.000 ab.	9	174	5.822.354	264	5,2%
Totale complessivo	**147**	**324**	**8.379.921**	**245**	**4,9%**

Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2024.

TAV. 6.7 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2025, adottate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	COMUNI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2022)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE *PRO CAPITE* (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	58	58	120.804	191	2,5%
5.001-15.000 ab.	38	38	347.233	209	1,0%
15.001-50.000 ab.	30	30	841.127	213	3,9%
50.001-200.000 ab.	12	24	1.248.403	203	4,7%
Oltre 200.000 ab.	9	174	5.822.354	269	2,2%
Totale complessivo	**147**	**324**	**8.379.921**	**250**	**2,7%**

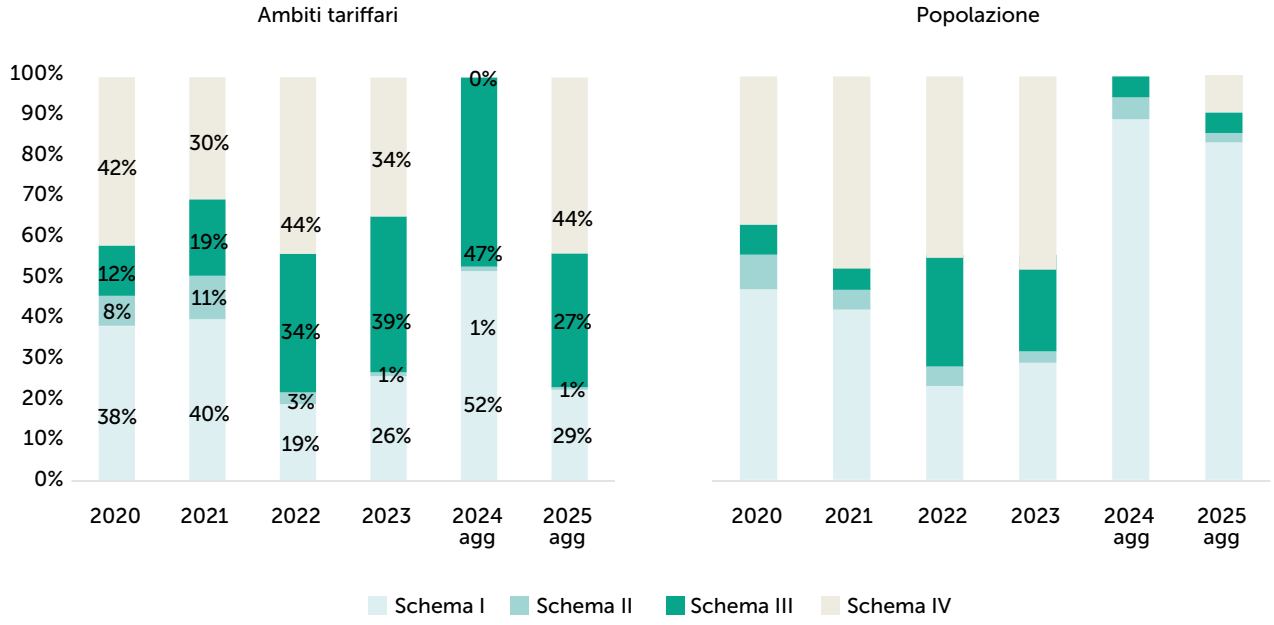
Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2025.

Con riferimento ai coefficienti relativi a obiettivi specifici di miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro gestionale, che impattano sulla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, il grafico in figura 6.28 descrive il posizionamento nella matrice di cui al comma 4.3 dell'MTR-2 delle gestioni finora oggetto di approvazione, sia in termini di ambiti tariffari sia in termini di popolazione, per ciascuna annualità (dal 2020 al 2025). Le percentuali sono calcolate al netto degli ambiti che sono stati soggetti a meccanismi di inerzia del gestore.

Dalla lettura combinata dei due grafici emerge un aumento nelle annualità 2024 e 2025 degli ambiti, in particolare quelli di dimensione maggiore, che si collocano nel I quadrante degli schemi della matrice regolatoria, dove non sono previsti obiettivi di miglioramento della qualità delle prestazioni erogate, né obiettivi di ampliamento del servizio; come già espresso nel paragrafo precedente, tale effetto si è verificato per un ampio ricorso all'utilizzo del coefficiente CRI_a, istituito per il recupero dei maggiori oneri derivanti dall'aumento dei prezzi dei fattori di

produzione nelle annualità 2022 e 2023. Tuttavia, resta non trascurabile il numero di ambiti che prevede obiettivi di miglioramento della qualità delle prestazioni (schema III)[35].

FIG. 6.28 *Distribuzione delle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità per Schemi regolatori*



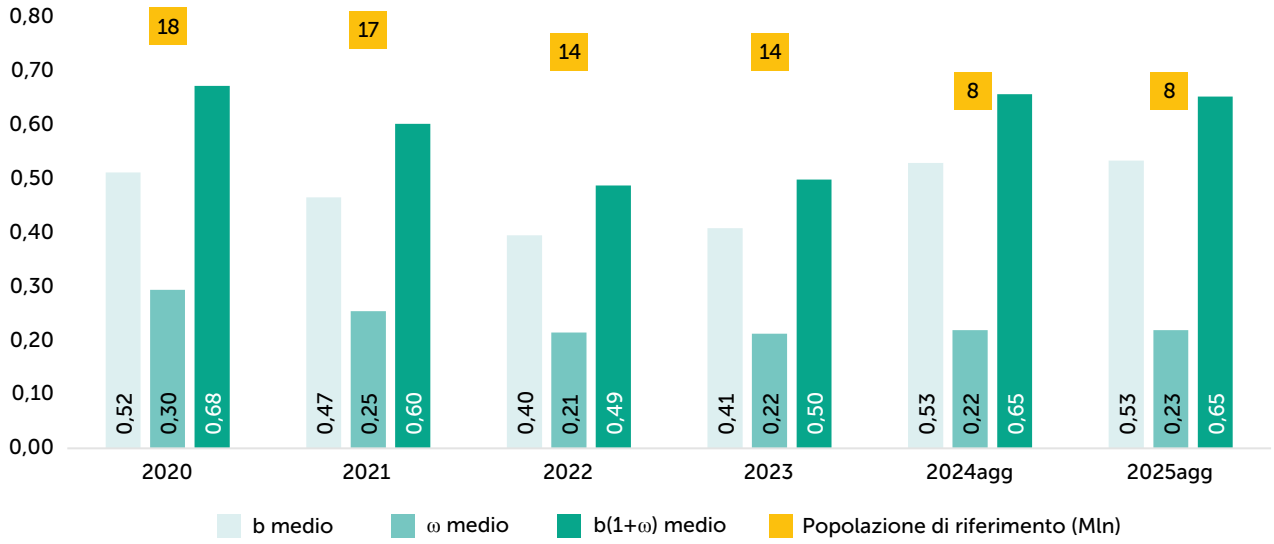
Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021 e al periodo 2022-2025.

Con riferimento ai costi operativi incentivanti COI_{TV}^{exp} e $COI_{TF,a}^{exp}$, l'Autorità ne ha riscontrato la valorizzazione per 119 predisposizioni sulle 521 approvate nel piano economico-finanziario 2020 (23%) e per 142 predisposizioni sulle 423 approvate (34%) nel piano economico-finanziario 2021; nelle prime due annualità del secondo periodo regolatorio, 2022 e 2023, il ricorso alla valorizzazione della componente tariffaria COI_{a}^{exp} scende rispettivamente al 14% e 12% dei casi; tuttavia, si segnala il ricorso alle ulteriori componenti previsionali introdotte dall'MTR-2, ovvero le componenti $QC_{TV,a}^{exp}$ e $QC_{TF,a}^{exp}$, valorizzate nel 21% e 23% degli ambiti rispetto alle 216 predisposizioni tariffarie 2022-2025 approvate. Nel secondo biennio 2024-2025 il ricorso a entrambe le componenti COI_{a}^{exp} e CQ_{a}^{exp} scende rispettivamente al 2% e al 4% rispetto al totale delle 147 predisposizioni tariffarie analizzate.

35 Si ricorda che, per le annualità 2020 e 2021, oltre alla valorizzazione dei coefficienti QL e PG è stato possibile ricorrere a ulteriori coefficienti per la determinazione del limite alla crescita previsti dall'MTR per il primo periodo regolatorio, vale a dire $C19_{2020}$ e $C19_{2021}$, legati ai maggiori costi determinati dall'emergenza pandemica, mentre dal 2022 gli ETC, nei limiti di crescita previsti dall'MTR-2, hanno potuto eventualmente valorizzare anche la componente C116, introdotta proprio a partire dal nuovo periodo regolatorio. Per le annualità 2024 e 2025 è invece stato introdotto il coefficiente CRI_a.

Se le leve decisionali relative ai fattori di *sharing* dei proventi, b_a e w_a, sono state impiegate, con riferimento al 2020 e al 2021, prevalentemente per contenere le entrate tariffarie a tutela dell'utenza (anche, evidentemente, in presenza di valutazioni positive sulla qualità ambientale delle prestazioni delle gestioni), registrando valori medi più prossimi agli estremi superiori degli intervalli fissati dall'Autorità, in particolare per il fattore b_a, nel primo biennio del secondo periodo regolatorio la necessaria coerenza tra prestazioni e quantificazione dei parametri incentivanti, prevista dall'MTR-2 in particolare per il parametro w_a, ha determinato uno spostamento dei valori medi prossimi ai valori mediani degli intervalli fissati dall'Autorità. Nell'ultimo biennio 2024-2025, si osserva un andamento del valore medio del fattore w_a, in linea con il primo biennio del secondo periodo regolatorio e un ulteriore aumento del valore medio del fattore di *sharing* b_a, per la cui valorizzazione gli ETC disponevano invece di maggiori margini di flessibilità, probabilmente per contemperare gli incrementi scaturiti dai maggiori oneri derivanti dalla crescita dei prezzi dei fattori produttivi sostenuti nel 2022 e 2023 (i cui effetti si sono riversati nei PEF delle annualità 2024 e 2025) (Fig. 6.29).

FIG. 6.29 *Valori medi fattori di sharing per le proposte tariffarie approvate dall'Autorità*



Fonte: ARERA. Elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021 e al periodo 2022-2025.[36]

36 Il campione non considera gli ambiti che hanno applicato meccanismi di inerzia previsti dal metodo tariffario pro tempore vigente e gli ambiti interessati dai provvedimenti di invarianza dei corrispettivi.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente	Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
Redazione	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente Direzione Comunicazione e Media Piazza Cavour 5, 20121 Milano Tel. 02 655 651 e-mail: info@arera.it Intrawelt®
Impaginazione e grafica	T-Mediahouse Srl